

ANÁLISE DA PERTURBAÇÃO DO DIA 15/08/2023 ÀS 08H30MIN

RELATÓRIO DE ANÁLISE DE PERTURBAÇÃO - RAP

© 2023/ONS
Todos os direitos reservados.
Qualquer alteração é proibida sem autorização.

RAP-ONS 00012/2023

ANÁLISE DA PERTURBAÇÃO DO DIA 15/08/2023 ÀS 08H30MIN

RELATÓRIO DE ANÁLISE DE PERTURBAÇÃO - RAP

OUTUBRO 2023

Etapas para emissão do Relatório de Análise de Perturbação:

Data da identificação de necessidade de elaboração do RAP: 15/08/2023

Data da criação do Tópico Fechado Online: 17/08/2023

Carta ONS – CTA-ONS DGL 1559/2023 de 16/08/2023

Data da 1a reunião de análise: 25/08/2023

Data da 2a reunião de análise: 01/09/2023

Versão original (minuta) em: 25/09/2023

Versão definitiva (final) em: 09/10/2023

Participantes da análise da perturbação, no dia 25/08/2023, realizada por videoconferência.

ONS, ANEEL E MME.

Agentes de Transmissão: ACRE TRANSMISSORA, ARGO, BMTE, CGT ELETROSUL, CEMIG GT, CHESF, COPEL-GT, COTESA, CTEEP, EDP GOIAS, ELETRONORTE, EVOLTZ, FURNAS, IE MADEIRA, INTESA, CELEO REDES, NEOENERGIA, TAESA.

Agentes de Geração: AES BRASIL, AUREN ENERGIA, BORBOREMA ENERGETICA, CGT ELETROSUL, CGN BRASIL, CEMIG GT, CHESF, CACHOEIRA CALDEIRAO, COPEL-GT, CONTOUR, CPFL PAULISTA, CPFL ENERGIAS, EDP ES, EDP GOIAS, EDP RENOVÁVEIS, ELETRONORTE, ENEL RIO, ENEL SP, ENERGISA MG, ENERGISA MS, ENERGISA MT, ENGIE, ECHOENERGIA, EQUATORIAL, FERREIRA GOMES, FURNAS, GERA AMAZONAS, ITAIPU BINACIONAL, IBITU ENERGIA, NEXA RECURSOS, NEOENERGIA, NORTE ENERGIA SA, ARCELORMITTAL, RGE, SUZANO, TERMOPERNAMBUCO, UTE PERNAMBUCO III, VALE, VOTORANTIM CIMENTOS, VOLTALIA.

Agentes de Distribuição: CEMIG D, CHESF, COOPERCOCAL, COPEL-D, CPFL PAULISTA, CPFL PIRATININGA, EDP ES, EDP SÃO PAULO, ELETRONORTE, ENEL CEARÁ, ENEL RIO, ENERGISA MG, ENERGISA ACRE, ENERGISA MS, ENERGISA MT, ENERGISA PARAÍBA, ENERGISA RONDONIA, ENERGISA

SERGIPE, ENERGISA SUL SUDESTE, ENERGISA TOCANTINS, EQUATORIAL, FURNAS, NEOENERGIA, NEOENERGIA BRASÍLIA, NEOENERGIA COSERN, NEOENERGIA ELEKTRO, NEOENERGIA PE, NEOENERGIA COELBA, RGE, SULGIPE.

Consumidores Livres: ALBRÁS, ALPEK, BRASKEM, CIMENTOS LIZ, CONTINENTAL, NEXA RECURSOS, SUZANO, VALE, VOTORANTIM CIMENTOS.

Participantes da análise da perturbação, no dia 01/09/2023, realizada por videoconferência.

ONS, ANEEL e MME.

Agentes de Transmissão: ACRE TRANSMISSORA, CEMIG GT, CHESF, CTEEP, EDP GOIAS, ENERGISA AMAZONAS, ENERGISA AMAPA, FURNAS, NEOENERGIA.

Agentes de Geração: ANGLOGOLD ASHANTI, CELESC, CEMIG GT, CHESF, CACHOEIRA CALDEIRAO, CORE NEOENERGIA, COTESA, CONTOUR, CPFL PAULISTA, CPFL ENERGIAS, EDP ES, CEJA, EDP GOIAS, EDP RENOVÁVEIS, ENEL RIO, ENEL SP, ENERGISA MG, ENERGISA MS, ENERGISA MT, EQUATORIAL, FURNAS, INNOVA, KINROSS, KLABIN, LIGHT, NEXA RECURSOS, NEOENERGIA, ARCELORMITTAL, CARAMURU, USIMINAS, RGE, SAMARCO, VALE, VOTORANTIM CIMENTOS.

Agentes de Distribuição: CELESC, CEMIG D, CERSUL, CERTEL ENERGIA, CHESF, COOPERCOCAL, COOPERLUZ, COPEL-D, CPFL PAULISTA, DME, EDP ES, EDP SÃO PAULO, ENEL CEARÁ, ENEL RIO, ENERGISA MG, ENERGISA ACRE, ENERGISA MS, ENERGISA MT, ENERGISA PARAÍBA, ENERGISA RONDONIA, ENERGISA SERGIPE, ENERGISA SUL SUDESTE, ENERGISA TOCANTINS, EQUATORIAL, FURNAS, LIGHT, NEOENERGIA, NEOENERGIA BRASÍLIA, NEOENERGIA COSERN, NEOENERGIA ELEKTRO, NEOENERGIA PE, NEOENERGIA COELBA, RGE, SULGIPE.

Consumidores Livres: ALBRÁS, ALPEK, ALUMAR, ANGLOGOLD ASHANTI, ARLANXEO, ATLANTIC NICKEL, BRASKEM, CASTERTECH, CONTINENTAL, DOW CORNING, GERDAU, INNOVA, KINROSS, KLABIN, NEXA RECURSOS, OXITENO, POOL VALE MG, APERAM, ARCELORMITTAL, CARAMURU, USIMINAS, VALLOUREC JACEABA, SAMARCO, UNIPAR CARBOCLORO, UNIPAR INDUPA, VALE, VIPAL, VOTORANTIM CIMENTOS, WHITE MARTINS

Carta de convocação enviada para:

ONS, ANEEL e MME.

Agentes de Transmissão: AMAPAR, ACRE, ARGO, BMTE, CGT ELETROSUL, CEMIG GT, CHESF, COPEL-GT, COTESA, CTEEP, EDP GOIAS, ELETRONORTE, ENERGISA AMAZONAS, ENERGISA AMAPA, EVOLTZ, ETB, FURNAS, IE MADEIRA, INTESA, LMTE, LXTE, JTE, CELEO REDES, MANAUS TR, NEOENERGIA, PARAÍSO TPE, TAESA, TCC CAMINHO DO CAFÉ.

Agentes de Geração: AES BRASIL, AFONSO BEZERRA I, AF ENERGIA, AKZONOBEL, ALIANÇA, ANGLOGOLD ASHANTI, AUREN ENERGIA, BONS VENTOS, BORBOREMA ENERGETICA, BRACELL SP, BREITENER TAMBAQUI, CGT ELETROSUL, CGN BRASIL, CELESC, CMPC, CEMIG GT, CERTHIL, CHESF, CACHOEIRA CALDEIRAO, CORE NEOENERGIA, COTESA, MANAUARA, COPEL-GT, CONTOUR, CPFL PAULISTA, CPFL ENERGIAS, CVER, DME, EDP ES, CEJA, EDP GOIAS, EDP RENOVÁVEIS, ELETRONORTE, ENEL RIO, ENEL SP, ENERGIA DOS VENTOS 4, ENERGISA MG, ENERGISA MS, ENERGISA MT, ENGIE, EOL POTIGUAR, ECHOENERGIA, EPASA, EQUATORIAL, FERREIRA GOMES, FURNAS, FORÇA EÓLICA DO BRASIL, GERA AMAZONAS, INNOVA, ITAIPU BINACIONAL, IBITU ENERGIA, KINROSS, KLABIN, LIGHT, NEXA RECURSOS, MOSAIC, NEOENERGIA TRANS, AHE ITAPEBI, NORTE ENERGIA SA, PARNAÍBA G C, PARNAÍBA II, RNEST, ARCELORMITTAL, CARAMURU, USIMINAS, PORTO PECÉM, RGE, SAMARCO, STEAG, SOL DO FUTURO I, SUZANO, TERMOPERNAMBUCO, UTE PERNAMBUCO III, VALE, VERACEL, VOTORANTIM CIMENTOS, VOLTALIA.

Agentes de Distribuição: CEEEDIS, CELESC, CEMIG D, CERSUL, CERTEL ENERGIA, CHESF, CPFL SANTA CRUZ, COOPERCOCAL, COOPERLUZ, COPEL-D, COPREL, CPFL PAULISTA, CPFL PIRATININGA, DME, EDP ES, EDP SÃO PAULO, ELETRONORTE, ENEL CEARÁ, ENEL RIO, ENERGISA MG, ENERGISA ACRE, ENERGISA MS, ENERGISA MT, ENERGISA PARAÍBA, ENERGISA RONDONIA, ENERGISA SERGIPE, ENERGISA SUL SUDESTE, ENERGISA TOCANTINS, EQUATORIAL, FURNAS, IENERGIA, LIGHT, NEOENERGIA TRANS, NEOENERGIA BRASÍLIA, NEOENERGIA COSERN, NEOENERGIA ELEKTRO, NEOENERGIA PE, NEOENERGIA COELBA, RGE, SULGIPE.

Consumidores Livres: AKZONOBEL, ATVOS, ALBRÁS, ALPEK, ALUMAR, ANGLOGOLD ASHANTI, ARLANXEO, ATLANTIC NICKEL, BRACELL SP, BRASKEM, CASTERTECH, CIMENTO DA PARAÍBA, CMPC, CIMENTOS LIZ, CONTINENTAL, COTEMINAS, DOW CORNING, FIBRAPLAC, GERDAU CHARQUEADAS, GERDAU MOGI DAS CRUZ, GERDAU RIOGRANDENSE, INNOVA, KINROSS, KLABIN, JBS, MESSER GASES MATRIZ, MARTINS MONLEVADE, MINERAÇÃO DARDANELOS, NEXA RECURSOS, NOVA ERA,

OXITENO, PARNAÍBA G C, PARNAÍBA II, POOL VALE MG, REPLAN, RNEST, APERAM, ARCELORMITTAL, CARAMURU, USIMINAS, VALLOUREC JACEABA, PORTO PECÉM, PROQUIGEL QUÍMICA, REFINARIA MATARIPE, SAMARCO, SUZANO, UNIPAR CARBOCLORO, UNIPAR INDUPA, VALE, VERACEL, VIPAL, VOTORANTIM CIMENTOS, WHITE MARTINS.

Observação: No item 10 deste RAP consta a lista de presença.

Sumário

Etapas para emissão do Relatório de Análise de Perturbação:	3
1 INTRODUÇÃO	14
2 SITUAÇÃO DO SISTEMA ANTES DA PERTURBAÇÃO	16
2.1 Principais inequações das Interligações Norte/Sudeste e Sudeste/Nordeste	17
2.2 Indisponibilidade dos Principais Equipamentos e Linhas de Transmissão	18
3 DESCRIÇÃO DA PERTURBAÇÃO	20
3.1 Descrição Geral	20
3.2 Subsistema Norte	107
3.3 Subsistema Sudeste/Centro-Oeste	157
3.4 Formação de Ilhas Elétricas no Nordeste	166
3.5 Área Centro Oeste / Sul / Sudeste	179
3.6 Bipolos de Xingu e do Madeira	185
4 SEQUÊNCIA DE EVENTOS	190
4.1 Sequência de Desligamentos Automáticos e Manuais	190
4.2 Sequência de recomposição dos equipamentos	207
5 AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO	208
5.1 Proteção e Esquemas de Religamento Automático	208
5.2 Sistemas Especiais de Proteção – SEP	218
5.3 Esquemas Regionais de Alívio de Carga – ERAC	219
5.4 Registradores de Perturbação	257
5.5 Eventos de SOE e pontos digitais	258
5.6 Comportamento Dinâmico do SIN	260

5.7	Operação em Tempo Real e Processo de Recomposição do Sistema	291
6	INTERRUPÇÃO DE CARGA NO SISTEMA INTERLIGADO	364
7	CONCLUSÕES	370
8	PROVIDÊNCIAS TOMADAS	380
8.1	ONS	380
8.2	CHESF	381
8.3	ARGO III	389
8.4	ENERGISA RONDÔNIA	389
8.5	ENGIE	389
8.6	EVOLTZ	390
8.7	LMTE	390
8.8	LXTE	390
8.9	COOPERCOCAL	392
8.10	ELETRONORTE	392
8.11	FURNAS	394
8.12	JTE	394
8.13	SAESA	395
9	PROVIDÊNCIAS	396
9.1	AO ONS	396
9.2	À ACRE TRANSMISSORA	397
9.3	À AF ENERGIA	397
9.4	À AHE ITAPEBI	398
9.5	À ALUPAR	398
9.6	À AMAPAR	399
9.7	À AMAZONAS ENERGIA	399

9.8	À ARGO V	400
9.9	À ARGO VI	401
9.10	À ARLANXEO TSR	401
9.11	A AUREN ENERGIA	401
9.12	À BAESA	401
9.13	À BORBOREMA	402
9.14	À BRASKEM SUL	402
9.15	À BRE 2	402
9.16	À BREITENER JARAQUI	403
9.17	À CACHOEIRA CALDEIRÃO	403
9.18	À CBA	403
9.19	À CEA	403
9.20	À CEEE-D	404
9.21	À CEJA	404
9.22	À CELESC	405
9.23	À CEMIG D	405
9.24	À CEMIG GT	405
9.25	À CERRADINHO	406
9.26	À CERSUL	406
9.27	À CERTEL	406
9.28	À CERTHIL	407
9.29	À CGN BRASIL	407
9.30	À CHESF	407
9.31	À COELBA	413
9.32	À CONTINENTAL	414
9.33	À COOPERCOCAL	414

9.34	À COPEL-D	414
9.35	À COPEL-GT	415
9.36	À COTEMINAS	415
9.37	À COTESA	415
9.38	À CPFL ENERGIAS	416
9.39	À CPFL PAULISTA	416
9.40	À CPFL PIRATININGA	416
9.41	À CPFL SANTA CRUZ	417
9.42	À CTEEP	417
9.43	À CVER	418
9.44	À CYMI	418
9.45	À ECHOENERGIA	418
9.46	À EDP GOIÁS	418
9.47	À EDP SÃO PAULO	418
9.48	À EDTE	419
9.49	À ELETRONORTE	419
9.50	A EMAE	422
9.51	À ENEL	422
9.52	À ENEL CEARÁ	423
9.53	À ENERGISA MG	424
9.54	À ENERGISA N FRIBURGO	424
9.55	À ENERGISA SOLUÇÕES	425
9.56	À ENGELMIG	425
9.57	À ENGIE	425
9.58	À ENIND ENG E SERV	427
9.59	À ENTE	427

9.60	À EQUATORIAL 4	427
9.61	À EQUATORIAL ALAGOAS	427
9.62	À EQUATORIAL GOIÁS	428
9.63	À INTESA	428
9.64	À EQUATORIAL PARÁ	429
9.65	À EQUATORIAL PIAUÍ	429
9.66	À EQUATORIAL TRANS	430
9.67	À ERTE	430
9.68	À ETB	430
9.69	À ETEPA	431
9.70	À EVOLTZ	431
9.71	À FURNAS	431
9.72	À GERDAU MOGI DAS CRUZES	432
9.73	À GERDAU RIOGRANDENSE	432
9.74	À HORIZON MA I	432
9.75	À IACO	434
9.76	À IBITU ENERGIA	434
9.77	À IE MINAS GERAIS	434
9.78	À IE NORTE NORDESTE	434
9.79	À IE GARANHUS	435
9.80	À INVESTCO	435
9.81	À IQONY	436
9.82	À LIGHT	436
9.83	À LMTE	436
9.84	À MANTIQUEIRA TRANSMISSORA	437
9.85	À MARITUBA	438

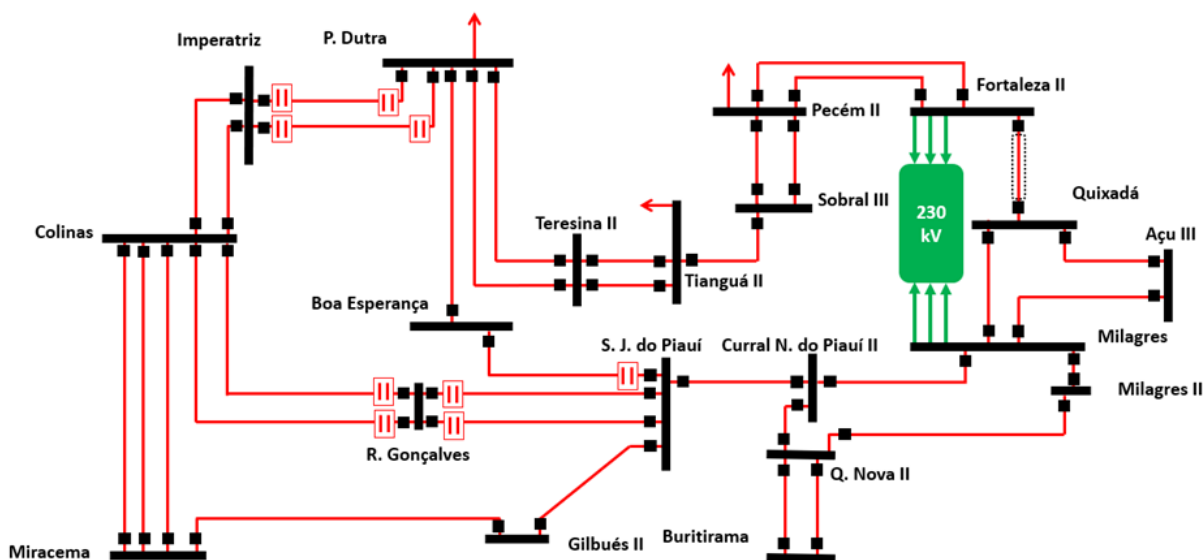
9.86	À MINERAÇÃO VALE VERDE	438
9.87	À MOSAIC FERTILIZANTES	438
9.88	À NEO REN	439
9.89	À NEOENERGIA BRASÍLIA	439
9.90	À JALAPÃO	440
9.91	À NEOENERGIA TRANS	440
9.92	À NEXCERA	440
9.93	À NORTE ENERGIA	440
9.94	À OXITENO	441
9.95	À PALMYRA DO BRASIL	441
9.96	À PARAÍSO TPE	441
9.97	À PARINTINS AMAZONAS	442
9.98	À PETROBRAS	442
9.99	À RIO PARANÁ ENERGIA	443
9.100	À S FRANCISCO	443
9.101	À SAESA	443
9.102	À UTE SANTA LUZIA I	444
9.103	À SERTANEJA	445
9.104	À STN	445
9.105	À SITE	445
9.106	À STATE GRID	446
9.107	À SULGIPE	446
9.108	À SUZANO	446
9.109	À TAESA	446
9.110	À TCC CAMINHO DO CAFÉ	448
9.111	À TERMOCABO	448

9.112	A TRANSIRAPÉ	448
9.113	À VALE	449
9.114	À VERACEL	449
9.115	À VOLTALIA	450
9.116	À VOTORANTIM CIMENTOS	450
9.117	À Z ENERGIA	450
9.118	AOS AGENTES GERADORES EÓLICOS E FOTOVOLTAICOS	450
10	ANEXOS	452
10.1	Agentes eólicos e fotovoltaicos para atendimento da providência 9.118	452
10.2	Tabelas de recomposição	454
10.3	Tabelas de falha nos dados de SOE	497
10.4	Diagramas das áreas elétricas afetadas na ocorrência	540

1 INTRODUÇÃO

Este relatório tem a finalidade de apresentar os resultados da análise da perturbação do dia 15/08/2023 às 08h30min, que teve início com o desligamento automático da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II, somente no terminal de Quixadá, durante operação normal, provocado por atuação do seu sistema de proteção, sem a incidência de curto-circuito no sistema elétrico. A Figura 1-1, a seguir, apresenta o diagrama esquemático da área de origem da perturbação.

Figura 1-1: Diagrama esquemático da área de origem da perturbação



Na sequência, observou-se uma abrupta redução de tensão na região, nos sistemas de 230 kV e de 500 kV, a abertura de diversas linhas de transmissão e a consequente separação dos Subsistemas Norte, Nordeste e Acre/Rondônia do restante do Sistema Interligado Nacional (SIN).

As análises do ONS apresentadas no conteúdo deste documento mostram que a abrupta redução de tensão observada no campo após a perda de uma única linha de transmissão foi consequência do desempenho dos parques eólicos e fotovoltaicos observado em campo ter sido inesperado, muito aquém daquele obtido pelo ONS nos seus estudos, os quais são realizados utilizando-se os modelos matemáticos encaminhados pelos agentes ao ONS.

Houve a atuação do Esquema Regional de Alívio de Cargas – ERAC, que minimizou o impacto do distúrbio.

Como consequência, ocorreu a interrupção de aproximadamente 23.368 MW de cargas do SIN, sendo 12.689 MW na macrorregião Norte/Nordeste e 10.680 MW na macrorregião S/SE/CO. O estado de Roraima permaneceu atendido de forma isolada do SIN.

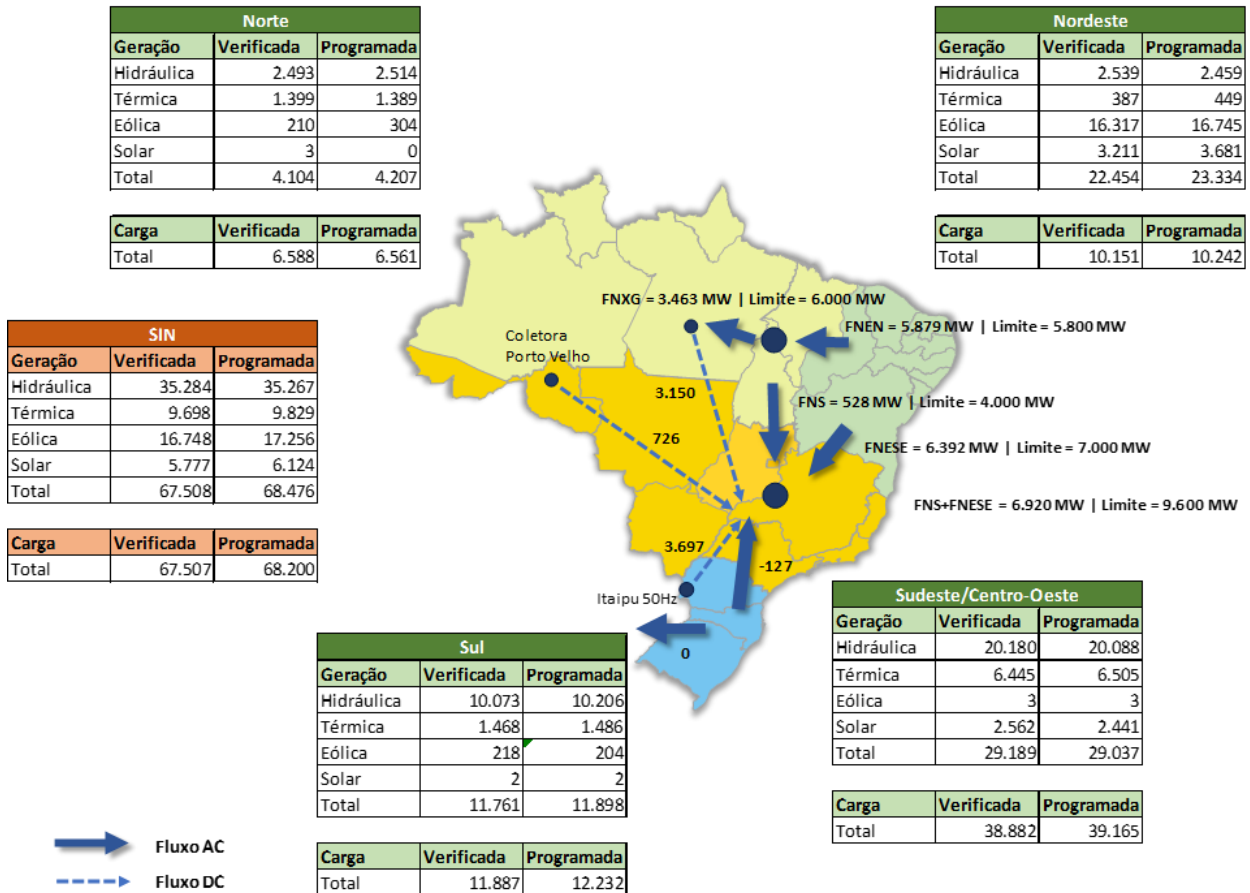
Às 8h43min foi iniciado o restabelecimento das cargas do subsistema Sul, que foi concluído às 9h05min. No Subsistema Sudeste o restabelecimento iniciou-se às 8h52min e foi concluído às 9h33min.

O ONS autorizou o restabelecimento total das cargas às 14h49min.

2 SITUAÇÃO DO SISTEMA ANTES DA PERTURBAÇÃO

A Figura 2-1, a seguir, apresenta o diagrama do SIN com os valores de geração, carga e intercâmbios durante a situação pré-ocorrência, no minuto anterior ao evento das 08h30 do dia 15/08/2023.

Figura 2-1: Situação do sistema às 08h30, instante anterior à ocorrência do dia 15/08/2023



2.1 Principais inequações das Interligações Norte/Sudeste e Sudeste/Nordeste

Tabela 2-1: Limites Sistêmicos das Interligações Norte/Sudeste e Sudeste/Nordeste no momento da ocorrência – 15/08/2023 às 08h30

Fluxo Sistêmico	Valor (MW)	Limite (MW)	Atendida	Objetivo
FNS (Fluxo Norte / Sudeste)	528	4.000	Sim	Limite estabelecido pela intervenção SGI nº 42.109-23 associado a indisponibilidade dos polos 3 e 4 do Bipolo 2 do Madeira.
FNESE (Fluxo Nordeste / Sudeste)	6.392	7.000	Sim	Limite estabelecido pela intervenção SGI nº 37.890-23 associado a indisponibilidade do DJ 15D2 da SE São João do Piauí.
FNS + FNESE	6.920	9.800	Sim	Limite estabelecido pela intervenção SGI nº 42.109-23 associado a indisponibilidade dos polos 3 e 4 do Bipolo 2 do Madeira.
FNEN (Fluxo Nordeste / Norte)	5.879	5.800	Não*	Limite estabelecido pela intervenção SGI nº 37.890-23, associado a indisponibilidade do DJ 15D2 da SE São João do Piauí.
<p>FGBMC + 0,19*FRGCO – 0,21*Gcorte</p> <p>Onde,</p> <p>FGBMC - Fluxo de potência ativa na LT 500 kV Gilbués II / Miracema, no sentido de Gilbués II para Miracema.</p> <p>FRGCO - Fluxo de potência ativa na LT 500 kV Colinas / Ribeiro Gonçalves, no sentido de Ribeiro Gonçalves para Colinas.</p> <p>Gcorte: Geração disponível na UHE Sobradinho, nas UFVs Nova Olinda e São João do Piauí e na EOL Lagoa dos Ventos para corte pelo SEP de perda dupla (conforme IO-EE.NNE)</p>	1.283	1.500	Sim	Evitar a perda de sincronismo da região Nordeste com o SIN, e consequente atuação da PPS, na perda dupla das LT 500 kV Colinas / Ribeiro Gonçalves C1 e C2 ou das LT 500 kV Ribeiro Gonçalves / São João do Piauí C1 e C2.

* Cabe ressaltar que a violação do limite do FNEN não tem relação com a perturbação e suas consequências.

2.2 Indisponibilidade dos Principais Equipamentos e Linhas de Transmissão

Tabela 2-2: Indisponibilidades em equipamentos de transmissão

Agente	SGI	Equipamento	Serviço
CHESF	61.464-22	CE 100 / -70 Mvar FORTALEZA Q1 CE (09Q1)	Correção de vazamentos de água deionizada.
CHESF	37.122-23	CE 100 / 0 Mvar C. GRANDE II Q2 PB	Cadastro de indisponibilidade.
CHESF	43.314-23	CE 200 / -100 Mvar FUNIL Q1 BA	Verificações e ações corretivas no sistema de controle e alimentação DC.
JALAPÃO	54.421-22	RT 500 kV 200 Mvar GILBUES II RE703 PI (GDRE7-03)	Troca de bucha avariada.
FURNAS	11.690-23	RT 13P8 kV 5P0 Mvar RIO VERDE FUR 1 GO RT 13P8 kV 25 Mvar RIO VERDE FUR 3 GO (R3)	Adequações em TPs e transformadores de aterramento no terciário do TR1 230/138 kV.
ELETRONORTE	26.229-23	RT 230 kV 10 Mvar MIRANDA II 2 MA (MRRE6-02)	Remanejamento para possibilitar a instalação do 3º transformador nesta subestação.
JALAPÃO	27.419-23	RT 500 kV 150 Mvar BARREIRAS II RE702 BA (B2RE7-02)	Cadastro de indisponibilidade.
IBITU ENERGIA	31.576-23	RT 230 kV 20 Mvar ICARAI E1 CE (04E1)	Cadastro de indisponibilidade.
ELETRONORTE	35.385-23	RT 500 kV 136 Mvar P. DUTRA 7 MA (PDRE7-07)	Substituição do banco de reatores e equipamentos associados, inclusive de telecomunicações, supervisão, proteção, comando e controle.
ELETRONORTE	35.755-23	RT 500 kV 136 Mvar MARABA 2 PA	Ampliação da SE Marabá. Substituição dos reatores 500 kV.
ELETRONORTE	26.879-18	CS 100 / -70 Mvar IMPERATRIZ 2 MA (IZCS2-02)	Verificar defeito no sistema de excitação.
CHESF	41.055-23	CS 150 / -105 Mvar TERESINA II K1 PI (01K1)	Realização de ensaios de automação, partida, parada, excitação, proteção e sensoramento de vibração para subsidiar o <i>retrofit</i> .
ELETRONORTE	31.467-23	TR 230 / 69 kV UTINGA TF2 PA (UGTF6-02)	Substituição do banco de transformadores monofásicos e de equipamentos associados a função.

VISUS ENGENHARIA	40.737-23	TR 230 / 138 kV CASTANHAL 1 PA TR 230 / 138 kV CASTANHAL 2 PA	Desligamento em emergência.
ELETRONORTE	37.610-23	TR 230 / 138 kV PORTO FRANCO 1 MA	Reforma geral do Autotransformador.
CHESF	39.758-23	TR 230 / 69 kV PIRIPIRI T2 PI (04T2)	Substituição do disjuntor 12T2 e das chaves 32T2-4, 32T2-5 e 32T2-6.
ELETRONORTE	38.411-23	TR 230 / 69 kV SAO LUIS I TF4 MA (LITF6-04)	Implantação de monitoramento on-line de buchas.
FURNAS	30.199-23	TR 345 / 230 kV ITUMBIARA 3 MG	Testes de aceitação de campo da proteção diferencial de barras.
CHESF	39.710-23	LT 500 kV P. AFONSO IV_SE / P. AFONSO IV C G3 BA	Substituir as seccionadoras 35G3-5, 35G3-8 e 35D3-1.
IE MADEIRA	42.919-23	CV 500 kV C.PORTO VELHO 3 RO (3)	Reparo cintamento nas bobinas de todos os Transformadores Conversores do polo 3.
IE MADEIRA	67.291-22	CV 500 kV C.PORTO VELHO 4 RO (4)	Princípio de incêndio na sala de válvulas do polo 4.

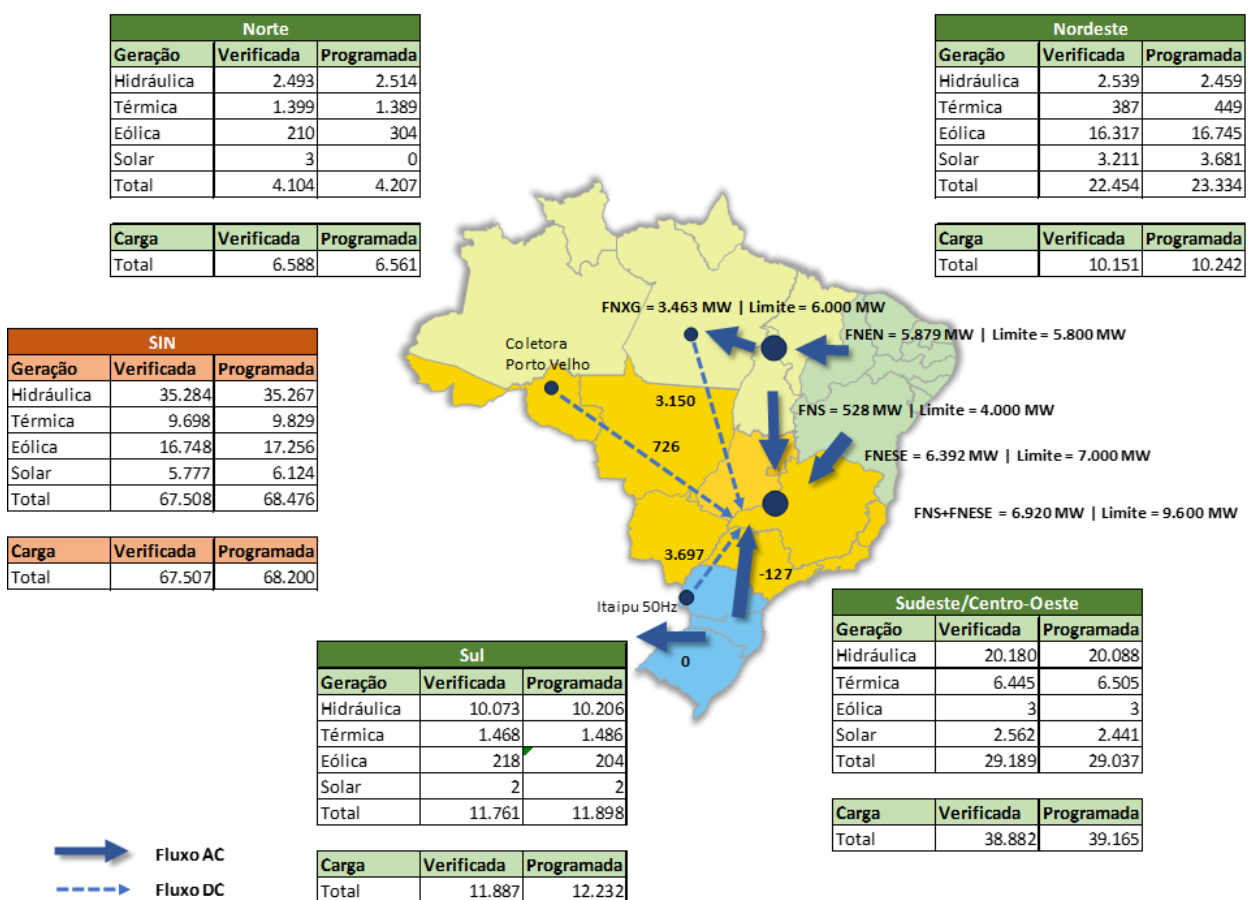
3 DESCRIÇÃO DA PERTURBAÇÃO

3.1 Descrição Geral

Neste item é apresentada a descrição detalhada da perturbação do dia 15/08/2023 às 08h30min.

Na Figura 3-1, a seguir, encontra-se o diagrama simplificado com a condição pré-distúrbio, instantes antes da perturbação.

Figura 3-1: Diagrama simplificado com a condição pré-distúrbio – 08h30min

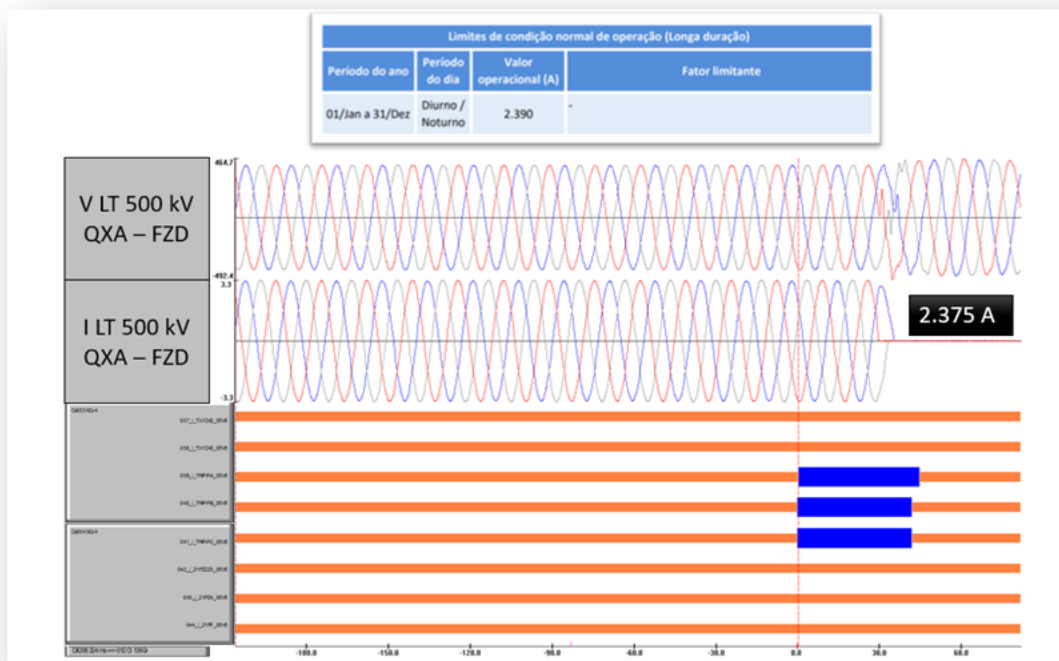


A perturbação teve início às 8h30min36,946s com a abertura do terminal de Quixadá da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II, sem a incidência de curto-circuito no sistema elétrico. O desligamento foi provocado pela atuação acidental da lógica de fechamento sob falta (*Switch Onto Fault – SOTF*) do sistema de proteção principal do terminal de Quixadá da linha de transmissão. Ressalta-se que também

ocorreu a partida da mesma função na cadeia de proteção alternada, entretanto, dentro da margem de erros de medida, o disparo foi emitido primeiramente pela cadeia principal.

A Figura 3-2, a seguir, apresenta a oscilografia do terminal de Quixadá da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II no instante do seu desligamento, quando a linha operava com uma corrente de carga de 2.375 A, sendo 2.390 A o seu limite normal de operação.

Figura 3-2: Oscilografia do terminal de Quixadá da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II



A lógica de fechamento sob falta (*Switch Onto Fault - SOTF*) está presente em todos os esquemas de proteção de linha que utilizam, para a polarização das suas funções direcionais, as informações de tensão dos DCP (Divisores Capacitivos de Potencial) de linha. Esta lógica tem por objetivo permitir a atuação rápida dos sistemas de proteção no caso de energização de linhas com falha interna, já que nesse instante as funções de proteção que dependem de tensão (distância e sobrecorrente direcionais) ficam inoperantes em função da inexistência de tensão de polarização.

Em uma implementação básica dessa lógica é permitido, durante certo tempo, a atuação de uma unidade de sobrecorrente não direcional após o fechamento do disjuntor da linha. Entretanto, para garantir a segurança do sistema de proteção, após a detecção de tensão normal na linha ou após um certo tempo (ajustado através de um temporizador), a lógica deve ser automaticamente desativada.

Com relação ao ajuste do pickup da função de sobrecorrente, este deve ser superior ao carregamento máximo da linha e inferior à corrente de curto-circuito mínima para falhas no final da linha.

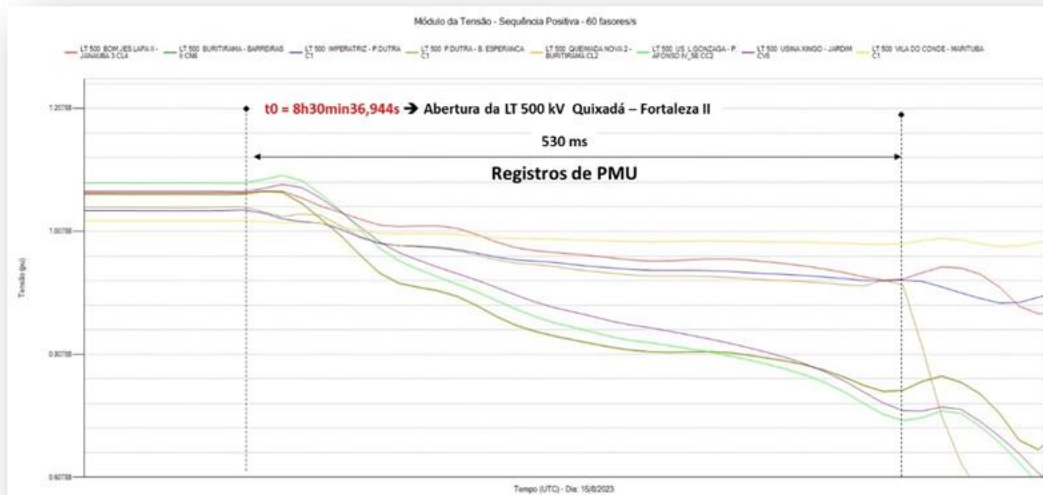
A função SOTF da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II é implementada através de uma lógica externa ao algoritmo de SOTF nativo do IED (Areva/Alstom P442). A lógica nativa do IED utiliza funções de distância com polarização cruzada e ação de memória e, quando a tensão de polarização é insuficiente, é realizado um deslocamento reverso para cobrir a eliminação instantânea de faltas trifásicas. No entanto, para esse IED, a utilização da função de sobrecorrente é opcional, mas para a sua utilização é necessária a habilitação de uma função de sobrecorrente temporizada externa à lógica, associando-a à função SOTF do IED tanto para a sua habilitação, quanto para a sua desativação após o tempo de ajuste. No caso da referida linha, uma função de sobrecorrente ajustada com a corrente de pick-up de 2.310 A e temporização de 100 s foi habilitada, porém não foi realizada a associação externa à função de SOTF. Com isso, a linha permaneceu em operação com uma função de sobrecorrente de fase apta a comandar o desligamento da linha, bastando a corrente atingir o seu pick-up durante o tempo ajustado.

Adicionalmente, também foi verificado um erro de ajuste da função de sobrecorrente associada ao SOTF, já que o seu ajuste era inferior ao limite nominal da linha e, para a forma prevista de implementação, deveria ter sido considerado o carregamento máximo e o nível de corrente de curto-circuito mínimo na linha.

Após a abertura da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II, ocorreu uma redistribuição do fluxo de potência na região Nordeste, com afundamento de tensão no tronco de 230 kV da região do Ceará e em algumas barras de 500 kV, principalmente nas subestações entre Boa Esperança, São João do Piauí, Milagres, Açú III e Campo Grande III, conforme apresentado na Figura 6.

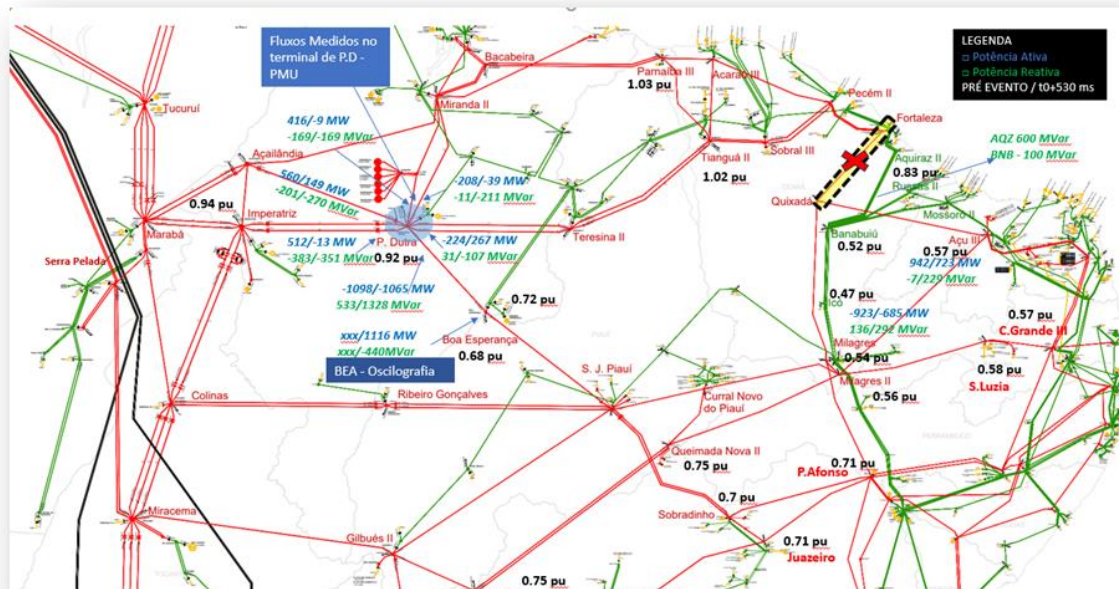
A Figura 3-3, a seguir, mostra os registros de tensão de sequência positiva (em pu) de algumas barras de 500 kV da região Nordeste, imediatamente após o desligamento automático da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II.

Figura 3-3: Tensão de Sequência Positiva - Barras de 500 kV do Nordeste



A Figura 3-4 abaixo ilustra a redistribuição de fluxos nas linhas que partem da barra de Presidente Dutra 500 kV e na LT 500 kV Milagres II – Açú III, tendo como referência os valores pré-evento e os valores após $T_0 + 530$ ms. Em azul estão elencados os valores de potência ativa e em verde os valores de potência reativa. Também é apresentado o valor da tensão nas principais barras de 500 e 230 kV (em pu), no instante $T_0 + 530$ ms.

Figura 3-4: Redistribuição dos Fluxos de Potência na Região afetada



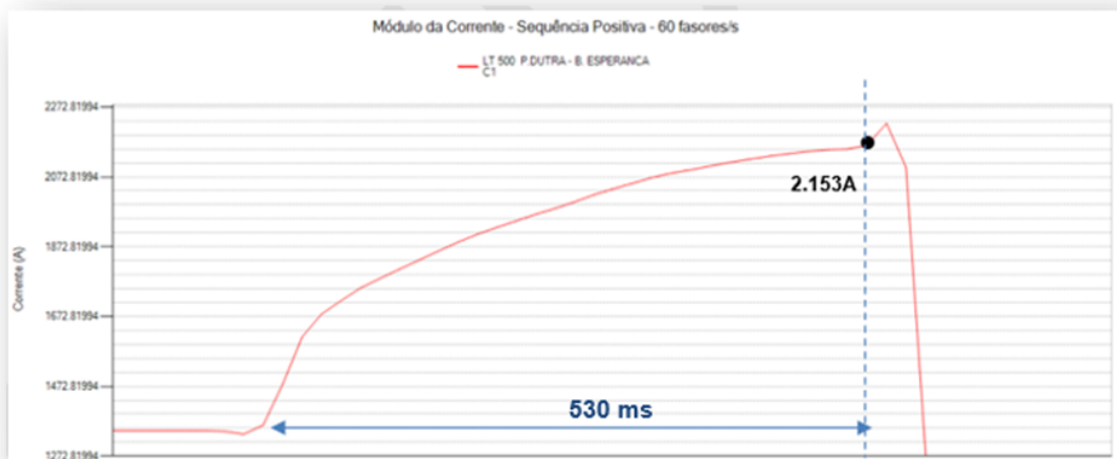
Nota – XXX – Sem Informação por falta de dados

Na sequência, cerca de 530 ms após o início da perturbação, houve a atuação da proteção de disparo por oscilação de potência (função 68OST – disparo por oscilação de potência) no terminal de Presidente Dutra da LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança.

A corrente nominal no terminal de Presidente Dutra da referida linha atingiu 2.153 A, valor este ligeiramente superior ao seu limite nominal de operação (limite de longa duração), que é de 2.000 A.

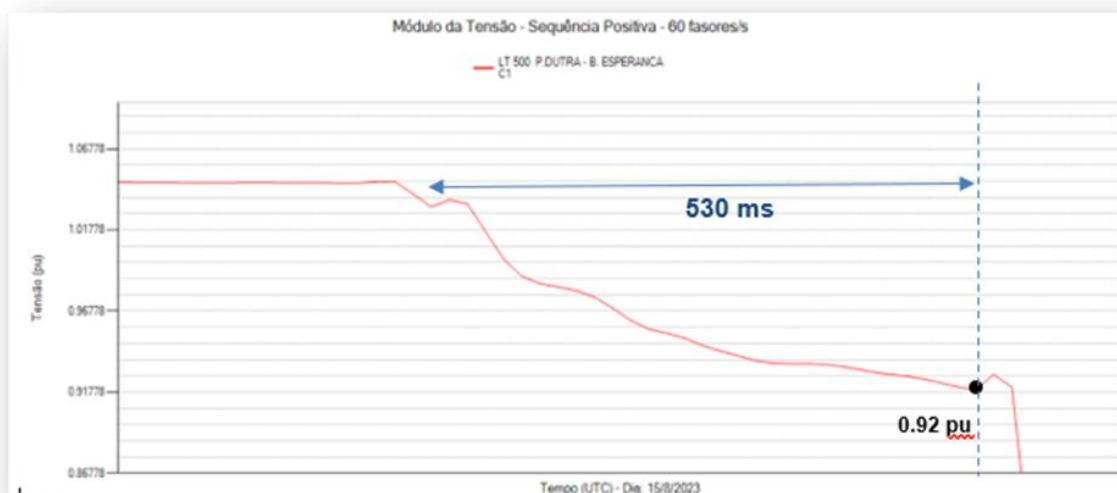
A Figura 3-5 abaixo mostra a variação de corrente na linha, medida através da PMU - Phasor Measurement Unit instalada no terminal de Presidente Dutra. Ressalta-se que não foi gerada oscilografia deste evento, visto que o oscilógrafo estava desligado para manutenção e a partida da oscilografia no relé não estava configurada.

Figura 3-5: Corrente na LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança, terminal de Presidente Dutra



A Figura 3-6, a seguir, mostra o perfil da tensão na barra de Presidente Dutra 500 kV, também obtido através da PMU.

Figura 3-6: Tensão na LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança, terminal de Presidente Dutra

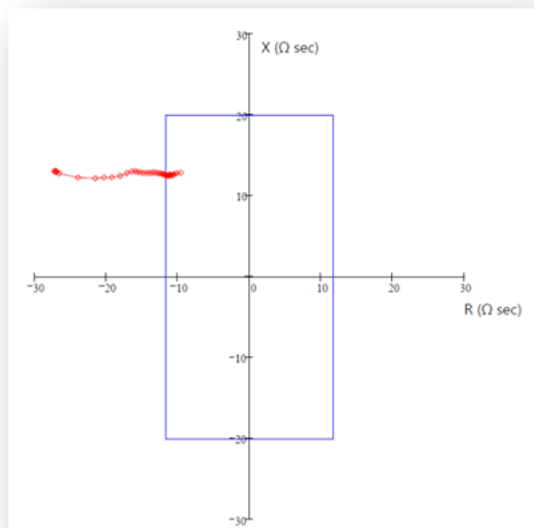


Essa condição operativa fez com que a impedância medida pelos IED (Intelligent Electronic Devices) de proteção do terminal de Presidente Dutra se aproximasse do Eixo X (Eixo da Reatância) do Diagrama de Impedância R-X, atingindo o *blinder* de atuação da função de perda de sincronismo - PPS (função 68OST – disparo por oscilação de potência) deste terminal da linha. Essa aproximação ocorreu de uma forma lenta (55 Ω/s), ou seja, abaixo da velocidade ajustada (1.500 Ω/s) para discriminar curto-circuito de oscilação de potência.

Desta forma, as condições para a ativação da lógica da PPS foram atendidas e a sua atuação acionou o Sistema Especial de Proteção (SEP) – ECE 4.14.11, instalado na SE Presidente Dutra, que provoca, além da abertura da LT 500 kV Presidente Dutra - Boa Esperança, a abertura e a isolação das LT 500 kV Presidente Dutra - Teresina C1 e C2, com o objetivo de abrir a Interligação Norte/Nordeste na Subestação Presidente Dutra 500 kV. Este SEP também comanda a abertura da LT 500 kV Imperatriz - Presidente Dutra C2, com objetivo de controle de tensão numa situação de separação do Nordeste.

A Figura 3-7, a seguir, mostra a trajetória da impedância medida, plotada a partir dos dados de PMU, atingindo a característica da PPS.

Figura 3-7: Atuação da PPS da LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança, terminal de Presidente Dutra



A Figura 3-8, a seguir, apresenta os ajustes definidos pelos estudos, convertidos em valores de ajuste dos IED (MiCOM P437).

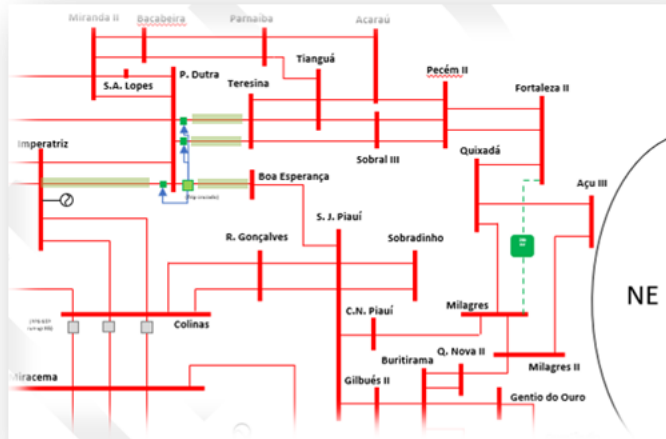
Figura 3-8: Ajustes da PPS da LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança, terminal de Presidente Dutra

	Valor	Unidade	Primário	Unidade	RTP	RTC	Secundário	Relé	Valor	Unidade
Rint	±3,5	%	87,5	Ω prim	4500	600	11,67	R	11,67	Ω sec
Xint	+6,0	%	150	Ω prim	4500	600	20,00	posX	20,00	Ω sec
Xint	-6,0	%	150	Ω prim	4500	600	20,00	negX	20,00	Ω sec
Rext	±5,0	%	125	Ω prim	4500	600	16,67	NA	NA	NA
Xext	±7,5	%	187,5	Ω prim	4500	600	25,00	NA	NA	NA
OSTD	25	ms	NA	NA	NA	NA	NA	Oper value Delta t	5	ms

Ressalta-se que a função de disparo por oscilação de potência (68OST/PPS) da LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança, está implementada em relés MICOM P437 que utilizam apenas uma característica de impedância do tipo poligonal. Nesse IED a detecção de uma oscilação de potência é baseada na taxa de variação da impedância aparente medida pelo relé que, a cada passo de processamento, mede a impedância de sequência positiva e a armazena. Logo, a decisão de que está ocorrendo uma oscilação e a emissão do disparo acontecerão quando essa taxa for menor do que o valor ajustado de $\Delta R_X/\Delta T$, nesse caso 1.500 Ω/s , e a impedância atingir a característica ajustada.

Com a atuação da PPS da LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança, foi interrompida a conexão entre o Subsistema Norte e boa parte do Subsistema Nordeste, através da SE Presidente Dutra, sendo a interligação Norte/Sudeste mantida pelo sistema de 500 kV através das barras de Miranda II e Imperatriz, conforme apresentado na Figura 11 abaixo. A parte norte da região Nordeste permaneceu conectada à região Norte.

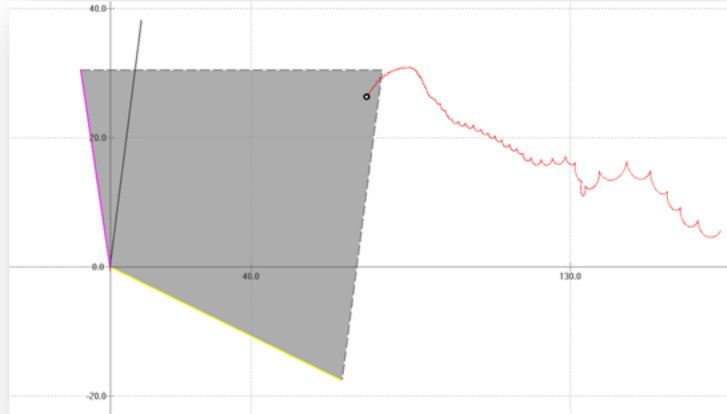
Figura 3-9: Diagrama Unifilar do Subsistema Norte - Nordeste



Na sequência, cerca de 570 ms do início da perturbação e 40 ms após a atuação da PPS de Presidente Dutra, ocorreu o desligamento automático da LT 230 kV Milagres – Icó, por atuação da sua proteção de distância para falta entre fases com característica quadrilateral, em Zona 1 (21Z1) no terminal de Milagres. O Terminal de Icó desligou por recepção de transferência direta de disparo (TDD).

A Figura 3-10, a seguir, mostra a impedância medida no diagrama R-X e uma característica clássica quadrilateral com alcance reativo de 80% da impedância da linha e resistivo de 69,7 Ω primários, valor ajustado em campo.

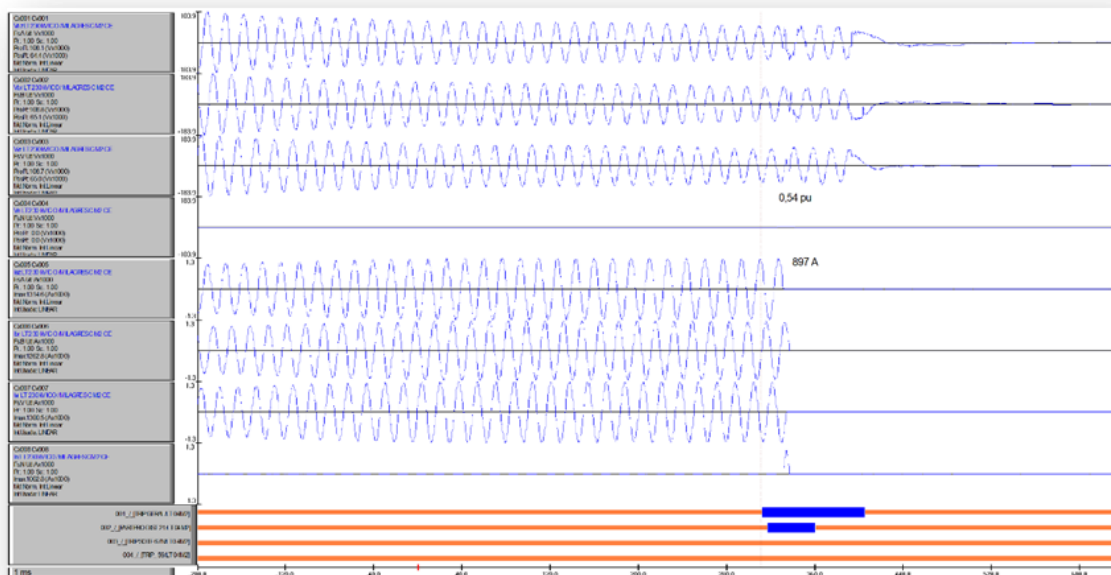
Figura 3-10: Impedância Medida no Diagrama R-X – LT 230 kV Milagres – Icó (Milagres)



No instante do seu desligamento, também foi observada uma condição de subtensão ($V = 0,54$ pu) e de sobrecorrente (897 A), sendo o seu limite normal de operação 810 A.

A Figura 3-11 abaixo mostra a oscilografia do terminal de Milagres da LT 230 kV Milagres – Icó.

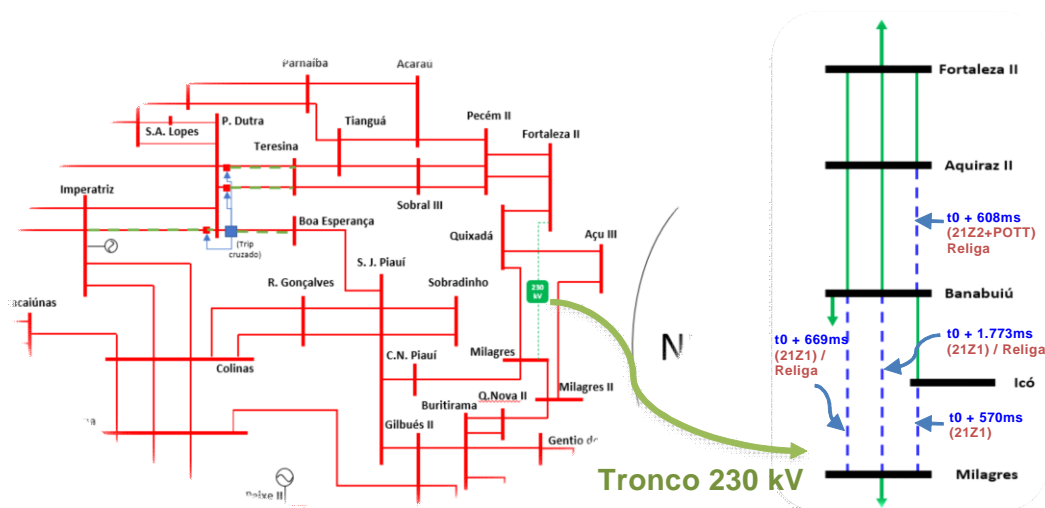
Figura 3-11: Oscilografia da LT 230 kV Milagres – Icó (Milagres)



Logo em seguida, cerca de 608 ms do início da perturbação, ocorreu o desligamento automático da LT 230 kV Aquiraz – Banabuiú (C8), através da atuação das suas proteções de distância para faltas entre fases em Zonas 2 associadas aos esquemas permissivos de sobrealcançe (POTT) em ambos os terminais da linha. Após o tempo morto configurado, ocorre o religamento automático dessa linha.

Após 61 ms desse desligamento, ocorreu o desligamento automático da LT 230 kV Milagres – Banabuiú C3 (04M3), por atuação das suas proteções de distância para faltas entre fases em Zonas 1, no terminal de Banabuiú, com transferência direta de disparo (TDD) para o terminal de Milagres. A LT 230 kV Milagres – Banabuiú C1 (04M1), remanescente desse tronco, desliga apenas após 1.773 ms do início da perturbação, por atuação das suas proteções de distância para faltas entre fases em Zonas 1, no terminal de Milagres, com transferência direta de disparo (TDD) para o terminal de Banabuiú. A Figura 3-12: Desligamentos do Tronco de 230 kV entre Milagres e Fortaleza abaixo mostra a configuração resultante do tronco de 230 kV entre Milagres e Fortaleza. Ressalta-se que as LT 230 kV Milagres – Banabuiú C1 e C3 religaram com sucesso, após o tempo morto, recompondo esse tronco de transmissão.

Figura 3-12: Desligamentos do Tronco de 230 kV entre Milagres e Fortaleza



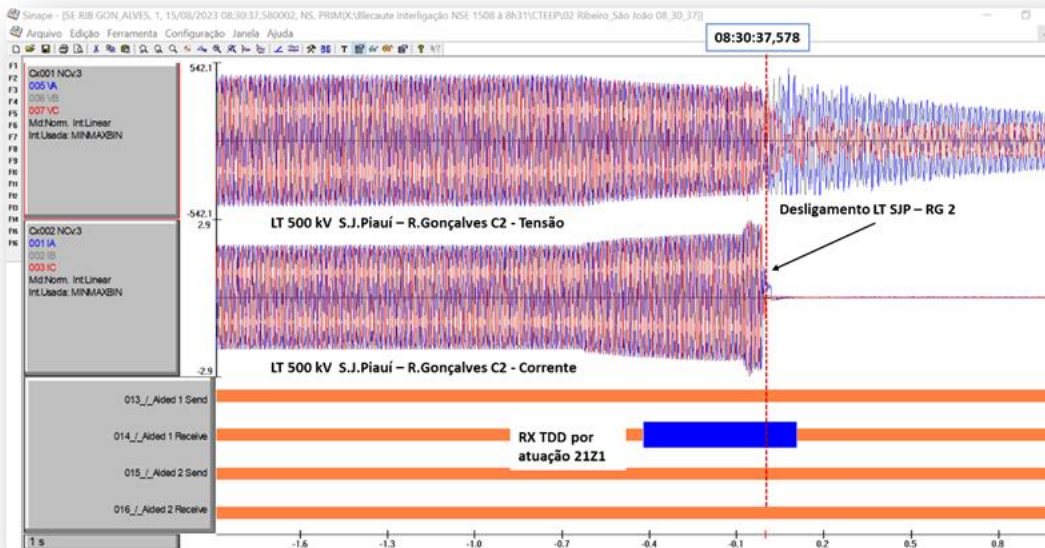
Em paralelo aos acontecimentos da referida região de 230 kV, frente à nova configuração operativa resultante dos desligamentos de linhas no 500 kV, foi aumentado o carregamento de algumas linhas e, em seguida, iniciou-se um fenômeno de oscilação de potência, culminando com a perda de sincronismo entre áreas do sistema e instabilidades locais.

Nessa circunstância, a próxima linha de 500 kV que desligou foi a LT 500 kV São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves C2 às 8h30min37,555, após 609 ms do início da perturbação, por atuação das suas proteções de distância em Zonas 1 no terminal de São João do Piauí com envio de transferência de disparo (TDD) para o terminal de Ribeiro Gonçalves, que desligou às 8h30min37,578s (T_0+632 ms). Também ocorreu o *bypass* do Banco Série BCS-4 na SE Ribeiro Gonçalves, por atuação da proteção da linha.

As figuras a seguir mostram as condições de corrente e tensão da referida linha de transmissão no instante do seu desligamento, em ambos os terminais. Foi observado que desde o início da perturbação a tensão da linha estava reduzindo e a sua corrente estava aumentando em função do fluxo de potência reativa na linha. Esta situação ficou agravada após os desligamentos em Presidente Dutra 500 kV, fazendo com que a impedância medida do terminal de São João do Piauí atingisse a Zona 1 da sua proteção de distância.

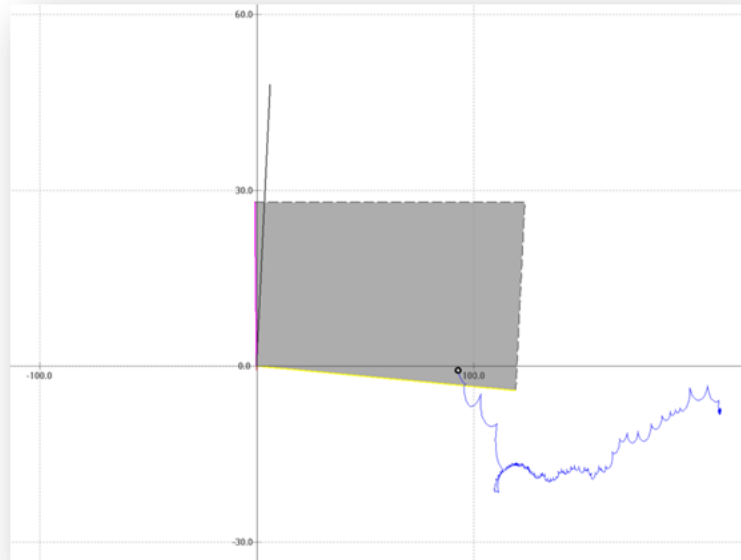
Essa linha religou após 5 segundos do seu desligamento no terminal de Ribeiro Gonçalves e, após 978 ms, quando as condições de religamento foram atendidas, ocorreu o religamento automático do terminal de São João do Piauí, recompondo a linha.

Figura 3-13: Oscilografia da LT 500 kV S.J.Piauí – R.Gonçalves – Colinas C2, em S.J.Piauí



A seguir é apresentado o diagrama R-X com a impedância medida e uma característica clássica de Zona 1 quadrilateral para faltas entre fases (com ajuste de Zona 1 = $120 + 28j$), que atuou no terminal de S. J. Piauí da LT 500 kV S. J. do Piauí – R. Gonçalves C2.

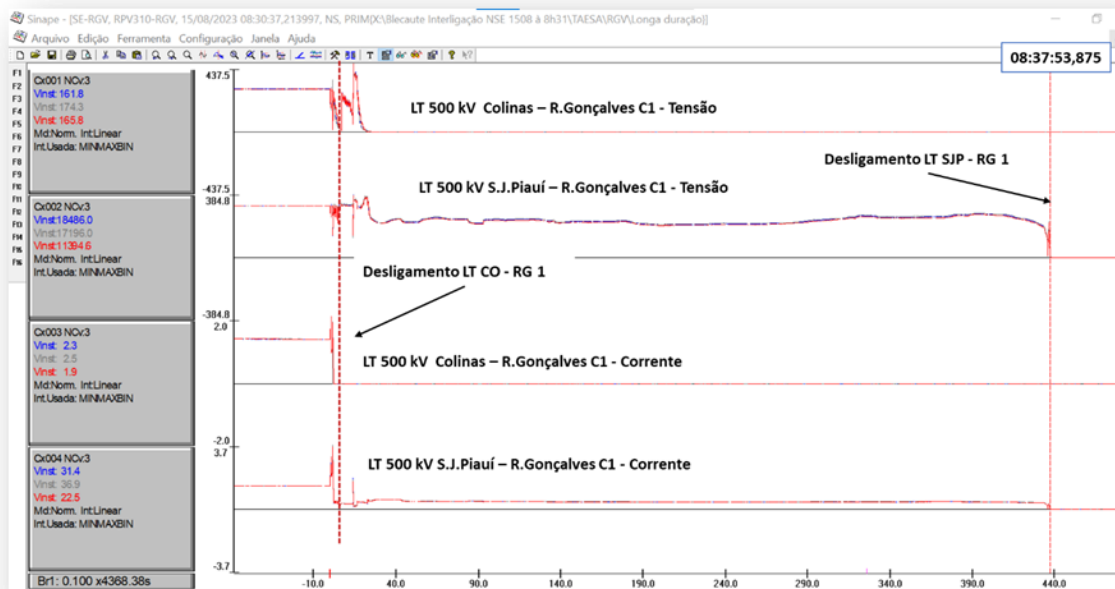
Figura 3-14: Impedância Medida no Diagrama R-X - LT 500 kV S. J. do Piauí – R. Gonçalves C2



Embora o desligamento dessa linha tenha ocorrido em condições sistêmicas bastante degradadas, é pertinente que seja feita uma reavaliação da filosofia utilizada no alcance resistivo dessa unidade de distância para faltas entre fases, de modo a reduzir a sua abrangência no plano R-X sem impacto na segurança da função. De acordo com a referência “*Determination and Application of Practical Relaying Loadability Ratings Version 1*” do NERC, é recomendável que a proteção não desligue a linha até um valor mínimo de impedância, considerando $V \text{ limite} = 0,85 * V_N$ (tensão nominal) e $I \text{ limite} = 1,5 * I \text{ emergência}$ (corrente de emergência de curta duração).

Ressalta-se que a LT 500 kV São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves C1 foi desligada de forma manual apenas para agilizar a recomposição, cerca de 7min depois do C2, às 8h37min53,875s ($T_0+16,929s$), conforme observado na oscilografia de longa duração de Ribeiro Gonçalves, mostrada na figura abaixo. Nessa figura, é observado que a referida linha reduz a sua potência com o desligamento dos dois circuitos da LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas, sem desligar.

Figura 3-15: Oscilografia de longa duração da SE Ribeiro Gonçalves



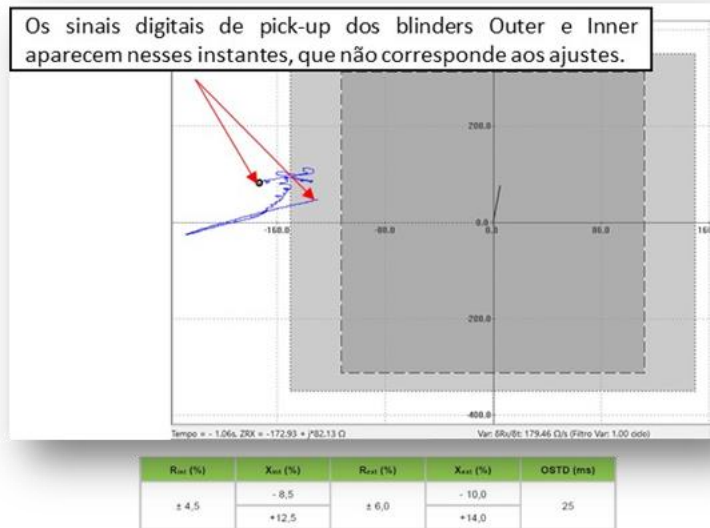
Após os desligamentos citados, foi observada a perda de sincronismo do Subsistema Nordeste contra o resto do SIN, com tendência de formação de centro elétrico na SE 500 kV Gilbués II.

Esse fenômeno provocou a atuação da função de disparo por oscilação de potência (68OST/PPS) da LT 500 kV Miracema – Gilbués II, do terminal de Miracema, após 1.687 ms do início da perturbação, de forma preditiva, quando o ângulo de escorregamento entre as fontes equivalentes era de 59 graus. O terminal de Gilbués abriu por recepção de transferência de disparo (TDD) do terminal de Miracema.

A Figura 3-16: Impedância Medida no Diagrama R-X - LT 500 kV Miracema – Gilbués II em Miracema, a seguir, mostra as características de atuação da PPS e a trajetória da impedância medida no terminal de Miracema. O disparo da função é observado após a impedância atingir o *blinder* interno, com velocidade de aproximadamente 400 Ω/s (ajustado para atuar no caso de velocidade abaixo de 1.500 Ω/s). Todavia, de acordo com a oscilografia, os pontos de atuação dos *blindings* externo e interno não estão correspondendo aos ajustes recomendados

no relatório de estudos, sendo necessária uma revisão dos parâmetros implementados no IED.

Figura 3-16: Impedância Medida no Diagrama R-X - LT 500 kV Miracema – Gilbués II em Miracema



As figuras a seguir mostram o módulo da tensão (sequência positiva) e a frequência medidas através de PMU em vários pontos do sistema. Através da análise dessas grandezas é observado que o Subsistema Nordeste perde o sincronismo e se mantém fora de sincronismo com o restante do SIN, aumentando a frequência da oscilação após o último desligamento mencionado, no instante ($T_0+1,687s$).

Nessas figuras pode-se observar que até o instante 8h30min42s são formados pelo menos 8 centros elétricos no sistema (ponto no qual o ângulo entre as fontes equivalentes que estão fora de sincronismo atinge 180 graus de defasagem angular e a tensão vai a “zero” no ponto médio da rede elétrica entre essas fontes).

Figura 3-17: Módulo de tensão – Sequência Positiva - PMU

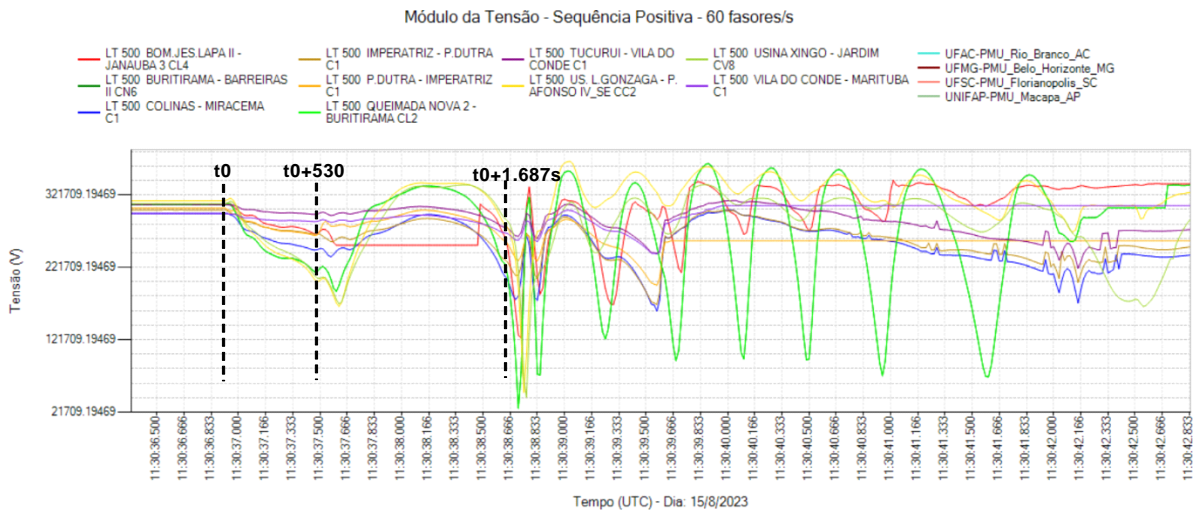
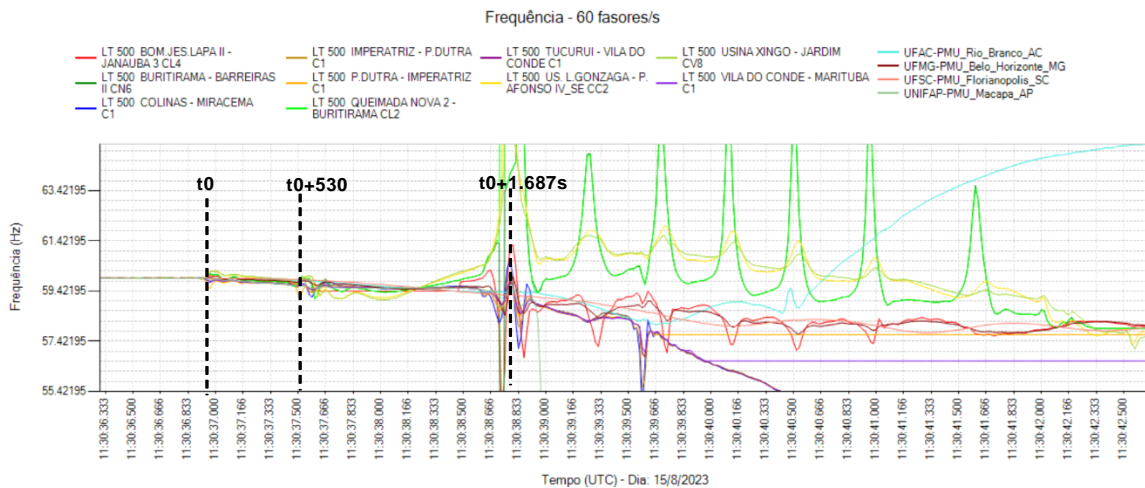


Figura 3-18: Frequência do SIN – PMU

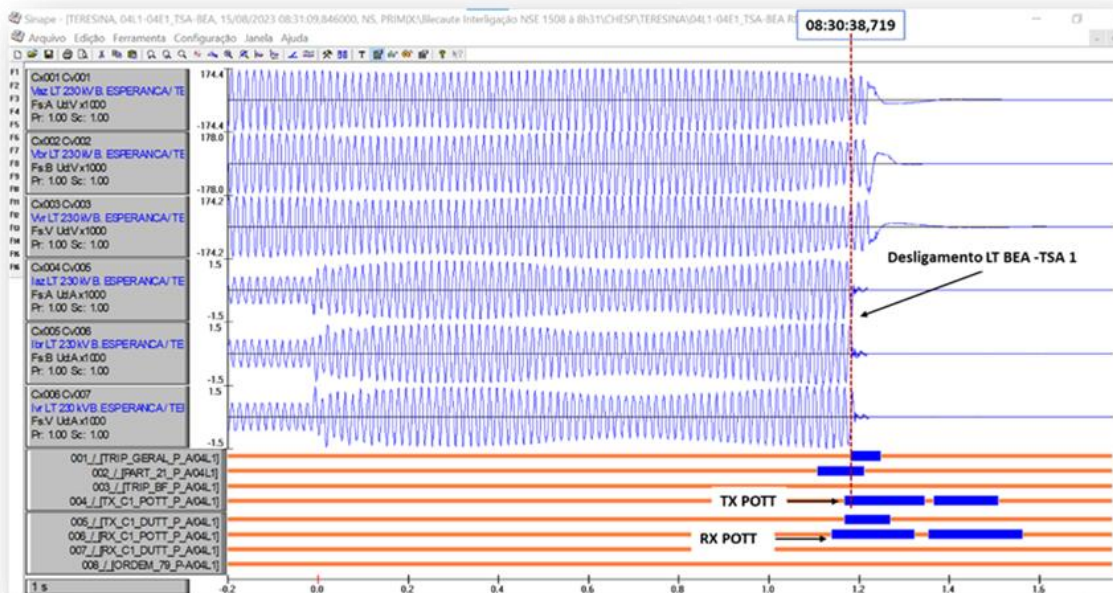


Essa condição de oscilação de potência instável, para as funções de distância ou funções de oscilação de potência dos IED de proteção das linhas que estão mais próximas dos centros elétricos, se caracteriza como uma aproximação da sua impedância medida às suas características de operação com tendência de cruzar o eixo X do plano de impedâncias R-X. Logo, a partir desse instante são verificados

diversos desligamentos que tendem a promover a separação dos sistemas que estão fora de sincronismo.

Após 1,773 s, às 08h30min38,719s, ocorreu o desligamento automático da LT 230 kV Boa Esperança - Teresina C1 (L1) por atuação da sua proteção de distância em Zona 1 no terminal de Boa Esperança e em Teresina às 08h30min43,785s ($T_0 + 1,839s$) por recepção de transferência direta de disparo (RX-TDD). Este circuito religou em 08h30min43,813s ($T_0 + 6,867s$) no terminal de Teresina. A Figura a seguir mostra a oscilografia da LT 230 kV Boa Esperança – Teresina C1, no Terminal Teresina.

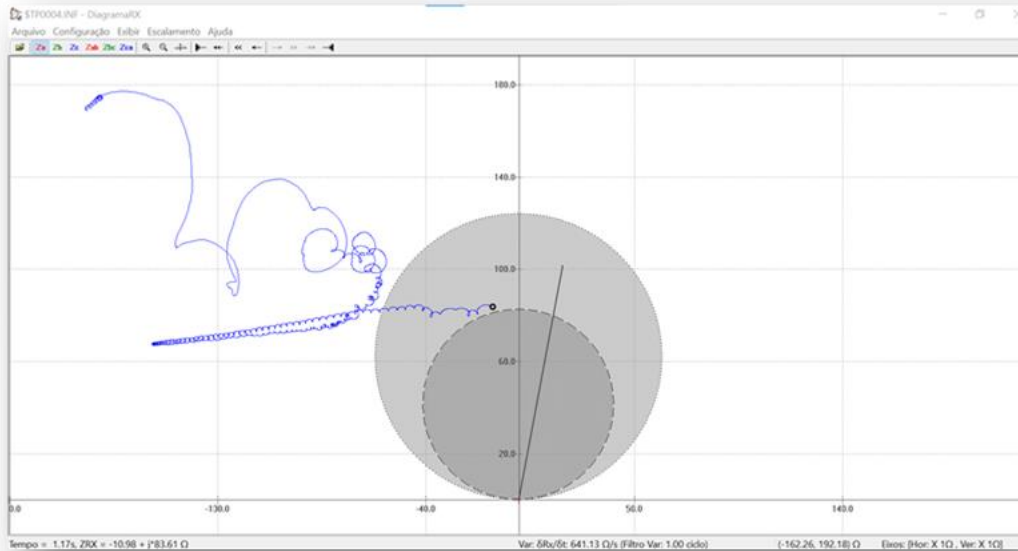
Figura 3-19: Oscilografia da LT 230 kV Boa Esperança – Teresina C1 - Terminal Teresina



Através dos canais de corrente e tensão é possível observar a oscilação e através dos canais digitais é observado a atuação da Zona 1 da função de distância e do esquema de teleproteção da linha, com recepção e transmissão de permissivo, na Figura 3-19.

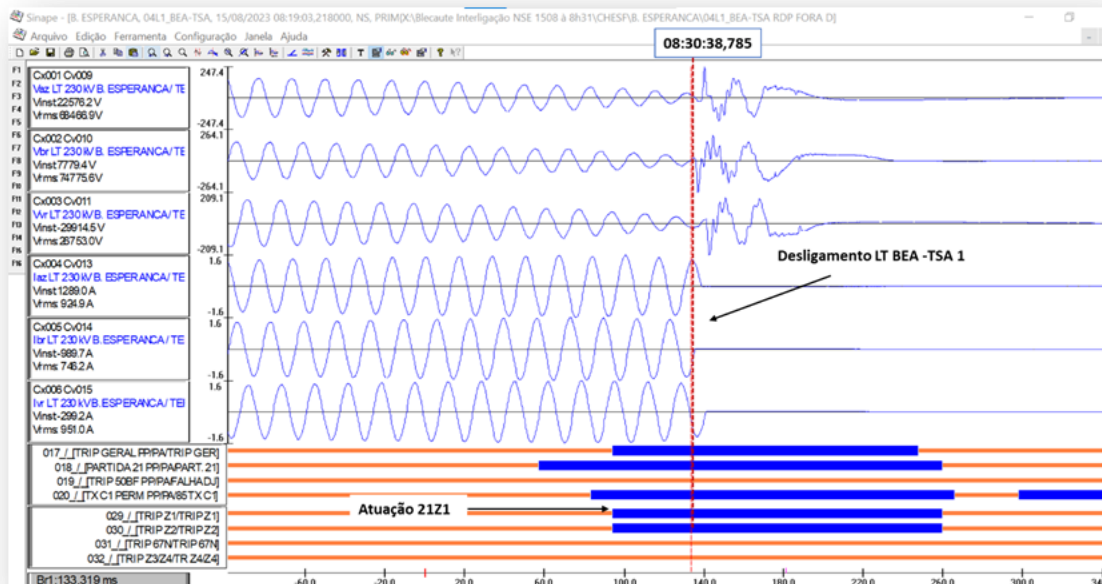
A Figura 3-20 abaixo mostra a plotagem do diagrama R-X com a impedância medida naquele terminal e uma característica típica do tipo MHO. Foram utilizados ajustes de Zona 1 em 80% da impedância da linha e Zona 2 em 120 % da impedância da linha. Nessa figura é observado ainda que, no instante do seu desligamento, havia uma tendência de formação de centro elétrico na linha.

Figura 3-20: Diagrama R-X - LT 230 kV B. Esperança – Teresina C1 - Terminal Teresina



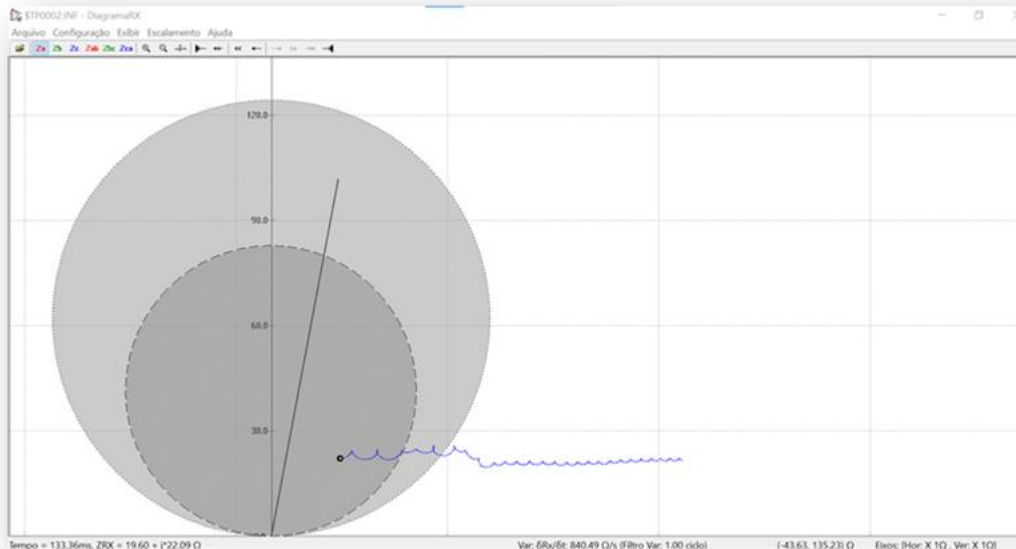
A Figura 3-21: Oscilografia da LT 230 kV Boa Esperança – Teresina C1 - Terminal Boa Esperança, a seguir, mostra a oscilografia da LT 230 kV Boa Esperança – Teresina C1, no Terminal de Boa Esperança.

Figura 3-21: Oscilografia da LT 230 kV Boa Esperança – Teresina C1 - Terminal Boa Esperança



Através da oscilografia é possível observar que a tensão chega próximo de zero no terminal de Boa Esperança quando ocorreu o desligamento da linha, indicando a formação de centro elétrico próximo dessa barra. Nesse terminal, verificamos o canal digital indicando a atuação da Zona 1. Esse fenômeno de formação de centro elétrico também é observado no diagrama R-X, plotado com os dados desse terminal, apresentado na figura abaixo.

Figura 3-22: Diagrama R-X - LT 230 kV Boa Esperança – Teresina C1 - Terminal Boa Esperança



Logo em seguida ocorreu o desligamento automático da LT 230 kV Boa Esperança – Teresina C2 às 08h30min38,752s ($T_0+ 1,806s$) por atuação da proteção de distância em Zona 1 em Teresina, e em Boa Esperança, às 08h30min 938,787s ($T_0+ 1,841s$) por recepção de TDD. Este circuito religou em 08h30min 43.823s ($T_0+6,877s$) no terminal de Teresina.

As oscilografias apresentadas a seguir mostram o instante do desligamento e as funções de proteção atuadas nos canais digitais, de ambos os terminais.

Figura 3-23: Oscilografia da LT 230 kV Boa Esperança – Teresina C2 - Terminal Boa Esperança

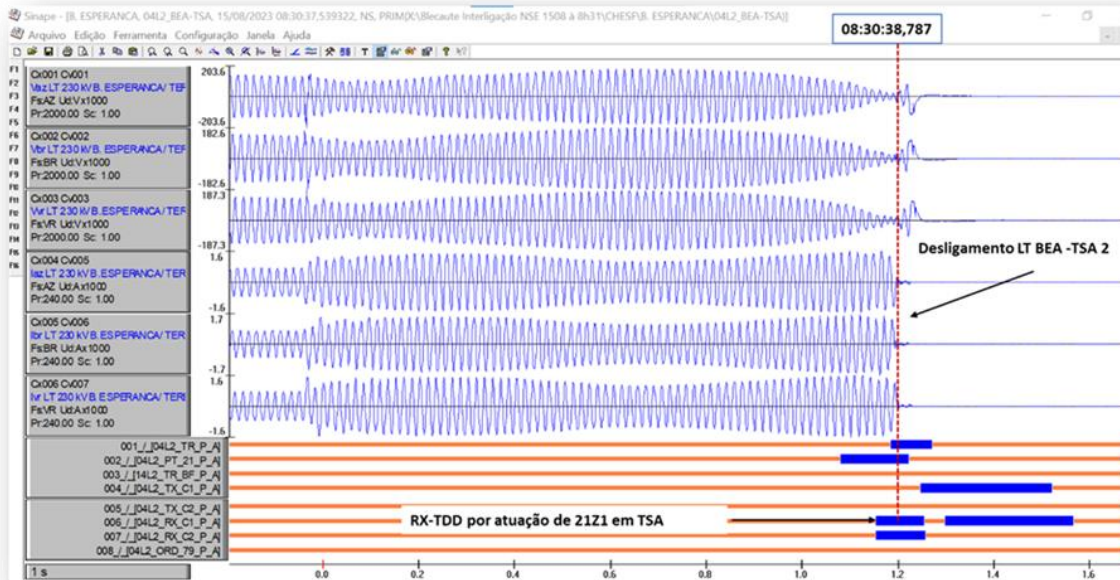
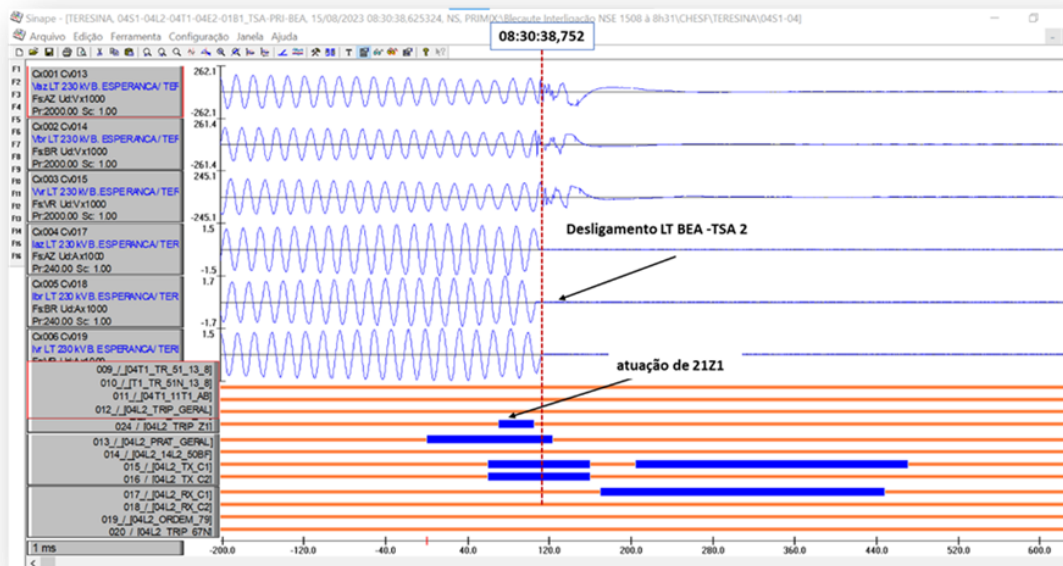


Figura 3-24: Oscilografia da LT 230 kV Boa Esperança – Teresina C2 - Terminal Teresina



Nas figuras a seguir podemos verificar a formação de centro elétrico na linha, bem próximo do terminal de Boa Esperança.

Figura 3-25: Diagrama R-X - LT 230 kV Boa Esperança – Teresina C1 - Terminal Boa Esperança

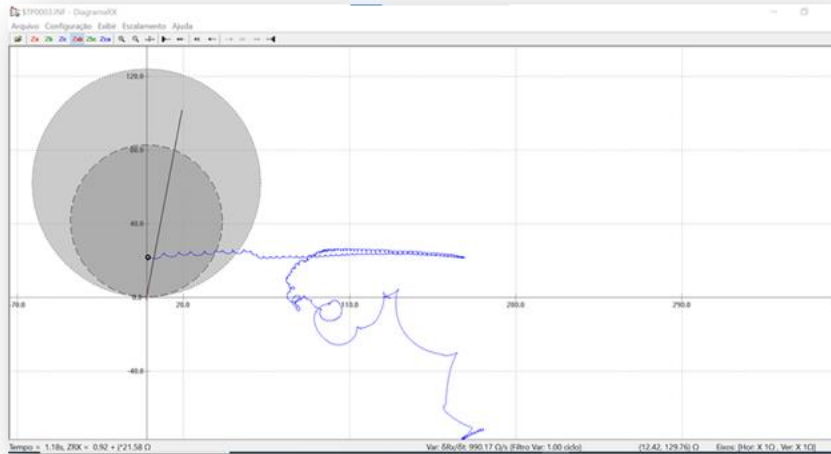
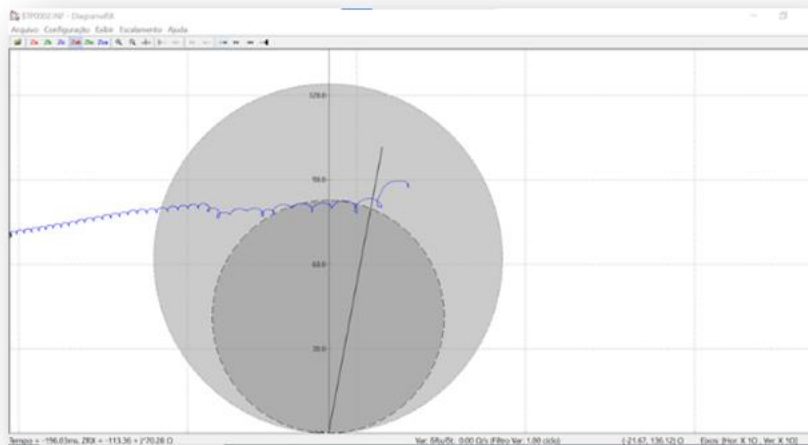


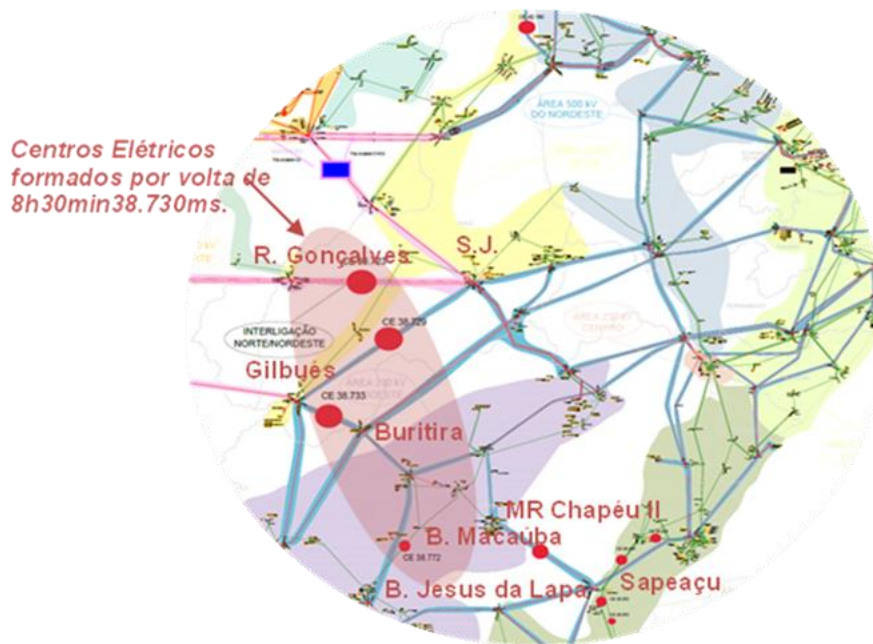
Figura 3-26: Diagrama R-X - LT 230 kV Boa Esperança – Teresina C1 - Terminal Teresina



Os próximos desligamentos ocorreram de forma sequencial em função da formação de centros elétricos praticamente simultâneos em várias linhas do tronco de 500 kV de conexão do Subsistema Nordeste.

A figura abaixo mostra a localização de alguns centros elétricos que foram identificados através das oscilografias das linhas de transmissão.

Figura 3-27: Centros Elétricos no Sistema - 8h30min38.730ms



Essa condição provocou os seguintes desligamentos:

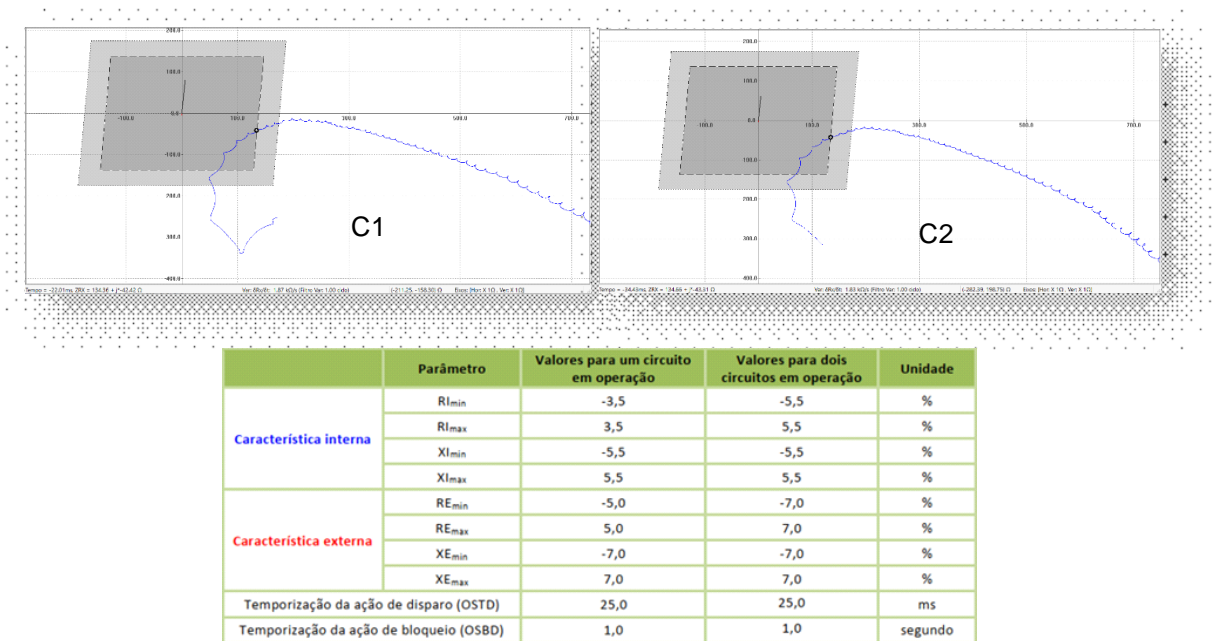
- LT 500 kV Poções III – Padre Paraíso C2 (T0+1,788s) e C1 (T0+1,825s)

Às 08:30:38,771 e às 08:30:38,734, desligaram os circuitos C1 e C2, respectivamente, da LT 500 kV Poções III – Padre Paraíso por atuação das suas proteções de disparo por oscilação de potência (68OST-PPS) no terminal de Poções III. O tempo de travessia verificado entre os dois *blinders* foi de 22 ms, próximo do ajuste do temporizador que discrimina curto-circuito de oscilação (OSTD), que está ajustado em 25 ms.

As figuras apresentadas a seguir mostram a impedância medida no terminal de Poções III, onde é verificada a passagem da impedância entre os dois *blinders* da

função de oscilação de potência, sendo identificado o instante que ocorreu a formação de centro elétrico em outras linhas de 500 kV da região.

Figura 3-28: Diagrama R-X - LT 500 kV Poções III – Padre Paraíso C1 e C2 - Terminal Poções III

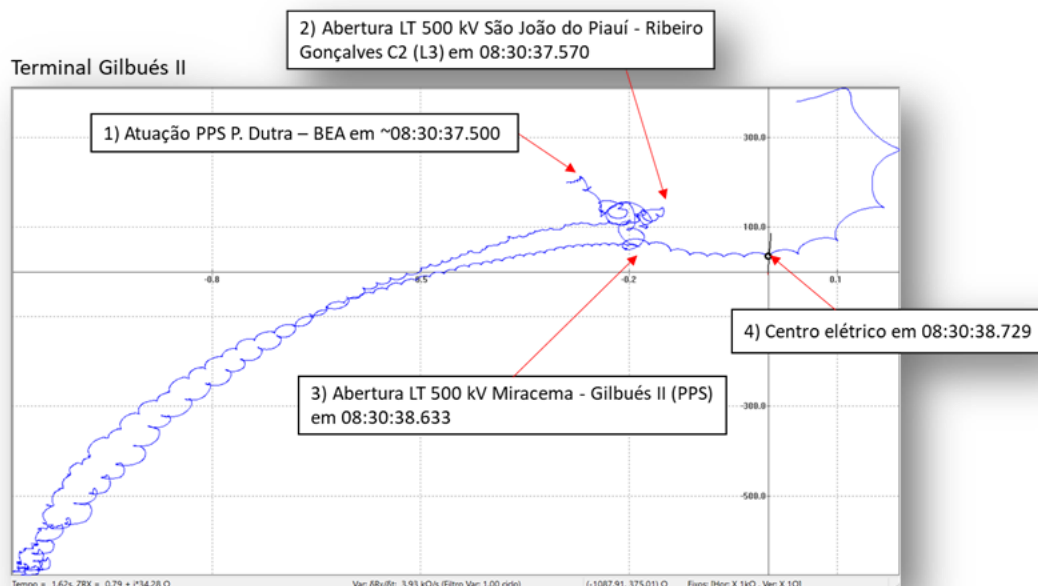


- LT 500 kV Gilbués II – São João do Piauí (T₀+1,827s);

Após os desligamentos já descritos anteriormente, é observada a formação de centro elétrico na LT Gilbués II – São João do Piauí, causando seu desligamento às 08h30min38,773s (T₀+1,827s) por atuação da proteção de distância em Zona 1 (21Z1) em Gilbués, e às 08h30min38,780s (T₀+1,834s) por recepção de TDD em São João do Piauí.

Pela trajetória da impedância, obtida da oscilografia da linha no terminal de Gilbués, é possível verificar a formação de centro elétrico na linha, o que justifica a atuação da proteção de distância em Zona 1, conforme mostrado na figura seguir.

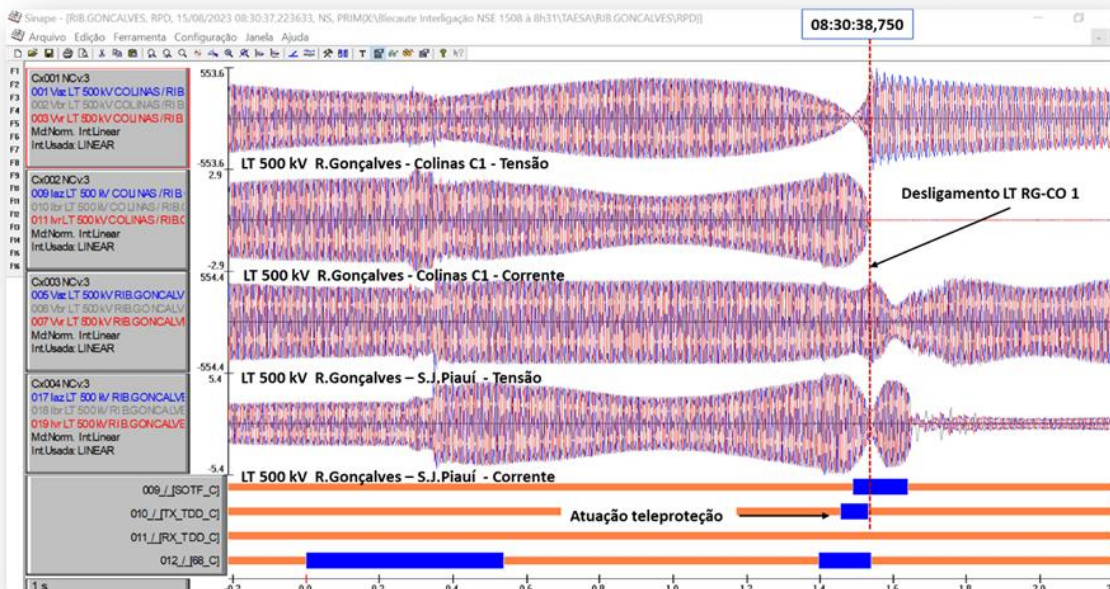
Figura 3-29: Diagrama R-X mostrando a trajetória da impedância na LT 500 kV Gilbués - S.J.Piauí, vista pelo terminal de Gilbués



- LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C1 ($T_0+1,799s$) e C2 ($T_0+1,904s$).

Às 8h30min38,745s ($T_0+1,799s$) ocorre o desligamento automático da LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C1, por atuação da função de distância associada à teleproteção no terminal de Colinas, e às 8h30min38,750s ($T_0+2,804s$) no terminal de Ribeiro Gonçalves. Na figura apresentada a seguir é possível verificar a tensão bem próxima de zero, indicando mais um centro elétrico próximo a esse ponto de medição.

Figura 3-30: Oscilografia da LT 500 kV R.Gonçalves – Colinas C1, em R.Gonçalves

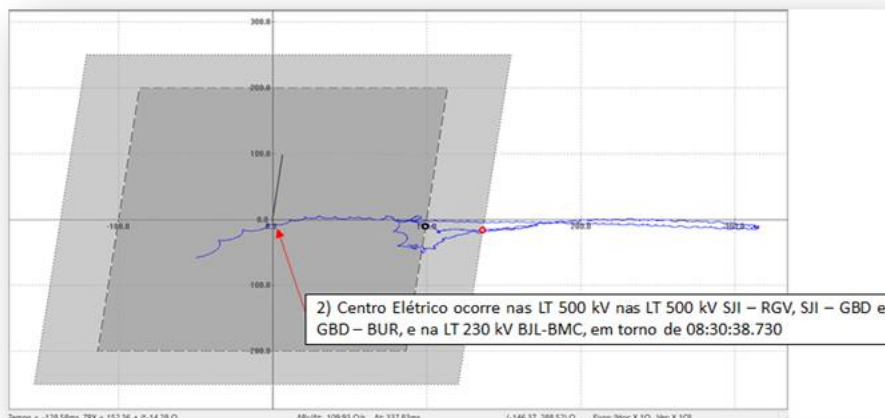


Esta linha possui proteção de disparo por oscilação de potência (68OST-PPS) habilitada, porém os ajustes das temporizações que discriminam oscilação de potência de curto-circuito (OSTD) e que discriminam oscilação de potência instável de estável (OSBD), estão com os valores muito próximos (OSTD=40ms e OSBD=50ms).

O ajuste atualmente recomendado pelo ONS é de OSBD = 1s, deste modo, a TAESA deverá avaliar e corrigir estes ajustes, de forma a permitir a atuação correta desta função para as oscilações instáveis.

A Figura 3-31, apresentada a seguir, mostra a impedância medida no terminal de Ribeiro – Gonçalves e as características de operação da função 68OST-PPS. Observa-se que a impedância atravessa os *blindados* da função, sendo a primeira travessia em 337,8 ms e a segunda travessia em 58,2 ms e, por conta dos ajustes implementados, ela não atua. Desta forma, a impedância continua sua trajetória, com formação de centro elétrico em outras linhas de 500 kV da região.

Figura 3-31: Característica da 68OST da LT 500 kV R.Gonçalves – Colinas C1, em R.Gonçalves



```

{
PPS DA LI RIBEIRO GONCALVES - COLINAS EM RIBEIRO GONCALVES
}
{
reajuste em função da entrada do segundo circuito
}
{
Ultimo ajuste Relatorio ONS 3/260/2009
}
{
( De) ( Pa) Nc (Rmn1) (Rmx1) (Xmn1) (Xmx1)
{.....(Rmn2) (Rmx2) (Xmn2) (Xmx2) (Tmn) (Tmx) (Tdj) M
5437 7300 1 -5.5 5.5 -10.0 10.0
-4.0 4.0 -8.0 8.0 0.040 1.0 0.03 A
5575 7300 2 -5.5 5.5 -10.0 10.0
-4.0 4.0 -8.0 8.0 0.040 1.0 0.03 A
}

```

A LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C2 desligou às 8h30min38,851s ($T_0+1,905s$), por atuação da proteção de distância em Zona 1 no terminal de Ribeiro Gonçalves, e às 8h30min38,872s ($T_0+1,925s$) no terminal de Colinas por recepção de TDD, conforme mostrado nas Figuras a seguir.

A LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C2 religou automaticamente em ambos os terminais em aproximadamente 5s (tempo morto).

Figura 3-32: Oscilografia da LT 500 kV R.Gonçalves – Colinas C2, em R.Gonçalves

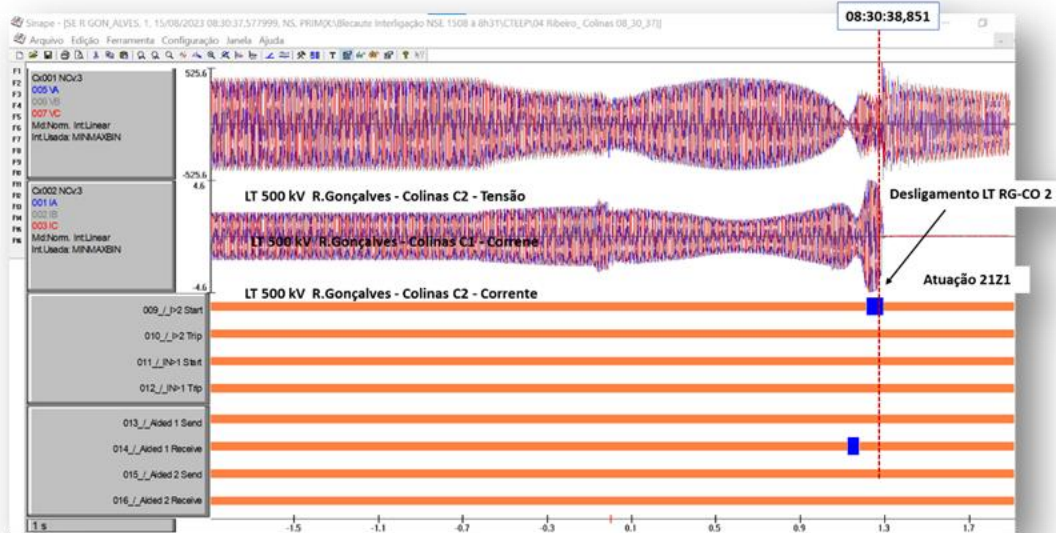
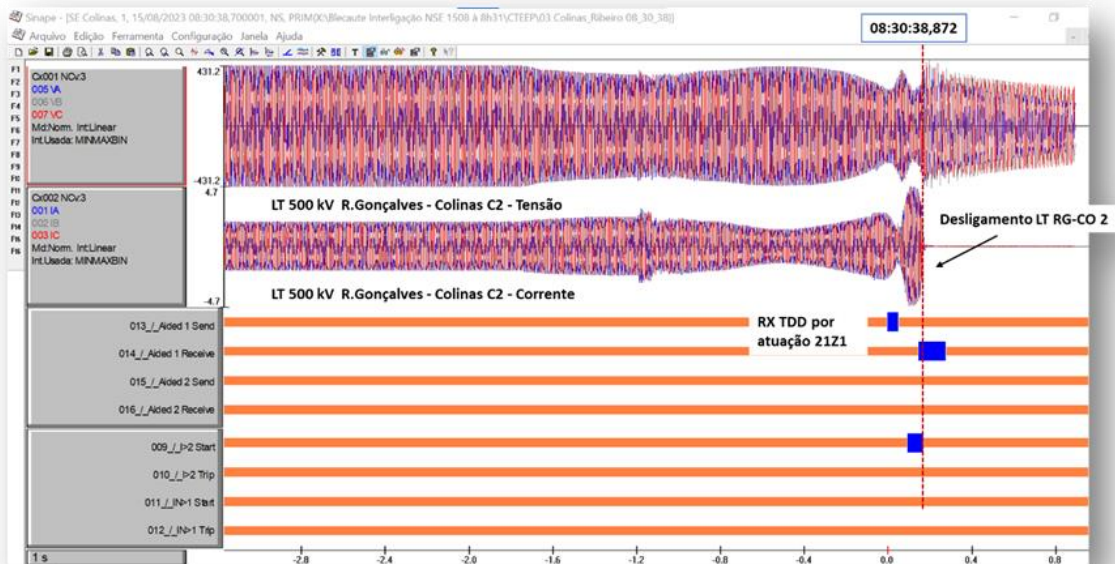
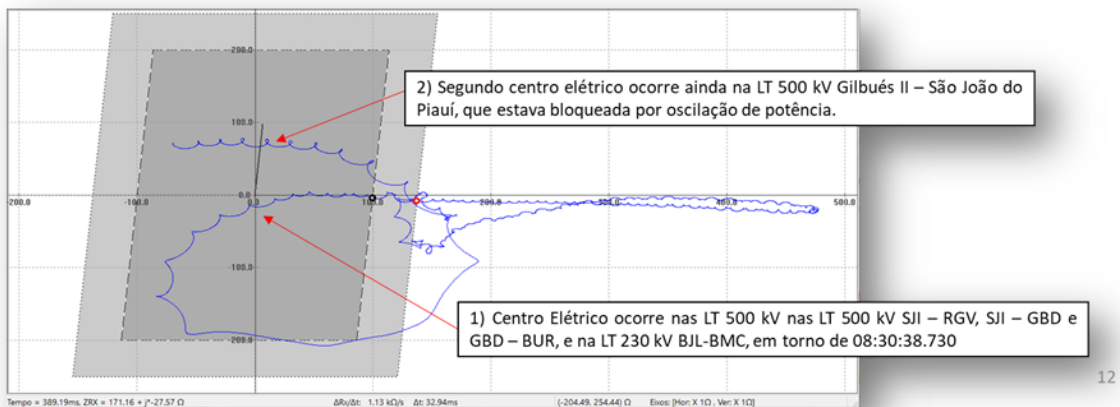


Figura 3-33: Oscilografia da LT 500 kV R.Gonçalves – Colinas C2, em Colinas



Esta linha também possui proteção de disparo por oscilação de potência (68OST) habilitada, porém a primeira travessia dos blinders pela impedância medida ocorre com um tempo de 32,94 ms e a segunda travessia com 8,4 ms, sendo o ajuste de OSTD de 40ms, o que justifica a sua não atuação. Nesse caso a função 68OST-PPS recusou, pois interpretou o evento como um curto-circuito, embora tenha ocorrido uma oscilação instável com formação de centro elétrico na linha.

Figura 3-34: Característica da 68OST da LT 500 kV R.Gonçalves – Colinas C2, em R.Gonçalves



```

( PPS DA LI RIBEIRO GONCALVES - COLINAS EM RIBEIRO GONCALVES
( reajuste em função da entrada do segundo circuito
( ultimo ajuste Relatorio ONS 3/260/2009
(=====
( De) ( Pa) No (Rmn1) (Rmx1) (Xmn1) (Xmx1)
(.....(Rmn2) (Rmx2) (Xmn2) (Xmx2) (Tmn) (Tmx) (Tdj) M
5437 7300 1 -5.5 5.5 -10.0 10.0
-4.0 4.0 -8.0 8.0 0.040 1.0 0.03 A
5575 7300 2 -5.5 5.5 -10.0 10.0
-4.0 4.0 -8.0 8.0 0.040 1.0 0.03 A

```

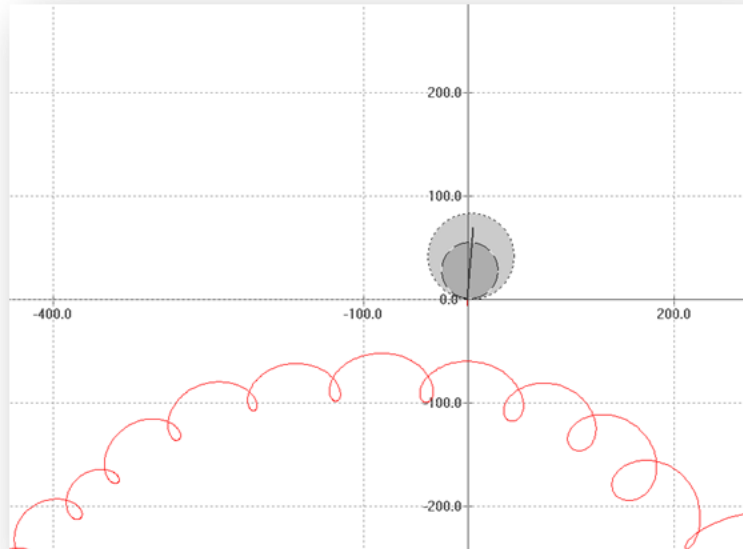
Nessa sequência de desligamentos ocasionados pelo Subsistema Nordeste fora de sincronismo com o restante do SIN, foi observada a migração dos centros elétricos para a região da Bahia. Dessa forma as seguintes linhas de transmissão desligaram:

- LT 500 kV Paulo Afonso IV - Angelim II (L6) (T₀+1,831s)

Às 08h30min38,777s (T₀+1,831s) ocorreu o desligamento automático das LT 500 kV Paulo Afonso IV - Angelim II L6, por atuação das suas proteções de distância em Zonas 1 no terminal de Paulo Afonso IV e por recepção de transferência de disparo (TDD) no terminal de Angelim II. No diagrama R-X é observado que a impedância medida passa “atrás” da barra P. Afonso V, distante da característica de Zona 1 da linha, que não deveria ter atuado nessa condição. Logo, o desempenho dessa função deverá ser avaliado. Após a contagem do

tempo morto ajustado (1 s) ocorreu o religamento automático dessa linha com sucesso.

Figura 3-35: Diagrama R-X da LT 500 kV Paulo Afonso IV - Angelim II L6 - Paulo Afonso IV



- LT 500 kV Olindina – Camaçari II L4 e L5 ($T_0+1,835s$)

Às 08h30min38,781s ($T_0+1,835s$) ocorreu o desligamento automático das LT 500 kV Olindina – Camaçari II L4 e L5, por atuação das suas proteções de distância em Zonas 1 no terminal de Camaçari e por recepção de transferência de disparo (TDD) no terminal de Olindina. No diagrama R-X é observada a formação de centro elétrico nas duas linhas.

Figura 3-36: Diagrama R-X da LT 500 kV Olindina – Camaçari II L4 - Terminal de Camaçari

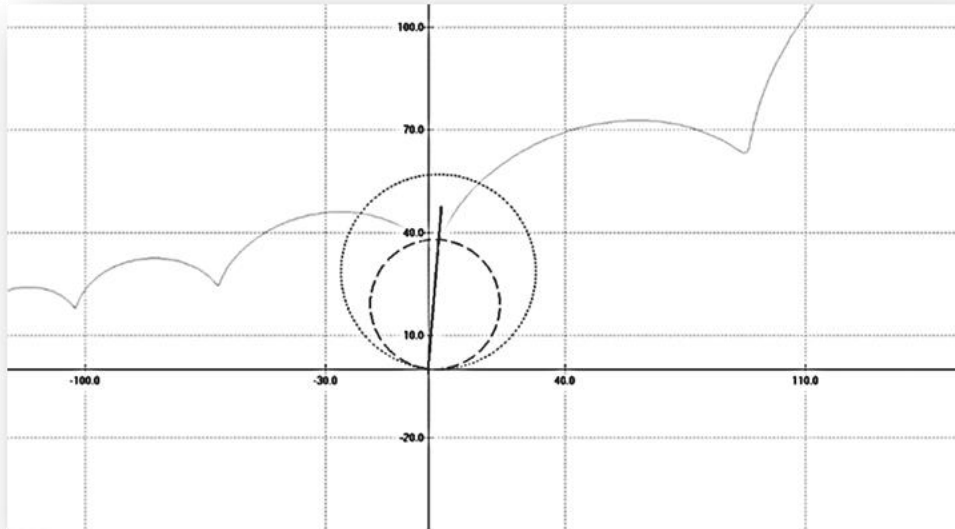
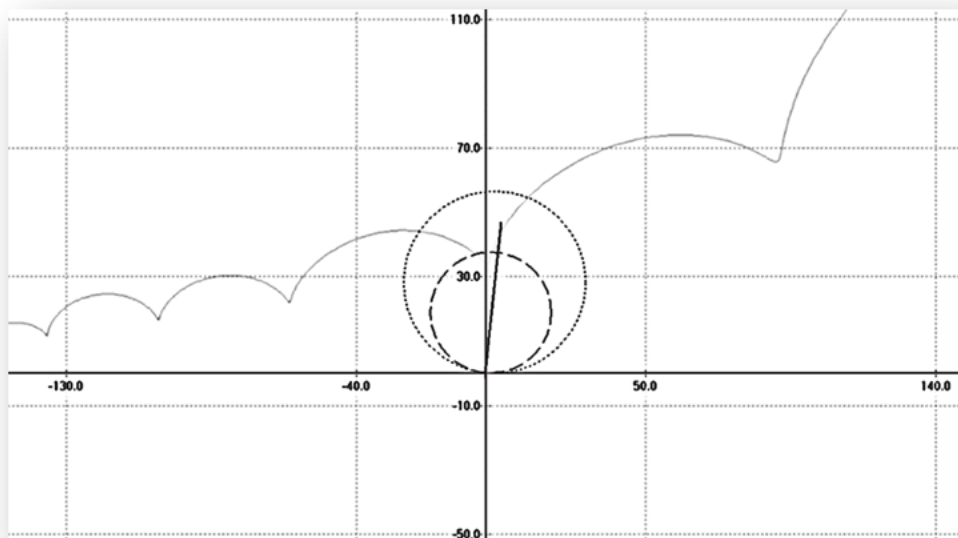


Figura 3-37: Diagrama R-X da LT 500 kV Olindina – Camaçari II L5 - Terminal de Camaçari

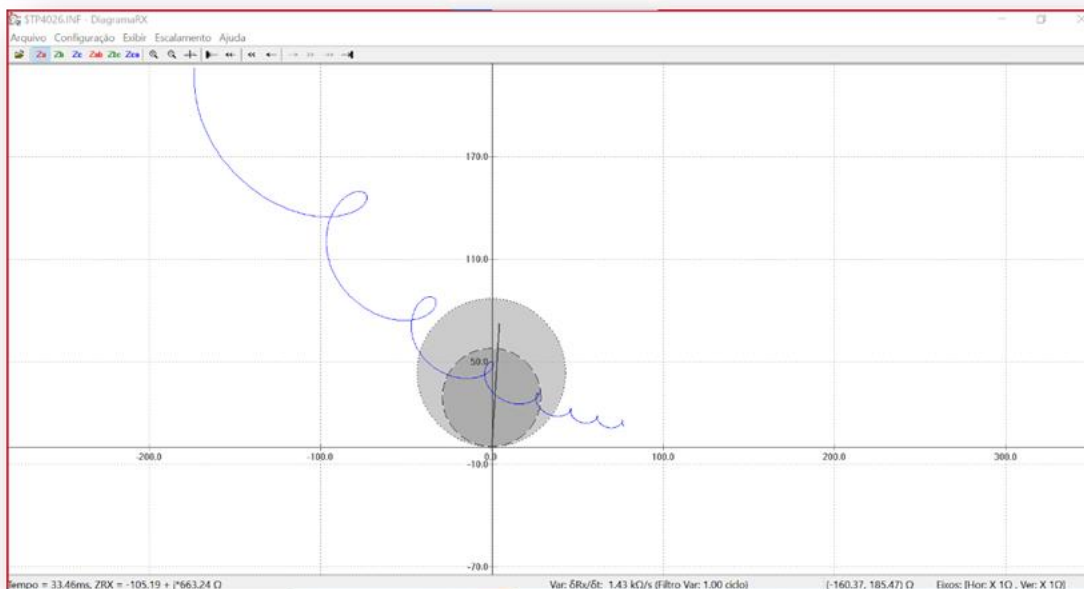


- LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu C1

A LT 500 kV Morro do Chapéu II - Sapeaçu C1 desligou automaticamente por atuação da proteção de distância 21Z1 no terminal de Sapeaçu às 08h30min 38,781s ($T_0+1,835$) e por recepção de TDD no terminal de Morro do Chapéu às 08h30min38,801s ($T_0+1,856$).

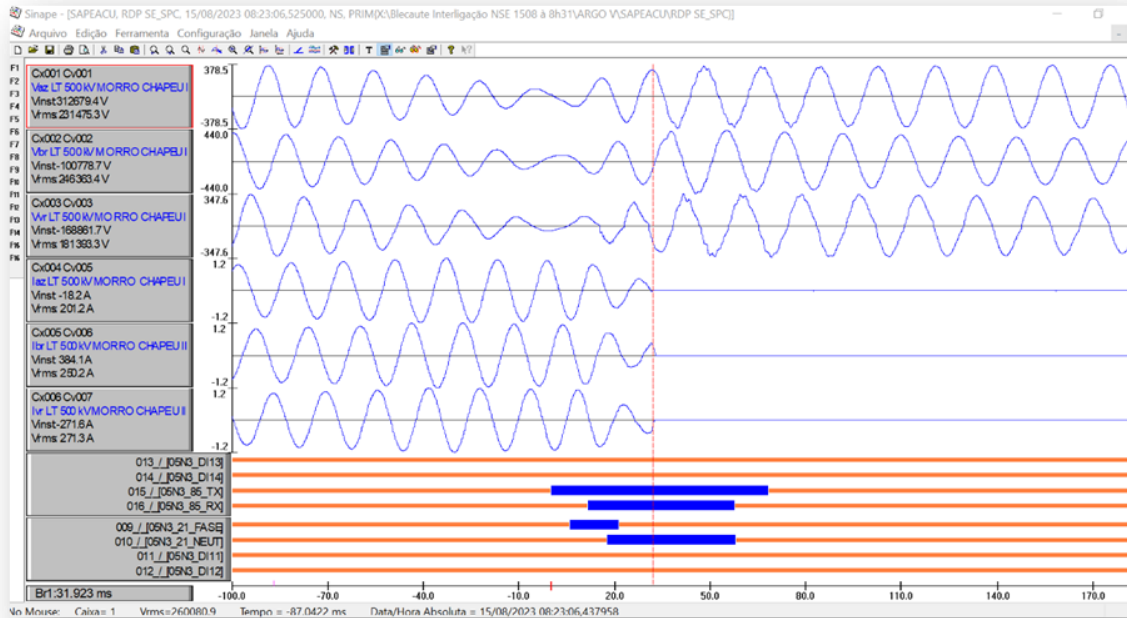
A Figura 3-38 apresenta a trajetória da impedância vista do terminal de Morro do Chapéu, utilizando uma característica de proteção de distância com ajustes padrões (Z1 em 80% e Z2 em 120%).

Figura 3-38: Diagrama R-X da LT 500 kV M. Chapéu II – Sapeaçu C1 -Terminal de Morro do Chapéu



A figura abaixo mostra a oscilografia do desligamento da linha no terminal de Sapeaçu

Figura 3-39: Oscilografia da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu -Terminal de Sapeaçu

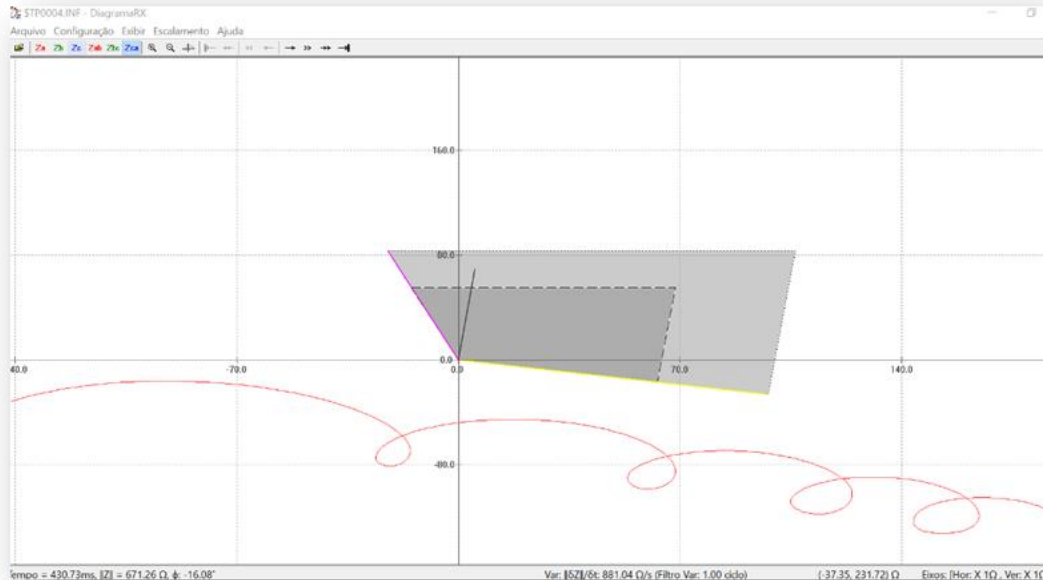


- LT 500 kV Xingó- Messias V4

A LT 500 kV Xingó – Messias V4 desligou automaticamente por atuação da proteção de distância 21Z1 no terminal de Xingó às 08h30min38,794s ($T_0+1,848$) e por recepção de TDD no terminal de Messias V4.

A Figura 3-40 mostra a trajetória da impedância vista do terminal de Xingó.

Figura 3-40: Diagrama R-X da LT 500 kV Xingó– Messias V4 - Terminal de Xingó



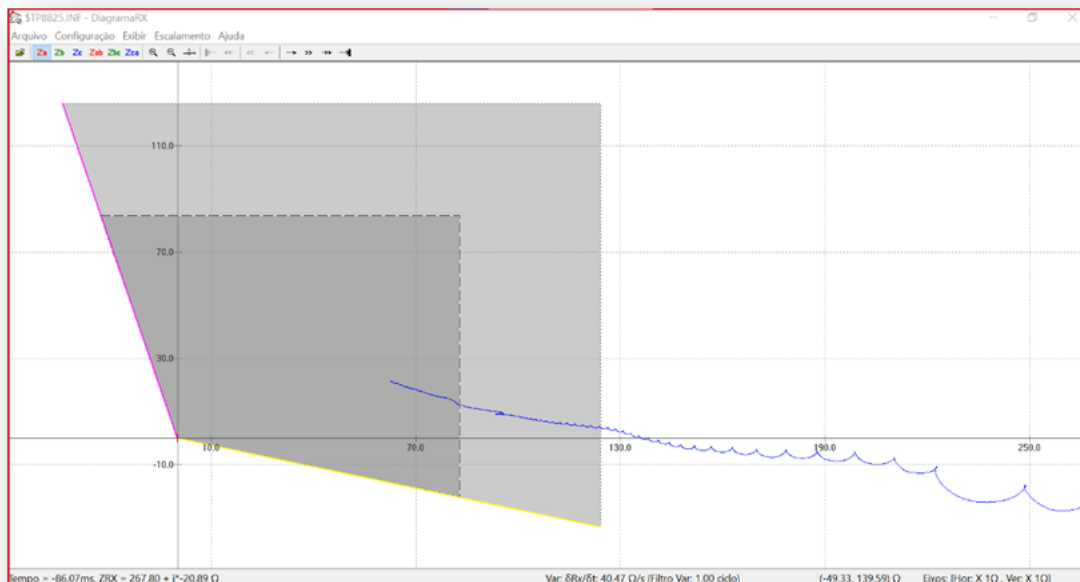
No diagrama R-X é observado que a impedância medida passa “atrás” da barra Xingó, distante da característica de Zona 1 da linha, que não deveria ter atuado nessa condição. Logo, o desempenho dessa função deverá ser avaliado. Essa linha religou automaticamente com sucesso após o tempo morto ajustado.

- LT 500 kV Cícero Dantas - Catu L2

A LT 230 kV Cícero Dantas- Catu L2 desligou automaticamente por atuação da proteção de distância 21Z1 no terminal de Cícero Dantas às 08h30min38,794s ($T_0+1,848$) e por recepção de TDD no terminal de Catu C1.

A Figura abaixo mostra a trajetória da impedância vista do terminal de Cícero Dantas, utilizando uma característica quadrilateral de proteção de distância com ajustes padrões (X1 em 80% e R1 de acordo com a atuação do canal digital).

Figura 3-41: Diagrama R-X da LT 500 kV Cícero Dantas – Catu L2 – Terminal de Cícero Dantas

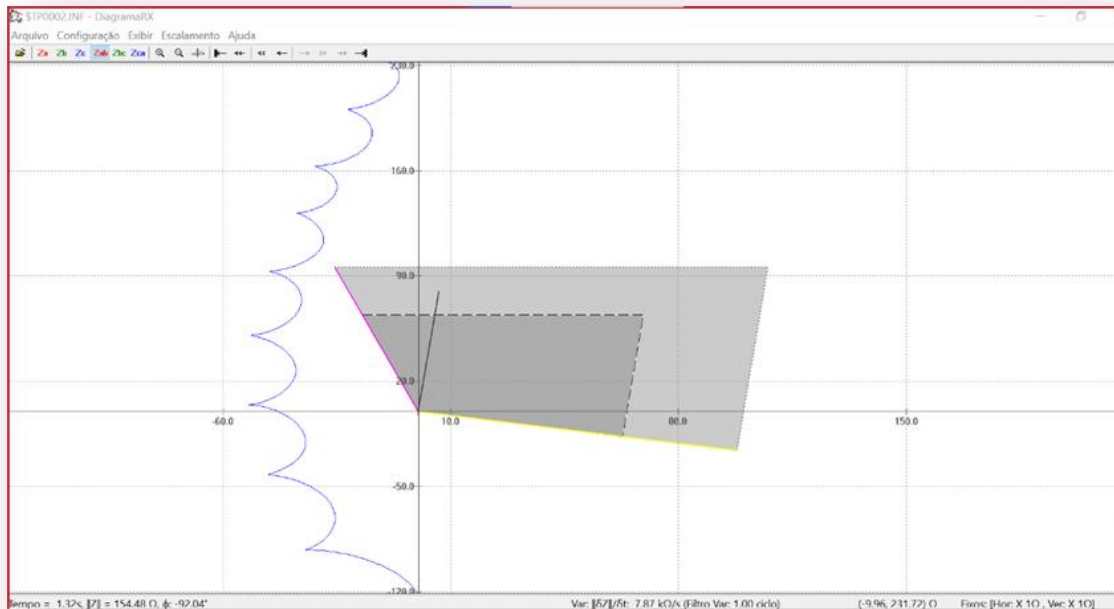


- LT 500 kV Luiz Gonzaga – Juazeiro III C1 (C5)

A LT 500 kV Luiz Gonzaga – Juazeiro III C1 (C5) desligou automaticamente por atuação da proteção de distância 21Z1 no terminal de Luiz Gonzaga às 08h30min38,805s ($T_0+1,859s$) e por recepção de TDD no terminal de Juazeiro III. A Figura abaixo mostra a trajetória da impedância vista do terminal de Luiz Gonzaga, utilizando uma característica de proteção de distância com ajustes padrões (Z1 em 80% e Z2 em 120%).

No diagrama R-X é observado que a impedância medida não atinge a característica de Zona 1 da linha, que não deveria ter atuado nessa condição. Logo, o desempenho dessa função deverá ser avaliado.

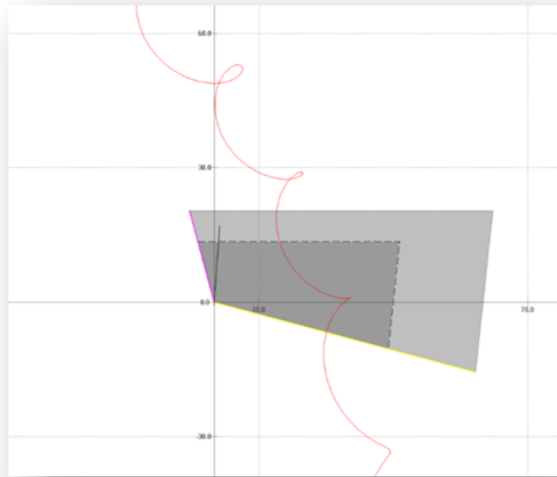
Figura 3-42: Diagrama R-X da LT 500 kV Luiz Gonzaga – Juazeiro III – Terminal de L. Gonzaga



- LT 500 kV Xingó – Paulo Afonso IV (V6)

A LT 500 kV Xingó – Paulo Afonso IV (V6) desligou automaticamente por atuação da proteção de distância em Zona 1 (21Z1) no terminal de Xingó às 08h30min38,805s ($T_0+1,859s$) e por recepção de TDD no terminal de Paulo Afonso IV. Não foi possível avaliar o desempenho desta proteção por falta de oscilografia do terminal de Xingó. A Figura abaixo mostra a trajetória da impedância vista do terminal de P. Afonso IV, utilizando uma característica quadrilateral de proteção de distância com ajustes típicos (X1 em 80% e R1 próximo da atuação do canal digital).

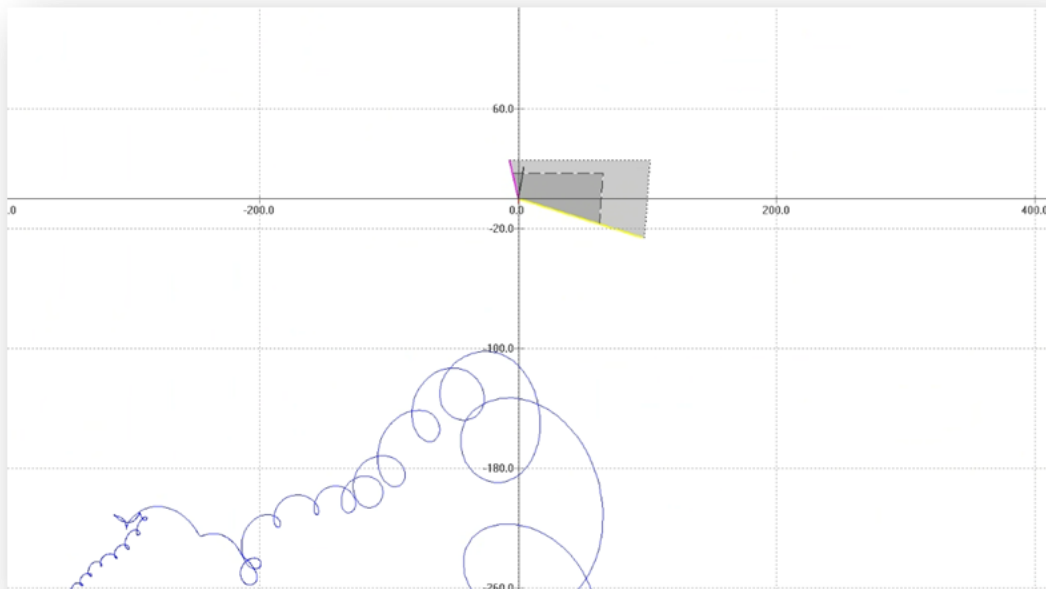
Figura 3-43: Diagrama R-X da LT 500 kV Xingó – Paulo Afonso IV – Terminal de Paulo Afonso IV



- LT 230 kV Sobradinho - Juazeiro II C1(S1)

A LT 230 kV Sobradinho – Juazeiro II C1 (S1) desligou automaticamente por atuação da proteção de distância em Zona 1 (21Z1) no terminal de Sobradinho às 08h30min38,806s (T0+1,860s). Na oscilografia enviada pelo agente não há indicação de proteções atuadas, apenas de abertura de disjuntores. Além disso, no diagrama R-X é observado que a impedância medida não atinge a característica de Zona 1 da linha, que não deveria ter atuado nessa condição. Logo, o desempenho dessa função deverá ser avaliado.

Figura 3-44: - Diagrama R-X da LT 230 kV Sobradinho - Juazeiro II C1(S1) – Terminal Sobradinho



- LT 230 kV Alagoinhas II - Cícero Dantas (L8)

A CHESF informou a atuação da proteção de distância em Zona 1 em Alagoinhas II, mas não foi enviada oscilografia deste terminal. As oscilografias do terminal de Cícero Dantas não registraram o evento. No terminal de Cícero Dantas o desligamento ocorreu em $T_0+1,862$ s.

- LT 500 kV C.Grande III – Garanhus II (C Z3)

A LT 500 kV C.Grande III – Garanhus II (C Z3) desligou automaticamente por atuação da proteção diferencial de linha (87L) às 08h30min38,825s ($T_0+1,879$). A atuação desta função de proteção durante oscilação, sem ocorrência de curto-circuito, é incorreta e deverá ser avaliada pelo agente CTEEP. Não foram fornecidas oscilografias.

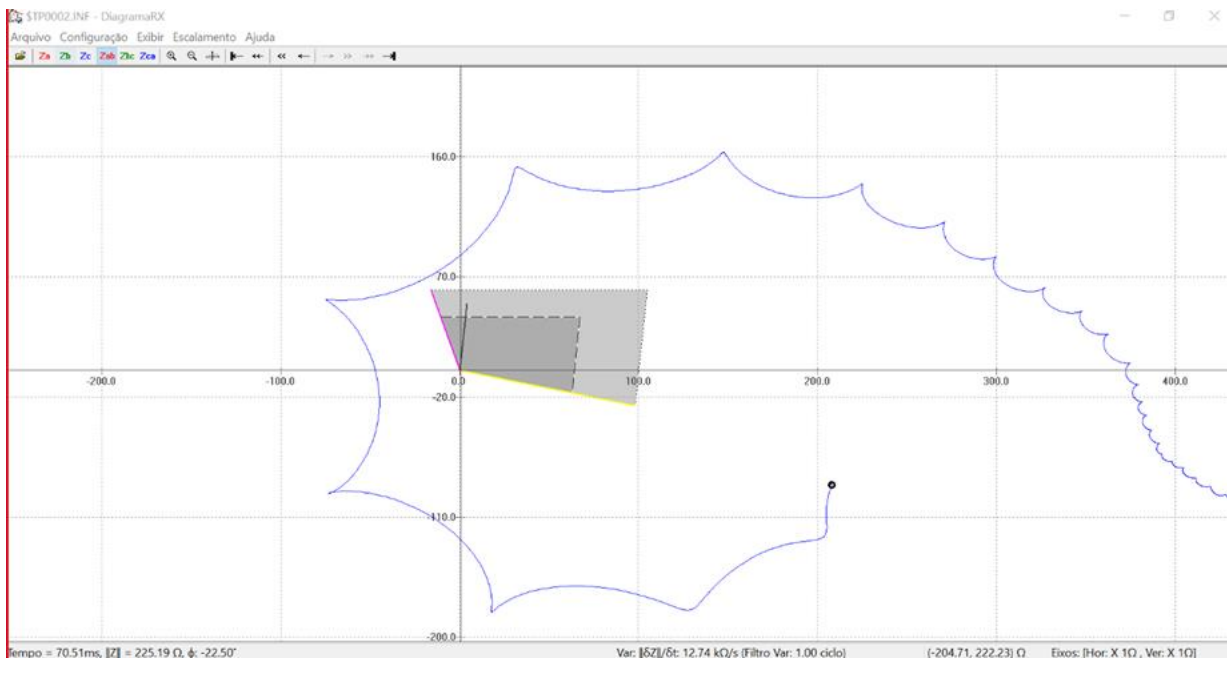
- LT 500 kV Xingó – Jardim (V5)

A LT 500 kV Xingó – Jardim (V5) desligou automaticamente por atuação da proteção de distância 21Z1 no terminal de Xingó às 08h30min38,832s ($T_0+1,886$)

e por recepção de TDD no terminal de Jardim. A Figura abaixo mostra a trajetória da impedância vista do terminal de Xingó, utilizando uma característica de proteção de distância com ajustes padrões (Z1 em 80% e Z2 em 120%).

No diagrama R-X é observado que a impedância medida não atinge a característica de Zona 1 da linha, que não deveria ter atuado nessa condição. Logo, o desempenho dessa função deverá ser avaliado.

Figura 3-45: Diagrama R-X da LT 500 kV Xingó – Jardim (V5) – Terminal de Xingó



- LT 230 kV Bom Jesus da Lapa – Brotas de Macaúba (F5)

A LT 230 kV Bom Jesus da Lapa – Brotas de Macaúba (F5) desligou automaticamente por atuação da proteção de distância em Zona 1 no terminal de Brotas de Macaúba às 08h30min38,886s ($T_0+1,940s$) e por recepção de TDD no terminal de Bom Jesus da Lapa.

As Figuras abaixo mostram as trajetórias das impedâncias medidas vistas dos terminais de Bom Jesus da Lapa e B. de Macaúba, utilizando uma característica de proteção de distância com ajustes padrões (Z1 em 80% e Z2 em 120%).

Figura 3-46: Diagrama R-X da LT 230 kV B.J. da Lapa-B. de Macaúba (F5) – Terminal B.J. da Lapa

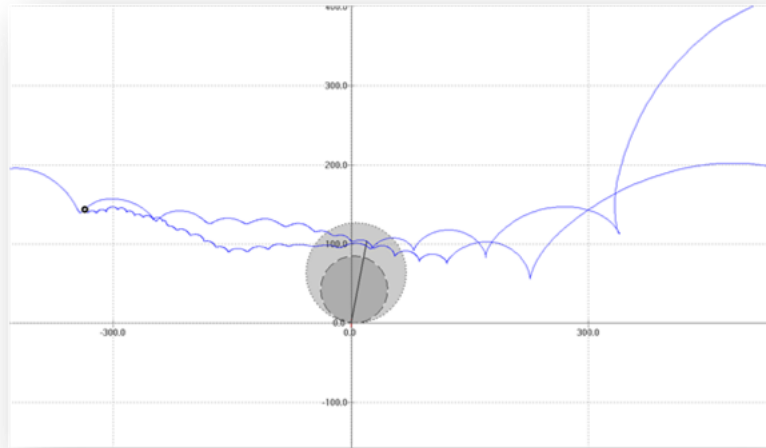
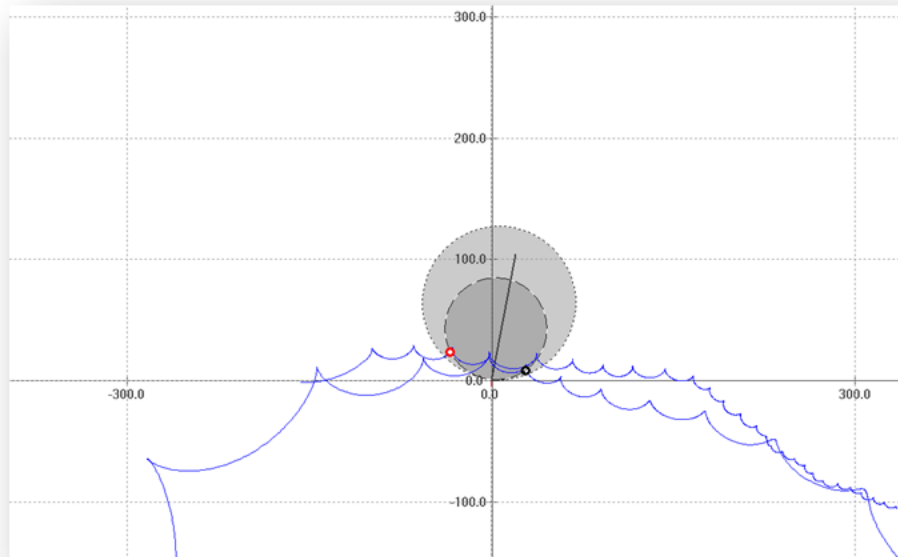


Figura 3-47: Diagrama R-X da LT 230 kV B.J. da Lapa – B. de Macaúba (F5) – Terminal B. Macaúba

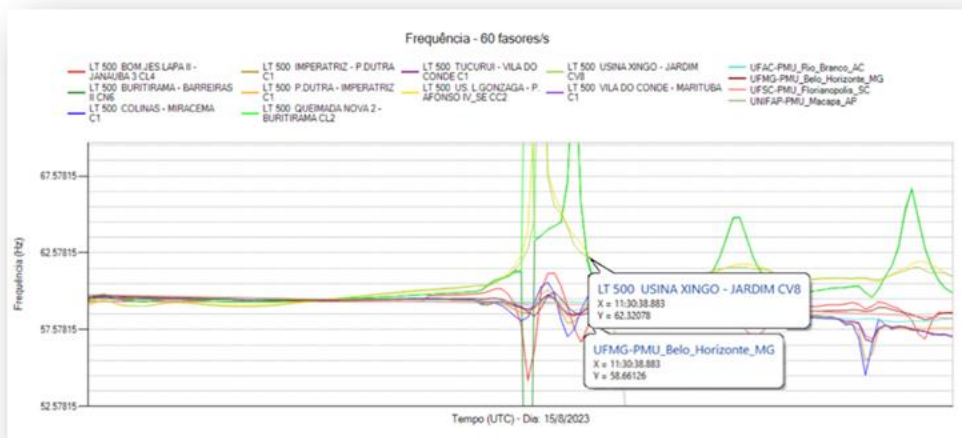


No diagrama R-X do terminal de Brotas de Macaúba é verificado que a impedância medida atinge a característica de Zona 1 desse terminal em dois *swings* de oscilação, sendo formado dois centros elétricos sequenciais nessa linha bem próximos ao terminal de B. de Macaúba.

Nessa condição de sistema a frequência de escorregamento entre os sistemas fora de sincronismo era bastante elevada, o que reflete diretamente no aumento da velocidade da variação da impedância medida pelos IEDs de proteção. Nesse caso de Brotas de Macaúbas foi verificado que a impedância medida atingiu a Zona 1 com uma velocidade de 3.900 Ω/s . Vale ressaltar que essa condição pode levar à não atuação de uma função de distância nos casos em que a impedância medida permanece dentro da característica de operação por um tempo menor que o tempo de processamento do algoritmo do IED. No caso dessa linha sob análise, o disparo apenas foi emitido no segundo *swing*, quando a impedância permaneceu dentro da característica em um tempo superior a 1 ciclo (permaneceu 18 ms).

Próximo ao instante desse desligamento, a frequência de escorregamento do sistema era em torno de 3,7 Hz, conforme observado na figura a seguir, obtida de dados de PMU.

Figura 3-48: Frequência no SIN – Frequência de Escorregamento - PMU



No instante 08h30min38,851s ($T_0+1,904s$), ocorreu o desligamento automático da LT 500 kV Ribeiro Gonçalves - Colinas C2, conforme foi relatado anteriormente. Este desligamento configurou uma perda dupla no tronco 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas, provocando a atuação do SEP 5.81.07 - Perda dupla COL-RG C1 e C2 e/ou SJP-RG.

Este SEP, implantado nas SE 500 kV Colinas, Ribeiro Gonçalves, São João do Piauí, Sobradinho e UHE Sobradinho, tem por objetivo realizar corte seletivo de geração, quando da perda dupla das LT 500 kV São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves ou Ribeiro Gonçalves – Colinas, para evitar perda de sincronismo entre os Subsistemas Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, em condições de carregamentos elevados no eixo em 500 kV São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves – Colinas. Quando da perda dupla dos circuitos nos trechos indicados, o SEP comanda o corte de geração na UHE Sobradinho, em unidades geradoras previamente selecionadas, e/ou comanda o corte de toda geração das usinas EOL Lagoa dos Ventos, UFV SJP e UFV Nova Olinda, derivadas da SE São João do Piauí, com o desligamento das linhas de transmissão de 500 kV destas usinas no terminal da SE São João do Piauí 500 kV.

Deste modo, foram comandados os desligamentos dos disjuntores, na SE São João do Piauí, das seguintes linhas, de conexão com as usinas citadas:

- LT 500 kV UFV Nova Olinda – São João de Piauí III às 08h30min38,915s ($T_0+1,992s$)
- LT 500 kV S.J.Piauí - UFV São João do Piauí às 08h30min38,938s ($T_0+1,969s$)

Além disto, o SEP também comandou o desligamento de duas unidades geradoras na UHE Sobradinho, sendo a UG01G4 às 08h30min38,973s ($T_0+2,027s$) e a UG01G3 às 08h30min38,988s ($T_0+2,042s$), tendo como consequência o corte de 198 MW (99 MW cada UG).

Para a LT 500 kV S.J.Piauí - UFV Lagoa dos Ventos, que também deveria ter sido desligada pelo referido SEP, como não foram disponibilizadas informações sobre este desligamento, não foi possível sua avaliação.

As oscilografias mostrando o momento do desligamento das unidades geradoras UG03 e UG04 da UHE Sobradinho se encontram nas figuras a seguir.

Figura 3-49: Oscilografia da UHE Sobradinho – desligamento da UG04

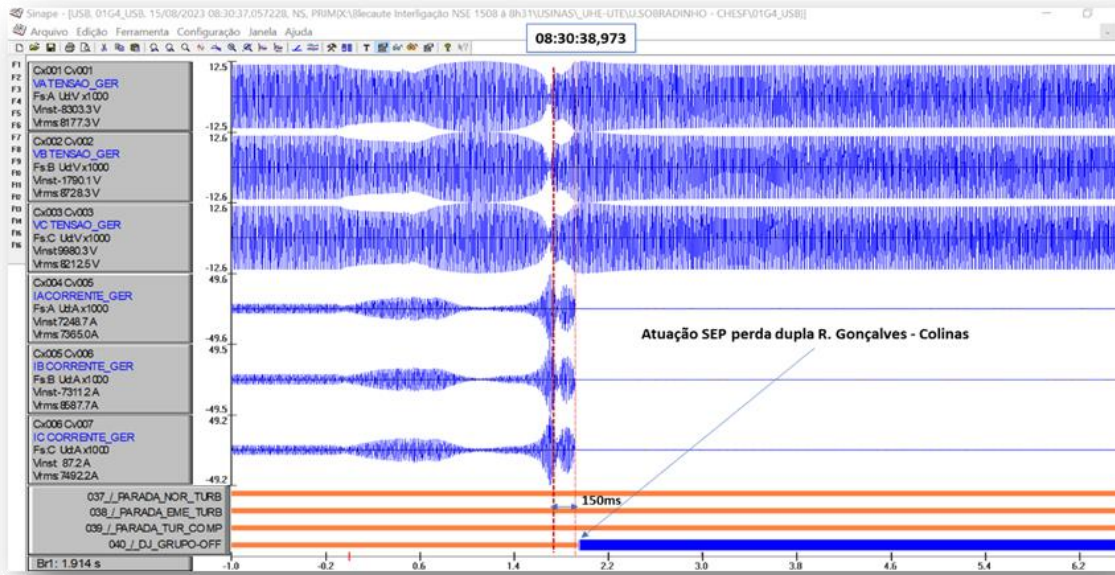
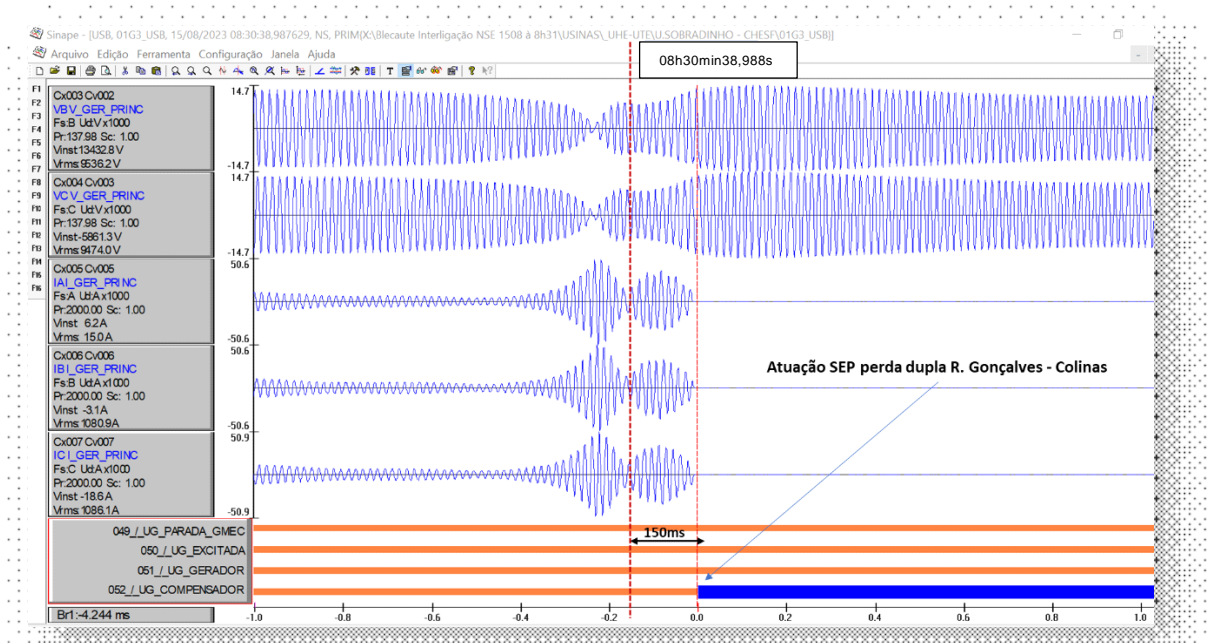


Figura 3-50: Oscilografia da UHE Sobradinho – desligamento da UG03



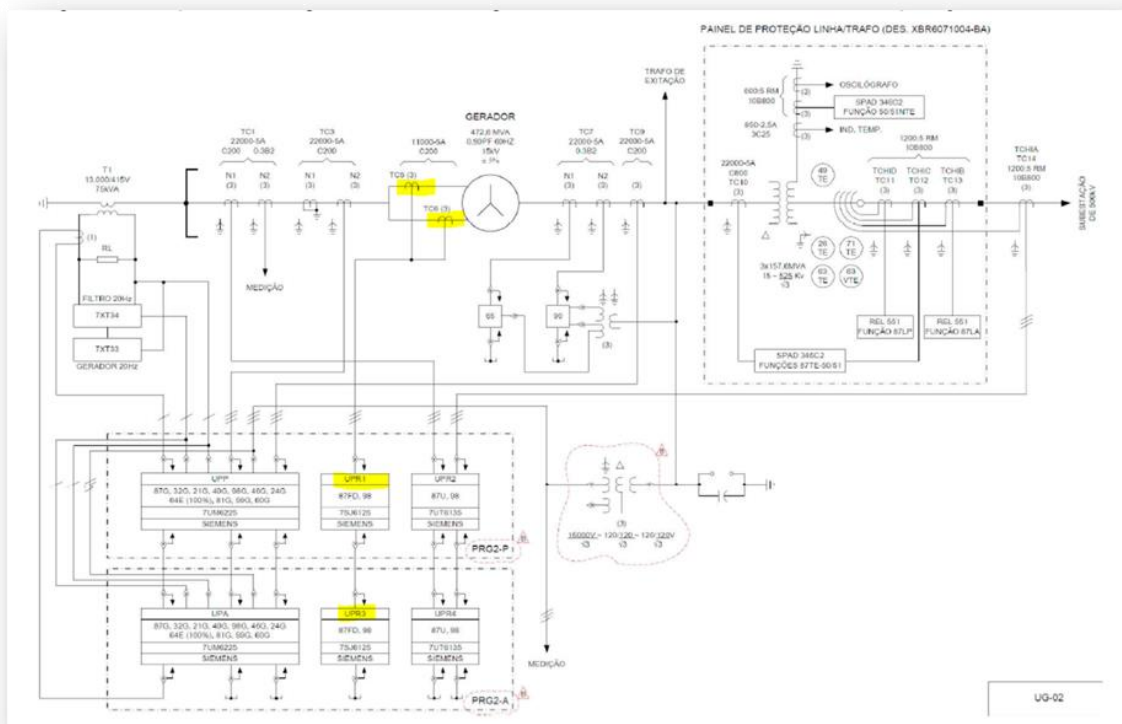
A UHE Peixe Angical estava operando com 1 unidade geradora antes da perturbação, e esta unidade não foi desligada no evento. Deste modo, não houve registros de oscilografia.

A UHE Serra da Mesa estava operando com duas unidades funcionando como síncrono (UG01 e UG03) e uma unidade como gerador (UG02).

Durante o período de oscilação de potência, a unidade geradora UG03 de Serra da Mesa desligou por atuação da proteção de fase dividida, às 08h30min39s ($T_0+2,054s$).

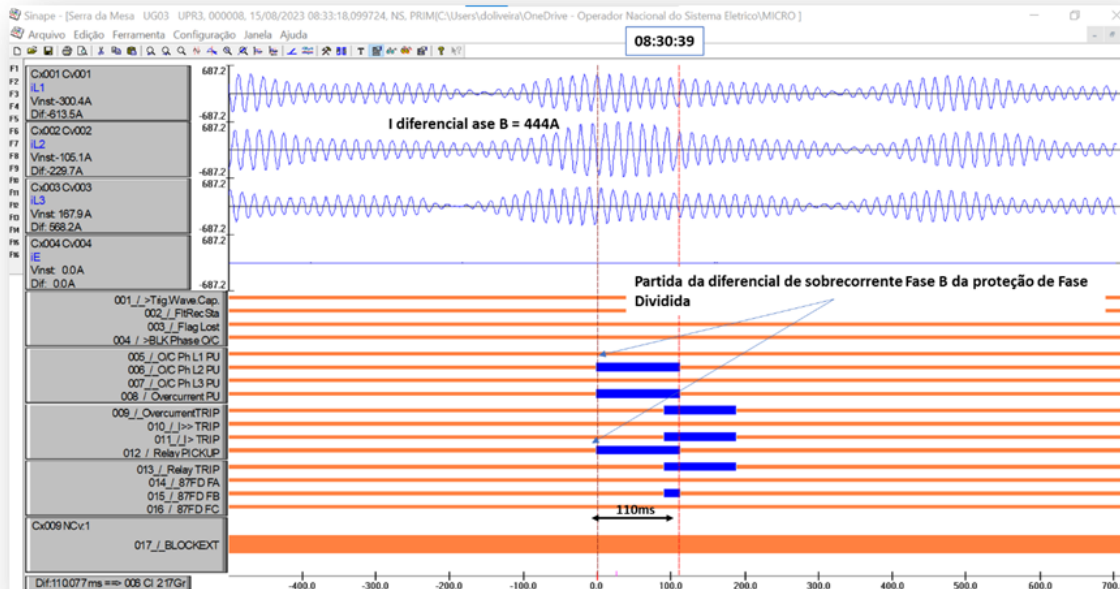
Essa proteção Diferencial de Fase Dividida das unidades geradoras da UHE Serra da Mesa utiliza uma função de sobrecorrente ajustada em 440 A com tempo definido de 100 ms, que é ativada pelo somatório, feito externamente ao IED, das correntes dos dois ramos do estator ligados de forma diferencial. Um diagrama das conexões utilizadas pelo IED que realiza a proteção Diferencial de Fase Dividida se encontra a seguir.

Figura 3-51: Diagrama de ligações da proteção de Fase Dividida da UG03 - UHE S.Mesa



Foi verificado na oscilografia, mostrada na figura a seguir, que houve corrente diferencial entre os enrolamentos da fase B no estator de 444 A, superior ao ajuste desta proteção.

Figura 3-52: Oscilografia da UG03 da UHE Serra da Mesa



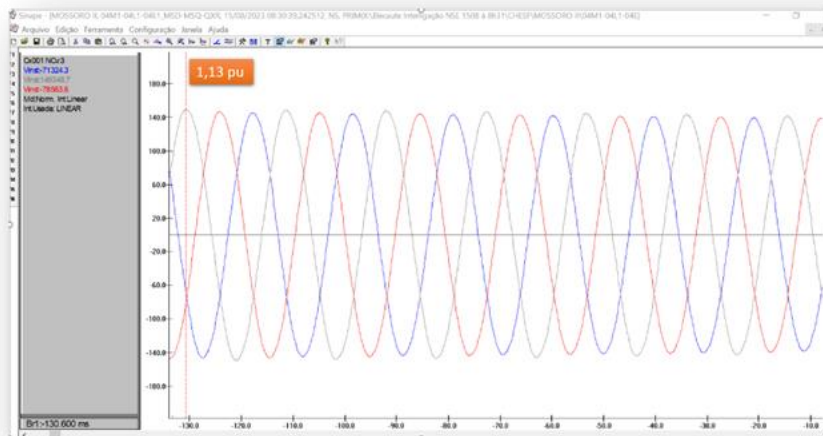
O horário da oscilografia obtida dos IEDs de proteção da unidade geradora estão incorretos pela falta de sincronismo. No entanto, pelo sequencial de eventos do vão da UG03, que está sincronizada, é possível identificar o momento de abertura do disjuntor DJ932 em 08h30min39,20ms, fazendo correlação do desligamento da UG03 com os demais eventos da perturbação.

A Proteção Diferencial de Fase Dividida é normalmente utilizada para unidades geradoras com dois ou mais enrolamentos por fase, com o objetivo de atuar para falhas entre espiras de uma mesma fase. Normalmente, em condições de carga ou falhas externas, circulará pelo relé diferencial uma corrente que é igual à diferença entre as correntes de excitação dos TCs, portanto, a corrente de ajuste (pickup) deve ser maior que a máxima corrente de desbalanço causada por falha externa, o que reduz a sua sensibilidade para falhas internas. Para uma falha interna, a soma das duas circulará pelo circuito de operação do IED, provocando a sua atuação. Como não houve falha interna na referida unidade geradora UG03 da UHE Serra da Mesa que justifique a atuação desta função, será solicitado a FURNAS avaliar o ajuste e todo o circuito de implementação da referida proteção.

Após os referidos desligamentos e atuação do SEP de perda dupla, foi verificado uma sobretensão no Subsistema Nordeste, provocando alguns desligamentos por atuação de proteções de sobretensão.

Também nessa condição de sobretensão, ocorreu o desligamento automático do Compensador Estático CE 06Q1/02T5 da SE Mossoró II, às 08h30min39s ($T_0+2,054s$), por atuação da proteção de sobrecorrente dos tiristores, o ajuste é 1400 A, instantâneo, valor atingido pela corrente, segundo informação do agente. No instante do seu desligamento a Barra de Mossoró 230 kV estava com 1,13 pu, conforme apresentado no diagrama a seguir.

Figura 3-53: Tensão na Barra 230 kV de Mossoró II



Na região da Bahia no tronco de 500 kV entre Paulo Afonso IV / Olindina / Camaçari, ocorreu uma sobretensão em níveis mais altos, o que provocou a atuação de proteções de sobretensão sistêmicas comandando o desligamento automático de linhas de transmissão no referido tronco de 500 kV. As linhas de transmissão desligadas estão apresentadas a seguir.

8h30min39,048s ($T_0+2,102s$) - LT 500 kV Paulo Afonso IV - Jeremoabo (S5) – Atuação de proteção de sobretensão no terminal de Paulo Afonso IV - 59-PAQ.

8h30min39,051s ($T_0+2,105s$) - LT 500 kV Olindina- Jeremoabo (L9) – proteção de sobretensão instantânea no terminal de Olindina, com envio de sinal para abertura em Jeremoabo. Ajuste 388 kV.

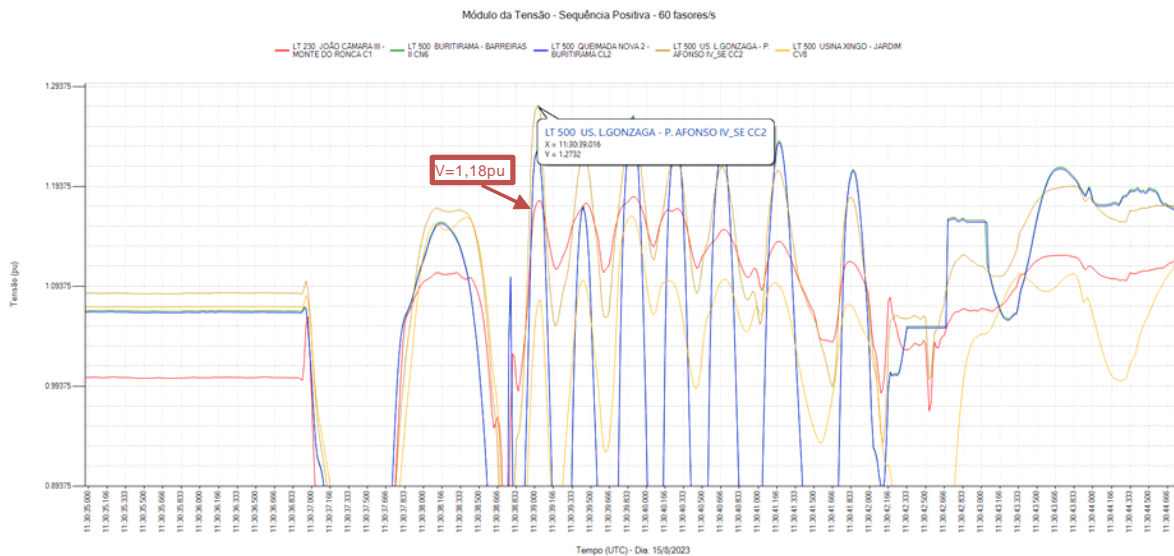
8h30min39,053s ($T_0+2,107s$) - LT 500 kV Olindina- Luiz Gonzaga C1 (S4) – Atuação de proteção de sobretensão instantânea no terminal de Olindina, com envio de sinal para abertura em Luiz Gonzaga. Ajuste 388 kV.

8h30min39,059s ($T_0+2,113s$) - LT 500 kV Olindina - Camaçari II L5 – Atuação de proteção de sobretensão instantânea no terminal de Olindina, com envio de sinal para abertura em Camaçari II. Ajuste 388 kV.

8h30min39,060s ($T_0+2,114s$) - LT 500 kV Olindina - Camaçari II L4 – Atuação de proteção de sobretensão instantânea no terminal de Olindina, com envio de sinal para abertura em Camaçari II. Ajuste 388 kV.

Entretanto, a figura abaixo mostra o perfil de sobretensão da região, em especial na barra de Paulo Afonso IV, da LT 500 kV P.Afonso IV – L.Gonzaga C2, que atingiu 1,27 pu (barra mais próxima do evento).

Figura 3-54: Tensão Barras do Nordeste – Destaque para P.Afonso IV 500 kV e J. Câmara 230 kV



Também ocorreram os seguintes desligamentos automáticos na região do Ceará e Rio Grande do Norte.

8h30min39,098s ($T_0+2,152s$) – Ocorreu o desligamento automático de todos os disjuntores associados a barra de 69 kV da SE João Câmara II – Atuação de proteção de sobretensão – 59I associada a essa barra. A atuação desta proteção isolou o conjunto de usinas eólicas conectadas à esta barra.

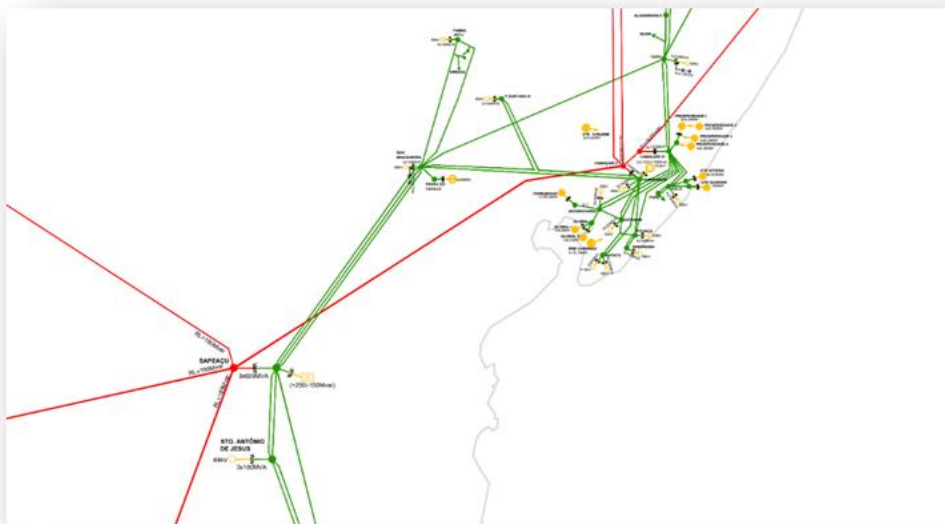
8h30min39,104s ($T_0+2,158s$) – Ocorreu o desligamento automático do Banco de Capacitor Shunt - BC 230 kV 04H1 da SE Milagres por atuação da proteção 59I. O ajuste do 59I é 276 kV e do 59T é 254 kV por 1,5s.

8h30min39,110s ($T_0+2,164s$) – Ocorreu o desligamento automático do Banco de Capacitor Shunt - BC 230 kV 04H2 da SE Milagres por atuação da proteção 59I. O ajuste do 59I é 276 kV e do 59T é 254 kV por 1,5s.

Às 8h30min39,216s ($T_0+2,270s$) - Ocorreu a atuação do esquema de reinserção automática do Reator Shunt 230 kV 04E2 da SE Natal II, através da atuação da função de sobretensão temporizada (59T) associada ao esquema de chaveamento de reativos. O ajuste do 59T é 43,3 kV por 1s para o 04E2. Segundo a informação do agente, a tensão atingiu 44,6 kV.

Em seguida, como consequência das alterações da configuração da rede elétrica após os desligamentos anteriores, o centro elétrico da oscilação migrou para a região da Bahia onde ocorreram também instabilidades locais com centros elétricos formados no 230 kV de forma simultânea provocando diversos desligamentos por atuação de proteções de distância. A figura a seguir mostra a região afetada.

Figura 3-55: Região da Bahia com formação de centros elétricos

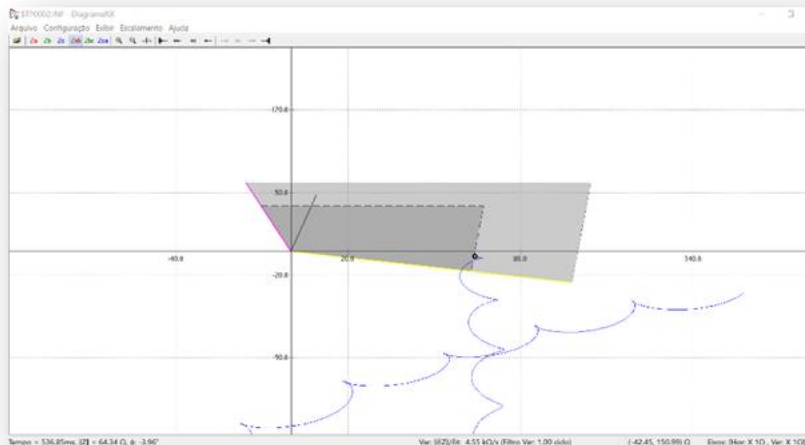


Os consequentes desligamentos automáticos provocados por atuações de distância estão listados a seguir.

- LT 230 kV Camaçari II - Feira de Santana III C6

A LT 230 kV Camaçari II - Feira de Santana III C6 desligou automaticamente por atuação da proteção de distância em Zona 1 no terminal de Camaçari II às 08h30min39,301s ($T_0+2,355s$) e por recepção de TDD no terminal de Feira de Santana III. A Figura abaixo mostra a trajetória da impedância medida vista do terminal de Camaçari II, utilizando uma característica de proteção de distância com ajustes padrões. Observa-se que a impedância atingiu a característica de distância quadrilateral em Zona 1 para faltas entre fases.

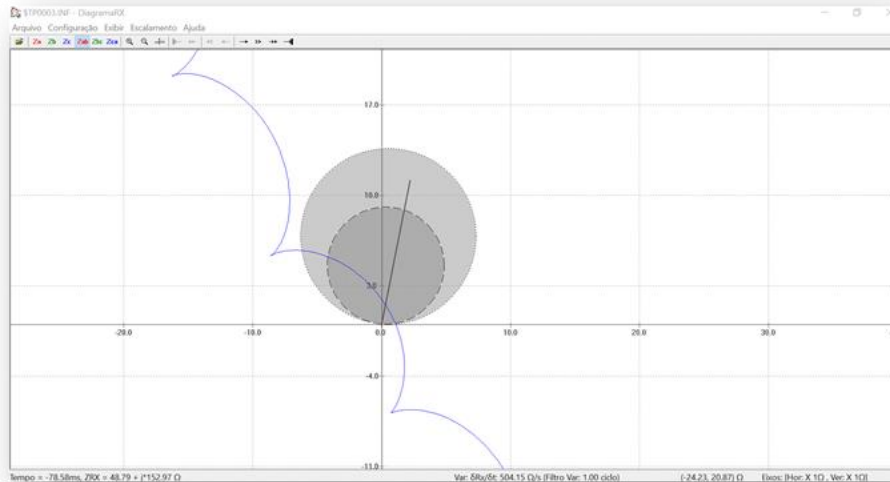
Figura 3-56: Diagrama R-X da LT 230 kV Camaçari II – Feira de Santana III, terminal Camaçari



- LT 230 kV Governador Mangabeira - Feira de Santana III F6

A LT 230 kV Governador Mangabeira - Feira de Santana III F6 desligou automaticamente por atuação da proteção de distância em Zona 1 no terminal de Feira de Santana III às 08h30min39,305s ($T_0+2,359s$) e por recepção de TDD no terminal de Governador Mangabeira. A Figura abaixo mostra a trajetória da impedância medida vista do terminal de F.de Santana III, utilizando uma característica de proteção de distância com ajustes padrões (Z1 em 80% e Z2 em 120%). Observa-se que a impedância atingiu a característica de distância quadrilateral em Zona 1 para faltas entre fases.

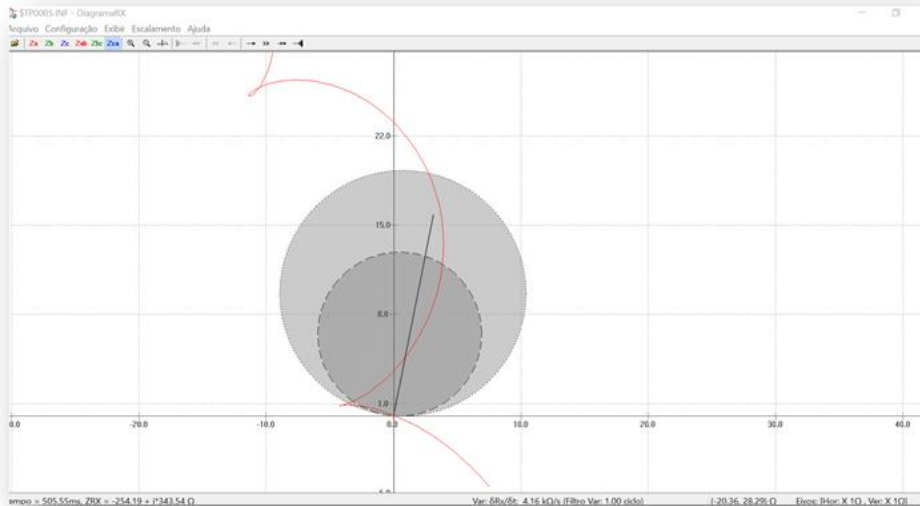
Figura 3-58: Diagrama R-X da LT 230 kV Gov. Mangabeira – Sapeaçu C2, terminal Sapeaçu



- LT 230 kV Sapeaçu – Sto. Antonio de Jesus C1 (L2)

A LT 230 kV Sapeaçu – Sto. Antonio de Jesus C1 (L2) desligou automaticamente por atuação da proteção de distância em Zona 1 no terminal de Sto. Antônio de Jesus às 08h30min39,344s ($T_0+2,398s$) e por recepção de TDD no terminal de Sapeaçu. A Figura abaixo mostra a trajetória da impedância medida vista do terminal de Sto. Antônio de Jesus, utilizando uma característica de proteção de distância com ajustes padrões (Z1 em 80% e Z2 em 120%). Observa-se que a impedância atingiu a característica de distância MHO em Zona 1 para faltas entre fases.

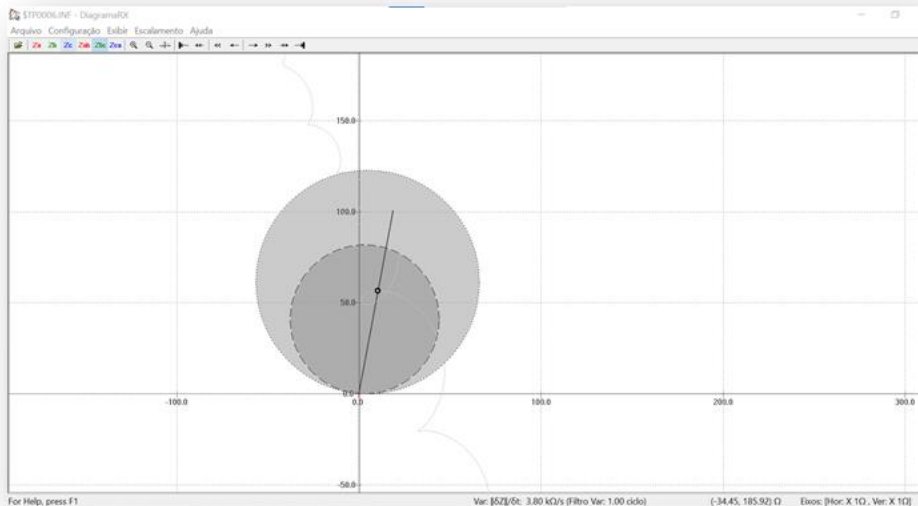
Figura 3-59: – Diagrama R-X da LT 230 kV Sapeaçu – Sto. A. Jesus C1, terminal S.A. de Jesus



- LT 230 kV Sapeaçu – Funil C1

A LT 230 kV Sapeaçu – Funil C1 desligou automaticamente por atuação da proteção de distância em Zona 1 no terminal de Funil às 08h30min39,345s ($T_0+2,399s$) e por recepção de TDD no terminal de Sapeaçu. A Figura abaixo mostra a trajetória da impedância medida vista do terminal de Funil, utilizando uma característica de proteção de distância com ajustes padrões (Z1 em 80% e Z2 em 120%). Observa-se que a impedância atingiu a característica de distância MHO em Zona 1 para faltas entre fases.

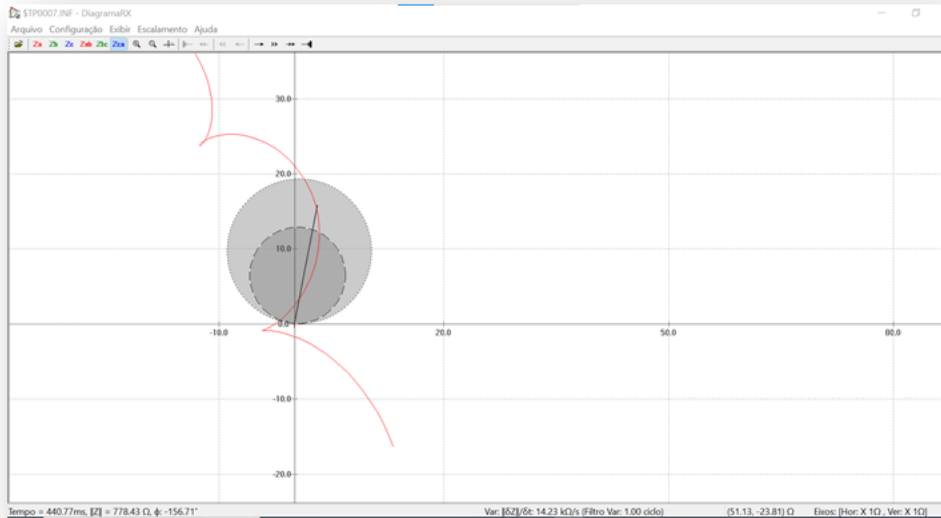
Figura 3-60: Diagrama R-X da LT 230 kV Sapeaçu – Funil C1, terminal Funil



- LT 230 kV Sapeaçu – Sto. Antônio de Jesus C2 (F3)

A LT 230 kV Sapeaçu – Sto. Antônio de Jesus C2 (F3) desligou automaticamente por atuação da proteção de distância em Zona 1 no terminal de Funil às 08h30min39,347s ($T_0+2,401s$) e por recepção de TDD no terminal de Sto. Antônio de Jesus. A Figura abaixo mostra a trajetória da impedância medida vista do terminal de Sto. Antônio de Jesus, utilizando uma característica de proteção de distância com ajustes padrões (Z1 em 80% e Z2 em 120%). Observa-se que a impedância atingiu a característica de distância MHO em Zona 1 para faltas entre fases.

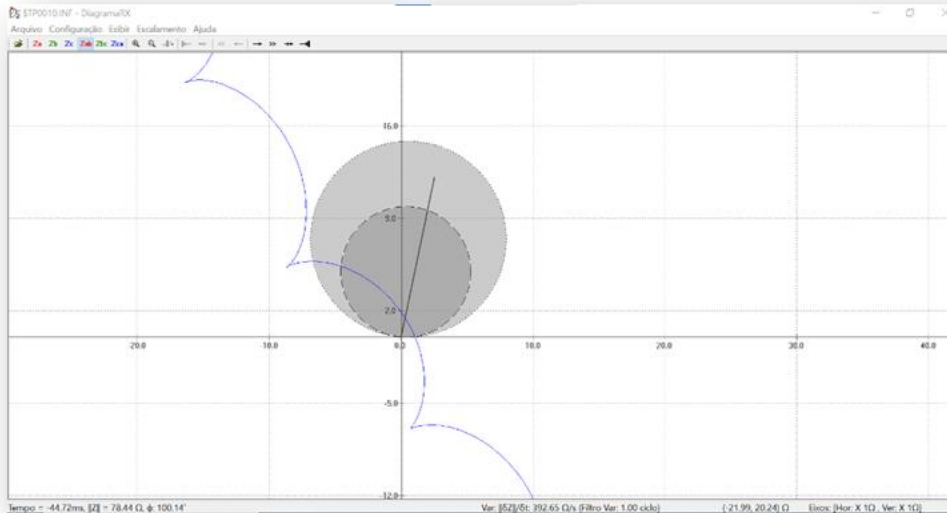
Figura 3-61: Diagrama R-X da LT 230 kV Sapeaçu – S. A. Jesus C2, terminal S.A. de Jesus



- LT 230 kV G. Mangabeira - Sapeaçu C3

A LT 230 kV Governador Mangabeira - Sapeaçu C3 desligou automaticamente por atuação da proteção de distância em Zona 1 no terminal de Sapeaçu às 08h30min39,348s ($T_0+2,402s$) e por recepção de TDD no terminal de Governador Mangabeira. A Figura abaixo mostra a trajetória da impedância medida vista do terminal de Sapeaçu, utilizando uma característica de proteção de distância com ajustes padrões (Z_1 em 80% e Z_2 em 120%). Observa-se que a impedância atingiu a característica de distância MHO em Zona 1 para faltas entre fases.

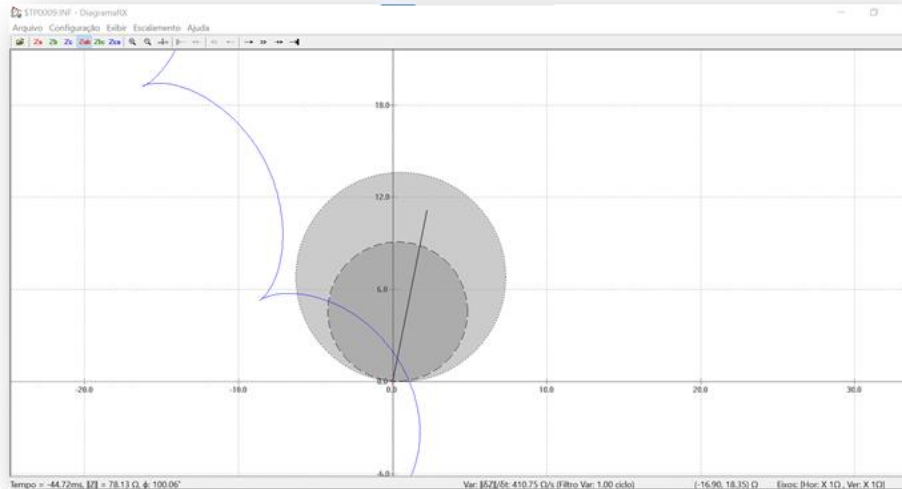
Figura 3-62: Diagrama R-X da LT 230 kV G. Mangabeira – Sapeaçu C3, terminal Sapeaçu



- LT 230 kV G. Mangabeira - Sapeaçu C1

A LT 230 kV Governador Mangabeira - Sapeaçu C1 desligou automaticamente por atuação da proteção de distância em Zona 1 no terminal de Sapeaçu às 08h30min39,354s ($T_0+2,408s$) e por recepção de TDD no terminal de Governador Mangabeira. A Figura abaixo mostra a trajetória da impedância medida vista do terminal de Sapeaçu, utilizando uma característica de proteção de distância com ajustes padrões (Z1 em 80% e Z2 em 120%). Observa-se que a impedância atingiu a característica de distância MHO em Zona 1 para faltas entre fases.

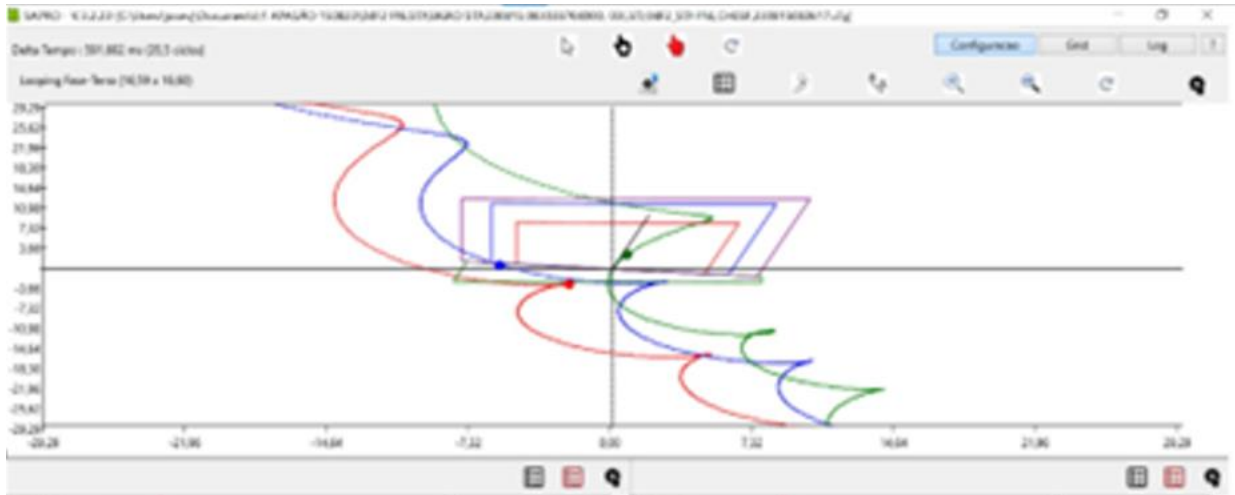
Figura 3-63: Diagrama R-X da LT 230 kV G. Mangabeira – Sapeaçu C1, terminal Sapeaçu



- LT 230 kV Funil – Sto. Antonio de Jesus F2

A LT 230 kV Funil – Sto. Antonio de Jesus F2 desligou automaticamente por atuação da proteção de distância em Zona 1 no terminal de Funil às 08h30min39,361s ($T_0+2,415s$) e por recepção de TDD no terminal de Sto. Antonio de Jesus. A Figura abaixo mostra a trajetória da impedância medida vista do terminal de Sto. Antônio de Jesus. Observa-se que a impedância medida atingiu a característica de distância em Zona 1 para faltas entre fases.

Figura 3-64: Diagrama R-X da LT 230 kV Funil - S.A. Jesus F2, terminal de Sto Antonio de Jesus

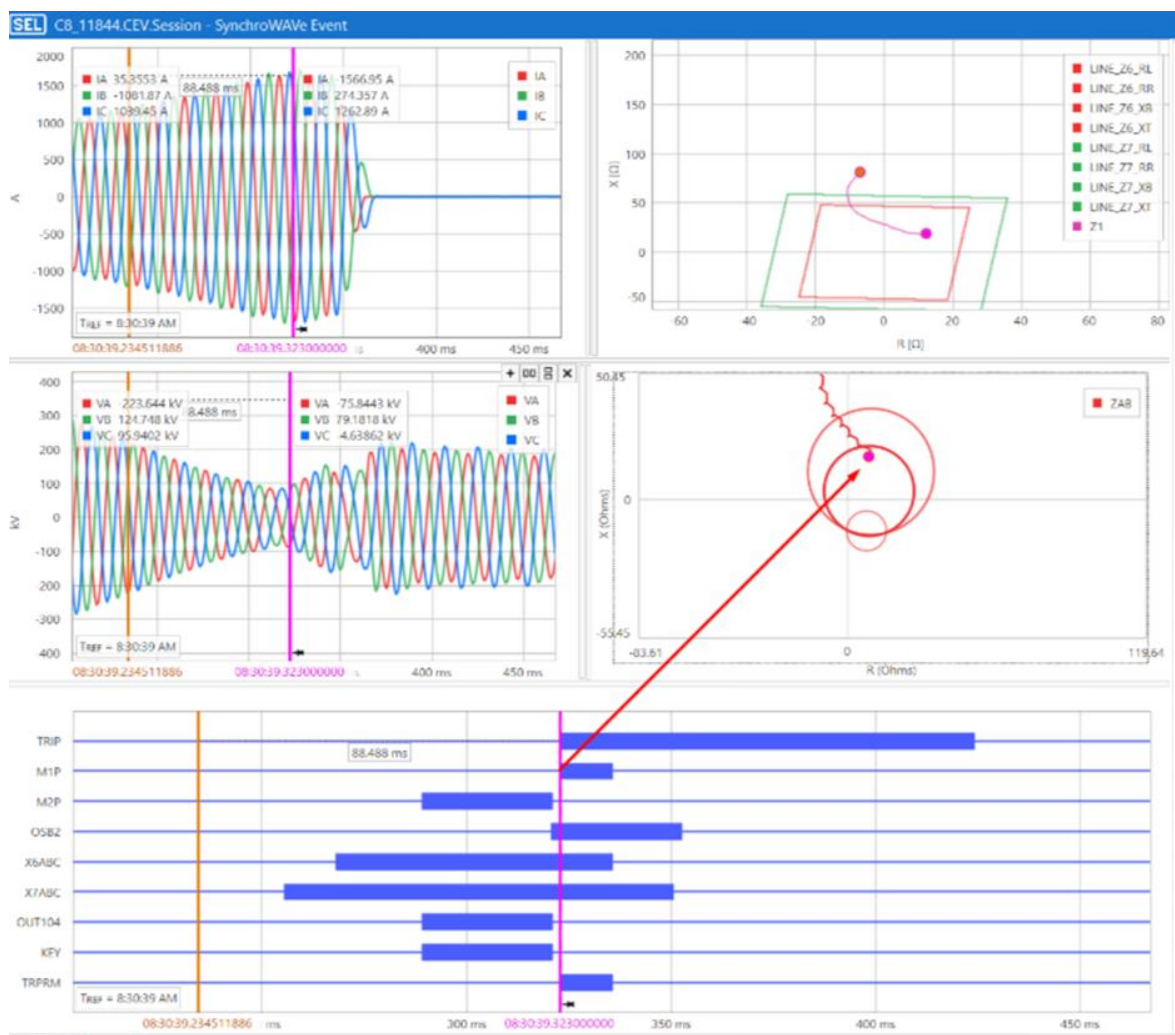


No tronco 500 kV, também foi formado centro elétrico, provocando o seguinte desligamento:

- LT 500 kV Sapeçu – Ibicoara

A LT 500 kV Sapeçu – Ibicoara desligou automaticamente por atuação da proteção de distância em Zona 1 no terminal de Ibicoara às 08h30min39,365s ($T_0+2,419s$) e por recepção de TDD no terminal de Sapeçu. A Figura abaixo mostra a trajetória da impedância medida vista do terminal de Ibicoara, com as características de distância plotadas. Observa-se que a impedância medida atingiu a característica de distância MHO em Zona 1.

Figura 3-65: Oscilografia e Diagrama R-X da LT 500 kV Sapeaçu - Ibicoara, terminal Ibicoara



Na sequência ocorreu o desligamento automático dos Compensadores Síncrono CS 01K1 e 01K2 da SE Camaçari II às 08h30min39,444s ($T_0+2,498s$) por atuação das suas proteções de perda de sincronismo (78). Não foi possível avaliar este desligamento por falta de informações.

Após os desligamentos de linhas de transmissão na Bahia, com o Subsistema Nordeste ainda fora de sincronismo, os centros elétricos da oscilação deslocaram para a interligação Norte/Sudeste. Esses desligamentos estão apresentados a seguir.

- LT 500 kV Gurupi - Peixe 2

A LT 500 kV Gurupi – Peixe II desligou às 08h30min39,533s ($T_0+2,581s$) por atuação da proteção de distância associada à teleproteção em Gurupi e às 08h30min39,538s ($T_0+2,592s$) no terminal de Peixe II, conforme pode ser visto na figura a seguir. Esta linha estava com a função de bloqueio por oscilação atuada, porém esta função só bloqueia a atuação das funções de distância de Zona 1 e Zona 2 temporizada.

Figura 3-66: Desligamento da LT 500 kV Gurupi – Peixe II, terminal de Peixe II

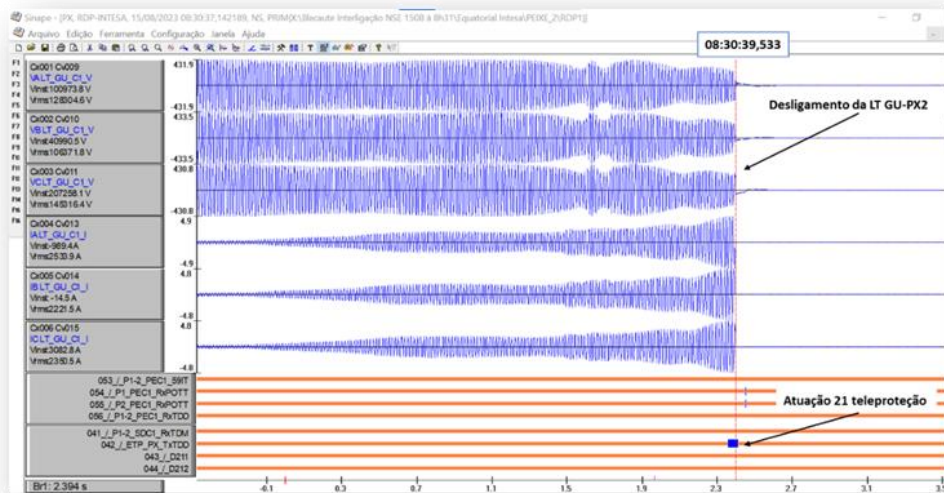
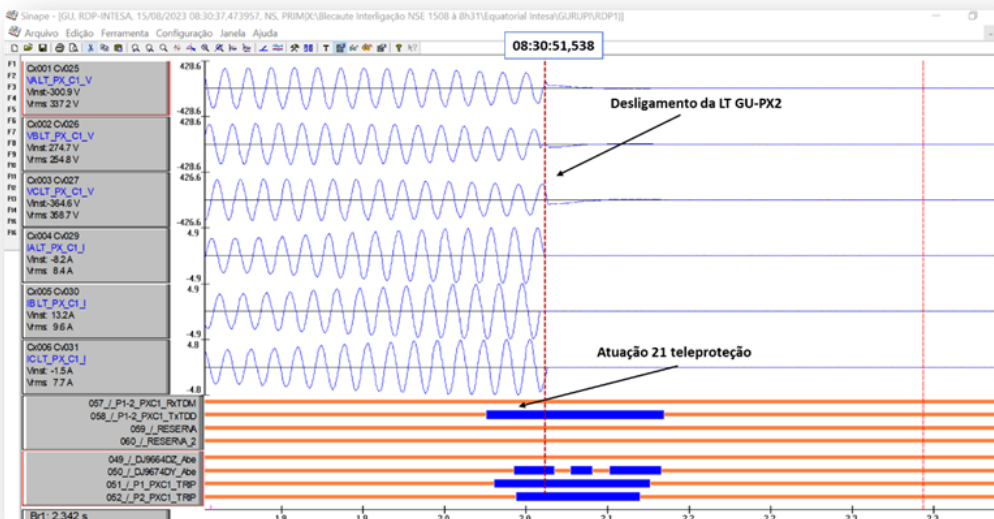


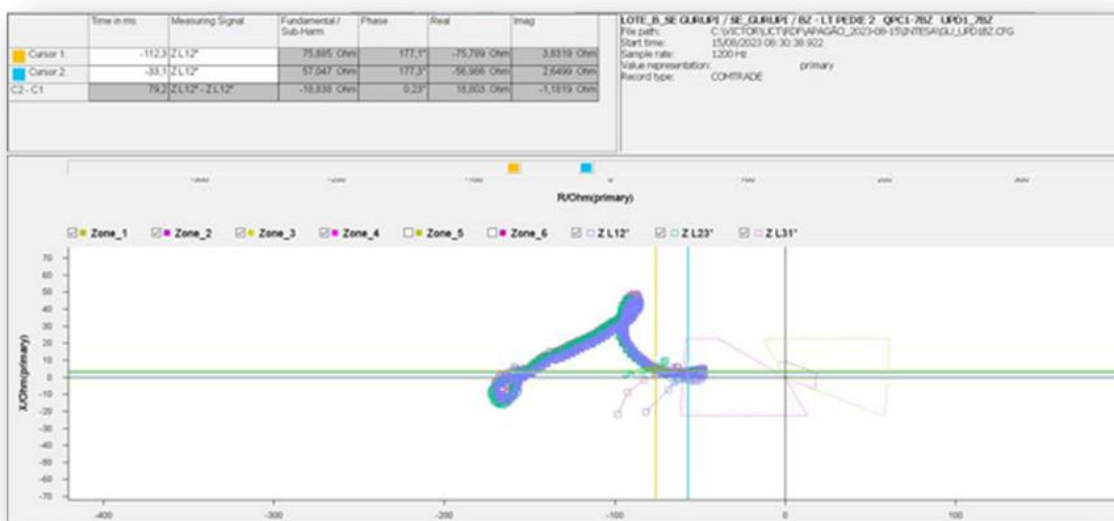
Figura 3-67: Desligamento da LT 500 kV Gurupi – Peixe II, terminal de Gurupi



Pelas oscilografias é observado que houve partida da proteção de distância em Zona 2, porém, pelo diagrama da característica da função e da trajetória da impedância traçada, não foi possível verificar que a impedância tenha entrado nessa região no terminal de Gurupi, conforme mostrado na figura a seguir. Foi verificado que a impedância atingiu a Zona 3 reversa de Gurupi, que não bloqueou a lógica de teleproteção, por existir um bloqueio dessa zona pela função de bloqueio por oscilação (68OSB).

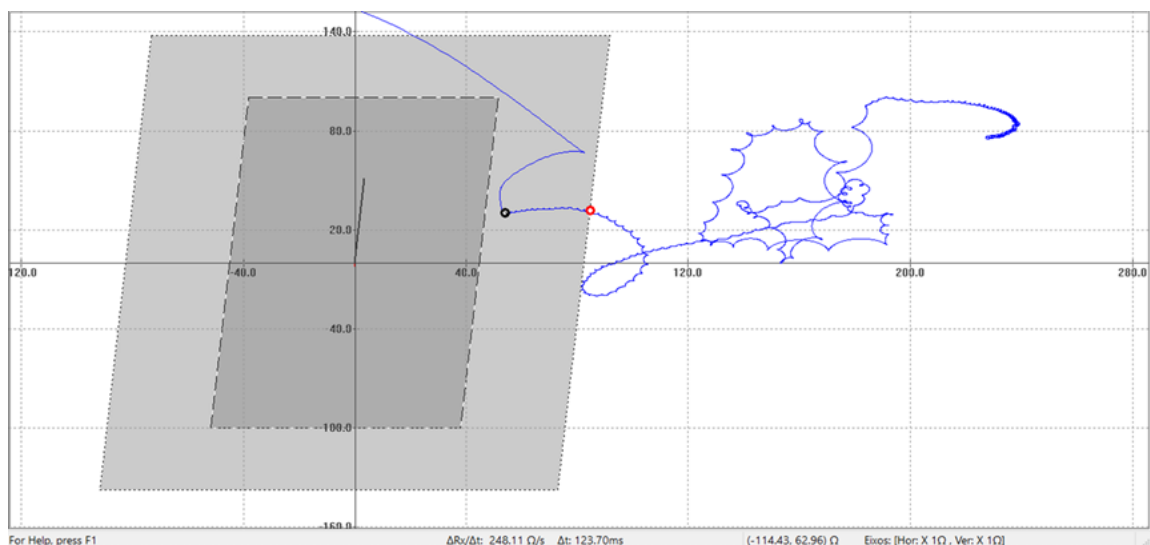
Isso provavelmente possibilitou a atuação da lógica de ECHO, no entanto as atuações das funções de distância devem ser avaliadas visto que as oscilografias não possuem a indicação das lógicas de ECHO. Também devem ser avaliadas as funções de bloqueio por oscilação de forma a bloquear as zonas de sobrealcance associadas à teleproteção, que atuaram antes da função de Disparo por Oscilação de Potência (68OST-PPS) da LT 500 kV Serra da Mesa II – Peixe II, provocando a recusa de atuação desta função.

Figura 3-68: Característica da proteção de distância da LT 500 kV Gurupi – Peixe II em Gurupi



O desligamento desta LT 500 kV Gurupi – Peixe II fez com que houvesse uma aceleração da trajetória da impedância vista do terminal de Serra da Mesa da LT 500 kV Serra da Mesa II – Peixe II, provocando a recusa de atuação da função de Disparo por Oscilação de Potência (68OST-PPS) desta linha, conforme pode ser visto na figura a seguir.

Figura 3-69: Característica da proteção 68OST da LT 500 kV Serra da Mesa II – Peixe II



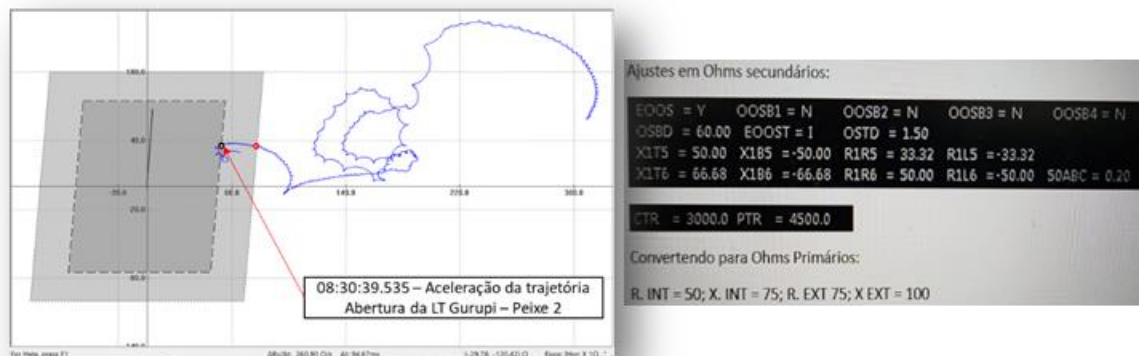
- LT 500 kV Gurupi – Miracema C1

A LT 500 kV Gurupi – Miracema C1 desligou às 08h30min39,550s ($T_0+2,604s$) no terminal de Gurupi por atuação da proteção de disparo por oscilação de potência (68OST) e no terminal de Miracema desligou às 08h30min39,578s ($T_0+2,632s$) pela recepção de TDD.

Houve desligamento dos bancos de capacitores série da referida linha pela atuação da proteção de linha.

A trajetória da impedância observada, a característica da função 68OST e seus ajustes, são mostrados na figura a seguir, onde se observa uma aceleração na trajetória da impedância após o desligamento da LT 500 kV Gurupi – Peixe II, fazendo com que a impedância atravessasse os blinders conforme os ajustes implementados.

Figura 3-70: Característica 68OST da LT 500 kV Gurupi – Miracema C1, terminal Gurupi



- LT 500 kV Serra da Mesa - Gurupi C1

Na LT 500 kV Serra da Mesa – Gurupi C1, atuou a proteção de disparo por oscilação de potência 68OST-PPS às 08h30min39,577s ($T_0+2,631s$) em Serra da Mesa, sendo enviado sinal de TDD para o terminal de Gurupi que desligou em seguida.

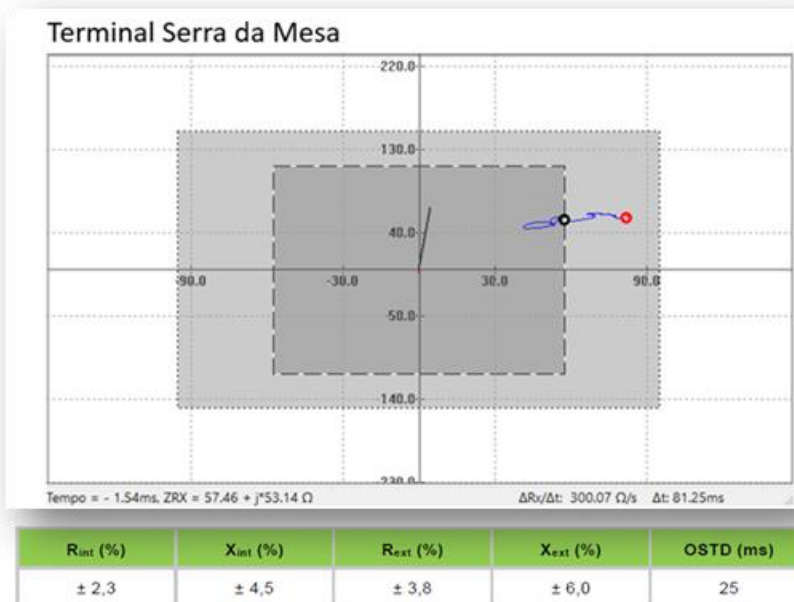
O desligamento da LT 500 kV Gurupi – Peixe II acelera a oscilação vista nas LT 500 kV Serra da Mesa – Gurupi C1 e C2, levando à atuação da proteção de disparo por oscilação de potência 68OST-PPS.

Houve *bypass* dos Bancos de capacitores série por atuação da proteção das referidas linhas em ambos os terminais.

Pela análise efetuada, a velocidade com que a impedância atravessou os *blinders* está compatível com o ajuste.

A trajetória da impedância durante a perturbação, a característica da função 68OST-PPS e seus ajustes, são mostradas na figura abaixo.

Figura 3-71: Característica da proteção 68OST-PPS da LT 500 kV Serra da Mesa – Gurupi C1



Após o comando de abertura da LT 500 kV Serra da Mesa – Gurupi C1 pela função de disparo por Oscilação de Potência (68OST-PPS) ocorre a atuação da proteção de falha de disjuntor do DJ9564 do terminal de Gurupi da referida linha, promovendo o comando de desligamento da Barra B de 500kV.

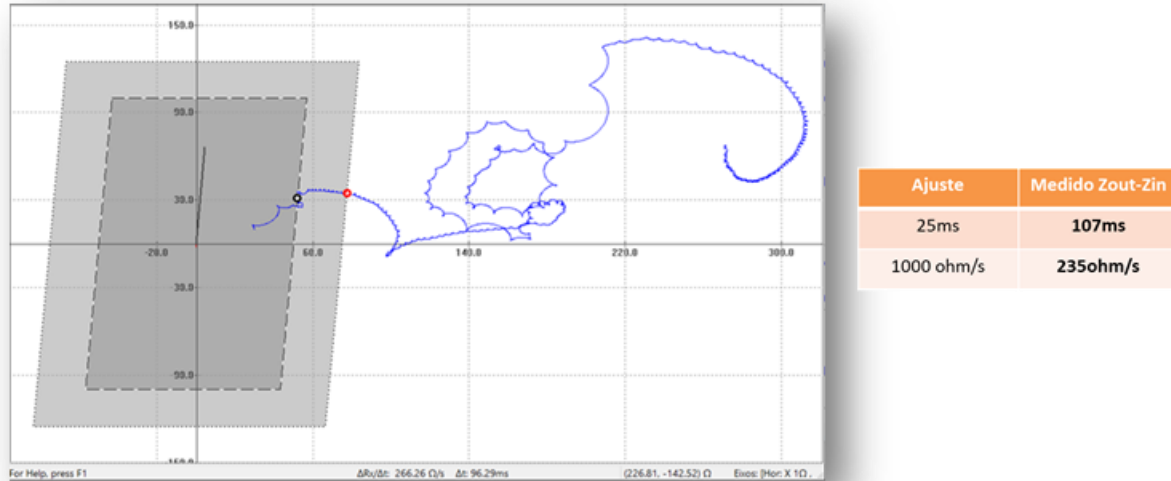
Foi verificado nos canais digitais das proteções da linha que houve retardo na abertura da fase B, após comando de recepção de transferência de disparo proveniente da função 68OST-PPS de Serra da Mesa. FURNAS informou que foi realizada uma intervenção no dia 24/08/2023 para verificação das causas da atuação do BF do DJ9564, em que foi efetuada inspeção e reaperto do circuito de abertura e execução de teste de manobra, não sendo identificada nenhuma anormalidade nos tempos de abertura dos polos do disjuntor.

- LT 500 kV Gurupi – Miracema C3

A LT 500 kV Gurupi – Miracema C3 desligou às 08h30min39,585s ($T_0+2,639s$) por atuação da proteção de disparo por oscilação de potência 68OST-PPS em Gurupi. O terminal de Miracema permaneceu conectado, só vindo a desligar às 08h30min51,255s ($T_0+14,309s$) por sobretensão. Deve ser avaliado porque não ocorreu o envio de transferência direta de disparo (TDD) para o terminal remoto, como é previsto para esse tipo de função de proteção.

Na Figura a seguir pode ser vista a trajetória da impedância, a característica da função 68OST-PPS e seus ajustes, mostrando que a operação se deu conforme os ajustes implementados.

Figura 3-72: Característica da 68OST da LT 500 kV Gurupi – Miracema C3, em Gurupi.



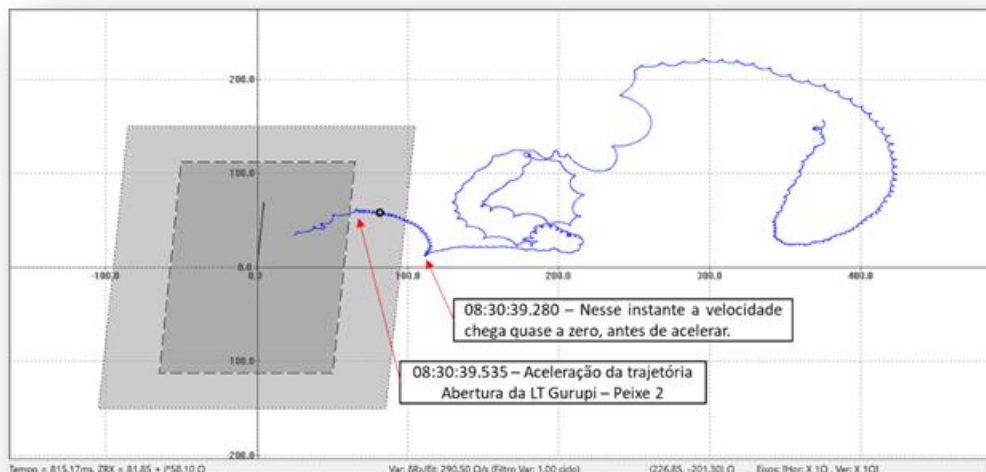
- LT 500 kV Gurupi - Miracema C2

A LT 500 kV Gurupi – Miracema C2 não possui função de disparo por Oscilação de Potência (68OST-PPS), ficando a mesma energizada em vazio através do terminal de Miracema.

- LT 500 kV Serra da Mesa - Gurupi C2

Na LT 500 kV Serra da Mesa – Gurupi C2, houve a atuação da função de disparo por oscilação de potência 68OST-PPS desligando a linha às 08h30min39,588s ($T_0+2,642s$) no terminal de Serra da Mesa, com envio de TDD para o terminal de Gurupi. A trajetória da impedância, a característica da função e seus ajustes estão mostrados na figura a seguir. Observa-se uma aceleração na trajetória da impedância após o desligamento da LT 500 kV Gurupi – Peixe II, fazendo com que atravessasse os blinders de acordo com os ajustes implementados.

Figura 3-73: Característica de atuação da PPS da LT 500 kV Serra da Mesa - Gurupi C2



Houve o *bypass* dos Bancos de capacitores série da LT 500 kV Gurupi – Serra da Mesa C2 às 08h30min39,598s ($T_0+2,652s$) por atuação da proteção de linha em ambos os terminais, porém, verificou-se que os bancos de capacitores série foram submetidos a um estresse maior pelo aumento de corrente verificado como fruto da abertura dos circuitos paralelos. Deste modo, houve superação da corrente máxima de *Swing* (oscilação) além de 284% acima da corrente nominal de projeto, bem como a superação da máxima tensão limite atingindo 195 kV pico Fase C – Terminal GU e 19 kVp Fase A e 196 kV pico Fase C – Terminal SM. Como consequência, foi verificada queima de unidades capacitivas nos referidos BCS.

As demais linhas da interligação não desligaram nesse momento, conforme observado a seguir.

- LT 500 kV Colinas - Miracema C1

Pelas oscilografias fornecidas, esta linha nesse instante apresenta uma redução de seu fluxo, praticamente zerando a corrente, como pode ser visto nas figuras a seguir, porém não há pontos digitais na oscilografia fornecida para verificação de proteções atuadas. Desta forma, a referida LT foi apenas desenergizada. Não houve desligamento automático desta LT.

Figura 3-74: Oscilografia da LT 500 kV Colinas – Miracema C1, terminal Colinas

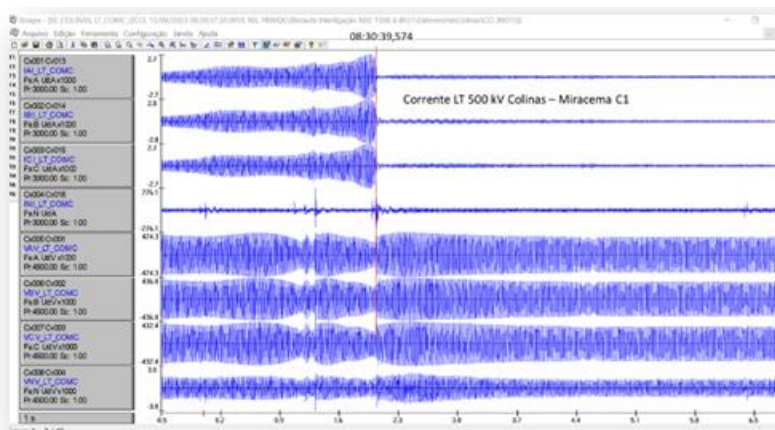
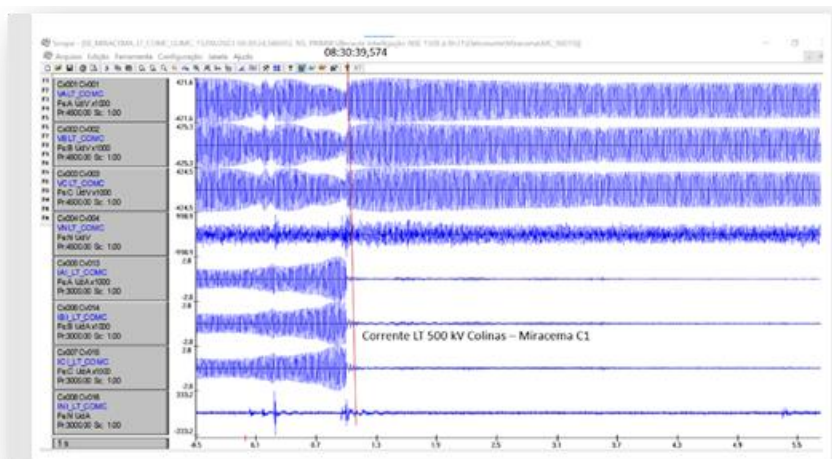


Figura 3-75: Oscilografia da LT 500 kV Colinas – Miracema C1, terminal Miracema



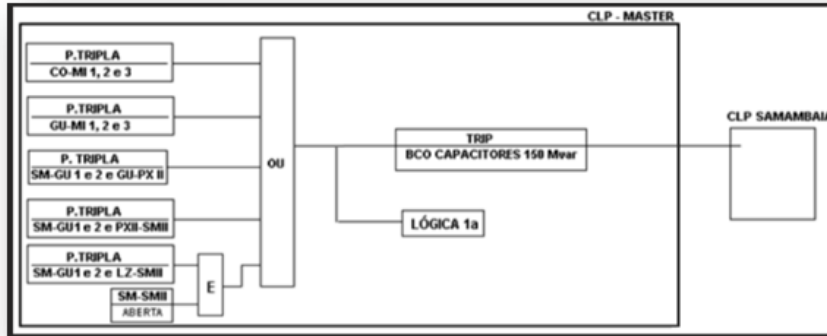
Em seguida, em função dos desligamentos das LT 500 kV Serra da Mesa - Gurupi C1, C2 e da LT 500 kV Gurupi – Peixe II, também foi verificada a atuação da Lógica 1A do SEP- Sistema Especial de Proteção da Interligação Norte/Sudeste, às 8h30min39,650s ($T_0+2,704s$).

Este SEP contempla contingências triplas no trecho desde Serra da Mesa/Serra da Mesa 2 até a SE Colinas com comando de retirada de dois Bancos de Capacitores de 150 Mvar na SE Samambaia. Os Bancos de Capacitores de

150 Mvar na SE Samambaia já estavam desligados quando de atuação deste SEP.

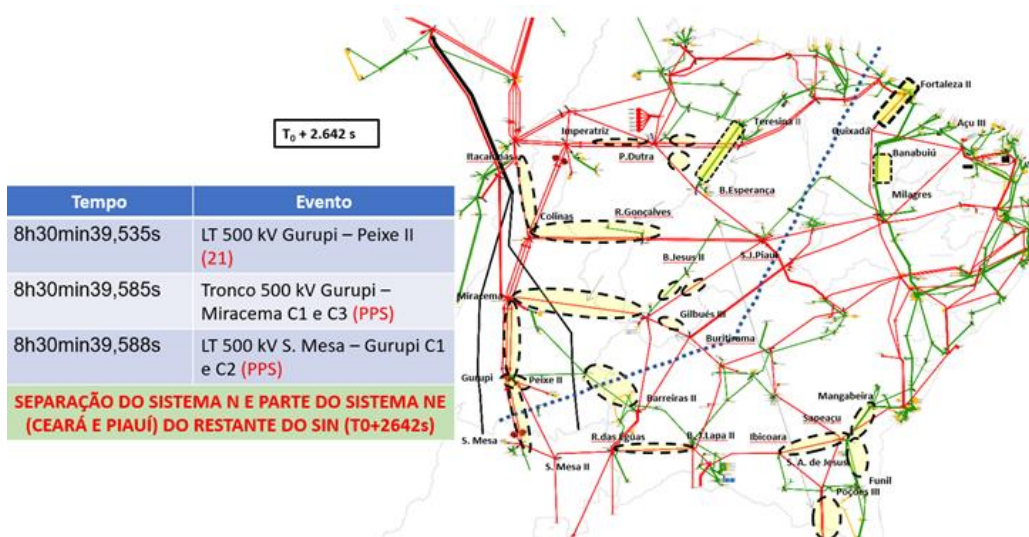
A Lógica 1a encontra-se destacada na figura a seguir.

Figura 3-76: Lógica 1 A do SEP da Interligação Norte/Sudeste na UHE S. da Mesa



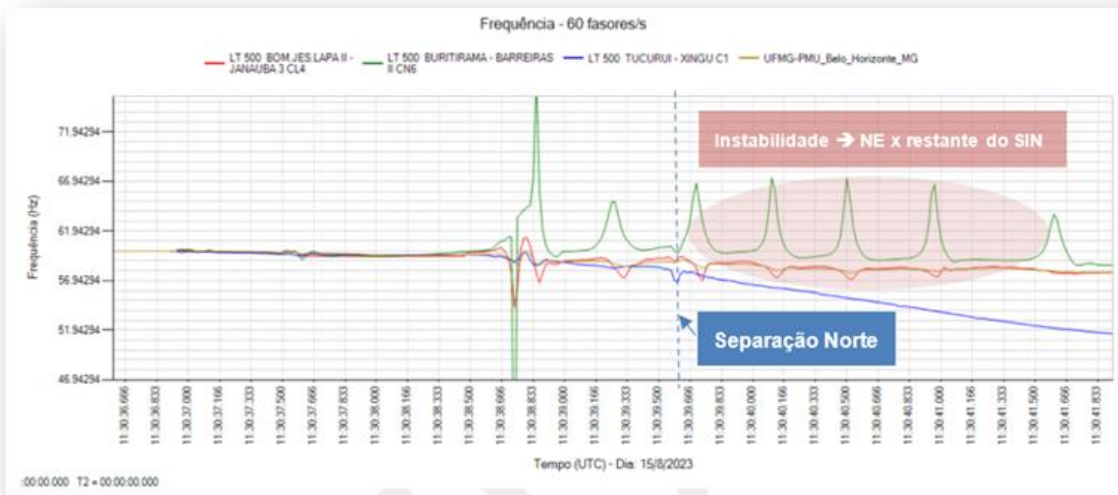
O desligamento da LT 500 kV Serra da Mesa – Gurupi C2 às 08h30min39,588s ($T_0+2,642s$) promoveu a separação do Subsistema Norte do restante do SIN, conforme pode ser observado na figura abaixo. Em amarelo estão destacados alguns dos principais desligamentos do tronco de transmissão que culminaram nessa separação. Observa-se que nesse instante parte do sistema dos Estados do Rio Grande do Norte e Ceará estão agregados à ilha do Subsistema Norte.

Figura 3-77: Momento da separação do Subsistema Norte do SIN



Após essa separação é verificada uma subfrequência no Subsistema Norte isolado, conforme apresentado na figura a seguir. A descrição detalhada dos desligamentos e a dinâmica dessa ilha formada será apresentada em um item específico.

Figura 3-78: Gráfico de frequência obtido da PMU, mostrando a separação do Subsistema Norte



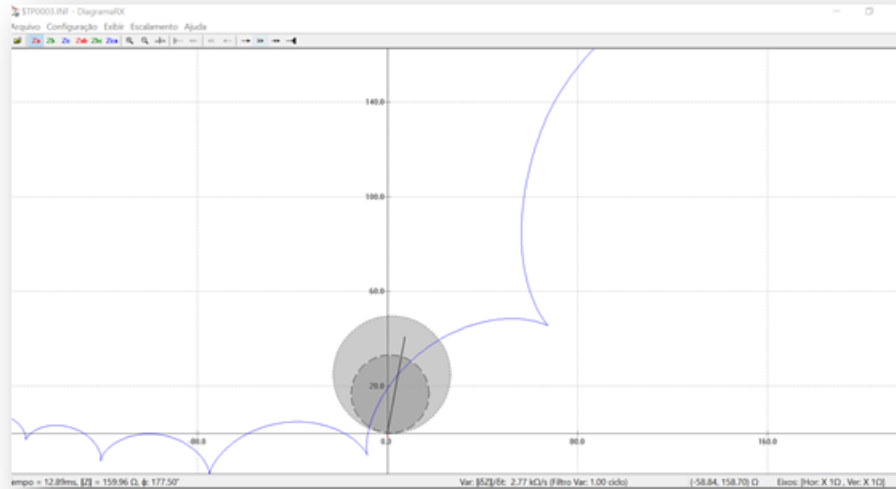
Após a separação do Subsistema Norte, o Subsistema Nordeste ainda permaneceu fora de sincronismo oscilando contra o restante do SIN, conforme apresentado na figura acima. Essa oscilação de potência ainda foi vista no sistema de transmissão, onde se formaram os centros elétricos.

Na configuração estabelecida, foram identificados centros elétricos em eixos de 230 kV do Nordeste provocando os seguintes desligamentos:

- LT 230 kV Itabaiana - Itabaianinha C1

A LT 230 kV Itabaiana – Itabaianinha C1 desligou automaticamente por atuação da proteção de distância em Zona 1 no terminal de Itabaianinha às 08h30min39,925s ($T_0+2,979$) e por recepção de TDD no terminal de Itabaiana. A Figura abaixo mostra a trajetória da impedância vista do terminal de Itabaianinha, utilizando uma característica de proteção de distância com ajustes padrões (Z_1 em 80% e Z_2 em 120%). Observa-se que ocorreu formação de centro elétrico na linha. Ressalta-se que essa linha religou automaticamente com sucesso após período de tempo morto ajustado.

Figura 3-79: Diagrama R – X da LT 230 kV Itabaiana – Itabaianinha, terminal Itabaianinha



A figura abaixo mostra a oscilografia da linha no terminal de Itabaiana, indicando o seu desligamento por recepção de TDD.

Figura 3-80: Diagrama R – X da LT 230 kV Itabaiana – Itabaianinha, terminal Itabaiana

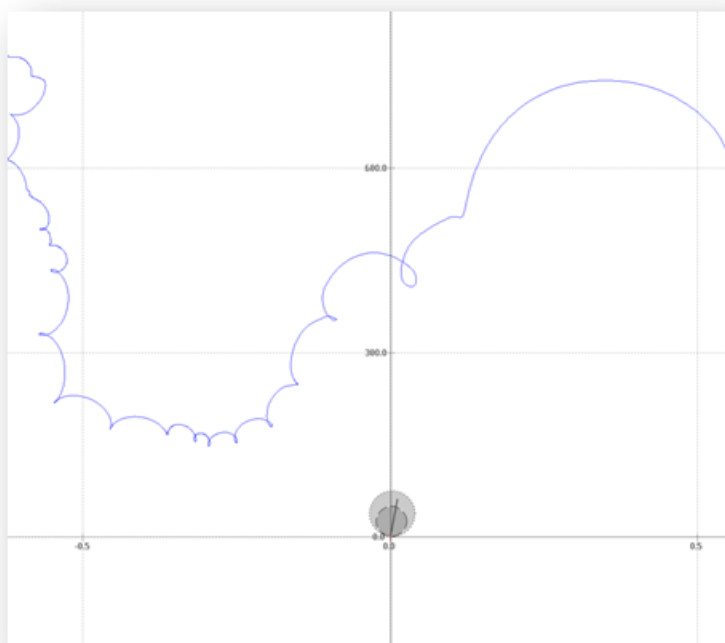


- LT 230 kV B. C1 (L1)

A LT 230 kV B. Jesus da Lapa – Tabocas do Brejo Velho C1 (L1) desligou automaticamente por atuação da proteção de distância em Zona 1 no terminal de Tabocas às 08h30min39.963s ($T_0+3,107s$) e por recepção de TDD no terminal de B. Jesus da Lapa.

A Figura abaixo mostra a trajetória da impedância vista do terminal de B. Jesus da Lapa, já que não foi identificado oscilografia no terminal de Tabocas do Brejo Velho, utilizando uma característica de proteção de distância com ajustes padrões ($Z1$ em 80% e $Z2$ em 120%). Observa-se, através desse terminal, que a formação de centro elétrico se deu fora da linha, indicando a necessidade de avaliação do desempenho desse sistema de proteção. Ressalta-se que essa linha religou automaticamente, com sucesso, após ajuste de tempo morto ajustado.

Figura 3-81: Diagrama R – X da LT 230 kV B. Jesus da Lapa – Tabocas, terminal B. Jesus da Lapa



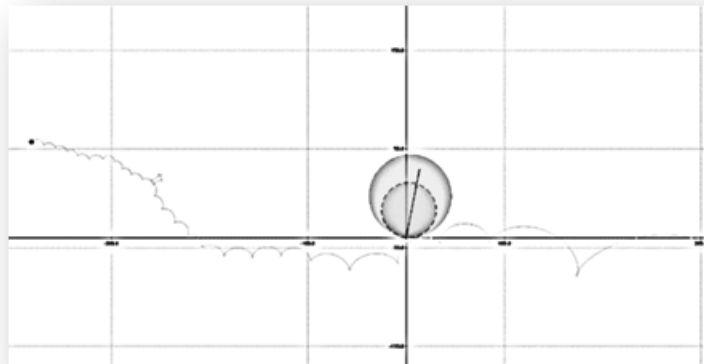
- LT 230 kV Brotas de Macaúbas - Irecê F2

A LT 230 kV Brotas de Macaúbas - Irecê F2 desligou automaticamente por atuação da proteção de distância em Zona 1 no terminal de Brotas de Macaúbas

às 08h30min40,232s ($T_0+3,286$) e por recepção de TDD no terminal de Irecê. A Figura abaixo mostra a trajetória da impedância vista do terminal de Brotas de Macaúbas utilizando uma característica de proteção de distância com ajustes padrões (Z1 em 80% e Z2 em 120%).

Observa-se, através desse terminal, que embora a formação de centro elétrico esteja “atrás” da referida linha, está próximo do terminal de Brotas de Macaúbas, o que possibilitou que a impedância medida excursionasse próximo das características de proteção provocando a sua atuação.

Figura 3-82: Diagrama R – X da LT 230 kV Brotas de Macaúbas – Irecê, terminal B. de Macaúbas

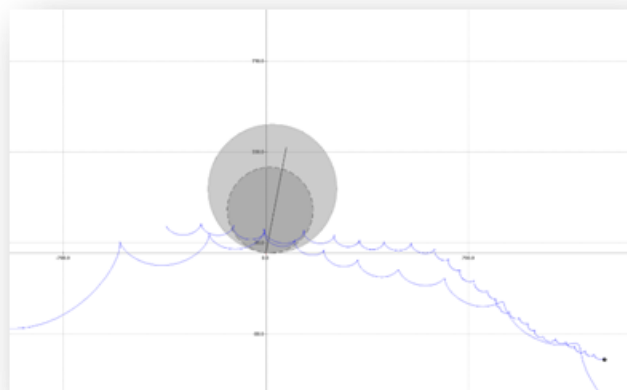


- LT 230 kV Brotas de Macaúbas - Bom Jesus da Lapa - F5

A LT 230 kV Brotas de Macaúbas - Bom Jesus da Lapa F5 desligou automaticamente por atuação da proteção de distância em Zona 1 no terminal de Brotas de Macaúba às 08h30min40,337s ($T_0+3,391$) e por recepção de TDD no terminal de Bom Jesus da Lapa. A Figura abaixo mostra a trajetória da impedância vista do terminal de Brotas de Macaúba utilizando uma característica de proteção de distância com ajustes padrões (Z1 em 80% e Z2 em 120%).

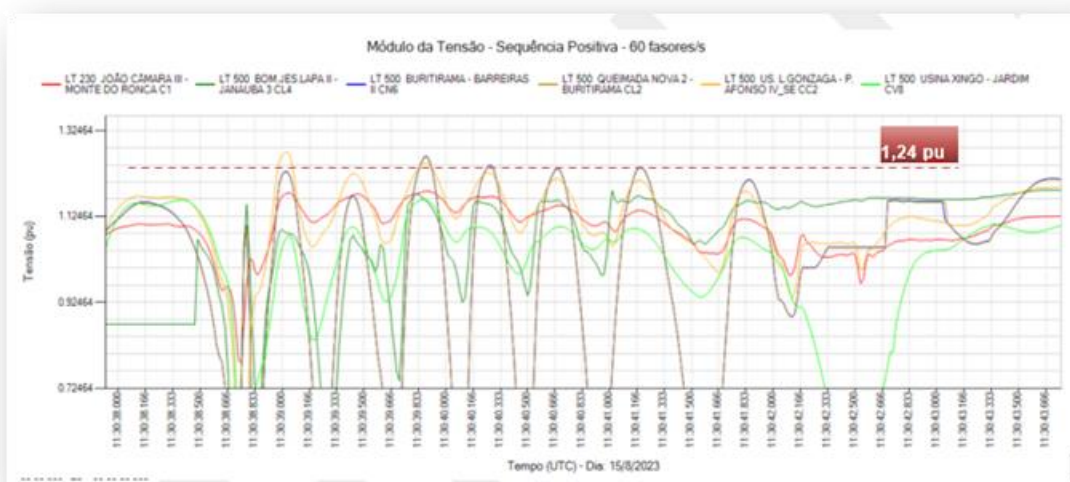
Observa-se, através desse terminal, que a formação de centro elétrico se dá dentro da referida linha, bem próximo do terminal de Brotas de Macaúbas.

Figura 3-83: Diagrama R – X da LT 230 kV B. de Macaúbas – B. J Lapa, terminal B. de Macaúbas



Nessa etapa da perturbação, durante o fenômeno de oscilação, e como consequência da configuração estabelecida e ponto de operação do sistema (carga x geração), ainda eram verificadas regiões em sobretensão, conforme indicado em vermelho na figura apresentada abaixo.

Figura 3-84: Gráfico de tensão da PMU - Sobretensão



Na região de Açú III, Milagres e Jandaíra 500 kV, essa sobretensão atingiu níveis de atuação de proteções de sobretensão sistêmicas que promoveram o desligamento de linhas de transmissão com o objetivo de mitigar essa condição. A seguir estão apresentadas as linhas que desligaram. Ressalta-se que não foram identificados registros oscilográficos do instante desses desligamentos, logo o desempenho dessas atuações deve ser avaliado com a informação de nível de tensão local e os ajustes de pick-up e temporizações envolvidas.

8h30min40,510s ($T_0+3,564s$) - LT 500 kV Açú III - João Camara III C2 – Atuação de proteção de sobretensão instantânea.

8h30min40,756s ($T_0+3,810s$) - LT 500 kV Milagres II - Açú III C1 – Atuação de proteção de sobretensão temporizada.

8h30min41,000s ($T_0+4,054s$) - LT 500 kV Monte Verde - Açú III C1 – Atuação de proteção de sobretensão temporizada.

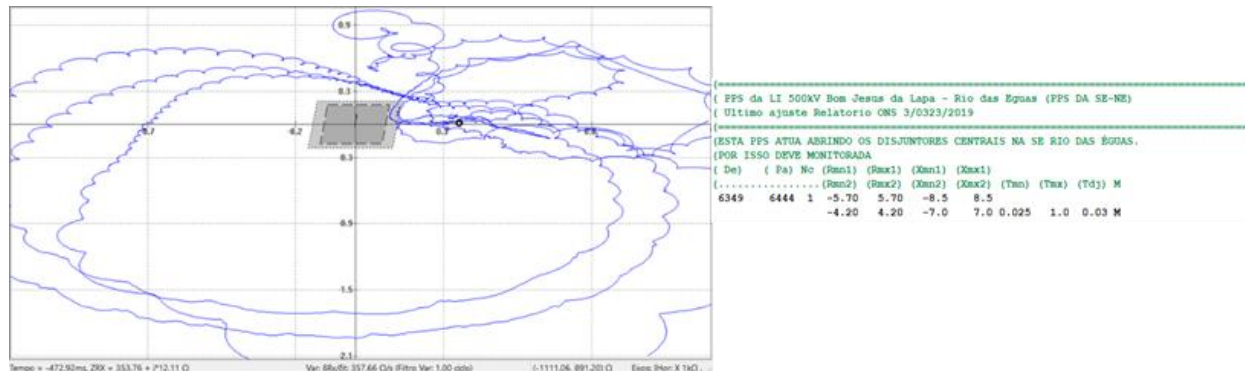
8h30min41,001s ($T_0+4,055s$) - LT 500 kV Jandaíra II - Monte Verde C1 – Atuação de proteção de sobretensão temporizada.

Na sequência da perturbação ainda é observado oscilação de potência no bloco do SIN que se mantém conectado, visto que o Subsistema Nordeste permanece fora de sincronismo. Entretanto, nota-se que os desligamentos anteriores “deslocaram” novamente o centro elétrico do sistema para a região próxima da interligação Sudeste/Nordeste, sendo observado, nas figuras que serão apresentadas a seguir, centro elétrico formando em linhas “atrás” da Barra de Rio das Éguas 500 kV.

A LT 500 kV Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa II possui implementada uma proteção de disparo por oscilação de potência (68OST-PPS) no terminal de Bom Jesus da Lapa, que ativa o esquema de separação de barramentos da SE Rio das Éguas. No entanto, nesse momento, essa função não atuou. Foi verificado, porém, às 8h30min41,024s ($T_0+4,078s$) o desligamento do terminal Rio das Éguas pela atuação da função de proteção de Perda de Sincronismo (78), instalada neste terminal, que comandou o disparo do terminal de Rio das Éguas na saída das características (TWO).

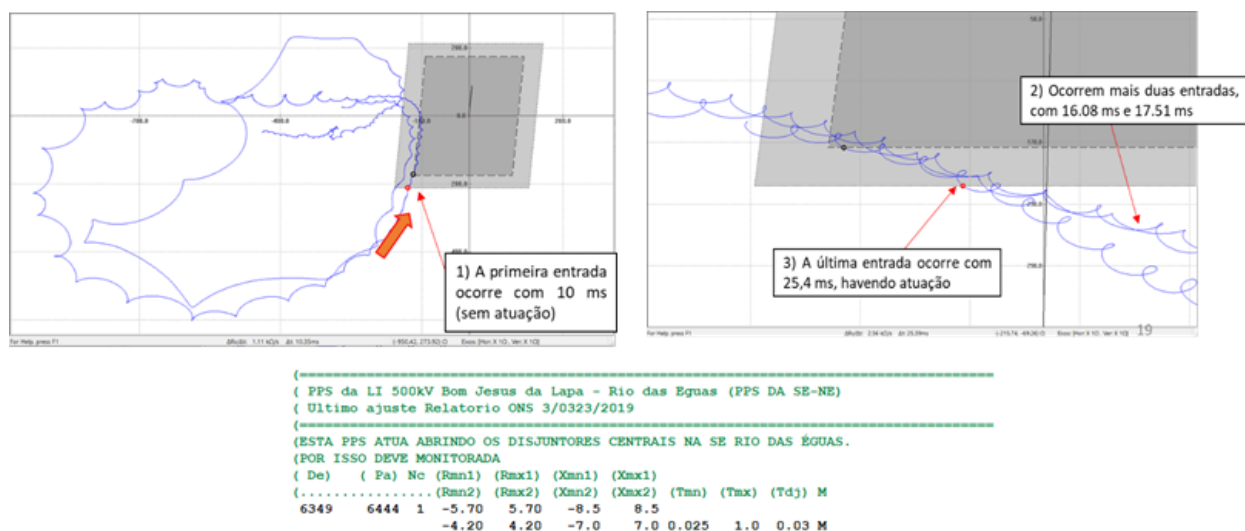
A figura abaixo mostra o diagrama R-X com a trajetória da impedância plotada, mostrando que não há passagem pelo blinder interno da 68OST-PPS de Bom Jesus da Lapa.

Figura 3-85: Diagrama R – X da LT 500 kV Rio das Éguas - B. Jesus da Lapa II, terminal B. J. Lapa



O desligamento da LT 500 kV Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa II ocorre às 08h30min41,003s (T0+4,078s), apenas no terminal de Rio das Éguas, por atuação da função de Perda de Sincronismo (78-TWO). A figura a seguir com o diagrama R-X com a trajetória da impedância observada no terminal de Rio das Éguas, mostra que a impedância entrou e saiu da característica de operação da função de perda de sincronismo mais de uma vez, somente efetuando o disparo quando foram atendidos os ajustes.

Figura 3-86: Diagrama R – X da LT 500 kV Rio das Éguas - B. Jesus da Lapa II, terminal R. Éguas



Às 08h30min41,283s ($T_0+4,337s$) ocorreu o desligamento automático do banco de capacitor shunt BC 02H1 da SE Mussuré II 230 kV pela atuação da função de proteção de sobretensão temporizada. O ajuste é de 1,078pu por 2s e a tensão ficou acima do ajuste chegando a atingir 1,11pu.

Às 08h30min41,969s ($T_0+5,023s$) ocorreu o desligamento automático do compensador estático CE2 da SE Fortaleza, pela atuação de falha no sistema de resfriamento dos tiristores, em virtude da perda de alimentação dos serviços auxiliares, devido ao colapso de tensão ocorrido na região da citada subestação durante a oscilação sistêmica.

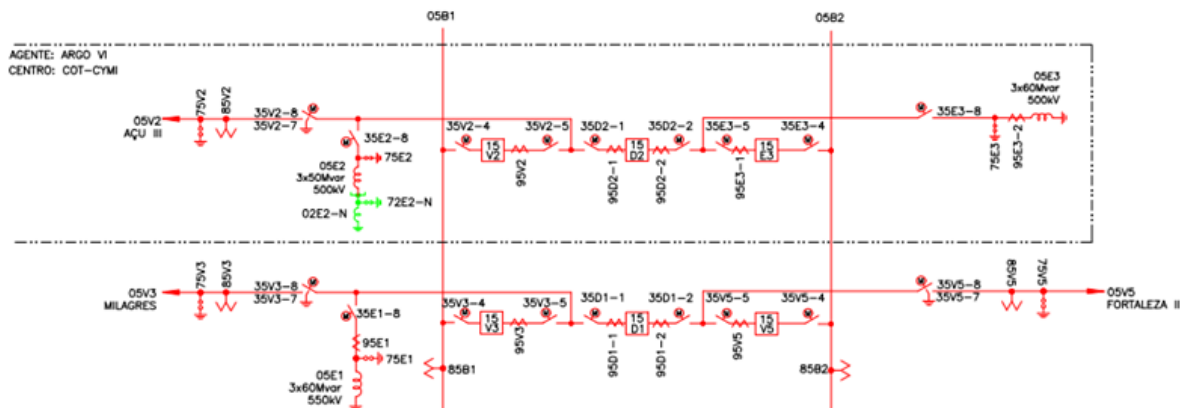
Às 08h30min41,976s ($T_0+5,030s$) ocorreu a atuação do esquema de religamento automático da LT 500 kV Quixadá - Fortaleza II, cujo desligamento deu origem à perturbação. Conforme já foi relatado anteriormente, essa linha desligou pela atuação acidental da sua função de fechamento sob falta (SOTF), que estava habilitada por um erro de implementação.

Desta forma, embora não seja esperado que uma função de SOTF parta um esquema de religamento automático, o mesmo aconteceu face à natureza do erro de implementação, que manteve uma função de sobrecorrente habilitada apta a comandar o desligamento da linha e a partir esquema de religamento automático. Sendo assim, nesse primeiro momento, ocorreu o religamento automático da linha, sendo a mesma recomposta através do disjuntor DJ 15V5 da SE Quixadá (disjuntor de barra da configuração de barramentos de disjuntor e meio).

Entretanto, após a recomposição da linha, ocorreu uma nova atuação da função de SOTF, visto que o seu valor de corrente atingiu 2.600 A (Limite Normal de Operação \rightarrow 2.390 A / Ajuste SOTF \rightarrow 2.310 A), comandando o seu desligamento após 153 ms da sua normalização, no instante 08h30min42,129s ($T_0+5,183s$).

No entanto, a lógica de religamento automático ainda possuía uma falha no algoritmo que permitia o fechamento do segundo disjuntor (15D1), após um tempo pré-definido, sem verificar as condições de sincronismo e/ou nova partida e disparo de proteção. Por essa razão, houve o religamento automático do disjuntor 15D1/QXA no instante 08h30min42,487s ($T_0+5,541s$). O diagrama da subestação é apresentado na figura abaixo.

Figura 3-87: Diagrama unifilar SE Quixadá – vão para Fortaleza



Seguem abaixo os ajustes referentes ao religamento automático do terminal de Quixadá 05V5/QXA.

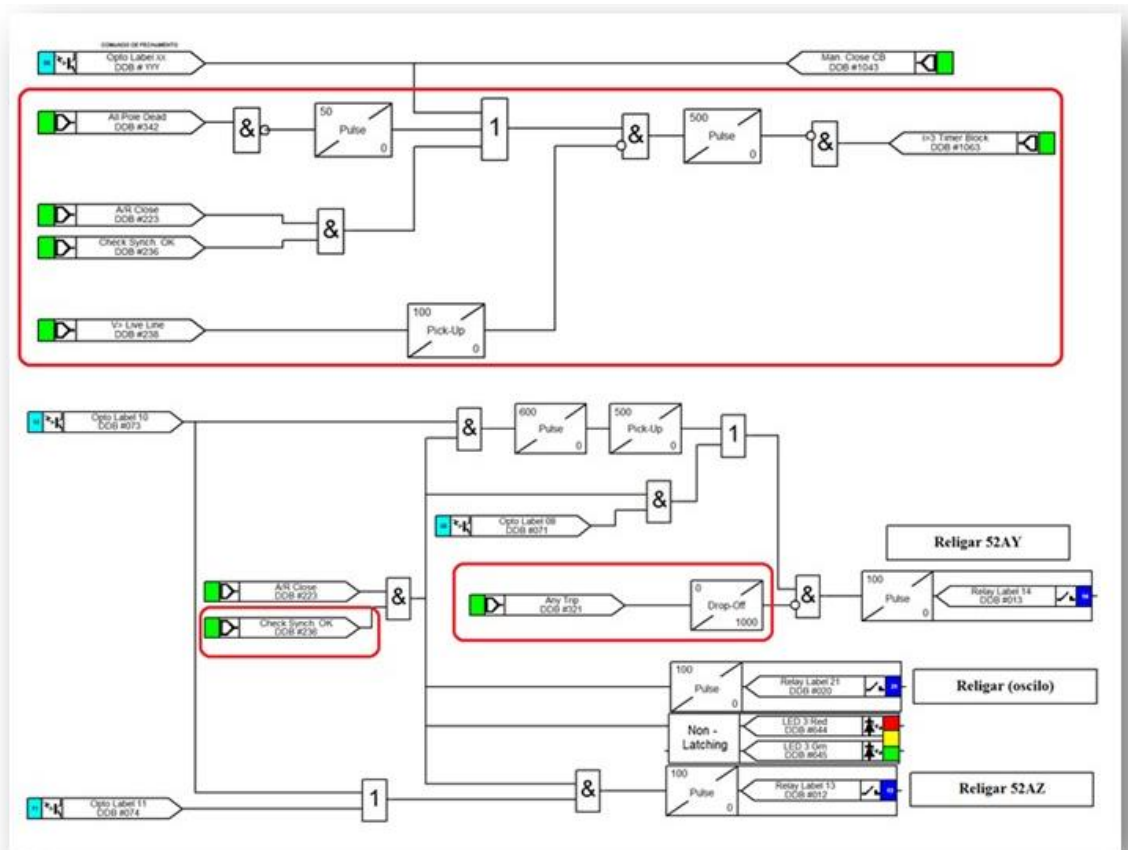
Figura 3-88: Ajustes do religamento automático da LT 500 kV Quixadá - Fortaleza

```

09.24 Internal A/R Enabled
GROUP 1 AUTORECLOSE
49.01 GROUP 1 AUTORECLOSE MODE
49.03 3P Trip Mode 3
49.053P Dead Time 1 5.000 s
49.09 Reclaim Time 180.0 s
49.0A Close Pulse Time 100.0 ms
49.0C A/R Inhibit Wind 5.000 s
49.0D C/S 3P Rcl DT1 Enabled
49.0E GROUP 1 AUTORCLE LOCKOUT
49.0F Block A/R 000000000000000000001110000011
49.10 Block A/R 2 000000
    
```

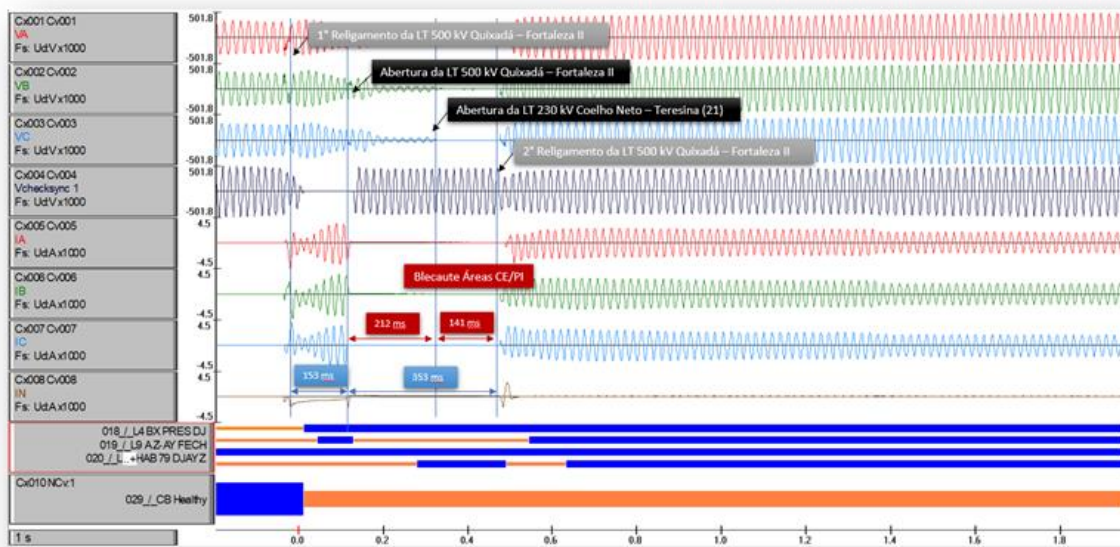
A parte da lógica programável citada está contida na figura abaixo, sendo destacado em vermelho as alterações realizadas após a perturbação para evitar reincidência desse problema.

Figura 3-89: Lógica do religamento automático da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza



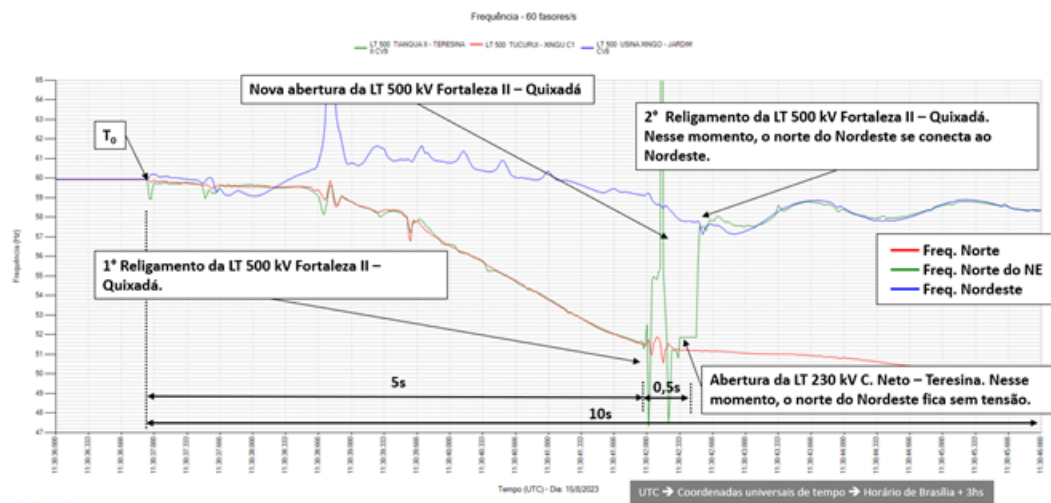
A figura a seguir apresenta a oscilografia do terminal de Quixadá no instante do seu religamento. Nessa figura estão sintetizados os principais eventos relatados anteriormente.

Figura 3-90: Ajustes do religamento automático da LT 500 kV Quixadá - Fortaleza



Até então foi apresentada a visão local do desempenho do esquema de religamento automático da LT 500 kV Quixadá - Fortaleza II, na subestação de Quixadá 500 kV. Em seguida, será apresentada a visão sistêmica desse evento. A figura a seguir mostra esse evento através das medições de frequência das regiões envolvidas.

Figura 3-91: Ajustes do religamento automático da LT 500 kV Quixadá - Fortaleza



No instante 08h30min41,976s ($T_0+5,030s$), quando ocorreu o primeiro religamento automático, o Subsistema Norte já estava operando ilhado, separado do restante do SIN, alimentando também as cargas do norte do Ceará e Piauí. Após esse religamento, no entanto, todo o sistema Norte voltou a se conectar com o SIN através da LT 500 kV Quixadá - Fortaleza II. Essa reconexão, provocou a perda de sincronismo do Subsistema Norte com o restante do sistema, provocando oscilações.

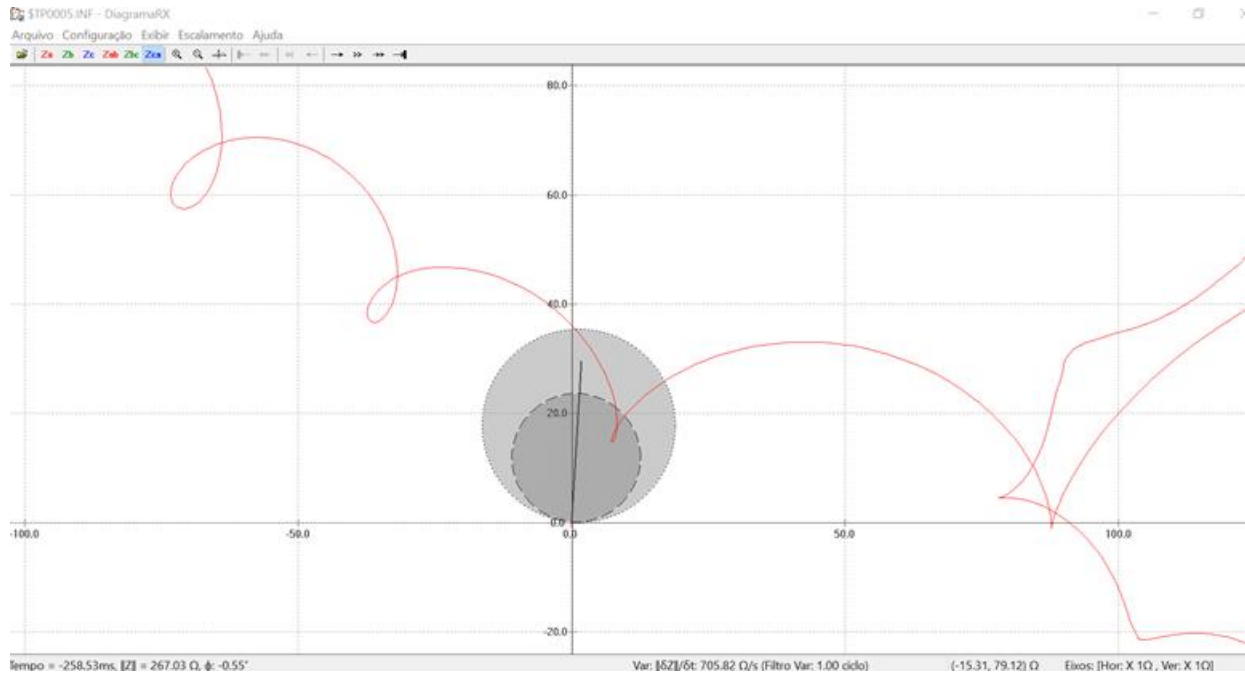
Em seguida, no instante 08h30min42,129s ($T_0+5,183s$), ocorreu novamente a abertura da LT 500 kV Quixadá - Fortaleza II, promovendo mais uma vez a separação do Subsistema Norte e parte das cargas do Ceará e Piauí. Nessa condição, as oscilações no sistema já estavam se agravando, sendo verificada a formação de centro elétrico nas linhas de transmissão da região do Piauí e Ceará, provocando desligamento de linhas de transmissão nessa região. A seguir serão apresentados esses desligamentos.

- LT 500 kV Parnaíba III - Tianguá II

A LT 500 kV Parnaíba III – Tianguá II desligou automaticamente pela atuação da proteção de distância em Zona 1 no terminal de Tianguá às 08h30min42.184 ($T_0+05.238s$) e recepção de TDD no terminal de Parnaíba III.

O religamento automático desta linha foi efetivo, retornando a linha às 08h30min48,645s, após o tempo de cerca de 5s de tempo morto.

Figura 3-92: Diagrama R – X da LT 500 kV Parnaíba III – Tianguá II, terminal de Tianguá

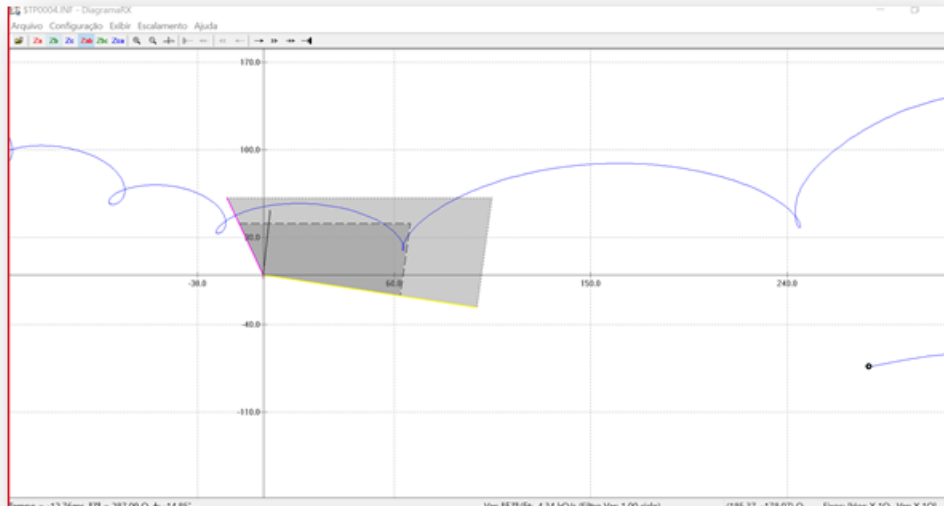


- LT 500 kV Parnaíba III - Acaraú

A LT 500 kV Parnaíba III – Acaraú desligou automaticamente às 08h30min42.187 (T₀+05.241s) pela atuação da proteção de distância em Zona 1 no terminal de Parnaíba, com envio de sinal de transferência de disparo (TDD) para o terminal de Acaraú.

A Figura abaixo mostra a trajetória da impedância vista do terminal de Parnaíba utilizando uma característica de proteção de distância quadrilateral com ajustes padrões (Z1 em 80% e Z2 em 120%).

Figura 3-93: Diagrama R – X da LT 500 kV Parnaíba III - Acaraú, terminal de Parnaíba III

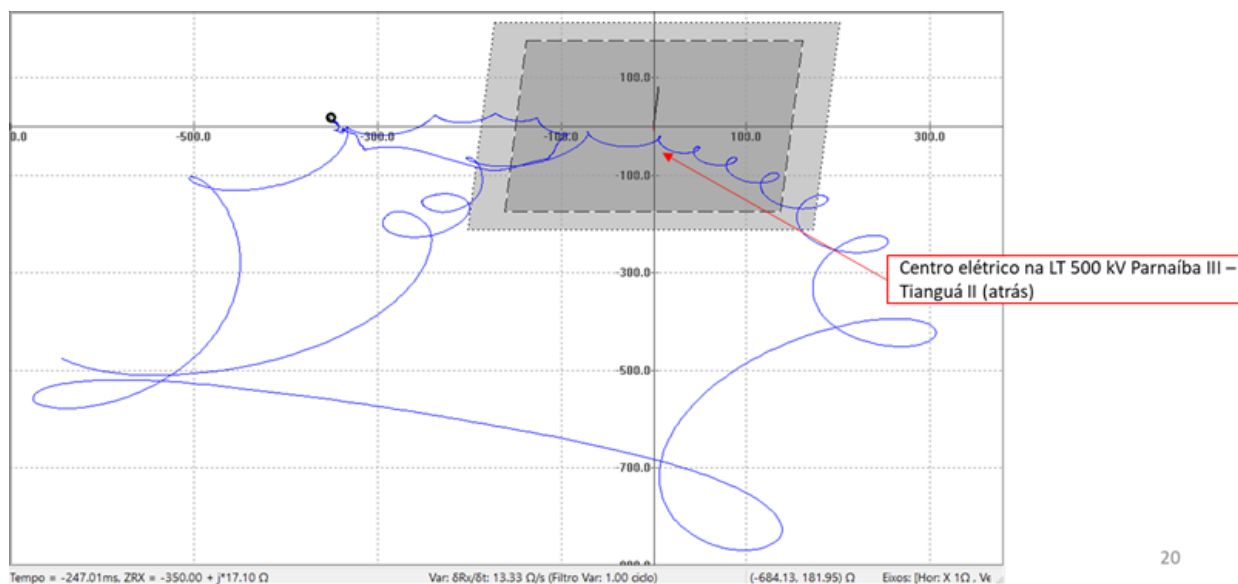


- LT 500 kV Bacabeira - Parnaíba III C1

O desligamento automático da LT 500 kV Parnaíba III - Bacabeira C1 ocorreu por atuação da proteção de distância em Zona 1 no terminal da SE Parnaíba III, às 08h30min42,197 ($T_0+5,251s$), e por recepção de transferência direta de disparo (TDD) no terminal de Bacabeira.

Esta linha possui proteção de disparo por oscilação de potência (68OST-PPS) habilitada, no entanto, não houve atuação, pois as duas vezes em que a impedância adentrou as características, as atravessou em cerca de 3 ms. Esse tempo de travessia correspondeu para a referida proteção uma velocidade de impedância acima do seu ajuste, fazendo com que a mesma a interpretasse como um curto-circuito.

Figura 3-94: Diagrama R – X da LT 500 kV Bacabeira – Parnaíba III C1, terminal Parnaíba



20

Ressalta-se que não ocorreu o desligamento automático da LT 500 kV Bacabeira - Parnaíba III C2. Este circuito também possui a função de disparo por oscilação de potência (68OST-PPS) habilitada, porém não atuou nesse evento.

- LT 230 kV Coelho Neto - Teresina C1

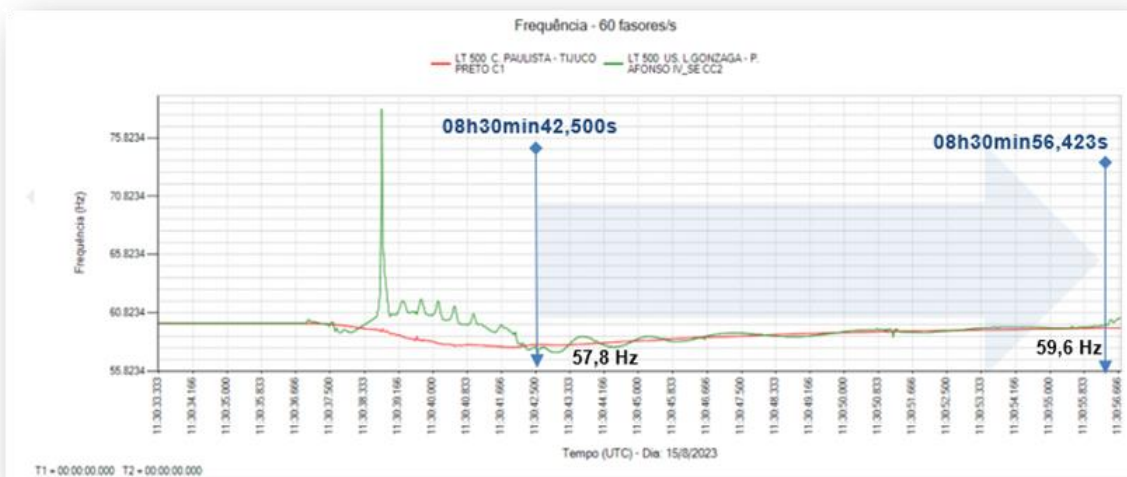
A LT 500 kV Coelho Neto – Teresina desligou às 08h30min42,288 ($T_0+5,342s$) por atuação da proteção de distância em Zona 1 no terminal de Coelho Neto com recepção de TDD em Teresina. Por falta de dados de oscilografia do terminal de Coelho Neto não foi possível avaliar o desempenho desta proteção.

A oscilografia do terminal de Teresina é mostrada na Figura abaixo.

Todavia, no instante 08h30min42,487s ($T_0+5,541s$) ocorreu novamente o religamento automático do DJ15D1 da LT 500 kV Quixadá - Fortaleza II. Esse segundo religamento automático restabeleceu, através do Subsistema Nordeste, as cargas do Ceará e Piauí que haviam sido desenergizadas como consequência dos desligamentos citados anteriormente. Nesse instante o Subsistema Norte já se encontrava operando isolado.

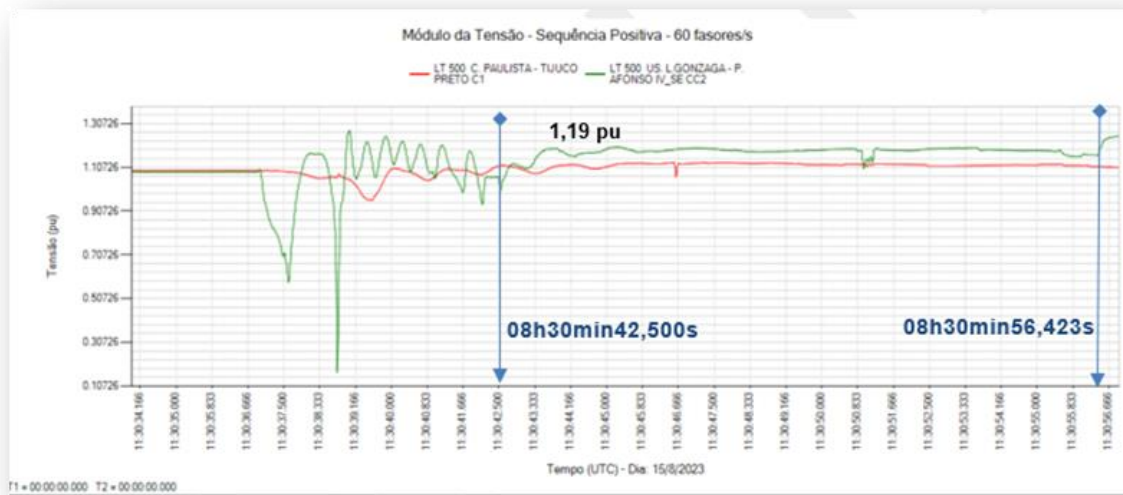
Após esse instante verifica-se que o Subsistema Nordeste voltou a operar em sincronismo com o Subsistema Centro-Oeste/Sudeste/Sul, ocorrendo o amortecimento das oscilações. Também é observado no gráfico, que a frequência do SIN começou a estabilizar por volta de 57,8 Hz, vindo a se recuperar lentamente, atingindo um nível próximo a 59,6 Hz no instante 08h30min56,423s, como pode ser observado na figura abaixo.

Figura 3-97: Frequência SIN – Após 08h30min42,500s



Todavia, com relação à tensão no Subsistema NE, ainda são observadas barras com sobretensão. A figura abaixo apresenta a tensão na Barra da SE Luiz Gonzaga 500 kV, que após o instante 08h30min42,500s atinge cerca de 1,19 pu, se mantendo nessa faixa nos próximos 14 segundos.

Figura 3-98: Tensão NE – Após 08h30min42,500s



Essa condição de sobretensão no Subsistema Nordeste provocou o desligamento de várias linhas de transmissão e equipamentos, pelas atuações de suas respectivas proteções de sobretensão instantâneas e temporizadas.

- LT 500 kV Ceará Mirim II - João Câmara III C2 (05L4);
- LT 500 kV Ceará Mirim II - João Câmara III C1 (05L1);
- LT 500 kV Recife II - Suape II (05L7);
- Reator 230 kV 04E1 - SE Teresina;
- LT 500 kV Jardim - Camaçari IV 05V7;
- LT 500 kV Ceará Mirim II - Campina Grande III 05L2.

Às 8h30min50.793s ($T_0+13,847s$) houve atuação da proteção de falha do disjuntor 15L7, pertencente ao vão da LT 500 kV Recife II – Suape II 05L7, desligando os disjuntores 15L8/15L9/15L7/15D4 da barra de 500 kV da SE Recife II. A atuação da proteção de falha do disjuntor 15L7, pertencente ao vão da LT 500 kV Recife II – Suape II 05L7, ocorreu devido a abertura dele com atraso de 678ms. O atraso

foi provocado por conexão folgada no circuito de abertura do disjuntor (falha material).

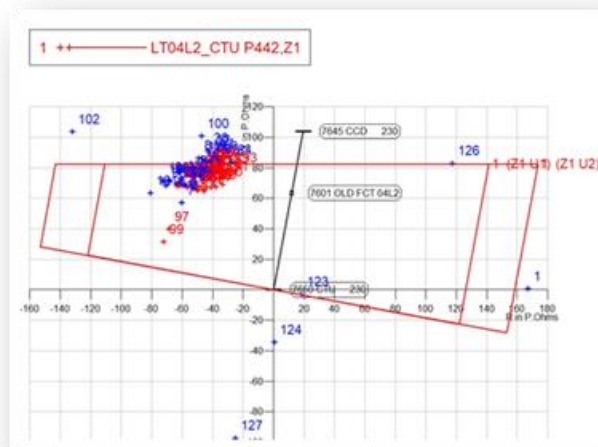
Continuaram ocorrendo desligamentos automáticos de várias linhas de transmissão e equipamentos pelas atuações de suas respectivas proteções de sobretensão instantâneas ou temporizadas. As linhas de transmissão desligadas estão apresentadas a seguir:

- LT 500 kV Janaúba 3 - Presidente Juscelino C1;
- LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II - Janaúba 3;
- LT 500KV Arinos II - Pirapora II C1;
- LT 500KV Janaúba III - Pres. Juscelino C2;
- LT 500 kV Buritirama - Queimada Nova II C2;
- Banco de Capacitores de 230 kV (04H1) - SE Recife II;
- LT 500KV Barreiras II - Rio das Éguas C2;
- LT 500 kV Igaporã III - Janaúba III C2 (L7);
- LT 500 kV Buritirama - Gentio Ouro II C1;
- LT 500 kV Gentio do Ouro II - Ourolândia II C1;
- LT 138 kV Irecê - Projeto Codevasf (Baixio) 03N2;
- LT 500KV Jandaíra II - João Câmara III C1;
- TR 230/69 kV 04T1/04T2/04T3 - SE Cauípe;
- LT 500 kV Tianguá - Sobral III C1 (05V5);
- Reator 13,8 kV 01E2 - SE Teresina;
- LT 138 kV Currais Novos II - Santana dos Matos II 03C1;
- LT 138 kV Currais Novos II -Santa Cruz II 03M2;
- LT 500 kV Açú III - Quixadá C1;
- LT 500 kV Morro do Chapéu II - Ourolândia II C1;
- LT 500 kV Sobral III - Tiaguá II (05V8);

- LT 500 kV Acaraú III - Pecem III;
- LT 230 kV Itabaiana - Itabaianinha C1 (C3).
- LT 500KV Quixadá - Milagres (05V3)

Enfim, às 08h30min56,423 ($T_0+19,477$) ocorreu o desligamento automático da LT 230 kV Cícero Dantas - Catu C1 (L2) por atuação da sua proteção de distância em zonas de sobrealcance associadas à teleproteção, em ambos os terminais. Através da oscilografia do terminal de Catu, apresentada na figura abaixo, pode ser observado que a impedância medida atinge as características das zonas de proteção.

Figura 3-99: Diagrama R – X da LT 230 kV Cícero Dantas - Catu C1 (L2) - Catu

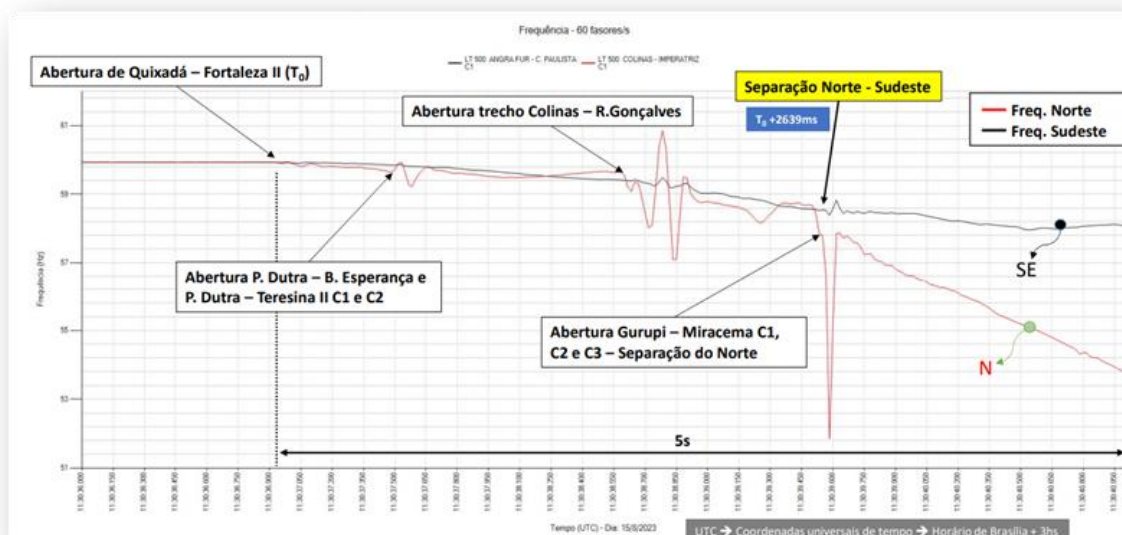


Esse desligamento às 08h30min56,423 ($T_0+19,477$) provocou a separação do Subsistema Nordeste do Subsistema Centro-Oeste/Sudeste/Sul. As ilhas formadas após esse desligamento serão detalhadas em itens específicos.

3.2 Subsistema Norte

Após a separação do SIN, o Subsistema Norte ficou com déficit de geração e, mesmo após a atuação do ERAC, a frequência reduziu-se drasticamente, levando o sistema a operar em subfrequência, conforme observado na Figura abaixo.

Figura 3-100: Frequência – Subsistema Norte



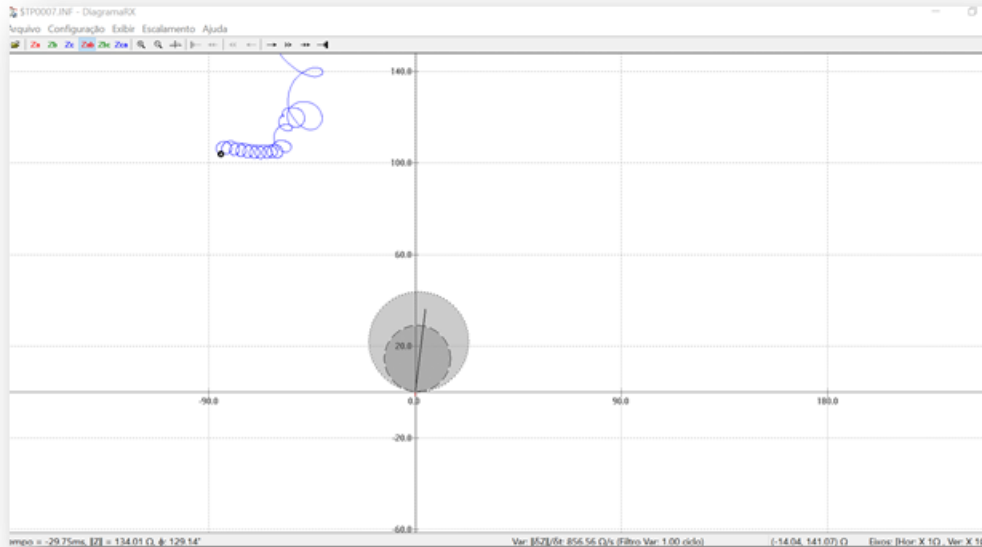
Após a separação, na condição de subfrequência, ocorreu a seguinte atuação:

- LT 500 kV Colinas - Itacaiúnas C1

A LT 500 kV Colinas – Itacaiúnas C1 desligou às 08h30min40.053s (T₀+3,107s) pela atuação da função de distância em Zona 2 associada à teleproteção. Pela característica R-X traçada com a oscilografia do terminal de Itacaiúnas, usando uma curva MHO com ajustes padrão (80% e 120%), observa-se, pela trajetória da impedância, que ela passa longe das características de distância, sendo sua atuação decorrente de provável erro de medida do IED.

A TAESA realizou a avaliação do comportamento da proteção, em conjunto com o fabricante do relé, e a atuação da proteção se deu pela abrupta variação de frequência do sistema, que ocasionou uma diferença muito grande entre a tensão de memória do relé e a tensão do sistema, realizando uma polarização da característica MHO condizente para a atuação da Zona 2. Sendo assim, a atuação da proteção se deu pela condição sistêmica imposta ao relé de proteção no qual o equipamento não foi projetado para suportar.

Figura 3-101: Diagrama R – X da LT 500 kV Colinas – Itacaiúnas, terminal Itacaiúnas



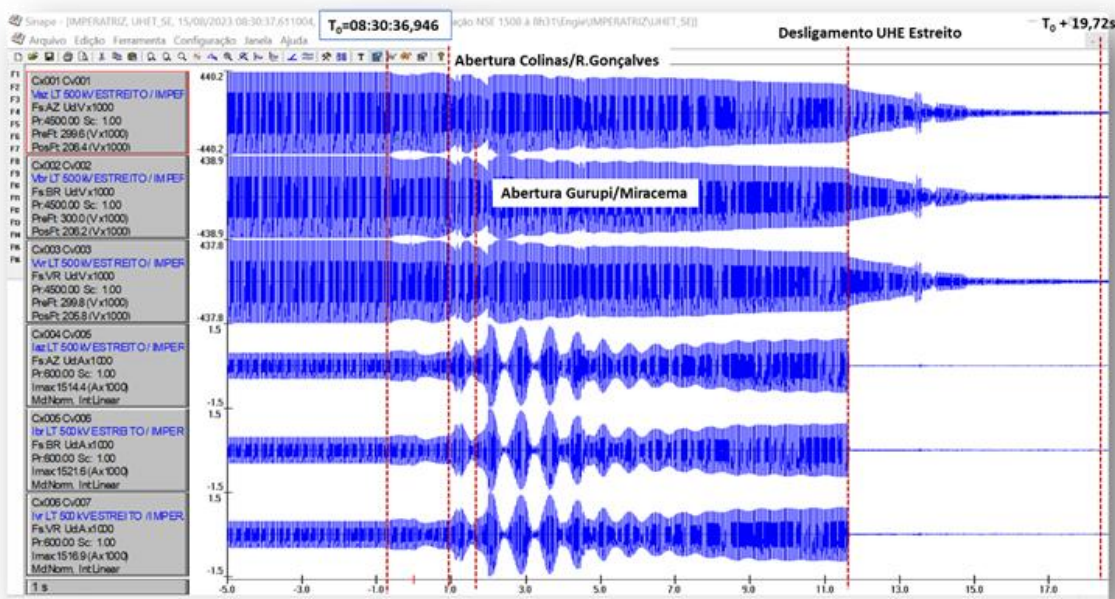
Houve religamento automático desta linha no terminal de Colinas em 5 s, porém, em Itacaiúnas não houve fechamento do disjuntor, por falta de sincronismo, ficando a LT 500 kV Colinas – Itacaiúnas C1 operando a vazio, com o terminal de Itacaiúnas aberto. Às 08h30min53.615s o terminal de Colinas da LT 500 kV Colinas – Itacaiúnas C1 desligou automaticamente novamente pela atuação da proteção de sobretensão temporizada, corretamente, devido às condições sistêmicas imposta a esse terminal.

Nesse instante, o Subsistema Norte era composto pelas áreas Manaus, Amapá e tronco de transmissão 500 kV, da região da interligação Sudeste/Nordeste, conectando as usinas hidrelétricas de Estreito, Lajeado, Tucuruí e Belo Monte. Na sequência, em função da condição degradada do sistema, que operava em subfrequência, chegando a atingir próximo de 50 Hz, ocorreram diversos desligamentos que culminaram em isolamentos de áreas específicas dentro do Subsistema Norte, tais como Área Amazonas e Área Amapá. O comportamento e a sequência de eventos dessas áreas serão apresentados detalhadamente a seguir.

Às 8h30min49,245s ($T_0+12,299s$) ocorreu o desligamento automático das unidades geradoras UG1, UG3 e UG4 da UHE Estreito por subfrequência, seguido de bloqueio com rejeição de carga (86PR), com ajuste de 58,5 Hz em 10 s.

Observa-se pela oscilografia da LT 500 kV Imperatriz – Estreito, vista no terminal de Estreito, a cronologia dos principais eventos e a influência destes nas correntes e tensões medidas. Como pode ser visto, não houve atuação de proteção nesta linha, que foi desenergizada após o desligamento de Estreito e, na sequência, de outros desligamentos externos.

Figura 3-102: Oscilografia da LT 500 kV Imperatriz – Estreito, vista em Estreito



O ajuste utilizado para estas funções de proteção de subfrequência das unidades geradoras da UHE Estreito não estão aderentes ao Submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede, o qual estabelece que, para operação em regime de frequência não nominal para unidades geradoras hidroelétricas, deve-se atender às seguintes condições: (a) operação entre 56 e 66 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência instantâneos; (b) operação abaixo de 58,5 Hz por período de tempo mínimo de 20 segundos; (c) operação entre 58,5 e 63 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência temporizados e (d) operação acima de 63 Hz por período de tempo mínimo de 10 segundos.

A ENGIE informou que os ajustes atuais estão conforme o antigo Submódulo 3.6 vigente quando da entrada em operação da usina. A ENGIE deverá avaliar a alteração deste ajuste para atendimento do Submódulo 2.10 vigente.

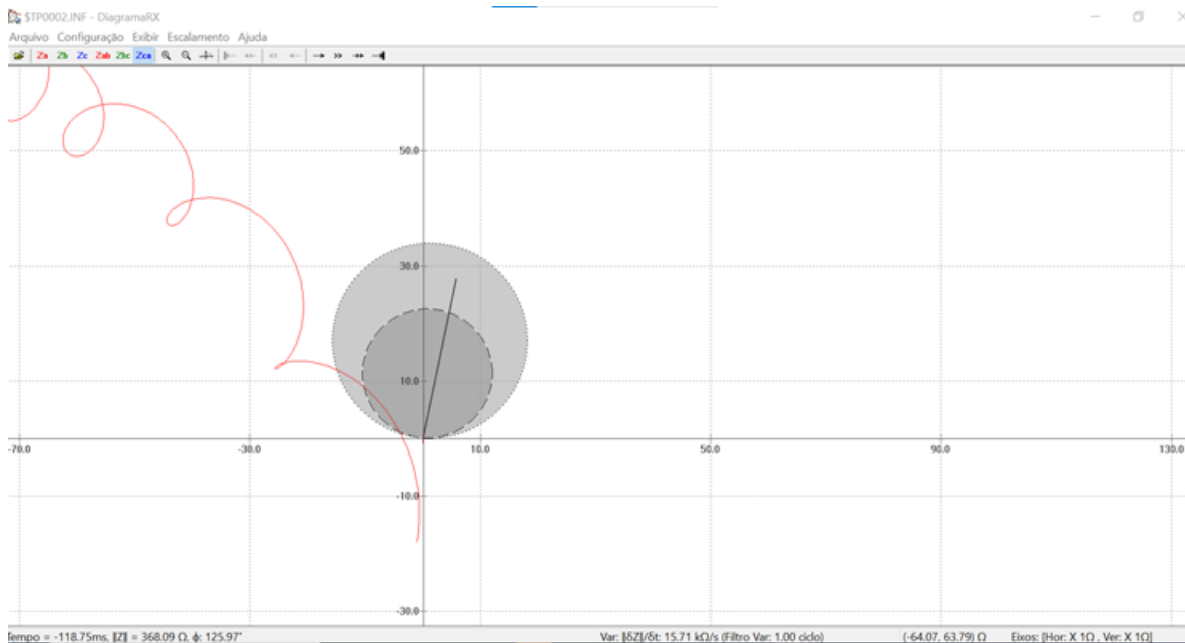
Com o Subsistema Norte isolado, ainda foram verificadas oscilações internas a essa área. Essas oscilações ainda provocaram desligamentos no sistema de transmissão conforme verificado a seguir.

- LT 500 kV Imperatriz – Colinas C1

O próximo desligamento foi o da LT 500 kV Imperatriz – Colinas C1, que desligou automaticamente às 08h30min51,016s ($T_0+14,070s$) por atuação da proteção de distância em Zona 1 no terminal de Imperatriz, com recepção de TDD no terminal de Colinas.

A figura abaixo mostra o diagrama R-X traçado com a oscilografia do terminal de Imperatriz e a característica tipo MHO, plotada com valores de ajustes padrão (80% e 120%), onde é possível verificar que a impedância atinge a característica de Zona 1, justificando sua atuação.

Figura 3-103: Diagrama R-X da LT 500 kV Imperatriz – Colinas C1, vista em Imperatriz



- LT 500 kV Serra Pelada – Miracema C2

Em sequência aos desligamentos observados na área, foi verificado o desligamento da LT 500 kV Serra Pelada – Miracema C2 por atuação do SOTF no terminal de Miracema às 8h30min51,007s ($T_0+14,061s$) e recepção de TDD às 8h30min51,032s ($T_0+14,086s$) no terminal de Serra Pelada. No instante do desligamento é observado um relevante afundamento de tensão e uma corrente bem baixa na linha, conforme apresentado na oscilografia abaixo, fazendo com que a lógica do relé identificasse a linha como "morta", habilitando automaticamente a função SOTF.

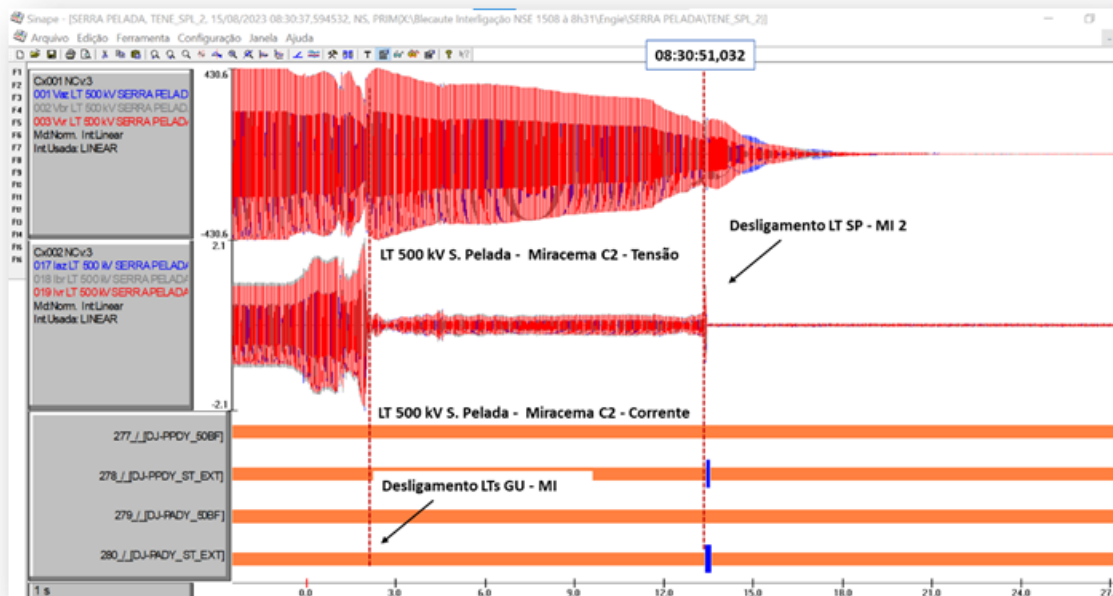
Os valores pré-ajustados para ativação da função SOTF eram de $I < 400A$ e $V < 200kV$. Como a corrente medida antes do desligamento chegou a aproximadamente 150A e a tensão menor que 200kV (chegando a até 150kV) e permaneceu desta forma por pelo menos 200ms (temporização pré-ajustada), o relé identificou automaticamente a linha como morta e habilitou a função SOTF. Como, no momento em que o SOTF foi habilitado, o relé tinha identificado corrente passante ainda com uma tensão baixa, a função interpretou que havia um curto na linha e atuou.

Para evitar a reincidência do ocorrido neste desligamento, a Engie alterou a lógica dos relés dos circuitos da linha para que a função SOTF seja habilitada apenas com o comando de fechamento do disjuntor, e não utilizando a medição de tensão e corrente. A alteração desta lógica foi testada em fábrica com a reprodução da perturbação via TRANSPLAY e a atuação da proteção SOTF não aconteceu, porém, a proteção de distância em Z1 (21-Z1) atuou no terminal de Miracema e Serra Pelada na simulação. Ou seja, mesmo que a atuação do SOTF não tivesse ocorrido, a LT ia ser desligada por atuação de 21-Z1.

A Engie descarregou as novas lógicas nos relés nos dias 30 e 31/08 sob SGIs 45.396-23, 45.399-23, 45.412-23 e 45.451-23.

Não houve religamento tripolar da linha pois a atuação da função SOTF não parte religamento.

Figura 3-104: Oscilografia da LT 500 kV Serra Pelada – Miracema C2, vista em S. Pelada



- LT 500 kV Serra Pelada – Miracema C1

Às 8h30min51,037s ($T_0+14,091s$) segue o desligamento da LT 500 kV Serra Pelada – Miracema C1 por atuação do SOTF no terminal de Miracema e recepção de TDD no terminal de Serra Pelada às 8h30min51,014s ($T_0+14,068s$). No instante do desligamento é observado um relevante afundamento de tensão e uma corrente bem baixa na linha, com formação de centro elétrico bem próximo à barra de Serra Pelada 500 kV, conforme apresentado na oscilografia abaixo, fazendo com que a lógica do relé identificasse a linha como "morta", habilitando automaticamente a função SOTF.

Os valores pré-ajustados para ativação da função SOTF eram de $I < 400A$ e $V < 200kV$. Como a corrente medida antes do desligamento chegou a aproximadamente 150A e a tensão menor que 200kV (chegando a até 150kV) e permaneceu desta forma por pelo menos 200ms (temporização pré-ajustada), o relé identificou automaticamente a linha como morta e habilitou a função SOTF. Como, no momento em que o SOTF foi habilitado, o relé tinha identificado corrente passante ainda com uma tensão baixa, a função interpretou que havia um curto na linha e atuou.

Para evitar a reincidência do ocorrido neste desligamento, a Engie alterou a lógica dos relés dos circuitos da linha para que a função SOTF seja habilitada apenas com o comando de fechamento do disjuntor, e não utilizando a medição de tensão e corrente. A alteração desta lógica foi testada em fábrica com a reprodução da perturbação via TRANSPLAY e a atuação da proteção SOTF não aconteceu. Porém, a proteção de distância em Z1 (21-Z1) atuou no terminal de Miracema e Serra Pelada. Ou seja, mesmo que a atuação do SOTF não tivesse ocorrido, a LT ia ser desligada por atuação de 21-Z1.

A Engie descarregou as novas lógicas nos relés nos dias 30 e 31/08 sob SGIs 45.396-23, 45.399-23, 45.412-23 e 45.451-23.

Não houve religamento tripolar da linha pois a atuação da função SOTF não parte religamento.

Figura 3-105: Oscilografia da LT 500 kV Serra Pelada – Miracema C1, vista em S. Pelada

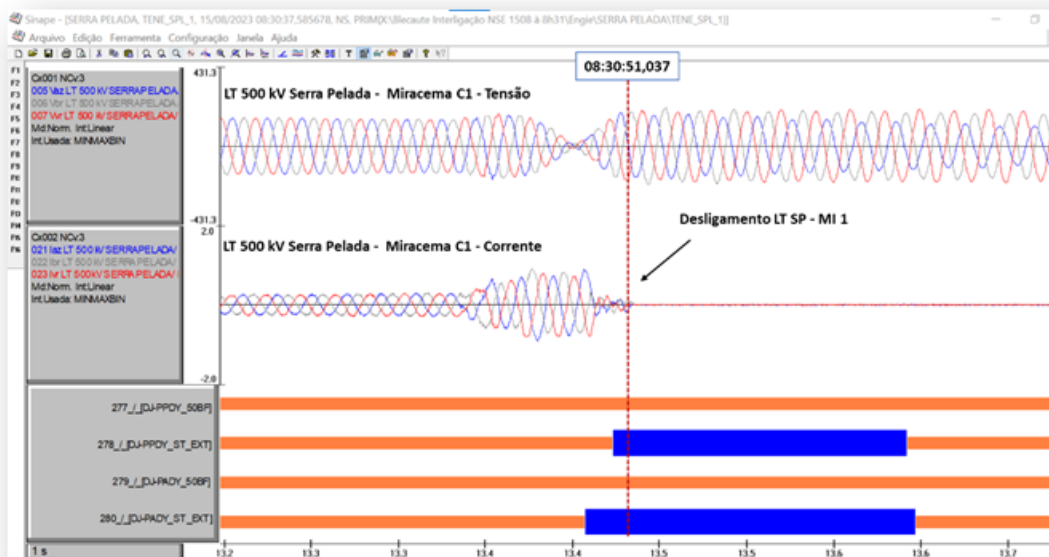
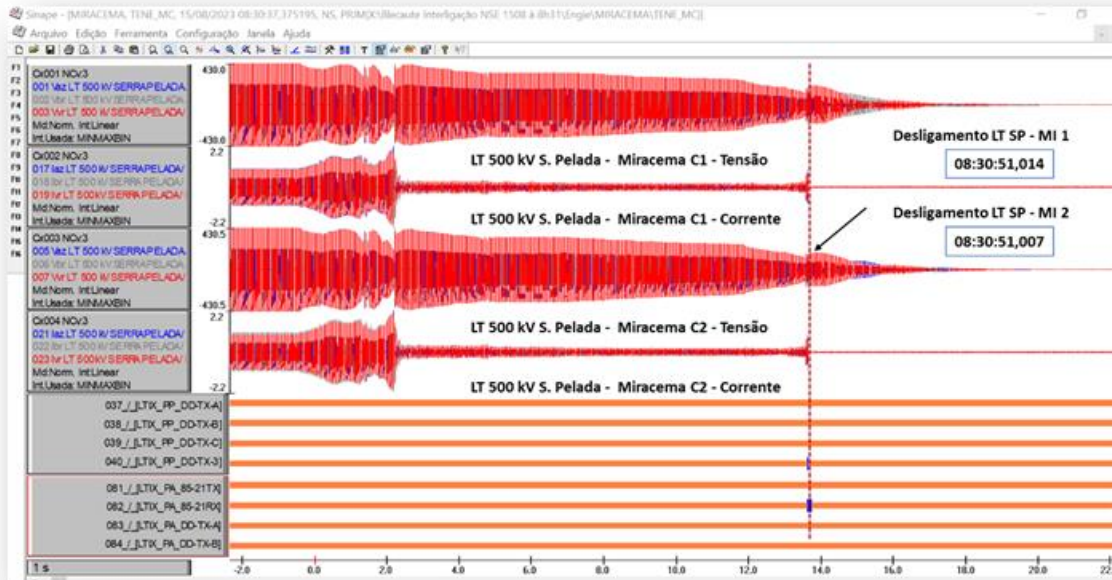


Figura 3-106: Oscilografia da LT 500 kV Serra Pelada – Miracema C1 e C2, vista em Miracema

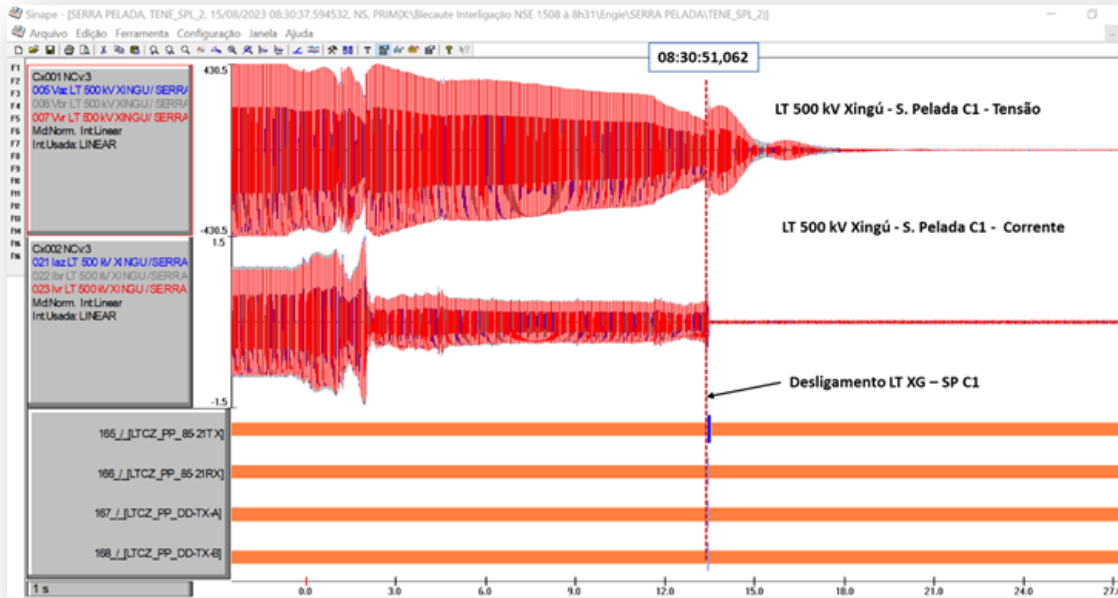


- LT 500 kV Serra Pelada – Xingu C1

Às 08h30min51,062s ($T_0+14,116s$) seguiu-se o desligamento da LT 500 kV Xingu-Serra Pelada C1, no terminal de Serra Pelada, também por atuação da função de distância em Zona 1 e envio de TDD para o terminal de Xingu, que desligou às 08h30min51,034s ($T_0+14,088s$).

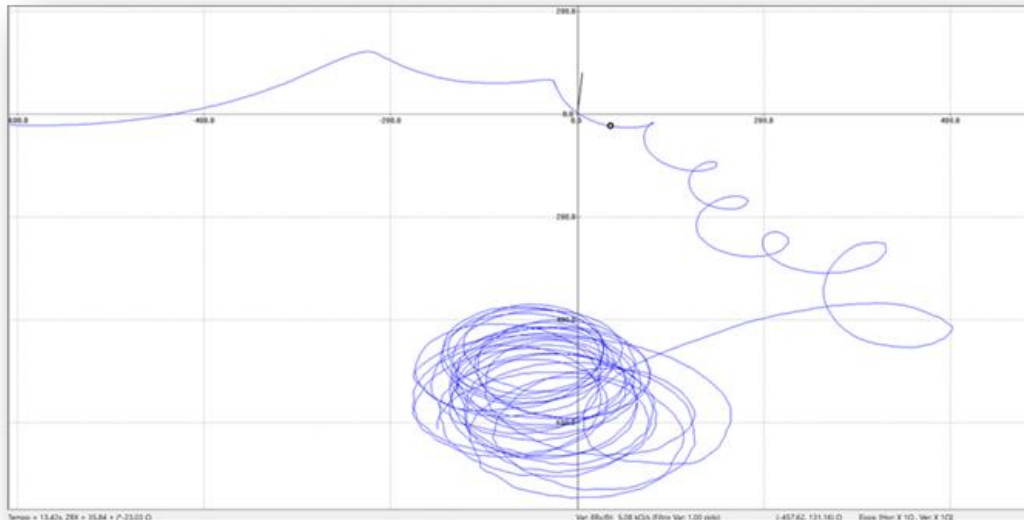
Não houve religamento tripolar da linha devido a não condição de sincronismo do disjuntor causado por uma tensão da barra abaixo da permitida.

Figura 3-107: Oscilografia da LT 500 kV Xingu - Serra Pelada C1, vista em S. Pelada



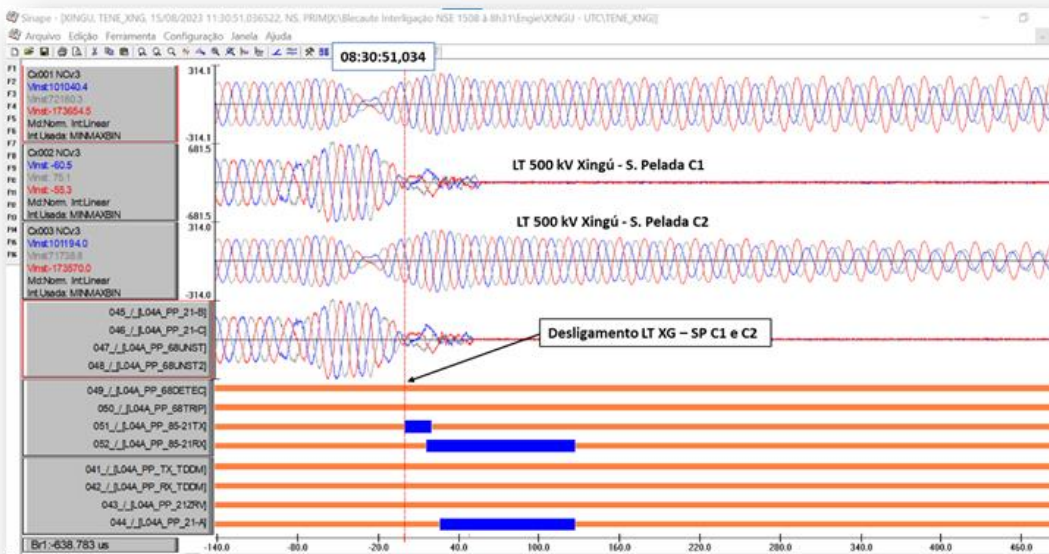
A formação de centro elétrico bem próximo à barra de Serra Pelada 500 kV, pode ser vista na oscilografia a seguir, o que justifica a atuação da proteção de distância em Zona 1.

Figura 3-108: Trajetória da impedância vista do terminal de S.Pelada da LT Xingu – S.Pelada C1



A oscilografia da SE Xingu, mostrando o desligamento da LT 500 kV Xingu - Serra Pelada C1 e C2, está mostrada na figura a seguir.

Figura 3-109: Oscilografia da LT Xingu – S.Pelada C1 e C2, em Xingu

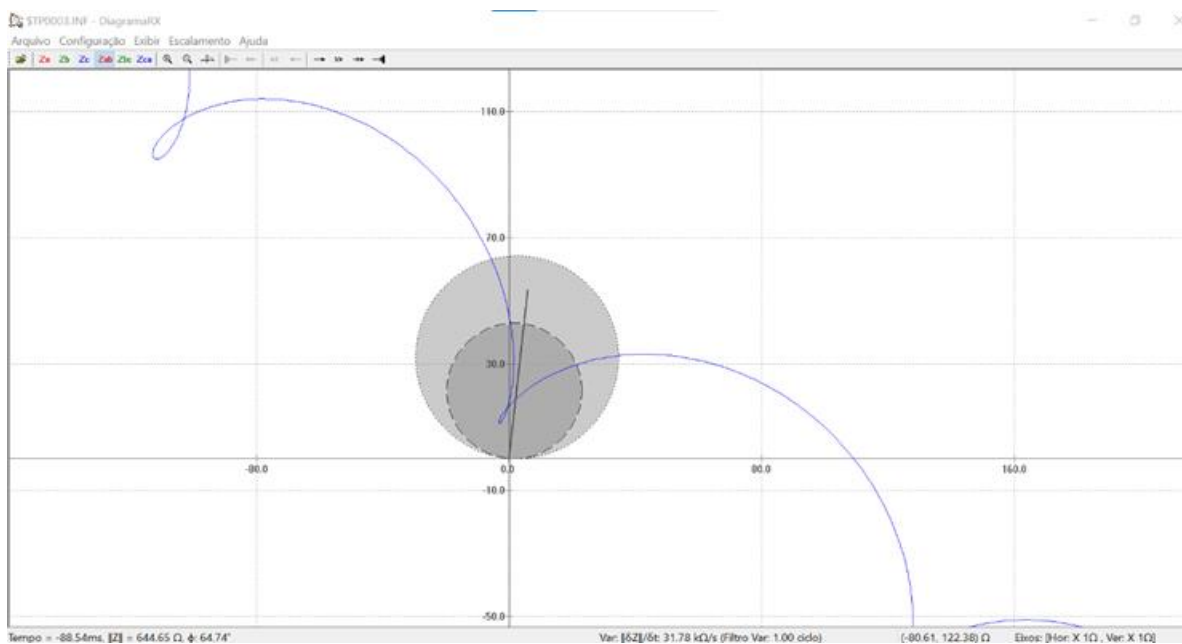


- LT 500 kV Tucuruí - Marabá C2

A LT 500 kV Tucuruí - Marabá C2 desligou automaticamente às 08:30:51.058 ($T_0+14,112s$) pela atuação da proteção de distância em Zona 1 no terminal de Tucuruí e RX-TDD no terminal de Marabá.

A figura abaixo mostra o diagrama R-X traçado com a oscilografia do terminal de Tucuruí, e a característica tipo MHO, plotada com valores de ajustes padrão (80% e 120%), onde é possível verificar que a impedância atinge a característica de Zona 1, justificando sua atuação.

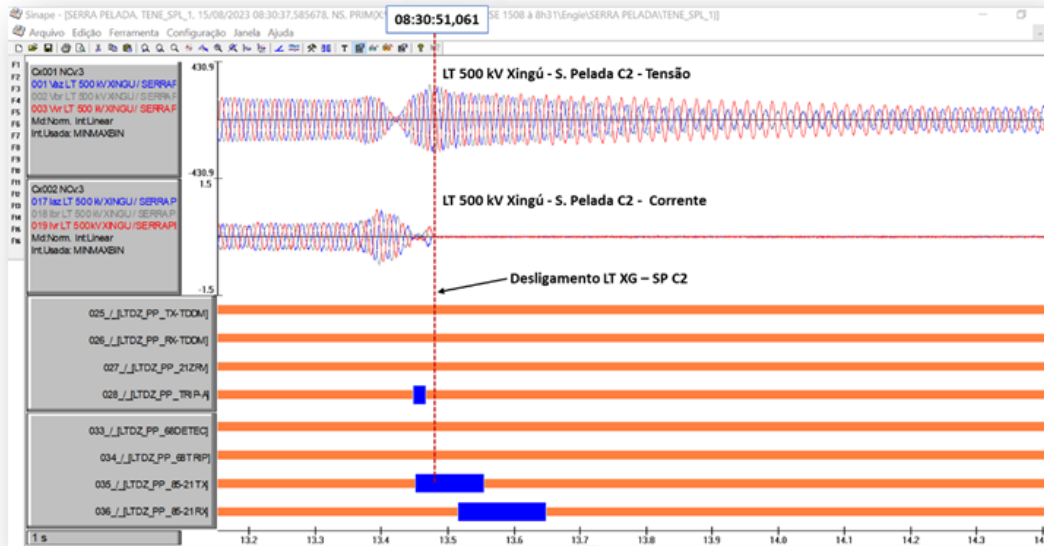
Figura 3-110: - Diagrama R-X da LT 500 kV Tucuruí – Marabá C2, em Tucuruí



- LT 500 kV Serra Pelada – Xingu C2

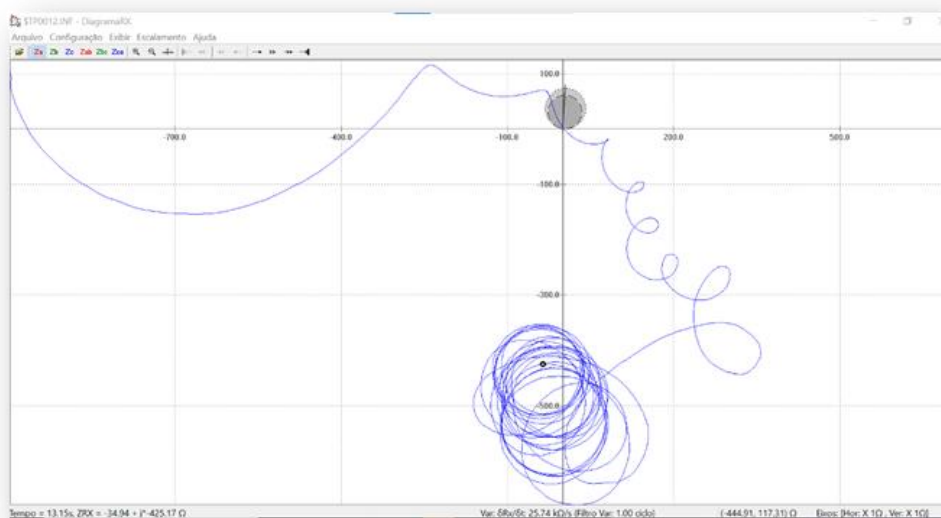
Às 8h30min51,061s ($T_0+14,115s$) seguiu-se o desligamento da LT 500 kV Serra Pelada – Xingu C2, no terminal de Serra Pelada, também por atuação da função de distância em Zona 1 e envio de TDD para o terminal de Xingu, que desligou às 8h30min51,034s ($T_0+14,088s$).

Figura 3-111: Oscilografia da LT 500 kV Xingu - Serra Pelada C2, vista em S.Pelada



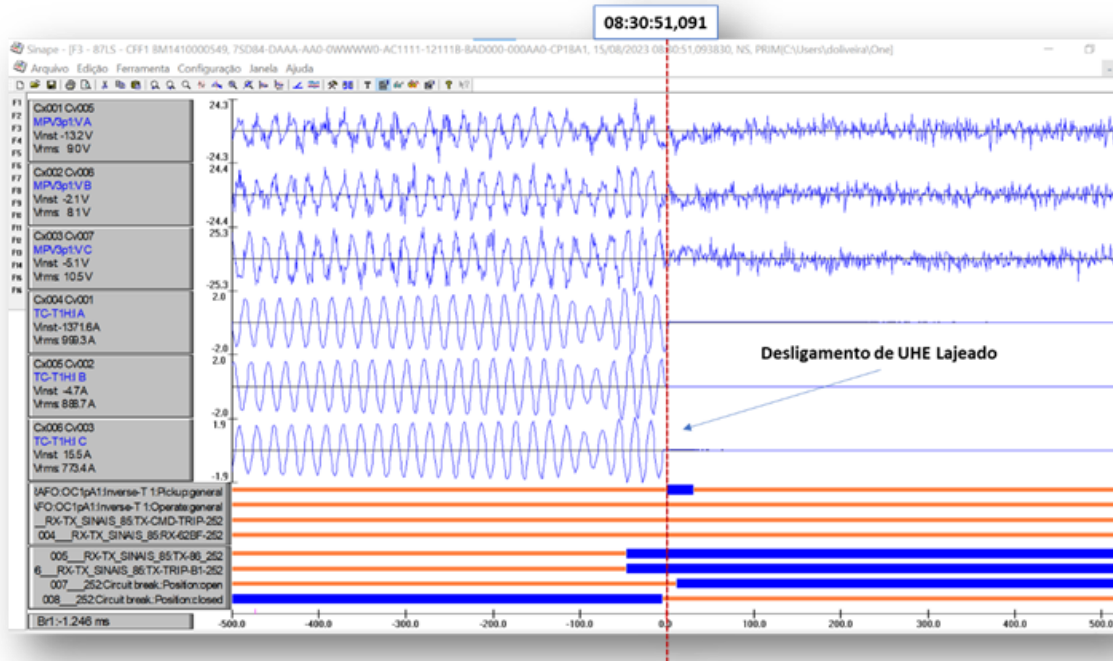
Observa-se formação de centro elétrico bem próximo à barra de Serra Pelada 500 kV, conforme a figura a seguir, o que justifica a atuação da proteção de distância em Zona 1.

Figura 3-112: Trajetória da impedância vista do terminal de S.Pelada da LT Xingu – S.Pelada C2



Em seguida, na UHE Lajeado, que se encontrava apenas com a unidade geradora UG04 em operação (no momento da perturbação as unidades geradoras UG01, UG02 e UG05 estavam paradas, por controle operativo, e a UG 03 encontrava-se em manutenção), ocorre às 8h30min51,091s ($T_0+14,145s$) o desligamento da unidade geradora UG 04 pela atuação da função de perda de sincronismo.

Figura 3-113: Oscilografia da UHE Lajeado



Na figura apresentada a seguir se encontram os ajustes da proteção de perda de sincronismo (78) das unidades geradoras da UHE Lajeado, implementada no IED da SIEMENS, modelo 7UM622.

Figura 3-114: Ajustes da proteção de Perda de Sincronismo das UGs de UHE Lajeado

Group 21 Impedance Protection; Group Power swing(2)

No.	Settings	Value	Group
3314	Distance betw. Power Swing - Trip-Pol.	0,40 Ohm	A
3315	Rate of Change of dZ/dt	2,0 Ohm/s	A
3316A	Power Swing Blocking locks out	Zone Z1 and Z2	A
3317A	Power Swing Action Time	0,50 sec	A

Group Loss of synchronism protection; Group Loss of synch.

No.	Settings	Value	Group
3601	Loss of synchronism protection	OFF	A
3602	Rotor displacement angle 1	120 °	A
3603	Rotor displacement angle 2 (fast stage)	150 °	A
3604	Warning Stage time delay	5,00 sec	A
3605	Time delay fast stage	0,50 sec	A
3606	Correction for rotor displacement angle	0,0 °	A
3607	Dropout differential of angle threshold	5 °	A
3608	Minimal duration for angle criteria	0,10 sec	A
3609A	Signal time for counter indication	0,05 sec	A
3610	Holding time of Fault Detection	60,0 sec	A
3611	Counter 1 for oscillation by angle 1	1	A
3612	Counter 2 for oscillation by angle 1	4	A
3613	Measuring input for angle with	Measurement transducer 1	A

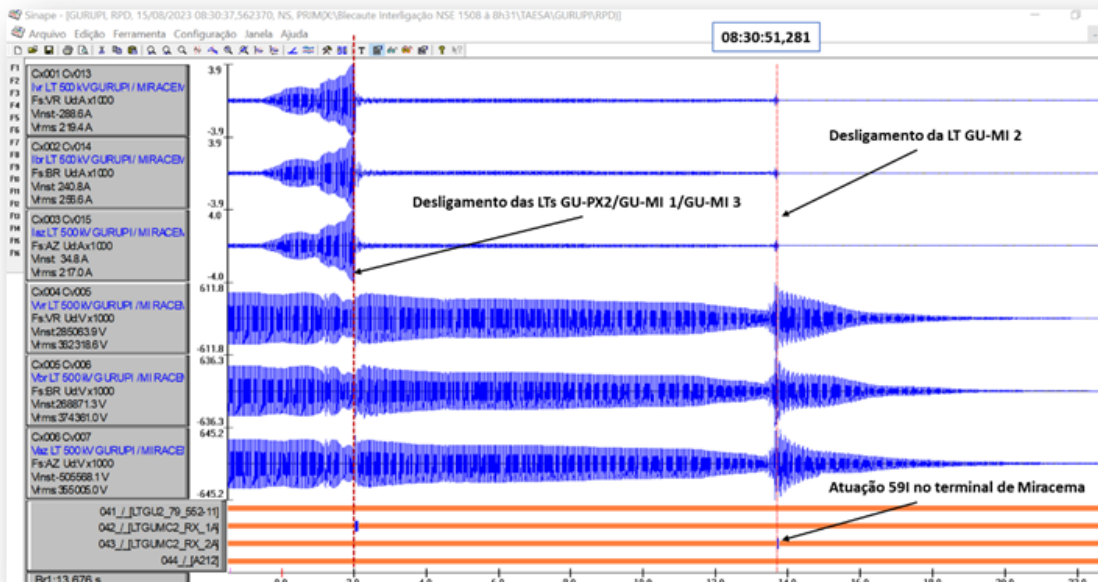
Group 78 Out-of-Step Protection; Group 78 Out-of-Step

No.	Settings	Value	Group
3501	78 Out-of-Step Protection	ON	A
3502	78 Pickup Curr. for Measur. Release I1>	120,0 %	A
3503	78 Pickup Curr. for Measur. Release I2<	20,0 %	A
3504	78 Resistance Za of the Polygon (width)	2,10 Ohm	A
3505	78 Reactance Zb of the Polygon (reverse)	5,25 Ohm	A
3506	78 Reactance Zc of Polygon(forw. char.1)	1,80 Ohm	A
3507	78 Reactance Dif. Char.1-Char.2 (forw.)	0,00 Ohm	A
3508	78 Angle of Inclination of the Polygon	90,0 °	A
3509	78 Numb. of Power Swing: Characteristic1	1	A
3510	78 Numb. of Power Swing: Characteristic2	4	A
3511	78 Holding Time of Fault Detection	20,00 sec	A
3512	78 Min. Signal Time for Annun. Char. 1/2	0,05 sec	A

Para que seja efetuada a verificação de desempenho desta função é necessário que seja fornecida a memória de cálculo e a característica plotada da função mostrando a trajetória da impedância para justificar sua atuação, caso seja identificada a formação de centro elétrico dentro da usina, quando esta função seria chamada a atuar. Estes dados serão solicitados nas providências do relatório.

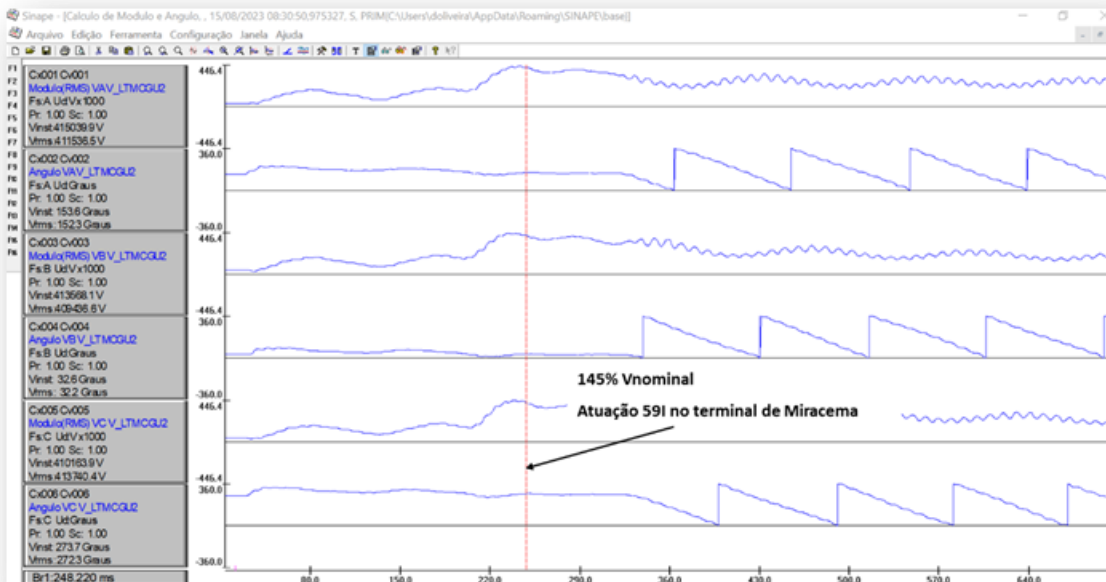
Na configuração resultante, ocorre o desligamento automático da LT 500 kV Gurupi – Miracema C2 às 08h30min51,281s ($T_0+14,335s$), pela atuação da proteção de sobretensão instantânea no terminal de Miracema, com envio de sinal para abertura em Gurupi, conforme mostrado na figura abaixo.

Figura 3-115: Desligamento da LT 500 kV Gurupi – Miracema C2, terminal de Gurupi



O ajuste da proteção de sobretensão no terminal de Miracema é 140% Vnominal (700 kV), com temporização em 0,05s. No terminal de Miracema, pela oscilografia do IED mostrada abaixo, é possível verificar que, no momento da atuação da proteção, a tensão chegou a 145% da tensão nominal, ultrapassando seu valor de ajuste.

Figura 3-116: Tensões no terminal de Miracema da LT 500 kV Gurupi – Miracema C2



Durante esses desligamentos ocorreram desligamentos de unidades geradoras na UHE Tucuruí. Esses desligamentos serão relatados a seguir.

Na UHE Tucuruí, antes do evento, do total de 25 unidades, estavam em operação 7 unidades geradoras e 1 unidade funcionando como síncrono, fornecendo uma potência total de 1.511 MW.

Houve desligamento de 6 unidades geradoras por atuação da proteção de energização acidental (51AE), devido às condições de subtensão com aumento de corrente observadas no momento. Segue abaixo a lista dos desligamentos da UHE Tucuruí em ordem cronológica.

08h30min50,404s ($T_0+13,458s$) a UG01

08h30min50,437s ($T_0+13,491s$) a UG05

08h30min50,566s ($T_0+13,620s$) a UG10

08h30min51,071s ($T_0+14,125s$) a UG06

08h30min51,147s ($T_0+14,201s$) a UG03

08h30min52,376s ($T_0+15,430s$) a UG12

Nas demais unidades geradoras não houve atuação de proteção elétrica e estas ficaram em marcha a vazio excitadas

A seguir, é mostrada a oscilografia do desligamento das UG01 e UG03.

Figura 3-117: Oscilografia de longa duração da UHE Tucuruí – UG01 e UG03

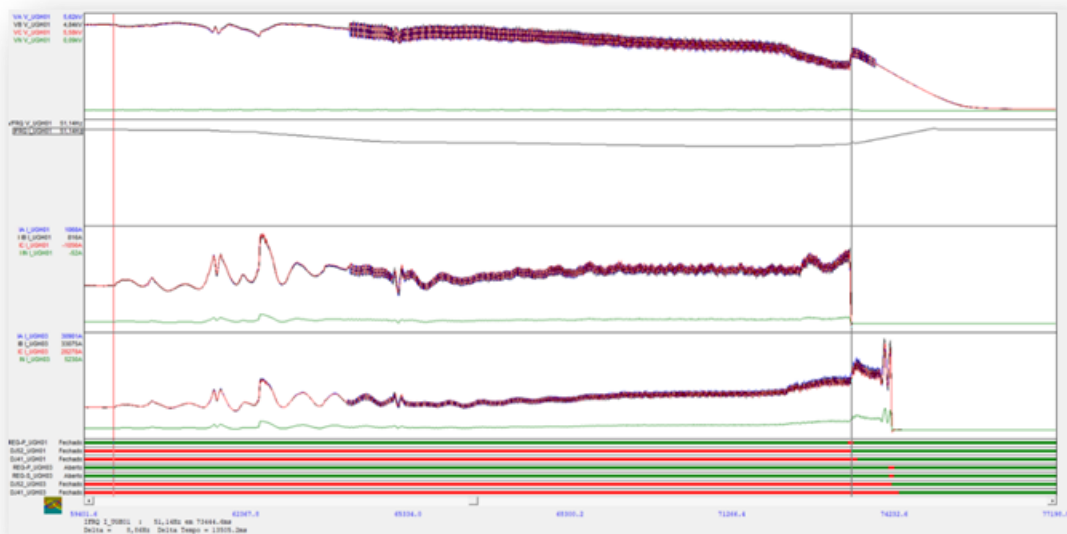


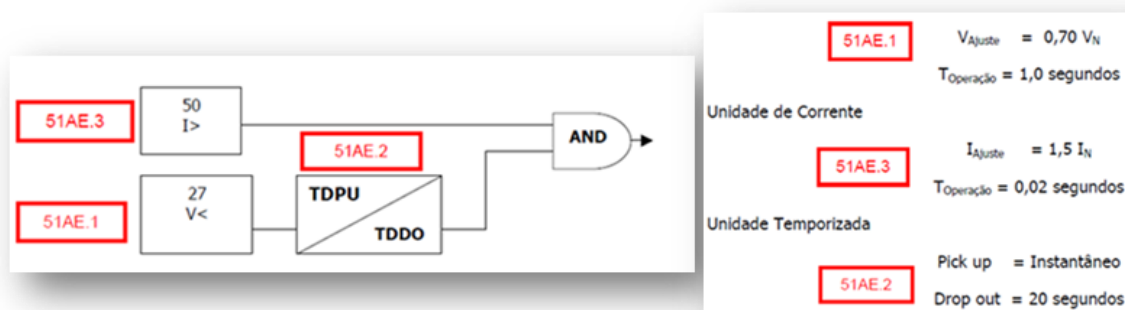
Figura 3-118: Oscilografia de longa duração da UHE Tucuruí – UG01 e UG03



Os ajustes da função de proteção de energização acidental das unidades geradoras da UHE Tucuruí são 70% da tensão nominal e 1,5 pu da corrente nominal.

A medição do relé opera em uma faixa de frequência de 4 a 120% da frequência nominal.

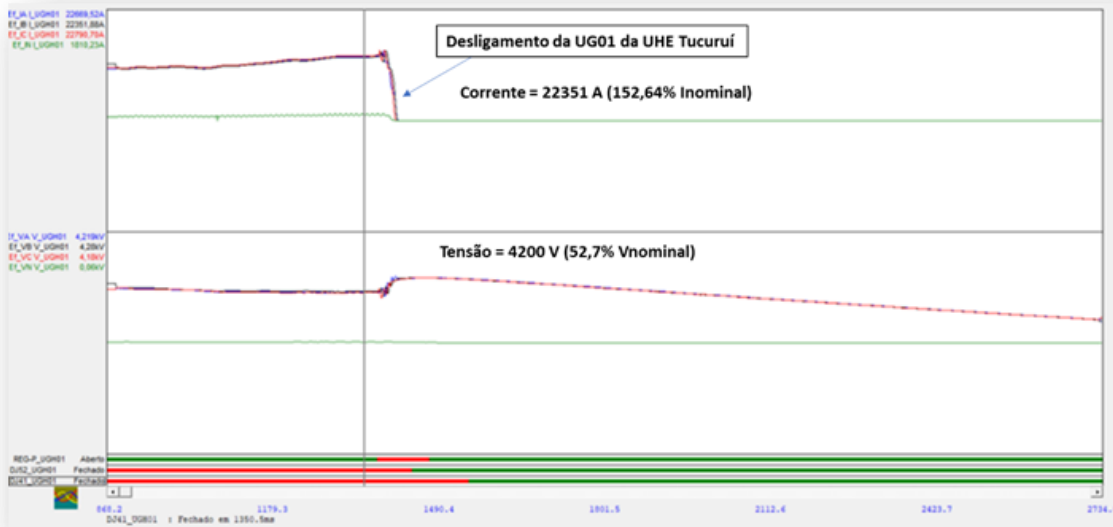
Figura 3-119: Lógica da proteção de energização acidental das UG da UHE Tucuruí



A tensão nominal dos geradores da Usina é 13,8 kV (fase-fase).

Observa-se na oscilografia abaixo da UGH-01 que a corrente superou o valor de ajuste da corrente (Potência do gerador = 350 MVA e $I_n=14.643A$) e a tensão nos terminais do gerador atingiu valores inferiores a 70% da tensão nominal.

Figura 3-120: Desligamento da UG01 da UHE Tucuruí



Apesar dos ajustes terem sido atingidos, a atuação desta função de proteção para uma condição de oscilação não é correta, uma vez que esta função é definida para atuação na condição de energização da unidade geradora. Deverá ser avaliado pela Eletronorte uma alteração na lógica desta função, de forma a evitar sua atuação quando de oscilação, inserindo um bloqueio da função para esta condição.

A partir das 08h30min51.241 ($T_0+14,295$ s), com os desligamentos de várias unidades geradoras, começaram a ocorrer aberturas automáticas de linhas de transmissão pela atuação das suas respectivas proteções de sobretensão instantânea e temporizada, cuja relação é mostrada a seguir:

- LT 230 kV Lajeado - Palmas C1;
- LT 230 kV Lajeado - Palmas C2;

- LT 230 kV Miracema - Lajeado C2;
- LT 230 kV Miracema - Lajeado C1;
- LT 500 kV Gurupi - Miracema C3 (terminal Miracema);
- LT 500 kV Miracema - Gurupi C2;
- Barra 69kV 02BP - SE Jardim;
- LT 500 kV Colinas - Miracema C2;
- LT 500 kV Colinas - Itacaiúnas C1.

Além disso, ocorreram os desligamentos automáticos das LT 230 kV Altamira – Xingu e LT 500 kV Colinas - Imperatriz C2 por atuações de proteções de distância associadas a teleproteção, às 08h30min51.136s ($T_0+14,190$ s) e às 08h30min51,177s ($T_0+14,231$ s), respectivamente.

Houve também a atuação da proteção diferencial do autotransformador 2 da SE Lajeado às 08h30min51.245s ($T_0+14,299$ s).

3.2.1 Área Amazonas

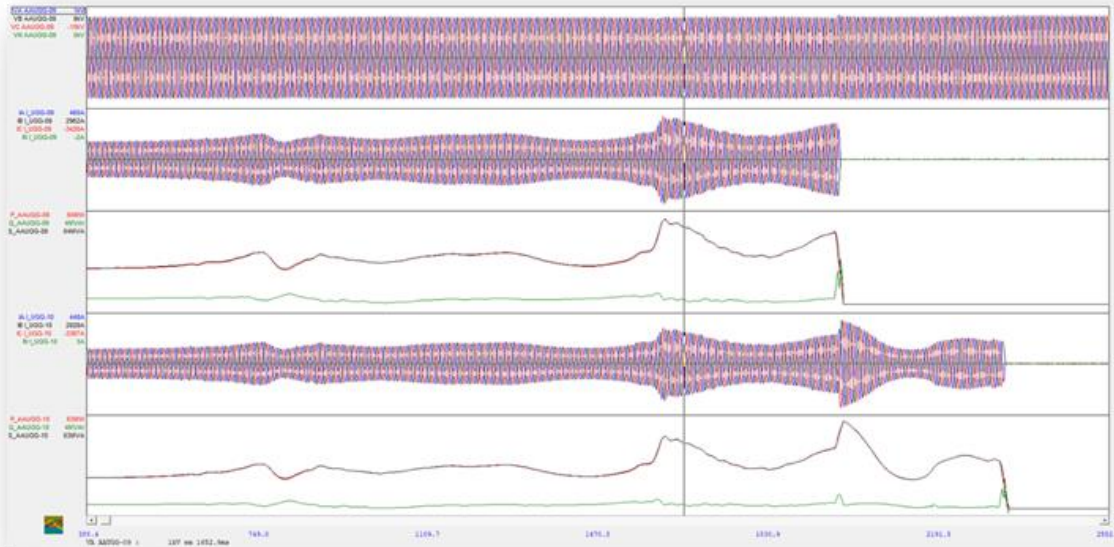
No setor de 230 kV da área Manaus, foram verificados os desligamentos descritos a seguir.

Nesta área, na UTE Aparecida, que operava com 3 unidades geradoras antes da perturbação, totalizando 80,7 MW, foi verificado o desligamento de suas unidades geradoras pela atuação da proteção de sobrevelocidade do compressor de alta pressão, nos seguintes instantes:

- 08h30min39,985s ($T_0+3,039$ s) da UG09
- 08h30min40,304s ($T_0+3,358$ s) da UG08
- 08h30min40,333s ($T_0+3,387$ s) da UG10

Na figura a seguir, é mostrada a oscilografia dos desligamentos das unidades geradoras UG09 e UG10, da UTE Aparecida.

Figura 3-121: Oscilografia da UTE Aparecida – Desligamento das UG09 e UG10



Aproximadamente no mesmo momento, na UTE Mauá III, que operava com a unidade a gás (UGG-01) com 184 MW e a unidade a vapor (UGV-01) com 84 MW, ocorreu o seu desligamento por atuação da proteção de subfrequência da UGV-01 às 08h30min40,737s ($T_0+3,791s$) e da UGG-01 às 08h30min40,783 ($T_0+3,837s$). O ajuste de sobrefrequência de Mauá III é de 55,4 Hz em 2s e 57 Hz em 30s.

Na UHE Balbina, que operava antes da perturbação com 5 unidades geradoras, com uma potência total de 141 MW, foi verificado o desligamento as suas unidades geradoras UG01 e UG02, às 08h30min41,169s ($T_0+4,223s$), e as UG03,UG04 e UG05, às 08h30min41,300s ($T_0+4,354s$), pela atuação de um esquema implementado na Barra de 230 kV da UHE Balbina, ativado por subfrequência, ajustado em 56 Hz com temporização de 1 segundo, conforme mostram as figuras a seguir.

Figura 3-122: Oscilografia da UHE Balbina – Desligamento das UG03, UG04 e UG05

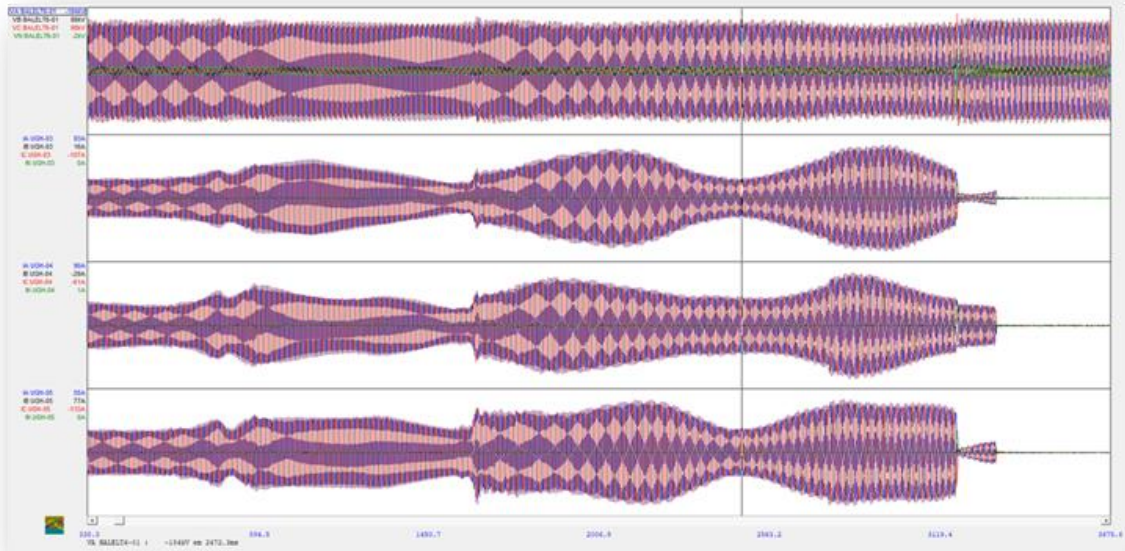
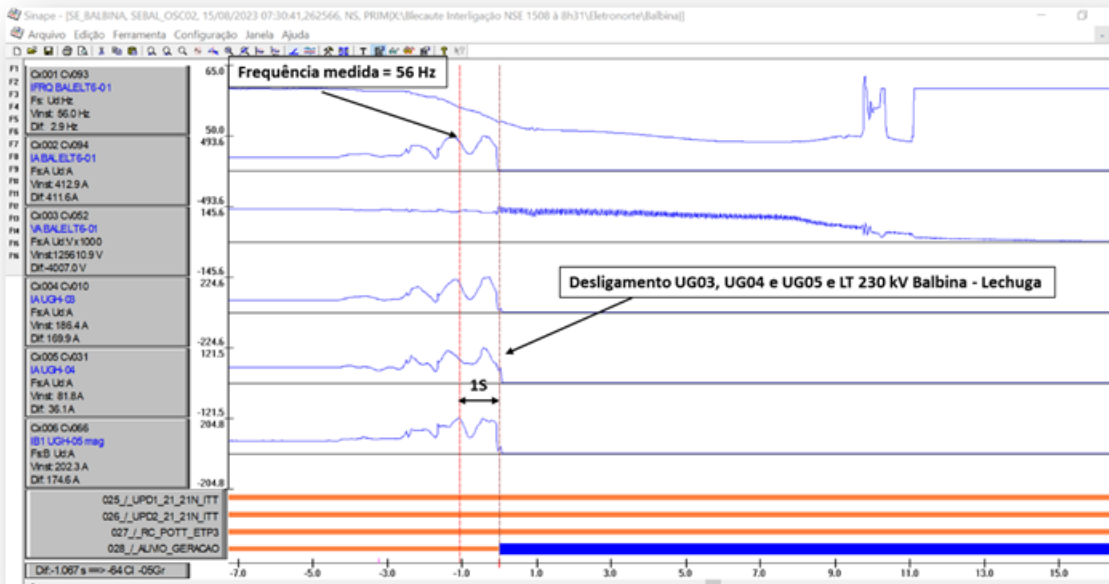
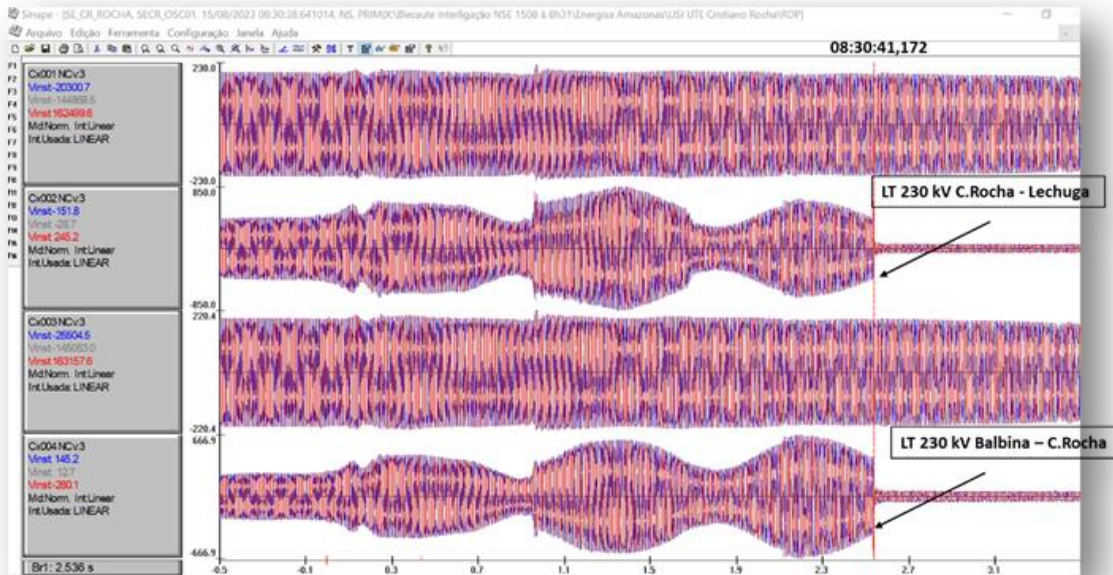


Figura 3-123: Oscilografia da UHE Balbina – Medida da frequência



Como consequência desta subfrequência medida em Balbina, é desligada em seguida a LT 230 kV Balbina – Cristiano Rocha e a LT 230 kV Balbina – Lechuga às 08h30min41.172s ($T_0+4,226s$), no mesmo momento, no terminal de Balbina. Nos terminais remotos os disjuntores permaneceram fechados, até afundamento completo da tensão e abertura manual.

Figura 3-124: Oscilografia das LT 230 kV Balbina – Lechuga e LT 230 kV Balbina – C.Rocha



Ocorreu também o desligamento automático do compensador estático da SE Oriximiná às 08h30min42,083s ($T_0+5,137s$), causado por ausência de alimentação do sistema de resfriamento. Ao ocorrer a subtensão na fonte de alimentação principal do serviço auxiliar, 3 segundos antes do desligamento, ela não foi capaz de manter a tensão que alimenta o sistema de resfriamento do CE durante o processo de comutação automática de fontes, levando ao desligamento do referido compensador estático. Após a ocorrência foi verificado que a indisponibilidade da UPS se deu em consequência de uma falha na placa inversora, sendo efetuada a troca da placa danificada da UPS, restabelecendo a alimentação do sistema de resfriamento do compensador estático da SE Oriximiná, através do SGI 045.128-23.

Na barra de Manaus 230 kV foi observada uma subtensão e subsequente desenergização desta barra.

Não houve desligamento automático de disjuntores na SE Manaus.

A LT 230 kV Manaus – Lechuga foi desenergizada neste momento, aproximadamente 8h30min57,313s ($T_0+20,367s$).

As figuras abaixo mostram o afundamento na tensão na barra de 230 kV de Manaus e a desenergização da LT 230 kV Manaus - Lechuga.

Figura 3-125: Tensão na barra 230 kV Manaus

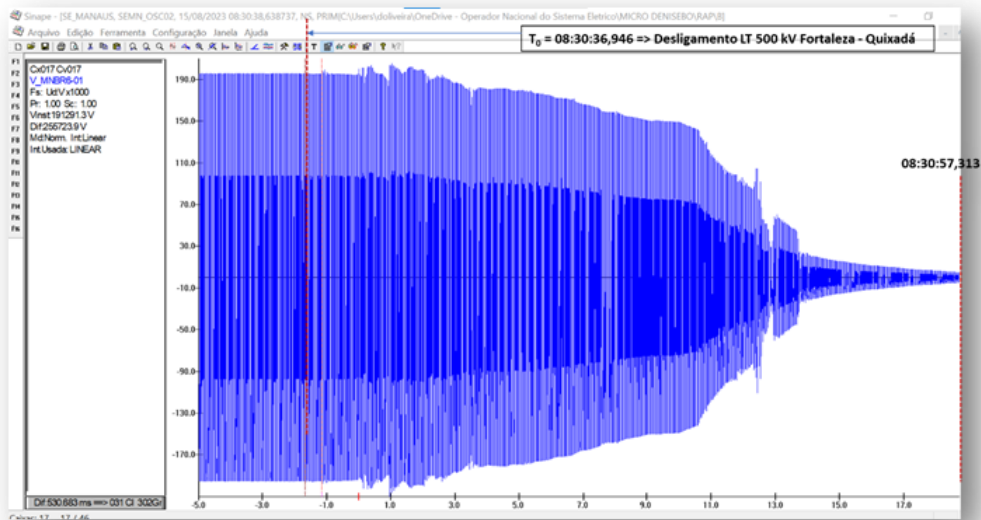
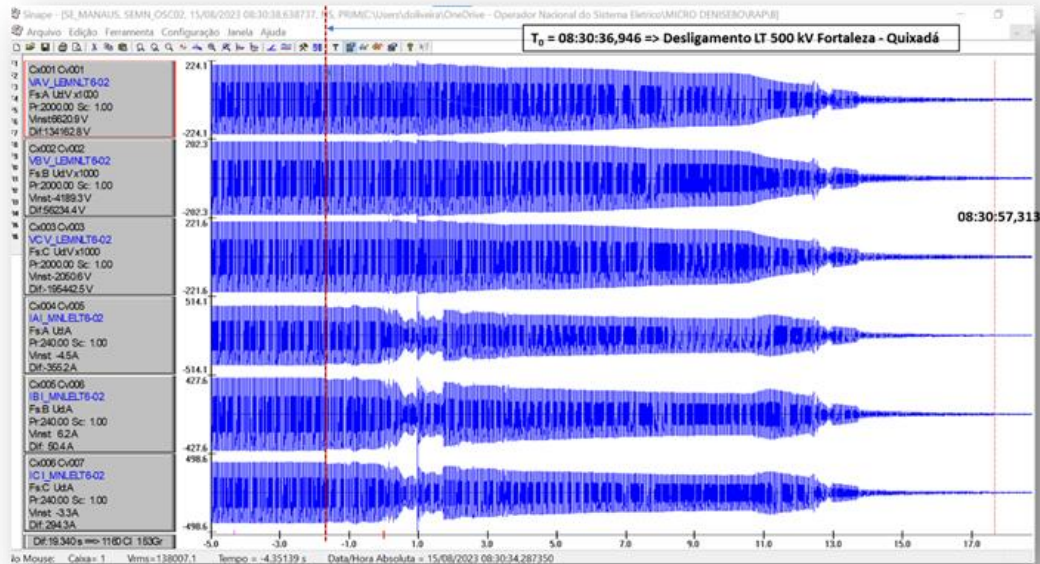
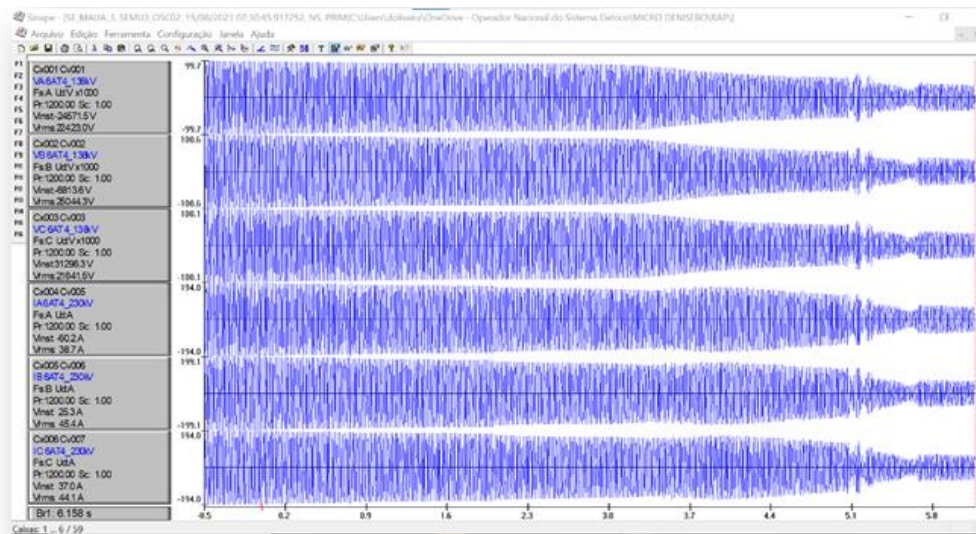


Figura 3-126: Oscilografia da LT 230 kV Lechuga – Manaus C2



Conforme mostrado na figura a seguir, ocorreu também afundamento de tensão e desenergização nas barras de 230 kV e 138 kV Mauá III.

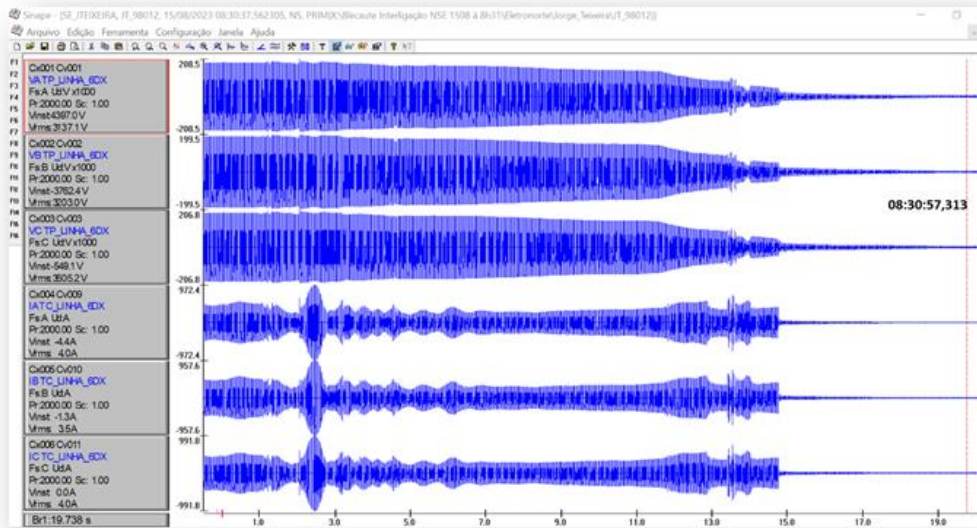
Figura 3-127: Tensão na barra de 138 kV Mauá III



Não houve desligamento automático de disjuntores nas Subestações de Mauá III e Jorge Teixeira.

As LT 230 kV Lechuga – Jorge Teixeira e LT 230 kV Jorge Teixeira – Mauá II foram também desenergizadas aproximadamente às 8h30min57,313s ($T_0+20,367s$).

Figura 3-128: Oscilografia da LT 230 kV Lechuga - Jorge Teixeira – C1



Não foram verificados desligamentos por atuações de proteção no tronco 230 kV Jurupari -Oriximiná - Silves - Lechuga.

Com relação às linhas de transmissão em 500 kV da área Manaus, foi verificado que não houve desligamento automático dos disjuntores, uma vez que não ocorreram atuações de proteção, conforme pode ser visto nas oscilografias a seguir.

Observa-se que após o desligamento do setor de 230 kV da área Manaus e das unidades geradoras da UHE Tucuruí, aproximadamente às 08h30min52s, ocorre um decaimento das tensões e correntes das linhas de 500 kV, provocando seus desligamentos sem abertura de disjuntor.

Nas figuras a seguir podem ser verificadas as tensões e correntes das LT 500 kV Xingu - Jurupari C1 e C2, as tensões e correntes das LT 500 kV Jurupari – Oriximiná C1 e C2, as tensões e correntes da LT 500 kV Silves – Oriximiná C1 e C2 e as tensões e correntes da LT 500 kV Silves – Lechuga C1 e C2, todas mostrando os desligamentos destes circuitos.

Figura 3-129: Oscilografia LT 500 kV Xingú – Jurupari C1 e C2

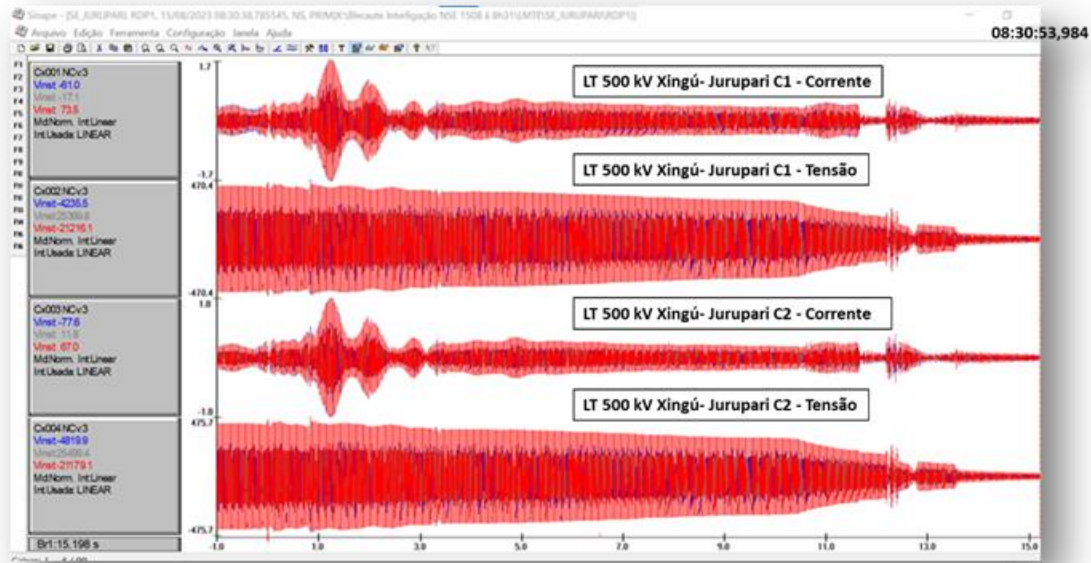


Figura 3-130: Oscilografia LT 500 kV Jurupari – Oriximiná C1 e C2

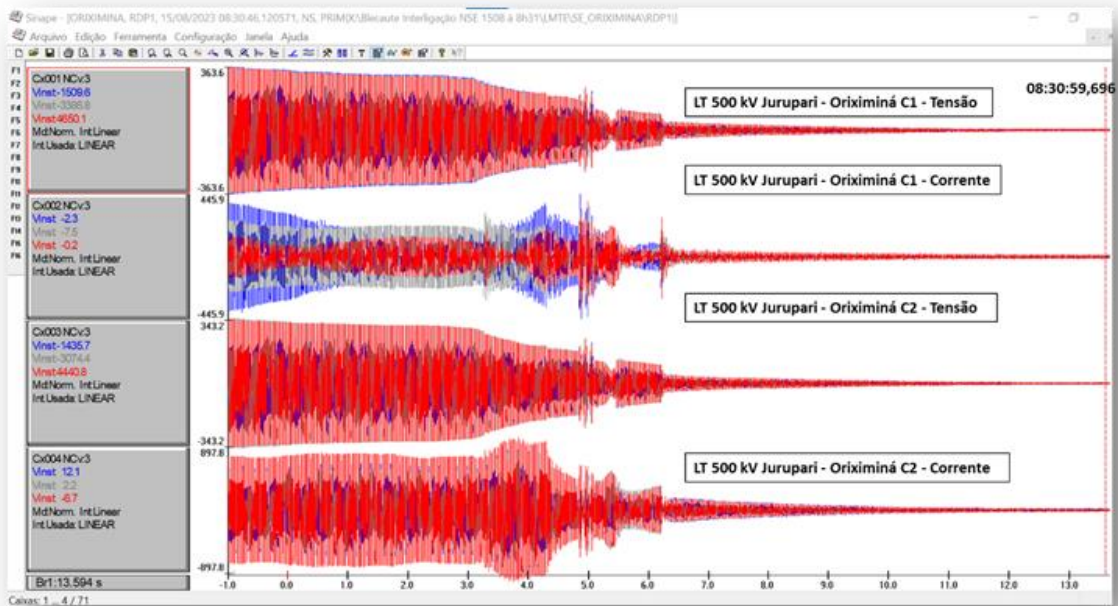


Figura 3-131: - Oscilografia LT 500 kV Silves – Oriximiná C1 e C2

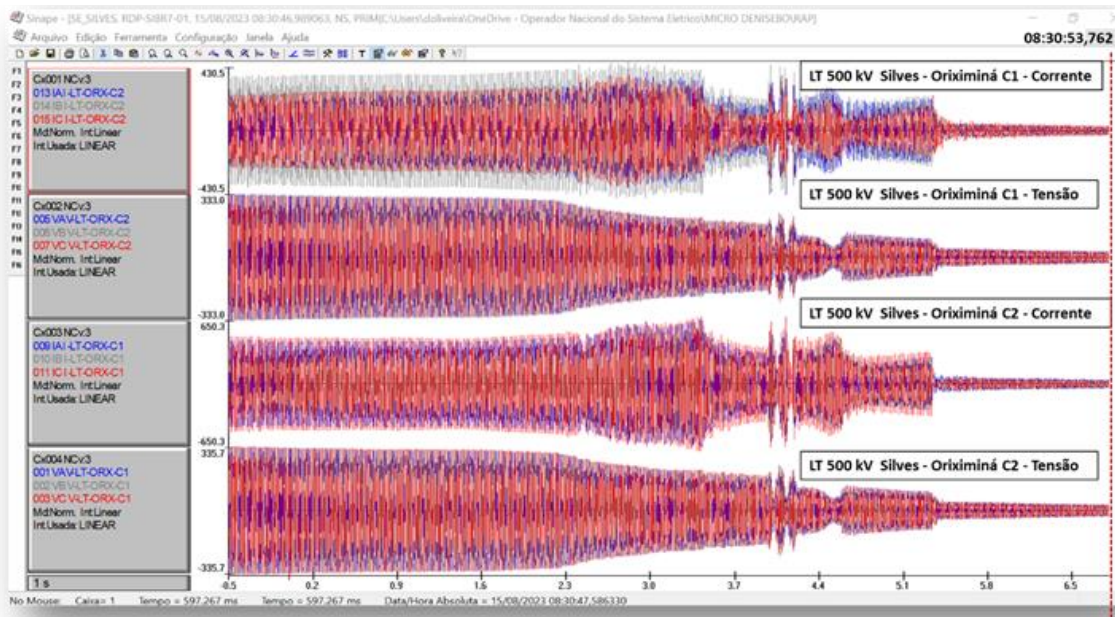
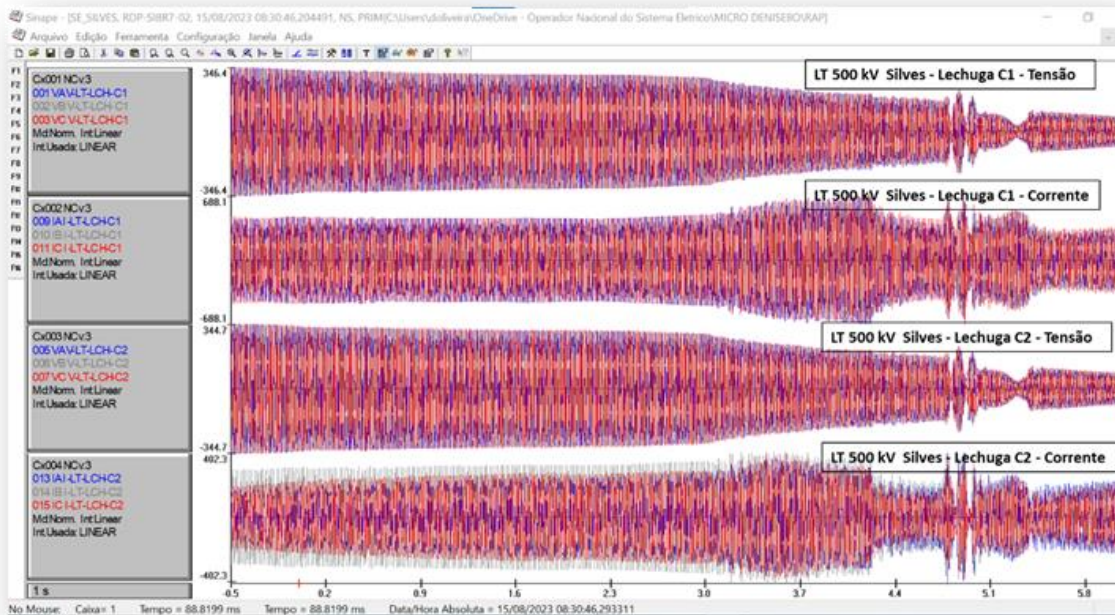


Figura 3-132: Oscilografia LT 500 kV Silves – Lechuga C1 e C2

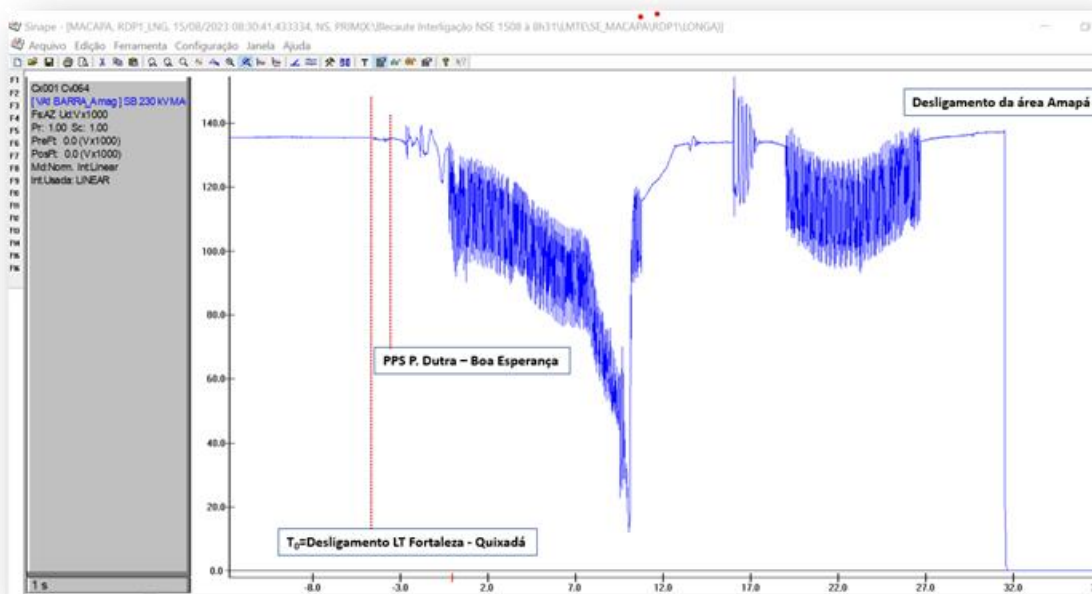


As 08h30min56s ($T_0+20,946s$) a tensão estava praticamente zerada em todos os barramentos do Subsistema Norte.

3.2.2 Área Amapá

Com relação à Área Macapá, havia uma condição de oscilação de potência desde o início do evento, conforme visualizado na figura abaixo, que mostra o módulo da tensão na barra de 230 kV da SE Macapá.

Figura 3-133: Módulo da tensão na barra de 230 kV da SE Macapá



Neste momento, foi verificado o desligamento das unidades geradoras UG01 e UG02 da UHE Coaracy Nunes, às 08h30min42,148s ($T_0+5,674s$), e da UG03, às 08h30min42,182s ($T_0+5,236s$), por atuação das proteções de subfrequência, cujos ajustes são:

1. 56 Hz em 2 s e 49 Hz instantâneo para as unidades UG01 e UG02 e
2. 56 Hz em 2 s para a UG03.

A UHE Coaracy Nunes operava com 3 unidades geradoras, totalizando 72,6 MW, antes da perturbação.

Os desligamentos das unidades geradoras da UHE Coaracy Nunes podem ser vistos nas figuras a seguir

Figura 3-134: Atuação da proteção 81U das UG01 e UG02 da UHE Coaracy Nunes

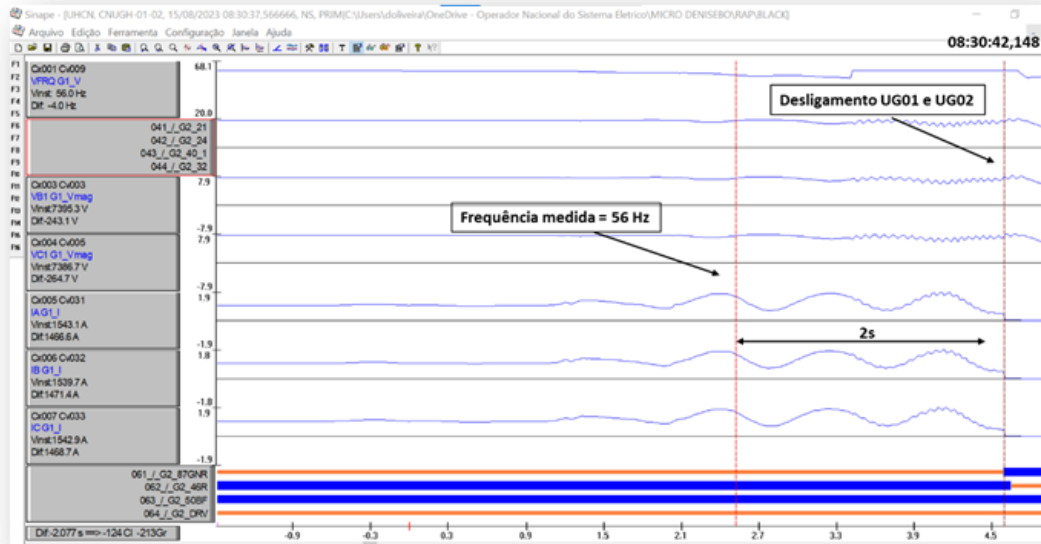


Figura 3-135: Desligamento das UG01 e UG02 da UHE Coaracy Nunes

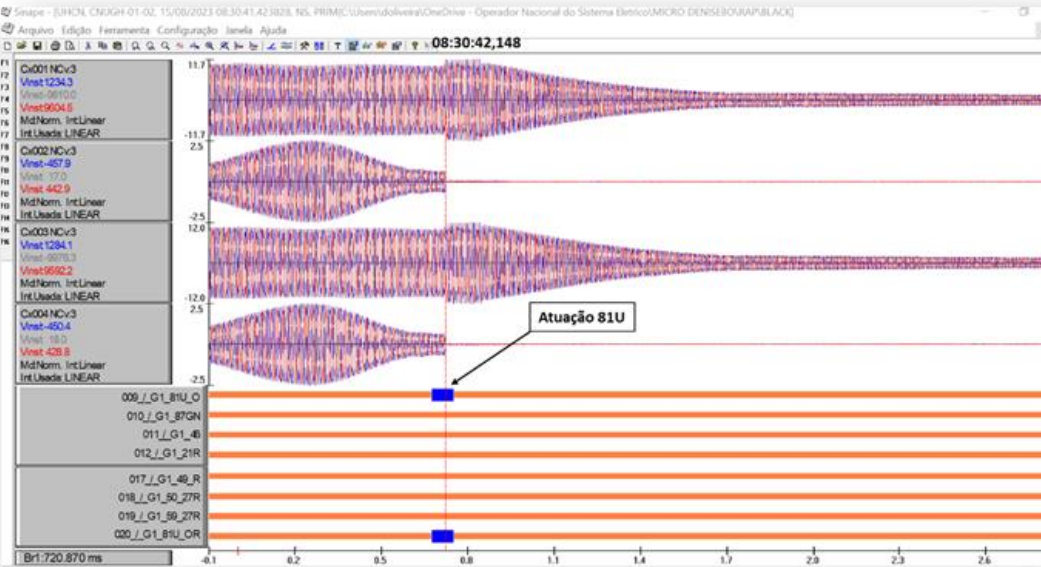


Figura 3-136: Atuação da proteção 81U da UG03 da UHE Coaracy Nunes

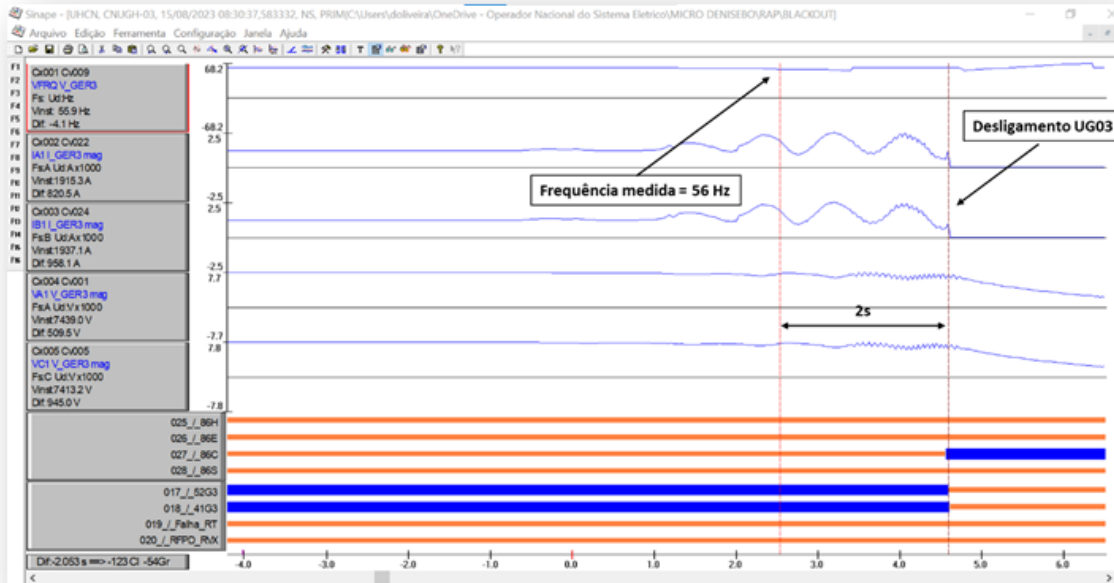
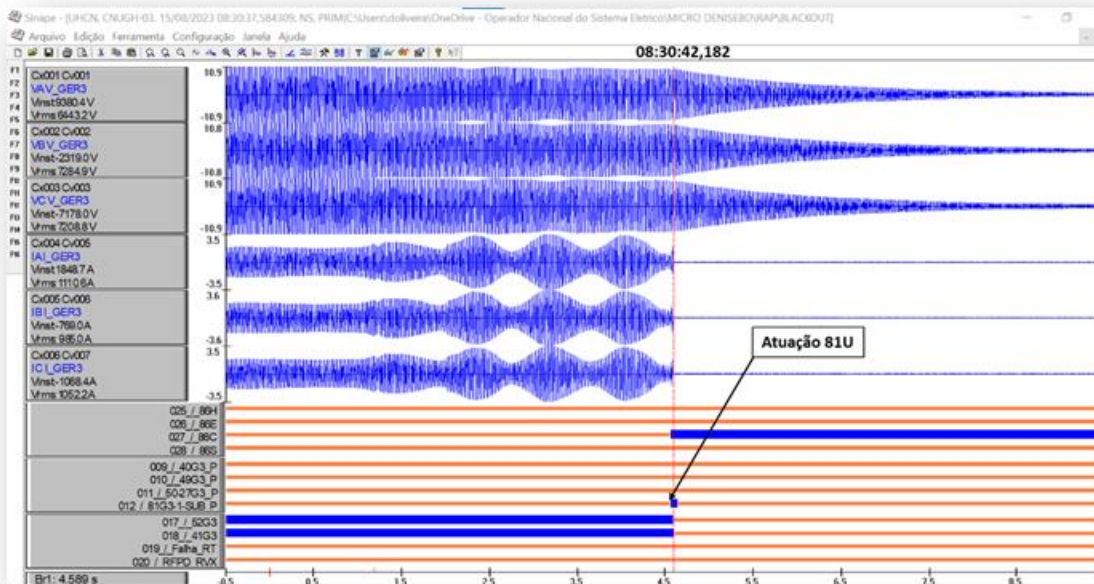


Figura 3-137: Desligamento das UG03 da UHE Coaracy Nunes



Ainda no mesmo momento, é verificado que as unidades geradoras UG01 e UG02 da UHE Cachoeira Caldeirão desligaram às 08h30min42,190s ($T_0+5,244s$) e às 08h30min42,193s ($T_0+5,247s$), respectivamente, por atuação da função de proeção de subfrequência – 2º estágio (F<2).

A UHE Cachoeira Caldeirão operava com 66,01 MW antes da perturbação.

As figuras a seguir mostram o instante do desligamento das unidades geradoras 01 e 02 da UHE Cachoeira Caldeirão e a frequência medida. Os ajustes das proteções de subfrequência instaladas na usina são:

56 Hz em 2s

58,5 Hz em 20s

Figura 3-138: Desligamento da UG01 de UHE Cachoeira Caldeirão

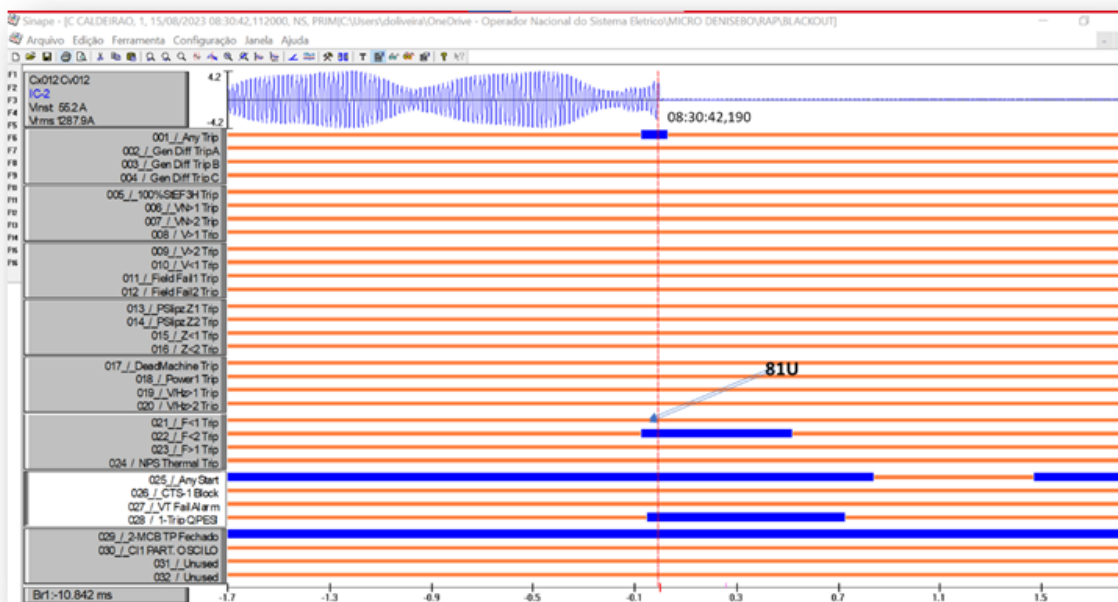
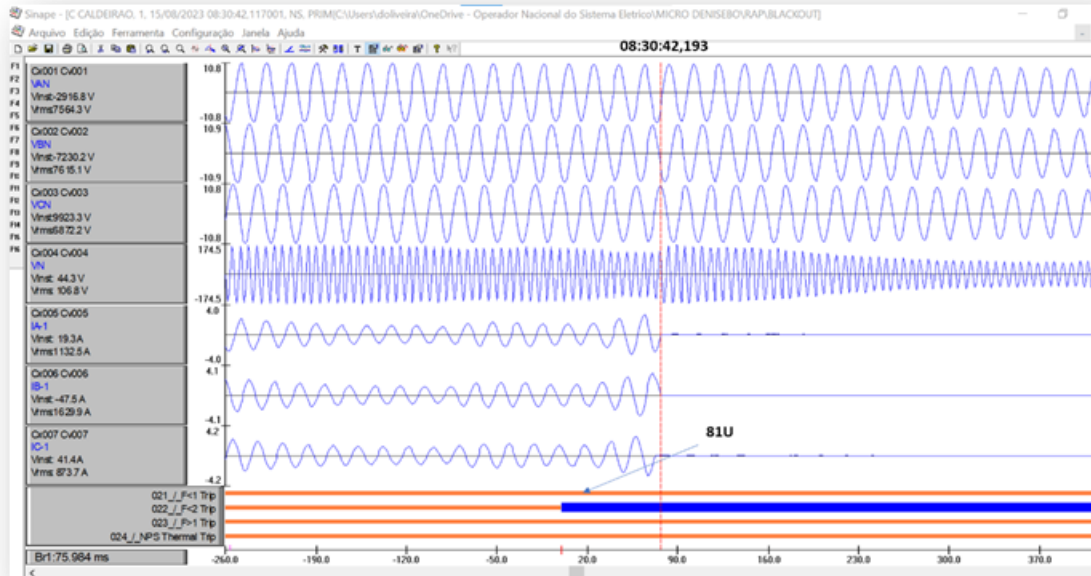
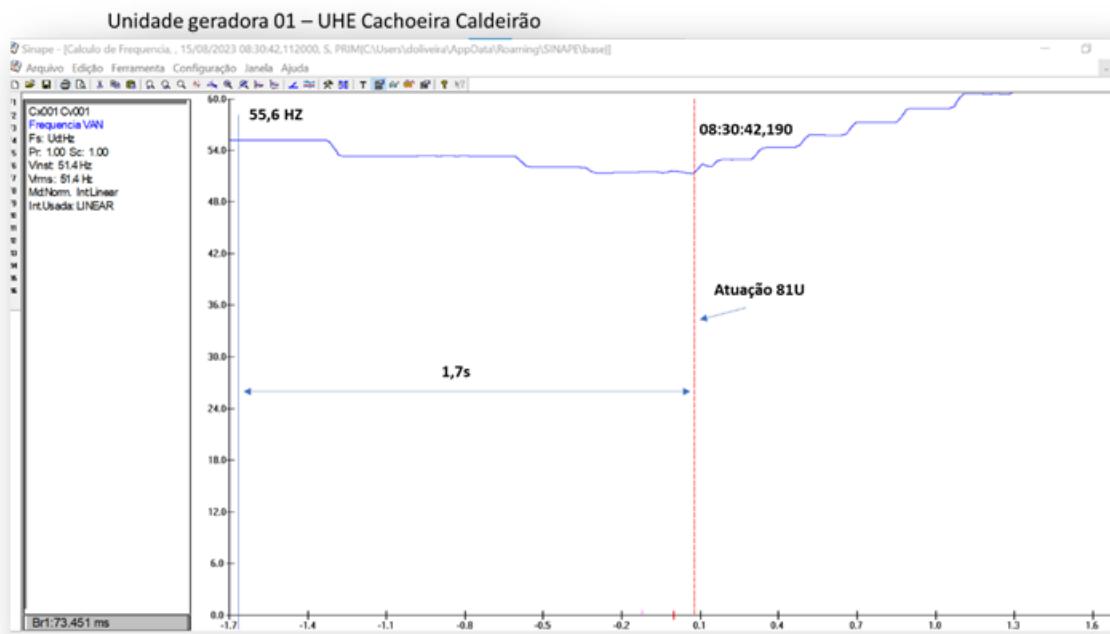


Figura 3-139: Desligamento da UG02 de UHE Cachoeira Caldeirão



Pelas oscilografias fornecidas, não foi possível avaliar a frequência medida 2 s antes do disparo da proteção de subfrequência, por conta do tempo monitorado no registro. É possível, porém, verificar que, cerca de 1,7 s antes do disparo, a frequência medida se encontrava cerca de 55,6 Hz, já muito próximo do ajuste implementado de 56 Hz, conforme mostrado na figura abaixo.

Figura 3-140: Frequência medida no desligamento da UG01 de UHE Cachoeira Caldeirão



Além dos desligamentos de Coaracy Nunes e C.Caldeirão, ainda neste mesmo momento, foi verificado o desligamento da UHE Ferreira Gomes.

As unidades geradoras da UHE Ferreira Gomes foram desligadas às 08h30:42,220 ($T_0+5,274s$), pela atuação da função de subfrequência ($F<1$). Os ajustes de subfrequência para esta usina são:

56 Hz em 2 s

58,5 Hz em 20 s

A UHE Ferreira Gomes operava com 63,75 MW antes da perturbação.

Os desligamentos das unidades geradoras da UHE Ferreira Gomes são mostrados nas figuras a seguir.

Figura 3-141: Desligamento da UG01 da UHE Ferreira Gomes

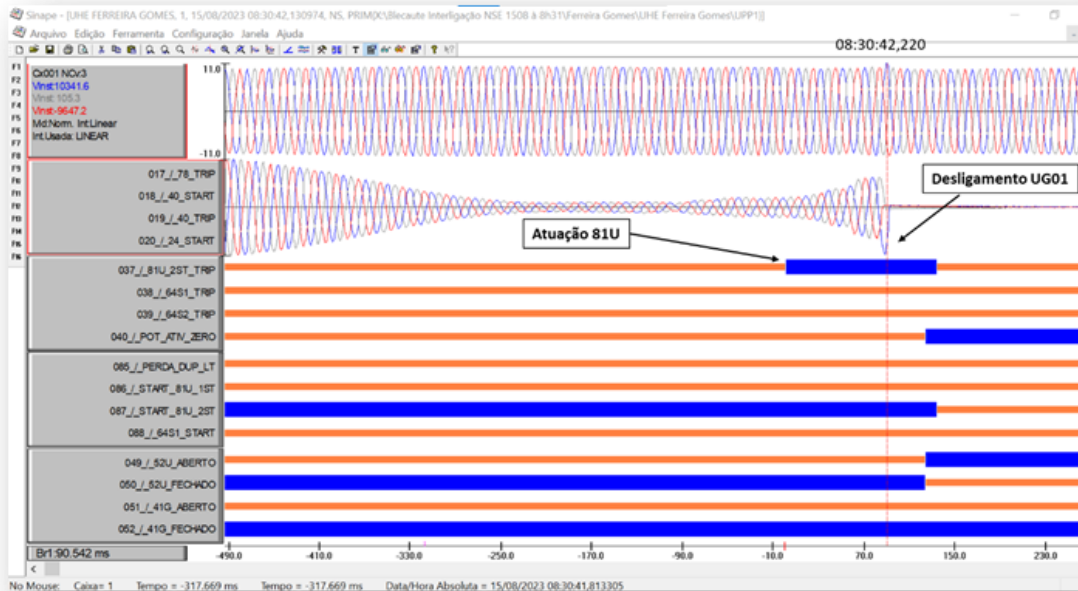


Figura 3-142: Atuação da proteção de subfrequência da UG01 da UHE Ferreira Gomes

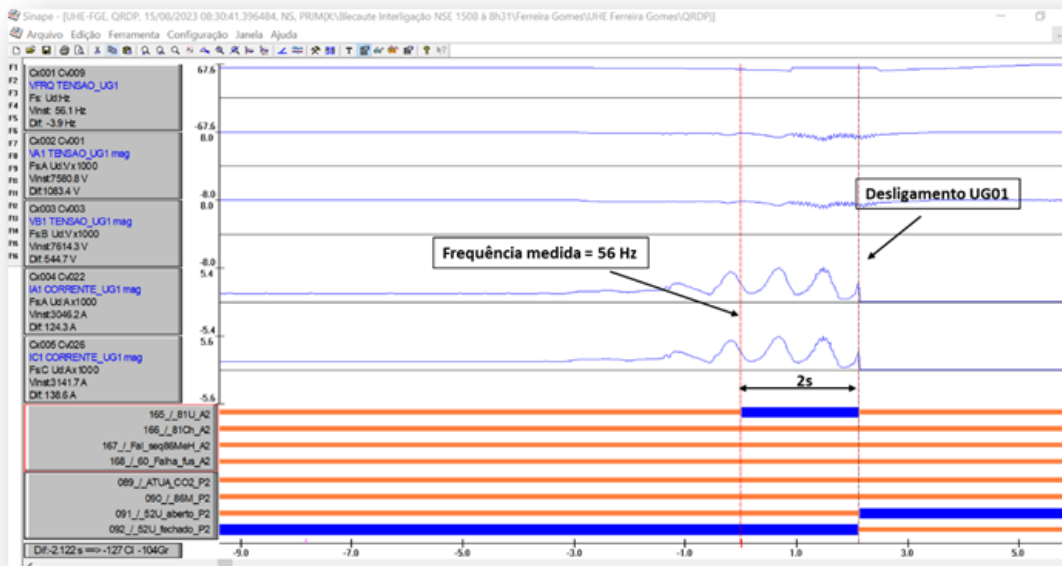


Figura 3-143: Desligamento da UG02 da UHE Ferreira Gomes

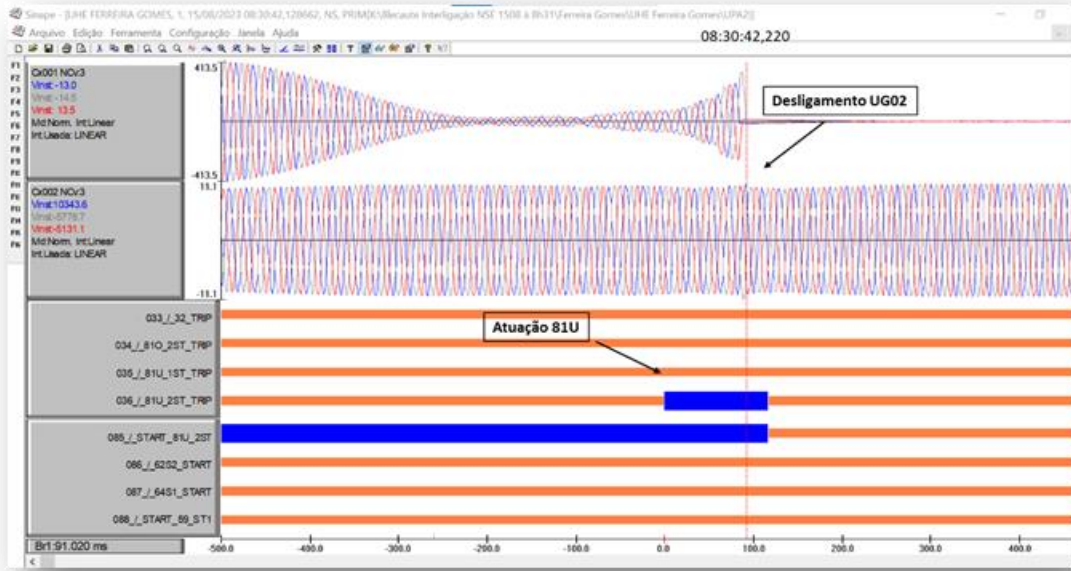


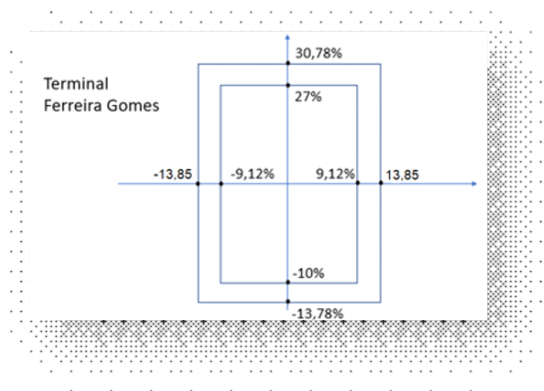
Figura 3-144: Atuação da proteção de subfrequência da UG02 da UHE Ferreira Gomes



Após este momento, apenas as unidades geradoras da UHE Santo Antônio do Jari permaneceram conectadas na Área Macapá, juntamente com as linhas de transmissão.

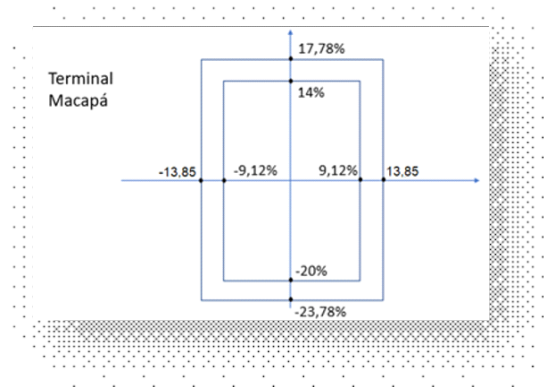
Na LT 230 kV Macapá – Ferreira Gomes, há instalada uma proteção de disparo por oscilação de potência (68OST), com o objetivo de promover a abertura da referida linha quando da ocorrência de oscilações instáveis, desconectando as UHE Ferreira Gomes e Cachoeira Caldeirão do SIN, permitindo assim que a área Macapá permaneça interligada ao SIN de forma estável. Esta função 68OST possui os ajustes mostrados nas figuras a seguir.

Figura 3-145: Ajustes da 68 OST da LT 230 kV Macapá – Ferreira Gomes, em F. Gomes



1. $R_{\text{INTERNO}} = \pm 9,12\%$
2. $R_{\text{EXTERNO}} = \pm 13,85\%$
3. $X_{\text{INTERNO}} = +27\%$ e $-10,0\%$
4. $X_{\text{EXTERNO}} = +30,78\%$ e $-13,78\%$
5. Ajuste Tempo mínimo de discriminação (OSTD) = 25 ms (1,5 ciclo)
6. Ajuste Tempo máximo de discriminação (OSBD) = 200 ms (12 ciclos)
1. O disparo deverá ocorrer na entrada da característica interna

Figura 3-146: Ajustes da 68 OST da LT 230 kV Macapá – Ferreira Gomes em Macapá



$R_{\text{INTERNO}} = +/- 9,12\%$

$R_{\text{EXTERNO}} = +/- 13,85\%$

$X_{\text{INTERNO}} = +14\% \text{ e } -20\%$

$X_{\text{EXTERNO}} = +17,78\% \text{ e } -23,78\%$

Ajuste Tempo mínimo de discriminação (OSTD) = 25 ms (1,5 ciclo)

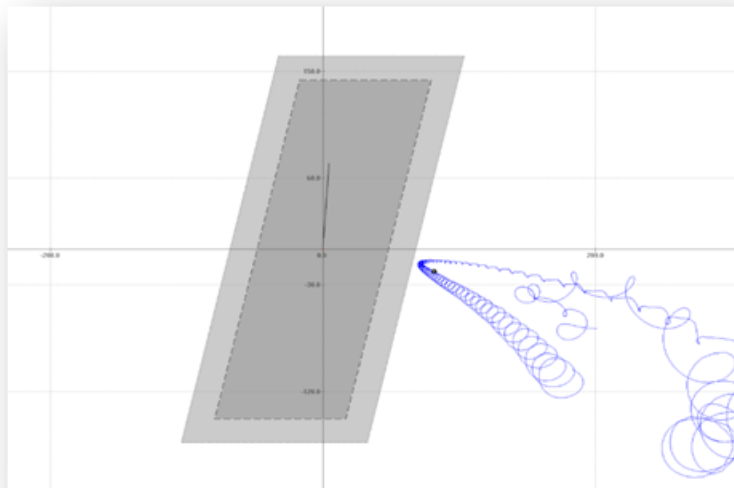
Ajuste Tempo máximo de discriminação (OSBD) = 200 ms (12 ciclos)

O disparo deverá ocorrer na entrada da característica interna

Nesta perturbação, observa-se pela trajetória da impedância vista pelos IEDs, que não foi sensibilizada a função 68OST, pois a impedância não atravessa os blinders ajustados.

Utilizando-se o programa de análise de oscilografia SINAPE, foi plotada a característica da função 68OST implementada no terminal de Ferreira Gomes, de forma simplificada, considerando os alcances dos blinders nos eixos de X e R simétricos nos sentidos para frente e reverso, considerando o quadrante da impedância medida e verificada a trajetória da impedância para esta perturbação, conforme pode ser visto na figura abaixo.

Figura 3-147: Característica da 68OST da LT Ferreira Gomes – Macapá, vista em F.Gomes



Este comportamento da função 68OST da LT 230 kV Ferreira Gomes – Macapá foi correto, considerando que, na condição de oscilação observada, não havia perda de sincronismo entre as UHE Ferreira Gomes e UHE Cachoeira Caldeirão com o resto do sistema.

Também estão habilitadas funções de bloqueio por oscilação de potência nas linhas de 230 kV envolvidas na referida área de influência da PPS para evitar atuações de funções de distância durante oscilações estáveis ou de forma descoordenada com a atuação da PPS. Deste modo, esta função de 68OSB nas LT 230 kV Laranjal-Jurupari C1, C2 e C3, foram implementadas para bloquear o trip das funções de distância para as oscilações, com ajuste do temporizador calculado para a velocidade de 1500 Ω/s .

No entanto, para as condições observadas durante as oscilações na área Macapá, a função de bloqueio por oscilação de potência (68OSB) das LT 230 kV Jurupari – Laranjal C1, C2 e C3 não foi atuada e ocorreu o disparo por proteção de distância de Zona 1 no terminal de Jurupari, em ambas as cadeias de proteção dos circuitos 1 e 2, e da proteção de distância associada à teleproteção no circuito 3.

Ressalta-se que no momento da atuação das referidas proteções de distância, a frequência se encontrava em torno de 50Hz, o que pode ter comprometido as medidas dos IEDs, interferindo na atuação de suas funções de proteção.

Os esquemas de religamento automático das LT 230 kV Jurupari – Laranjal C1 e C2, foram ambos bloqueados em consequência da lógica implementada para perda de circuito duplo, quando do desligamento tripolar dos circuitos em paralelo. Portanto, ambas as LT não efetivaram religamento no terminal líder.

No circuito 3 da LT 230 kV Jurupari – Laranjal, pela oscilografia mostrada na figura abaixo, observa-se que houve atuação da proteção de distância associada à teleproteção (POTT) no terminal de Jurupari com envio de sinal para a SE Laranjal.

Figura 3-148: Oscilografia da LT Jurupari – Laranjal C3, vista em Jurupari

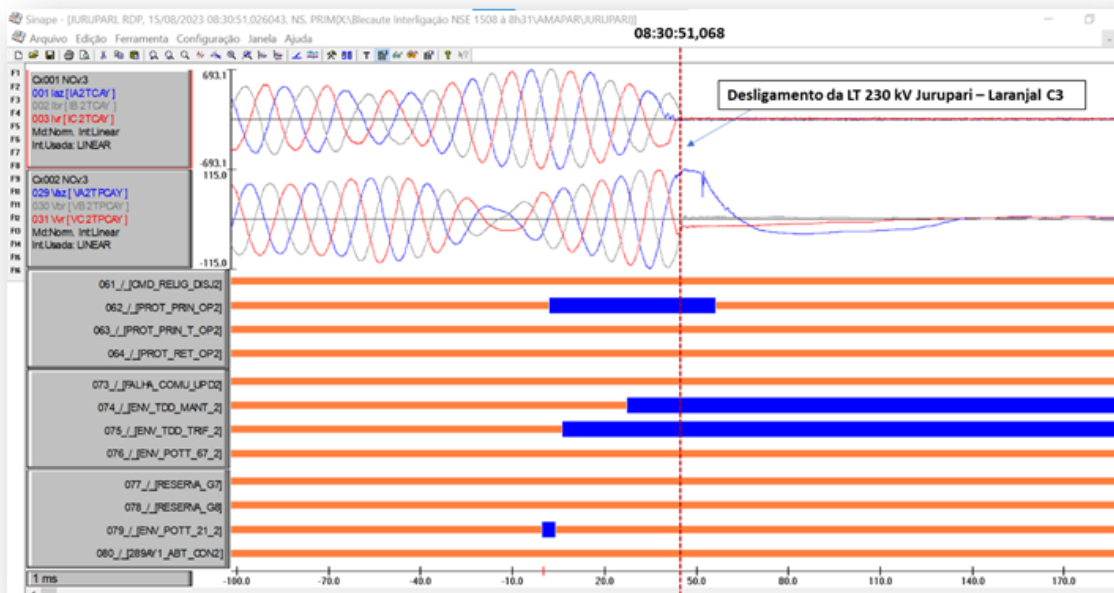
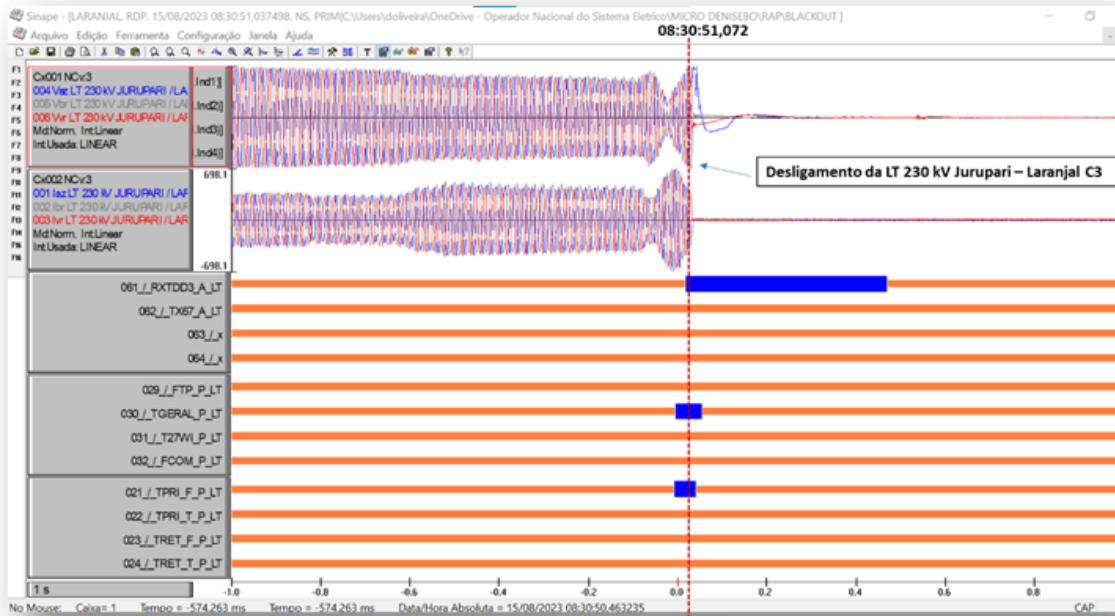
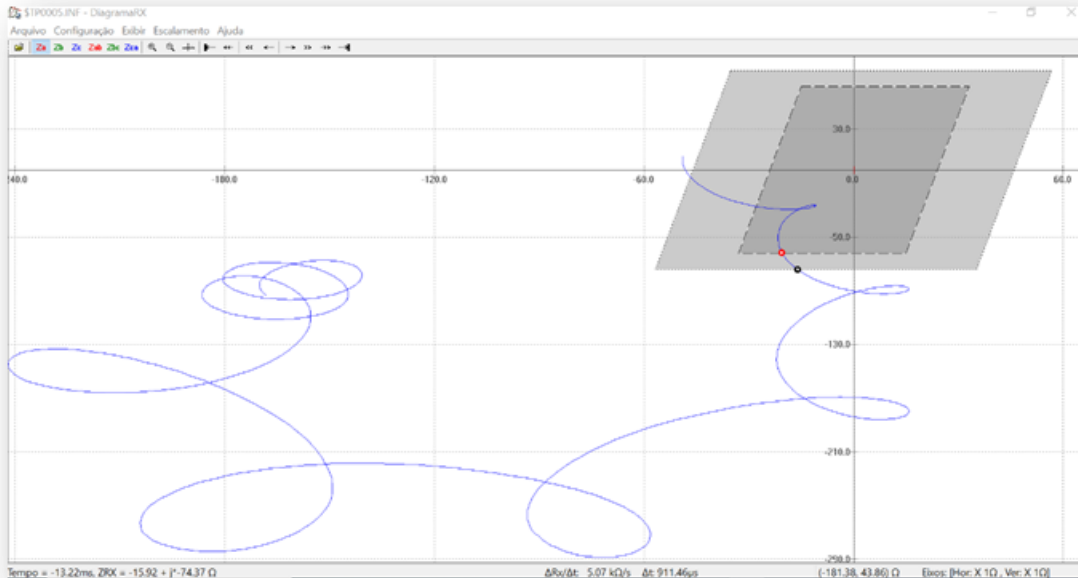


Figura 3-149: Oscilografia LT 230 kV Jurupari – Laranjal C3, terminal da SE Laranjal



Pela característica da função 68OSB plotada, observa-se que, pela velocidade de $5.000 \Omega/s$ com que a impedância atravessou os *blindados* (maior que o ajuste de $1.000 \Omega/s$), não foi ativado o bloqueio das unidades de distância. Este comportamento pode ser visto na figura a seguir.

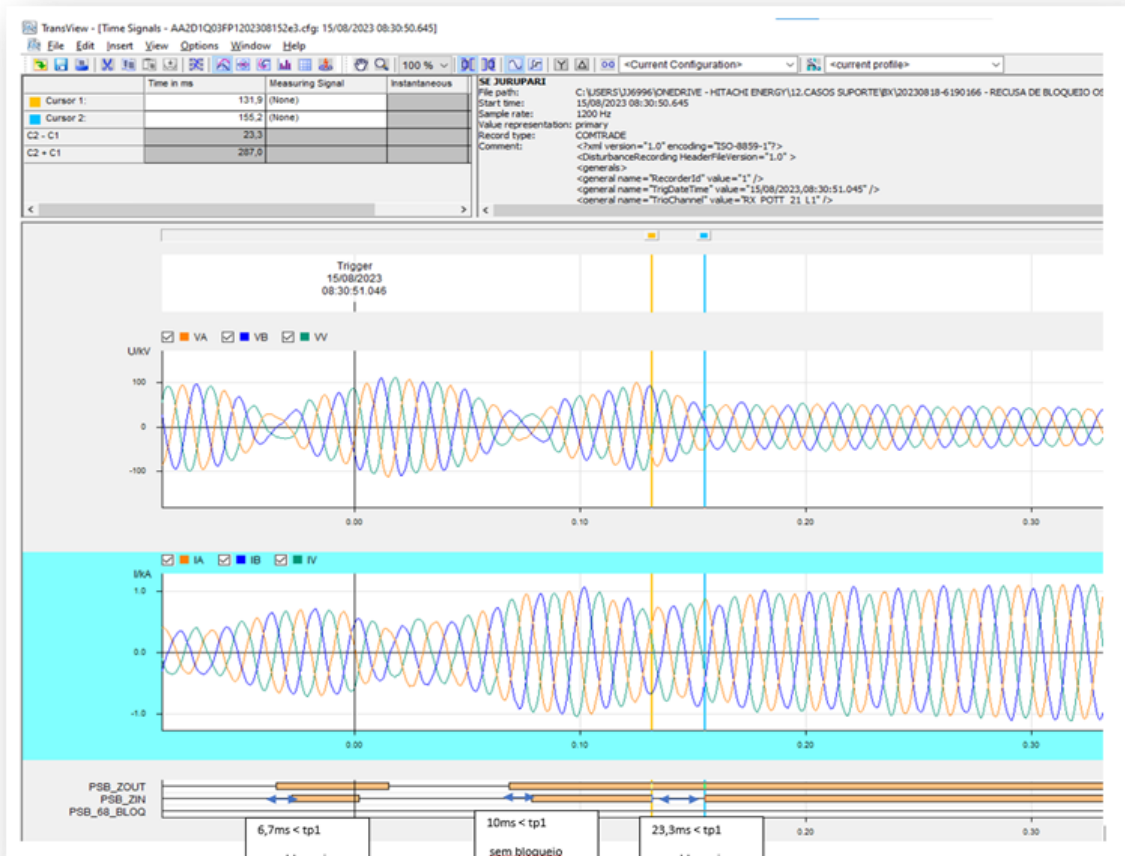
Figura 3-150: Característica da 68OSB da LT Jurupari – Laranjal, vista em Jurupari



Deste modo, o desligamento da LT 230 kV Jurupari – Laranjal C3 se deu às 08h30min51,068s

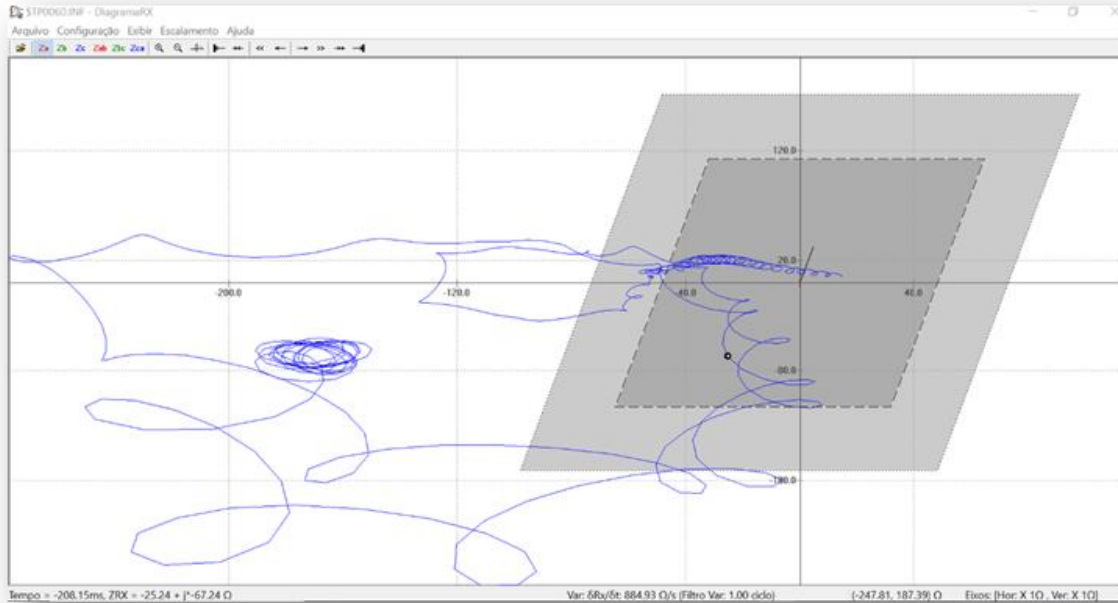
Nos circuitos 1 e 2 da LT 230 kV Jurupari – Laranjal, no terminal da SE Jurupari, no terceiro *swing* da oscilação, a impedância vista por este terminal levou 23,3 ms para entrar na característica, ou seja, esse tempo ficou abaixo do ajuste configurado de 30 ms e por isso não foi ativado o bloqueio. Como não houve bloqueio, a impedância vista entrou no alcance de Zona 1 deste terminal e efetivou o disparo, enviando TDD para o terminal remoto. Este comportamento pode ser visto na figura a seguir.

Figura 3-151: Oscilografia LT 230 kV Jurupari – Laranjal, terminal da SE Jurupari



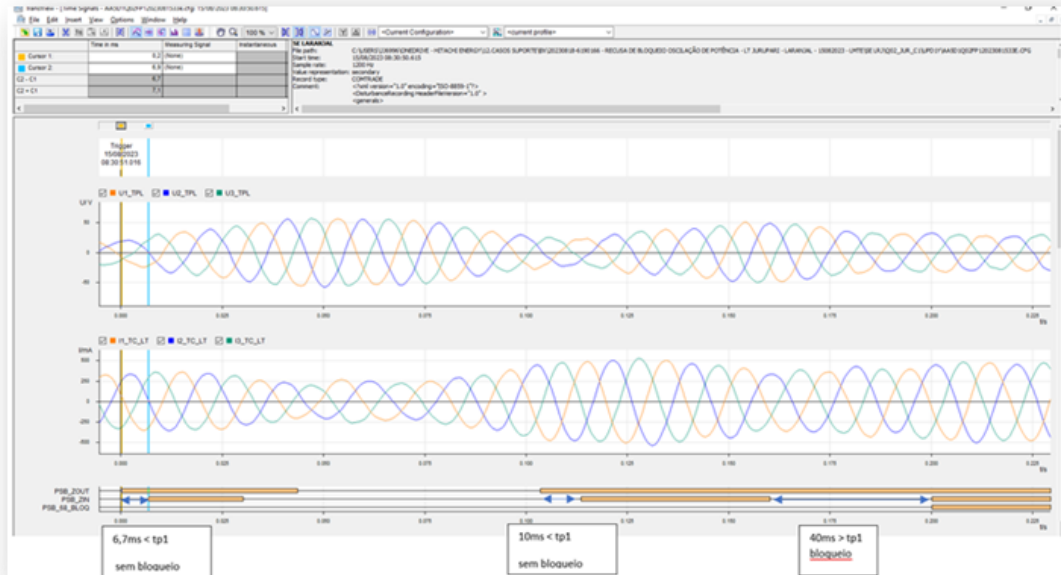
Plotando a característica da função 68OSB no diagrama R-X, observa-se na figura abaixo os *swings* da oscilação penetrando na característica da função em Jurupari

Figura 3-152: Característica 68OSB da LT 230 kV Jurupari – Laranjal, terminal da SE Jurupari



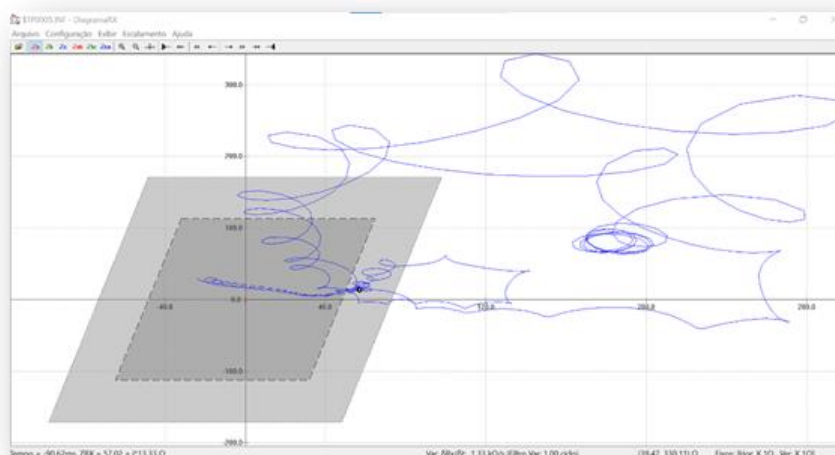
No terminal da SE Laranjal, o terceiro *swing* da oscilação ativou o bloqueio, pois, após o segundo *swing*, a impedância não chegou a sair pelo lado externo da característica, ficando a impedância cerca de 40 ms entre os *blind*ers interno e externo, até uma nova entrada no *blinder* interno, e com isso o bloqueio foi ativado, uma vez que 40 ms é maior que o tempo ajustado (30 ms). Este comportamento pode ser visto na figura a seguir.

Figura 3-153: Oscilografia LT 230 kV Jurupari – Laranjal C1 , terminal da SE Laranjal



Plotando a característica da função 68OSB no diagrama R-X, observa-se na figura abaixo os *swings* da oscilação penetrando na característica da função em Laranjal.

Figura 3-154: Característica da função 68OSB da LT 230 kV Jurupari – Laranjal C1, terminal de Laranjal



No terminal de Laranjal houve a detecção de oscilação de potência, porém houve abertura deste terminal por recepção de TDD.

A abertura da LT 230 kV Jurupari – Laranjal C1, em Jurupari, se deu às 08h30min51,525s ($T_0+14,579s$) e, no terminal de Laranjal, às 08h30min51,542ms ($T_0+14,596s$). A abertura da LT 230 kV Jurupari – Laranjal C2 ocorreu às 08h30min51,531s ($T_0+14,585s$), no terminal de Jurupari, e às 08h30min51,551s ($T_0+14,620s$), no terminal de Laranjal.

Após a abertura dos circuitos da LT 230 kV Jurupari – Laranjal, a área Macapá se desconectou do SIN, restando a UHE Santo Antonio do Jari e UHE Coaracy Nunes em operação na referida área.

Inicialmente, na UHE Santo Antonio do Jari ocorreu a atuação da proteção de subfrequência – 2º estágio ($F<2$), às 08h30min40,275s ($T_0+3,329s$), com uma frequência medida de 55,7 Hz, entretanto, um erro na lógica de implementação impossibilitou o desligamento das unidades neste momento. Deste modo, as unidades UG01 e UG02 foram desconectadas do SIN pelo esquema de corte de geração ECG por atuação da função de sobrefrequência em 1º estágio ($F>1$). A UG02 desconectou-se às 08h30min57,422s ($T_0+20,476s$) e a UG01 às 08h31min12,915s ($T_0+35,969s$), com a frequência medida de 61,4Hz.

Figura 3-155: Abertura da linha de conexão da SE com a UG01 da UHE Santo Antônio do Jari

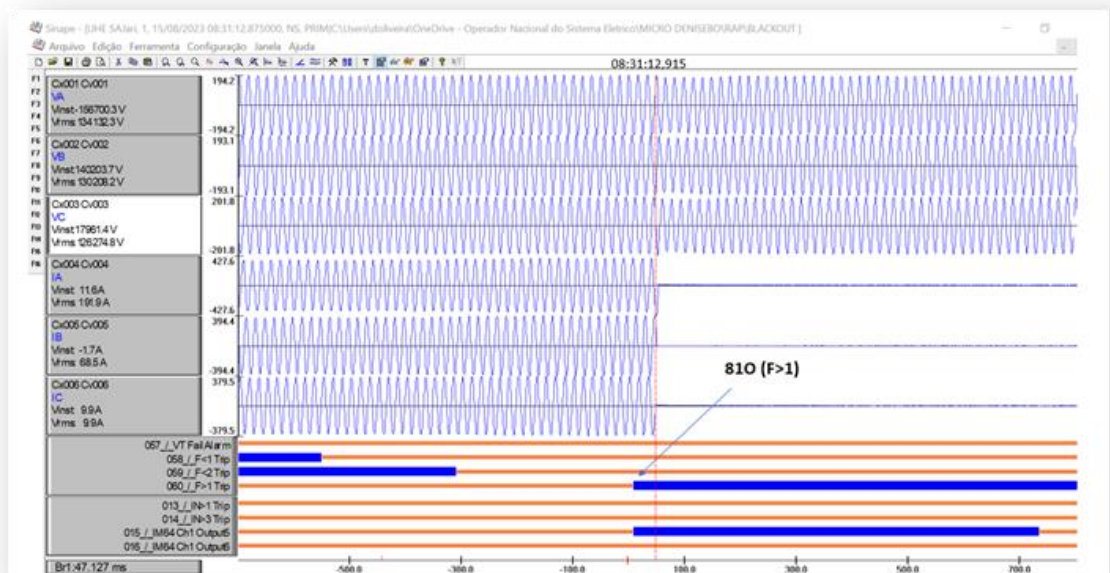


Figura 3-156: Abertura da linha de conexão da SE com a UG01 da UHE Santo Antônio do Jari



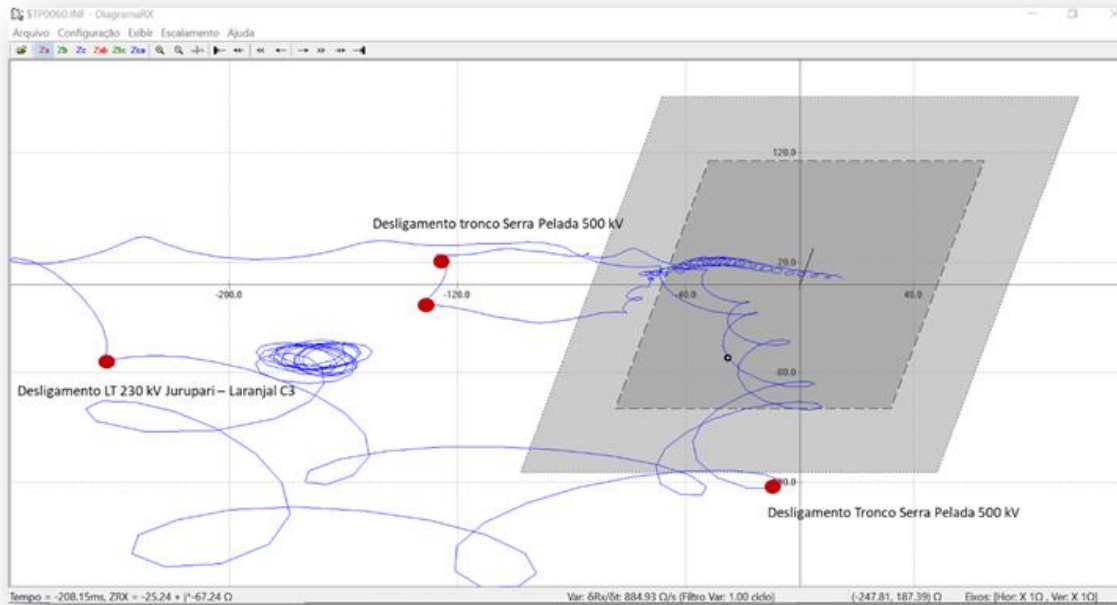
As LT 230 kV Macapá – Laranjal C1 e C2 foram desligadas por comando manual às 08hs52min ($T_0+21\text{min}34,054\text{s}$) para a recomposição.

Efetuada uma análise mais detalhada das características da função 68OSB implementadas na LT 230 kV Jurupari – Laranjal no diagrama R-X mostrados na figura a seguir, pode ser verificado que, num primeiro momento, a oscilação apresentava seu centro elétrico fora da área Amapá, sem alcançar as características das proteções de distância.

Quando ocorreu o desligamento das linhas de 500 kV da SE Serra Pelada e da LT 230 kV Jurupari - Laranjal C3, a UHE Santo Antonio do Jari perdeu o sincronismo com o Subsistema Norte, fazendo com que o centro elétrico da oscilação fosse deslocado para a referida linha. Porém, em função das oscilações anteriores que ocorriam no Subsistema Norte, as trajetórias da impedância já atravessavam os *blindados* da função 68OSB com velocidade superior aos ajustes implementados, liberando as funções de distância a atuarem. Deste modo, quando o centro elétrico tende a se formar na LT 230 kV Jurupari – Laranjal, com a perda de sincronismo da UHE Santo Antonio do Jari, ocorreu a atuação da função de

distância em Zona 1 no terminal de Jurupari, desligando a referida linha, conforme mostrado na figura abaixo.

Figura 3-157: Característica 60OSB da LT 230 kV Jurupari – Laranjal C1, instalada em Jurupari



Esta função de bloqueio por oscilação 68OSB foi ajustada para coordenar com a função de disparo por oscilação 68OST implementada na LT 230 kV Macapá-Ferreira Gomes. Estas funções foram definidas a partir de contingências no CE da SE Macapá, perdas simples e aberturas não tripolares nas linhas de 230 kV da área, onde o centro elétrico foi verificado próximo à barra de Macapá 230 kV, e a ação é de abertura apenas da LT de conexão com as UHE Ferreira Gomes e Cachoeira Caldeirão, garantindo a estabilidade de frequência pós-contingência, evitando-se o blecaute do sistema Macapá.

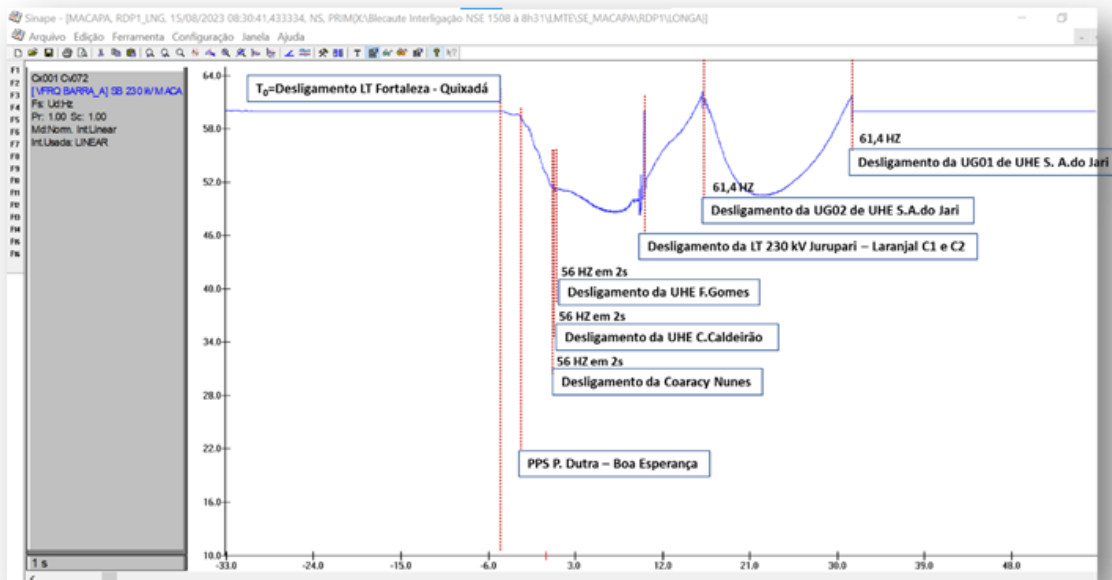
Na perturbação de 15/08/23, objeto deste RAP, o centro elétrico das oscilações observadas na Área Amapá só se localizou na LT 230 kV Jurupari – Laranjal numa condição em que já haviam sido desligadas as UHE Ferreira Gomes e UHE Cachoeira Caldeirão, restando apenas a UHE Santo Antonio do Jari oscilando sem sincronismo com o Subsistema Norte, logo uma contingência não avaliada quando da implementação das funções 68OST e 68OSB da área.

Diante disto, observa-se a necessidade de avaliar a implementação de função de disparo por oscilação de potência (68OST) também na LT 230 kV Laranjal – UHE Santo Antonio do Jari, de forma a isolar a referida usina em perturbações semelhantes onde pode ser verificada perda de sincronismo desta usina, e garantir a estabilidade de frequência da área.

Na área do Amapá foi verificada ainda a abertura dos disjuntores da LT 69 kV Laranjal – Laranjal (CEA), LT 69 kV Macapá –Santana, LT 69 kV Macapá – Santa Rita e LT 69 kV Macapá - Macapá II que foram desligados automaticamente por subtensão de manobra às 08h31min23s ($T_0+46,054s$).

Toda a cronologia dos principais eventos ocorridos na Área Amapá pode ser observada a partir da oscilografia da tensão da barra de 230 kV da SE Macapá e sua relação com o comportamento da frequência medida na referida barra, conforme mostrado na figura abaixo.

Figura 3-158: Abertura da linha de conexão da SE com a UG01 da UHE Santo Antônio do Jari



3.3 Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

3.3.1 Área Acre-Rondônia

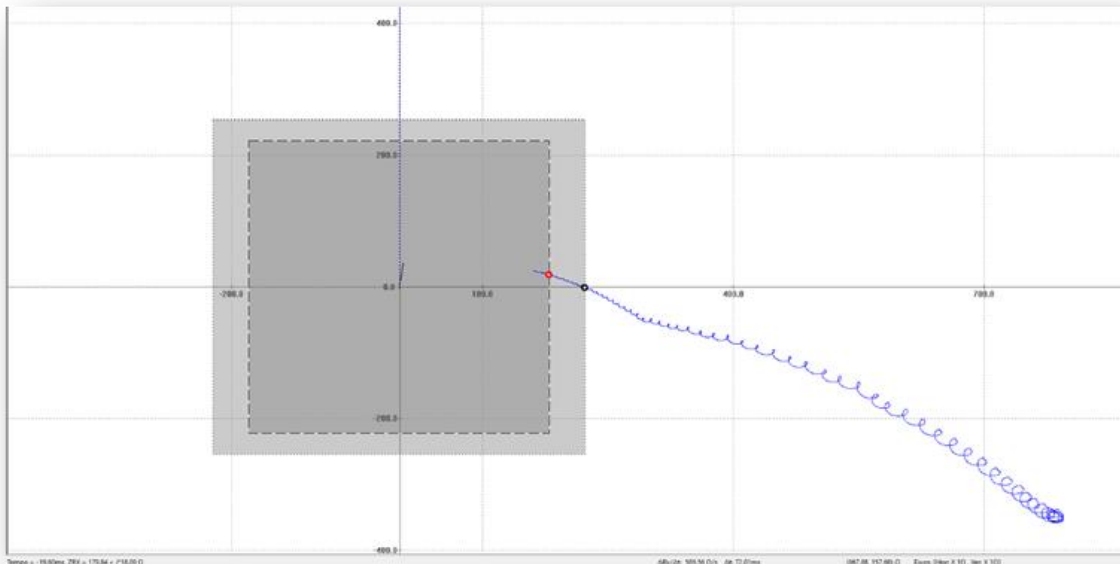
Antes da perturbação, o sistema Acre-Rondônia era exportador (FACRO = 290 MW às 08h30min35s).

O sistema Acre-Rondônia permaneceu conectado com SIN desde o início da perturbação, experimentando subfrequência de aproximadamente 58,1 Hz às 08h30min39.683s ($T_0+2,734$ s), logo após a separação do subsistema Norte do restante do SIN pela abertura do tronco de 500 kV Gurupi – Miracema C1, C2 e C3 ocorrida às 08h30min39.585s ($T_0+2,636$ s).

A subfrequência experimentada provocou a atuação de 2 estágios do ERAC da região, fato que é melhor explorado mais adiante em item específico deste relatório.

Em aproximadamente 500 ms, houve a recuperação da frequência para valores acima do 1º estágio do ERAC, provavelmente pelos cortes de carga efetuados pelo citado esquema, aliados à oscilação presente em todo SIN, após a separação do Subsistema Norte. Esta oscilação do sistema Acre-Rondônia contra o restante do SIN foi responsável por sensibilizar a PPS instalada no terminal de Ji-Paraná da LT 230 kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno C3, promovendo o desligamento do referido terminal, envio de transferência de disparo para o terminal de Pimenta Bueno e envio de disparo para os circuitos 1 e 2 deste tronco de interligação. A característica da PPS pode ser vista a seguir no diagrama R-X da LT 230 kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno C3, no terminal de Ji-Paraná.

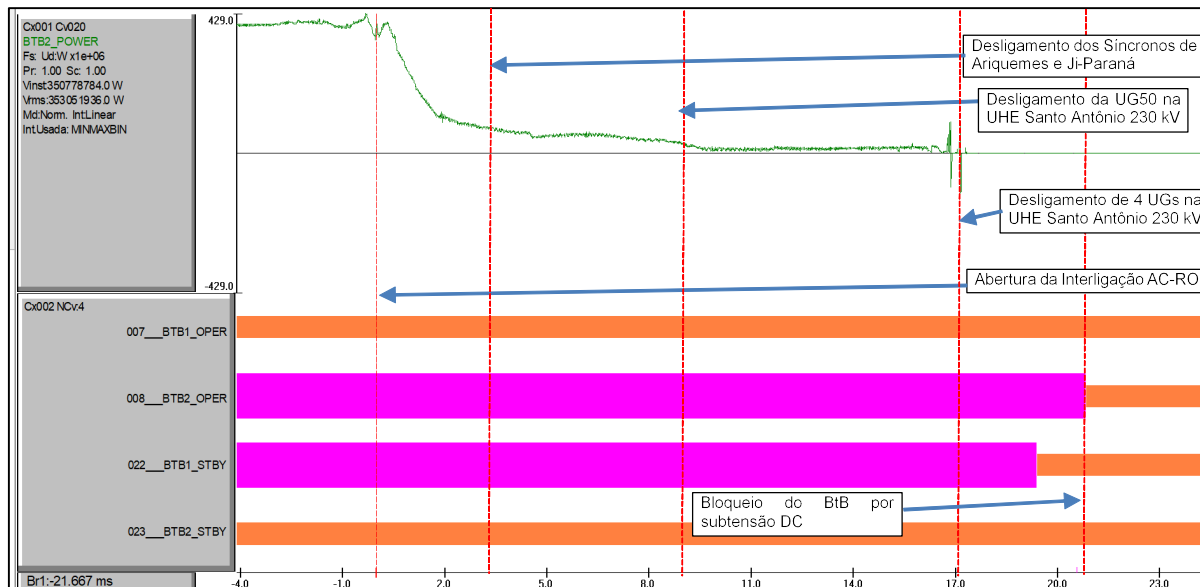
Figura 3-159: Diagrama R-X da LT 230 kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno C3, visto pelo terminal de Ji-Paraná



A abertura dos 3 circuitos do tronco entre Ji-Paraná e Pimenta Bueno ocorreu às 08h30min40.455s ($T_0+3,509$ s). Após a separação do sistema Acre-Rondônia, a ilha formada experimentou sobrefrequência e sobretensão.

Conforme apresentado na figura a seguir, o *Back-to-Back* iniciou uma rampa de redução de potência ativa, provocada pela atuação de seu controle de frequência do sistema de 230 kV da SE Coletora Porto Velho (STAB230), na tentativa de melhorar a frequência da ilha formada.

Figura 3-160: Oscilografia do Controle Mestre na SE Coletora Porto Velho, com a potência ativa do *Back-to-Back*

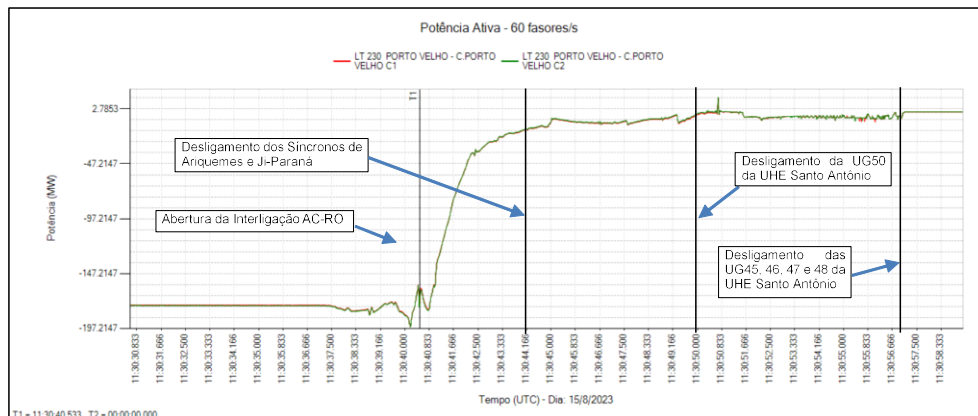


Às 08h30min42.439s, quando a potência suprida pelo *Back-to-Back* estava em torno de 111,2 MW, ocorreu algum evento não identificado na região, que mudou a inclinação da rampa de declínio da potência ativa, tornando-a mais suave, até ocorrer o desligamento automático do compensador síncrono da SE Ariquemes às 08h30min44.889s ($T_0+7,943s$), pela atuação da função de proteção 81O-3 (sobrefrequência). O valor de sobrefrequência observado no momento do disparo foi de 66,02 Hz.

Logo em seguida, ocorreu o desligamento automático do compensador síncrono da SE Ji Paraná, às 08h30min44.891s ($T_0+7,945s$), também pela atuação da função de proteção 81O-3 (sobrefrequência). O valor de sobrefrequência observado no momento do disparo foi de 66,01 Hz. Os dois compensadores síncronos estão ajustados em 66 Hz e tempo instantâneo para o estágio 81O-3 de sobrefrequência.

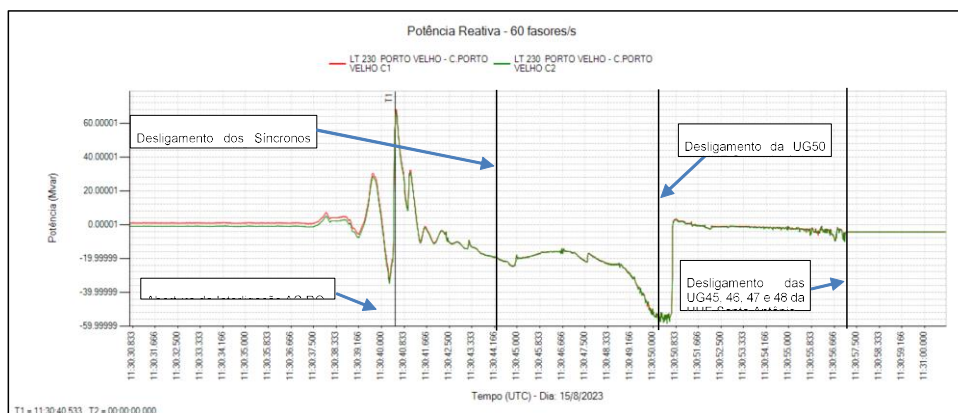
No momento dos desligamentos dos compensadores síncronos citados, o *Back-to-Back* fornecia 63,5 MW para o sistema Acre-Rondônia, mas boa parte dessa potência era consumida pelas cargas conectadas no barramento de 230 kV da SE Coletora Porto Velho.

Figura 3-161: Valores de Potência Ativa da LT 230 kV Porto Velho - SE Coletora Porto Velho C1 e C2, medidos no terminal de Porto Velho (registros de PMU)



Pouco antes dos desligamentos dos síncronos, a potência ativa efetivamente enviada para a SE Porto Velho era aproximadamente 12,81 MW no C1 e 12,38 MW no C2, conforme mostrado no gráfico a seguir dos registros de PMU, com os valores obtidos pelas PMU de alta tensão da LT 230 kV Porto Velho – Coletora Porto Velho C1 e C2, instaladas no terminal de Porto Velho. Pelas mesmas PMU, obtém-se os valores de potência reativa, mostrados na Figura abaixo, que neste mesmo momento forneciam 21,90 Mvar no C1 e 21,88 Mvar no C2 para sistema AC-RO. Os horários dos dois gráficos estão referenciados em UTC (horário de Brasília mais 3 horas).

Figura 3-162: Valores de Potência Reativa da LT 230 kV Porto Velho - SE Coletora Porto Velho C1 e C2, medidos no terminal de Porto Velho (registros de PMU)



Às 08h30min45.0s ($T_0+8,054$ s) houve o desligamento automático da LT 230 kV Feijó – Rio Branco I C1 pela atuação de proteção de sobretensão temporizada (59T) no terminal de Feijó e possível envio de transferência de disparo para Rio Branco I.

A tensão no momento do disparo estava em 1,26 pu na maior fase. Esse desligamento desconectou o interior do estado do Acre do restante do sistema Acre-Rondônia.

De acordo com as informações do agente SAESA, houve a partida das proteções de sobrefrequência das 5 unidades geradoras da UHE Santo Antônio a partir das 08h40min47s, mas elas não chegaram a atuar, devido ao disparo de outras proteções que atuaram antes e que serão descritas na sequência. Os ajustes das proteções de sobrefrequência das máquinas são 66 Hz com temporização de 15s.

Às 08h30min50.329s ($T_0+13,383$ s) ocorreu o desligamento automático da UG50 do setor de 230 kV da UHE Santo Antônio pela atuação de função de proteção 40 (perda de excitação). O agente SAESA informou que a UG50, única UG em operação com regulador de tensão da GE no setor de 230 kV da UHE Santo Antônio no momento do evento (a UG49 está sob intervenção - SGI), absorveu toda a potência reativa do sistema dada a elevação anormal da tensão de linha acima dos valores limites (a tensão chegou a 273 kV, limite operacional é 230 kV x 1,1 pu = 253 kV). De acordo com as informações do agente, por característica do regulador de tensão da GE, a tensão da saída do limitador de subexcitação é limitada na tensão máxima de setpoint (1,0565 pu = 14,6 kV), justificando assim a absorção de toda a potência reativa pela UG50 naquele momento.

A oscilografia da UG50 mostrando o disparo da função 40 e a tensão da maior fase no setor de 230 kV do transformador elevador TE22 (1,24 pu acima do valor nominal) e as tensões na saída da máquina (acima de 1,0565 pu) são mostrados na figura a seguir. Na segunda figura também são mostradas as potências ativa e reativa por fase da UG50, calculadas a partir das correntes e tensões da oscilografia mostrada na figura anterior. Pode-se notar que a potência reativa absorvida pela UG50 dobra repentinamente de valor até o momento da sua abertura.

Figura 3-163: Oscilografia de correntes e tensões da UG50 e tensão da fase A do TE22 da UHE Santo Antônio

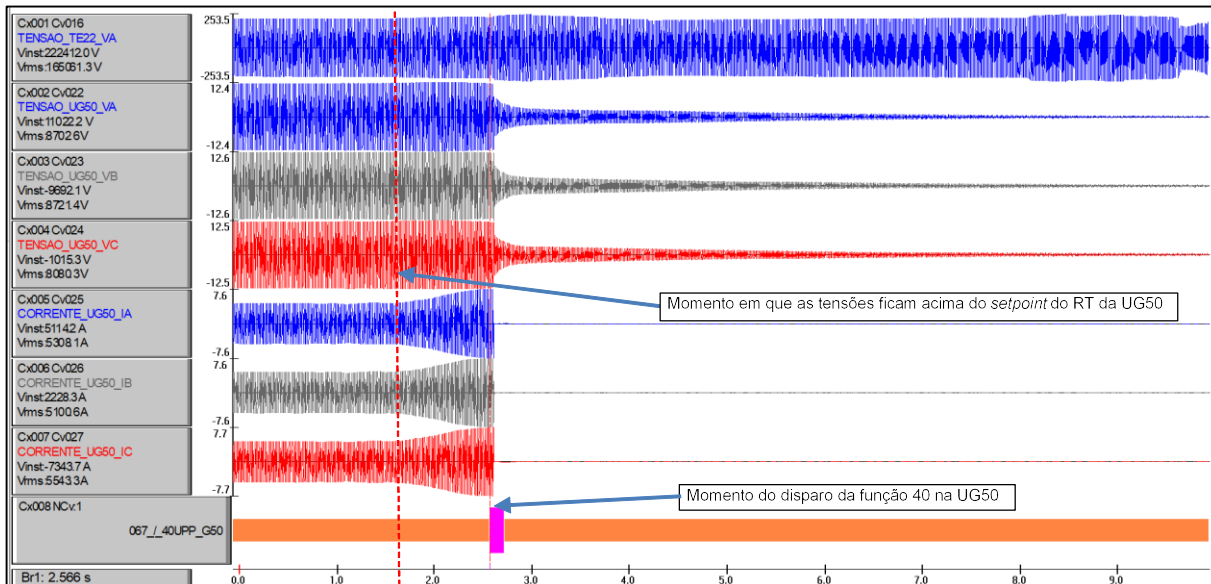
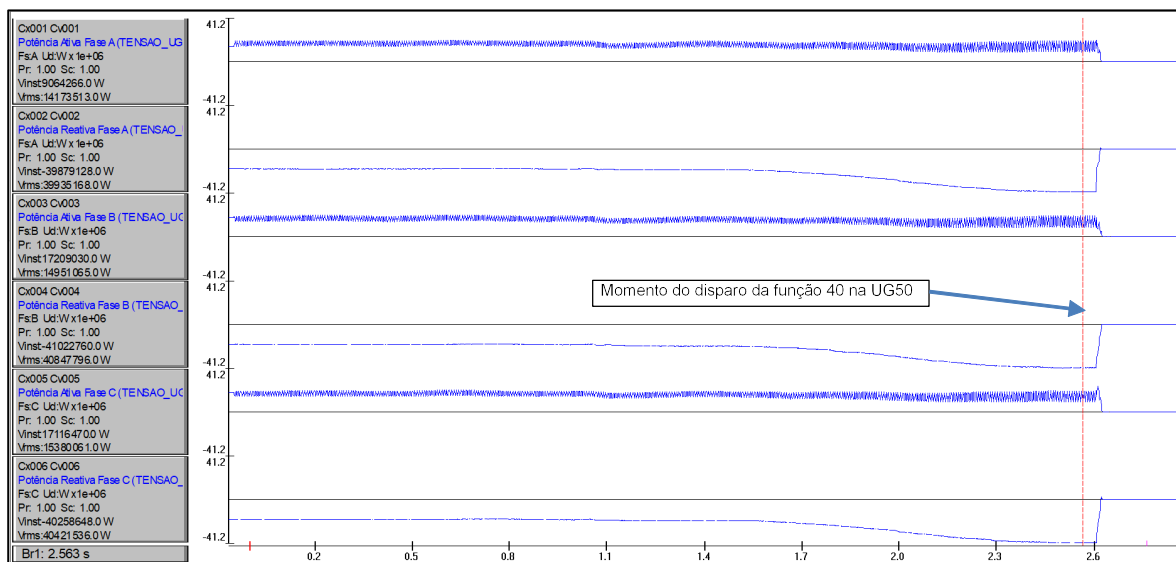


Figura 3-164: Potências ativa e reativa calculadas da UG50 da UHE Santo Antônio



Logo após a saída da UG50, ocorrem os desligamentos do Compensador Estático de Rio Branco I pela atuação de sobretensão temporizada (59T) às 08h30min50.392s ($T_0+13,446s$) (horário SOE/ONS). As oscilografias enviadas pelo agente mostram que as tensões chegaram a valores acima de 1,3 pu nas três fases no momento do disparo da proteção. Às 08h30min50.497s ($T_0 + 13,551s$) foi desligada a LT 230 kV Ariquemes – Jaru C1, no terminal de Ariquemes, por sobretensão temporizada (ajustes = 1,2 pu e temporização de 5 s nos dois terminais).

Às 08h30min51.139s ($T_0+14,193s$) ocorreu o desligamento automático da LT 230 kV Abunã - Rio Branco I C1, no terminal de Abunã, por atuação da proteção de sobretensão 59T e, logo em seguida, também pela função 59T no terminal de Rio Branco I (ajustes = 1,2 pu e temporização de 1,75 s nos dois terminais). Foram verificadas, nas oscilografias, tensões acima de 1,3 pu em ambos os terminais, pouco antes do desligamento.

Às 08h30min51.389s ($T_0+14,443s$) ocorreu o desligamento automático da LT 230 kV Ariquemes – Ji-Paraná C4, no terminal de Ariquemes, por atuação das proteções principal e alternada de sobretensão 59T e, depois de 8 ms, ocorreu a abertura do terminal de Ji-Paraná por recepção de transferência de disparo pelas proteções principal e alternada. Foi verificada, nas oscilografias, tensão de 1,32 pu na fase B de Ariquemes no momento do disparo.

Às 08h30min51.844s ($T_0+14,898s$) ocorreu o desligamento automático da LT 230 kV Samuel – Ariquemes C4, no terminal de Ariquemes, por atuação da proteção de sobretensão 59T e, depois de 10 ms, ocorreu a abertura do terminal de Samuel por recepção de transferência de disparo.

No momento em que o *Back-to-Back* fornecia para o sistema AC-RO aproximadamente 16 MW de potência ativa, ocorreu o desligamento das unidades geradoras 2 e 4 da UHE Samuel (eram registrados na PMUs da LT 230 kV Porto Velho – Coletora Porto Velho C1 e C2 apenas 5,42 MW no C1 e 5,91 MW no C2 de potência ativa e 2,61 Mvar no C1 e 2,89 Mvar no C2 de potência reativa).

As UG04 e UG02 da UHE Samuel desligaram automaticamente pelas atuações das proteções de potência ativa reversa (função 32) às 08h30min55.787s ($T_0 + 18,841s$) e 08h30min55.812s ($T_0 + 18,866s$), respectivamente (os ajustes de proteção da função de potência reversa são 1,8% da Potência Nominal, ou seja, - 0,918 MW com temporização de 5 s). Estes ajustes foram definidos pelo agente Eletronorte em conjunto com o fabricante e, segundo o agente, não podem ser flexibilizados, devido ao risco de danos nos mancais de escora por superaquecimento, nos mancais guias da turbina por vibrações excessivas, além de esforços excessivos nas palhetas diretrizes, podendo levar à ruptura das travas

de segurança do mecanismo do regulador de velocidade, deixando as palhetas diretrizes à deriva e sem controle adequado de vazão pelo distribuidor.

Às 08h30min56.192s ($T_0+19,246s$) houve o desligamento automático da LT 230 kV Abunã - Rio Branco I C2, por atuação de proteção de sobretensão temporizada em Rio Branco I e recepção de transferência de disparo em Abunã (ajustes = 1,2 pu e temporização de 2,6 s nos dois terminais). O desligamento desta LT provocou falta de tensão nas cargas restantes do estado do Acre, uma vez que o C1 já estava desligado.

Às 08h30min56.763s ($T_0+19,823s$) houve o desligamento automático da LT 230 kV Porto Velho – Abunã C2 por atuação das proteções principal e alternada de sobretensão temporizada (59T) em Abunã (ajustes = 1,2 pu e temporização de 2,2 s nos dois terminais). Não há informações se houve desligamento no terminal de Porto Velho.

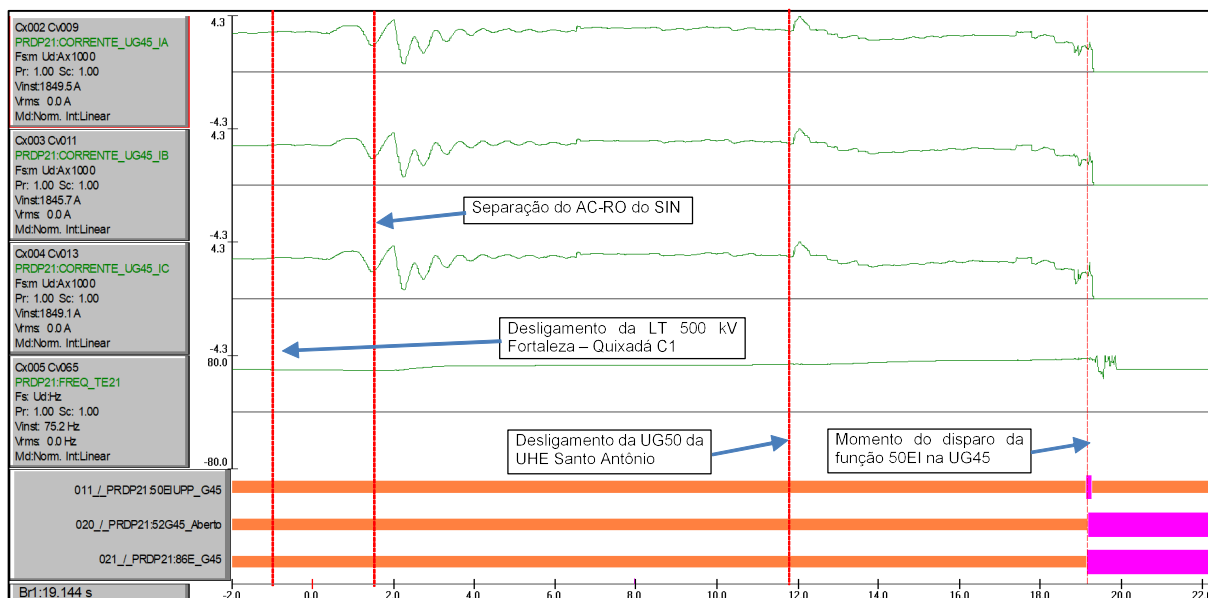
Às 08h30min57.089s ($T_0+20,143 s$) houve o desligamento automático da LT 230 kV Jauru - Ji-Paraná C1, no terminal de Jauru, pela atuação da proteção de sobretensão temporizada (59T). Após a abertura do citado terminal, às 08h30min57.154s, houve atuação de proteção de sobretensão temporizada alternada (59T) no terminal de Ji-Paraná (ajustes = 1,2 pu e temporização de 3,0 s nos dois terminais).

Cabe destacar que a frequência do sistema Acre-Rondônia remanescente permanecia alta (74,3 Hz) e que eram apresentadas sobretensões em várias barras do sistema.

A partir das 08h30min57.414s ($T_0+20,468 s$) têm início os desligamentos automáticos das unidades geradoras de 230 kV remanescentes da UHE Santo Antônio (UG45, 46, 47 e 48), sendo a última unidade às 08h30min57.769s ($T_0+20,823 s$). O desligamento destas quatro máquinas ocorreu com a sinalização de atuação de proteções contra energização inadvertida (50EI). Sobre a proteção 50EI, de acordo com as informações do agente, o relé 7UM da SIEMENS garante a medição de tensão desde que a frequência do sistema esteja entre 11 e 69 Hz. No momento do desligamento, a frequência estava acima de 70 Hz. A imprecisão da medição de tensão, dada a frequência anormal do sistema, fez com que o relé atuasse pela proteção 50EI. Os ajustes da proteção 50EI são 3.441 A pri ou 4,34 A sec e 3,98 kV pri e 57,5 V sec e temporização de 5 s.

A oscilografia de longa duração mostrada na Figura abaixo apresenta os valores de corrente da UG45 e a frequência registrada no transformador elevador TE22 da UHE Santo Antônio. Deve-se notar que a frequência registrada no T22 estava em 75,2 Hz no momento do disparo da proteção 50EI da UG45.

Figura 3-165: Oscilografia de longa duração com as correntes registradas na UG45 da UHE Santo Antônio desde o início da perturbação até se desligamento pela proteção 50EI



Pouco antes do desligamento das unidades geradoras de UHE Santo Antônio, o *Back-to-Back* estava com potência bem reduzida, com registro de aproximadamente 11,37 MW nos circuitos C1 e C2 da LT 230 kV Porto Velho – Coletora Porto Velho e 18 MW na oscilografia do Controle Mestre.

O desligamento das unidades geradoras citadas provocou o blecaute no sistema Acre-Rondônia.

Devido à subtensão registrada, às 08h31min01.339s ($T_0+24,393$ s) o conversor do Bloco 2 do *Back-to-Back* foi bloqueado por disparo da proteção de subtensão DC.

Na sequência, foram desligados os disjuntores de 230 e 500 kV dos transformadores conversores.

Com o bloqueio do Bloco 2, o Bipolo 1 recebeu um DPO (*Delta Power Order*) equivalente à potência pré-falta (395 MW) transmitida pelo *Back-to-Back*.

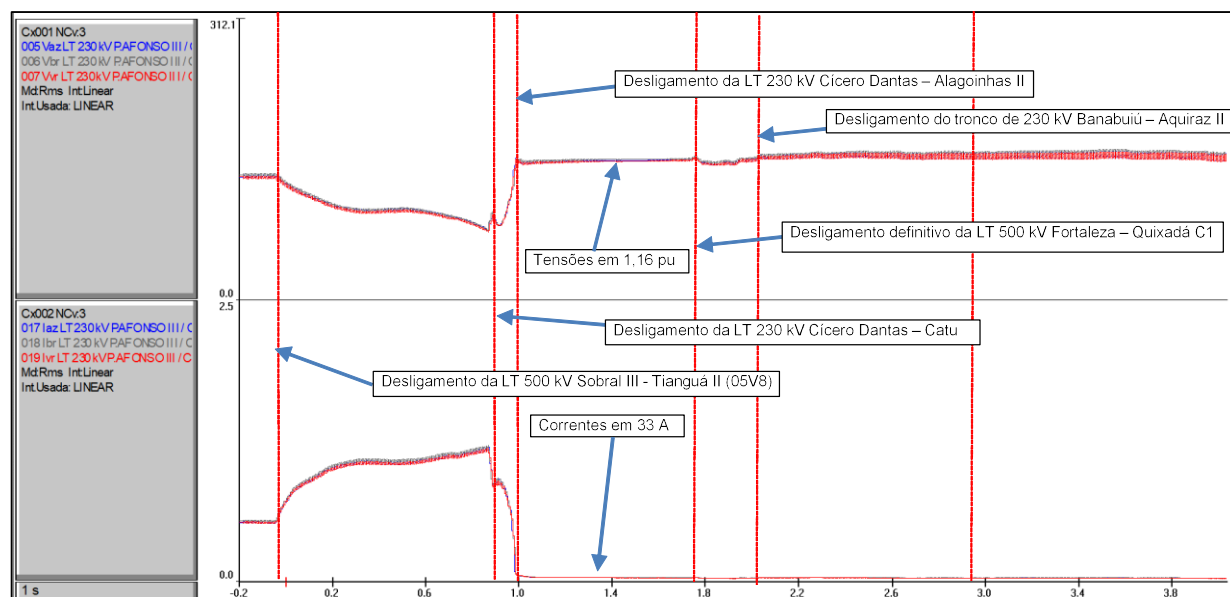
3.4 Formação de Ilhas Elétricas no Nordeste

Os desligamentos automáticos das LT 230 kV Cícero Dantas – Catu, LT 230 kV Cícero Dantas – Alagoinhas II e, por fim, da LT 230 kV Itabaiana – Itabaianinha às 08h30min56s705ms ($T_0 + 19,759$ s) determinaram a separação definitiva do Subsistema Nordeste dos Subsistemas S/SE/CO.

Os vários desligamentos de linhas de transmissão e equipamentos que ocorreram anteriormente, culminando na separação do Nordeste, deram origem a algumas ilhas elétricas dentro deste subsistema.

Um dos indícios dessas ilhas pode ser observado na oscilografia da Figura abaixo, que mostra o comportamento das tensões e correntes na LT 230 kV Cícero Dantas – Paulo Afonso III, linha conectada ao corredor formado pela UHE Paulo Afonso IV, UHE Luiz Gonzaga e UHE Sobradinho, desde antes da separação do Subsistema Nordeste até a formação da ilha citada.

Figura 3-166: Oscilografia da LT 230 kV Cícero Dantas - Paulo Afonso III 04F3 – Valores em RMS



Pouco depois da separação do Subsistema Nordeste com o Subsistema S/SE/CO, formou-se uma grande ilha no Subsistema Nordeste em regime de sobretensão e sobrefrequência, como poderá ser visto mais adiante nos registros de PMU. Os novos desligamentos automáticos das LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II 05V5, por sobretensão, e do tronco de 230 kV Banabuiú – Aquiraz II, por proteções de distância em Zonas 1, agravaram um pouco a sobretensão e a oscilação de baixa

frequência (valores em torno 1 Hz para 2 Hz) que se fazia presente desde a separação dos subsistemas citados.

Cabe destacar que esse novo desligamento automático da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II provocou o blecaute de parte das cargas do norte do Ceará e do Piauí, que ainda estavam conectadas ao Subsistema Nordeste pela LT citada, conforme mencionado anteriormente na descrição geral da perturbação.

A oscilografia da LT 230 kV Banabuiú – Aquiraz II (C7), primeira do tronco entre Aquiraz e Banabuiú a desligar, e os diagramas R-X vistos pelos terminais, que aparecem nas figuras a seguir, mostram uma oscilação presente quando ocorreu o desligamento definitivo da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II C1, além da inversão do fluxo de potência reativa na citada LT. No terminal de Banabuiú, o fluxo de potência reativa muda de Aquiraz II → Banabuiú para Banabuiú → Aquiraz II, mesmo sentido da potência ativa, que permaneceu inalterado. No terminal de Aquiraz II, ocorreu o inverso, isto é, o fluxo de potência reativa mudou de Banabuiú → Aquiraz II para Aquiraz II → Banabuiú.

Deve-se notar que houve sensibilização da função 68OSB e o disparo da proteção de distância em zona 1 em Banabuiú e envio de TDD para Aquiraz II. Também houve a sensibilização da função 68OSB no terminal de Aquiraz II, mas este terminal abriu pela recepção de transferência de disparo do terminal remoto. Nos ajustes implantados de oscilação de potência não está incluído o bloqueio da proteção de distância em zona 1.

Figura 3-167: Oscilografia da LT 230 kV Banabuiú – Aquiraz II 04C7 - terminal de Banabuiú

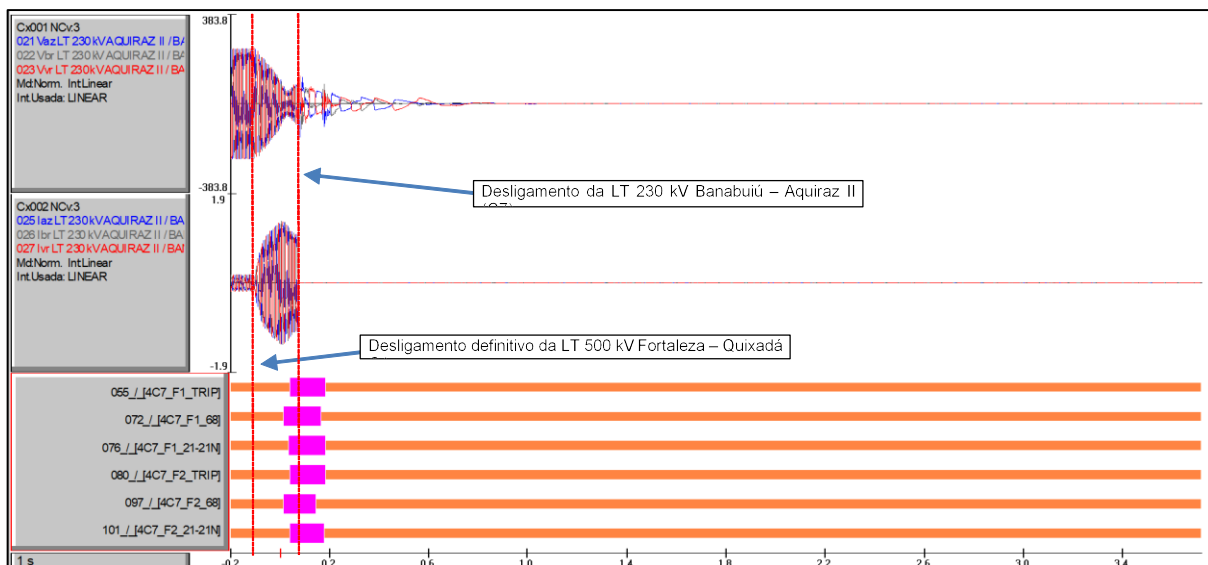


Figura 3-168: Diagrama R-X da LT 230 kV Banabuiú – Aquiraz II 04C7 – terminal de Banabuiú

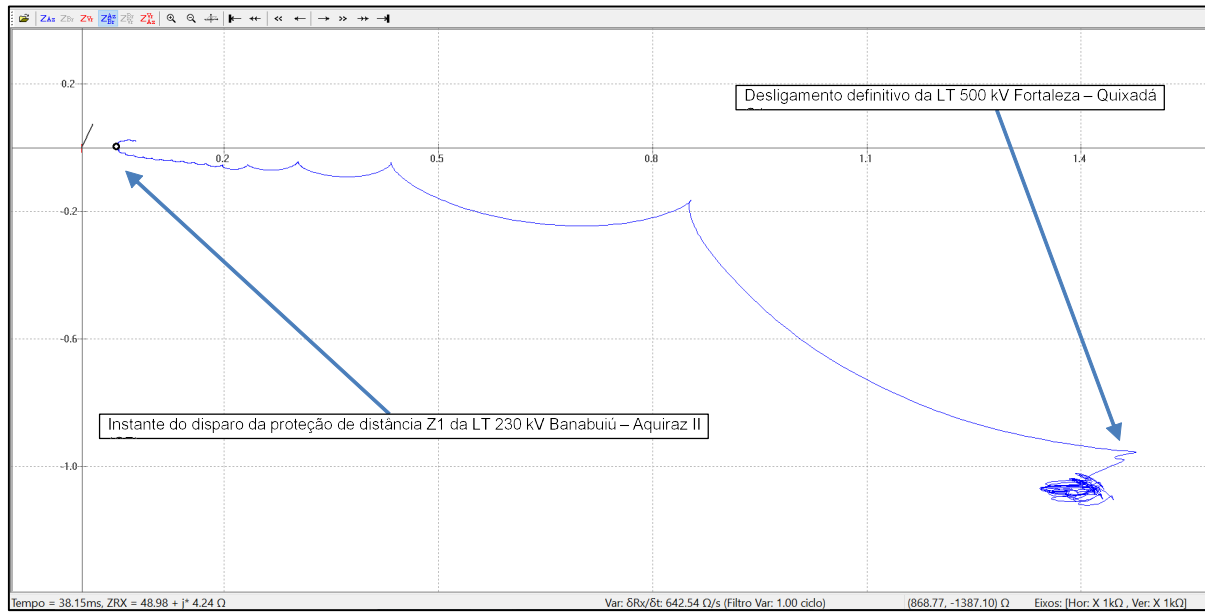
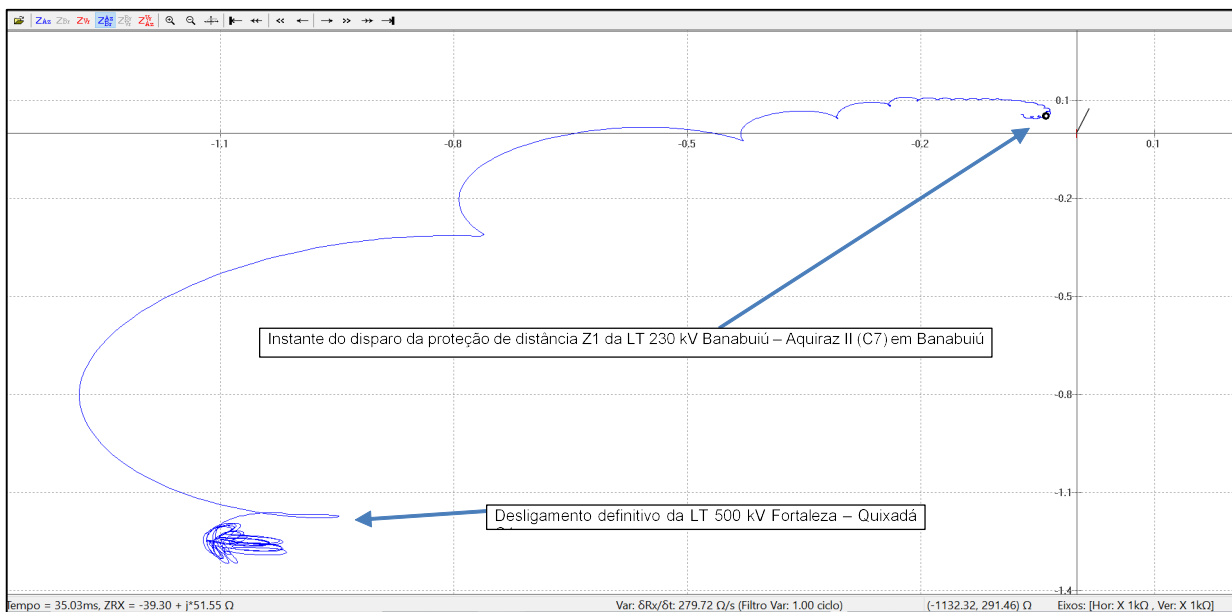


Figura 3-169: Diagrama R-X da LT 230 kV Banabuiú – Aquiraz II 04C7 – terminal de Aquiraz II

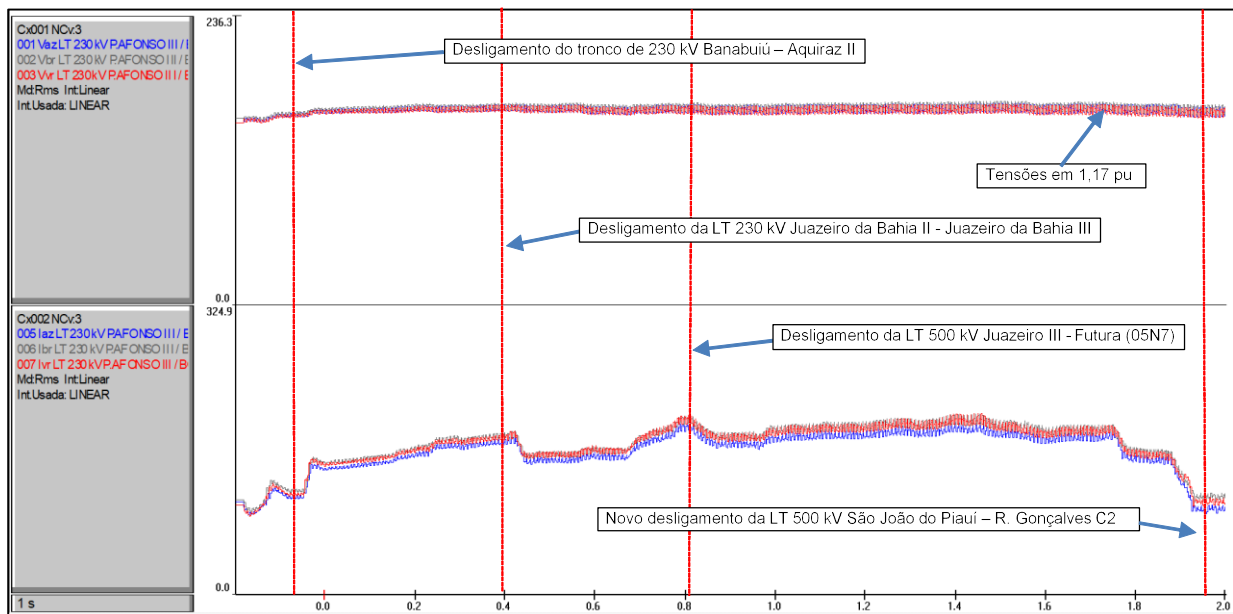


Devido à sobretensão presente em toda a ilha, teve início o desligamento automático de várias linhas de transmissão e equipamentos pelas atuações de suas respectivas proteções de sobretensão, cuja lista aparece a seguir:

- LT 230 kV Boa Esperança - UHE Boa Esperança (04V1);
- LT 230 kV Suape III - UTE Termopernambuco 04S2 e 04S3;
- LT 230 Juazeiro da Bahia II - Juazeiro da Bahia III;
- Gerador 01G2 - UHE Boa Esperança;
- LT 230 kV Maceió - Messias (04S6);
- LT 230 kV Recife II - Pau Ferro (04F7);
- LT 500 kV Luiz Gonzaga - Juazeiro III C1 (C5) - Desligamento do terminal de Juazeiro III (LT estava em vazio por Juazeiro III);
- LT 500 kV Juazeiro III - Futura (05N7);
- Barra 69kV 02BP - SE Rio Largo II;
- LT 230 kV Maceió - Messias (04S7);
- T 230 kV Banabuiú - Alex (04C5);
- BC 230 kV 04H1 - SE Picos;
- BC 230 kV 04H1 e 04H2 - SE João Câmara II;
- LT 230 kV Mossoró II - Alex (04P3);
- LT 230 kV Banabuiú - Mossoró II - (04C4);
- LT 230 kV Mossoró II - Quixeré - (04L1);
- LT 500 kV Queimada Nova II - Milagres II;
- LT 500 kV São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves C2.

Nesta sequência de desligamentos, a primeira linha saiu às 08h30min57s773ms ($T_0+20,827s$) e a última às 08h30min59s483ms ($T_0+22,537s$). Esse período pode ser visto pelas tensões e correntes mostradas na Figura a seguir, em valores RMS.

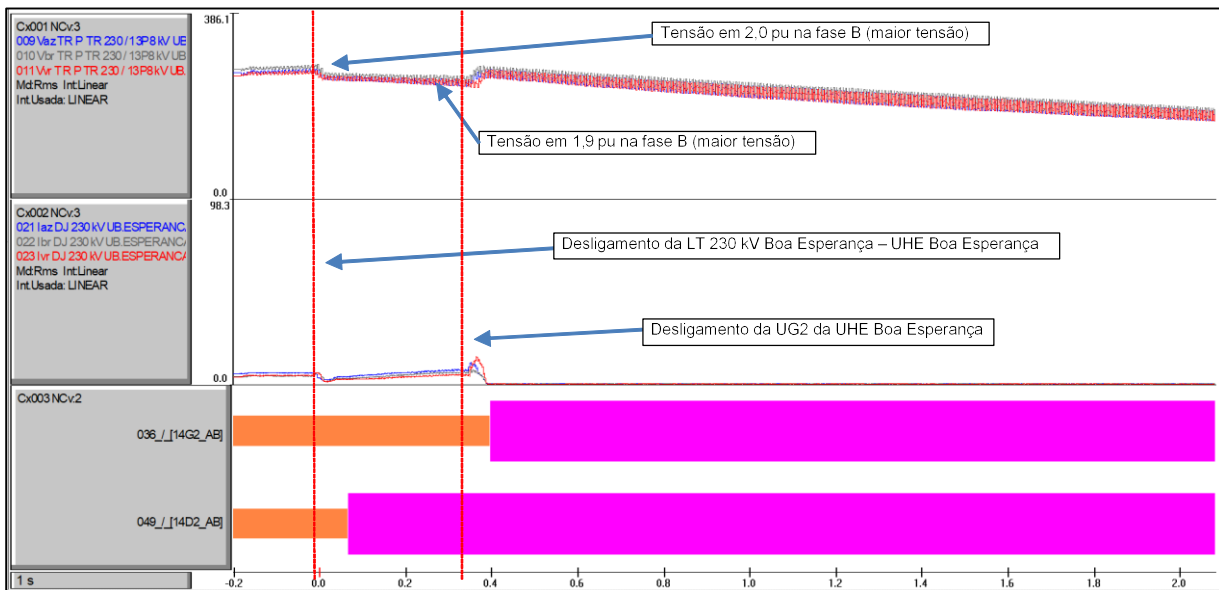
Figura 3-170: Oscilografia da LT 230 kV Paulo Afonso III – Bom Nome – Valores em RMS



No período descrito anteriormente, houve também o desligamento automático das LT 230 kV B. Jesus da Lapa - Tabocas C1 (L1) e LT 230 kV Brotas de Macaúbas - Irecê F2 pelas atuações de suas respectivas proteções de distância em Zonas 1, com envio de sinais de transferência de disparo para os terminais remotos. Essas linhas já tinham desligado antes e religaram com sucesso, permanecendo ligadas por algum tempo, mas, em função dos desligamentos de outras linhas por sobretensão, houve o aumento do carregamento destas duas linhas de transmissão fazendo com que a característica de impedância caminhasse em direção à Zona 1 de suas respectivas proteções de distância, desligando-as novamente.

Houve o desligamento automático da unidade geradora 2 da UHE Boa Esperança pela atuação de proteção de sobretensão temporizada, logo após a referida usina ficar isolada, devido ao desligamento posterior da LT 230 kV Boa Esperança – UHE Boa Esperança C1. Não houve atuação de proteção nas outras unidades geradoras desta usina. A Figura a seguir mostra as tensões do lado de 230 kV do transformador elevador 01T2 e correntes da UG2.

Figura 3-171: Oscilografia da UG2 da UHE Boa Esperança – Valores em RMS



O desligamento automático da LT 500 kV São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves C2 pela atuação da proteção de sobretensão temporizada, foi o segundo, pois a LT já havia desligado anteriormente e religou com sucesso.

Mesmo com os desligamentos listados anteriormente, a sobretensão presente em toda a ilha se manteve, provocando o desligamento automático de mais linhas de transmissão e equipamentos pelas atuações de suas respectivas proteções de sobretensão, cuja lista aparece a seguir:

- LT 230 kV Messias - Rio Largo - (04S5);
- LT 230 kV Recife II - Pau Ferro (04F6);
- LT 138 kV Senhor do Bonfim - Queimadas II (03S2);
- UG 01G6 – Xingó;
- LT 138 kV Senhor do Bonfim-Jacobina (03S1);
- UG 01G4 – Xingó;
- LT 230 kV Penedo - Nossa Senhora do Socorro (04S8);

- LT 230 kV Campo Formoso - Senhor do Bonfim II (04C1);
- LT 500 kV Xingó - Angelim II 05V1;
- LT 230 kV Jardim - Nossa Senhora do Socorro (04S2);
- LT 230 kV Jardim - Nossa Senhora do Socorro (04S1);
- LT 230 kV Nossa Senhora do Socorro - SEFFN (04F1);
- LT 230 kV Goianinha - João Pessoa II (04N3);
- LT 500 kV Angelim II - Recife II (05L9);
- LT 500 kV Xingó-Messias (V4);
- LT 500 kV Suape II - Messias (05V2);
- LT 230 kV João Pessoa II - Mussuré II (04F2);
- LT 230 kV Irecê-Morro do Chapéu II (04S5).

Nesta sequência, a primeira linha saiu às 08h30min59s638ms ($T_0+22,692s$) e a última às 08h31min01s321ms ($T_0+24,375s$). Pode-se notar que a ilha formada no Subsistema Nordeste foi se desmontando progressivamente em virtude da sobretensão presente, devido ao desbalanço entre geração (hidráulica e principalmente eólicas e fotovoltaicas) e carga.

Como exemplo, a unidade geradora 4 da UHE Xingó registrou tensões de 1,32 pu (fase B) e a LT 500 kV Xingó – Messias (V4) registrou tensões de 1,39 pu (fase A) no momento do disparo das suas proteções principais e alternadas de sobretensão temporizada e instantâneas, respectivamente. A LT 500 kV Xingó – Messias (V4) já tinha desligado anteriormente e religado com sucesso após seu tempo morto.

Ocorreram também, no intervalo de tempo mencionado anteriormente, os desligamentos automáticos dos seguintes equipamentos:

- Filtro de 7H do CE Morro do Chapéu II, abrindo o disjuntor 19H7 (SE Morro do Chapéu II), pela atuação da proteção principal de desequilíbrio de corrente (função 60) às 08h31min00s047ms;
- CE Gentio do Ouro II, abrindo os disjuntores 19H5A, 19H5B, 19H7, 15D1 e 15Q1 (SE Gentio do Ouro II), pela atuação da proteção principal de subtensão (27) (filtros) às 08h31min01s112ms;

- CE Morro do Chapéu II, abrindo os disjuntores 19H5a, 19H5b e 15D3 e 15Q1 (SE Morro do Chapéu II), pela atuação da proteção de subtensão (função 27) (filtros) às 08h31min01s261ms.

O SVC – 01Q1, da SE Morro do Chapéu II, apresentou avaria no banco de capacitores do filtro 7TH (sétimo harmônico), retornando à operação no SIN às 16h05min, no modo de operação degradada (de -110 a 190MVar). No dia 18/08/2023, às 11h25min, foi concluída a manutenção corretiva no banco de capacitores do filtro 7TH (sétimo harmônico), retornando à condição normal de operação junto ao ONS. De acordo com as informações da Argo V, proprietária do equipamento, verificaram-se sobretensões acima de 60% dos valores nominais sobre os elementos do SVC, antes do desligamento dos equipamentos.

Os desligamentos automáticos por subtensão dos filtros dos compensadores estáticos de Gentio do Ouro II e Morro do Chapéu II ocorreram após o desligamento das linhas adjacentes por sobretensão. Desta forma, as respectivas subestações ficaram sem tensão, justificando as atuações das proteções citadas. Os ajustes de subtensão dos equipamentos são 30% da tensão nominal com temporização de 1,8 s.

Na sequência, ocorreram mais desligamentos automáticos por atuação de suas respectivas proteções de sobretensão instantâneas ou temporizadas.

- LT 230 kV Aquiraz - Banabuiú (C8);
- LT 230 kV Aquiraz - Banabuiú (C6);
- LT 230 kV Aquiraz - Banabuiú (C7);
- LT 500 kV Luiz Gonzaga - Garanhuns II (05Z1);

Nesta sequência, a primeira linha saiu às 08h31min29s106ms ($T_0+52,160$ s) e a última às 08h31min37s292ms (T_0+1 min e 346 ms).

As 3 linhas de transmissão de 230 kV Aquiraz – Banabuiú estavam ligadas em vazio pelos respectivos terminais de Banabuiú, após atuações de religamentos automáticos apenas nesse terminal, sendo desligadas novamente nos terminais de Banabuiú pelas atuações das proteções principais e alternadas de sobretensão temporizada nos respectivos terminais de linha em Aquiraz II e envio de sinal de transferência de disparo para os respectivos terminais de linha em Banabuiú, sendo que o último desligamento ocorreu às 08h31min36s104ms. A sobretensão registrada no terminal de Aquiraz II para o circuito 04C8 no momento do

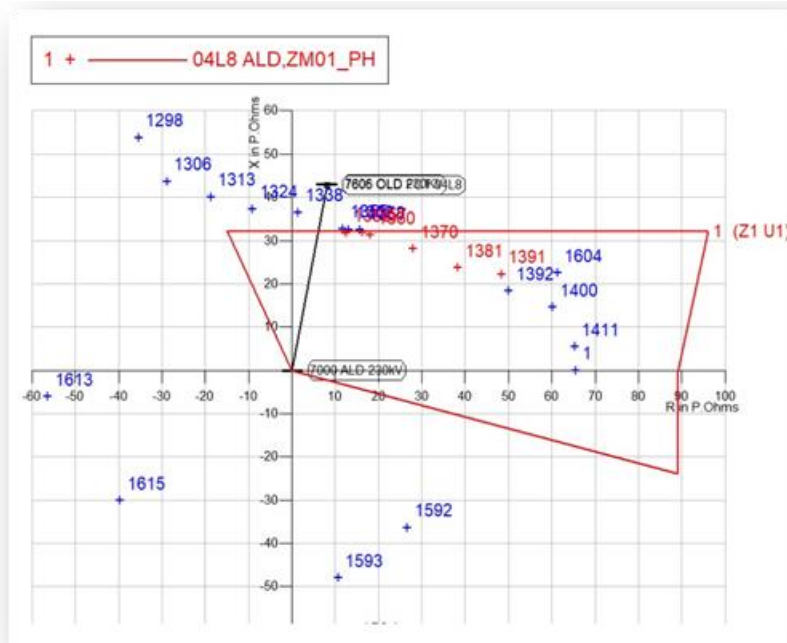
desligamento foi de 1,19 pu. De acordo com as informações do agente CHESF, não ocorreram os religamentos automáticos nos terminais de Aquiraz II das LT 230 kV Banabuiú – Aquiraz II 04C6, 04C7 e 04C8 devido à falta de condições de sincronismo. Após abertura das linhas 04C6, 04C7 e 04C8, a barra de 230 kV da SE Aquiraz II ficou sem tensão não atendendo assim a condição barra viva/linha viva quando finalizou o dead time.

A LT 500 kV Luiz Gonzaga - Garanhuns II (05Z1) registrou no terminal de Garanhuns II uma sobretensão de 1,17 pu na fase B (maior tensão). Não foi enviada oscilografia do terminal de Luiz Gonzaga.

Às 08h31min01s343ms ($T_0+24,397s$) houve o desligamento do Compensador Estático 01Q1 da SE Funil, que estava energizado em teste, sob intervenção SGI 43.314-23, cuja causa, informada pelo agente CHESF, foi falha na refrigeração.

Às 08h31min02s106ms ($T_0+25,160s$) houve desligamento da LT 230 kV Alagoinhas II - Cícero Dantas (L8), após religamento automático anterior. Durante oscilação do sistema, houve partida de Zona 2 no terminal de Cícero Dantas com envio de permissivo para Alagoinhas II. Quando houve a recepção do permissivo no terminal de Alagoinhas II a tensão estava em 66% ocorrendo assim o trip.

Figura 3-172: Oscilografia da LT 230 kV Alagoinhas II - Cícero Dantas (L8), no terminal de Alagoinhas



Segundo informação do agente CHESF, o terminal de Cícero Dantas não abriu no primeiro desligamento, logo não houve religamento automático desse terminal religando apenas Alagoinhas II. No segundo desligamento só houve religamento automático no terminal de Cícero Dantas, o terminal de Alagoinhas II não religou devido ao tempo de reclaim time.

Às 08h31min07s123ms ($T_0+30,177s$) houve o desligamento automático do Compensador Síncrono 01K1 da SE Irecê, cuja causa informada pelo agente CHESF foi atuação da proteção de subtensão/inversão de fase (subtensão) – função 47, devido ao desligamento geral da subestação e por consequência desligamento do transformador 04T7 que alimenta o respectivo compensador síncrono.

Às 08h32min31s131ms ($T_0+1min54,185s$) houve o desligamento automático do Compensador Síncrono 01K1 da SE Goianinha, pela atuação da proteção de sequência inversa (função 47).

Às 08h32min47s543ms ($T_0+2min10,597s$) ocorreu o desligamento automático do Compensador Estático 06Q1 da SE Eliseu Martins, devido à atuação da função de proteção por subtensão envolvendo as fases A e B, causada por um afundamento de tensão nas barras da citada SE.

Às 08h37min53s909ms ($T_0+7min16,963s$) ocorreu o desligamento automático da UG 01G5 da UHE Sobradinho, última máquina da usina ainda ligada, por atuação da proteção de sobrecorrente temporizada. Este foi o último equipamento a desligar informado pelos agentes, antes do processo de recomposição.

Nas Figuras a seguir são apresentados os registros das PMUs instaladas em 3 linhas de transmissão de 500 kV conectadas à UHE Paulo Afonso IV, mostrando a formação de uma ilha em torno desta usina, desde a separação do NE do restante do SIN até alguns minutos antes do início da recomposição, contendo os perfis de frequência e tensão de sequência positiva em pu (horário dos gráficos em UTC).

Figura 3-173: Tensões de sequência positiva nas linhas de transmissão conectadas na UHE Paulo Afonso IV - PMU

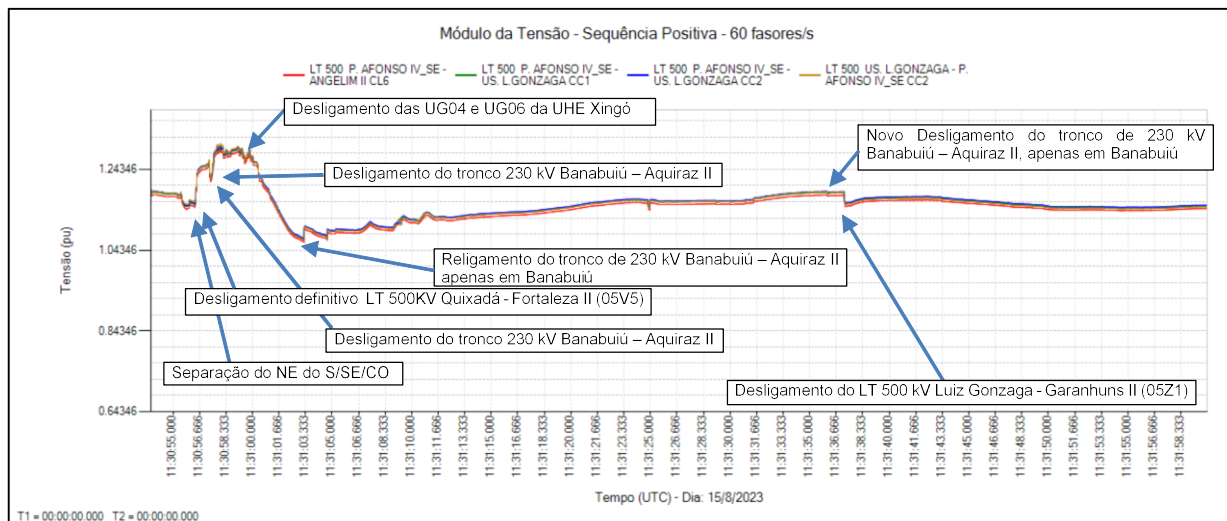
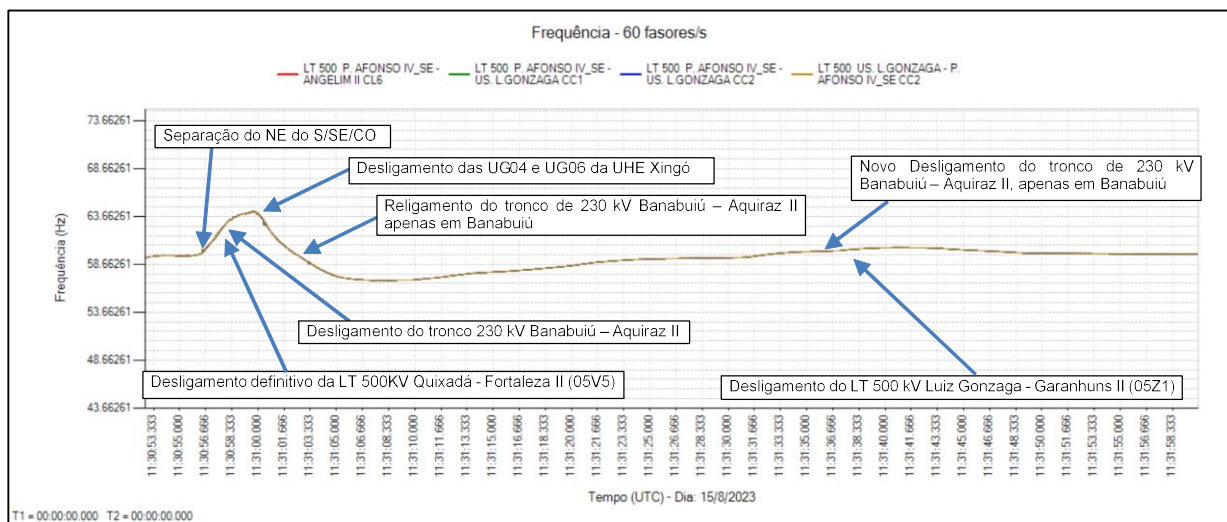


Figura 3-174: Frequência nas linhas de transmissão conectadas na UHE Paulo Afonso IV - PMU



Como pode ser visto no item referente à recomposição, e como mencionado anteriormente, a ilha elétrica que permaneceu ligada após o término dos desligamentos e estabilização das tensões e da frequência consistiu principalmente nas seguintes linhas e subestações:

- UHE Paulo Afonso IV;
- UHE Luiz Gonzaga;
- SE Paulo Afonso III
- SE Milagres e SE Milagres II;
- LT 500 kV Milagres II – Curral Novo do Piauí 05C6;
- LT 230 kV Milagres – Tauá 04M4 e LT 230 kV Tauá – Picos C1 04M3;
- LT 230 kV Cícero Dantas – Paulo Afonso III 04S2 e 04S3 e LT 230 kV Paulo Afonso III – Itabaianinha 04S6 e 04S7;
- LT 500 kV Luiz Gonzaga – Garanhuns II 05Z1 e 05Z2 e LT 500 kV Garanhuns II – Pau Ferro 05Z4;
- Tronco de 230 kV entre Paulo Afonso III – Garanhuns II – Angelim – Messias e Ribeirão - Recife II;
- Tronco de 230 kV entre Garanhuns II – Tacaimbó – Campina Grande II – Paraíso – Natal III – João Câmara II – Açu II – Açu III e Mossoró II;
- LT 230 kV Milagres – Icó 04M2, LT 230 kV Icó – Banabuiú 04C2 e LT 230 kV Milagres – Banabuiú 04M1 e 04M3.

Além disso, os seguintes conjuntos eólicos e fotovoltaicos permaneceram ligados:

- Conjunto Eólico Caetés II;
- Conjunto Eólico Caetité;
- Conjunto Eólico dos Araçás;
- Conjunto Eólico Morrão;
- Conjunto Eólico Pelourinho;
- Eol Miassaba3;
- Eol Rei Vento 1;
- Eol Rei Vento 3;
- Conjunto Eólico Caju;

- Conjunto Eólico Olho D'água;
- Conjunto Eólico Renascença;
- Conjunto Eólico Mangue Seco;
- Conjunto Eólico Tacaratu II;
- Conjunto Eólico Morro do Chapéu Sul II;
- Conjunto Eólico Morro do Chapéu Sul;
- Conjunto Eólico Delfina;
- Conjunto Eólico Renascença V;
- Conjunto Eólico Chapada II;
- Conjunto Eólico Chapada III;
- Conjunto Eólico Paranatama;
- Conjunto Eólico São Basílio;
- Conjunto Eólico Carcará II;
- Conjunto Eólico Carnaúbas;
- Conjunto Eólico Filgueira;
- Conjunto Eólico Araripe II;
- Conjunto Eólico Bloco Sul;
- Conjunto Eólico Campo dos Ventos;
- Conjunto Eólico Morro dos Ventos II;
- Conjunto Eólico Babilônia;
- Conjunto Fotovoltaico Sertão Solar Barreiras;
- Conjunto Eólico Serra de Santana 3;
- Conjunto Eólico Baixa do Feijão;
- Conjunto Eólico Abil I;

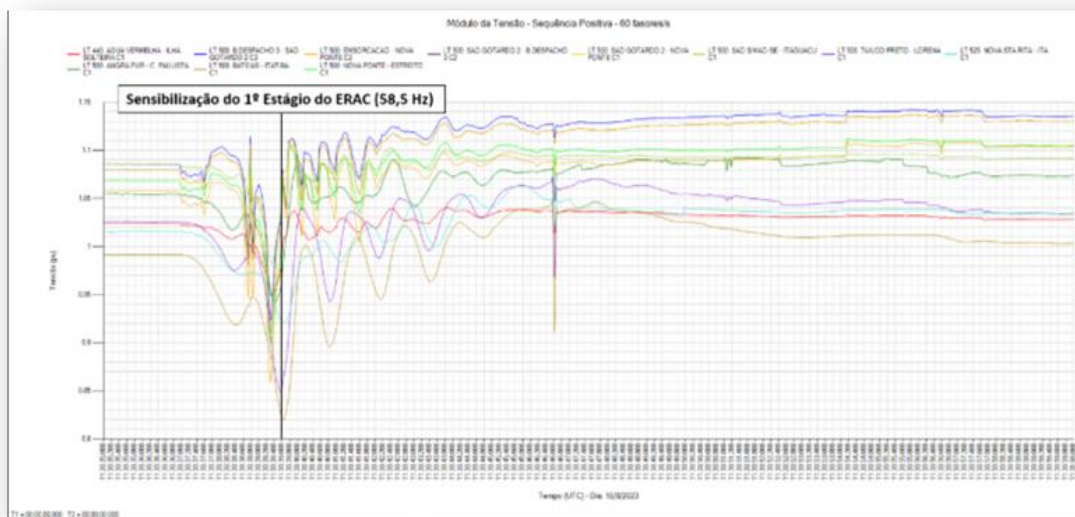
- Conjunto Eólico Abil II;
- Conjunto Eólico Folha de Serra;
- Conjunto Eólico Quina;
- Conjunto Eólico Tamboril II;
- Conjunto Eólico São Miguel;
- Conjunto Eólico União dos Ventos;
- Conjunto Eólico Calango 1;
- Conjunto Eólico Calango 2;
- Conjunto Eólico Calango 3;
- Conjunto Eólico Chafariz Sul II.

3.5 Área Centro Oeste / Sul / Sudeste

Os Subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte eram importadores antes da perturbação, enquanto o Subsistema Nordeste era exportador de energia. Deste modo, com o ilhamento do Subsistema Nordeste, observado na perturbação, nos Subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte foi verificada uma condição de subfrequência, em função do déficit de geração interna.

Pelo gráfico da PMU mostrado abaixo, é possível observar o perfil das tensões em algumas barras do subsistema Sudeste/Sul, no momento da perturbação e após a atuação do ERAC.

Figura 3-175: Tensão em barras do sistema Sudeste/Sul

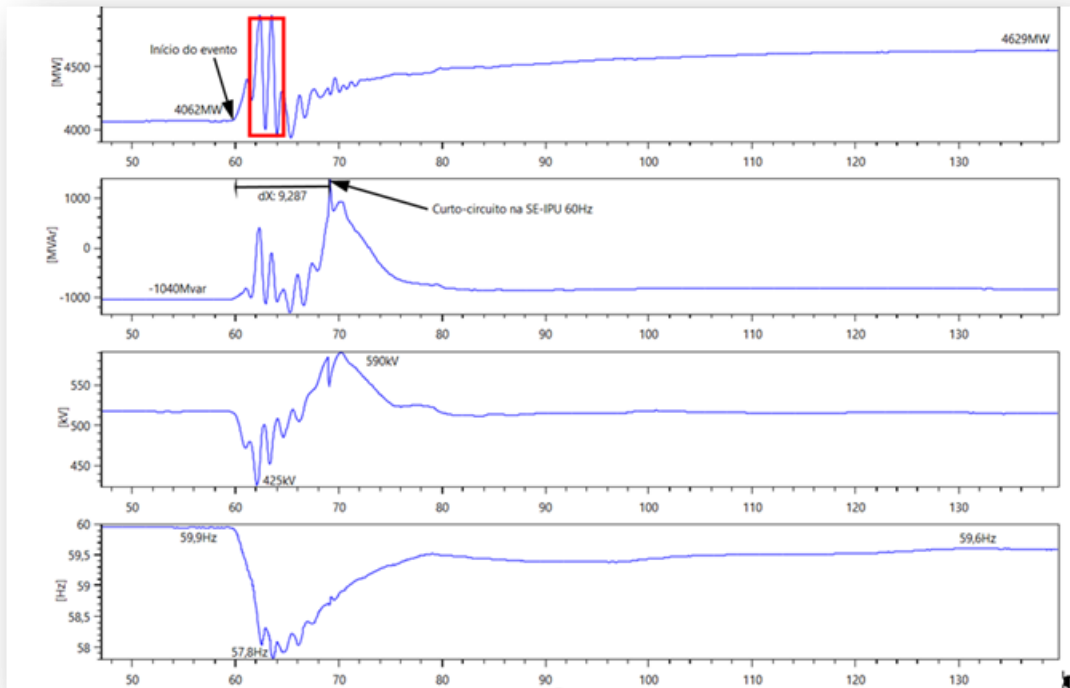


No Subsistema Sul/Sudeste, previamente à perturbação, a UHE Itaipu 60Hz operava com sete unidades geradoras sincronizadas às barras A3/B3/A4/B4. As unidades U14, U15 e U18A encontravam-se desligadas por conveniência operativa.

O sistema de transmissão de 765kV estava com todas as linhas ligadas, exceto a LT 765 kV Itaberá -Tijuco Preto C2, e os fluxos nas interligações eram: FIV igual à 3.092MW, FSE de 2.789MW e tensão de 515,1kV na SE-IPU 60Hz.

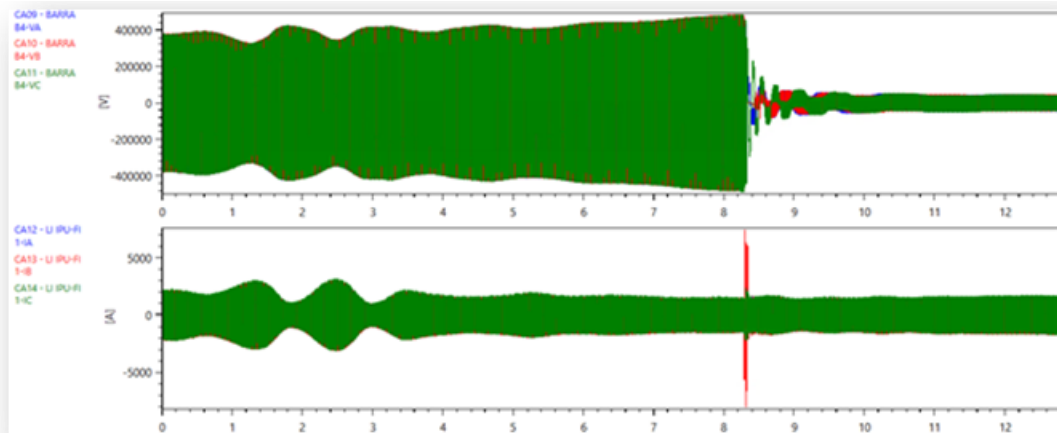
Após o início da perturbação, foram verificadas variações das grandezas do setor de 60 Hz e o desligamento da barra B4 sinalizando disparo pela proteção diferencial 87P e 87A na fase B e atuação do bloqueio 86BB4-P/A. Adicionalmente, foram verificadas a atuação das proteções 87V e 87U e do relé de bloqueio 86E da unidade U15, que se encontrava parada por conveniência operativa. A Figura 3-176 a seguir apresenta os registros efetuados pelo registrador dinâmico do setor de 60 Hz, e indica o instante do desligamento da barra B4, cerca de 9s após o início da perturbação.

Figura 3-176: Registrador dinâmico do setor de 60 Hz - Itaipu



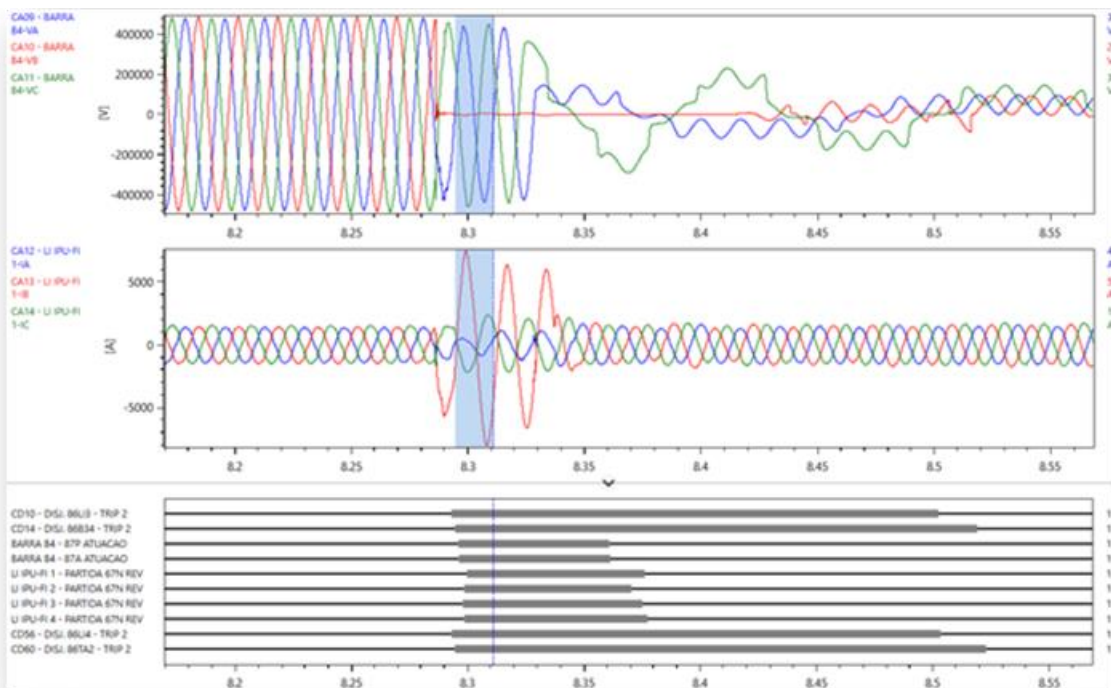
A Figura 3-177 mostra o registro de curta duração da tensão da barra B4 e da corrente da LI IPU 60Hz-FI 1, onde se percebem as oscilações nas grandezas e o curto-circuito, detalhado na Figura 3-177.

Figura 3-177: Tensão da barra B4 e da corrente da LI IPU-FI 60Hz



Na Figura 181 se percebe características de curto-circuito na fase B da barra B4, pela tensão nula e elevação de corrente durante cerca de 51ms, atingindo cerca de 5,4kA na LI IPU 60Hz-FI 1

Figura 3-178: Tensão da barra B4 e da corrente da LI IPU-FI 60Hz



Segundo a posição do curto-circuito, é possível afirmar que as atuações das proteções diferenciais da unidade geradora U15 e da barra B4 foram corretas. O segmento da subestação isolada a gás SF6, onde ocorreu o *flashover*, foi isolado e reparado pela Manutenção, com retorno em 18/08/2023.

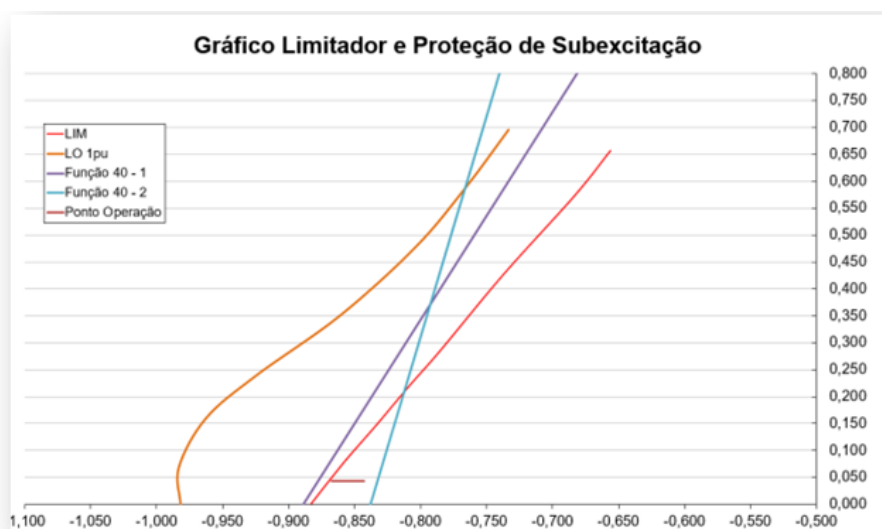
Na região Centro-oeste, também foi identificado o desligamento da UHE Manso. Cerca de 6 minutos após o início da perturbação, ocorreu o desligamento das unidades geradoras UG01 às 08h36min00,729s e UG04 às 08h36min21,102s, devido à atuação de bloqueio elétrico (86E) causado por falha crítica no sistema de excitação, de natureza fugitiva, de acordo com as informações de Furnas. Furnas informou também que foram solicitadas intervenções nas unidades geradoras para verificação (UHMSO-142/2023 para a UG04 e UHMSO-143/2023 para a UG01).

Com a elevação de tensão observada na área Minas Gerais, foi observado o seguinte comportamento nas usinas listadas a seguir.

- UHE Emborcação (Theodomiro Santiago)

Na UHE Emborcação (Theodomiro Santiago), a UG3 (313,6 MW) que estava operando como compensador síncrono no momento da ocorrência e durante a perturbação, devido à elevação do nível de tensão do sistema, passou a absorver 277Mvar. Neste ponto, ocorreu a descoordenação da proteção de subexcitação da UG3, função 40-2 (reta azul cuja temporização é de 10 segundos), conforme mostrado na Figura a seguir. Às 8h31min20s ($T_0+43,054s$) a proteção atuou abrindo os disjuntores da UG3.

Figura 3-179: Gráfico mostrando a coordenação do limitador com a proteção de subexcitação



- UHE Nova Ponte

Na UHE Nova Ponte, a UG2 (179 MW), que estava operando como compensador síncrono no momento da ocorrência, devido ao sistema de reversão automática, passou a funcionar como gerador e, a partir das 8h32min (T₀+44,978s), começou a fornecer potência ativa para o sistema.

- UHE Camargos

Na UHE Camargos, a UG2 (25 MW), que estava gerando 20 MW no momento da ocorrência, com a grande variação de carga na SE da UHE Itutinga (ponto de conexão da UHE Camargos), foi desligada às 8h36min18seg (T₀+5min41,054s), por indicação de falha do regulador de tensão e subtensão nas linhas de conexão à SE da UHE Itutinga.

A UHE Camargos teve a UG2 (25MW) desinterligada do sistema, devido à perda de tensão do circuito de serviço auxiliar CA da usina. No momento da ocorrência, a UG2 estava gerando 20 MW e a falta de tensão no circuito do serviço auxiliar CA foi causada pela atuação do ERAC da Cemig D, com a abertura do alimentador 8F4 da SE Itutinga. Já a UG1, fonte principal do serviço auxiliar CA, estava parada para manutenção da turbina, conforme SGI 42.299-23. Como medida de melhoria, foi solicitado e acatado pela Cemig D a remoção do alimentador 8F4 do ERAC.

No Subsistema Sul, ainda foram verificadas as seguintes atuações de esquemas de reversão automática de compensadores para geradores, conforme abaixo:

- ECE 2.03.34 Esquema de conversão de compensador para gerador das máquinas da usina Itaúba pela reversão dos grupos geradores G-1, G-2 e G-3, cada um de 230 kV – 139 MVA da usina hidrelétrica Itaúba;
- ECE 2.69.01 Esquema de conversão compensador para gerador dos grupos geradores da Usina Dona Francisca, pela reversão do grupo gerador UG1 de 230 kV – 70 MW da Usina hidrelétrica Dona Francisca; e
- ECE 2.146.01 Esquema de conversão de compensador para gerador das máquinas da usina Barra Grande pela reversão dos grupos geradores UG1 e UG2, ambos de 230 kV – 230 MW da usina hidrelétrica Barra Grande.

Foi também verificado o desligamento automático do grupo gerador UG1, de 525 kV – 345 MW, da UTE Pampa Sul, devido a sobretensão no sistema auxiliar da UG que ocasionou trip nos ventiladores secundários, desencadeando trip da caldeira e, conseqüentemente, trip da turbina. Houve atuação do bloqueio mecânico. O grupo estava gerando 301 MW. Às 14h17min foi normalizado o grupo. A UTE Pampa Sul identificou que o motivo principal do desligamento da usina foi

a sobretensão a que foram submetidos os inversores de frequência de 6,3kV, referentes aos ventiladores de ar primário e secundário, e que não foi identificado nenhum outro equipamento do sistema auxiliar da UTPS que tenha atuado a proteção de sobretensão.

Houve desligamento automático da linha de transmissão de 230 kV Lajeado Grande – Passo do Meio, em ambos os terminais, pela atuação das proteções principal e alternada de frequência do terminal de Lajeado Grande. A geração interrompida do conjunto Passo do Meio foi de 40 MW. Às 08h36min, foi normalizada a linha. A ELERA informou que no dia 15/09/2023 reajustou as proteções a fim de atender o item 4.2.1 do submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede, conforme SGI – 50.700-23.

Foi também verificado o desligamento ou redução de geração do Conjunto Híbrido Chapadão (PCHs Aerado, Bandeira, Indiazinho, Indaiá Grande e das UTE Costa Rica, Iaco, Nardini e Porto das Águas I e II), pela atuação incorreta da proteção de subfrequência ou atuação incorreta do regulador de velocidade das usinas. A redução de geração do Conjunto Híbrido Chapadão foi de 144 MW.

Mesmo com os desligamentos citados, esse bloco de sistema se manteve estável após as separações relatadas e atuação do ERAC, que restabeleceu o equilíbrio entre carga e geração disponível na área.

3.6 Bipolos de Xingu e do Madeira

3.6.1 Bipolo 1 – Xingu – Estreito

Antes da perturbação, o Bipolo 1 (LT CC 800 kV Xingu – Estreito) estava em operação Bipolar, transmitindo 1150 MW.

Logo após a abertura da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II, no instante T_0 da perturbação do dia 15/08/2023, teve início a redução lenta e progressiva da tensão da barra de 500 kV da SE Xingu. Houve atuação do *Power Oscillation Damping* (POD), isto é, o controle de amortecimento de oscilações de potência, nos primeiros instantes da perturbação, cujo objetivo é proporcionar um amortecimento positivo, atenuando as oscilações de potência entre áreas do sistema interligado, interconectadas pelos bipolos Xingu – Estreito. De acordo com a análise do agente proprietário BMTE, o POD operou conforme definido em projeto para amortecimento das oscilações de potência.

Às 08h30min39s663ms, após a separação do Subsistema Norte do restante do SIN através da abertura das LT 500 Gurupi – Miracema C1, C2 e C3, houve a atuação do Controle de Frequência Sistêmico (SFC), reduzindo a potência do

Bipolo 1 de Belo Monte, devido ao crescente afundamento de frequência apresentado no Subsistema Norte.

Cabe destacar que, a partir do instante 08h30min41s976ms, ocorreram os dois religamentos automáticos da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II, reconectando os subsistemas Nordeste e Norte, conforme já mencionado anteriormente. Estes eventos provocaram dois significativos afundamentos de tensão na barra de 500 kV de Xingu. Considerando que a corrente I_{dc} já estava num valor baixo (70 A), como mostrado na Figura a seguir, a tensão DC caiu aproximadamente na mesma proporção que caiu a tensão AC no retificador, causando a redução da corrente DC, levando as válvulas a apagarem momentaneamente, o que é visto pelo sistema AC como uma interrupção momentânea de potência transmitida.

Na sequência, após 6,801s do início da perturbação, ocorreu uma queda mais acentuada da tensão na barra de 500 kV da SE Xingu, provocada por alguma causa no Subsistema Norte não identificada, com taxa de variação medida de 20 kV/s. Este afundamento acentuado da tensão provocou a partida da proteção 27 UAC do Conversor em Xingu, às 08h30min50s452ms, que está ajustada em 0,5 pu e temporização de 2 s.

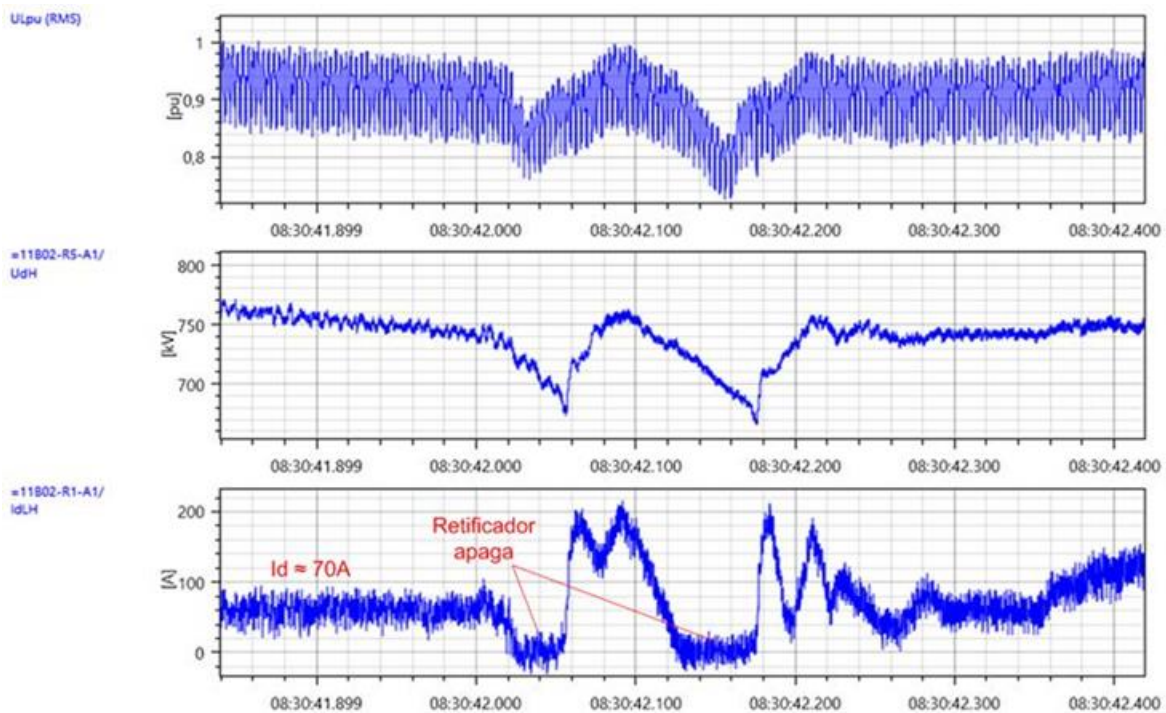
Após o tempo de 2,126 s, às 08h30min52s579ms ($T_0+15,633s$), ocorreu o disparo do ESOF (*Emergency Switch-Off*) dos Conversores de Xingu pela proteção 27UAC e envio de sinal de bloqueio para os Conversores da SE Estreito.

A figura a seguir mostra todo o ciclo de eventos até o bloqueio do Bipolo 1. O círculo marcado em azul é destacado na próxima figura, mostrando o apagamento momentâneo do retificador.

Figura 3-180: Oscilografia do Bipolo 1 de Xingu – Estreito



Figura 3-181: Oscilografia destacando o apagamento momentâneo do lado retificador na SE Xingu – Zoom da Figura anterior



3.6.2 Bipolo 2 – Xingu – Terminal Rio

O Bipolo 2 (LT CC 800 kV Xingu – Terminal Rio) estava em operação Bipolar, transmitindo 2000 MW antes da perturbação.

De forma semelhante ao Bipolo 1, após o evento T_0 , ocorreu a atuação do *Power Oscillation Damping* (POD) às 08h30min37s201s e, decorridos 2,6 s, seguiu-se a atuação do Controle de Frequência Sistêmico (SFC), às 08h30min39s709ms.

Figura 3-182: Variação de frequência e momentos das atuações do POD e do SFC

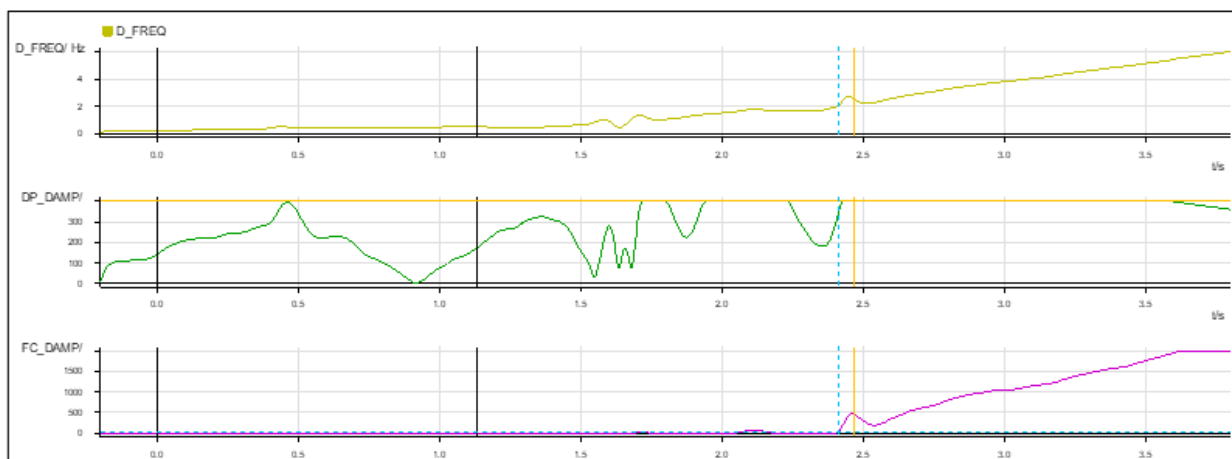
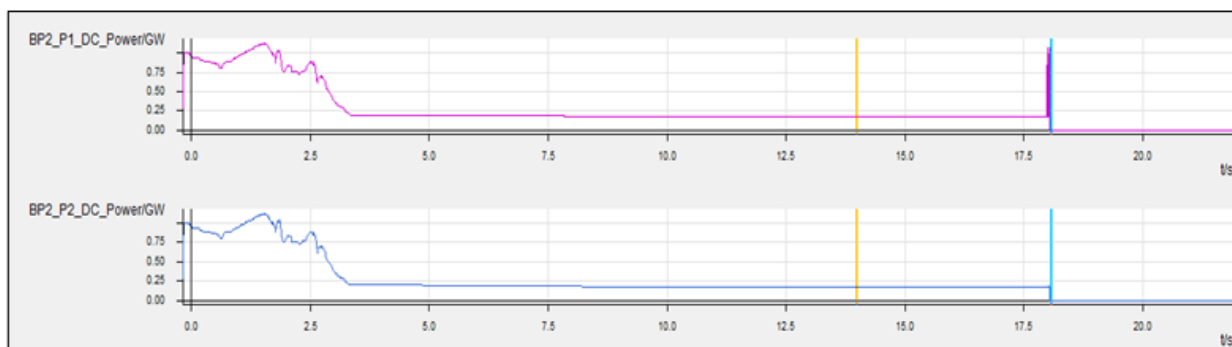


Figura 3-183: Potência ativa dos Polos 1 e 2 do Bipolo 2



A afundamento gradual de tensão e frequência na barra de 500 kV da SE Xingu observado pelo Bipolo 1, também foi observado pelo Bipolo 2, provocando atuação da proteção de subtensão DC no P1 e P2 do Bipolo 2 da SE Xingu, dando início a uma ação de bloqueio dos polos pelo disparo do ESOF.

Os critérios para proteção de subtensão CC são:

- $UDL < 0.3 \text{ PU}$, comutação entre A e B com atraso de 2 s (*Switchover Delay time*) e, caso não tenha sucesso, bloqueio com atraso de 4 s.
- $UDL < 0.3 \text{ PU}$ e $IDL > 0.3 \text{ PU}$, comutação entre A e B com atraso de 400 ms (*Switchover Delay time*) e, caso não tenha sucesso, bloqueio com atraso de 4 s.

Onde UDL é a tensão do barramento CC e IDL é a corrente da linha CC.

Na XRTE não existe proteção de subtensão CA, apenas subtensão CC.

Com o bloqueio do Bipolo 1 da BMTE, o Controle Mestre enviou sinal de run-up para XRTE às 08h30min52s631ms, mas não houve ação, já que a frequência era muito baixa na subestação do Xingu. Como mencionado anteriormente, às 08h30min52s640ms ($T_0 + 15,694\text{s}$) houve o bloqueio do Bipolo 2 pela atuação do ESOF.

A lógica 3 do SEP 4.216.03 enviou sinal para a UHE Belo Monte, para o desligamento automático de 4 unidades geradoras pela lógica de *overtrip*, mas neste momento as máquinas já estavam desligadas. Como não havia máquinas disponíveis em Belo Monte, o SEP enviou sinal para cortar 4 máquinas na UHE Tucuruí, mas elas já estavam desligadas, devido aos eventos descritos no item 3 deste relatório.

3.6.3 Bipolo 1 – Coletora Porto Velho – Araraquara 2

Não foram enviadas informações sobre o desempenho do Bipolo 1 do Madeira durante a perturbação do dia 15/08/2023.

3.6.4 Bipolo 2 – Coletora Porto Velho – Araraquara 2

O Bipolo 2 se encontrava bloqueado integralmente sob as intervenções:

- SGI 67.291/22 Polo 4, Coletora Porto Velho;
- SGI 42.109/23 Polo 3, Coletora Porto Velho;
- SGI 42.919/23 Polo 3, Araraquara2.

4 SEQUÊNCIA DE EVENTOS

4.1 Sequência de Desligamentos Automáticos e Manuais

Tabela 4-1: Sequência de desligamentos automáticos

Instante T0 = 08h30min36.946s – Desligamento da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II por atuação accidental da sua proteção de fechamento sob falta (*Switch Onto Fault* - SOTF) durante a operação normal da linha.

Sequência de Desligamentos e Proteções Atuadas				
Instante	Instalação	LT ou Equipamento	Proteção Atuada	Observações
T1=T0+530ms	SE Presidente Dutra	LT 500 kV Boa Esperança	78	Proteção contra perda de sincronismo
T2=T0+566ms	SE Presidente Dutra	LT 500 kV Imperatriz C2	SEP 4.14.11	Esquema associado à abertura automática da LT 500 kV Pres. Dutra-Boa Esperança.
T3=T0+570ms	SE Milagres	LT 230 kV Icó (04M2)	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
T4=T0+590ms	Recife II	CS1 e 2 de Recife II		Baixa Pressão
T5=T0+591ms	SE Teresina	LT 500 kV Presidente Dutra C1 (05C9)	SEP 4.14.11	Esquema associado à abertura automática da LT 500 kV Pres. Dutra-Boa Esperança.
T6=T0+596ms	SE Teresina	LT 500 kV Presidente Dutra C2 (05C8)	SEP 4.14.11	Esquema associado à abertura automática da LT 500 kV Pres. Dutra-Boa Esperança.
T7=T0+608ms	SE Aquiraz	LT 230 kV Banabuiú (C8)	POTT	Teleproteção
T8=T0+609ms		LT 500 kV São João do Piauí - Ribeiro Gonçalves C2 (L3)	21Z1 e 21Z2	Proteção de distância - Zona 1 e 2
T9=T0+669ms	SE Milagres	Religamento LT 230 kV Banabuiú 04M3	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
T10=T0+1.687ms		LT 500 kV Miracema - Gilbués II	78	Proteção contra perda de sincronismo
T11=T0+1.755ms	SE Campina Grande	Banco de Capacitores 230 kV 04H1	59	Proteção de sobretensão
T12=T0+1.773ms	SE Milagres	Religamento LT 230 kV Banabuiú 04M1	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
	SE Boa Esperança	LT 230 kV Teresina C1 (L1)	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
T13=T0+1.788ms	SE Poções 3	LT 500 kV Padre Paraíso C2	78	Proteção contra perda de sincronismo

Sequência de Desligamentos e Proteções Atuadas				
Instante	Instalação	LT ou Equipamento	Proteção Atuada	Observações
T14=T0+1.799ms		LT 500 kV Ribeiro Gonçalves-Colinas C1	POTT	Teleproteção
T15=T0+1.804ms		LT 230 kV Bom Jesus II - Gilbues II	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
T16=T0+1.806ms	SE Teresina	LT 230 kV B. Esperança - C2 (L2)	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
T17=T0+1.825ms	SE Poções 3	LT 500 kV Padre Paraíso C1	78	Proteção contra perda de sincronismo
T18=T0+1.827ms	SE Gilbués II	LT 500 kV São João do Piauí	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
T19=T0+1.831ms	SE Paulo Afonso IV	LT 500 kV Angelim II (L6)	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
T20=T0+1.834ms	SE Camaçari II	LT 500 kV Olindina - L5	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
T21=T0+1.835ms	SE Camaçari II	LT 500 kV Olindina - L4	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
		LT 500 kV Morro do Chapéu II - Sapeaçu	POTT	Teleproteção
T22=T0+1.837ms		LT 230 kV Sobradinho - Juazeiro III S1	SIR	Sem Informação de Relé
T23=T0+1.848ms	SE Xingó	LT 500 kV Messias (V4)	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
	SE Cícero Dantas	LT 230 kV Catu C1 (L2)	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
T24=T0+1.850ms	SE Angelim II	LT 500 kV Paulo Afonso IV C1 (L6)	RXTT	Recepção de transferência de Disparo
T25=T0+1.859ms	SE Luiz Gonzaga	LT 500 kV Juazeiro III C1 (C5)	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
	SE Xingó	LT 500 kV Paulo Afonso IV (V6)	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
T26=T0+1.860ms	SE Sobradinho	LT 230 kV Juazeiro II C1(S1)	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
T27=T0+1.862ms	SE Alagoinhas II	LT 230 kV Cícero Dantas (L8)	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
T28=T0+1.879ms	SE Garanhuns II	LT 500 kV C. Grande III - C Z3	87L	Proteção diferencial de linha
T29=T0+1.886ms	SE Xingó	LT 500 kV Jardim (V5)	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
T30=T0+1.905ms		LT 500 kV Ribeiro Gonçalves - Colinas C2	21Z1	Proteção de distância - Zona 1

Sequência de Desligamentos e Proteções Atuadas				
Instante	Instalação	LT ou Equipamento	Proteção Atuada	Observações
T31=T0+1.940ms		LT 230 kV B. Jesus da Lapa - Brotas de Macaúba F5	SIR	Sem Informação de Relé
T32=T0+1.965ms		LT 500 kV Buritirama - Gilbués II	POTT	Teleproteção
T33=T0+1.969ms		LT 500 kV UFV SJP - São João do Piauí III (05P3)	SEP 5.81.07	Esquema de corte na UHE Sobradinho e na SE São João do Piauí 500 kV para dupla de LT 500 kV CO-RG-SGI
T34=T0+1.992ms		LT 500 kV São João do Piauí - Nova Olinda C1 (05P1)	SEP 5.81.07	Esquema de corte na UHE Sobradinho e na SE São João do Piauí 500 kV para dupla de LT 500 kV CO-RG-SGI
T35 = T0 + (?)		LT 500 kV São João do Piauí - Lagoa dos Ventos C1 (05P2)	SEP 5.81.07	Esquema de corte na UHE Sobradinho e na SE São João do Piauí 500 kV para dupla de LT 500 kV CO-RG-SGI
T36=T0+2.027ms	UHE Sobradinho	Unidade Geradora 4 01G4	SEP 5.81.07	Esquema de corte na UHE Sobradinho e na SE São João do Piauí 500 kV para dupla de LT 500 kV CO-RG-SGI
T37=T0+2.042ms	UHE Sobradinho	Unidade Geradora 3 01G3	SEP 5.81.07	Esquema de corte na UHE Sobradinho e na SE São João do Piauí 500 kV para dupla de LT 500 kV CO-RG-SGI
T38=T0+2.054ms	SE Mossoró II	Compensador Estático 06Q1/02T5	50	Proteção de sobrecorrente instantânea dos tiristores
T39=T0+2.102ms	SE Paulo Afonso IV	LT 500 kV Jeremoabo (S5)	59	Proteção de sobretensão instantânea
T40=T0+2.105ms	SE Olindina	LT 500 kV Jeremoabo (L9)	59I	Proteção de sobretensão instantânea
T41=T0+2.107ms	SE Olindina	LT 500 kV Luiz Gonzaga C1 (S4)	59I	Proteção de sobretensão instantânea
T42=T0+2.113ms	SE Olindina	LT 500 kV Camaçari II L5	59I	Proteção de sobretensão

Sequência de Desligamentos e Proteções Atuadas				
Instante	Instalação	LT ou Equipamento	Proteção Atuada	Observações
				instantânea
T43=T0+2.114ms	SE Olindina	LT 500 kV Camaçari II L4	59I	Proteção de sobretensão
				instantânea
T44=T0+2.152ms	SE João Câmara II	Todos os disjuntores associados a barra de 69 kV	59I	Proteção de sobretensão Instantânea
T45=T0+2.158ms	SE Milagres	Banco de Capacitores 230 kV 04H1	59I	Proteção de sobretensão instantânea
T46=T0+2.164ms	SE Milagres	Banco de Capacitores 230 kV 04H2	59I	Proteção de sobretensão instantânea
T47=T0+2.270ms	SE Natal II	Religamento do Reator 230 kV 04E2	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T48=T0+2.355ms	SE Barreiras II	LT 230 kV Dianópolis II C1	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
	SE Camaçari II	LT 230 kV Feira de Santana III C6	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
T49=T0+2.359ms	SE Feira de Santana III	LT 230 kV Gov Mangabeira - F6	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
T50=T0+2.396ms	SE Sapeaçu	LT 230 kV Gov Mangabeira - C2	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
T51=T0+2.398ms	SE Sto Antonio de Jesus	LT 230 kV Sapeaçu - C1 (L2)	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
T52=T0+2.399ms	SE Funil	LT 230 kV Sapeaçu - C1	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
T53=T0+2.401ms	SE Sto Antonio de Jesus	LT 230 kV Sapeaçu - C2 (F3)	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
T54=T0+2.402ms	SE Sapeaçu	LT 230 kV G. Mangabeira - C3	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
T55=T0+2.408ms	SE Sapeaçu	LT 230 kV G. Mangabeira - C1	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
T56=T0+2.415ms	SE Funil	LT 230 kV - Sto Antonio de Jesus F2	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
T57=T0+2.419ms	SE Ibicoara	LT 500 kV Sapeaçu	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
T58=T0+2.498ms	SE Camaçari II	Compensadores Síncronos 01K1 e 01K2	78	Proteção de Perda de Sincronismo

Sequência de Desligamentos e Proteções Atuadas				
Instante	Instalação	LT ou Equipamento	Proteção Atuada	Observações
T59=T0+2.529ms	UHE Itaúba	Reversão CS para GE do G-2	SEP 2.03.34	Esquema de conversão de compensador para gerador das máquinas da usina Itaúba
T60=T0+2.541ms	UHE Itaúba	Reversão CS para GE do G-3	SEP 2.03.34	Esquema de conversão de compensador para gerador das máquinas da usina Itaúba
T61=T0+2.576ms		LT 500 kV Gurupi - Peixe 2	POTT	Teleproteção
T62=T0+2.592ms	UHE Itaúba	Reversão CS para GE do G-1	SEP 2.03.34	Esquema de conversão de compensador para gerador das máquinas da usina Itaúba
T63=T0+2.604ms		LT 500 kV Gurupi - Miracema C1	78	Proteção contra perda de sincronismo
T64=T0+2.631ms		LT 500 kV Serra da Mesa - Gurupi C1	78	Proteção contra perda de sincronismo
T65=T0+2.639ms	SE Gurupi	LT 500 kV Miracema C3 (terminal Gurupi)	PPS P/A	Proteção contra perda de sincronismo
T66=T0+2.642ms		LT 500 kV Serra da Mesa - Gurupi C2	78	Proteção contra perda de sincronismo
T67=T0+2.652ms		BCS 500 kV Gurupi - Serra da Mesa C2	SIR	Sem Informação de Relé
T68=T0+2.979ms		Religamento da LT 230 kV Itabaiana - Itabaianinha C1 (C3)	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
T69=T0+3.017ms		Religamento da LT 230 kV B. Jesus da Lapa - Tabocas C1 (L1)	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
T70=T0+3.039ms	UTE Aparecida	Unidade Geradora 9 UG09		Sobrevelocidade do compressor de alta pressão
T71=T0+3.107ms	SE Itacaiúnas	LT 500 kV Colinas - C1	POTT	Teleproteção
T72=T0+3.286ms	SE Brotas de Macaúbas	LT 230 kV Irece F2	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
T73=T0+3.358ms	UTE Aparecida	Unidade Geradora 8 UG08		Sobrevelocidade do compressor de alta pressão
T74=T0+3.387ms	UTE Aparecida	Unidade Geradora 10 UG010		Sobrevelocidade do compressor de alta pressão
T75=T0+3.391ms	SE Brotas de Macaúbas	LT 230 kV Bom Jesus da Lapa - F5	21Z1	Proteção de distância - Zona 1

Sequência de Desligamentos e Proteções Atuadas				
Instante	Instalação	LT ou Equipamento	Proteção Atuada	Observações
T76=T0+3.424ms		LT 230 kV Lajeado Grande - Passo do Meio	SIR	Sem Informação de Relé
T77=T0+3.484ms	SE Ji-Paraná	LT 230 kV Pimenta Bueno C3	78 -PPS - P/A	Proteção contra perda de sincronismo
T78=T0+3.502ms	SE Ji-Paraná	LT 230 kV Pimenta Bueno C2	78 -PPS - P/A do C3	Proteção contra perda de sincronismo
T79=T0+3.509ms	SE Ji-Paraná	LT 230 kV Pimenta Bueno C1	78-PPS	Proteção contra perda de sincronismo
T80=T0+3.564ms		LT 500KV Açú III - João Câmara III C2	59I	Proteção de Sobretensão Instantânea
T81=T0+3.791ms	UTE Mauá III	Unidade Geradora UGV-01	81U	Proteção de subfrequência
T82=T0+3.810ms		LT 500 kV Milagres II - Açú III C1	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T83=T0+3.837ms	UTE Mauá III	Unidade Geradora UGG-01	81U	Proteção de subfrequência
T84=T0+4.054ms		LT 500 kV Monte Verde - AÇU III C1	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
	UHE Ponte de Pedra (UHPP)	Unidade Geradora 1, 2 e 3 (UG01, UG02 e UG03)	81U	Proteção de subfrequência
T85=T0+4.055ms		LT 500 kV Jandaíra II - Monte Verde C1	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T86=T0+4.078ms		LT 500 kV Rio das Éguas - Bom Jesus da Lapa II	78 (TWO)	Proteção contra perda de sincronismo
T87=T0+4.223ms	UHE Balbina	Unidade Geradora 1 e 2 (UG01 e UG02)	81U	Proteção de subfrequência
T88=T0+4.226ms		LT 230 kV Balbina - Lechuga	81U	Proteção de subfrequência
T89=T0+4.226ms		LT 230 kV Balbina - C. Rocha	81U	Proteção de subfrequência
T90=T0+4.337ms	SE Mussurú II	Banco de Capacitores 02H1	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T91=T0+4.354ms	UHE Balbina	Unidade Geradora 3, 4 e 5 (UG03, UG04 e UG05)	SIR	Sem Informação de Relé

Sequência de Desligamentos e Proteções Atuadas				
Instante	Instalação	LT ou Equipamento	Proteção Atuada	Observações
T92=T0+4.879ms		Religamento da Religamento da LT 230 kV Itabaiana - Itabaianinha C1 (C3)	79	Proteção de religamento
T93=T0+4.994ms		Reversão CS para GE do G-1 da UHE Barra Grande	SEP 2.146.01	Esquema de conversão de compensador para gerador das máquinas da usina Barra Grande
T94=T0+5.023ms	SE Fortaleza II	Compensador Estático 2		Falha no sistema de resfriamento dos tiristores
T95=T0+5.030ms	SE Quixadá	Religamento 15V5/QXA - LT 500KV Fortaleza II	79	Proteção de religamento
T96=T0+5.054ms	UHE Dona Francisca	Reversão CS para GE do G-1	SEP 2.69.01	Esquema de conversão compensador para gerador dos grupos geradores da Usina Dona Francisca
T97=T0+5.074ms	SE Xingu	Ausência momentânea de corrente no Retificador BIPOLO BMTE e BIPOLO XRTE		Corrente transmitida zera momentaneamente
T98=T0+5.137ms	SE Oriximiná	Compensador Estático		Sistema de resfriamento do SVC
T99=T0+5.183ms	SE Quixadá	Desligamento 15V5/QXA da LT 500KV Fortaleza II	SOTF	Fechamento sob falta
T100=T0+5.202ms	UHE Coaracy Nunes	Unidade Geradora 1 e 2 (UG01 e UG02)	81U	Proteção de subfrequência
T101=T0+5.236ms	SE UHE Coaracy Nunes	Unidade Geradora 3 UG03	81U	Proteção de subfrequência
T102=T0+5.238ms	SE Tianguá II	LT 500 kV Parnaíba III	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
T103=T0+5.241ms		LT 500 kV Parnaíba III - Acaráú	21	Proteção de distância
T104=T0+5.244ms	SE UHE Cachoeira Caldeirão	Unidade Geradora 1 UG01	81U	Proteção de subfrequência
T105=T0+5.247ms	SE UHE Cachoeira Caldeirão	Unidade Geradora 2 UG02	81U	Proteção de subfrequência
T106=T0+5.251ms	SE Parnaíba III	LT 500 kV Bacabeira C1	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
T107=T0+5.274ms	SE UHE Ferreira Gomes	Unidade Geradora 1 e 2 (UG01 e UG02)	81U	Proteção de subfrequência

Sequência de Desligamentos e Proteções Atuadas				
Instante	Instalação	LT ou Equipamento	Proteção Atuada	Observações
T108=T0+5.342ms	SE Coelho Neto	LT 230 kV Teresina C1	POTT	Teleproteção
T109=T0+5.344ms	SE Campina Grande II	Banco de Capacitores 69 kV 02H1	81U (ERAC)	Proteção de subfrequência
T110=T0+5.541ms	Quixadá	Religamento 15D1/QXA - LT 500KV Quixadá - Fortaleza II	79	Proteção de religamento
T111=T0+6.161ms		Religamento da LT 230 kV Aquiraz - Banabuiú (C8)	79	Proteção de religamento
T112=T0+6.302ms		Religamento LT 230 kV G. Mangabeira - Sapeçu C3	79	Proteção de religamento
T113=T0+6.349ms		Religamento LT 230 kV Milagres - Banabuiú 04M3	79	Proteção de religamento
T114=T0+6.367ms	SE Fortaleza	Compensador Estático 09Q2	27	Proteção de subtensão
T115=T0+6.911ms	SE Janaúba 3	LT 500 kV Presidente Juscelino C1	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T116=T0+7.018ms	SE Janaúba 3	LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II	59T-PP/PA	Proteção de Sobretensão Temporizada - Principal/Alternada
T117=T0+7.028ms	SE Milagres	Banco de Capacitores 69 kV 02H1	81U (ERAC)	Proteção de subfrequência
T118=T0+7.194ms	SE UHE Barra Grande	Reversão do Compensador Síncrono 02 para Gerador	SEP 2.146.01	Esquema de conversão de compensador para gerador das máquinas da usina Barra Grande
T119=T0+7.373ms		Religamento LT 230 kV Milagres - Banabuiú 04M1	79	Proteção de religamento
T120=T0+7.410ms	SE Janaúba III	LT 500 kV Igaporã III C1 (L6)	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T121=T0+7.448ms		Religamento da LT 230 kV Cícero Dantas - Catu (04L2)	79	Proteção de religamento
T122=T0+7.645ms		LT 500KV Arinos II - Pirapora II C1	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T123=T0+7.761ms	SE Bom Jesus da Lapa	Compensador Síncrono 01K1		Limite de potência reativa negativa

Sequência de Desligamentos e Proteções Atuadas				
Instante	Instalação	LT ou Equipamento	Proteção Atuada	Observações
T124=T0+7.916ms		LT 500KV Janaúba III - P.Juscelino C2	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T125=T0+7.943ms	SE Ariquemes	Compensador Síncrono AQCS2-01	81O	Proteção de sobrefrequência
T126=T0+7.945ms	SE Ji-Paraná	Compensador Síncrono JPCS2-01	81O	Proteção de sobrefrequência
T127=T0+8.054ms	SE Feijó	LT 230 kV Rio Branco I C1	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T128=T0+8.626ms	SE B. Jesus da Lapa	Religamento LT 230 kV Tabocas C1 (L1)	79	Proteção de religamento
T129=T0+8.627ms	SE Buritirama	LT 500 kV Queimada Nova II C2	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T130=T0+8.651ms		Religamento LT 230 kV Sapeaçu - Sto Antonio de Jesus C2 (F3)	79	Proteção de religamento
T131=T0+8.730ms	SE Recife II	Banco de Capacitores 230 kV 04H1	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T132=T0+8.748ms		LT 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas C2	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T133=T0+8.865ms		Religamento LT 230 kV Brotas de Macaúbas - Irecê F2	79	Proteção de religamento
T134=T0+9.078ms	SE Janaúba III	LT 500 kV Igaporã III C2 (L7)	59	Proteção de sobretensão
T135=T0+9.107ms		Religamento LT 230 kV Brotas de Macaúbas - Bom Jesus da Lapa - F5	79	Proteção de religamento
T136=T0+9.136ms	SE Buritirama	LT 500 kV Barreiras II	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T137=T0+9.137ms	SE Recife II	Banco de Capacitores 230 kV 04H2	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T138=T0+9.354ms	SE Gentio Ouro II	LT 500 kV Buritirama C1	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T139=T0+9.697ms	SE UHE Itaipu 60 Hz	Barra B-4	SIR	Sem Informação de Relé

Sequência de Desligamentos e Proteções Atuadas				
Instante	Instalação	LT ou Equipamento	Proteção Atuada	Observações
T140=T0+9.785ms		LT 500 kV Gentio do Ouro II - Ouroândia II C1	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T141=T0+9.957ms	SE Irecê	LT 138 kV Projeto Codevasf (Baixio) 03N2	59	Proteção de sobretensão
T142=T0+10.303ms		LT 500kV Jandaíra II - João Câmara III C1	59T-PP/PA	Proteção de Sobretensão Temporizada - Principal/Alternada
T143=T0+10.975ms	SE Cauípe	Transformadores 230/69 kV (04T1, 04T2 e 04T3)	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T144=T0+11.265ms	SE SobralIII	LT 500 kV Tianguá C1 (05V5)	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T145=T0+11.289ms	SE Teresina	Reator 13,8 kV 01E2	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T146=T0+11.445ms	SE Currais Novos II	LT 138 kV Santana dos Matos II 03C1	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T147=T0+11.811ms	SE Currais Novos II	LT 138 kV Santa Cruz II 03M2	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T148=T0+12.299ms	SE UHE Estreito	Unidade Geradora 1, 3 e 4 (UG01, UG03 e UG04)	81U	Proteção de subfrequência
T149=T0+12.521ms		LT 500 kV Ceará Mirim II - João Camara III C2 (05L4)	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T150=T0+13.024ms	SE Ceará Mirim II	LT 500 kV João Câmara III C1 (05L1)	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T151=T0+13.169ms	SE Suape II	LT 500 kV Recife II (05L7)	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T152=T0+13.216ms	SE Teresina	Reator 230 kV 04E1	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T153=T0+13.222ms	SE UTE Pampa Sul	Unidade Geradora 01 UG01	SIR	Sem Informação de Relé
T154=T0+13.383ms	SE UHE Santo Antônio	Unidade Geradora 50 UG50	40	Proteção de perda de excitação ou relé de perda de campo

Sequência de Desligamentos e Proteções Atuadas				
Instante	Instalação	LT ou Equipamento	Proteção Atuada	Observações
T155=T0+13.446ms	SE Rio Branco I	Compensador Estático 01	59	Proteção de sobretensão
T156=T0+13.458ms	SE UHE Tucuruí	Religamento da Unidade Geradora 1 UG01	51AE	Energização Acidental
T157=T0+13.491ms	SE UHE Tucuruí	Religamento da Unidade Geradora 5 UG05	51AE	Energização Acidental
T158=T0+13.551ms	SE Ariquemes	LT 230 kV Jaru C1	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T159=T0+13.620ms	SE UHE Tucuruí	Religamento da Unidade Geradora 10 UG10	51AE	Energização Acidental
T160=T0+13.801ms	SE Jardim	LT 500 kV Camaçari IV 05V7	59	Proteção de sobretensão
T161=T0+13.814ms	SE Ceará Mirim II	LT 500 kV Campina Grande III 05L2	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T162=T0+13.847ms	SE Recife II	Barra 500 kV 05B1	50/62 BF	Proteção contra falha de disjuntor
	SE UHE Lajeado	Unidade Geradora 4 UG034	78	Proteção contra perda de sincronismo
T163=T0+14.063ms	SE Serra Pelada	LT 500 kV Miracema C2	RXTDD	Recepção de transferência de Disparo
T164=T0+14.070ms	SE Imperatriz	LT 500 kV Imperatriz - Colinas C1	POTT	Teleproteção
T165=T0+14.091ms	SE Serra Pelada	LT 500 kV Miracema C1	RXTDD	Recepção de transferência de Disparo
T166=T0+14.112ms		LT 500 kV Tucuruí - Marabá C2	SIR	Sem Informação de Relé
T167=T0+14.115ms	SE Serra Pelada	LT 500 kV Xingu C2	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
T168=T0+14.116ms	SE Serra Pelada	LT 500 kV Xingu C1	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
T169=T0+14.122ms		LT 230 kV Laranjal - Jurupari C3	POTT	Teleproteção
T170=T0+14.125ms	SE UHE Tucuruí	Religamento da Unidade Geradora 6 UG06	51AE	Energização Acidental
T171=T0+14.190ms		LT 230 kV Altamira - Xingu	POTT	Teleproteção
T172=T0+14.193ms	SE Rio Branco I	LT 230 kV Abunã C1	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada

Sequência de Desligamentos e Proteções Atuadas				
Instante	Instalação	LT ou Equipamento	Proteção Atuada	Observações
T173=T0+14.201ms	SE UHE Tucuruí	Religamento da Unidade Geradora 3 UG03	51AE	Energização Acidental
T174=T0+14.231ms		LT 500 kV Colinas - Imperatriz C2	POTT	Teleproteção
T175=T0+14.295ms		LT 230 kV Lajeado - Palmas C1	59I	Proteção de Sobretensão Instantânea
T178=T0+14.295ms		LT 230 kV Lajeado - Palmas C2	59I	Proteção de Sobretensão Instantânea
T179=T0+14.297ms		LT 230 kV Miracema - Lajeado C2	59I	Proteção de Sobretensão Instantânea
T180=T0+14.299ms		LT 230 kV Miracema - Lajeado C1	59I	Proteção de Sobretensão Instantânea
	SE Lajeado	Autotransformador 2 500/230 kV	87	Proteção diferencial
T181=T0+14.309ms	SE Miracema	LT 500 kV Gurupi C3 (terminal Miracema)	78 e 59I	Proteção contra perda de sincronismo e Proteção de sobretensão instantânea
T182=T0+14.335ms		LT 500 kV Miracema - Gurupi C2	59I	Proteção de Sobretensão Instantânea
T183=T0+14.436ms	SE Jardim	Barra 69 kV 02BP	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T184=T0+14.443ms	SE Ariquemes	LT 230 kV Ji-Paraná C4	59T-PP/PA	Proteção de Sobretensão Temporizada - Principal/Alternada
T185=T0+14.579ms	SE Jurupari	LT 230 kV Laranjal C1	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
T186=T0+14.585ms	SE Jurupari	LT 230 kV Laranjal C2	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
T187=T0+14.898ms	SE Ariquemes	LT 230 kV Samuel C4	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T188=T0+15.430ms	SE UHE Tucuruí	Unidade Geradora 12 UG12	51AE	Energização Acidental
T189=T0+15.633ms	SE Xingu	Conversores Bipolo 1	27 (ESOF)	Proteção de subtensão

Sequência de Desligamentos e Proteções Atuadas				
Instante	Instalação	LT ou Equipamento	Proteção Atuada	Observações
T190=T0+15.694ms	SE Xingu	Conversores Bipolo 2	27 (ESOF)	Proteção de subtensão
T191=T0+15.798ms		LT 500 kV Colinas - Miracema C2	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T192=T0+16.459ms		LT 500 kV Açú III - Quixadá C1	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T193=T0+16.669ms	SE Colinas	LT 500 kV Itacaiúnas C1	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T194=T0+17.771ms		LT 500KV Morro do Chapéu II - Ourorândia II C1	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T195=T0+18.585ms	SE Tiaguá II	LT 500 kV Sobral III (05V8)	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T196=T0+18.641ms		LT 500 kV Acaraú III - Pecem III	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T197=T0+18.841ms	SE UHE Samuel	Unidade Geradora 4 UG04	32	Proteção direcional de potência
T198=T0+18.866ms	SE UHE Samuel	Unidade Geradora 2 UG02	32	Proteção direcional de potência
T199=T0+19.036ms	SE Aquiraz II	Barra 69 kV 02BP	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T200=T0+19.246ms	SE Rio Branco I	LT 230 kV Abunã C2	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T201=T0+19.304ms	SE Sapeaçu	Compensador Estático	Intrinseca	
T200=T0+19.477ms	SE Cícero Dantas	LT 230 kV Catu C1 (L2)	POTT	Teleproteção
T201=T0+19.620ms	SE Cícero Dantas	LT 230 kV Alagoinhas II (L8)	RXTDD	Recepção de transferência de Disparo
T202=T0+19.759ms	SE Itabaianinha	LT 230 kV Itabaiana C1 (C3)	59	Proteção de sobretensão
T203=T0+19.823ms	SE Abunã	LT 230 kV Porto Velho C2	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T204=T0+20.054ms		LT 500KV Quixadá - Milagres (05V3)	59	Proteção de sobretensão

Sequência de Desligamentos e Proteções Atuadas				
Instante	Instalação	LT ou Equipamento	Proteção Atuada	Observações
		Conjunto Eólico Santa Monica	59I	Proteção de Sobretensão Instantânea
T205=T0+20.143ms	SE Jaru	LT 230 kV Ji-Paraná	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T206=T0+20.341ms	SE Quixadá	LT 500KV Fortaleza II (05V5)	59	Proteção de sobretensão
T207=T0+20.468ms	SE UHE Santo Antônio	Unidade Geradora 46 UG46	50EI	Energização Acidental/Inadvertida
T208=T0+20.476ms	SE UHE Santo Antônio do Jari	Unidade Geradora 2 UG2	81O	Proteção de sobrefrequência
T209=T0+20.510ms	SE Bom Jesus da Lapa II	Compensador Estático 01Q1	Intrinseca	
T210=T0+20.529ms	SE Banabuiú	LT 230 kV Aquiraz II C7	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
T211=T0+20.571ms	SE Aquiraz II	LT 230 kV Banabuiú (C8)	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
T212=T0+20.613ms	SE Suape III	LT 230 kV Suape III - UTE TERMOPERNANBUCO C1	59I	Proteção de sobretensão Instantânea
T213=T0+20.614ms	SE Suape III	LT 230 kV Suape III - UTE TERMOPERNANBUCO C2	59I	Proteção de sobretensão Instantânea
T214=T0+20.626ms	SE Banabuiú	LT 230 kV Aquiraz II C6	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
T215=T0+20.746ms	SE UHE Santo Antônio	Unidade Geradora 48 UG48	50EI	Energização Acidental/Inadvertida
T218=T0+20.756ms	SE UHE Santo Antônio	Unidade Geradora 45 UG45	50EI	Energização Acidental/Inadvertida
T219=T0+20.823ms	SE UHE Santo Antônio	Unidade Geradora 47 UG47	50EI	Energização Acidental/Inadvertida
T220=T0+20.827ms	SE Boa Esperança	LT 230 kV UHE Boa Esperança (04V1)	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T221=T0+20.844ms	SE Tabocas	LT 230 kV B. Jesus da Lapa C1 (L1)	21Z1	Proteção de distância - Zona 1
T222=T0+20.946ms	SE Brotas de Macaúbas	LT 230 kV Irecê F2	21Z1	Proteção de distância - Zona 1

Sequência de Desligamentos e Proteções Atuadas				
Instante	Instalação	LT ou Equipamento	Proteção Atuada	Observações
T223=T0+21.054ms		LT 230 Juazeiro da Bahia II - Juazeiro da Bahia III	59I	Proteção de Sobretensão Instantânea
T224=T0+21.200ms	SE UHE Boa Esperança	Unidade Geradora 2 01G2	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T225=T0+21.257ms	SE Maceió	LT 230 kV Messias (04S6)	59	Proteção de sobretensão
T226=T0+21.452ms	SE Pau Ferro	LT 230 kV Recife II (04F7)	59	Proteção de sobretensão
T227=T0+21.479ms	SE Juazeiro III	LT 500 kV Luiz Gonzaga C1 (C5)	59I	Proteção de Sobretensão Instantânea
T228=T0+21.507ms	SE Juazeiro III	LT 500 kV Futura (05N7)	59I	Proteção de Sobretensão Instantânea
T229=T0+21.509ms	SE Rio Largo II	Barra 69 kV 02BP	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T230=T0+21.761ms	SE Maceió	LT 230 kV Messias (04S7)	59	Proteção de sobretensão
T231=T0+22.028ms	SE Banabuiú	LT 230 kV Alex (04C5)	59I	Proteção de Sobretensão Instantânea
T232=T0+22.031ms	SE Picos	Banco de Capacitores 230 kV 04H1	59I	Proteção de Sobretensão Instantânea
T233=T0+22.111ms	SE João Câmara II	Banco de Capacitores 230 kV 04H1 e 04H2	59	Proteção de sobretensão
T234=T0+22.145ms	SE Alex	LT 230 kV Mossoró II (04P3)	59	Proteção de sobretensão
T235=T0+22.208ms	SE Banabuiú	LT 230 kV Mossoró II - (04C4)	59	Proteção de sobretensão
T236=T0+22.255ms	SE Mossoró II	LT 230 kV Quixeré - (04L1)	59	Proteção de sobretensão
T237=T0+22.373ms		LT 500 kV Queimada Nova II - Milagres II	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T238=T0+22.548ms		LT 500KV São João do Piauí - R.Gonçalves C2	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T239=T0+22.692ms	SE Messias	LT 230 kV Rio Largo - (04S5)	59	Proteção de sobretensão

Sequência de Desligamentos e Proteções Atuadas				
Instante	Instalação	LT ou Equipamento	Proteção Atuada	Observações
T240=T0+22.722ms	SE Pau Ferro	LT 230 kV Recife II (04F6)	59	Proteção de sobretensão
T241=T0+22.838ms	SE Senhor do Bonfim	LT 138 kV Queimadas II (03S2)	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T242=T0+22.900ms	SE Xingó	Unidade Geradora 6 01G6	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T243=T0+22.917ms	SE Senhor do Bonfim	LT 138 kV Jacobina (03S1)	59	Proteção de sobretensão
T244=T0+23.000ms	SE Xingó	Unidade Geradora 4 01G4	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T245=T0+23.068ms	SE Penedo	LT 230 kV Nossa Senhora do Socorro (04S8)	59I	Proteção de Sobretensão Instantânea
T246=T0+23.068ms	SE Campo Formoso	LT 230 kV Senhor do Bonfim II (04C1)	59I	Proteção de Sobretensão Instantânea
T247=T0+23.513ms		LT 500 kV Xingó - Angelim II 05V1	59I	Proteção de Sobretensão Instantânea
T248=T0+23.524ms	SE Morro do Chapéu II	Filtro de 7H	60	Proteção de balanço de corrente ou tensão
T249=T0+23.562ms	SE Nossa Senhora do Socorro	LT 230 kV Jardim (04S2)	59	Proteção de sobretensão
T250=T0+23.604ms	SE Nossa Senhora do Socorro	LT 230 kV Jardim (04S1)	59	Proteção de sobretensão
T251=T0+23.617ms	SE Nossa Senhora do Socorro	LT 230 kV SEFFN (04F1)	59	Proteção de sobretensão
T252=T0+23.619ms	SE Goianinha	LT 230 kV João Pessoa II (04N3)	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T253=T0+23.674ms	SE Angelim II	LT 500 kV Recife II (05L9)	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T254=T0+23.868ms	SE Xingó	Religamento da LT 500 kV Messias (V4)	59I	Proteção de Sobretensão Instantânea

Sequência de Desligamentos e Proteções Atuadas				
Instante	Instalação	LT ou Equipamento	Proteção Atuada	Observações
T255=T0+24.130ms	SE Suape II	LT 500 kV Messias (05V2)	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada
T256=T0+24.166ms	SE Gentio do Ouro II	Compensador Estático	27	Proteção de subtensão
T257=T0+24.252ms	SE João Pessoa II	LT 230 kV Mussurú II (04F2)	59	Proteção de sobretensão
T258=T0+24.315ms	SE Morro do Chapéu II	Compensador Estático	27	Proteção de subtensão
T259=T0+24.375ms	SE Irecê	LT 230 kV Morro do Chapéu II (04S5)	59	Proteção de sobretensão
T260=T0+24.393ms	SE Coletora Porto Velho	Bloqueio do bloco 2 do BtB	27 DC	Subtensão DC
T261=T0+24.397ms	SE Funil	Compensador Estático 01Q1		Falha refrigeração
T260=T0+25.160ms	SE Cícero Dantas	LT 230 kV Alagoinhas (L8)	21Z2 + POTT	Proteção de distância - Zona 2 associado a teleproteção
T261=T0+25.671ms	SE Banabuiú	Religamento da LT 230 kV Aquiraz II (C8)	79	Religamento automático
T262=T0+25.729ms	SE Banabuiú	Religamento da LT 230 kV Aquiraz II (C7)	79	Religamento automático
T263=T0+25.816ms	SE Banabuiú	Religamento da LT 230 kV Aquiraz II (C6)	79	Religamento automático
T264=T0+30.177ms	SE Irecê	Compensador Síncrono 01K1	47	Proteção de subtensão/inversão de fase
T265=T0+35.969ms	SE UHE Santo Antônio do Jari	Unidade Geradora 1	81O	Proteção de sobrefrequência
T266=T0+52.160ms	SE Aquiraz II	LT 230 kV Banabuiú (C8)	59	Proteção de sobretensão
T267=T0+53.115ms	SE Aquiraz II	LT 230 kV Banabuiú (C6)	59	Proteção de sobretensão
T268=T0+59.158ms	SE Aquiraz II	LT 230 kV Banabuiú (C7)	59	Proteção de sobretensão
T269=T0+1min346ms		LT 500 kV Luiz Gonzaga - Garanhuns II (05Z1)	59T	Proteção de Sobretensão Temporizada

Sequência de Desligamentos e Proteções Atuadas				
Instante	Instalação	LT ou Equipamento	Proteção Atuada	Observações
T270+1min54.185ms	SE Goianinha	Compensador Síncrono 01K1	47	Proteção de reversão ou desbalanceamento de tensão
	SE Eliseu Martins	Compensador Estático 06Q1	27	Proteção de subtensão
T271+7min16.963ms	UHE Sobradinho	Unidade Geradora 5 01G5	51	Proteção de sobrecorrente temporizado

4.2 Sequência de recomposição dos equipamentos

A sequência de recomposição dos equipamentos afetados nesta perturbação está apresentada no Anexo 10.2.

5 AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO

5.1 Proteção e Esquemas de Religamento Automático

- 5.1.1. Foi acidental a primeira atuação da proteção de fechamento sob falta (Switch Onto Fault - SOTF) do terminal da SE Quixadá da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II durante a operação normal da linha. A referida proteção atuou sem ocorrência de falta ou anormalidade no sistema elétrico de potência, por erro de implementação de lógica.
- 5.1.2. Foi incorreta a segunda atuação da proteção de fechamento sob falta (Switch Onto Fault - SOTF) do terminal da SE Quixadá da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II durante a energização da linha após religamento automático em condição de corrente acima do seu limite nominal, ainda por erro de implementação de lógica.
- 5.1.3. Foi correta a atuação da proteção de Disparo por Oscilação de Potência (68OST-PPS) da LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança (detalhe no item 5.6.3 deste relatório).
- 5.1.4. Foram corretas as atuações das proteções de distância das seguintes linhas : LT 230 kV Milagres – Icó, LT 230 kV Aquiraz – Banabuiú C8, LT 230 kV Milagres – Banabuiú C1 e C3, LT 230 kV Boa Esperança – Teresina C1, LT 500 kV Gilbués II – São João do Piauí, LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C1 e C2, LT 500 kV Olindina – Camaçari L5 e L4, LT 500 kV Morro do Chapéu – Sapeaçu, LT 500 kV Cícero Dantas – Catú, LT 230 kV Brotas de Macaúba – Bom Jesus da Lapa (F5), LT 230 kV Camaçari II - Feira de Santana III C6, LT 230 kV Governador Mangabeira - Feira de Santana III F6, LT 230 kV Sapeaçu – Sto. Antonio de Jesus C1 (L2), LT 230 kV Governador Mangabeira – Sapeaçu C1, C2 e C3, LT 230 kV Sapeaçu – Funil C1, LT 500 kV Sapeaçu – Ibicoara, LT 230 kV Itabaianha – Itabaianinha, LT 230 kV Brotas de Macaúbas – Irecê, LT 230 kV Brotas de Macaúbas – Bom Jesus da Lapa F5, LT 500 kV Bacabeira – Parnaíba III C1, LT 500 kV Parnaíba III - Tianguá II, LT 500 kV Parnaíba III – Acaraú.
- 5.1.5. Foi correta a atuação da proteção de Disparo por Oscilação de potência (68OST-PPS) da LT 500 kV Poções III – Padre Paraíso C1 e C2.
- 5.1.6. Foi incorreta a atuação da proteção de distância em Zona 1 do terminal de S. J. Piauí da LT 500 kV S. J. do Piauí – R. Gonçalves C2, visto que o seu ajuste de alcance resistivo se encontrava muito abrangente, devendo a sua filosofia de ajuste ser reavaliada.
- 5.1.7. Foi incorreta a atuação da proteção de disparo por oscilação de potência (68OSB – PPS) da LT 500 kV Gilbués II – Miracema, instalada no terminal de Miracema,

visto que a sua atuação não estava correspondente com os ajustes recomendados para os blinders no relatório de estudos.

- 5.1.8. Houve recusa da proteção de Disparo por Oscilação de Potência (68OST-PPS) da LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C1. O ajuste de OSBD deverá ser corrigido, de forma a permitir a atuação correta desta função para as oscilações instáveis.
- 5.1.9. Houve recusa da proteção de Disparo por Oscilação de Potência (68OST-PPS) da LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C2.
- 5.1.10. Foi incorreta a atuação da proteção de distância em Zona 1 da LT 500 kV Paulo Afonso IV – Angelim L6. Esta atuação deverá ser avaliada e corrigida.
- 5.1.11. Foi incorreta a atuação da proteção de distância em Zona 1 do terminal de Xingó da LT 500 kV Xingó – Messias. Esta atuação deverá ser avaliada e corrigida.
- 5.1.12. Foi incorreta a atuação da proteção de distância em Zona 1 do terminal de Luiz Gonzaga da LT 500 kV Luiz Gonzaga – Juazeiro III. Esta atuação deverá ser avaliada e corrigida.
- 5.1.13. Não foi possível avaliar o desempenho da proteção de distância em Zona 1 do terminal de Xingó da LT 500 kV Xingó – Paulo Afonso IV (V6), por falta de oscilografia neste terminal.
- 5.1.14. Foi incorreta a atuação da proteção de distância em Zona 1 do terminal de Sobradinho da LT 230 kV Sobradinho – Juazeiro II S1. Esta atuação deverá ser avaliada.
- 5.1.15. Não foi possível avaliar o desempenho da proteção de distância em Zona 1 do terminal de Alagoinhas II da LT 230 kV Alagoinhas II – Cícero Dantas L8 por falta de dados de oscilografia, no seu primeiro desligamento.
- 5.1.16. Foi incorreta a atuação da proteção diferencial de linha da LT 500 kV Campo Grande III – Garanhuns II (CZ3).
- 5.1.17. Foi incorreta a atuação da proteção de distância em Zona 1 do terminal de Xingó da LT 500 kV Xingó – Jardim (V5). Esta atuação deverá ser avaliada.
- 5.1.18. Foi correta a atuação da proteção de sobrecorrente dos tiristores que causou o desligamento automático do Compensador Estático de Mossoró II.
- 5.1.19. Não foi possível avaliar o desempenho das proteções de sobretensão das seguintes linhas: LT 500 kV Paulo Afonso IV - Jeremoabo (S5), LT 500 kV

Olindina- Jeremoabo (L9), LT 500 kV Olindina- Luiz Gonzaga C1 (S4), LT 500 kV Olindina - Camaçari II L5 e LT 500 kV Olindina - Camaçari II L4.

- 5.1.20. Foi incorreta a atuação da proteção de distância em Zona 1 do terminal de Funil da LT 230 kV Funil – Sto. Antonio de Jesus (F2), cujos ajustes das características de distância quadrilaterais encontram-se muito abrangentes no diagrama RX, necessitando de reavaliação.
- 5.1.21. Foi correta a atuação da proteção de distância em Zona 1 no terminal de Gilbués da LT Gilbués II – São João do Piauí, causada pela formação de centro elétrico na referida linha.
- 5.1.22. Foi correta a atuação da função de distância associada à teleproteção da LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C1, uma vez que não houve a atuação da proteção de disparo por oscilação de potência (68OST) nesta linha.
- 5.1.23. Foi correta a atuação da proteção de distância em Zona 1 no terminal de Ribeiro Gonçalves da LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C2 e a recepção da TDD no terminal de Colinas, uma vez que as condições sistêmicas não permitiram a atuação da proteção de Disparo por Oscilação de Potência (68OST) desta linha.
- 5.1.24. Foi correta a atuação da proteção de distância em Zona 1 (21Z1) em Gilbués da LT 500 kV Gilbués II – São João do Piauí e a recepção de TDD em São João do Piauí, devido à formação de centro elétrico na linha.
- 5.1.25. Não foi possível avaliar o desligamento automático dos Compensadores Síncronos de Camaçari II por falta de dados.
- 5.1.26. Foi incorreta a atuação da proteção de distância associada à teleproteção da LT 500 kV Gurupi – Peixe II, uma vez que, pelo diagrama R-X obtido da oscilografia, a trajetória da impedância atingiu a característica de operação da Zona 3 reversa da proteção de distância no terminal de Gurupi e o disparo por teleproteção não foi interrompido. Isto ocorreu, pois a Zona 3 reversa estava bloqueada para função de bloqueio por oscilação de potência (68OSB) da linha, porém a Zona 2 de distância associada à teleproteção não estava.
- 5.1.27. Houve recusa da atuação da proteção de Disparo por Oscilação de Potência (68OST-PPS) da LT Serra da Mesa II – Peixe II, em função da mudança de trajetória da impedância provocada pelo desligamento da LT 500 kV Gurupi – Peixe II.
- 5.1.28. Foi incorreta a atuação da proteção Diferencial de Fase Dividida das unidades geradoras da UHE Serra da Mesa, que foi acionada pelas condições de oscilações

observadas no evento e não pelas condições de falha interna entre espiras da mesma fase do gerador.

- 5.1.29. Não foi possível avaliar o desempenho da atuação da proteção de falha de disjuntor do DJ9564 do terminal de Gurupi da LT 500 kV Serra da Mesa – Gurupi C1 promovendo o comando de desligamento da Barra B de 500kV, uma vez que não foi identificada a falha deste equipamento.
- 5.1.30. Foi correta a atuação da proteção de disparo por oscilação de potência (68OST-PPS) da LT 500 kV Gurupi – Miracema C1.
- 5.1.31. Foi correta a atuação da proteção de Disparo por Oscilação de Potência (68OST-PPS) no terminal de Gurupi da LT 500 kV Gurupi – Miracema C3, porém a abertura do terminal de Miracema só foi efetuada pela correta atuação da proteção de sobretensão após cerca de 12 s. Houve recusa de envio de sinal de transferência de disparo para o terminal de Miracema no primeiro desligamento.
- 5.1.32. Foi correta a atuação da proteção de Disparo por Oscilação de Potência (68OST-PPS) da LT 500 kV Serra da Mesa – Gurupi C1.
- 5.1.33. Foi correta a atuação da proteção de Disparo por Oscilação de Potência (68OST-PPS) da LT 500 kV Serra da Mesa – Gurupi C2.
- 5.1.34. Foi correta a atuação da proteção de sobretensão instantânea no terminal de Miracema da LT 500 kV Gurupi – Miracema C2, com envio de sinal para abertura em Gurupi.
- 5.1.35. Não houve atuação da proteção de Disparo por Oscilação de Potência (68OST-PPS) da LT 500 kV Rio das Éguas - Bom Jesus da Lapa II, no terminal de Bom Jesus, pois não foi verificada a travessia dos blinders, vindo a atuar a função de Perda de Sincronismo (78) implementada no terminal de Rio das Éguas desta mesma linha, de forma correta, como retaguarda. Ressalta-se que, conforme o RT-ONS-DPL-0199/2022 – Adequação das Proteções de Perda de Sincronismo da Interligação Norte / Nordeste / Sudeste, já existe a providência REC-000727/2023, com prazo de atendimento de 30.09.2023, para desabilitar a PPS em serviço na LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II – Rio das Éguas, após a implementação da atualização do esquema de abertura dos disjuntores centrais da SE Rio das Éguas.
- 5.1.36. Foi incorreta a atuação do religamento automático da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza, causada por erro de lógica, uma vez que a função de proteção atuada não deveria partir religamento. Também foi incorreto o fechamento do disjuntor central, energizando a linha, cuja lógica já foi revisada.

- 5.1.37. Não foi possível avaliar o desempenho das proteções de sobretensão dos equipamentos citados a seguir, por falta de dados: LT 500 kV Janaúba 3 - Presidente Juscelino C1, LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II - Janaúba 3, LT 500KV Arinos II - Pirapora II C1, LT 500KV Janaúba III - P.Juscelino C2, LT 500 kV Buritirama - Queimada Nova II C2, Banco de Capacitores de 230 kV (04H1) - SE Recife II, Banco de Capacitores de 230 kV (04H1) - SE Recife II , LT 500KV Barreiras II - Rio das Éguas C2, LT 500 kV Igarorã III - Janaúba III C2 (L7), LT 500 kV Ceará Mirim II - João Câmara III C2 (05L4), LT 500 kV Ceará Mirim II - João Câmara III C1 (05L1), LT 500KV Jandaíra II - João Câmara III C1, TR 230/69 kV 04T1/04T2/04T3 - SE Cauípe, LT 500 kV Tianguá - Sobral III C1 (05V5, LT 138 kV Irecê - Projeto Codevasf (Baixio) 03N2, Reator 13,8 kV 01E2 - SE Teresina , LT 138 kV Currais Novos II - Santana dos Matos II 03C1, LT 138 kV Currais Novos II -Santa Cruz II 03M2, LT 500 kV Gentio do Ouro II - Ourolândia II C1, LT 500 kV Buritirama - Gentio Ouro II C1, LT 500 kV Recife II - Suape II (05L7), Reator 230 kV 04E1 - SE Teresina, LT 500 kV Jardim - Camaçari IV 05V7, LT 500 kV Ceará Mirim II - Campina Grande III 05L2, LT 500 kV Açú III - Quixadá C1, LT 500KV Morro do Chapéu II - Ourolândia II C1, LT 500 kV Sobral III - Tiaguá II (05V8)59T, LT 500 kV Acaraú III - Pecem III 59T, LT 230 kV Itabaiana - Itabaianinha C1 (C3), LT 500 kV Açú III - Quixadá C1, LT 500KV Quixadá - Milagres (05V3), LT 500 kV C. Mirim II - João Câmara III C2 (05L4), LT 500 kV Ceará Mirim II - João Câmara III C1 (05L1), LT 500 kV Recife II - Suape II (05L7), Reator 230 kV 04E1 - SE Teresina, LT 500 kV Jardim - Camaçari IV 05V7, barra de 69 kV da SE João Câmara II, e LT 500 kV Ceará Mirim II - Campina Grande III 05L2.
- 5.1.38. Foi correta a atuação do esquema de reinserção automática do Reator Shunt 230 kV 04E2 da SE Natal II, através da atuação da função de sobretensão temporizada (59T).
- 5.1.39. Houve atuação correta das proteções de subfrequência das unidades geradoras UG1, UG3, UG4, UG5, UG6 e UG8 da UHE Estreito, uma vez que os ajustes implantados atualmente estão de acordo com o Submódulo 3.6 vigente na época de entrada em operação da usina. Essas proteções encontram-se com ajuste de 58,5 Hz em 10s, no entanto este ajuste não está aderente ao Submódulo 2.10 vigente e deverá ser avaliado, conforme providência citada em item específico.
- 5.1.40. Foi incorreta a atuação da proteção SOTF no terminal de Miracema da LT 500 kV Serra Pelada – Miracema C2 com conseqüente recepção de TDD no terminal de Serra Pelada, considerando os ajustes da lógica implementada. Porém o agente ENGIE já corrigiu a lógica da função SOTF da linha para que esta função seja habilitada apenas com o comando de fechamento do disjuntor.

- 5.1.41. Foi incorreta a atuação da proteção SOTF no terminal de Miracema da LT 500 kV Serra Pelada – Miracema C1 com consequente recepção de TDD no terminal de Serra Pelada, considerando os ajustes da lógica implementada. Porém o agente ENGIE já corrigiu a lógica da função SOTF da linha para que esta função seja habilitada apenas com o comando de fechamento do disjuntor.
- 5.1.42. Foi correta a atuação da proteção de distância em Zona 1 no terminal Serra Pelada da LT 500 kV Serra Pelada – Xingu C2 e, no terminal de Xingu, a recepção de TDD, uma vez que foi identificada pelas oscilografias a formação de centro elétrico bem próximo à barra de Serra Pelada 500 kV.
- 5.1.43. Foi correta a atuação da proteção de distância em Zona 1 no terminal de Serra Pelada da LT 500 kV Serra Pelada – Xingu C1 e, no terminal de Xingu, a recepção de TDD, uma vez que foi identificada pelas oscilografias a formação de centro elétrico bem próximo à barra de Serra Pelada 500 kV.
- 5.1.44. Não foi possível avaliar o desempenho da proteção de Perda de Sincronismo (78) da unidade geradora UG04 da UHE Lajeado, pois ainda falta receber dados da curva característica e da memória de cálculo da função implementada.
- 5.1.45. Foi correta a atuação da PPS da LT 230 kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno C3, sendo responsável por também abrir os circuitos 1 e 2.
- 5.1.46. Foram corretos os desligamentos dos Compensadores Síncronos de Ariquemes e Ji-Paraná por atuações das proteções de sobrefrequência.
- 5.1.47. Não foi possível avaliar se foi correto o desligamento automático da LT 230 kV Feijó - Rio Branco I C1 pela atuação da proteção de sobretensão temporizada (59T), pois não foram enviados os ajustes da referida proteção.
- 5.1.48. Foi correta a atuação da proteção de perda de excitação (função 40) da UG50 da UHE Santo Antônio.
- 5.1.49. Foi correta a atuação da proteção de sobretensão temporizada do Compensador Estático da SE Rio Branco I.
- 5.1.50. Não foi possível avaliar a atuação da proteção de sobretensão temporizada da LT 230 kV Ariquemes – Jauru C1, no terminal de Ariquemes, pois o ajuste de temporização de 5 s e os registros oscilográficos enviados têm o tempo máximo de 1,5 s.
- 5.1.51. Foram corretas as atuações das proteções de sobretensão temporizada dos terminais da LT 230 kV Abunã – Rio Branco I C1.

- 5.1.52. Foram corretas as atuações das proteções de sobretensão temporizada dos terminais da LT 230 kV Ariquemes – Ji-Paraná C4.
- 5.1.53. Foram corretas as atuações das proteções de sobretensão temporizada dos terminais da LT 230 kV Samuel – Ariquemes C4.
- 5.1.54. Foram corretos os ajustes das proteções de potência ativa reversa (função 32) das UG02 e UG04 da UHE Samuel.
- 5.1.55. Foram corretas as atuações das proteções de sobretensão temporizada dos terminais da LT 230 kV Abunã - Rio Branco I C2.
- 5.1.56. Foram corretas as atuações das proteções principal e alternada de sobretensão temporizada (59T), em Abunã, da LT 230 kV Porto Velho – Abunã C2. Não há informações se houve desligamento no terminal de Porto Velho.
- 5.1.57. Foram corretas as atuações das proteções de sobretensão temporizada dos terminais da LT 230 kV Jauru – Ji-Paraná C1.
- 5.1.58. Foram incorretos os desligamentos automáticos das unidades geradoras 45, 46, 47 e 48 da UHE Santo Antônio pelas atuações das proteções de energização inadvertida (50EI), uma vez que o IED processou grandezas analógicas imprecisas, em função da frequência do sistema AC-RO apresentar valores de frequência acima da faixa de 11-69 Hz.
- 5.1.59. Foi correto o desempenho do conversor do Bloco 2 do Back-to-Back durante a perturbação e a atuação da proteção de subtensão DC após a área AC-RO ir a blecaute por falta de tensão generalizada.
- 5.1.60. Foi correta a atuação da proteção para a falha no sistema de resfriamento do Compensador Estático da SE Oriximiná causada por incapacidade da UPS em manter a tensão de alimentação do sistema de resfriamento.
- 5.1.61. Foi correta a atuação das proteções de subfrequência das unidades geradoras UG01, UG02 e UG03 da UHE Coaracy Nunes.
- 5.1.62. Foi correta a atuação das proteções de subfrequência das unidades geradoras UG01 e UG02 da UHE Cachoeira Caldeirão.
- 5.1.63. Foi correta a atuação das proteções de subfrequência das unidades geradoras UG01 e UG02 da UHE Ferreira Gomes.
- 5.1.64. Foi correto o desempenho da função de bloqueio por oscilação de potência (68OSB) da LT 230 kV Jurupari – Laranjal C1, C2 e C3, considerando a velocidade

com que a impedância atravessou os blinders na oscilação observada na área, liberando as unidades de distância para atuar.

- 5.1.65. Foi correta a atuação da proteção de distância de Zona 1 no terminal de Jurupari da LT 230 kV Jurupari – Laranjal C1 e C2.
- 5.1.66. Foi correta a atuação da proteção de distância associada à teleproteção na LT 230 kV Jurupari – Laranjal C3.
- 5.1.67. Houve recusa da atuação da proteção de subfrequência das unidades geradoras da UHE Santo Antonio do Jari, uma vez que mesmo sensibilizada não comandou o desligamento das referidas unidades geradoras, em função de erro de implementação de lógica.
- 5.1.68. Foi correto o esquema de corte de geração por sobrefrequência que desligou as unidades geradoras UG01 e UG02 da UHE Santo Antônio do Jari.
- 5.1.69. Foi correta a atuação das proteções de subfrequência das unidades geradoras UG01, UG02 e UG03 da UHE Coaracy Nunes.
- 5.1.70. Foi correta a atuação das proteções de subfrequência das unidades geradoras UG01 e UG02 da UHE Cachoeira Caldeirão.
- 5.1.71. Foi correta a atuação das proteções de subfrequência das unidades geradoras UG01 e UG02 da UHE Ferreira Gomes.
- 5.1.72. Foi correta a atuação da proteção de sobrevelocidade do compressor de alta pressão que provocou o desligamento das unidades geradoras UG08, UG09 e UG10 da UTE Aparecida.
- 5.1.73. Foi correta a atuação da proteção de subfrequência da unidade geradora a gás (UGG-01) e da unidade geradora a vapor (UGV-01) da UTE Mauá III.
- 5.1.74. Foi correta a atuação do esquema implementado nas barras de 230 kV da SE Balbina, ativado por subfrequência, desligando as 5 unidades geradoras da UHE Balbina.
- 5.1.75. Foi incorreta a atuação da proteção de energização acidental (51AE) das unidades geradoras UG01, UG05, UG10, UG06, UG03 e UG12 da UHE Tucuruí.
- 5.1.76. Foram corretos os desligamentos automáticos das LT 230 kV Banabuiú – Aquiraz II 04C6, 04C7 e 04C8 pelas atuações das proteções de distância em zonas 1, durante a formação de ilhas no Nordeste.

- 5.1.77. Não foi possível avaliar o desempenho das proteções de sobretensão das LT 230 kV Banabuiú – Aquiraz II 04C6, 04C7 e 04C8 durante os seus desligamentos nas ilhas formadas no Nordeste por falta dos ajustes das proteções citadas.
- 5.1.78. Foram corretos os desligamentos automáticos das LT 230 kV B. Jesus da Lapa - Tabocas C1 (L1) e LT 230 kV Brotas de Macaúbas - Irecê F2 pelas atuações de suas respectivas proteções de distância em Zonas 1, após os seus respectivos religamentos automáticos.
- 5.1.79. Não foi possível avaliar o desligamento automático do Compensador Síncrono 01K1 da SE Irecê, pela atuação da proteção de subtensão/inversão de fase (subtensão), por falta de ajustes e de registros da perturbação.
- 5.1.80. Foi correta a atuação da proteção principal de desequilíbrio de corrente (função 60) do Filtro de 7H do CE da SE Morro do Chapéu II.
- 5.1.81. Foi correta a atuação da proteção principal de subtensão (27) (filtros) do CE da SE Gentio do Ouro II.
- 5.1.82. Foi correta a atuação da proteção de subtensão (função 27) (filtros) do CE da SE Morro do Chapéu II.
- 5.1.83. Não foi possível avaliar o desligamento automático do Compensador Estático 06Q1 da SE Eliseu Martins, devido à atuação da função de proteção por subtensão envolvendo as fases A e B, causada por um afundamento de tensão nas barras da citada SE Eliseu Martins. Não foram enviadas as oscilografias e os ajustes dos equipamentos.
- 5.1.84. Não foi possível avaliar os desligamentos automáticos por atuações de proteções de sobretensão instantâneas e temporizadas dos equipamentos e linhas de transmissão pertencentes à CHESF citados no item 3, letra C deste relatório, e que desligaram pelas proteções citadas por falta dos ajustes das proteções citadas e, em alguns casos, também das oscilografias do evento.
- 5.1.85. Foi correta a atuação das proteções de sobretensão instantânea do Banco de Capacitores shunt BC 230 kV 04H1 e BC 230 kV 04H2 da SE Milagres 230 kV.
- 5.1.86. Foi correta a atuação da proteção de distância em Zona 1 no terminal de Alagoinhas II da LT Alagoinhas II - Cícero Dantas (L8) e por recepção de TDD no terminal de Cícero Dantas, devido a oscilação do sistema, no segundo desligamento registrado desta LT.

- 5.1.87. Foi correta a atuação da proteção pela função weak infeed do terminal de Alagoinhas II da LT 230 kV Alagoinhas II – Cícero Dantas L8, no terceiro desligamento desta LT. Durante oscilação do sistema houve partida de Zona 2 no terminal de Cícero Dantas com envio de permissivo para Alagoinhas II. Quando houve a recepção do permissivo no terminal de Alagoinhas II a tensão estava em 66% ocorrendo assim o trip.
- 5.1.88. Foram corretas as atuações das proteções diferenciais da unidade geradora U15 e da barra B4 da UHE Itaipu, devido à ocorrência de flashover na subestação isolada a SF6.
- 5.1.89. Não foi possível avaliar o desempenho da função de falha no regulador de tensão que desligou as unidades geradoras UG091 e UG04 da UHE Manso, pois ainda se encontra sob investigação.
- 5.1.90. Foi correta a atuação da proteção 27 UAC do Bipolo 1 (LT CC 800 kV Xingu – Estreito), devido ao afundamento de tensão na barra de 500 kV de Xingu durante a perturbação, provocando o disparo do ESOF e o consequente bloqueio dos conversores de Xingu e Estreito.
- 5.1.91. Foi correta a atuação da proteção de falha do disjuntor 15L7, pertencente ao vão da LT 500 kV Recife II – Suape II 05L7, que desligou os disjuntores 15L8/15L9/15L7/15D4 da barra de 500 kV da SE Recife II.
- 5.1.92. Foi incorreta a atuação da proteção de distância da LT 230 kV Bom Jesus da Lapa – Tabocas do Brejo Velho.
- 5.1.93. Não foi possível avaliar os desligamentos automáticos das LT 500 kV Açú III - João Câmara III C2, LT 500 kV Milagres II - Açú III C1, LT 500 kV Monte Verde - Açú III C1 e LT 500 kV Jandaíra II - Monte Verde C1 por suas respectivas proteções de sobretensão, por falta de dados.
- 5.1.94. Não foi possível avaliar o desligamento automático do Banco de Capacitores 02H1 da SE Mussurú II 230 kV pela atuação da função de proteção de sobretensão temporizada, por falta de dados.
- 5.1.95. Foi correta a atuação da proteção de falha no sistema de resfriamento dos tiristores do Compensador Estático 2 de Fortaleza II, em virtude da perda de alimentação dos serviços auxiliares devido ao colapso de tensão.
- 5.1.96. Houve recusa de atuação da proteção de disparo por oscilação de potência (68OST-PPS) da LT 500 kV Bacabeira – Parnaíba III C1 e C2, pois as duas vezes em que a impedância adentrou suas características, as atravessou em cerca de 3 ms. Esse tempo de travessia correspondeu para a referida proteção uma

velocidade de impedância acima do seu ajuste, fazendo com que a mesma a interpretasse como um curto-circuito.

- 5.1.97. Não foi possível avaliar a atuação da proteção de distância no desligamento automático da LT 230 kV Coelho Neto – Teresina C1, no terminal de Coelho Neto, no desligamento das 08h30min42.288s.
- 5.1.98. Foi incorreta a atuação da proteção de distância associada a teleproteção da LT 230 kV Cícero Dantas – Catu 04L2 no desligamento das 08h30min56.434s, cujos ajustes das características de distância quadrilaterais encontram-se muito abrangentes necessitando de reavaliação.
- 5.1.99. Foi incorreta a atuação da proteção de distância associada a teleproteção da LT 500 kV Colinas – Itacaiúnas C1.
- 5.1.100. Não foi possível avaliar a atuação da proteção diferencial do autotransformador 2 da SE Lajeado por falta de dados.
- 5.1.101. Não foi possível avaliar a atuação da proteção de distância da LT 230 kV Altamira – Xingu por falta de dados.
- 5.1.102. Foi correta a atuação da proteção de distância associada à teleproteção da LT 500 kV Colinas - Imperatriz C2.
- 5.1.103. Foi incorreta a atuação da proteção de sobretensão do serviço auxiliar do grupo gerador UG1 (525 kV – 345 MW) da usina termelétrica Pampa Sul.
- 5.1.104. Foi incorreta a atuação da proteção de subfrequência da linha de transmissão de 230 kV Lajeado Grande – Passo do Meio.
- 5.1.105. Foi incorreta a atuação de proteções de subfrequência ou a atuação do esquema de controle do regulador de velocidade do Conjunto Híbrido Chapadão (PCHs Aerado, Bandeira, Indiazinho, Indaiá Grande e das UTE Costa Rica, Iaco, Nardini e Porto das Águas I e II).
- 5.1.106. Foi incorreta a atuação da proteção de subfrequência da UTE Santa Luzia I, pertencente ao Conjunto Termelétrico Rio Brilhante.

5.2 Sistemas Especiais de Proteção – SEP

- 5.1.1. Foi correta a atuação do Sistema Especial de Proteção (SEP) – ECE 4.14.11, instalado na SE Presidente Dutra, que provoca, além da abertura da LT 500 kV Presidente Dutra - Boa Esperança, a abertura e a isolação das LT 500 kV Presidente Dutra - Teresina C1 e C2, com o objetivo de abrir a Interligação

Norte/Nordeste na Subestação Presidente Dutra 500 kV. Este SEP também comanda a abertura da LT 500 kV Imperatriz - Presidente Dutra C2, com objetivo de controle de tensão numa situação de separação do Nordeste.

- 5.1.2. Foi correta a atuação da Lógica 1A do SEP- Sistema Especial de Proteção da Interligação Norte/Sudeste, em função dos desligamentos das LT 500 kV Serra da Mesa - Gurupi C1, C2 e da LT 500 kV Gurupi – Peixe II. Este SEP contempla contingências triplas no trecho desde Serra da Mesa/Serra da Mesa 2 até a SE Colinas com comando de retirada de dois Bancos de Capacitores de 150 Mvar na SE Samambaia. Os Bancos de Capacitores de 150 Mvar na SE Samambaia já estavam desligados quando de atuação deste SEP.
- 5.1.3. Foi correta a atuação do SEP de Perda dupla da LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C1 e C2, desligando as unidades geradoras da UHE Sobradinho, que operava com 3 unidade geradoras. Este SEP (SEP 5.81.07) tem por objetivo realizar corte seletivo de geração, quando da perda dupla das LT 500 kV São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves ou Ribeiro Gonçalves – Colinas, para evitar perda de sincronismo entre as regiões Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, em condições de carregamentos elevados no eixo em 500 kV São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves – Colinas. O SEP comanda o corte de geração na UHE Sobradinho, de acordo com as unidades geradoras previamente selecionadas e/ou comanda o corte de toda geração das usinas EOL Lagoa dos Ventos, UFV SJP e UFV Nova Olinda, derivadas da SE São João do Piauí, com o desligamento das linhas de transmissão de 500 kV destas usinas no terminal da SE São João do Piauí 500 kV. A TAESA informou que o tempo de atuação do SEP foi de 128ms, considerando que a perda dupla no tronco de 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas ocorreu no instante T32 (T0+1,914s) e o último desligamento do SEP foi em T38=T0+2.042ms.
- 5.1.4. Foi correta a atuação da lógica 3 do SEP de Xingu (SEP 4.216.03) devido ao bloqueio do Bipolo 1 de Xingu – Estreito. Houve envio de sinal para UHE Belo Monte, para o desligamento automático de 4 unidades geradoras pela lógica de overtrip, mas neste momento as máquinas já estavam desligadas. Como não havia máquinas disponíveis em Belo Monte, o SEP enviou sinal para cortar 4 máquinas na UHE Tucuruí, mas elas já estavam desligadas, devido aos eventos descritos no item 3 deste relatório.

5.3 Esquemas Regionais de Alívio de Carga – ERAC

O ERAC é um Sistema Especial de Proteção (SEP) cujo objetivo é promover o reequilíbrio entre a carga e a geração do sistema após a ocorrência de

contingências severas, relacionadas à perda de um grande bloco de geração ou à abertura de interligações regionais.

Quando um grande bloco de geração é desconectado, o desbalanço instantâneo entre a carga e a geração do sistema provoca a desaceleração dos rotores dos geradores síncronos remanescentes, que têm sua energia cinética convertida em energia elétrica. Com a desaceleração dos rotores, a frequência elétrica do sistema sofre uma redução. Assim, torna-se evidente que a manutenção da frequência elétrica próxima ao seu valor nominal é um bom indicativo do equilíbrio entre a carga e a geração do sistema.

Apesar dos sistemas de energia possuírem controles de carga-geração, tais quais o primário e o secundário, as atuações desses controles ocorrem na ordem de segundos a minutos, pois envolvem a atuação em elementos eletromecânicos, que possuem elevadas constantes de tempo. No entanto, a faixa de frequência permitida para a operação de geradores é restrita.

Desta forma, a fim de se evitar desconexões de novos blocos de geração durante eventos de elevada subfrequência, fato que agravaria ainda mais a perturbação e poderia provocar o colapso do sistema, o ERAC promove o corte automático de carga para reestabelecer o equilíbrio entre a carga e geração do sistema.

A atuação do esquema resume-se no desligamento de um determinado percentual de carga, em estágios, em função do decréscimo do valor absoluto da frequência ou da sua taxa de variação. Isto é, caso a frequência atinja um valor abaixo do pré-determinado, os relés de frequência (81 ANSI) promovem o corte automático de um percentual da carga total. Caso a frequência permaneça em queda, outro estágio é solicitado a atuar. Este processo se repete até que a frequência pare de cair ou até que todos os estágios de corte de carga tenham atuado. O processo de desligamento de carga em estágios permite a atuação seletiva do ERAC, de forma a cortar o mínimo de carga possível para que o sistema se mantenha estável do ponto de vista de frequência.

Destaca-se que os ajustes de frequência e os montantes de cargas alocadas para o ERAC estão em revisão, conforme indicado no relatório RT-ONS DPL 0013/2023. As revisões do ERAC foram divididas em três etapas, a fim de se minimizar os riscos, controlar o processo de alteração dos ajustes e para que seja possível realizar estudos elétricos e reproduzir eventos.

Em resumo, o referido relatório indica:

- A eliminação da filosofia de corte de carga por taxa de variação de frequência nos Subsistemas Norte e Nordeste;

- Equalização do corte de carga entre as regiões Norte, Nordeste, Sudeste, Centro-oeste e Sul e
- Redução do corte total dos Subsistemas Sul e Nordeste.

Os novos ajustes propostos para o ERAC estão descritos na Figura 5-1.

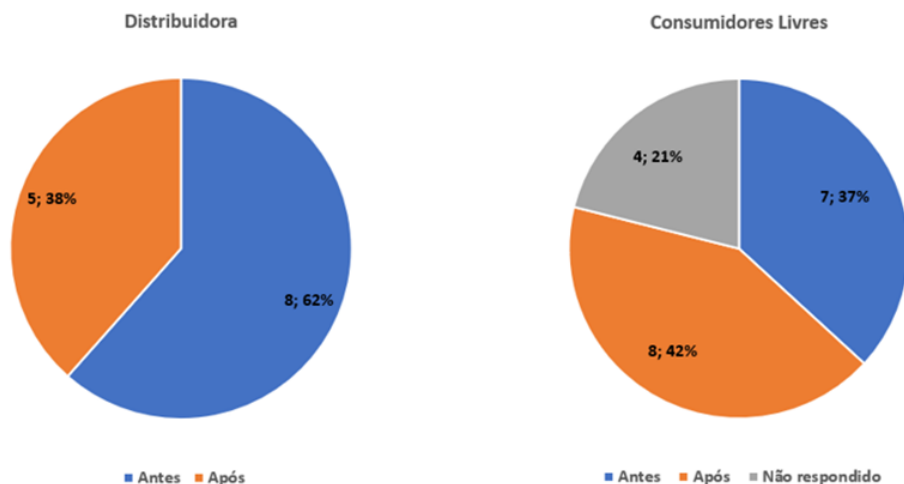
Figura 5-1: Novos ajustes do ERAC

Frequência	SE/CO	SUL	NORDESTE	NORTE		
				Distribuidoras MA/TO/PA	Albrás	Alumar
58,5 Hz	5%	5%	5%	5%	-	-
58,2 Hz	6%	6%	6%	6%	-	-
57,9 Hz	7%	7%	7%	7%	-	-
57,7 Hz	8%	8%	8%	8%	LC1	LC1
57,5 Hz	9%	9%	9%	-	LC2	LC2
Corte total	35%	35%	35%	35%		

A partir do cronograma solicitado pelo ONS no relatório RT-ONS DPL 0013/2023, percebe-se que, para a data da perturbação, os Subsistemas Norte e Nordeste estavam no período de transição dos ajustes antigos para os novos.

A Figura 5-2 apresenta o status da revisão dos ajustes do ERAC das distribuidoras e consumidores livres dos Subsistemas Norte e Nordeste no dia da ocorrência em pauta. A partir da análise da referida imagem, percebe-se que, do total de 13 distribuidoras das referidas regiões, cerca de 62% já haviam finalizado a alteração dos ajustes na data da ocorrência e 38% finalizaram após o dia 15 de agosto. Com relação aos consumidores livres, dos 19 agentes, cerca de 37% já haviam finalizado as alterações, 42% finalizaram os ajustes após a referida data e 21% desses agentes ainda não informaram a finalização dos reajustes no SGP.

Figura 5-2: Status da revisão dos ajustes do ERAC das Distribuidoras e Consumidores Livres do Norte e Nordeste



No entanto, deve-se destacar que o ERAC é naturalmente descentralizado, isto é, são alocados diversos alimentadores para o esquema. Nesse sentido, a finalização da implantação após a data de 15/08 não significa que os agentes não haviam iniciado a alteração dos alimentadores antes desta data. Assim, verificou-se que, para os agentes que ainda não haviam concluído a implantação, parte dos alimentadores atuou para os ajustes antigos e outra parte para os novos. Desta forma, para as referidas regiões, esperava-se que a atuação do ERAC promovesse um corte de carga com percentuais entre os ajustes antigos e os novos.

As figuras a seguir indicam, respectivamente, os ajustes antigos para os Subsistemas Nordeste, Norte e Oeste do Pará. Destaca-se que na nova filosofia do ERAC, a região Oeste do Pará passou a ser considerada nos ajustes do Subsistema Norte da Figura 5-1.

Figura 5-3: Ajustes antigos do ERAC – Subsistema Nordeste

ERAC - Região Nordeste							
ÁREA	EMPRESA	ESTÁGIOS	PRINCIPAL (Taxa de Variação de Frequência)		RETAGUARDA (Frequência Absoluta)		CORTE DE CARGA (%)
			TAXA (Hz/s)	JANELA DE MEDIÇÃO	INSTANTÂNEO	TEMPORIZADO	
REGIÃO NORDESTE	Distribuidoras e Consumidores Livres da Região Nordeste	1º	0,7	59 Hz a 58,50 Hz	57,90	58,50 (10s)	6
		2º	1,1		57,80	58,50 (11s)	7
		3º	1,5		57,70	58,50 (12 s)	11
		4º	1,8		57,60	-	16
		5º	-		57,40	-	15

Figura 5-4: Ajustes antigos do ERAC – Subsistema Norte

ERAC - Região Norte						
ÁREA	EMPRESA	ESTÁGIOS	PRINCIPAL (Taxa de Variação de Frequência)		RETAGUARDA (Frequência Absoluta)	CORTE DE CARGA (%)
			TAXA (Hz/s)	JANELA DE MEDIÇÃO	INSTANTÂNEO	
PARÁ MARANHÃO TOCANTINS	EQUATORIAL MARANHÃO, EQUATORIAL PARÁ, ENERGISA TO e Consumidores Livres da Região Norte	1º	1,5	59,00 Hz a 58,50 Hz	57,70	6
		2º	2,5		57,50	7
		3º	3,5		57,30	11
-	ALBRAS, ALUNORTE e PARAGOMINAS	1º	1,5	59,00 Hz a 58,50 Hz	57,70	1ª LC*
		2º	2,5		57,50	2ª LC*
		3º	3,5		57,30	3ª LC*

*LC: Linha de Cuba

Figura 5-5: Ajustes antigos do ERAC – Oeste do Pará

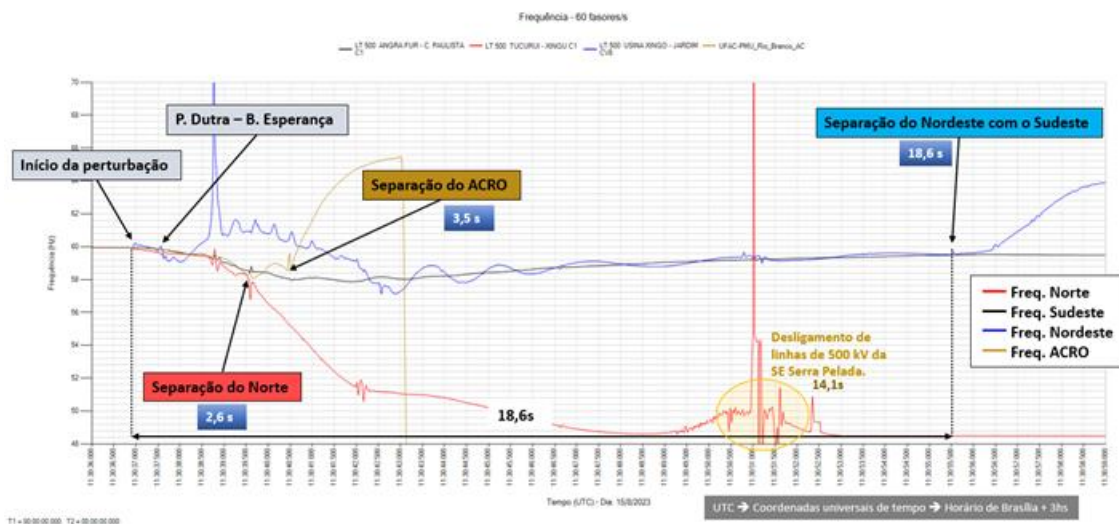
ERAC – Área Oeste do Pará						
ÁREA	EMPRESA	ESTÁGIOS	PRINCIPAL (Taxa de Variação de Frequência)		RETAGUARDA (Frequência Absoluta)	CORTE DE CARGA (%)
			TAXA (Hz/s)	JANELA DE MEDIÇÃO	INSTANTÂNEO	
			OESTE DO PARÁ	EQUATORIAL PARÁ	1º	
2º	3,0	57,90			9	
3º	4,0	57,40			9	
4º	6,0	56,90			11	
5º	7,5	56,40			8	

Ademais, conforme apresentado na seção 2, no instante anterior à perturbação os Subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte eram importadores, enquanto o Subsistema Nordeste era exportador de energia.

Nesse sentido, em caso de ilhamento do Subsistema Nordeste, esperava-se que o mesmo experimentasse sobrefrequência, em função do excedente de geração. De forma análoga, para os Subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte, esperava-se subfrequência, em caso de desconexão, em função do déficit de geração interna.

A Figura 5-6, a seguir, ilustra o comportamento da frequência nos Subsistemas Norte, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Acre/Rondônia nos segundos iniciais da perturbação.

Figura 5-6: Comportamento da frequência do SIN durante a perturbação de 15/08/2023



A partir da análise da referida figura, pode-se perceber que inicialmente a frequência do Subsistema Nordeste ficou acima da nominal, em função da impossibilidade de escoar a geração excedente àquele subsistema após os desligamentos listados na seção 3. Com o déficit de geração provocado pela redução dos intercâmbios, os demais subsistemas experimentaram subfrequência. Deve-se destacar que o Amapá e Amazonas permaneceram conectados com o Subsistema Norte e, portanto, experimentaram subfrequência da mesma ordem que o referido subsistema.

Os ajustes do ERAC para as áreas Manaus, Macapá e Interligação Tucuruí-Manaus-Macapá estão descritos na Figura 5-7 e Figura 5-8, respectivamente.

Figura 5-7: Ajustes do ERAC de Manaus

ERAC – Manaus						
ÁREA	EMPRESA	ESTÁGIOS	PRINCIPAL (Taxa de Variação de Frequência)		RETAGUARDA (Frequência Absoluta)	CORTE DE CARGA (%)
			TAXA (Hz/s)	JANELA DE MEDIÇÃO	INSTANTÂNEO	
MANAUS (Mauá - Subsistema 1)	AMAZONAS ENERGIA	1º	0,7	59,70 Hz a 59,20 Hz	58,40	12
		2º	1,0		58,20	12
		3º	2,5		58,00	12
		4º	5,5		57,70	12
		5º	-		57,20	12
MANAUS (Manaus - Subsistema 2)	AMAZONAS ENERGIA	1º	4,0	59,70 Hz a 59,20 Hz	57,80	11
		2º	6,5		57,60	11
		3º	8,5		57,40	11
		4º	10,0		57,20	11
		5º	-		57,00	9

Figura 5-8: Ajustes do ERAC de Macapá e Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus

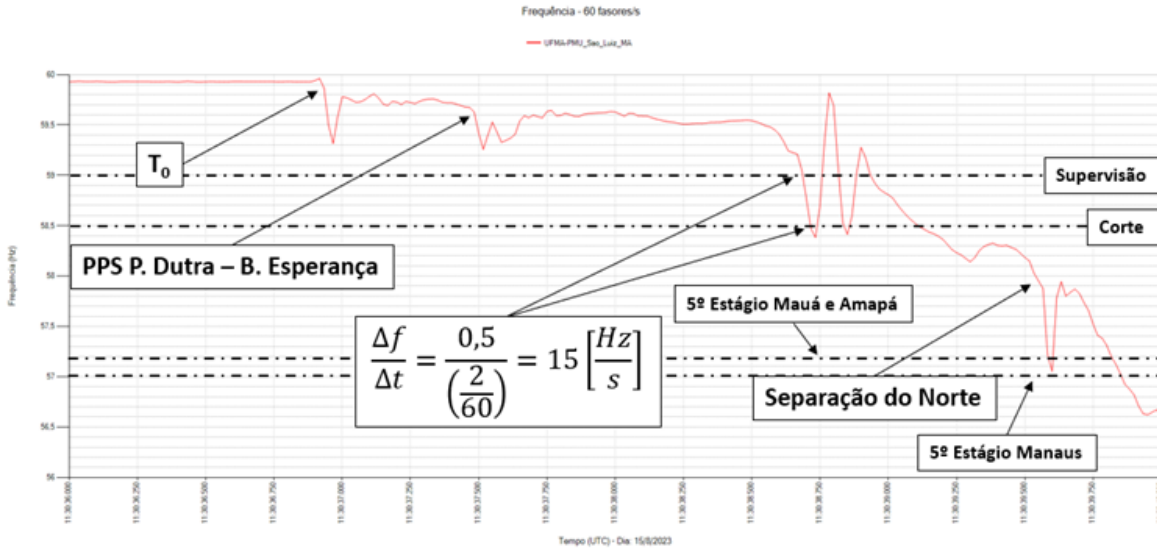
ERAC - Macapá e Interligação Tucuruí-Manaus-Macapá						
ÁREA	EMPRESA	ESTÁGIOS	PRINCIPAL (Taxa de Variação de Frequência)		RETAGUARDA (Frequência Absoluta)	CORTE DE CARGA (%)
			TAXA (Hz/s)	JANELA DE MEDIÇÃO	INSTANTÂNEO	
MACAPÁ	EQUATORIAL AMAPÁ	1º	0,5	59,70 Hz a 59,20 Hz	58,30	11
		2º	1,0		58,10	11
		3º	2,7		57,60	11
		4º	4,0		57,40	11
		5º	-		57,20	11
INTERLIGAÇÃO	EQUATORIAL PARÁ (Oriximiná)	1º	0,5	59,70 Hz a 59,20 Hz	58,30	11
		2º	1,0		58,10	11
		3º	2,7		57,60	11
		4º	4,0		57,40	11
		5º	-		57,20	11

A partir da análise da frequência à qual o Subsistema Norte ficou submetido, conforme indicado na Figura 5-9, identifica-se que a taxa de variação da frequência e a frequência medidas foram capazes de sensibilizar todos os estágios do ERAC, considerando os ajustes antigos da referida região. Destaca-se que as regiões geoeletricas do Oeste do Pará (que passará a integrar os ajustes do Subsistema Norte), Manaus, Mauá, Macapá, Interligação, também foram submetidas à mesma frequência do Subsistema Norte, pois permaneceram interligados àquela região.

Nesse sentido, a partir do comportamento da frequência, esperou-se a atuação do ERAC em 3 estágios no Norte (Maranhão, Pará e Tocantins), de forma a perfazer um corte total de 24% da carga desse subsistema. Da mesma forma, a frequência foi capaz de sensibilizar todos os 5 estágios dos subsistemas Manaus (53% da carga), Mauá (60% da carga), Macapá (55% da carga) e Interligação Tucuruí-

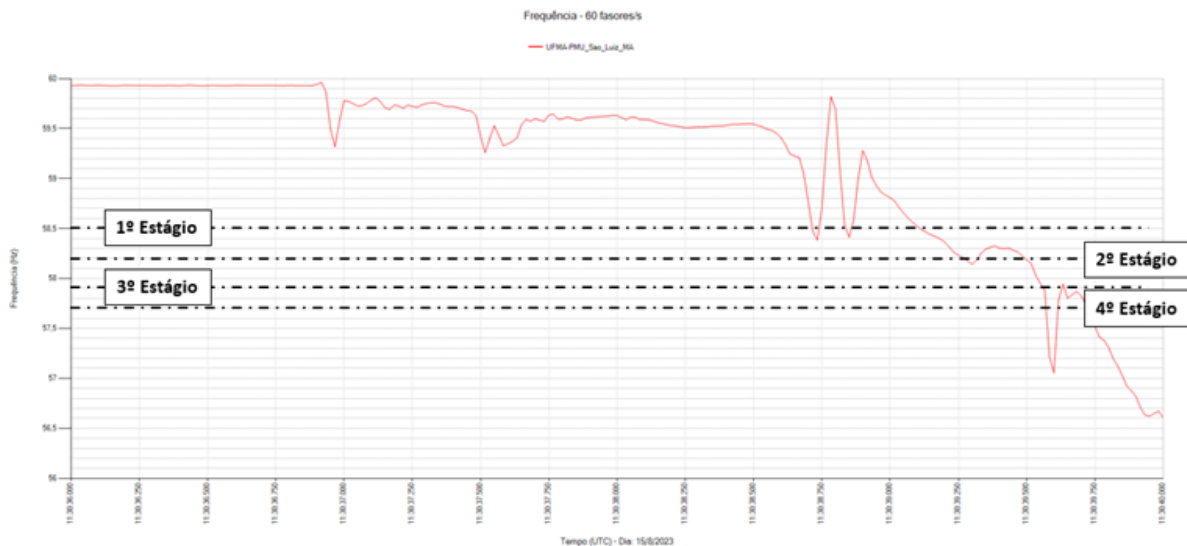
Manaus-Macapá (55% da carga), sendo os 4 primeiros por taxa de variação de frequência e o último por frequência absoluta.

Figura 5-9: Perfil de frequência verificado no subsistema Norte



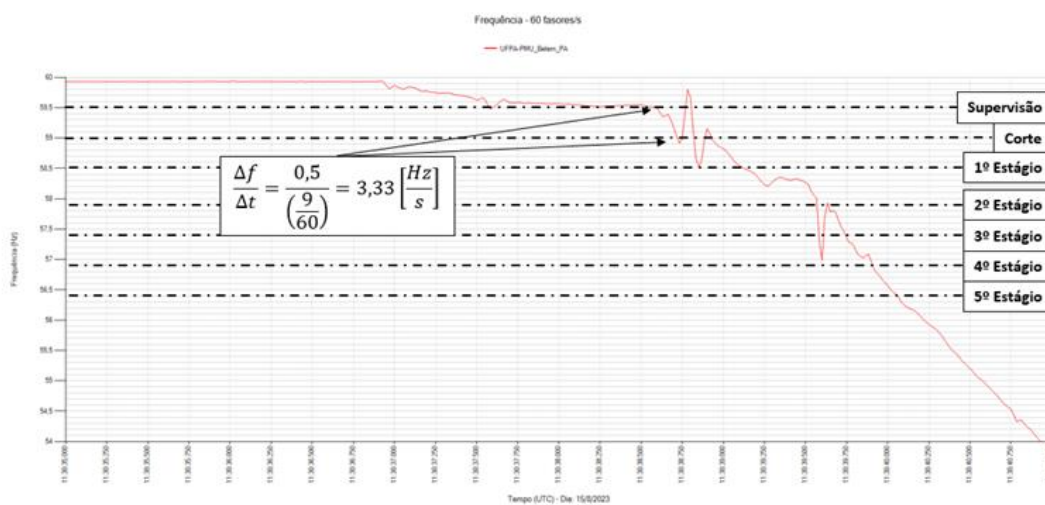
Para os alimentadores do Subsistema Norte (Maranhão, Pará, Tocantins e Oeste do Pará) que já estavam com os novos ajustes implantados (Figura 5-1), era esperada a atuação de todos os 4 estágios do ERAC, conforme indicado na Figura 5-10, perfazendo um corte total de 26% das cargas.

Figura 5-10: Perfil de frequência verificado no subsistema Norte (novos ajustes do ERAC)



Já para os alimentadores da antiga região elétrica Oeste do Pará, considerando-se os ajustes antigos, também se esperou a atuação dos 5 estágios do ERAC de forma a cortar 45% das cargas daquela região, com a atuação de 2 estágios por taxa de variação de frequência e os demais estágios por frequência absoluta, conforme Figura 5-11.

Figura 5-11: Frequência verificada no Pará (ajustes antigos do ERAC)



Em resumo, com a transição da implantação dos novos ajustes, para o Subsistema Norte (Maranhão, Tocantins e Pará) se esperou um corte de carga entre 24% (ajustes antigos) e 26% (ajustes novos) e para o Oeste do Pará entre 26% (ajustes novos) e 45% (ajustes antigos).

Ademais, o ERAC também foi solicitado a atuar nos subsistemas do Acre/Rondônia, Sudeste/Centro-oeste e Sul, cujos ajustes estão ilustrados, respectivamente, na Figura 5-12, Figura 5-13 e Figura 5-14.

Figura 5-12: Ajustes do ERAC – Acre/Rondônia

ERAC – Acre-Rondônia				
ÁREA	EMPRESA	ESTÁGIOS	PRINCIPAL (Frequência Absoluta)	CORTE DE CARGA (%)
			INSTANTÂNEO	
ACRE e RONDÔNIA	ENERGISA ACRE e ENERGISA RONDÔNIA	1º	58,50	15
		2º	58,20	10
		3º	57,90	10
		4º	57,70	10
		5º	57,50	10

Figura 5-13: Ajustes do ERAC – Sudeste/Centro-oeste

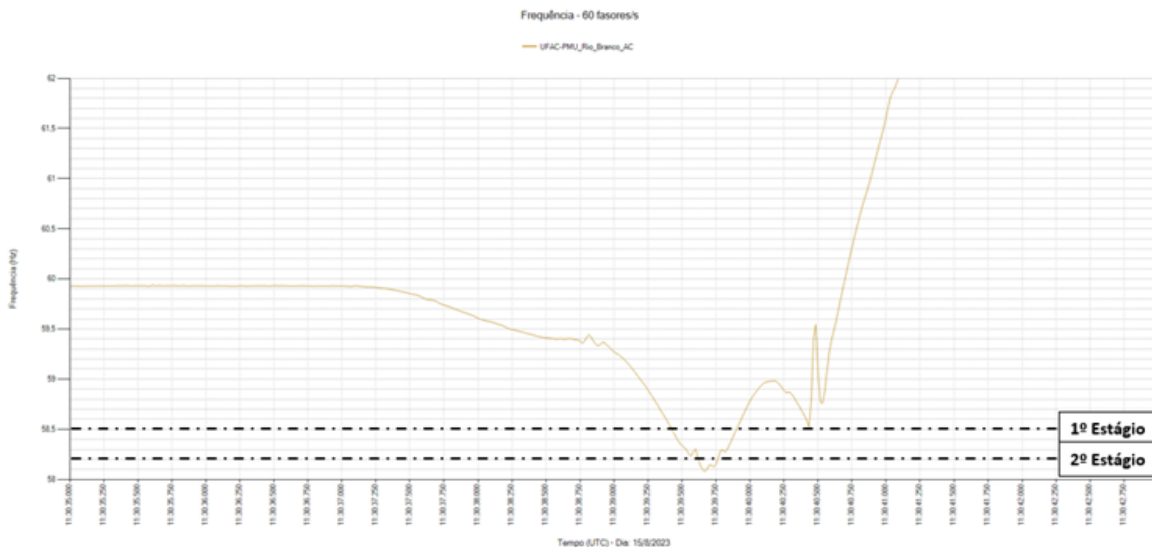
ERAC - Sudeste e Centro-Oeste				
ÁREA	EMPRESA	ESTÁGIOS	PRINCIPAL (Frequência Absoluta)	CORTE DE CARGA (%)
			INSTANTÂNEO	
SE/CO	Distribuidoras e Consumidores Livres das Regiões Sudeste e Centro-Oeste	1º	58,50	7
		2º	58,20	7
		3º	57,90	7
		4º	57,70	7
		5º	57,50	7

Figura 5-14: Ajustes do ERAC – Sul

ERAC – Sul				
ÁREA	EMPRESA	ESTÁGIOS	PRINCIPAL (Frequência Absoluta)	CORTE DE CARGA (%)
			INSTANTÂNEO	
SUL	Distribuidoras e Consumidores Livres da Região Sul	1º	58,50	7,5
		2º	58,20	7,5
		3º	57,90	10
		4º	57,60	15
		5º	57,30	15

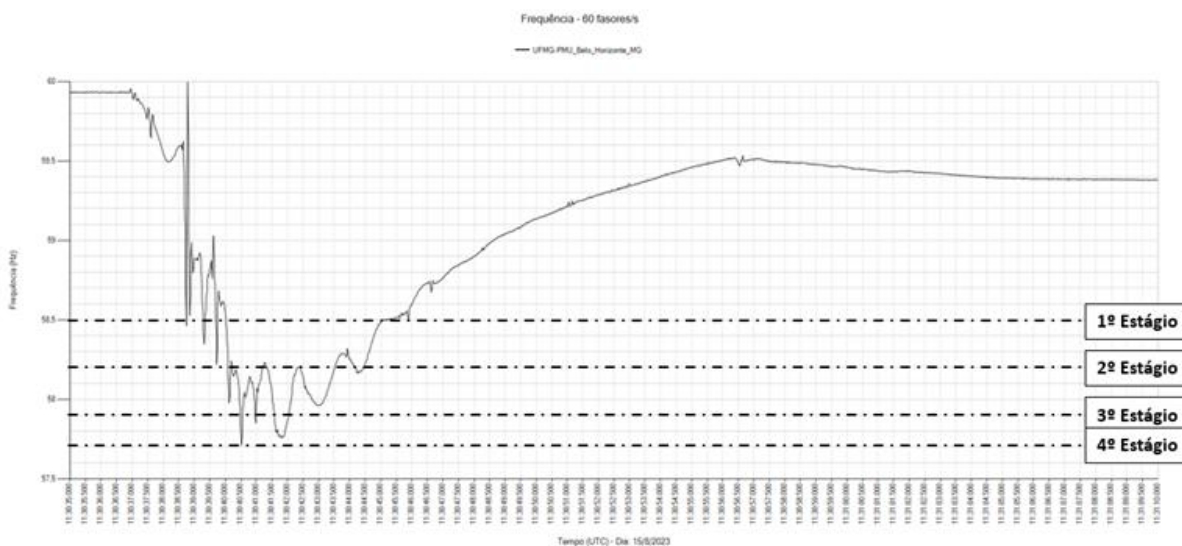
Conforme ilustrado na Figura 5-6, o Acre/Rondônia foi isolado após aproximadamente 3,5 segundos do início da perturbação, no entanto, durante o período em que se manteve conectado, experimentou subfrequência semelhante a do restante do SIN, que foi capaz de sensibilizar 2 estágios do ERAC, suficiente para promover o corte de 25% das cargas do referido subsistema, conforme Figura 5-15.

Figura 5-15: Frequência da Área Acre/Rondônia



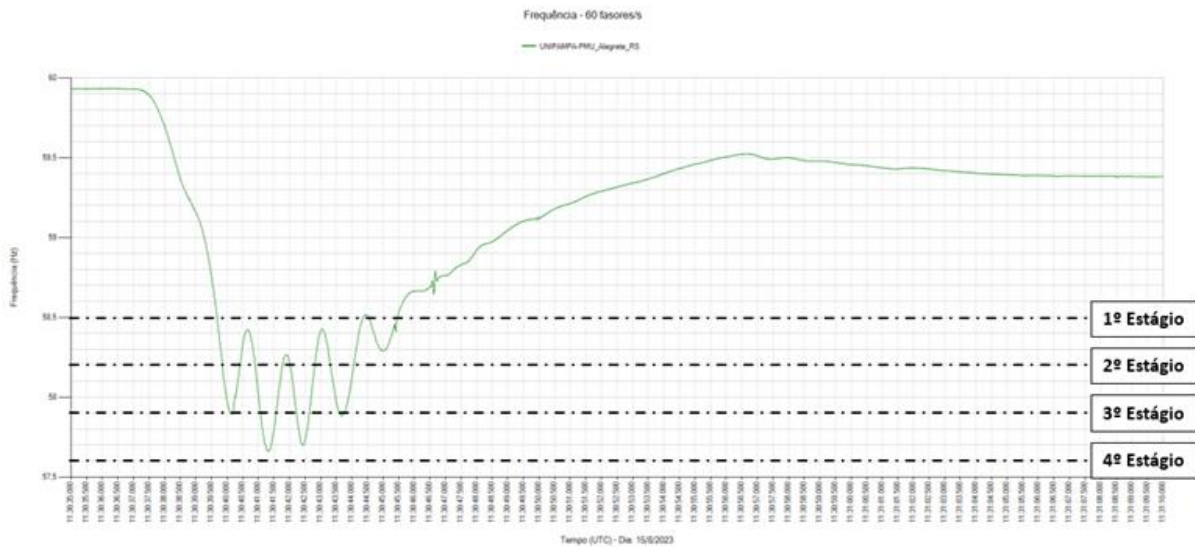
Já para o Subsistema Sudeste/Centro-oeste, verificou-se que a frequência atingiu valores da ordem de 57,76 Hz, que foi capaz de sensibilizar o 3º estágio do ERAC, perfazendo um corte de 21% de cargas, conforme Figura 5-16.

Figura 5-16: Frequência medida no Subsistema Sudeste/Centro-Oeste



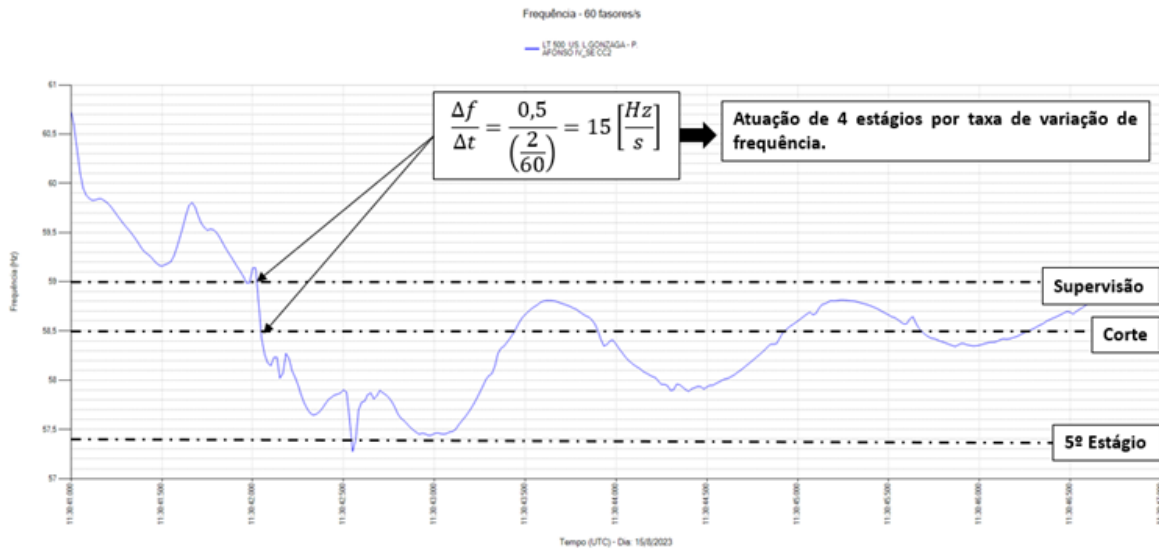
Para o Subsistema Sul, identificou-se, através de registros de PMU, que a frequência atingiu valores da ordem de 57,66 Hz, que foi capaz de sensibilizar 3 estágios daquela região, perfazendo um corte de aproximadamente 25% da carga.

Figura 5-17: Frequência medida no Subsistema Sul



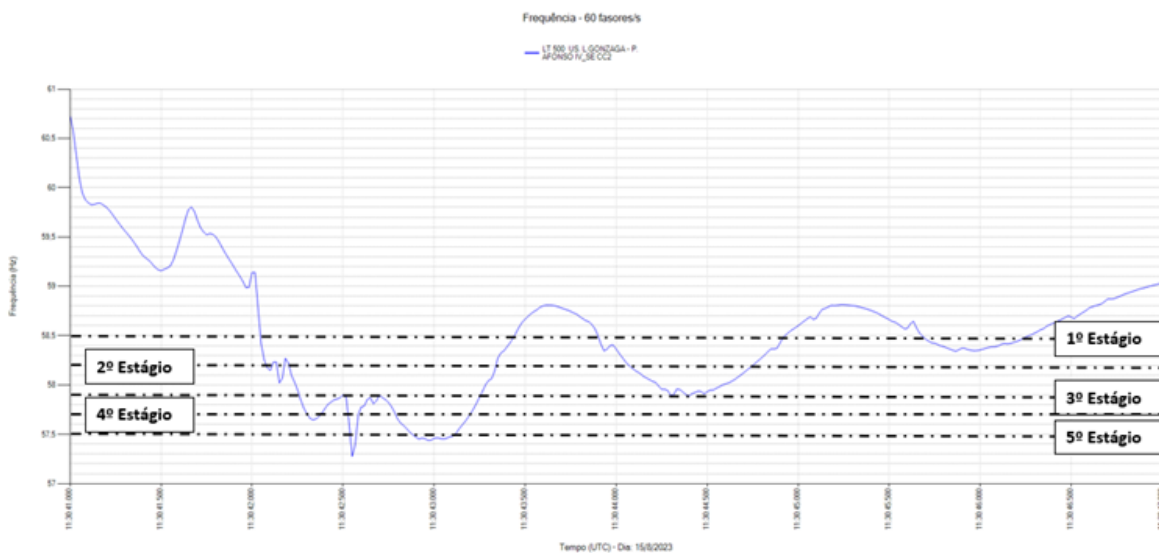
Por fim, o Subsistema Nordeste, que inicialmente era exportador de energia, permaneceu, durante os 18,6 segundos iniciais, conectado com o Subsistema Sudeste/Centro-oeste e, portanto, experimentou subfrequência. Conforme já mencionado, o referido subsistema passava por transição nos ajustes e filosofia do ERAC. Desta forma, a partir do perfil da frequência, verificou-se que o Esquema atendia às condições de atuação dos 5 estágios, tanto para os novos ajustes (35%) quanto para os antigos (55%), conforme Figura 5-18 e Figura 5-19, respectivamente.

Figura 5-18: Frequência medida no Subsistema Nordeste (ajustes antigos)



Para os ajustes antigos, esperava-se a atuação dos 4 primeiros estágios por taxa de variação de frequência e o último estágio por frequência absoluta.

Figura 5-19: Frequência medida no Subsistema Nordeste (ajustes novos)



Em resumo, para os perfis de frequência verificados em cada subsistema, o ONS esperava os seguintes percentuais de corte de carga em razão da atuação do ERAC:

- Macapá: 55% – 5 estágios;
- Interligação (Tucuruí-Macapá-Manaus): 55% – 5 estágios;
- Mauá: 60% – 5 estágios;
- Manaus: 53% – 5 estágios;
- Norte (Pará, Maranhão e Tocantins): entre 24% (atuação de 3 estágios com ajustes antigos) e 26% (atuação de 4 estágios com novos ajustes);
- Oeste do Pará: entre 26% (atuação de 4 estágios com novos ajustes) e 45% (atuação de 5 estágios com ajustes antigos);
- Acre/Rondônia: 25% – 2 estágios;
- Sudeste/Centro-oeste: 21% – 3 estágios;
- Sul: 25% – 3 estágios; e,
- Nordeste: entre 35% (atuação de 5 estágios com novos ajustes) e 55% (atuação de 5 estágios com ajustes antigos).

A seguir serão apresentados os percentuais de corte de carga informados pelas distribuidoras e consumidores livres instalados em cada uma das regiões listadas acima. Até o momento, os agentes informaram que o montante de corte de carga por ação do ERAC foi de 15,61 GW.

A Tabela 5-1 mostra as cargas cortadas pelo ERAC no Subsistema Sudeste/Centro-Oeste, por frequência absoluta, segundo informações enviadas pelos agentes.

Tabela 5-1: Percentual de carga cortada no Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

SISTEMA SUDESTE / CENTRO-OESTE							
15/08/2023 - 08h30min							
CORTE DE CARGA PELO ERAC							
AGENTE	CARGA TOTAL VERIFICADA (MW)	1° ESTÁGIO (7%)	2° ESTÁGIO (7%)	3° ESTÁGIO (7%)	4° ESTÁGIO (7%)	5° ESTÁGIO (7%)	TOTAL
POOL VALE MG	75,50	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		14,44	0,9	5,44	4,89	0	25,67
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		19,13%	1,19%	7,21%	6,48%	0,00%	34,00%
MINERAÇÃO DARDANELOS	7,46	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		0,54	0,83	0,68	0,57		2,62
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		7,24%	11,12%	9,11%	7,64%		35,11%
ENERGISA MT	1332,40	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		106,6	114,8	132,8	27		381,20
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		8,00%	8,62%	9,97%	2,03%		28,61%
NEOENERGIA BRASILIA	844,50	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		74,55	59,39	24,87	31,84		190,65
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		8,83%	7,03%	2,94%	3,77%		22,58%
EQUATORIAL GOIAS	1882,25	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		108,25	151,72	103,28	84,47		447,72
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		5,75%	8,06%	5,49%	4,49%		23,79%

SISTEMA SUDESTE / CENTRO-OESTE							
15/08/2023 - 08h30min							
CORTE DE CARGA PELO ERAC							
AGENTE	CARGA TOTAL VERIFICADA (MW)	1º ESTÁGIO (7%)	2º ESTÁGIO (7%)	3º ESTÁGIO (7%)	4º ESTÁGIO (7%)	5º ESTÁGIO (7%)	TOTAL
KINROSS	117,20	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		20,7	2,57	11,5	12,4		47,17
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		17,66%	2,19%	9,81%	10,58%		40,25%
ANGLO AMERICAN	96,30	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		7	15	15	4		41,00
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		7,27%	15,58%	15,58%	4,15%		42,58%
CEMIG	4954,77	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		421,59	389,59	348,02			1159,20
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		8,51%	7,86%	7,02%			23,40%
DME	69,32	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		8,4	6,2	9,3			23,90
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		12,12%	8,94%	13,42%			34,48%
EDP ES	1280,00	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		234,7	110,6	120,4			465,70
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		18,34%	8,64%	9,41%			36,38%
NEOENERGIA ELEKTRO	2199,00	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		188	175	143			506,00
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		8,55%	7,96%	6,50%			23,01%

SISTEMA SUDESTE / CENTRO-OESTE							
15/08/2023 - 08h30min							
CORTE DE CARGA PELO ERAC							
AGENTE	CARGA TOTAL VERIFICADA (MW)	1º ESTÁGIO (7%)	2º ESTÁGIO (7%)	3º ESTÁGIO (7%)	4º ESTÁGIO (7%)	5º ESTÁGIO (7%)	TOTAL
ENEL RJ	1385,91	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		96,07	91,72	90,56			278,35
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		6,93%	6,62%	6,53%			20,08%
ENEL SP	5738,30	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		462,37	394,82	195,31			1052,50
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		8,06%	6,88%	3,40%			18,34%
ENERGISA MS	664,00	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		73	47	44			164,00
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		10,99%	7,08%	6,63%			24,70%
ENERGISA SUL-SUDESTE	574,10	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		38,99	42,87	9,27			91,13
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		6,79%	7,47%	1,61%			15,87%
POOL CONSUMIDORES LIVRES - USIMINAS e WHITE MARTINS IPATINGA	248,00	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		18,3	22,7	31,5			72,50
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		7,38%	9,15%	12,70%			29,23%
POOL ARCELOR MITTAL MONLEVADE e WM MONLEVADE	81,63	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		11,21	0	8,354			19,56
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		13,73%	0,00%	10,23%			23,97%

SISTEMA SUDESTE / CENTRO-OESTE							
15/08/2023 - 08h30min							
CORTE DE CARGA PELO ERAC							
AGENTE	CARGA TOTAL VERIFICADA (MW)	1° ESTÁGIO (7%)	2° ESTÁGIO (7%)	3° ESTÁGIO (7%)	4° ESTÁGIO (7%)	5° ESTÁGIO (7%)	TOTAL
NEXA RESOURCES	70,88	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		10,14	0	50,54			60,68
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		14,31%	0,00%	71,30%			85,61%
EDP SP	1846,20	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		137,3	142	154			433,30
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		7,44%	7,69%	8,34%			23,47%
ENERGISA MINAS RIO	278,30	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		12,51	25,61	5,17			43,29
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		4,50%	9,20%	1,86%			15,56%
CPFL PAULISTA	4083,80	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		364,6	323	133,1			820,70
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		8,93%	7,91%	3,26%			20,10%
CPFL PIRATININGA	1746,20	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		169,8	109,2	39,7			318,70
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		9,72%	6,25%	2,27%			18,25%
CPFL SANTA CRUZ	402,70	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		41,8	31,4	1,8			75,00
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		10,38%	7,80%	0,45%			18,62%

SISTEMA SUDESTE / CENTRO-OESTE							
15/08/2023 - 08h30min							
CORTE DE CARGA PELO ERAC							
AGENTE	CARGA TOTAL VERIFICADA (MW)	1º ESTÁGIO (7%)	2º ESTÁGIO (7%)	3º ESTÁGIO (7%)	4º ESTÁGIO (7%)	5º ESTÁGIO (7%)	TOTAL
POOL APERAM e MESSER (antiga LINDE)	61,70	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		8,5	20,5				29,00
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		13,78%	33,23%				47,00%
UNIPAR INDUPA (antiga SOLVAY)	79,84	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		6	23,66				29,66
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		7,52%	29,63%				37,15%
ANGLOGOLD	31,16	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		11,94	7,68				19,62
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		38,32%	24,65%				62,97%
UNIPAR CARBOCLORO	136,72	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		12,76	16,02				28,78
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		9,33%	11,72%				21,05%
EMPRESA DE CIMENTOS LIZ SA	33,46	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		10,209	4,851				15,06
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		30,51%	14,50%				45,01%
NOVA ERA SILICON	24,75	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		11,88					11,88
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		47,99%					47,99%

SISTEMA SUDESTE / CENTRO-OESTE							
15/08/2023 - 08h30min							
CORTE DE CARGA PELO ERAC							
AGENTE	CARGA TOTAL VERIFICADA (MW)	1° ESTÁGIO (7%)	2° ESTÁGIO (7%)	3° ESTÁGIO (7%)	4° ESTÁGIO (7%)	5° ESTÁGIO (7%)	TOTAL
SAMARCO	55,00	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		47,6					47,60
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		86,55%					86,55%
POOL WM CUBATÃO E USIMINAS	45,06	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		7,272					7,27
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		16,14%					16,14%
PETROBRAS REPLAN	36,00	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		36					36,00
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		100,00%					100,00%
WHITE MARTINS SANTA BÁRBARA	9,77	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		2,6612					2,66
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		27,23%					27,23%
POOL CARAMURU e JBS	8,09	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		8,09					8,09
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		100,00%					100,00%
LIGHT	3202,00	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		247,9	211,9	234			693,80
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		7,74%	6,62%	7,31%			21,67%

A partir da análise, verificou-se não conformidade do percentual de carga cortada nas distribuidoras NEOENERGIA BRASÍLIA, EQUATORIAL GOIÁS, ENERGISA MINAS RIO, CPFL PIRATININGA e CPFL SANTA CRUZ.

A distribuidora ENEL SP informou que alguns dos equipamentos previstos para o 3º estágio do ERAC observaram uma frequência mínima de 57,92 Hz. Desta forma, como a frequência ficou no limiar do ajuste, não houve sensibilização de todos os alimentadores previstos para o referido estágio.

A distribuidora ENERGISA SUL-SUDESTE informou que alguns dos equipamentos previstos para o 3º estágio do ERAC oscilaram com frequência no limiar do ajuste do esquema. Desta forma, houve sensibilização apenas parcial das cargas alocadas para o terceiro estágio.

As distribuidoras CPFL SANTA CRUZ e CPFL PIRATININGA relataram que as frequências mínimas observadas foram de 58,02 Hz e 58,00 Hz, respectivamente. Entretanto, os valores informados seriam incapazes de sensibilizar o 3º estágio do ERAC, o que foi verificado na prática.

O consumidor livre GERDAU MOGI DAS CRUZES informou que não houve corte de carga devido à paralização dos equipamentos alocados para o 1º estágio do ERAC. Entretanto, a frequência mínima observada relatada foi de 58,00 Hz, de tal modo que o 2º estágio do ERAC deveria ter sido sensibilizado.

Já a Tabela 5-2 apresenta as cargas cortadas pelo ERAC no Subsistema Sul, por frequência absoluta, segundo informações enviadas pelos agentes.

Tabela 5-2: Percentual de carga cortada no Subsistema Sul

SUBSISTEMA SUL						
15/08/2023 - 08h30min						
CORTE DE CARGA PELO ERAC						
AGENTE	CARGA TOTAL VERIFICADA (MW)	1° ESTÁGIO (7,5%)	2° ESTÁGIO (7,5%)	3° ESTÁGIO (10%)	4° ESTÁGIO (15%)	TOTAL
CELESC	3324,92	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		258,234	244,034	286,644	11,612	800,52
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		7,77%	7,34%	8,62%	0,35%	24,08%
CERTEL ENERGIA	60,38	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		7,07	5,3	2,8		15,17
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		11,71%	8,78%	4,64%		25,12%
CPFL (RGE)	2032,1	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		183,43	222,47	237,78		643,68
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		9,03%	10,95%	11,70%		31,68%
BORRACHAS VIPAL S.A.	6,08	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		0,8	2,2	3		6
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		13,17%	36,21%	49,37%		98,75%
OXITENO	2,73	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		0,068	0	0,309		0,38

SUBSISTEMA SUL						
15/08/2023 - 08h30min						
CORTE DE CARGA PELO ERAC						
AGENTE	CARGA TOTAL VERIFICADA (MW)	1° ESTÁGIO (7,5%)	2° ESTÁGIO (7,5%)	3° ESTÁGIO (10%)	4° ESTÁGIO (15%)	TOTAL
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		2,49%	0,00%	11,30%		13,79%
CERSUL	19,74	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		4,44	0,93	3,75		9,12
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		22,49%	4,71%	18,99%		46,19%
CASTERTECH	5	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		1,5	0	2,5		4
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		30,00%	0,00%	50,00%		80,00%
COOPERLUZ	10,02	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		1,603	1,504	1,711		4,82
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		16,00%	15,01%	17,08%		48,08%
COPEL-D	3604,48	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		200,59	224,27	321,64		746,5
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		5,57%	6,22%	8,92%		20,71%

SUBSISTEMA SUL						
15/08/2023 - 08h30min						
CORTE DE CARGA PELO ERAC						
AGENTE	CARGA TOTAL VERIFICADA (MW)	1° ESTÁGIO (7,5%)	2° ESTÁGIO (7,5%)	3° ESTÁGIO (10%)	4° ESTÁGIO (15%)	TOTAL
CEEE-D	953,52	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		67,56	63,29	96,43		227,28
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		7,09%	6,64%	10,11%		23,84%
FIBRAPLAC	13,4	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		1,23	1,23	1,64		4,1
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		9,18%	9,18%	12,24%		30,60%
BRASKEM SUL	117,58	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		12	10,7			22,7
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		10,21%	9,10%			19,31%
GERDAU RIOGRANDENSE	22,03	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		0	9,25			9,25
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		0,00%	41,99%			41,99%
CERTHIL	9,78	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		2,83	3,96			3,25
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		28,94%	40,49%			33,23%

SUBSISTEMA SUL						
15/08/2023 - 08h30min						
CORTE DE CARGA PELO ERAC						
AGENTE	CARGA TOTAL VERIFICADA (MW)	1° ESTÁGIO (7,5%)	2° ESTÁGIO (7,5%)	3° ESTÁGIO (10%)	4° ESTÁGIO (15%)	TOTAL
KLABIN	62,1	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		18,4	47			65,4
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		29,63%	75,68%			105,31%
COPREL	51,44	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		11,81				11,81
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		22,96%				22,96%
GERDAU CHARQUEADAS	55,4	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		34,9				34,9
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		63,00%				63,00%

A partir da análise, verificou-se não conformidade do percentual de carga cortada na distribuidora COPEL-D e nos consumidores livres GERDAU RIOGRANDENSE e OXITENO.

A distribuidora CELESC relatou que a frequência mínima observada foi de 57,77 Hz. Portanto, a atuação referente ao 4º estágio foi incorreta.

A distribuidora COOPERCOCAL informou que houve falha na atuação dos equipamentos e, com isso, não houve atuação do ERAC.

A distribuidora CERTEL ENERGIA informou que a frequência mínima observada foi de 59,36 Hz. Entretanto, o valor de frequência informado seria incapaz de sensibilizar o 1º, 2º e 3º estágio do ERAC, conforme relatado.

A distribuidora CERSUL relatou que a frequência mínima observada foi de 58,80 Hz. Entretanto, o valor de frequência informado seria incapaz de sensibilizar o 1º, 2º e 3º estágio do ERAC, o que foi verificado na prática.

O consumidor livre BRASKEM SUL informou que a frequência mínima observada foi 58,22 Hz. Entretanto, o valor de frequência informado seria incapaz de sensibilizar o 2º estágio do ERAC, conforme relatado.

O consumidor livre KLABIN, por haver geração interna, apresentou um valor de corte de carga superior a 100%, ou seja, a planta estava importando 62,10 MW e no momento da atuação do esquema foram desligados 65,4 MW, montante esse superior ao importado.

Destaca-se que o consumidor livre ARLANXEO TSR não encaminhou as informações referentes ao desempenho do ERAC nesta perturbação.

Já a Tabela 5-3 apresenta as cargas cortadas pelo ERAC no Subsistema Nordeste, segundo informações enviadas pelos agentes.

Tabela 5-3: Percentual de carga cortada no Subsistema Nordeste

SUBSISTEMA NORDESTE							
15/08/2023 - 08h30min							
CORTE DE CARGA PELO ERAC							
AGENTE	CARGA TOTAL VERIFICADA (MW)	1º ESTÁGIO (5%)	2º ESTÁGIO (6%)	3º ESTÁGIO (7%)	4º ESTÁGIO (8%)	5º ESTÁGIO (9%)	TOTAL
NEOENERGIA PERNAMBUCO	1517	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		95,3	54,3	140,8	133,2	158,4	582
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		6,28%	3,58%	9,28%	8,78%	10,44%	38,37%
NEOENERGIA COSERN	570	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		42	37	69	57	42	247
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		7,37%	6,49%	12,11%	10,00%	7,37%	43,33%

SUBSISTEMA NORDESTE							
15/08/2023 - 08h30min							
CORTE DE CARGA PELO ERAC							
AGENTE	CARGA TOTAL VERIFICADA (MW)	1º ESTÁGIO (5%)	2º ESTÁGIO (6%)	3º ESTÁGIO (7%)	4º ESTÁGIO (8%)	5º ESTÁGIO (9%)	TOTAL
ENERGISA PB	558,48	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		28,8	26,45	38,41	45,71	46,1	185,47
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		5,16%	4,74%	6,88%	8,18%	8,25%	33,21%
NEOENERGIA COELBA	2649,23	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		133,9	176,78	176,33	217,97	248,02	953
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		5,05%	6,67%	6,66%	8,23%	9,36%	35,97%
ENEL CE	1418,73	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		47,13	108,59	106,59	117,05	123,1	502,46
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		3,32%	7,65%	7,51%	8,25%	8,68%	35,42%
ENERGISA SE	338,06	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		16,1	22,48	18,48	41,18	14,59	112,83
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		4,76%	6,65%	5,47%	12,18%	4,32%	33,38%
SULGIPE	64,47	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		7,91	7,09	1,68	3,67	6,58	26,93
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		12,27%	11,00%	2,61%	5,69%	10,21%	41,77%

SUBSISTEMA NORDESTE							
15/08/2023 - 08h30min							
CORTE DE CARGA PELO ERAC							
AGENTE	CARGA TOTAL VERIFICADA (MW)	1º ESTÁGIO (5%)	2º ESTÁGIO (6%)	3º ESTÁGIO (7%)	4º ESTÁGIO (8%)	5º ESTÁGIO (9%)	TOTAL
PETROBRAS RNEST	10	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		0,566	0,673	1,088	2,315	0	4,64
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		5,66%	6,73%	10,88%	23,15%	0,00%	46,42%
ALPEK	34,7	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		2	7,3	3,5	4	9	25,8
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		5,76%	21,04%	10,09%	11,53%	25,94%	74,35%
AKZONOBEL	35	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		1,75	2,1	2,45	2,8	3,15	12,25
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		5,00%	6,00%	7,00%	8,00%	9,00%	35,00%
POOL CHESF	725,46	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		50,57	29	29,43	17	17	143
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		6,97%	4,00%	4,06%	2,34%	2,34%	19,71%
EQUATORIAL ALAGOAS	445	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		21,51	17,72	35,87	44,68	51,99	171,77
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		4,83%	3,98%	8,06%	10,04%	11,68%	38,60%

SUBSISTEMA NORDESTE							
15/08/2023 - 08h30min							
CORTE DE CARGA PELO ERAC							
AGENTE	CARGA TOTAL VERIFICADA (MW)	1º ESTÁGIO (5%)	2º ESTÁGIO (6%)	3º ESTÁGIO (7%)	4º ESTÁGIO (8%)	5º ESTÁGIO (9%)	TOTAL
EQUATORIAL PIAUÍ	441,59	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		8,69	35,27	18,4	22,86	7,28	92,5
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		1,97%	7,99%	4,17%	5,18%	1,65%	20,95%
CCP	11,67	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		1,762	7,246	2,656	0		11,66
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		15,11%	62,12%	22,77%	0,00%		99,99%
ARLANXEO PEX	5,09	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		3,9744	0,1632	0,9504			5,09
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		78,11%	3,21%	18,68%			100,00%
ATLANTIC NICKEL MINERAÇÃO	25	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		7,8	7,5				15,3
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		31,20%	30,00%				61,20%

A partir da análise, verificou-se não conformidade do percentual de carga cortada nas distribuidoras NEOENERGIA PERNAMBUCO, ENEL CE, EQUATORIAL ALAGOAS, EQUATORIAL PIAUÍ.

A distribuidora NEOENERGIA PERNAMBUCO relatou que identificou falha na conexão dos transformadores de potencial, o que impediu a atuação de parte da

carga alocada para o 2º estágio do ERAC. O referido agente informou que as correções nos circuitos de potencial foram realizadas no dia 17/08/2023.

A distribuidora EQUATORIAL ALAGOAS informou que houve a não atuação de parte da carga alocada para o 2º estágio do ERAC devido ao bloqueio por subtensão (0,6 pu), que aconteceu na barra de 13,8 kV da subestação de Marituba.

O consumidor livre POOL CHESF relatou que houve um corte de cargas de 409,9 MW por motivos alheios à atuação do ERAC, em que há indícios de que parte dessas cargas saíram antes da frequência de atuação dos estágios do ERAC, impedindo, portanto, a atuação em alguns pontos alocados para o 2º, 3º, 4º e 5º estágio do ERAC.

O consumidor livre PROQUIGEL QUÍMICA informou que não houve corte de carga devido à paralização para manutenção das cargas alocadas para o ERAC.

Os consumidores livres COTEMINAS e CONTINENTAL não informaram os montantes de carga cortada pelo ERAC, por estágios, em MW.

Destaca-se que os consumidores livres MOSAIC e VERACEL não encaminharam as informações referentes ao desempenho do ERAC nesta perturbação.

A Tabela 5-4 apresenta as cargas cortadas pelo ERAC no sistema da área Oeste do Pará, segundo informações enviadas pela EQUATORIAL PARÁ TRAMO OESTE.

Tabela 5-4: Percentual de carga cortada na área Oeste do Pará

SISTEMA TRAMO OESTE							
15/08/2023 - 08h30min							
CORTE DE CARGA PELO ERAC							
AGENTE	CARGA TOTAL VERIFICADA (MW)	1° ESTÁGIO (5%)	2° ESTÁGIO (6%)	3° ESTÁGIO (7%)	4° ESTÁGIO (8%)	5° ESTÁGIO (9%)	TOTAL
EQUATORIAL PARÁ - TRAMO OESTE	147,56	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		12,79	12,89	7,04	14,54	10,25	57,51
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		8,67%	8,74%	4,77%	9,85%	6,95%	38,97%

A partir da análise, verificou-se conformidade da atuação do ERAC na distribuidora Equatorial Pará Tramo Oeste.

Já a Tabela 5-5 apresenta as cargas cortadas pelo ERAC na Área Acre – Rondônia, segundo informações enviadas pelos agentes.

Tabela 5-5: Percentual de carga cortada na Área Acre – Rondônia

ÁREA ACRE-RONDÔNIA				
15/08/2023 - 08h30min				
CORTE DE CARGA PELO ERAC				
AGENTE	CARGA TOTAL VERIFICADA (MW)	1° ESTÁGIO (15%)	2° ESTÁGIO (10%)	TOTAL
ENERGISA AC	88,85	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		13,9	8,63	22,53
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		15,64%	9,71%	25,36%
ENERGISA RO	358,00	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		53,79	35,8	89,59
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		15,03%	10,00%	25,03%

A partir da análise, verificou-se conformidade da atuação do ERAC nas distribuidoras Energisa AC e ENERGISA RO.

A Tabela 5-6 apresenta as cargas cortadas pelo ERAC no sistema Macapá e Interligação Tucuruí – Macapá – Manaus, segundo informações enviadas pelos agentes.

Tabela 5-6: Percentual de carga cortada no sistema Macapá e Interligação Tucuruí - Macapá – Manaus

SISTEMA MACAPÁ E INTERLIGAÇÃO Tucuruí-Macapá-Manaus							
15/08/2023 - 08h30min							
CORTE DE CARGA PELO ERAC							
AGENTE	CARGA TOTAL VERIFICADA (MW)	1° ESTÁGIO (11%)	2° ESTÁGIO (11%)	3° ESTÁGIO (11%)	4° ESTÁGIO (11%)	5° ESTÁGIO (11%)	TOTAL
EQUATORIAL PARÁ (ORIXIMINÁ)	42,17	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		4,46	5,37	3,59	4,35	2,16	19,93
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		10,58%	12,73%	8,51%	10,32%	5,12%	47,26%
EQUATORIAL AMAPÁ	220,22	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		6,84	18,32	17,44	22,25		64,85
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		3,11%	8,32%	7,92%	10,10%		29,45%
AMAZONAS ENERGIA	35,15	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		1,99	2,19	2,33	2,21	2	10,72
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		5,66%	6,23%	6,63%	6,29%	5,69%	30,50%

A partir da análise, verificou-se não conformidade na atuação do ERAC e do percentual de carga cortada nas distribuidoras EQUATORIAL PARÁ (ORIXIMINÁ), EQUATORIAL AMAPÁ e AMAZONAS ENERGIA.

A distribuidora EQUATORIAL AMAPÁ informou que a frequência mínima observada foi 57,20 Hz. Entretanto, o valor de frequência informado seria capaz de sensibilizar o 5º estágio do ERAC, o que não foi verificado na prática.

A Tabela 5-7 apresenta as cargas cortadas pelo ERAC no Subsistema Norte, segundo informações enviadas pelos agentes.

Tabela 5-7: Percentual de carga cortada no Subsistema Norte

SUBSISTEMA NORTE						
15/08/2023 - 08h30min						
CORTE DE CARGA PELO ERAC						
AGENTE	CARGA TOTAL VERIFICADA (MW)	1º ESTÁGIO (5%)	2º ESTÁGIO (6%)	3 ESTÁGIO (7%)	4 ESTÁGIO (8%)	TOTAL
EQUATORIAL MARANHÃO	953,15	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		51,27	60,46	96,04	78,15	285,92
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		5,38%	6,34%	10,08%	8,20%	30,00%
VALE NORTE	376,80	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		6,24	6,99	14,57	11,28	39,07
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		1,66	1,85%	3,87%	2,99%	10,37%
EQUATORIAL PARÁ	1197,14	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		56,25	88,36	108,81		253,42
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		4,70%	7,38%	9,09%		21,17%
ENERGISA TO	238,50	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		19,1	23,4	23,1		65,60
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		8,01%	9,81%	9,69%		27,51%
ALBRÁS, ALUNORTE E PARAGOMINAS	806,00	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		181	194	201		576,00
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		22,46%	24,07%	24,94%		71,46%
ALUMAR	517,00	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		167				167,00

SUBSISTEMA NORTE						
15/08/2023 - 08h30min						
CORTE DE CARGA PELO ERAC						
AGENTE	CARGA TOTAL VERIFICADA (MW)	1° ESTÁGIO (5%)	2° ESTÁGIO (6%)	3 ESTÁGIO (7%)	4 ESTÁGIO (8%)	TOTAL
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		32,30%				32,30%

A partir da análise, verificou-se não conformidade na atuação do ERAC e do percentual de carga cortada no consumidor livre VALE NORTE.

O consumidor livre PALMYRA DO BRASIL (DOW CORNING) não relatou os montantes de carga cortada por estágios pelo ERAC e a taxa de variação por frequência observada.

Não houve atuação do ERAC no consumidor livre UTE SUZANO PAPEL E CELULOSE.

A Tabela 5-8 apresenta as cargas cortadas pelo ERAC no Subsistema Manaus, segundo informações enviadas pelos agentes.

Tabela 5-8: Percentual de carga cortada no Subsistema Manaus

SISTEMA MANAUS							
15/08/2023 - 08h30min							
CORTE DE CARGA PELO ERAC							
AGENTE	CARGA TOTAL VERIFICADA (MW)	1° ESTÁGIO (12%)	2° ESTÁGIO (12%)	3° ESTÁGIO (12%)	4° ESTÁGIO (12%)	5° ESTÁGIO (12%)	TOTAL
SUBSISTEMA 1 – AMAZONAS ENERGIA MAUÁ	721,77	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		71,47	85,26	104,92	57,01	69,20	387,86
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)
		9,90%	11,81%	14,54%	7,90%	9,59%	53,74%
AGENTE	CARGA TOTAL VERIFICADA (MW)	1° ESTÁGIO (11%)	2° ESTÁGIO (11%)	3° ESTÁGIO (11%)	4° ESTÁGIO (11%)	5° ESTÁGIO (9%)	TOTAL
SUBSISTEMA 2 – AMAZONAS ENERGIA MANAUS	414,21	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)	CARGA CORTADA (MW)
		35,96	52,90	44,12	43,02	42,99	218,99
		CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)	CARGA CORTADA (%)

SISTEMA MANAUS							
15/08/2023 - 08h30min							
CORTE DE CARGA PELO ERAC							
		8,68%	12,77%	10,65%	10,39%	10,38%	52,87%

A partir da análise, verificou-se não conformidade na atuação do ERAC e do percentual de carga cortada na distribuidora AMAZONAS ENERGIA.

Adicionalmente, o ONS solicitou que as distribuidoras dos Subsistemas Sudeste/Centro-oeste e Sul informassem se houve desconexão de centrais geradoras conectadas à sua rede de distribuição e, em caso afirmativo, o montante de geração desconectada.

Como resultado, até o momento, foi informada a desconexão de aproximadamente 1,5 GW de geração conectada à rede de distribuição, conforme Tabela 5-9.

Os agentes CERSUL, CERTEL, CERTHIL, COOPERLUZ, COPEL-D, EDP SP, ENEL SP, ENERGISA SUL SUDESTE, LIGHT e NEOENERGIA BRASÍLIA informaram que não houve desconexão de centrais geradoras conectadas às suas redes.

Já os agentes CEEE-D, COOPERCOCAL e EQUATORIAL GOIÁS não responderam à solicitação do ONS.

Tabela 5-9: Montante de geração desconectada informada pelos agentes de distribuição

Agente	Montante de geração desconectada [MW]
CELESC	112,81
CEMIG - D	346,20
COPREL	0,64
CPFL PAULISTA	463,02
CPFL PIRATININGA	13,75
CPFL SANTA CRUZ (JAGUARI)	24,65
DME	2,30
EDP – ES	53,26
ENEL RJ	22,80
ENERGISA MINAS RIO	27,28
ENERGISA MS	106,60
ENERGISA MT	27,60

Agente	Montante de geração desconectada [MW]
NEOENERGIA ELEKTRO	100,13
CPFL (RGE)	177,20
TOTAL	1478,24

Destaca-se que a desconexão descoordenada entre a geração e o ERAC prejudica o desempenho dinâmico do SIN, podendo resultar em maior corte de carga para o sistema.

Apesar de alguns agentes apresentarem o corte de carga inferior ao limite mínimo estabelecido pelo ONS, o desempenho do ERAC, em geral, pode ser considerado satisfatório para os Subsistemas Sudeste/Centro-oeste e Sul, de forma que a sua atuação contribuiu para o reestabelecimento da frequência para o valor de 59,5 Hz em menos de 20 segundos.

Para esse evento, em função da severidade da perturbação e da diferença prévia entre os níveis de geração e carga internas aos Subsistemas Norte, Macapá, Interligação Tucuruí – Macapá – Manaus, Manaus e Mauá, a atuação do ERAC não foi capaz de reestabelecer o equilíbrio entre a carga e a geração após a separação do Subsistema Norte com o restante do SIN, o que culminou com colapso dessas regiões.

A atuação de dois estágios do ERAC na Área Acre/Rondônia foi considerada correta, em face da subfrequência à qual o referido subsistema ficou submetido enquanto permanecia conectado ao SIN.

O corte de cargas por ação do ERAC no Subsistema Nordeste também pode ser considerado satisfatório, visto que, após a sua atuação, a frequência foi reestabelecida para valores próximos ao nominal em menos de 20 segundos.

5.4 Registradores de Perturbação

Foram fornecidas diversas oscilografias sem sincronismo, principalmente da CHESF, fato que impactou o tempo de resposta do ONS no processo da análise dessa perturbação.

Foram observadas diversas oscilografias sem a discriminação de pontos digitais.

Cumprido destacar que a disponibilidade dos registros de oscilografia, com registros de curta e longa duração em diferentes pontos do Subsistema em

análise, contribuiu de modo bastante satisfatório para a análise desta perturbação.

5.5 Eventos de SOE e pontos digitais

Os problemas dos pontos de SOE comprometem a correta identificação dos principais eventos da perturbação bem como a devida cronologia desses eventos, dificultando a compreensão e a análise da perturbação.

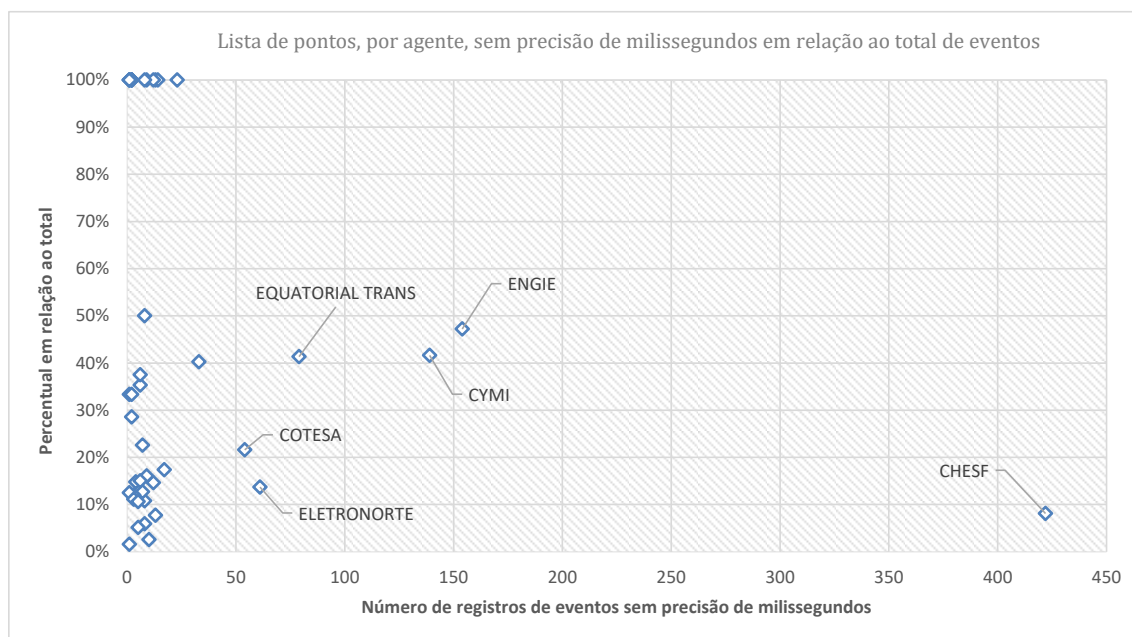
Para a perturbação do dia 15/08/2023, foram identificados 8947 eventos no período compreendido entre 08h30min e 08h45min de equipamentos pertencentes à Rede de Operação. Destes, 1271 eventos (14,2% do total) apresentaram algum tipo de anormalidade no registro, sendo separados em dois grupos:

Grupo 1: *Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa”.*

Na análise dos eventos de supervisão gerados pelas perturbações, foram identificados eventos de SOE encaminhados ao ONS sem a precisão de milissegundos na estampa de tempo e indicação de “data/hora do evento imprecisa”, em desacordo com o item 6.2.1 do submódulo 2.12 dos Procedimentos de Rede - Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação, revisão 2022.10 de 03/10/2022. Os eventos de SOE enviados sem precisão de milissegundos na estampa de tempo são ocasionados por provável falha na configuração da remota do agente ou por configuração do ponto de SOE sem selo de tempo.

Foram identificados 1176 registros com esse tipo de anormalidade de ativos de 43 agentes, conforme dispersão apresentada na Figura 5-20.

Figura 5-20 - Lista de pontos, por agente, sem precisão de milissegundos em relação ao total de eventos



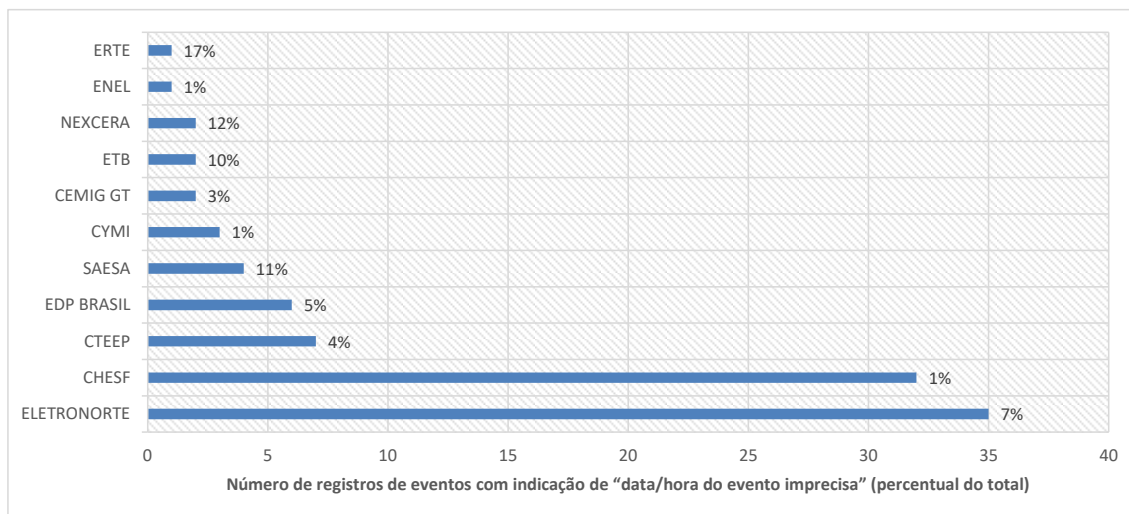
A lista completa com todos os pontos identificados neste grupo, agregados por agente, está presente no Anexo 10.3.1 - *Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” por agente.*

Grupo 2: *Lista de pontos digitais encaminhados com estampa completa, mas com indicação de “data/hora do evento imprecisa”*

Adicionalmente ao primeiro grupo, foram identificados eventos de SOE, associados a abertura/fechamento de disjuntores, encaminhados ao ONS com estampa de tempo completa, inclusive com precisão de milissegundos, entretanto com a qualidade classificada como “data/hora do evento imprecisa”. Os eventos de SOE enviados com a estampa de tempo completa, entretanto com sua qualidade classificada como “data/hora do evento imprecisa”, são normalmente originados em função da remota do agente ter perdido o sincronismo com GPS.

Foram identificados 95 registros com esse tipo de anormalidade de ativos de 11 agentes, conforme apresentado na Figura 5-21.

Figura 5-21 - Lista de pontos, por agente, com indicação de “data/hora do evento imprecisa” em relação ao total de eventos



A lista completa com todos os pontos identificados neste grupo, agregados por agente, está presente no Anexo 11.3.2 - *Lista de pontos digitais encaminhados com estampa completa, mas com indicação de “data/hora do evento imprecisa” por agente.*

5.6 Comportamento Dinâmico do SIN

Neste item é realizada a análise do desempenho dinâmico do SIN após a ocorrência. Como houve a separação do SIN em várias áreas elétricas como consequência da ocorrência, essas áreas terão seu comportamento analisado de forma individualizada.

5.6.1 Aumento do carregamento da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II

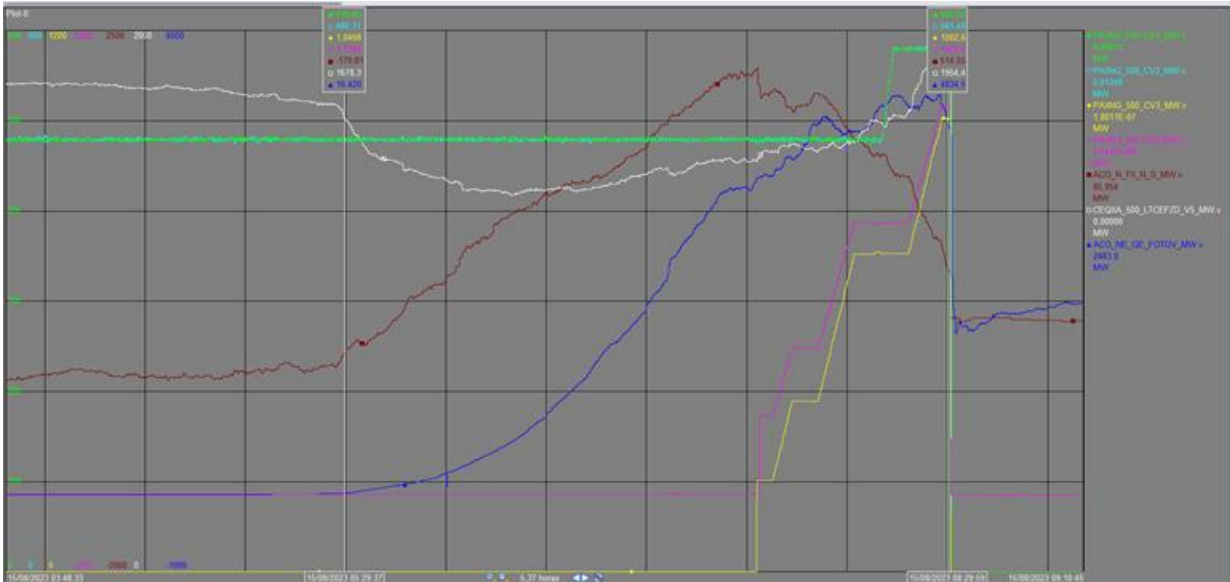
Para um melhor entendimento da dinâmica do evento no Subsistema Nordeste, faz-se necessário analisar as razões pelas quais houve o aumento do fluxo de potência ativa na LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II, que culminou com o seu desligamento pela atuação da lógica de *Switch Onto Fault* (SOTF).

- Aumento da geração fotovoltaica no SIN

Como ocorre diariamente, no dia 15.08.2023, por volta das 05h30min, teve início a geração das usinas fotovoltaicas do Subsistema Nordeste. Esse aumento da geração fotovoltaica é apresentado na Figura 5-22 (curva azul escuro) e tem reflexo, naturalmente, no aumento do fluxo Norte-Sul - FNS (curva vermelha

escura). Assim, de forma a otimizar a transmissão das fontes renováveis fotovoltaica e eólica no Subsistema Nordeste, às 07h32min o ONS realizou o desbloqueio do Bipolo Xingu – Terminal Rio (curva amarela – polo 3 e rosa – polo 4).

Figura 5-22: Aumento da geração fotovoltaica na região Nordeste e impacto no SIN



Em seguida, ainda conforme apresentado na Figura 5-22, foram realizadas rampas no Bipolo Xingu – Terminal Rio de 400 MW (após desbloqueio do Bipolo) até 2.000 MW e no Bipolo Xingu – Estreito de 960 MW para 1.150 MW (curva verde – polo 1 e azul claro – polo 2). Como consequência dessas rampas, houve uma redução no valor de FNS de 2.180 MW, valor máximo observado no instante do desbloqueio do Bipolo Xingu – Terminal Rio, para 550 MW, no instante anterior ao da ocorrência.

- Redução da geração eólica no Ceará para controle do FNEN (Fluxo Nordeste – Norte)

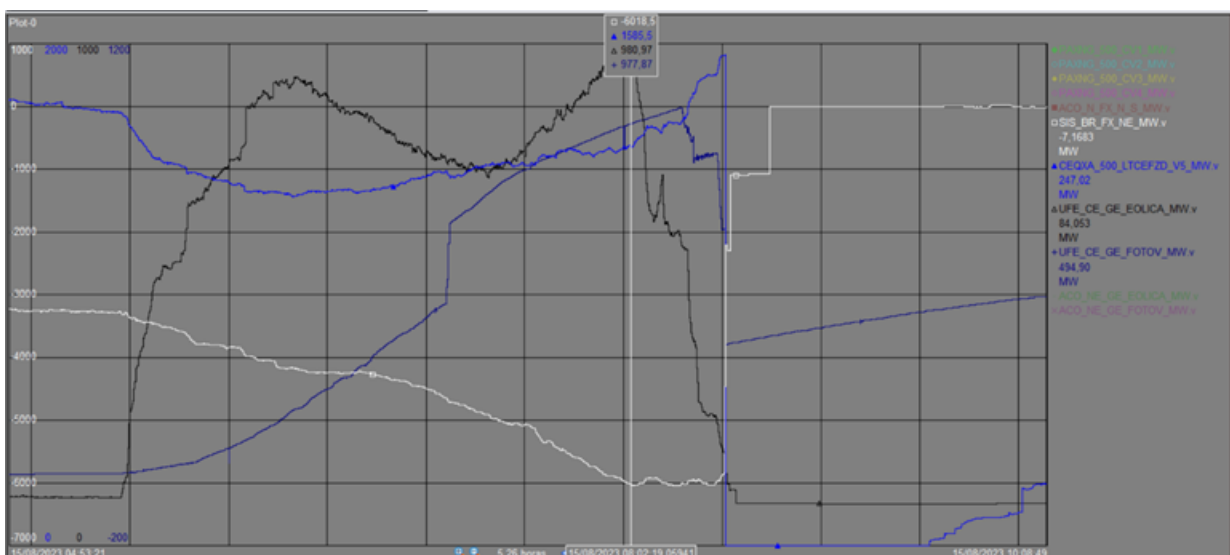
Outro fato relevante para o entendimento das condições que levaram ao carregamento recorde da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II é que, no período de 30.07.2023 a 02.09.2023, estava em execução o SGI 37.890-23 para substituição das chaves 35D2-1 e 35D2-2 do disjuntor central 15D2 na SE 500 kV São João do Piauí, dos vãos para os circuitos para Sobradinho e Boa Esperança, conforme plano de melhorias da CHESF: SGPMRs 0006060/2022 e 0006063/2022.

Nesse mesmo SGI ficou estabelecido que, durante a sua execução, o fluxo FNEN (Fluxo Nordeste – Norte) ficaria limitado a um valor inferior a 5.800 MW, de modo a evitar que:

- Na perda simultânea da LT 500 kV São João do Piauí / Curral Novo do Piauí e da LT 500 kV São João do Piauí / Sobradinho 05C5, a LT 500 kV São João do Piauí / Sobradinho 05C2 fosse submetida a sobrecarga superior a seu limite de emergência, mesmo após *bypass* de seu banco de capacitores série, ou
- Na perda simultânea da LT 500 kV Ribeiro Gonçalves / São João do Piauí 05L4 ou 05L3 e da LT 500 kV Boa Esperança / São João do Piauí, a LT 500 kV Ribeiro Gonçalves / São João do Piauí fosse submetida a sobrecarga superior a seu limite de emergência, mesmo após o *bypass* de seu banco de capacitores série.

Conforme apresentado na Figura 5-23, é possível observar que, por volta de 08h02min, o fluxo FNEN (curva branca) atingiu um valor de cerca de 6.000 MW, por conta do aumento da geração fotovoltaica e, sobretudo, geração eólica no estado do Ceará (curva preta). Ato contínuo, em ação ordinária no sentido de reduzir o fluxo FNEN para o limite estabelecido no SGI, o ONS passou a realizar ações de reprogramações de geração considerando a dinâmica do sistema, de forma que, no momento anterior à ocorrência, a violação já tinha sido reduzida para 79 MW (desvio de 1,36% em relação ao limite estabelecido no SGI para a intervenção que estava em andamento).

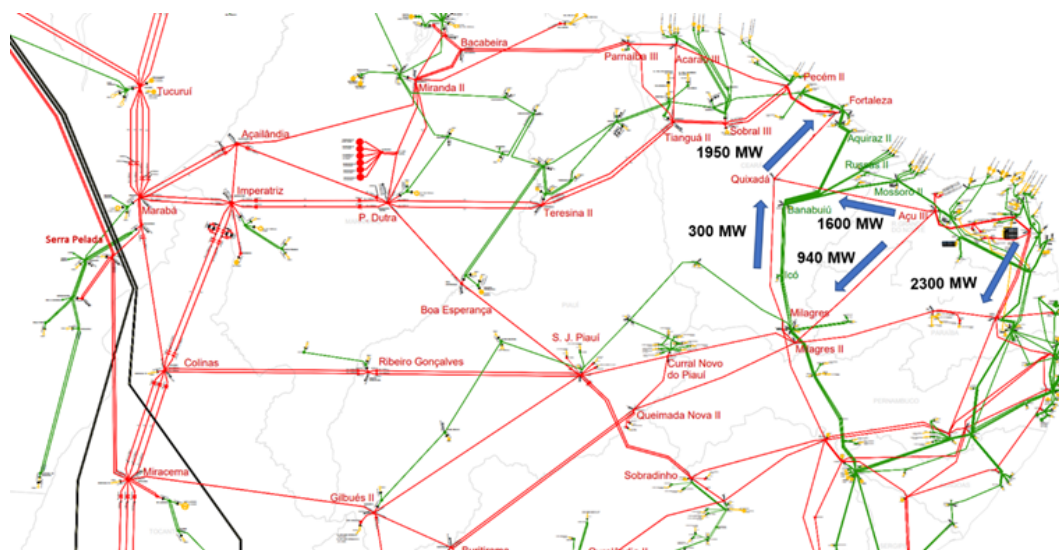
Figura 5-23: Impacto no FNEN da redução da geração eólica e fotovoltaica no Ceará



5.6.2 Abertura da LT 500 kV Quixadá - Fortaleza II às 08h30min

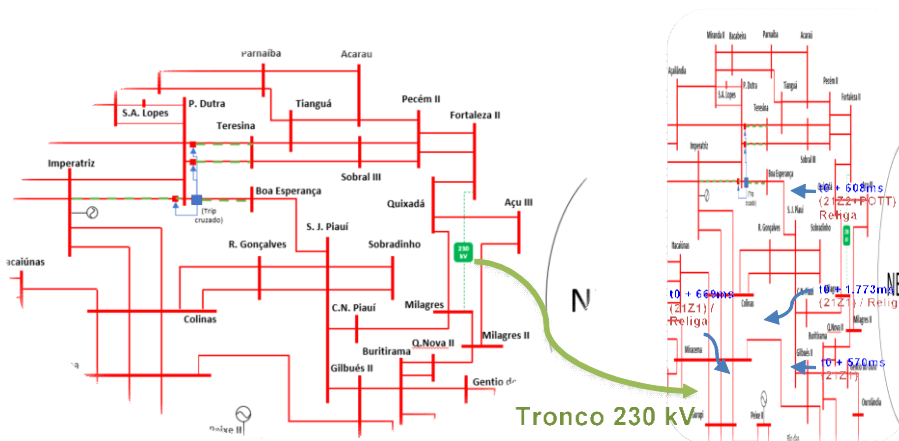
Às 08h30min36,944s a LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II atingiu o seu maior carregamento histórico, com a transmissão de potência ativa de 1.950 MW. Com este carregamento, ocorreu a abertura da referida linha, sem a incidência de curto-circuito no sistema elétrico, tendo o seu desligamento sido provocado pela atuação accidental da lógica de *Switch Onto Fault* (SOTF).

Figura 5-24: Condições operativas previamente a perda da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II



Na Figura 5-25 é possível observar que a abertura da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II provocou a abertura do tronco de 500 kV paralelo ao tronco de 230 kV existente entre as SE Milagres e Fortaleza II, fazendo com que parte do fluxo de potência ativa transmitido pelo tronco de 500 kV passasse a ser transmitido pelo tronco de 230 kV, provocando o desligamento de várias linhas de transmissão por atuações de suas proteções de distância, sensibilizadas por elevadas correntes e subtensões provocadas por sobrecargas e esgotamento da capacidade de suporte de potência reativa dessa região do sistema.

Figura 5-25: Desligamentos do tronco de 230 kV entre as SE Milagres e Fortaleza



Como consequência da sobrecarga e queda de tensão no tronco de 230 kV, **530 ms** após a abertura da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II houve a atuação da PPS instalada no terminal da SE Presidente Dutra da LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança, que será detalhada no Item 5.6.3 a seguir e, apenas 40 ms após, houve a atuação da proteção de distância – Zona 1 (21Z1) no terminal da SE Milagres da **LT 230 kV Milagres – Icó**. No instante do seu desligamento, também foi observada uma condição de subtensão ($V = 0,54$ pu) e de sobrecorrente, onde a corrente atingiu 897 A, sendo o seu limite normal de operação 810 A.

O desligamento da LT 230 kV Milagres – Icó foi consequência do afundamento de tensão ocorrido na região do Ceará após o desligamento da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II, conforme relatado anteriormente. Na análise de fluxo de potência, foi identificado que, no instante do seu desligamento, a linha de transmissão transferia cerca de 177 MW para o terminal de Icó e absorvia do sistema cerca de 66 Mvar, sendo 75 Mvar através do terminal de Milagres e 9 Mvar através do terminal de Icó.

Cerca de **608 ms** após o início da perturbação, ocorreu o desligamento automático da **LT 230 kV Aquiraz – Banabuiú** (04C8) através da atuação da sua proteção de distância para faltas entre fases em Zona 2, configurando mais um desligamento na região de 230 kV do Ceará, afetada por uma subtensão sistêmica, com aumento de fluxo de potência reativa na linha. Após o tempo morto configurado, ocorreu o religamento automático dessa linha.

Após **669 ms** do início da perturbação, ocorreu o desligamento automático da **LT 230 kV Milagres – Banabuiú (C3)** por atuação da sua proteção de distância para faltas entre fases em Zona 1.

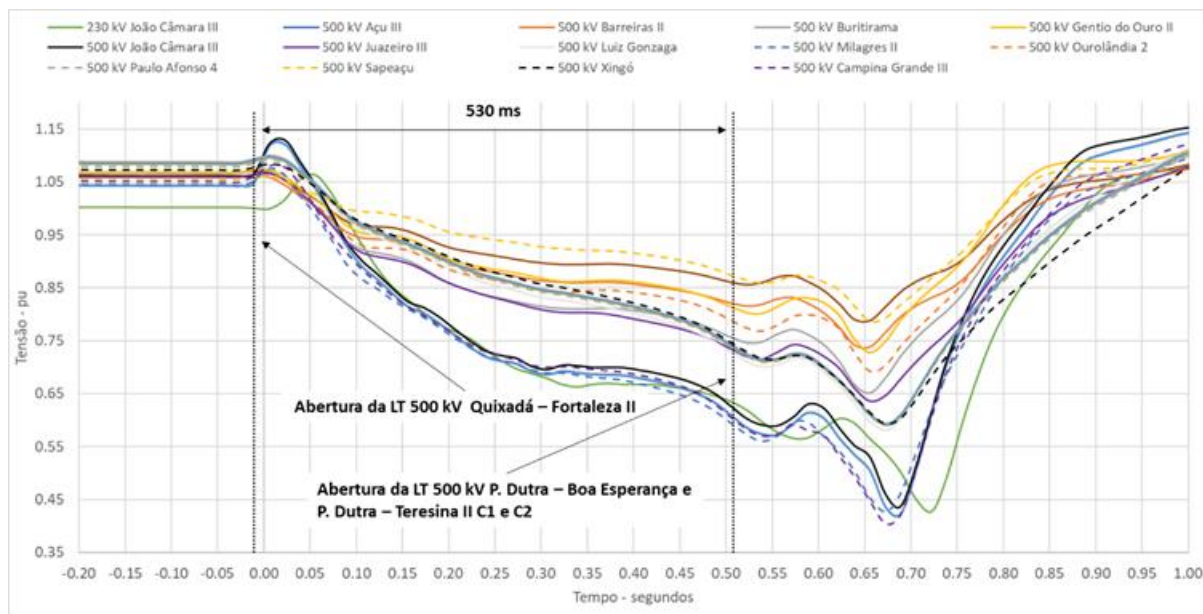
Após **1.773 ms** do início da perturbação, ocorreu o desligamento da **LT 230 kV Milagres – Banabuiú (C1)**, a linha de 230 kV remanescente desse troco de transmissão, por atuação da sua proteção de distância para faltas entre fases em Zona 1, no terminal de Milagres, com transferência direta de disparo (TDD) para o terminal de Banabuiú.

Após esse último desligamento, conforme apresentado na Figura 5-25, ficou configurada a abertura do tronco de 230 kV entre as SE Milagres e Fortaleza II por atuação das proteções de distância. Cabe destacar que esses desligamentos anteciparam os desligamentos que já ocorreriam devido às sobrecargas observadas nos três circuitos da LT 230 kV Banabuiú – Aquiraz, após a perda da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II. Essa sobrecarga levaria a atuação das proteções de sobrecorrente presentes hoje ajustadas em 5, 6 e 7 segundos, respectivamente nos três circuitos (SEP 5.10.65). Esse SEP tem o objetivo de evitar a violação do limite de emergência de carregamento das LT 230 kV Banabuiú – Aquiraz (04C6), (04C7) e (04C8), quando da perda da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II.

5.6.3 Atuação da Proteção de Perda de Sincronismo (PPS) da LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança, terminal da SE Presidente Dutra

Conforme descrito anteriormente, a abertura da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II levou a uma redistribuição do fluxo de potência ativa e reativa no Subsistema Nordeste, tendo como consequência o colapso de tensão no tronco de 230 kV entre as SE 230 kV Fortaleza II e Milagres e em algumas subestações de 500 kV, principalmente aquelas entre as SE Boa Esperança, Buritirama, Queimada Nova 2, Açú III e Campo Grande III, conforme observado nos registros de medição fasorial sincronizada (PMU – *Phasor Measurement Unit*) apresentados na Figura 5-26.

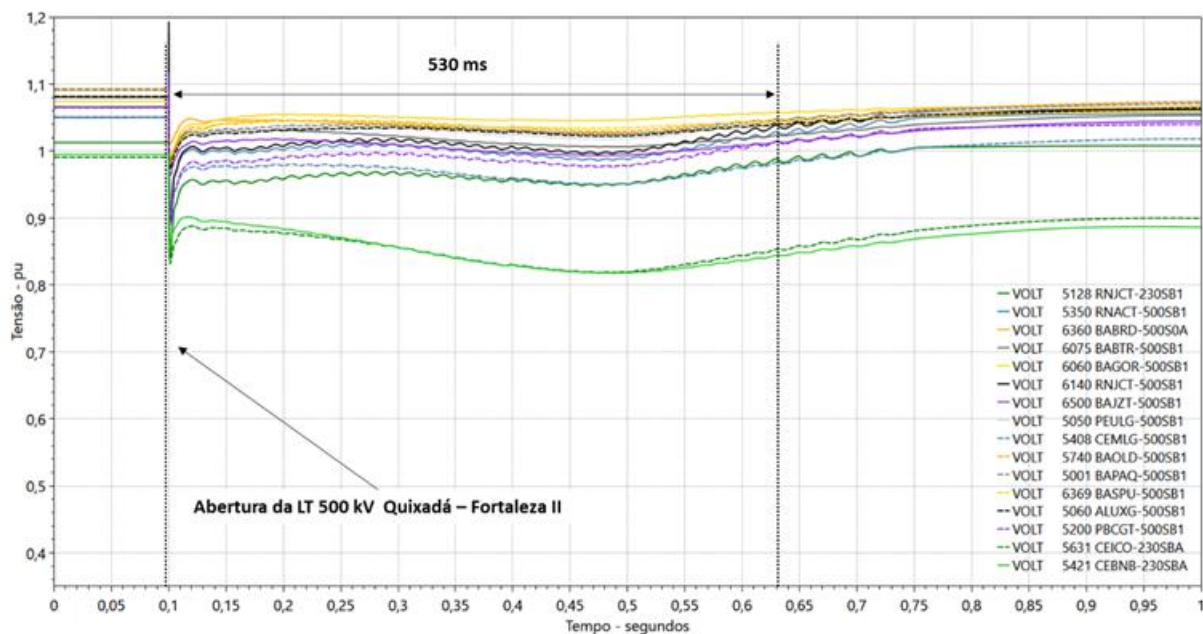
Figura 5-26: Perfil de tensão no eixo de 230 kV e 500 kV na área de influência da perturbação (PMU)



Apesar do elevado fluxo de potência ativa que foi redirecionado para os eixos de transmissão mencionados acima, os estudos de transitórios eletromecânicos indicavam níveis adequados de tensão, a partir da resposta das fontes de suporte de potência reativa existentes na região, principalmente os aerogeradores e inversores das usinas eólicas e fotovoltaicas, conforme resultado de simulações apresentado na Figura 5-27.

Entretanto, no que tange à capacidade de fornecimento de potência reativa, o comportamento das usinas eólicas e fotovoltaicas observado em campo, a partir dos registros de oscilografias, ficou aquém do indicado pelos modelos matemáticos desses equipamentos, constantes na base de dados de transitórios eletromecânicos do ONS e fornecidos pelos respectivos proprietários.

Figura 5-27: Perfil de tensão no eixo de 230 kV e 500 kV na área de influência da perturbação (Simulação de Transitórios Eletromecânicos)



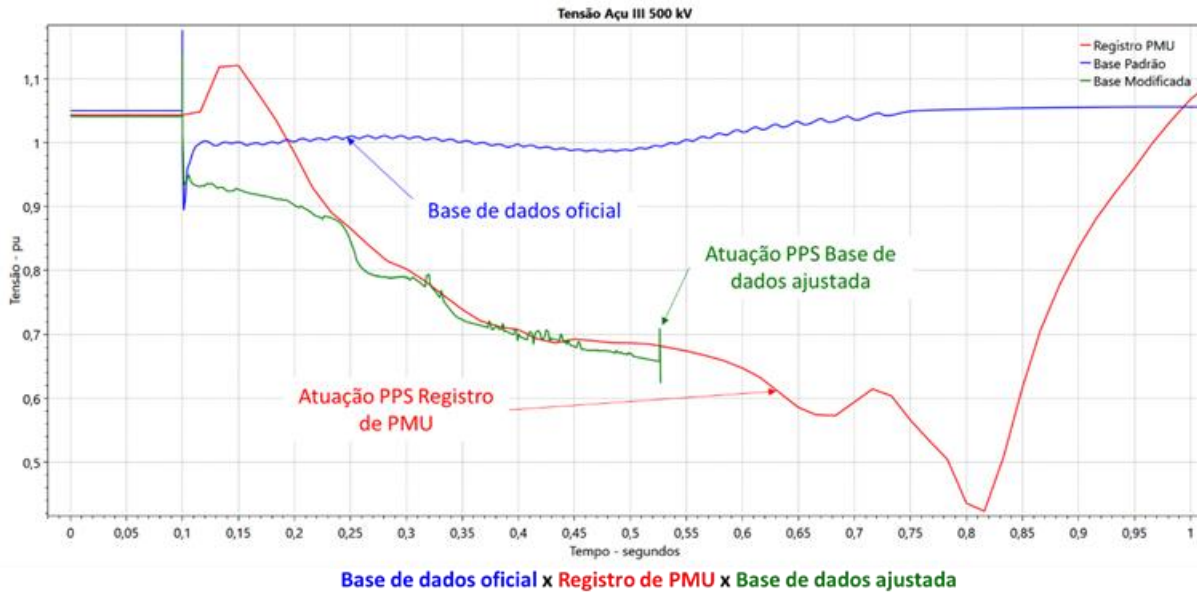
Desta forma, com o objetivo de efetuar a reprodução adequada da ocorrência, foi necessário realizar alterações nos modelos matemáticos dos parques geradores da região de interesse, os quais são predominantemente eólicos e fotovoltaicos, de forma a reproduzir uma resposta de suporte de potência reativa mais aderente ao observado em campo, em especial na lógica de controle de potência reativa dos parques eólicos e fotovoltaicos (PPC - *Power Plant Control*) e na lógica de injeção de corrente reativa sob falta dos inversores.

Nesse sentido, a Figura 5-28 apresenta a comparação da tensão na SE 500 kV Açú III, entre os dados de PMU e a simulação com a base de dados de transitórios eletromecânicos ajustada e a base de dados oficial. Essa subestação foi escolhida como referência de comparação por ser o ponto elétrico mais próximo da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II.

A partir da análise da Figura 5-28, percebe-se que a base de dados modificada consegue reproduzir o afundamento de tensão, indicando que as alterações realizadas nos modelos dos parques eólicos e fotovoltaicos produziram um resultado mais aderente ao comportamento observado em campo. Com isso, foi possível reproduzir o evento, em especial a atuação da PPS da LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança. Destaca-se que o único evento simulado foi a

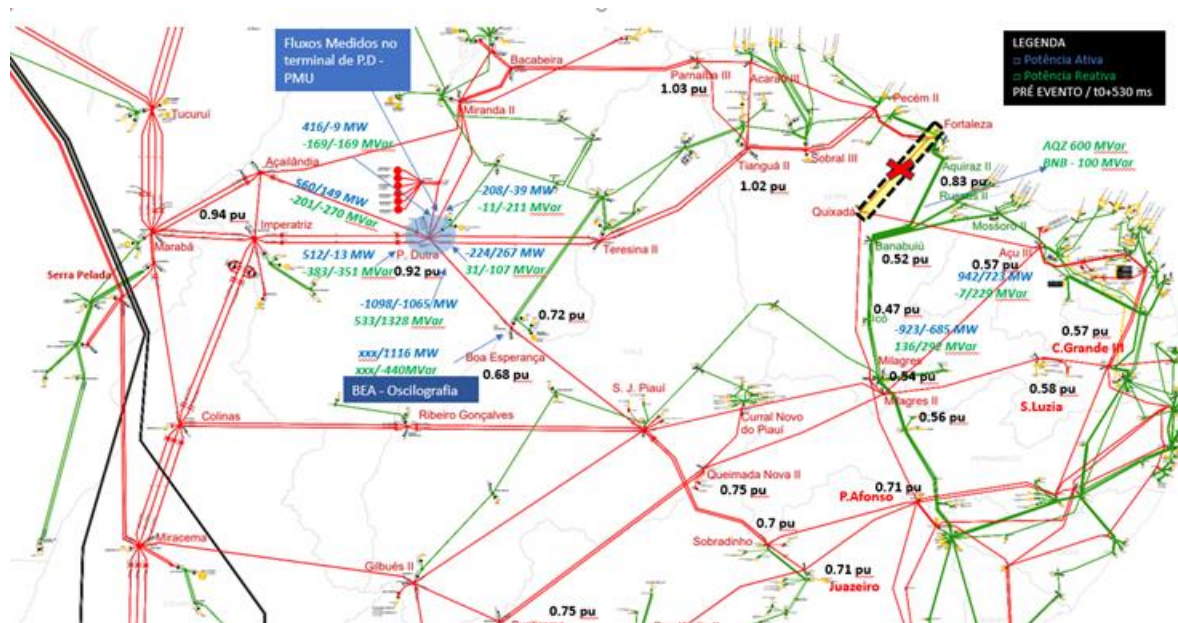
abertura da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II, sendo utilizado o caso de regime permanente imediatamente anterior ao início do evento obtido a partir do estimador de estados, produzido por ferramenta de operação em tempo real.

Figura 5-28: Perfil de tensão na SE 500 kV Açú III (PMU x Simulação)



O afundamento de tensão, agora reproduzido também em simulação, foi observado no tronco de 500 kV remanescente entre os Subsistemas Nordeste e Norte, desde Açú III e Campo Grande III até Boa Esperança e Buritirama. Para pronta referência, a Figura 3-4 é reproduzida na Figura 5-29 e apresenta a distribuição de fluxos nas linhas da interligação NE-N e as principais tensões, no instante imediatamente anterior à atuação da PPS da LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança.

Figura 5-29: Redistribuição de fluxos nas linhas da interligação NE- tensões N e principais



De forma a ilustrar as diferenças observadas entre os modelos oficiais dos parques eólicos e fotovoltaicos e o comportamento real durante o evento, obtido por meio de oscilografias, a Figura 5-30 e a Figura 5-33 e apresentam exemplos de complexos geradores próximos à região do evento, comparando o desempenho do modelo oficial com a oscilografia. Em cada uma dessas comparações, foi realizada uma simulação no programa Anatem com a base ajustada, **substituindo apenas o modelo em análise pelo modelo da base oficial**, com o objetivo de avaliar o seu desempenho frente às condições sistêmicas do evento.

Com base nessas figuras, observa-se uma tendência clara de suporte de potência reativa muito superior em simulação quando comparado ao que realmente ocorreu em campo, o que justifica o comportamento observado utilizando a base de dados oficial, na qual o suporte de potência reativa provido pelas fontes da região é suficiente para evitar o colapso de tensão ocorrido durante o evento.

Figura 5-30: Comparação entre modelo oficial da base de dados contra oscilografia (Exemplo de parque eólico)

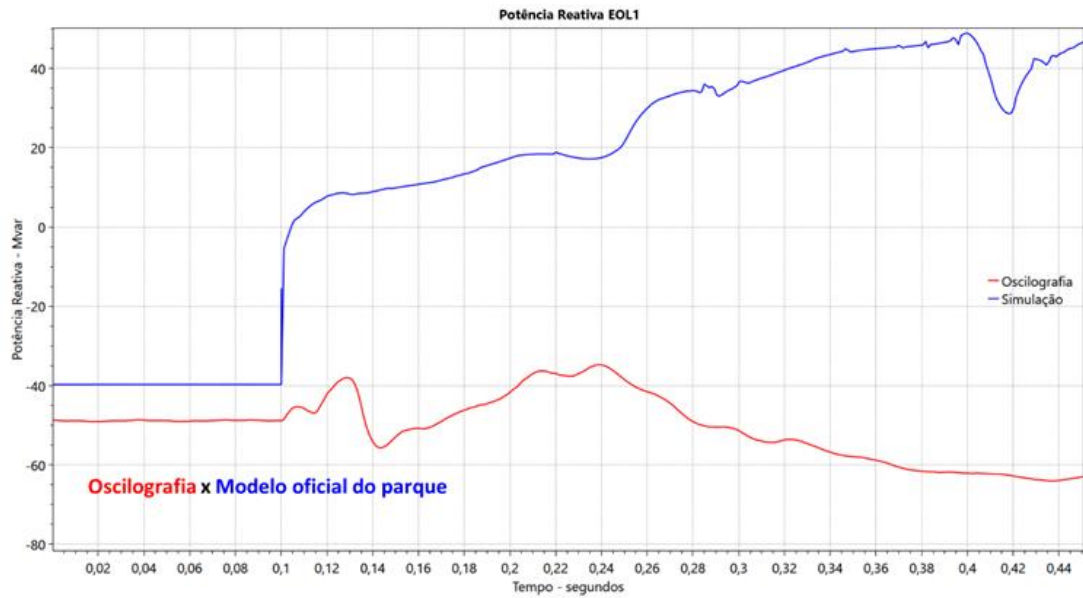
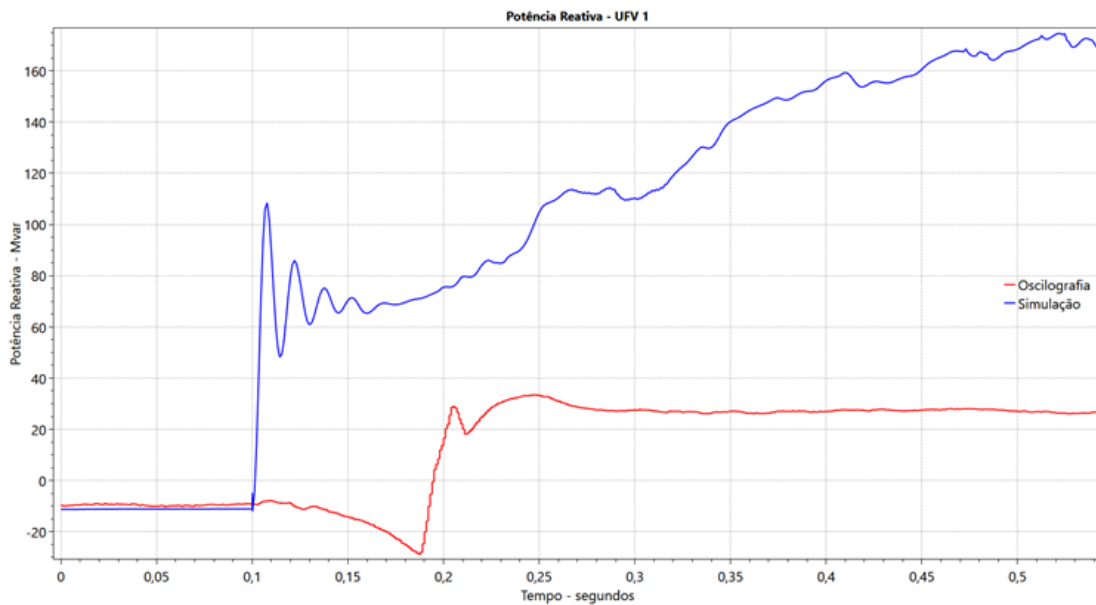
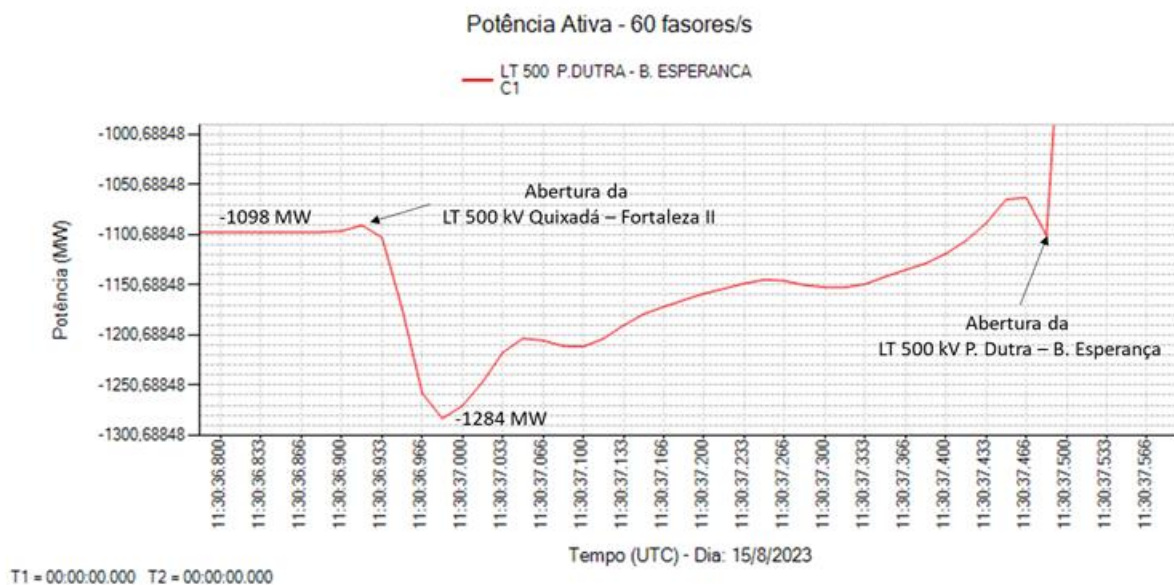


Figura 5-31: Comparação entre modelo oficial da base de dados contra oscilografia (Exemplo de parque fotovoltaico)



Um outro aspecto a ser considerado nas análises sobre a atuação da PPS instalada na LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança reside na constatação de que uma das linhas de transmissão que apresentou a maior variação de fluxo de potência, logo após o desligamento da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II, foi a própria LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança. A Figura 5-32 mostra a variação de potência ativa na referida linha de transmissão.

Figura 5-32: Potência ativa na LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança, terminal da SE Presidente Dutra



Nesse cenário de elevação do fluxo de potência ativa nas linhas de transmissão da região, algumas delas passaram a operar acima da sua potência natural (SIL – *Surge Impedance Loading*), se comportando como um reator para o sistema e absorvendo grandes montantes de potência reativa. Cabe ressaltar que o valor do SIL varia com o quadrado da tensão do circuito sob análise, de forma que o colapso de tensão observado no sistema de 500 kV efetivamente reduziu o SIL das linhas afetadas, com destaque para o terminal da SE Boa Esperança, cuja tensão atingiu valores de 0,68 pu.

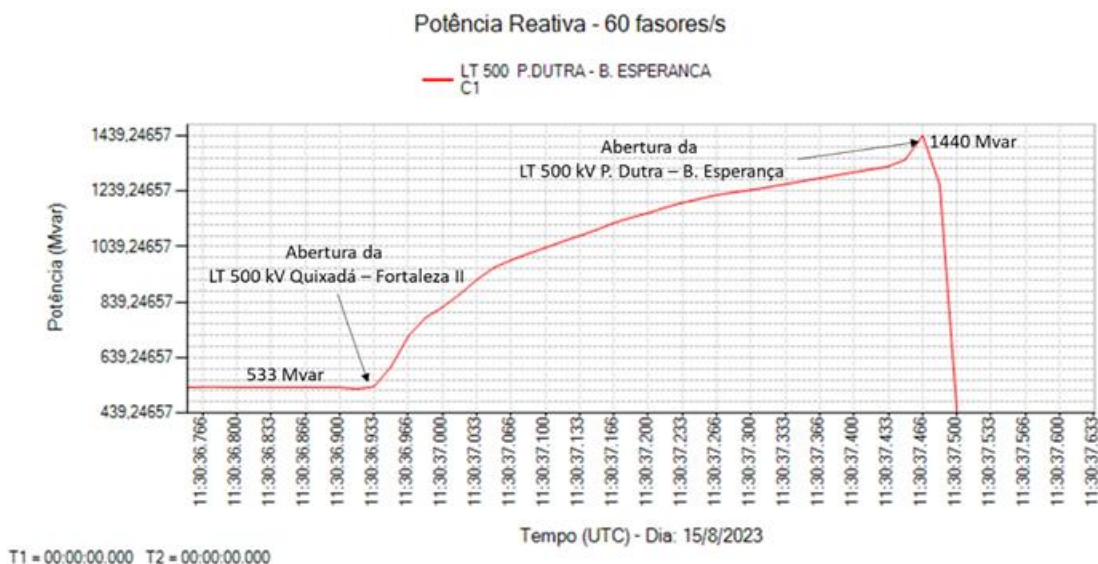
É importante destacar que a operação de linhas de transmissão acima do SIL não é um problema para o sistema. Ao longo do dia, as linhas podem operar acima do SIL durante os períodos de carga pesada e abaixo do SIL durante os períodos de carga leve, por exemplo, implicando em um comportamento de absorção ou geração de potência reativa, respectivamente. Esse é um comportamento físico natural e esperado desses equipamentos, cujos efeitos foram exacerbados pelo

colapso de tensão da rede, que tem como efeito a redução do SIL das linhas, enquanto elas já operavam com altos carregamentos. O problema, nesse caso, foi a falta de suporte de potência reativa na região, que levou a essa alta absorção de potência reativa pelas linhas de transmissão.

Nesse ponto operativo, a LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança passou a consumir potência reativa do sistema, sendo observado, no instante imediatamente anterior à atuação da PPS, que o terminal da SE Presidente Dutra chegou a consumir 1.440 Mvar. Entretanto, a referida linha foi capaz de fornecer apenas 440 Mvar a partir do terminal de Boa Esperança, resultando em um consumo de 1.000 Mvar.

Além disso, a maior capacidade de suporte de potência reativa ao norte de Presidente Dutra e a ausência desse suporte na região de 500 kV ao sul do terminal de Boa Esperança gerou uma grande diferença de tensão entre os dois terminais dessa linha de transmissão, onde a SE Presidente Dutra apresentou uma tensão mínima de 0,92 pu e a SE Boa Esperança apresentou uma tensão mínima de 0,68 pu, antes da abertura dessa linha. Essa grande diferença de tensão naturalmente implicou em um fluxo elevado de potência reativa transferida pelo circuito. A Figura 5-33 mostra a variação de potência reativa na referida linha de transmissão.

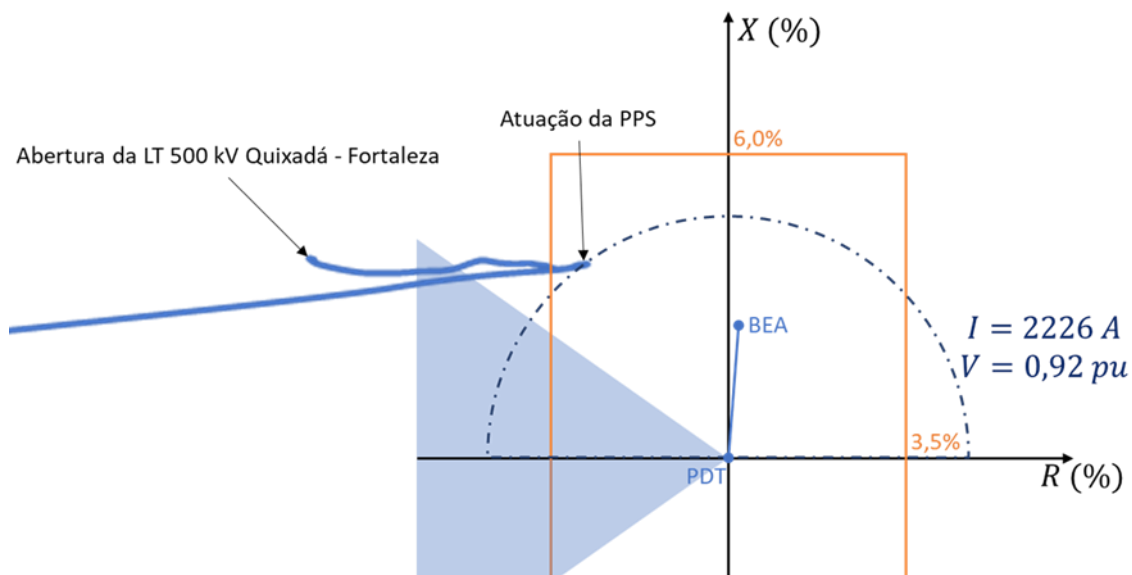
Figura 5-33: Potência reativa na LT 500 kV P. Dutra – Boa Esperança, terminal da SE P. Dutra



A partir das constatações apresentadas anteriormente, pode-se avaliar o desempenho dinâmico que levou à atuação da PPS da LT 500 kV Presidente Dutra

– Boa Esperança. A Figura 5-34 apresenta no diagrama R-X a impedância vista pelo terminal da SE Presidente Dutra da LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança. Em laranja é apresentada a característica da PPS e em preto são apresentadas as características das proteções de distância do referido circuito, sem consideração de direcionalidade. A linha azul, partindo da origem, representa a impedância da linha de transmissão. Já a trajetória da impedância vista pelo terminal, com os marcos de início da perturbação e atuação da PPS assinalados, é representada como uma linha azul.

Figura 5-34: Diagrama R-X da impedância vista pelo terminal da SE P. Dutra da LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança, com características da proteção de distância e da PPS



Além disso, a Figura 5-34 também apresenta um semicírculo em traço e ponto, que foi calculado a partir das condições sistêmicas vistas pelo terminal da SE Presidente Dutra, imediatamente antes da atuação da PPS, isso é, com tensão de 0,92 pu e corrente de 2.226 A, conforme dados de PMU. A LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança tem um limite em condição normal de operação de 2.000 A, sem capacidade de emergência.

O semicírculo pode ser interpretado da seguinte forma: para a mesma tensão e corrente, quanto maior a potência reativa transmitida em comparação com a potência ativa, mais próximo do eixo da reatância se encontrará a impedância; em contrapartida, quanto maior a potência ativa transmitida em comparação com a potência reativa, mais próximo do eixo da resistência se encontrará a impedância.

Nesse sentido, cabe ressaltar que, em uma situação em que não houvesse uma injeção de potência reativa tão elevada no terminal da SE Presidente Dutra, a impedância vista por esse terminal caminharía para a esquerda no semicírculo, levando o sistema para fora da característica da PPS, para a mesma corrente e tensão observadas no evento. A região de operação da linha é destacada na figura como uma região em azul e se dá para um ângulo de até 35°. Esse valor foi obtido através da análise histórica dos últimos 2 anos de operação da LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança com fluxo superior a 50% de sua capacidade, nos quais o ângulo da impedância não superou 35°.

Observa-se que, dentro da zona de carga, o semicírculo não encontra a área de atuação da PPS. Dessa forma, conclui-se que a atuação da PPS se deu pelo fluxo de potência reativa extremamente elevado nessa linha, causado pelo colapso de tensão observado no eixo de 500 kV da SE Boa Esperança para baixo.

As condições descritas acima fizeram com que a impedância medida pelo IED do terminal da SE Presidente Dutra se aproximasse do eixo da reatância do diagrama R-X, atingindo o *blinder* de atuação da função PPS. Essa aproximação ocorreu com uma velocidade de aproximadamente 60 Ω/s , ou seja, abaixo da velocidade máxima ajustada (1.500 Ω/s), utilizada para discriminar curto-circuito de oscilação de potência, comandando dessa forma a abertura da LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança.

Além disso, a PPS está associada a um SEP que provoca também a abertura das LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina C1 e C2, com o objetivo de separar os subsistemas Norte e Nordeste, e a abertura da LT 500 kV Imperatriz – Presidente Dutra C2, com o objetivo de controle de tensão quando da separação desses sistemas.

Destaca-se que a filosofia atual para ajuste das PPS da interligação N-NE-SE é preditiva e visa impedir que ocorra a formação de um centro elétrico e a consequente perda de sincronismo entre máquinas no sistema. Dessa forma, a PPS visa separar subsistemas que estão caminhando para uma perda de sincronismo antes que ocorra de fato essa perda, uma vez que a formação de um centro elétrico submete o sistema a condições severas de operação. Tendo isso em mente, a filosofia atual de ajuste dessa proteção é dependente de simulações eletromecânicas que representem o comportamento real da rede com grande fidelidade, dada sua natureza preditiva.

Através da análise da perturbação, ficou claro que o desempenho dos controles em campo, em especial no que tange a capacidade de suporte dinâmico de potência reativa, se mostrou muito aquém dos modelos matemáticos representados na base de dados oficial de transitórios eletromecânicos, tornando

impossível a identificação prévia por parte do ONS do risco de atuação da PPS causado pelo colapso de tensão em parte do sistema após a abertura da LT 500 kV Fortaleza II – Quixadá.

De fato, a Figura 5-35, que apresenta frequências aquisitadas via PMU de barras do Norte, Nordeste e Sudeste, indica uma tendência de convergência das frequências, de forma que não se caracteriza o fenômeno de perda de sincronismo. Essa tendência é confirmada por meio da simulação utilizando a base de dados ajustada, na qual, ao inibir a atuação da PPS, observa-se um colapso de tensão, mas sem a formação de um centro elétrico, conforme Figura 5-36.

Figura 5-35: Frequências de PMU durante o evento nas regiões Norte, Nordeste e Sudeste

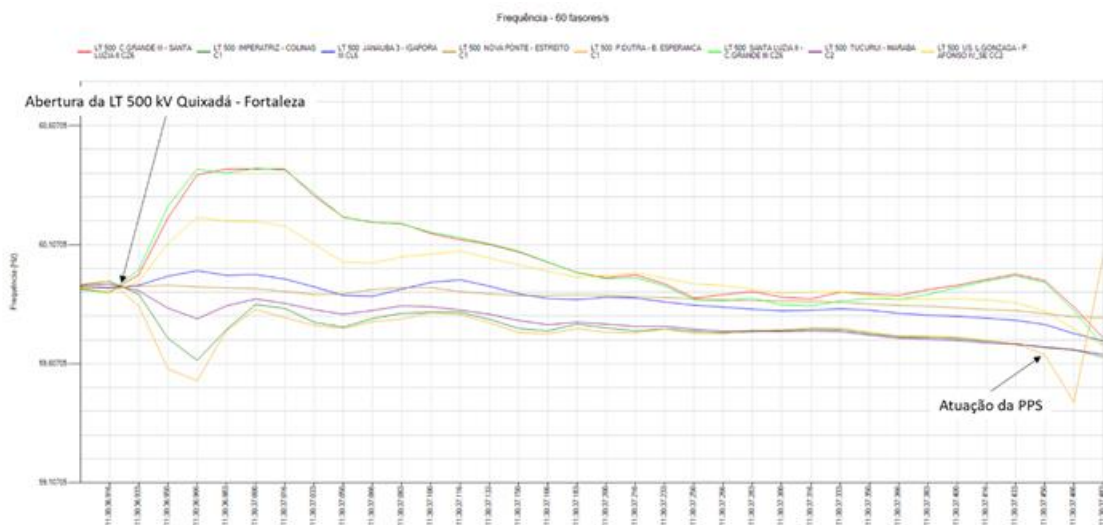
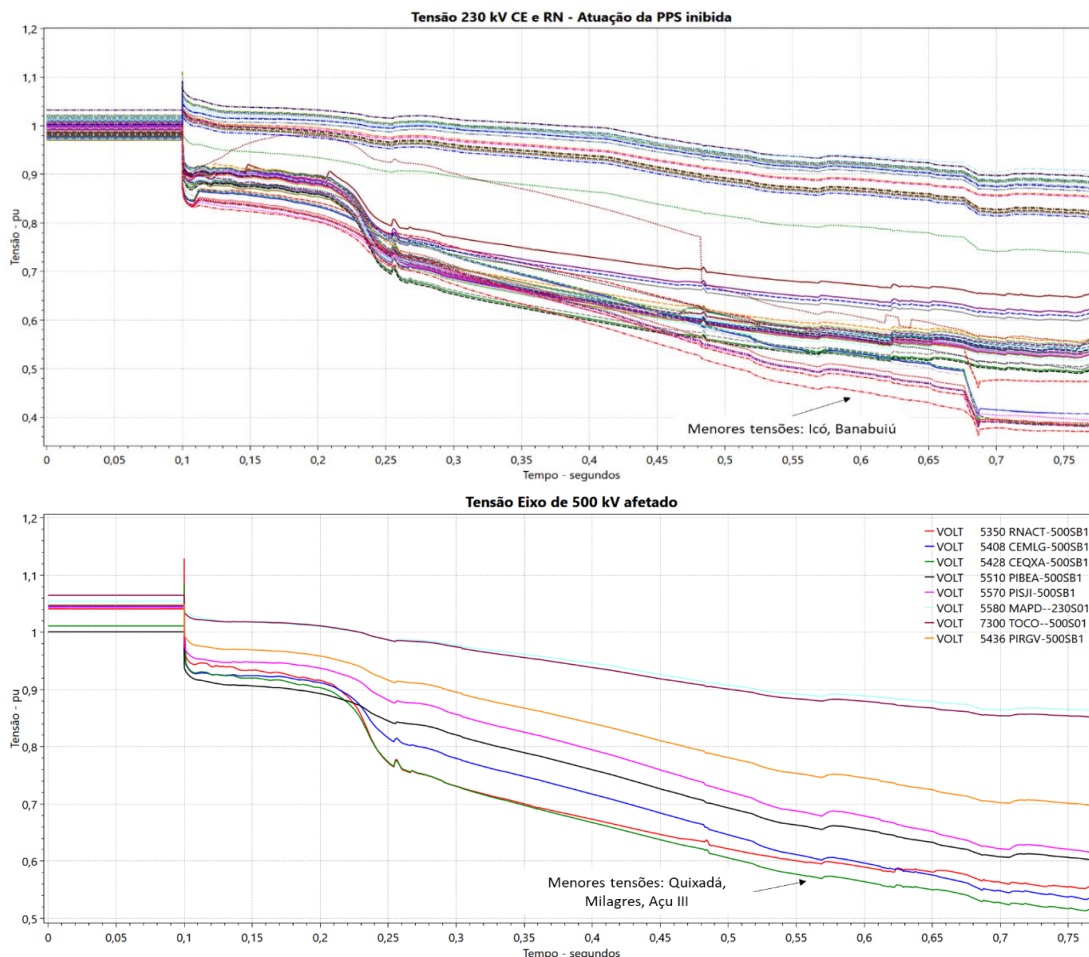


Figura 5-36: Principais tensões na região de impacto da perturbação inicial – Simulação com PPS inibida



Com base nessas análises, tendo em vista a constituição de um cenário não avaliado por meio de simulação, conclui-se que a PPS atuou para uma condição de colapso de tensão, devido ao elevado fluxo de potência reativa a que a linha foi submetida, tendo a impedância do sistema atingido a característica da PPS.

De forma concomitante, apenas 40 ms após a atuação da PPS da LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança, iniciou-se a abertura do eixo em 230 kV entre Milagres e Aquiraz II através da abertura da LT 230 kV Milagres – Icó, seguida de um dos circuitos da LT 230 kV Milagres – Banabuiú, por atuação das suas proteções de distância.

Observa-se, adicionalmente, que, com base no comportamento observado em simulação, em uma condição sem a PPS da LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança ocorreriam aberturas descoordenadas de linhas de transmissão em 230 kV e 500 kV, por proteção de distância ou outras funções, tendo em vista o afundamento de tensão no sistema em 230 kV e 500 kV, não sendo possível afirmar quais as consequências para o Sistema Interligado Nacional, porém, com o risco de severos impactos sobre o mesmo.

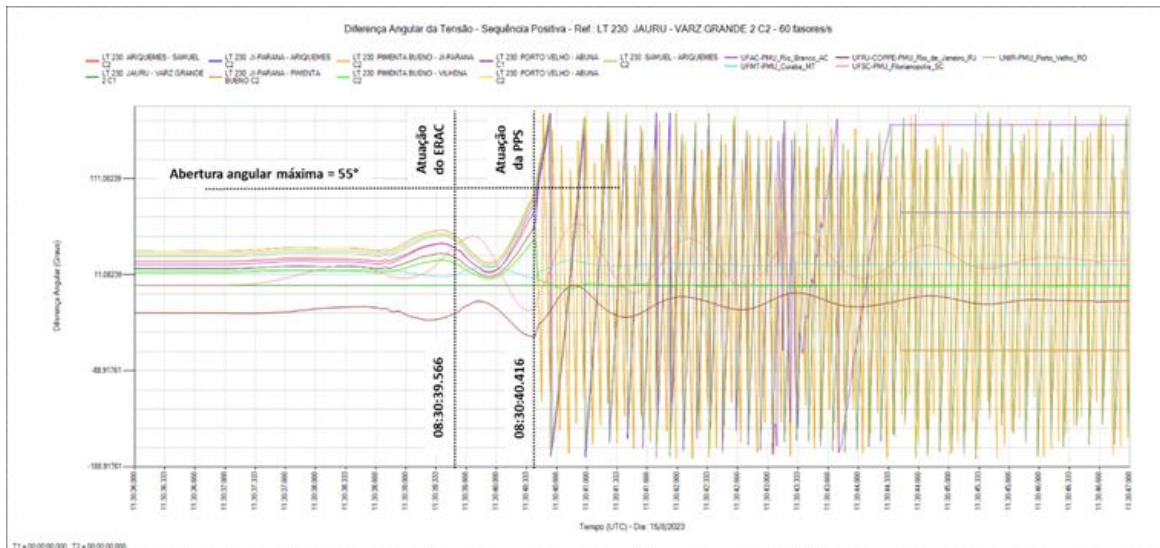
Com a abertura das LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança, LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina C1 e C2 e enfraquecimento do eixo em 230 kV, a situação nos demais troncos da interligação se agravou, com fluxos ainda maiores e quedas de tensão mais severas, provocando a atuação de outras proteções de distância e a abertura de mais linhas de transmissão. Esses acontecimentos culminaram em uma oscilação de potência instável e perda de sincronismo entre essas regiões, levando, em última instância, à formação de uma série de ilhas elétricas que terão o seu desempenho dinâmico analisado em seguida.

5.6.4 Desempenho dinâmico da Área Acre – Rondônia

O cenário operativo que antecedeu à perturbação apresentava a Área Acre-Rondônia exportador de energia para o SIN (FACRO = 290 MW). No momento da perturbação, esse sistema permaneceu conectado ao SIN e experimentou uma subfrequência de aproximadamente 58,1 Hz. Houve atuação de 2 estágios do ERAC da Área Acre-Rondônia, logo após a subfrequência experimentada pelo sistema em decorrência da separação do subsistema Norte do restante do SIN pela abertura do tronco de 500 kV Gurupi – Miracema C1, C2 e C3.

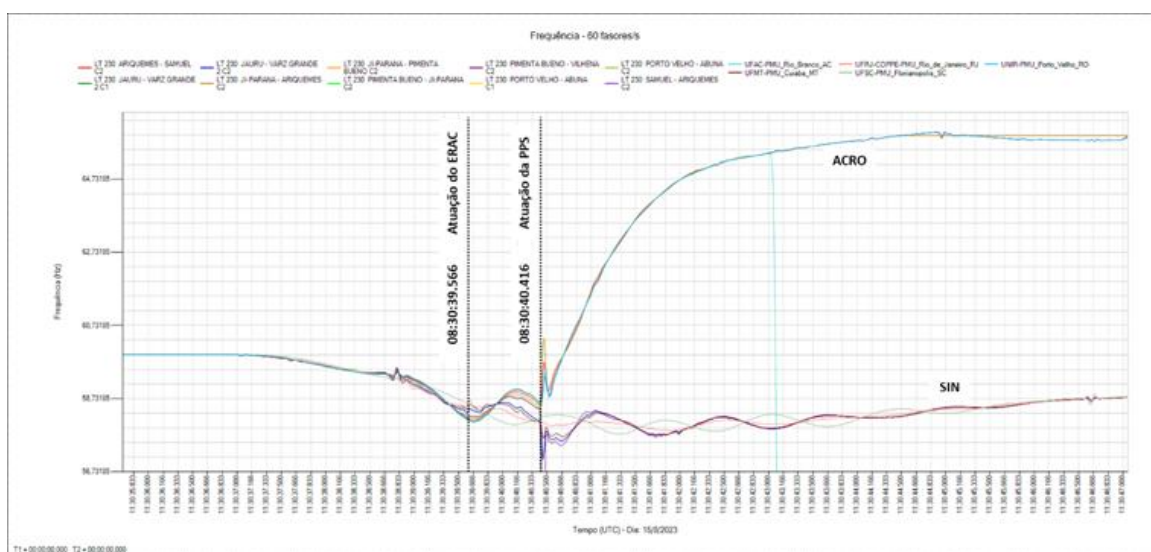
A partir do instante 08h30min38,366s, a Área Acre-Rondônia começou a experimentar aumento da abertura angular em relação ao SIN, principalmente em função do aumento da geração da área e do *Back-to-Back* em resposta à subfrequência observada no sistema interligado. Esse comportamento pode ser observado na Figura 5-37, que apresenta o comportamento das curvas de diferença angular de tensão calculadas entre as PMU da Área Acre-Rondônia, tendo como referência angular a PMU da LT 230 kV Jauru - Várzea Grande, terminal da SE Várzea Grande (MT).

Figura 5-37: Gráfico de PMU da diferença angular das tensões da Área Acre-Rondônia em relação ao SIN (referência angular: SE Várzea Grande)



Como a frequência do SIN permaneceu em queda, conforme pode ser observado na Figura 5-38, às 08h30min39.566s houve a atuação de 2 (dois) estágios do ERAC na Área Acre-Rondônia, que nesse instante ainda permanecia interligado ao SIN.

Figura 5-38: Gráfico de PMU com as frequências na Área Acre-Rondônia e SIN

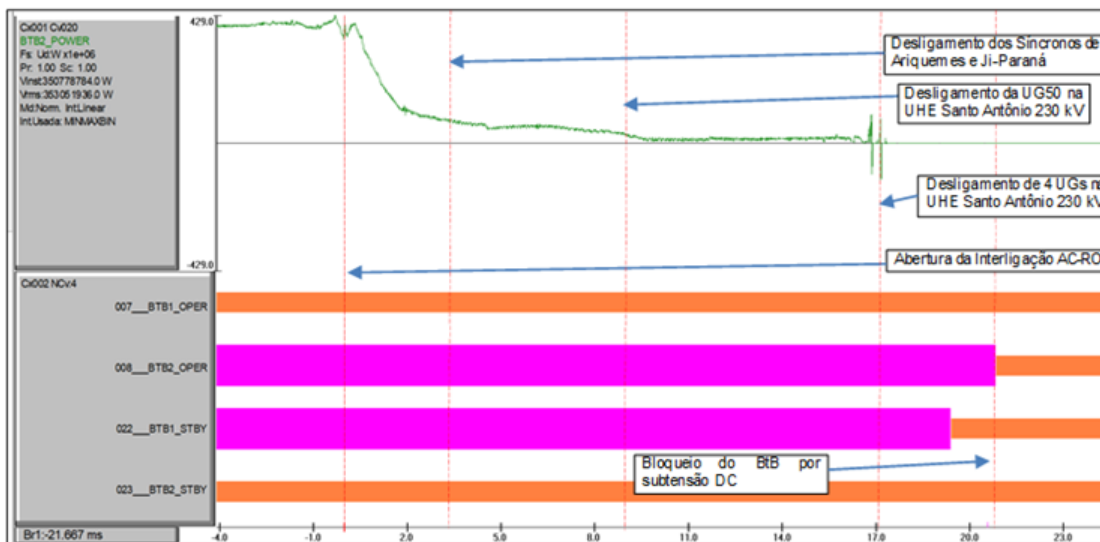


Conforme pode ser observado na Figura 5-38, aproximadamente 500 ms após a atuação do ERAC, houve a recuperação da frequência. Logo em seguida a essa recuperação de frequência, houve um aumento da abertura angular da Área Acre-Rondônia contra o restante do SIN, que culminou na sensibilização da PPS instalada no terminal de Ji-Paraná da LT 230 kV Ji-Paraná - Pimenta Bueno C3 às 08h30min40.416s. Ao ser sensibilizada, essa PPS promoveu o desligamento do referido terminal, envio de transferência de disparo para o terminal de Pimenta Bueno e envio de disparo para os circuitos 1 e 2 deste tronco de interligação. A análise da Figura 162 mostra que, caso não houvesse a abertura da PPS, a trajetória da impedância iria sensibilizar a proteção de distância das linhas onde a PPS está instalada, realizando a separação do sistema Acre-Rondônia em uma situação de abertura angular muito mais crítica. Adicionalmente esse comportamento também foi comprovado, a seguir, através de simulação no programa Anatem.

Após a atuação da PPS, conforme mostrado na Figura 5-38, houve um desequilíbrio entre carga e geração na ilha formada, aumentando a sobrefrequência observada, uma vez que, com a abertura da PPS, houve a interrupção de injeção de potência no SIN. Após a abertura da PPS, permaneceram em operação na ilha as 4 (quatro) unidades geradoras do setor de 230 kV da UHE Santo Antônio (UG45, UG46, UG47, UG48 e UG50), 2 (duas) unidades geradoras na UHE Samuel (UG02 e UG04), além do *Back-to-Back*, que estava com o Bloco 2 fornecendo 390 MW, até a desconexão com o SIN.

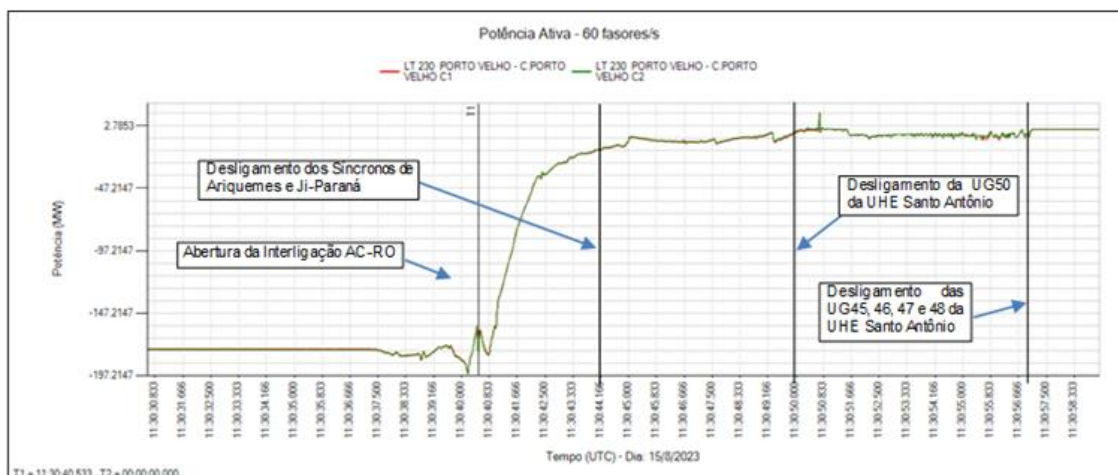
De forma a contribuir com o controle de frequência da ilha, o controle proporcional de frequência STAB 230 do *Back-to-Back* iniciou uma rampa de redução de potência ativa desse equipamento, na tentativa de reduzir a frequência da ilha formada, conforme mostrado na Figura 5-39. Cabe destacar que, antes da atuação do ERAC e abertura da PPS, esse equipamento também respondeu de forma adequada aumentando a injeção de potência ativa na Área Acre-Rondônia, e conseqüentemente no SIN, na tentativa de resolver a subfrequência que estava sendo observada.

Figura 5-39: Oscilografia do Controle Mestre na SE Coletora Porto Velho, com o comportamento da potência ativa do *Back-to-Back*



Após a abertura da PPS houve diversos desligamentos de equipamentos devido à sobrefrequência observada. O detalhamento dos desligamentos já foi realizado neste relatório, em seu item 3. Dentre esses desligamentos destacam-se: compensadores síncronos da SE Ariquemes e SE Ji-Paraná às 08h30min44.889s e 08h30min44.891ms, respectivamente.

Figura 5-40: Potência ativa da LT 230 kV Porto Velho – Coletora Porto Velho C1 e C2, medidos no terminal da SE Porto Velho



De acordo com as informações do agente SAESA, houve a partida das proteções de sobrefrequência das 5 (cinco) unidades geradoras da UHE Santo Antônio a partir das 08h40min47s, mas elas não chegaram a atuar devido ao disparo de outras proteções que atuaram antes e que serão descritas na sequência. A proteção de sobrefrequência das unidades geradoras da UHE Santo Antônio estão ajustadas em 66 Hz com temporização de 15 segundos.

Às 08h30min50s329ms ($T_0+13,383$ s) ocorreu o desligamento automático da UG50 da UHE Santo Antônio, pela atuação de função de proteção 40 (perda de excitação). O agente SAESA informou que a UG50, que possui regulador de tensão do fabricante GE, passou a absorver potência reativa acima da sua capacidade, na tentativa de controlar a sobretensão que estava sendo observada nesse instante.

As unidades geradoras UG04 e UG02 da UHE Samuel desligaram automaticamente pelas atuações das proteções de potência ativa reversa (função 32) às 08h30min55,787s ($T_0+18,841$ s) e 08h30min55,812s ($T_0+18,866$ s), respectivamente. Esse comportamento foi verificado em função da resposta dessas unidades geradoras à sobrefrequência que estava sendo observada na ilha, que reduziram de forma correta a potência ativa gerada até o momento da atuação da proteção de potência reversa, ajustada, segundo o agente Eletronorte, em -1,8% da potência nominal, ou seja, -0,918 MW, com temporização de 5 segundos.

O blecaute na capital Rio Branco ocorreu às 08h30min56,192s ($T_0+19,246$ s), quando houve o desligamento automático da LT 230 kV Abunã - Rio Branco I C2 por atuação da proteção de sobretensão temporizada (59T), uma vez que a LT 230 kV Abunã – Rio Branco I C1 também já havia sido desligada às 08h30min51,139s ($T_0+14,193$ s), cerca de 5 segundos antes, por atuação da proteção da mesma proteção de sobretensão temporizada (59T).

A partir das 08h30min57,414s ($T_0+20,468$ s) tiveram início os desligamentos automáticos das unidades geradoras remanescentes da UHE Santo Antônio (UG45, UG46, UG47 e UG48), sendo que a última unidade geradora desligou às 08h30min57,769s ($T_0+20,823$ s). O desligamento destas quatro unidades geradoras ocorreu com a sinalização de atuação de proteções contra energização inadvertida (50EI). A análise da atuação dessas proteções encontra-se em um item específico desse relatório.

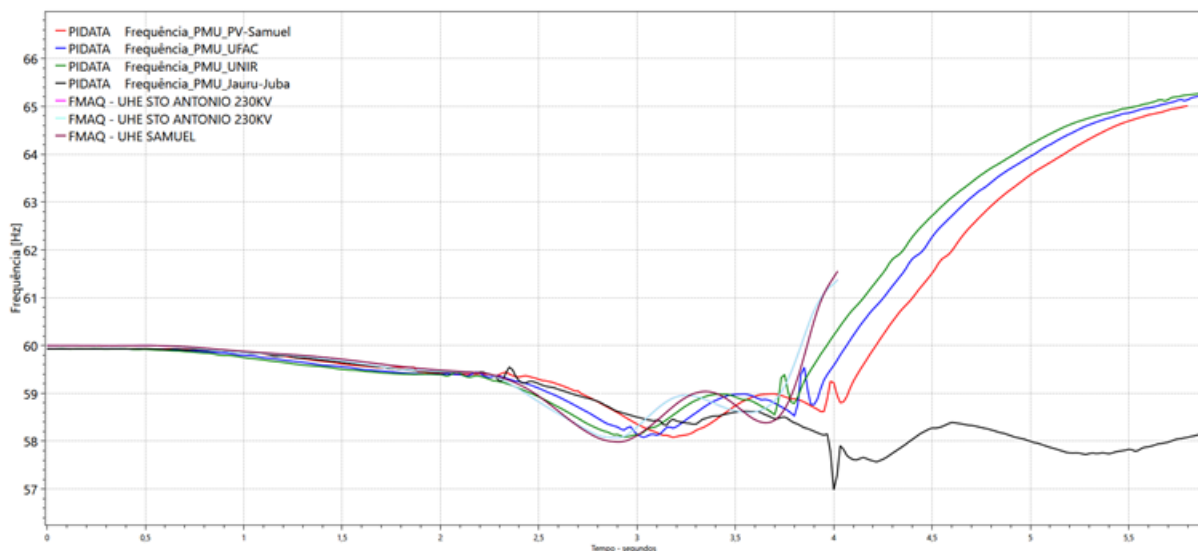
Após o desligamento dessas unidades geradoras, às 08h31min01,339s ($T_0+24,393$ s), o conversor do bloco 2 do *Back-to-Back* foi bloqueado, devido à subtensão registrada no sistema CA, por disparo da proteção de subtensão CC.

Com o bloqueio do *Back-to-Back* ocorreu o blecaute do restante das cargas da Área Acre-Rondônia, incluindo a capital Porto Velho.

No sentido de avaliar o comportamento dinâmico observado em campo do sistema Acre-Rondônia, descrito acima durante a ocorrência, foram realizadas simulações de transitórios eletromecânicos no programa ANATEM, utilizando a base de dados ajustada.

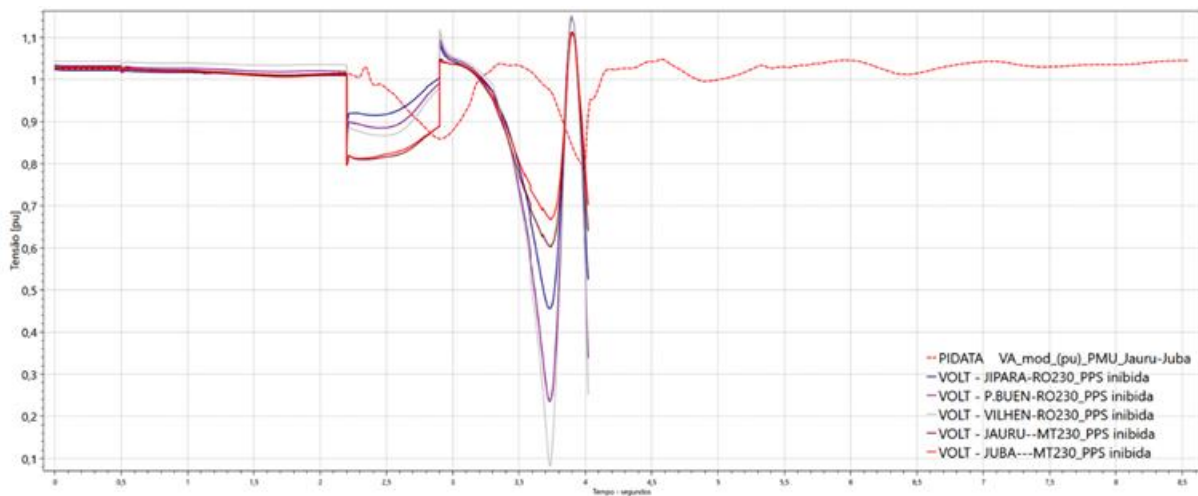
A Figura 5-41 apresenta o resultado dessa simulação, comparando o comportamento da frequência das unidades geradoras da UHE Santo Antônio e da UHE Samuel em relação às medições de PMU. Nessa simulação, a PPS da LT 230 kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno foi colocada em modo monitoramento, a fim de ser possível verificar o comportamento do sistema sem a atuação da referida proteção de perda de sincronismo.

Figura 5-41: Frequência simulada nas unidades geradoras da Área Acre-Rondônia x PMU



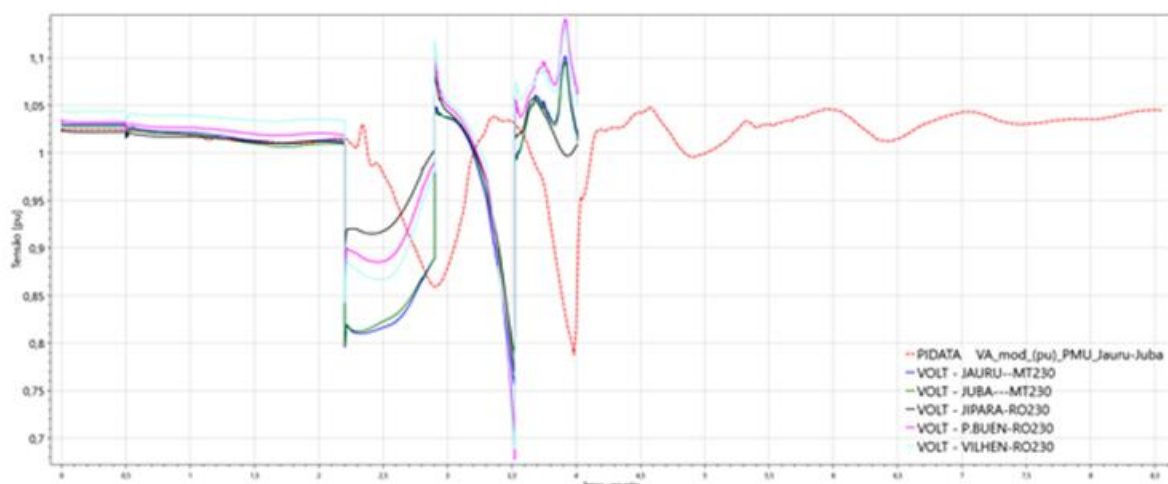
A Figura 5-42 apresenta o comportamento das tensões nos barramentos próximos à LT 230 kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno, onde está instalada a PPS. Observa-se uma coerência entre as medições de PMU (curva vermelha - tracejada) e as tensões simuladas das SE 230 kV Ji-Paraná, Pimenta Bueno, Vilhena, Jauru e Juba. Cabe lembrar que nesta simulação a PPS está em modo monitoramento. Mais uma vez, observa-se que há formação de centro elétrico próximo à SE 230 kV Vilhena, como consequência da perda de sincronismo entre a Área Acre-Rondônia e o SIN.

Figura 5-42: Tensões nos barramentos de 230 kV do Subsistema AC-RO – PPS monitorada



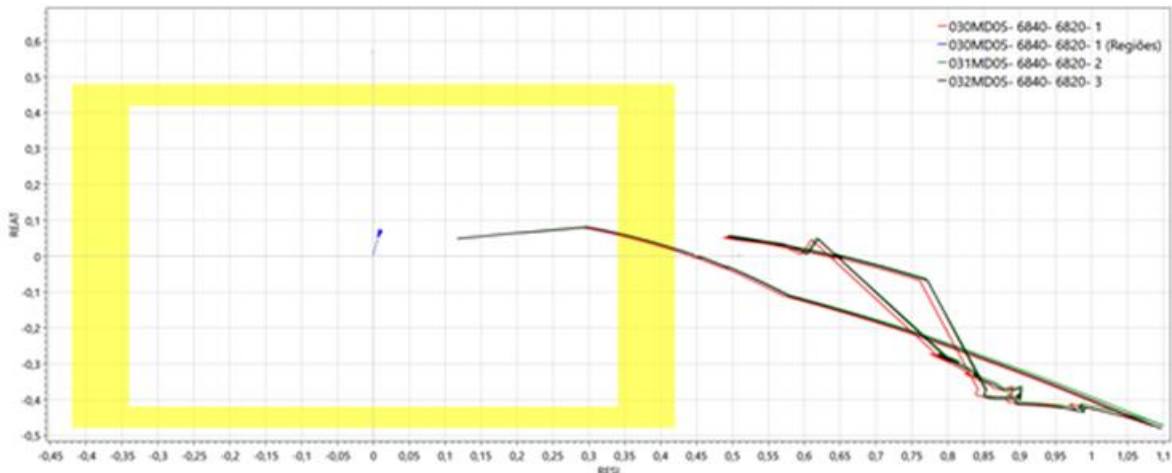
A fim de comprovar a atuação da PPS, a Figura 5-43 apresenta as tensões dos mesmos barramentos de 230 kV, mas dessa vez com a atuação da PPS na simulação. É possível observar que, após a atuação da PPS da LT 230 kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno, as tensões nesses barramentos estão em torno de 70% da tensão base, de modo a manter a Área Acre-Rondônia em condições favoráveis. No entanto, devido às condições descritas acima de desequilíbrio entre carga e geração durante a ocorrência, a ilha formada foi a blecaute.

Figura 5-43: Tensões nos barramentos de 230 kV Acre-Rondônia – PPS atuando



Na Figura 5-44, é apresentada a atuação da PPS da LT 230 kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno através do comportamento da impedância do diagrama R-X, para o caso simulado.

Figura 5-44: Diagrama R-X da PPS da LT 230 kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno



Pela análise da trajetória da impedância na simulação, é possível verificar que de fato a Área Acre-Rondônia experimentou uma perda de sincronismo em relação ao SIN. Dessa forma é possível inferir que a PPS da LT 230 kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno atuou para um caso de instabilidade entre a Área Acre-Rondônia e o SIN.

5.6.5 Desempenho dinâmico do Subsistema Sudeste/Centro-Oeste e Sul

Como já descrito anteriormente, ao longo da perturbação foi observada uma abertura em sequência de linhas de transmissão, que culminou na perda de sincronismo entre áreas do SIN e, por fim, em sua separação em diversas ilhas. Uma das ilhas estáveis formadas após o sistema atingir o equilíbrio foi composta pelos Subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

Antes do início da perturbação, esses Subsistemas eram importadores, assim como o Norte, enquanto o Nordeste era exportador de energia. À medida que a abertura de linhas das interligações NE-SE, N-S e NE-N iam progredindo, instantaneamente era observada uma redução do fluxo de potência para os Subsistemas SECO-S e Norte, o que levava a um déficit de geração nessas áreas, resultando em subfrequência. Concomitantemente, o Subsistema Nordeste apresentou sobrefrequência, devido à geração que não era capaz de escoar para o restante do SIN.

A Figura 5-45 apresenta os gráficos de PMU da frequência dos Subsistemas SECO-S, NE e N com os patamares de atuação do ERAC do Subsistema SECO-S e alguns eventos importantes marcados. Com base nos registros de PMU disponíveis das linhas de compõem a interligação NE-SE e N-S, também se estimou o recebimento do SECO-S desses outros dois subsistemas. A Figura 5-46 apresenta um gráfico com a estimativa do fluxo RSECO (Recebimento Sudeste/Centro-Oeste) em azul e uma frequência de PMU do sistema SECO-S em laranja.

A partir dessas figuras, podemos avaliar os eventos mais importantes para a análise dinâmica do Subsistema SECO-S. Algumas aberturas foram agrupadas em um único evento por sua proximidade temporal, de forma a simplificar a análise.

Figura 5-45: Frequência dos Subsistemas SECO-S, NE e N obtida a partir de PMU

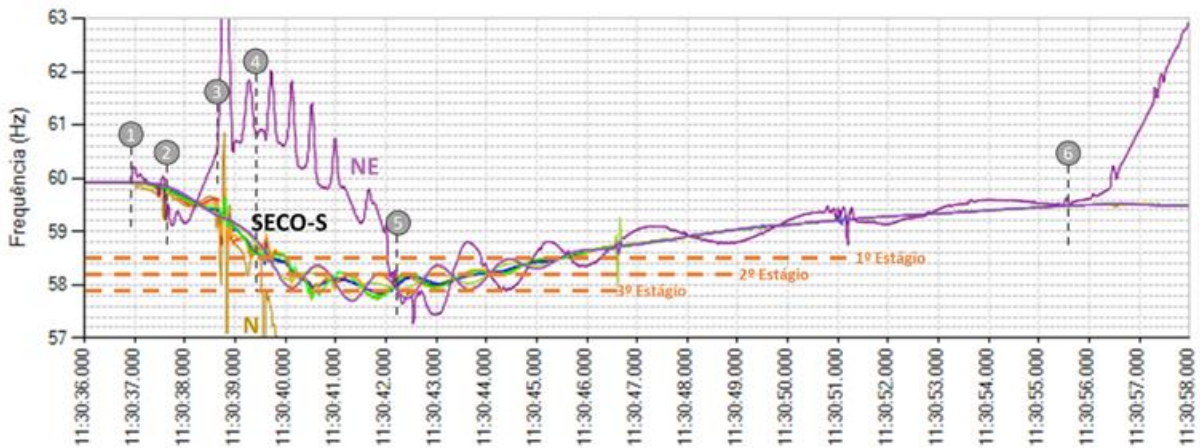
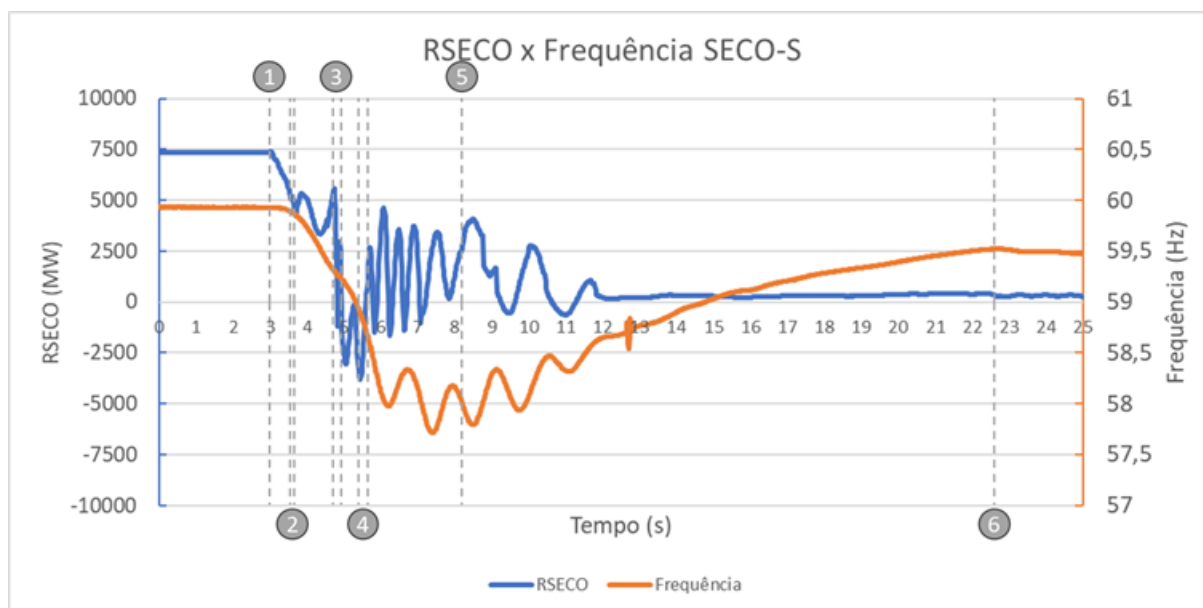


Figura 5-46: Comparação intercâmbio RSECO x Frequência - Subsistema SECO-S



O evento 1 é a abertura da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza, que apesar de ter um pequeno impacto na RSECO, ainda não afeta de forma significativa a frequência do SECO-S.

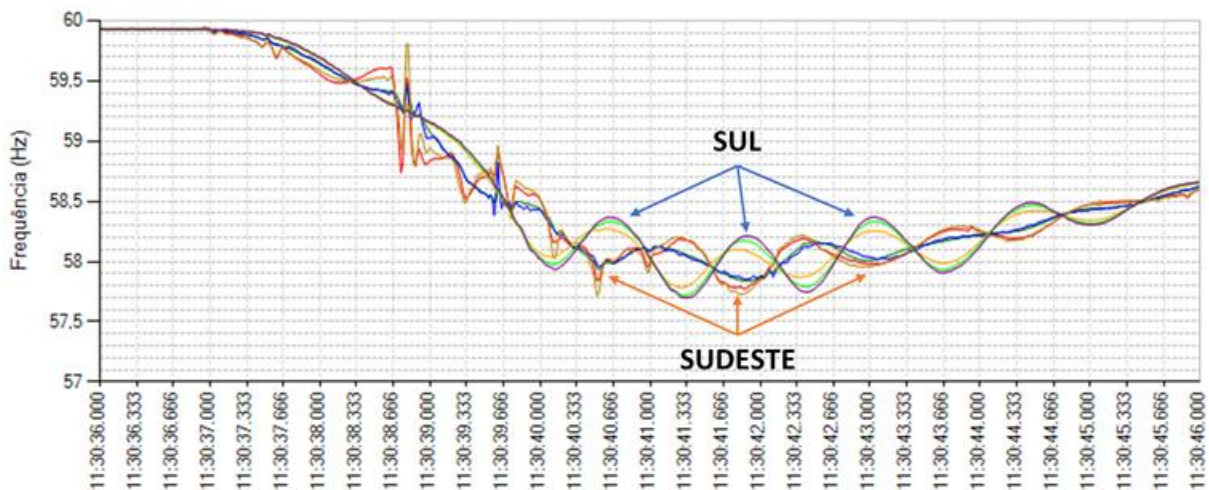
O impacto na frequência começou a partir do evento 2, com a atuação da PPS de Presidente Dutra – Boa Esperança, abertura da LT 500 kV São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves C2 e a abertura de algumas linhas do eixo 230 kV entre Milagres e Aquiraz II. Essas atuações tiveram um impacto adicional no RSECO, de forma que a redução desse fluxo, o que representa uma redução de geração para os Subsistemas SECO-S, começou a levar o sistema para um estado de subfrequência, mas ainda de baixa severidade e com baixa taxa de variação de frequência. Além disso, esse evento já enfraqueceu as interligações o suficiente para criar uma oscilação de frequência entre os Subsistemas NE e SECO-S.

O evento 3 compõe a abertura da LT 500 kV Miracema – Gilbués, LT 500 kV Padre Paraíso – Poções III C1 e C2, LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C1, LT 500 kV São João do Piauí – Nova Olinda C1, LT 500 kV Gilbués II – Buritirama e LT 500 kV Gilbués II – São João do Piauí. Esse evento levou o sistema a uma condição crítica, marcando a formação do primeiro centro elétrico e a perda de sincronismo entre o SECO-S e o NE, que pode ser visualizada ao observarmos que a transferência de potência entre os sistemas (RSECO) vai a zero. Esse

fenômeno criou um déficit de geração muito elevado no sistema RSECO, que se refletiu na frequência através de um aumento abrupto de sua taxa de variação, resultando na atuação de três estágios do ERAC para manter o equilíbrio entre carga e geração.

Durante a operação dos Subsistemas SECO-S em subfrequência, observou-se também uma oscilação entre o SECO e o S, que pode ser visualizada na curva de frequência obtida via PMU. A Figura 5-47 apresenta um zoom da subfrequência experimentada pelo Subsistema SECO-S onde observa-se uma oscilação entre as frequências do Sul e do Sudeste/Centro-Oeste com frequência igual a 0,82 Hz, compatível com a frequência do modo de oscilação Sul-Sudeste. Essa oscilação, que em situações normais de operação possui elevado amortecimento, passou a observar um baixo amortecimento e pôde ser identificada facilmente em vista do ilhamento do Norte e perda de sincronismo com o Nordeste, que levou o sistema a uma condição bem mais fragilizada.

Figura 5-47: Zoom da subfrequência experienciada pelo Subsistema SECO-S



A oscilação instável estabelecida entre os Subsistemas SECO-S e NE pode então ser visualizada como uma oscilação de potência no próprio RSECO, resultado da formação de vários centros elétricos nos segundos subsequentes. Durante esse processo de instabilidade angular, ocorreu o evento 4, que consistiu na abertura da LT 500 kV Sapeaçu – Ibicoara, LT 500 kV Gurupi – Peixe II, LT 500 kV Serra da Mesa – Gurupi C1 e C2, LT 500 kV Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa II e do tronco 500 kV Gurupi – Miracema. Esse evento marcou o ilhamento completo do Subsistema Norte e teve um efeito sincronizante entre os Subsistemas NE e SECO-S, de forma que as frequências passaram a se aproximar.

Além disso, as tensões no Subsistema NE que já estavam degradadas chegaram a uma situação ainda mais crítica com a formação dos centros elétricos, que efetivamente levaram a tensão em seu ponto de formação a zero. Com isso, é esperada a desconexão de fontes geradoras, em especial as conectadas via inversores, o que também se traduz em um efeito sincronizante no sentido de reduzir o excesso de geração no NE e, com isso, a transferência de potência acima do limite de estabilidade entre as regiões.

Todos esses efeitos ocorrendo simultaneamente resultaram no evento 5, onde o NE e o SECO-S voltaram ao sincronismo, marcado pelo encontro da frequência desses sistemas. Cabe ressaltar que, apesar do sincronismo ter sido reestabelecido, a interligação dos sistemas se encontrava em uma situação extremamente precária e desligamentos, em por diversas outras proteções, continuaram ocorrendo.

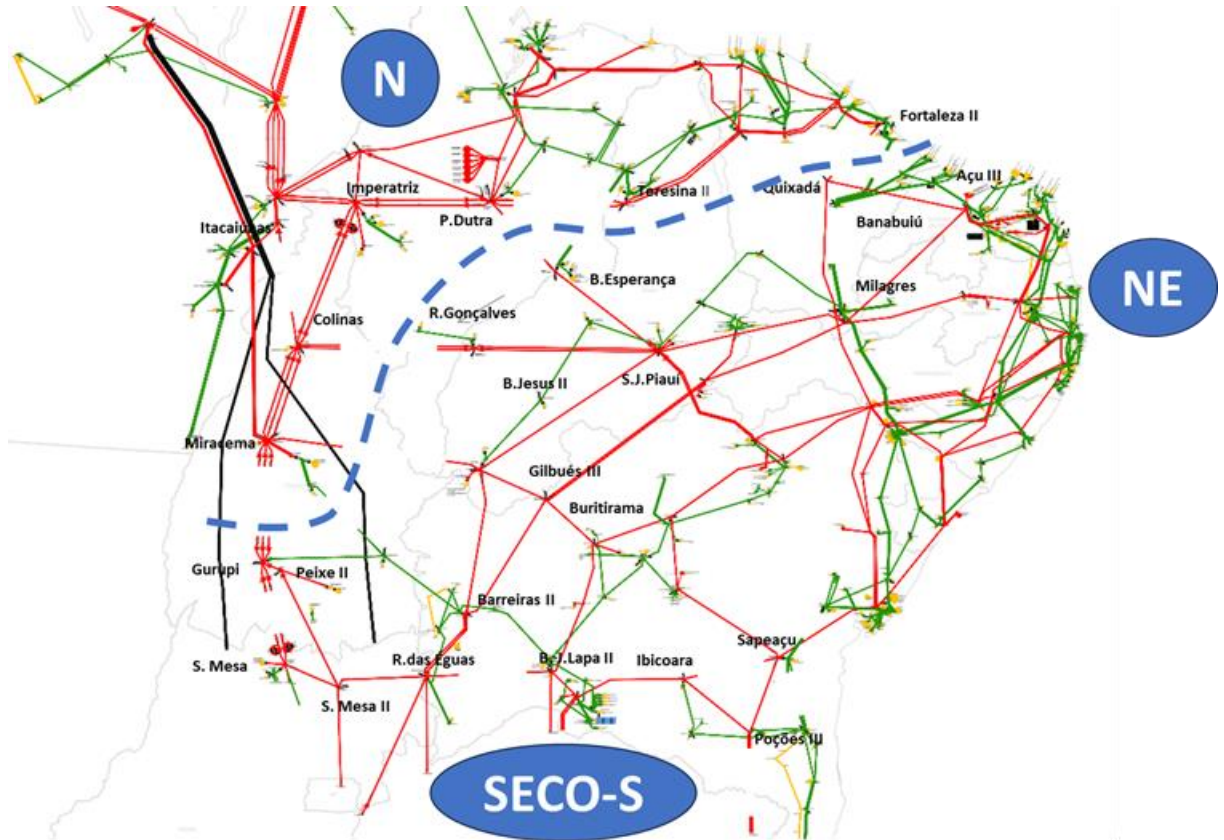
Com isso, após alguns segundos dos sistemas operando em sincronismo, a interligação entre os Subsistemas SECO-S e NE foi completamente aberta no evento 6 e foi formada a ilha do SECO-S em uma condição estável.

5.6.6 Desempenho dinâmico do Subsistema Norte

Conforme descrito anteriormente, o colapso de tensão nas interligações NE-N e NE-SE levou à abertura de diversas linhas pela sensibilização de PPS e de proteções de distância, culminando na perda de sincronismo entre o NE e o restante do SIN por volta de 08h30min38,650s.

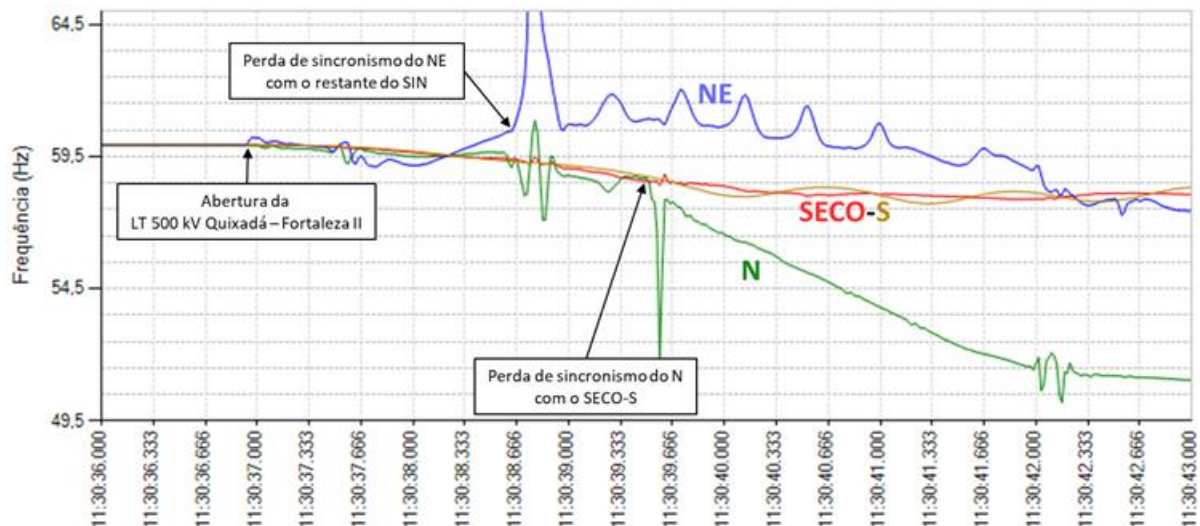
Inicialmente, no entanto, o Norte e o Sudeste/Centro-Oeste e Sul permaneceram em sincronismo até que, por volta de 08h30min39,500s, o Norte foi completamente isolado do restante do SIN pela abertura da LT 500 kV Sapeaçu – Ibicoara, LT 500 kV Gurupi – Peixe II, LT 500 kV Serra da Mesa – Gurupi C1 e C2, LT 500 kV Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa II e do tronco 500 kV Gurupi – Miracema. Esse evento marcou o ilhamento completo do Subsistema Norte e a configuração das principais linhas da interligação nesse instante é apresentada na Figura 5-48, na qual observa-se que o Subsistema Norte se isolou ainda conectado com o norte do Ceará e do Piauí.

Figura 5-48: Configuração de rede das interligações quando do ilhamento do subsistema Norte



A frequência obtida via PMU para cada uma dessas regiões é apresentada na Figura 5-49, onde são identificados os principais eventos apresentados acima. Ressalta-se que, quando houve o ilhamento do Subsistema Norte, a frequência nesse subsistema já se encontrava próxima a 58 Hz. Após o início da operação isolada desse sistema, o déficit de geração se tornou ainda mais severo, de forma que a frequência passou a cair com uma taxa ainda maior.

Figura 5-49: Frequências de PMU dos Subsistemas N, NE e SECO-S e principais eventos associados ao ilhamento do Norte



A partir da análise da subfrequência observada no Subsistema Norte, espera-se que tenha havido a atuação de todos os estágios do ERAC. O desempenho desse esquema é avaliado em mais detalhes no item 5.3, mas pode-se realizar uma análise de sua efetividade a partir dos fluxos pré-contingência.

Conforme apresentado anteriormente, o valor de importação do Subsistema Norte era de aproximadamente 5,3 GW, enquanto a carga interna dessa região era cerca de 6,6 GW. Além disso, o bipolo funcionava como uma carga extra, de aproximadamente 3,2 GW. Isso implica que, ao interromper o intercâmbio para o Subsistema Norte, estabeleceu-se um déficit de geração equivalente a cerca de 55% da carga total desse sistema.

Conforme descrito no item 5.3, com a transição da implantação dos novos ajustes do ERAC, para o Subsistema Norte (Maranhão, Tocantins e Pará) era esperado um corte de carga entre 24% (ajustes antigos) e 26% (ajustes novos) e para o Oeste do Pará entre 26% (ajustes novos) e 45% (ajustes antigos). A partir desse levantamento, fica claro que nem os ajustes antigos ou os novos seriam capazes de manter a estabilidade do sistema, tendo em vista a condição extremamente severa do ponto de vista de estabilidade de frequência que se estabeleceu (déficit de geração de cerca de 55%).

Cabe ressaltar que não é possível realizar o simples aumento do corte de carga realizado pelo ERAC de forma a fazer frente a eventos dessa magnitude. Uma vez que seja necessário realizar um corte de carga muito elevado para fazer frente ao problema de instabilidade de frequência, passam a surgir outros problemas, em especial associados a sobretensões sistêmicas causadas pela redução brusca do fluxo de potência nas linhas de transmissão.

Uma vez que o ERAC não foi capaz de reestabelecer o equilíbrio entre carga e geração dessa região, a frequência continuou caindo até chegar a níveis críticos em que a operação era inviável, resultando no blecaute do Subsistema Norte formado. Mais detalhes quanto aos tempos e causas de cada desligamento são apresentados no item 3.

Com isso, conclui-se que o desempenho dinâmico do sistema foi conforme o esperado para uma deficiência de geração da magnitude da observada, não sendo necessário realizar ajustes no ERAC dessa região.

5.7 Operação em Tempo Real e Processo de Recomposição do Sistema

5.7.1 Recomposição das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste

Devido ao novo ponto de operação provocado pela perturbação, em decorrência da interrupção do recebimento de energia proveniente das regiões Norte e Nordeste, com consequente atuação do ERAC, os centros de operação COSR-S, COSR-SE e COSR-NCO iniciaram, imediatamente após a ocorrência, diversas ações para controle de tensão e frequência, solicitando aos agentes de operação manobras em reatores e elevação da geração disponível nas usinas hidrelétricas devido à perda de carga pela atuação do ERAC.

Entre as ações de elevação de geração, destacam-se as seguintes anormalidades e dificuldades observadas:

UHE Ilha Solteira: Não houve a reversão automática das 4 unidades geradoras que estavam operando como compensador síncrono. Às 08h33, o COSR-SE autorizou imediatamente a reversão das unidades geradoras que estavam operando como compensadores síncronos.

UHE Garibaldi: Às 08h32, o ONS/COSR-S solicitou elevação de geração para o máximo. O ONS/COSR-S reforçou a solicitação anterior às 08h35, sendo a elevação de geração iniciada somente às 08h39.

UHE Barra Grande: Foi observada a reversão automática das unidades operando como compensador síncrono. Às 08h33, o ONS/COSR-S solicitou elevação de

geração para o máximo. Contudo, observou-se redução de geração nos instantes seguintes, sendo reforçada a necessidade de elevação de geração pelo ONS às 08h36. O agente relatou dificuldades às 08h40. A elevação ocorreu somente às 08h43.

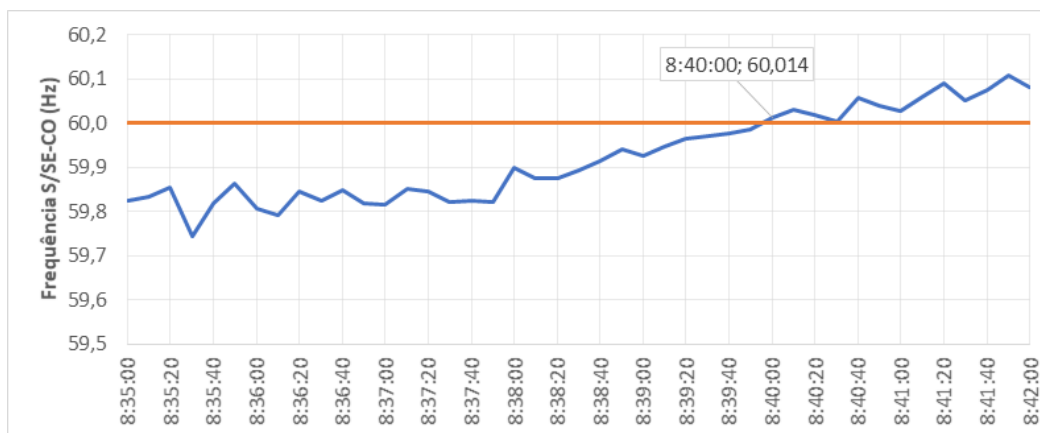
UHE Dona Francisca: Foi observada a reversão automática das unidades operando como compensadores síncronos. Às 08h34, o ONS/COSR-S solicitou elevação de geração para o máximo. O ONS/COSR-S reforçou a solicitação anterior às 08h37 e a elevação de geração foi iniciada às 08h39.

UHE Machadinho: Não há esquema de reversão automática na UHE Machadinho devido ao controle de ictiofauna, conforme previsto no item 5.5.1 da CD-CT.S.5SU.01 - Cadastro de Informações Operacionais - Cadastro de Dados Operacionais de Equipamentos da Área 525 kV da Região Sul – Revisão 118. A reversão de compensador síncrono para gerador das UG-2 e UG-3 foi realizada após solicitação do ONS/COSR-S, às 08h33, a partir da parada e partida lenta das unidades geradoras de modo a mitigar os impactos à ictiofauna (mortalidade de peixes).

UHE Foz do Chapecó: após solicitação do ONS/COSR-S, o agente efetuou o comando para reversão da UG-3 de compensador síncrono para gerador às 08h31min53. O agente informou ainda que os ajustes da proteção para reversão automática estão ajustados em 57,60 Hz com temporização de 1 segundo e que, no momento da ocorrência, a frequência atingiu a 58 Hz, confirmando que a não ocorrência de reversão da UG foi correta.

A frequência experimentada pela ilha formada pelo S/SE/CO atingiu 60 Hz pela primeira vez às 08h40, como mostra a Figura 5-50.

Figura 5-50: Frequência S/SE/CO após atuação do ERAC



O restabelecimento das cargas desligadas pelo ERAC pode ser feito de forma manual ou automática.

De acordo com o item 5.2.2.1 da IO-GC.BR.02 - Gerenciamento da carga por atuação do ERAC, o restabelecimento manual das cargas desligadas pelo ERAC das distribuidoras deve ser feito com autonomia pela operação do agente somente após a estabilização da frequência em valor igual ou superior a 60 Hz, após um tempo igual ou superior a 01 (um) minuto.

Ainda conforme a IO-GC.BR.02, o item 5.2.2.2 prevê que as cargas podem ser restabelecidas automaticamente caso a frequência se mantenha igual ou superior a 60,05 Hz por no mínimo 10(dez) segundos e a tensão se mantenha igual ou superior a 95% da nominal do barramento.

Diante do exposto, as anormalidades apontadas nesse relatório se referem aos processos de recomposição de cargas interrompidas pelo ERAC ocorridos entre 08h30 e 08h39.

A partir das informações fornecidas pelos agentes de distribuição para elaboração do BISE 021-2023 – Boletim de Interrupção do Suprimento de Energia, foram identificadas as seguintes anormalidades e dificuldades no processo de recomposição das cargas interrompidas pela atuação do ERAC.

O agente CELESC restabeleceu 2,8 MW no mesmo minuto da perturbação.

O agente CERTHIL iniciou o processo de restabelecimento às 08h33 e o agente CERSUL às 08h32.

O agente ENERGISA MINAS GERAIS iniciou o restabelecimento às 08h32 e concluiu às 08h35min.

O agente ENERGISA NOVA FRIBURGO iniciou o restabelecimento às 08h33 e concluiu às 08h34min.

O agente NEOENERGIA BRASÍLIA iniciou a recomposição a partir das 08h40, sem autorização do ONS/COSR-NCO, apesar das solicitações ocorridas às 08h39 e às 08h43 terem sido negadas. A autorização efetiva ocorreu às 08h51. O término da recomposição ocorreu somente à 00h35 do dia 16/08/2023 no montante de 23 MW (9% das cargas interrompidas pelo ERAC).

O agente ENEL SÃO PAULO iniciou o restabelecimento das cargas às 08h40, sem autorização do ONS/COSR-SE.

O agente CPFL PIRATININGA concluiu o restabelecimento total das cargas interrompidas pela atuação do ERAC somente às 09h12.

O agente CPFL PAULISTA concluiu o restabelecimento total das cargas interrompidas pela atuação do ERAC somente às 09h33.

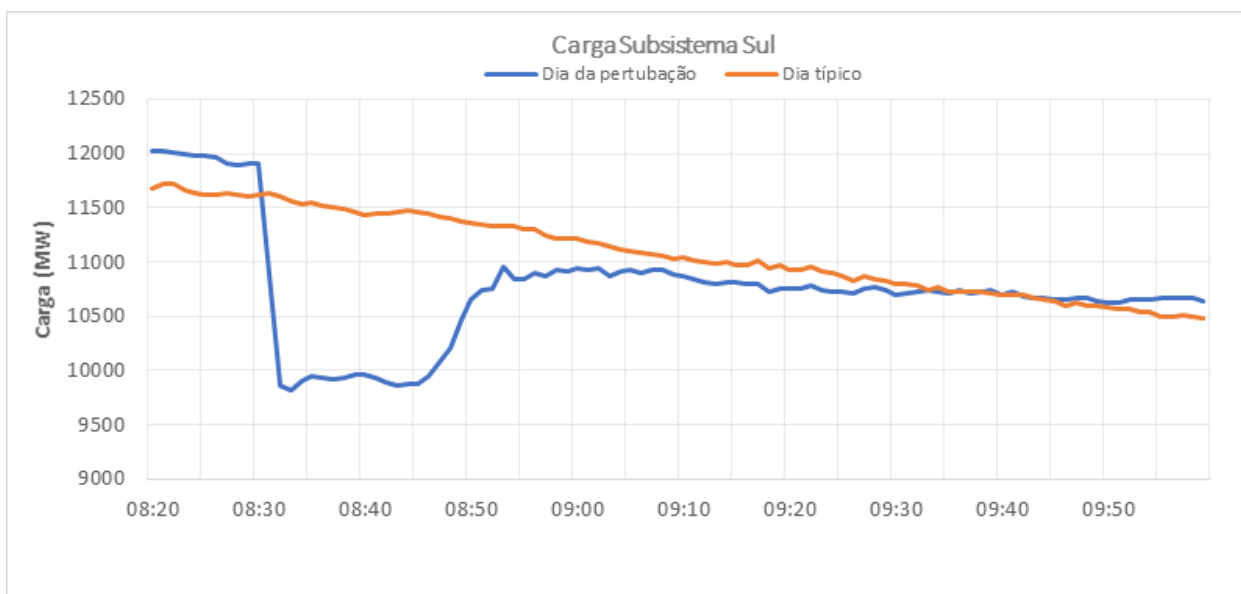
O agente LIGHT concluiu o restabelecimento total das cargas interrompidas pela atuação do ERAC somente às 09h44.

Houve demora do agente COPEL-D no processo de restabelecimento, com 50% das cargas recompostas apenas às 11h22 e término do processo às 13h57.

O agente CEMIG D realizou a recomposição de aproximadamente 98% de suas cargas interrompidas pela atuação do ERAC até às 09h47. A conclusão do restabelecimento do total remanescente das cargas interrompidas ocorreu somente às 11h59.

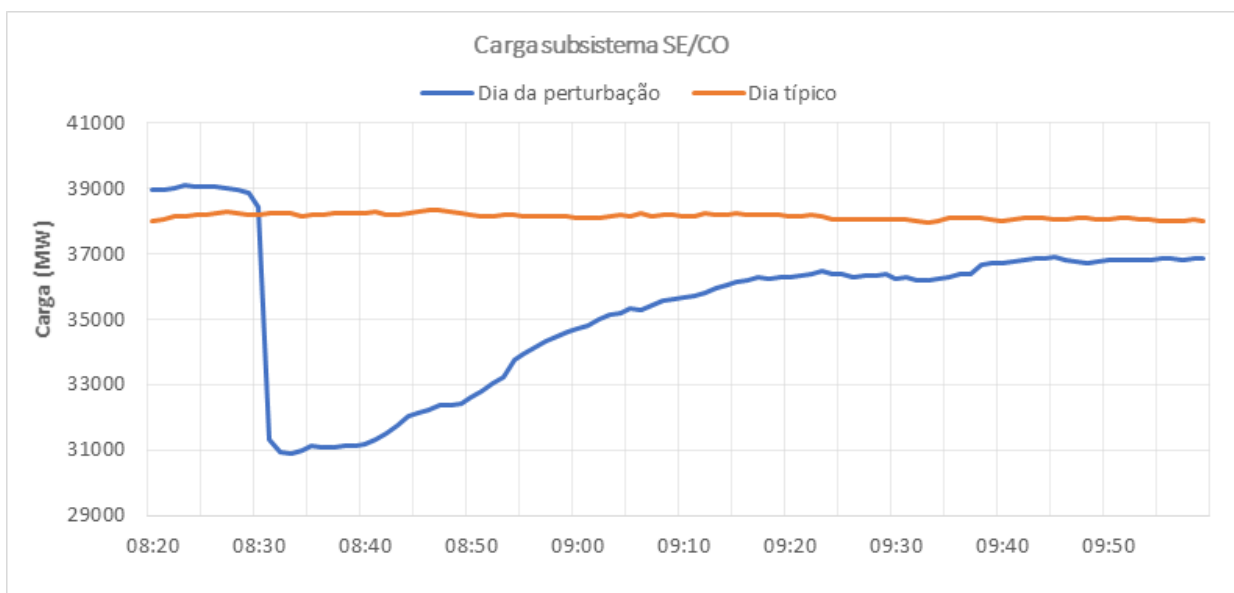
A Figura 5-51 mostra a carga durante a perturbação e nas primeiras horas do processo de recomposição para o Subsistema Sul.

Figura 5-51: Carga do Subsistema Sul durante recomposição



Do mesmo modo, a Figura 5-52: Carga do subsistema Sudeste/Centro-Oeste durante recomposição apresenta parte do processo de recomposição no subsistema Sudeste/Centro-Oeste após a perturbação.

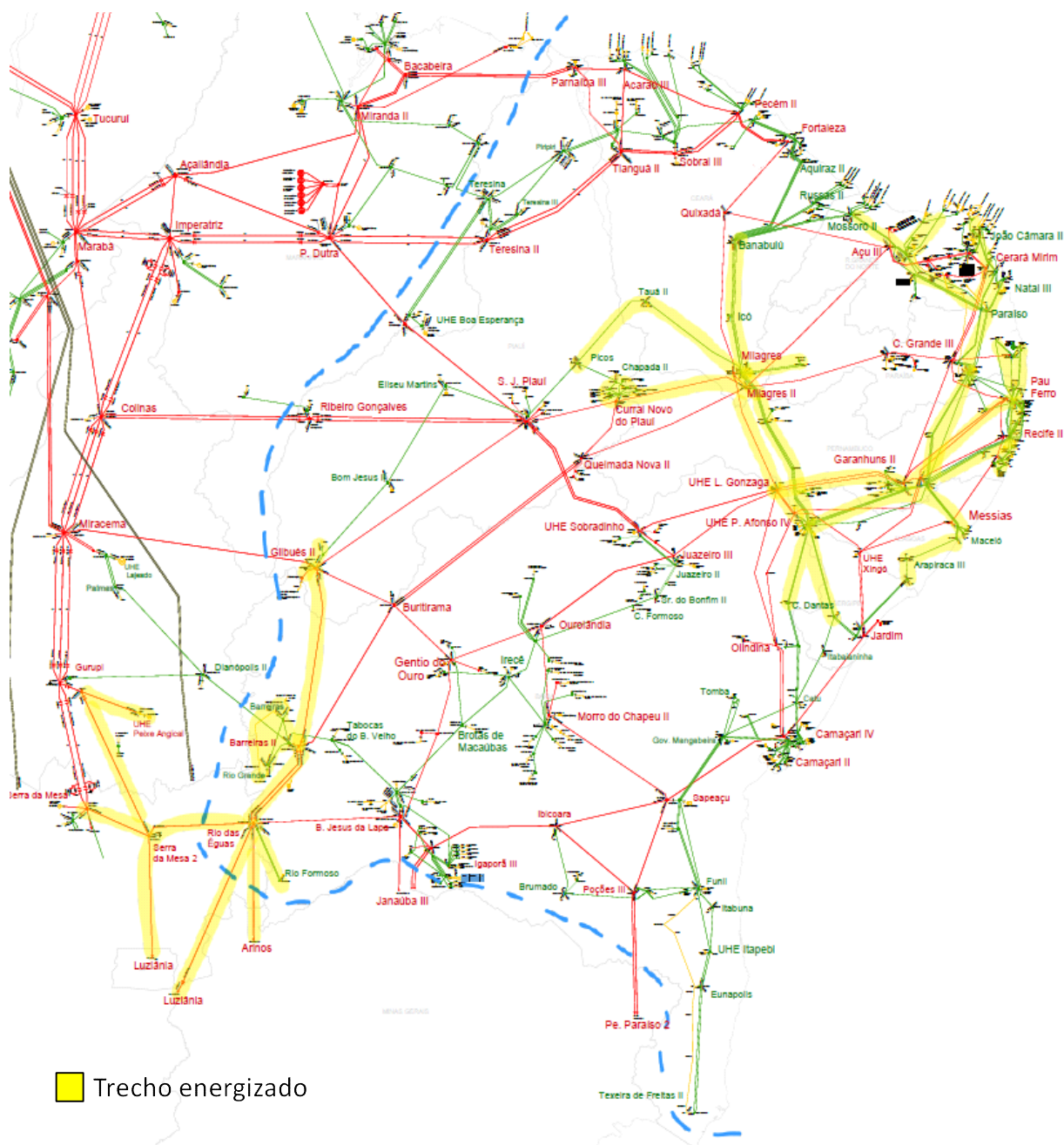
Figura 5-52: Carga do subsistema Sudeste/Centro-Oeste durante recomposição



5.7.2 Recomposição do Subsistema Nordeste

Em decorrência da perturbação, após a estabilização da frequência e a oscilação de tensão ocorrida no Subsistema Nordeste, às 08h40, a configuração elétrica a partir da qual foi iniciada a recomposição das linhas de transmissão e dos equipamentos desligados, assim como o restabelecimento das cargas interrompidas, é apresentada na Figura 5-53.

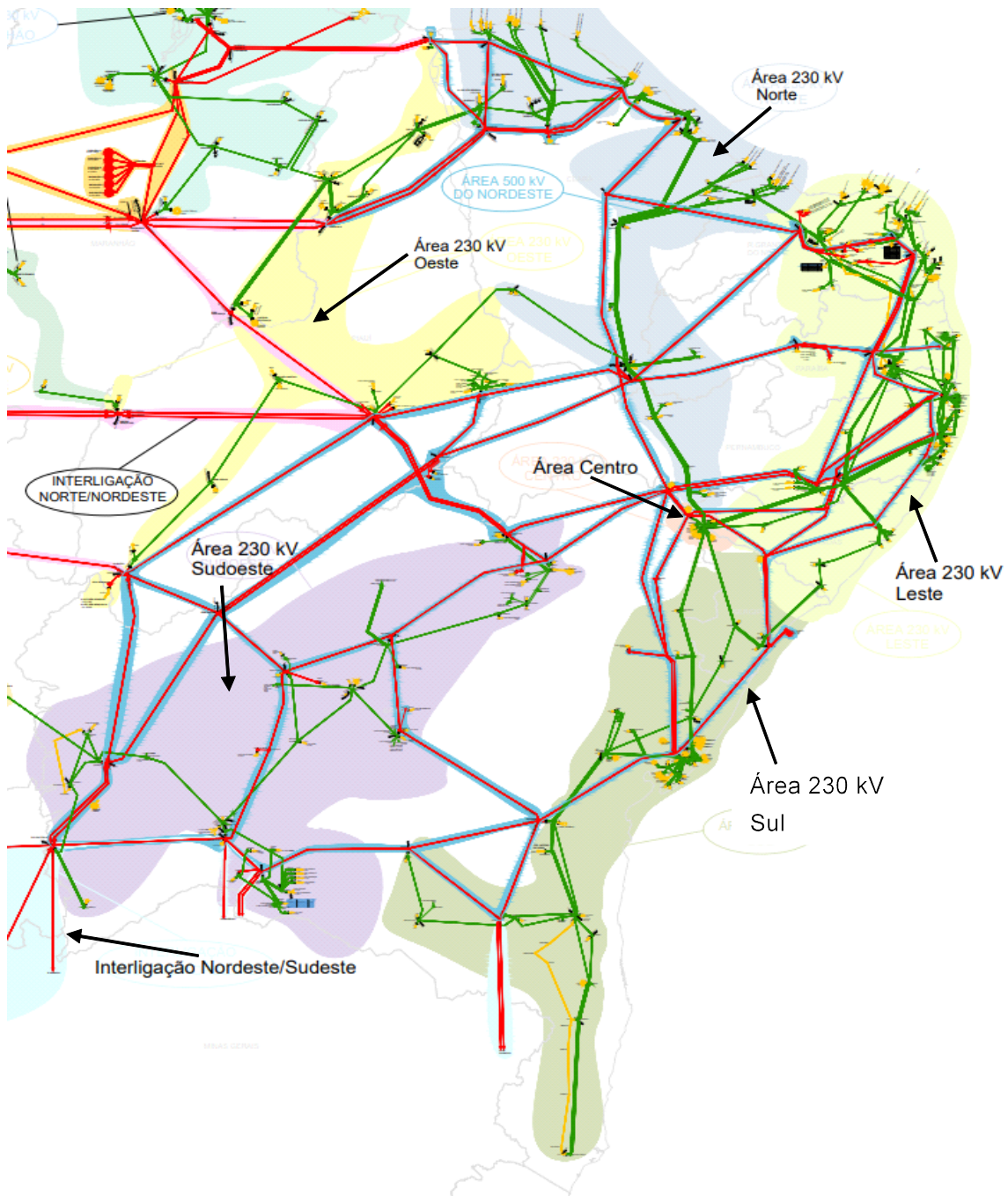
Figura 5-53: Configuração elétrica do Subsistema Nordeste às 08h40 no dia 15/08/2023



Para melhor entendimento sobre a estratégia adotada para a recomposição do Subsistema Nordeste, a explanação sobre esse processo será abordada em itens específicos para cada uma das áreas elétricas em que o Subsistema Nordeste é subdividido. São cinco (5) áreas elétricas, correspondentes às áreas Centro,

Leste, Norte, Sul, Sudoeste e Oeste. A área Centro se caracteriza por concentrar o principal parque hidrelétrico do Nordeste por conter as usinas hidrelétricas do Complexo Paulo Afonso, Luiz Gonzaga e Xingó, além de ser a referência para denominação das demais áreas elétricas do Nordeste, conforme esquematizado na Figura 5-54.

Figura 5-54: Diagrama da subdivisão de áreas elétricas do Subsistema Nordeste



Essa organização é ponto de origem do arcabouço de instruções de operação (preparação de manobras, instruções de recomposição, operação de instalações, dentre outras) que orientam a execução das manobras e patamares de carga restabelecidos. As instruções apresentam a recomposição para desligamentos totais e parciais, sendo importante observar a existência de uma infinidade de possibilidades de desligamentos parciais de acordo com as combinações possíveis de equipamentos e cenários de carga e geração. No dia 15/08/2023, às 08h40, as condições para atendimento do Subsistema Nordeste estão apresentadas na Figura 5-55, em que é possível verificar que permaneceram atendidas cerca de 43% das cargas após o distúrbio.

Figura 5-55: Condições de atendimento do Subsistema Nordeste (MW)

Condições de Atendimento – 08h40	
Hidrelétrica	750
Eólica	2.983
Fotovoltaica	515
Térmica	116
FNESE – (NE -> SE)	30
FNEN – (NE -> N)	0
Carga NE	4.334

A Figura 5-53 mostra que não houve desligamento total de nenhuma área elétrica do Subsistema Nordeste. O cenário proporcionou a formação de uma ilha elétrica constituída por equipamentos e linhas de transmissão das áreas Norte, Oeste, Sul e, mais expressivamente, das áreas Centro e Leste. Parte da área Sudoeste permaneceu ligada, com geração renovável da ordem de 430 MW, atendendo um montante de carga de aproximadamente 400 MW e conectada ao restante do SIN através das LT 500 kV Rio das Éguas / Serra da Mesa 2 C1, LT 500 kV Rio das Éguas / Luziânia C1 e LT 500 kV Rio das Éguas / Arinos C1.

O processo de recomposição de cada área elétrica se deu de forma particular, considerando a topologia remanescente pós ocorrência. Dessa forma, a recomposição no Subsistema Nordeste se deu inicialmente através da expansão da ilha elétrica e prosseguiu de forma mais lenta devido às limitações de geração e à fragilidade do sistema isolado. Posteriormente, após o fechamento do paralelo do sistema isolado do Nordeste com o SIN, pelo eixo de 500 kV de Serra da Mesa – Colinas – São João do Piauí – Sobradinho, foi possível prosseguir com o restabelecimento das cargas interrompidas.

Importante ressaltar que, quando do fechamento do sistema isolado do Nordeste com o SIN, o sistema Norte ainda permanecia em processo de recomposição e desinterligado do SIN, não sendo possível o fechamento da região Norte com a região Nordeste, conforme previsto na IO-RR.NNE - Recomposição da Interligação Norte / Nordeste.

A estratégia de recomposição da área Sul do Nordeste contou com três frentes: o autorrestabelecimento da UHE Itapebi, a expansão do sistema isolado do Nordeste a partir do parque hidráulico da Área Centro e a energização das SE Ibicoara e Sapeaçu com envio de tensão pela interligação Sudeste-Nordeste (SENE).

Para as Áreas Leste e Norte, a estratégia de recomposição consistiu na expansão do sistema isolado do Nordeste a partir do parque hidráulico da área Centro.

No caso, das áreas Oeste e Sudoeste, a estratégia de recomposição adotada pelo Centro Regional de Operação do Sistema (COSR-NE) foi a partida do autorrestabelecimento (*blackstart*) da UHE Sobradinho, a fim de possibilitar a recomposição fluente como recurso para maior celeridade do processo. De forma simultânea, a recomposição das interligações Norte-Sudeste (N/SE) e Norte-Nordeste (NNE) foi coordenada pelo Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS) para levar tensão à área Oeste do Nordeste assim como ocorreu para recomposição da interligação Sudeste-Nordeste (SENE) de modo a reforçar a Área Sudoeste do Nordeste com o restante do sistema.

O autorrestabelecimento da UHE Sobradinho, que possibilitaria a recomposição fluente das Áreas Oeste e Sudoeste e maior rapidez no restabelecimento das cargas interrompidas, não teve sucesso devido às dificuldades enfrentadas no processo de *blackstart* da usina. Como alternativa, a recomposição da Área Sudoeste foi iniciada pelo parque hidráulico do sistema isolado do Nordeste e a recomposição da área Oeste teve início após o fechamento do paralelo do sistema isolado do Nordeste com o SIN, na UHE Sobradinho, e o envio de tensão pela LT 500 kV São João do Piauí / Boa Esperança.

Após o distúrbio, a geração renovável ficou restrita, a fim de evitar o desequilíbrio de carga e geração no sistema isolado do Nordeste, o que poderia acarretar a perda da carga remanescente. A partir de 12h00, com o Subsistema Nordeste interligado ao SIN, a elevação de geração renovável foi gradativamente liberada pelo ONS, de forma a evitar eventuais oscilações de potência ou de tensão na área ou na região que pudessem levar a novos desligamentos. Concluída a recomposição das áreas elétricas do Subsistema Nordeste, a partir das 16h29, o ONS deu início à liberação gradativa da geração renovável.

A sequência de restabelecimento e a coordenação realizada, assim como as dificuldades enfrentadas pelo COSR-NE, estão descritas para cada área elétrica a seguir.

5.7.2.1 Recomposição das Áreas Centro e Leste do Subsistema Nordeste

A área Centro do Nordeste não foi desligada por completo. O cenário ficou estabelecido conforme apresentado abaixo:

- UHE Paulo Afonso IV - duas unidades geradoras sincronizadas UG 01 e UG02;
- SE Paulo Afonso IV – abertura dos terminais das linhas de 500 kV no sentido da UHE Xingó, Garanhuns II e Olindina permanecendo ligadas as linhas 500 kV no sentido da UHE Luiz Gonzaga, assim como ligados os transformadores 500/230 kV, energizando a SE Paulo Afonso III, que permaneceu íntegra;
- UHE Luiz Gonzaga – uma unidade geradora sincronizada UG06;
- SE Luiz Gonzaga – abertura dos terminais das linhas de 500 kV no sentido de Sobradinho, Juazeiro II, Olindina e Garanhuns II (C1), permanecendo fechados os terminais das linhas de 500 kV no sentido da UHE Paulo Afonso IV (C1 e C2), Milagres e Garanhuns II (C2).
- UHE Xingó – três unidades geradoras excitadas girando a vazio;
- SE Xingó – todos os terminais de linhas de 500 kV foram abertos;
- SE Paulo Afonso III, Abaixadora e Zebu – permaneceram íntegras.

Esse cenário configurou a formação de uma ilha elétrica no Subsistema Nordeste, com o isolamento em relação ao SIN, atendendo parte das cargas das demais áreas, exceto a área Sudoeste e, mais expressivamente, a área Leste.

A área Leste do Subsistema Nordeste não permaneceu ligada por completo. Os troncos de 500 kV que partem de Xingó no sentido de Campina Grande III e no sentido de Messias permaneceram desenergizados. Apenas o tronco de 500 kV que parte de Luiz Gonzaga para Garanhuns II permaneceu ligado, com o anel elétrico aberto entre Garanhuns II e Recife II. A malha de 230 kV manteve a integridade com alguns desligamentos de linhas de transmissão. Dessa forma, permaneceu o atendimento de parte das cargas nos estados de Pernambuco, Paraíba, Alagoas, Sergipe e Rio Grande do Norte.

Em seguida ao distúrbio, o COSR-NE informou aos agentes da área sobre a ocorrência da perturbação de grande impacto no Subsistema Nordeste e os orientou para que preparassem suas instalações, desenergizando-as para o processo de recomposição.

Considerando a configuração resultante das áreas Centro e Leste após o distúrbio, o processo de recomposição procedeu-se de forma coordenada pelo COSR-NE de forma que, após a estabilização da frequência e das tensões nos barramentos das subestações energizadas, foi possível orientar os agentes a prosseguirem a recomposição.

Nos itens a seguir são apresentados os principais marcos e alguns pontos de atenção sobre o processo de recomposição das áreas Centro e Leste do Subsistema Nordeste.

Às 08h42, o agente CHESF informou que permaneceram sincronizadas duas unidades geradoras na UHE Paulo Afonso IV e uma unidade geradora na UHE Luiz Gonzaga. Na UHE Xingó, as três unidades geradoras que estavam em operação saíram de sincronismo, mas permaneciam excitadas girando a vazio. Neste momento, ONS destacou que a supervisão dos ativos da CHESF na UHE e SE Xingó estavam em falha, sendo normalizados às 09h43.

Às 08h48, foi iniciada a normalização da SE Maceió, após a energização da LT 230 kV Messias / Maceió C S6, possibilitando a tomada de carga com o restabelecimento da carga da capital Maceió.

Às 08h56, o ONS solicitou sincronizar uma unidade geradora a vazio e, na sequência, ligar a LT 500 kV P. Afonso IV_SE / Usina Xingó C V6, sendo ligada às 09h05, juntamente com a unidade geradora UG06, proporcionando o fechamento do paralelo da UHE Xingó com a UHE Paulo Afonso IV, incorporando a UHE Xingó à ilha estabelecida no Nordeste.

Às 08h59, foi autorizado o restabelecimento da carga na região metropolitana do Recife.

Às 09h05, ligada a LT 500 kV Angelim II / Recife II C L9, reforçando a malha de 500 kV ao fechar o anel elétrico no tronco de 500 kV estabelecido partindo de Luiz Gonzaga para Garanhuns II / Pau Ferro / Recife II / Angelim II / Garanhuns II.

Às 09h06, foi solicitada a elevação da geração na UHE Xingó para 100 MW, após a confirmação de ativação do Estabilizador de Sistema de Potência (PSS).

Às 09h07, foi energizada a LT 230 kV Goianinha / João Pessoa II C N3, reforçando a malha de 230 kV e melhorando o perfil de tensão em subestações que a circundam.

Às 09h10, foi autorizado o restabelecimento da carga interrompida na SE Pau Ferro, restabelecendo cargas do estado de Pernambuco.

Às 09h12, foi ligada a LT 500 kV Usina Xingo / Angelim II C V1, reforçando a malha de 500 kV.

Às 09h12, foi sincronizada a segunda unidade geradora UG01 na UHE Luiz Gonzaga, sendo a terceira unidade geradora UG02 sincronizada às 09h14.

Às 09h14, foram ligadas as LT 230 kV Recife II / Pau Ferro C F6 e LT 230 kV Recife II / Pau Ferro C F7.

Às 09h19, foi ligada a LT 500 kV Usina Xingo / Messias C V4.

Às 09h21, após o esclarecimento da configuração na SE João Pessoa II com o Agente Visus, que estava com tensão através do setor de 230 kV, o ONS solicitou iniciar a normalização da carga após ligar os transformadores TR 230 / 69 kV João Pessoa II T5 e TR 230 / 69 kV João Pessoa II T6 e orientou a seguir com a tomada de carga conforme definido em instrução de operação IO-OI.NE.JPD, considerando que, para ligar o segundo transformador, seria necessária a existência de fluxo de potência ativa no primeiro transformador ligado.

Às 09h23, foi autorizado o restabelecimento da carga interrompida nas SE Mirueira, Pirapama II, Angelim e Tacaimbó, restabelecendo cargas do estado de Pernambuco.

Às 09h25, foi iniciada a normalização da SE Rio Largo II, após a energização da LT 230 kV Messias / Rio Largo II C S5 às 09h21, possibilitando a tomada de carga na SE Rio Largo II às 09h29, restabelecendo cargas do estado de Alagoas.

Destaca-se que foi necessário ratificar com agente Visus, às 09h25, os comandos de autorização para início do processo de restabelecimento da SE João Pessoa II, devido à incompreensão dos comandos efetuados inicialmente às 09h21.

Às 09h27, foi iniciada a normalização da SE João Pessoa II, com a energização do TR 230 / 69 kV João Pessoa II T5, possibilitando a tomada de carga na SE J. Pessoa II. Às 09h32, foi ligado o segundo transformador TR 230 / 69 kV João Pessoa II T6.

Às 09h27, foi ligada a LT 500 kV C.Grande III / Pau Ferro C Z5.

Às 09h28, foi sincronizada a segunda unidade geradora UG05 da UHE Xingó.

Às 09h28, a Energisa Paraíba informou que foram recompostas as cargas interrompidas nos estágios de atuação do ERAC.

Às 09h31, foi ligada a LT 500 kV C. Grande III / Garanhuns II C Z3.

Às 09h32, foi sincronizada a quarta unidade geradora UG05 na UHE Luiz Gonzaga

Às 09h34, foi autorizado o restabelecimento da carga interrompida na SE Arapiraca III, proporcionando o restabelecimento de cargas do estado de Alagoas.

Às 09h38, foi ligada a LT 500 kV Usina Xingo / Messias C V4.

Às 09h38, foi autorizado o restabelecimento da carga interrompida nas SE Ribeirão e Suape III com o restabelecimento de cargas do estado de Pernambuco.

Às 09h39, foi ligada a LT 500 kV Messias / Suape II C V2.

Às 09h40, foram ligadas a LT 500 kV Recife II / Suape II C L7 e LT 500 kV C. Grande III / João Pessoa II C Z7. Na sequência, às 09h41, foi ligado o terceiro transformador TR 500 / 230 kV João Pessoa II T1.

Às 09h41, foi autorizado à Termopernambuco efetuar a energização da subestação a fim de energizar o consumidor PQS, bem como preparar a instalação. Neste contato, foi confirmado que a supervisão estava em falha. Entretanto, às 10h15, foi confirmado que estava em andamento a intervenção de nº 38.305-23 que indisponibilizava continuamente a supervisão durante sua execução.

Às 09h54, o COSR-NE emitiu mensagem aos agentes de conjuntos eólicos e fotovoltaicos, via SINAPSE, solicitando a limitação da geração, a fim de evitar oscilações de potência durante a recomposição das cargas e possibilitando que esse controle fosse realizado pelas usinas hidráulicas.

Às 09h57, foi ligada a LT 230 kV João Pessoa II / Mussuré II C F2.

Às 09h48, foi autorizado o restabelecimento da carga interrompida nas SE Lagoa do Carro e Santana II, proporcionando o restabelecimento de cargas dos estados de Pernambuco e Alagoas, respectivamente.

Às 09h56, foi autorizado o restabelecimento da carga interrompida nas SE Natal II e Natal III com o restabelecimento de cargas do estado do Rio Grande do Norte.

Às 10h00, foi autorizado o restabelecimento da carga interrompida nas SE Mossoró II e Extremoz II, com o restabelecimento de cargas do estado do Rio Grade do Norte.

Às 10h05, foi ligado o TR 230 / 69 kV Goianinha T2.

Às 10h06, foi ligada a LT 500 kV Angelim II / Pau Ferro C L3.

Às 10h12, foi solicitada pelo ONS a elevação de 5 kV na tensão do barramento da SE Xingó.

Às 10h05, foi autorizado o restabelecimento da carga interrompida na SE Currais Novos II com o restabelecimento de cargas do estado do Rio Grade do Norte.

Às 10h11, foi ligada a LT 500 kV P. Afonso IV_SE / Angelim II C L6.

Às 10h15, foi ligada a LT 500 kV C. Grande III / Ceará Mirim 2 C L3.

Às 10h15, foi sincronizada a terceira unidade geradora UG04 na UHE Paulo Afonso IV.

Às 10h15, foi realizado o sincronismo da terceira unidade geradora UG04 na UHE Paulo Afonso IV.

Às 10h22, foi ligada a LT 500 kV Usina Xingó / Jardim C V5 após autorização às 10h19, dando sequência dessa forma à recomposição na área Sul do Subsistema Nordeste.

Às 11h23, foi sincronizada a quinta unidade geradora UG04 na UHE Luiz Gonzaga.

Às 10h49, é relevante destacar que ocorreu a energização do trecho de 500 kV Ribeiro Gonçalves - São João do Piauí – Sobradinho durante o processo de recomposição da área Oeste, fechando o paralelo da ilha elétrica do Nordeste com o SIN, estando o Norte isolado. É importante ressaltar que o Submódulo 5.8 (Responsabilidades) em seu item 3.2 estabelece a seguinte responsabilidade para o Centro Nacional de Operação do Sistema – CNOS: "(b)Supervisionar as ações de recomposição das áreas de autorrestabelecimento na fase coordenada e as ações para interligações entre as áreas, intervindo no processo e realizando as devidas alterações quando julgar necessário ou quando solicitado pelos Centros de Operação do ONS – COSR."

No período de 16h29 a 18h40, o COSR-NE emitiu mensagens aos agentes de conjuntos eólicos e fotovoltaicos, via SINAPSE, de liberação total da geração.

A sequência completa da recomposição encontra-se listada no item 10.2 Tabelas de recomposição em anexo.

5.7.2.2 Recomposição da Área Norte do Subsistema Nordeste

A área Norte do Subsistema Nordeste não foi desligada por completo. O tronco de 230 kV entre Milagres e Banabuiú permaneceu energizado atendendo parte das cargas do interior dos estados do Ceará, Paraíba e Pernambuco. A SE Mossoró II, que atende cargas no interior do estado do Rio Grande do Norte, também permaneceu energizada pela malha de 230 kV da área Leste.

Em seguida ao distúrbio, o COSR-NE informou aos agentes da área sobre a ocorrência da perturbação de grande impacto no Nordeste e orientou os agentes a preparem suas instalações desenergizadas para o processo de recomposição.

Considerando a configuração resultante da área Norte após o distúrbio, o processo de recomposição teve início de forma coordenada pelo COSR-NE e, com a evolução e normalização de equipamentos e linhas de transmissão, com destaque para a energização do tronco de 500 kV Milagres – Quixadá – Fortaleza II, foi possível orientar os agentes a prosseguirem a recomposição de alguns trechos de forma fluente.

Nos itens a seguir são apresentados os principais marcos e pontos de atenção sobre o processo de recomposição da área Norte do Subsistema Nordeste.

Às 08h40, a CHESF informou ao COSR-NE a ocorrência do desligamento parcial das áreas Norte e Oeste do Subsistema Nordeste. O agente confirmou que a SE Banabuiú estava energizada e atendendo cargas, porém com tensões elevadas, da ordem de 246 kV. O COSR-NE solicitou ao agente explorar os recursos para reduzir as tensões em áreas críticas que estivessem com tensões elevadas. O agente também informou que estava preparando as subestações que estavam desligadas para a recomposição.

Às 08h51, o COSR-NE autorizou a CHESF a religar a transformação de 230/69 kV da SE Icó e coordenar com a Enel Ceará o restabelecimento integral das cargas da subestação. A CHESF solicitou autorização para energizar as linhas de 500 kV Milagres / Quixadá e Quixadá / Fortaleza, porém a manobra não foi autorizada em função de não estar atendida a condição de energização da linha (tensão da SE Milagres inferior ou igual a 496 kV).

Importante frisar que o gerenciamento de carga é de responsabilidade do ONS e a especificação dos procedimentos e a operacionalização das atividades de coordenação, controle, comando e execução das ações de gerenciamento e

restabelecimento de carga estão contidas no Submódulo 5.12 – Instruções de Operação ou no Submódulo 5.14 – Ajustamentos Operativos.

Entre 08h51 e 09h14, foram coordenadas ações para o controle de tensão da SE Milagres visando atender as condições de energização do trecho de 500 kV Milagres - Quixadá - Fortaleza II, que consistiram na energização de reatores, comutação de tapes da transformação de 500 /230 kV da SE Milagres e sincronismo e exploração de tensão das unidades geradoras da UHE Luiz Gonzaga.

Às 09h15, o COSR-NE informou à CHESF que estavam atendidas as condições de energização da LT 500 kV Milagres / Quixadá, porém a tensão de 230 kV na SE Banabuiú encontrava-se bastante elevada, na ordem de 243 kV. O COSR-NE solicitou novamente à CHESF coordenar com a ENEL Ceará o restabelecimento das cargas da SE Icó.

Às 09h18, foi ligado o TR1-230/69 kV da SE Icó e, às 09h19, foi iniciado o restabelecimento das cargas da SE Icó, o que auxiliou na redução do perfil da tensão de 230 kV da SE Banabuiú, possibilitando energizar o tronco de 500 kV Milagres-Quixadá-Fortaleza II.

Às 09h23, foram energizadas as linhas LT 500 kV Milagres / Quixadá e LT Quixadá / Fortaleza II, de forma expressa, enviando tensão até Fortaleza II.

Às 09h24, o COSR-NE orientou a CHESF a prosseguir com os procedimentos da recomposição fluente da área Norte do Subsistema Nordeste, religando os circuitos e restabelecendo as cargas derivadas da SE Fortaleza II. No entanto, para os trechos energizados, solicitou retornar o contato com o COSR-NE para coordenar as ações.

Às 09h32, o COSR-NE autorizou a CHESF a ajustar a tensão de 230 kV da SE Banabuiú, atuando na comutação de tapes da transformação 500/230 kV e, em seguida, energizar os circuitos de 230 kV entre Banabuiú e Mossoró II e restabelecer as cargas atendidas pelas SE Alex, Russas II e Quixeré.

Às 09h32, foi iniciada a recomposição das cargas da SE Delmiro Gouveia. Nesse mesmo horário, a CHESF informou ao COSR-NE que a telessupervisão da SE Delmiro Gouveia encontrava-se em falha e as manobras dos equipamentos estavam sendo feitas passo a passo por telefone com a equipe local.

Às 09h37 foi iniciada a recomposição das cargas atendidas pela SE Fortaleza.

Entre 09h41 e 09h42, foram energizadas em vazio a LT 230 kV Banabuiú / Mossoró II – C1(C4) e, de forma expressa, a LT 230 kV Banabuiú / Alex – C1(C5)

juntamente com a LT 230 kV Mossoró II / Alex – C1(P3), ocasionando tensões elevadas no trecho.

Entre 09h43 e 09h47, foram normalizadas as tensões no trecho de 230 kV das SE Banabuiú, Alex e Mossoró, com ações coordenadas pelo COSR-NE, que consistiram na comutação de tapes na transformação 500/230 kV da SE Milagres e energização de reatores em Mossoró II e Fortaleza.

Às 09h48, após as medidas de controle de tensão, foi fechado o anel de 230 kV entre Banabuiú e Mossoró II, na SE Mossoró II, possibilitando iniciar a recomposição das cargas de Russas II, Quixeré e Alex.

Às 09h48, o COSR-NE reforçou a orientação à CHESF para dar prosseguimento com a recomposição das SE derivadas de Fortaleza II, enviando tensão para as SE Pici II, Cauípe e Aquiraz e iniciar a recomposição das cargas das SE Russas e Quixeré, conforme os procedimentos de recomposição fluente.

Às 09h49, a CHESF informou ao COSR-NE que, para possibilitar religar o 2º transformador de 230/69 kV e dar continuidade à recomposição da área Norte, seria necessário um fluxo de 40 MW no transformador de 230/69 kV de Fortaleza. No entanto, até aquele horário, só havia sido restabelecido um montante de 26 MW na SE Fortaleza e, de acordo com informação da CHESF, o agente Enel Ceará estava realizando algumas manobras para possibilitar restabelecer novos blocos de cargas.

Às 09h50, o COSR-NE solicitou à Enel Ceará recompor um bloco de 50 MW de cargas na SE Fortaleza para possibilitar ligar o 2º transformador de 230/69 kV e dar continuidade da recomposição da área Norte. A Enel Ceará informou que a CHESF havia solicitado a recomposição de um bloco adicional de 22 MW de cargas.

Entre 09h52 e 09h58, foram religados mais 3 alimentadores na SE Fortaleza, restabelecendo um montante total de 50 MW de cargas e, às 09h58, foi ligado o TR-3 230/69 kV da SE Fortaleza (2º transformador).

Às 09h56 foi iniciada a recomposição das cargas da SE Russas II.

Às 09h59, O COSR-NE solicitou à CHESF reforçar (duplicar) os circuitos que atendem a área Norte à medida que fossem restabelecidas as cargas, ressaltando que, em seguida, seria coordenado o fechamento do anel entre Fortaleza e Aquiraz.

Às 10h01 foi iniciada a recomposição das cargas da SE Pici II.

Às 10h03, a CHESF informou ao COSR-NE que a Enel Ceará restabeleceu cerca de 100 MW em Pici II, enquanto a CHESF havia solicitado ao agente recompor somente 40 MW. Em consequência, o TR-4 da SE Pici II foi submetido a sobrecarga (278 A | Limite 251) e houve redução da ordem de 15 kV na malha de 230 kV da região.

De forma imediata, o COSR-NE solicitou à CHESF ligar o 2º transformador na SE Pici II, sendo ligado o TR-1 230/69 de Pici II às 10h04, eliminando a sobrecarga no TR-4.

Às 10h04, visando maior celeridade ao processo de recomposição da área, o COSR-NE passou a coordenar com a CHESF o religamento de linhas de 230 kV derivadas das subestações de Fortaleza II e Fortaleza de forma a energizar e restabelecer cargas da SE Cauípe, reforçar trechos já energizados e fechar o anel de 230 kV entre Banabuiú – Aquiraz II – Fortaleza.

Às 10h05, a CHESF informou ao COSR-NE que houve falha do disjuntor DJ 14Z2 da SE Fortaleza II impedindo o religamento do 2º circuito da LT 230 kV Fortaleza II/Pici II (Z2).

Em seguida, às 10h06, a CHESF informou ao COSR-NE que houve falha do disjuntor DJ 14F5 da SE Delmiro Gouveia impedindo o religamento do 2º circuito da LT 230 kV Fortaleza II / Delmiro Gouveia. O COSR-NE solicitou ao agente realizar a manobra de transferência do DJ 14F5 de Delmiro Gouveia, observando-se que a SE Delmiro Gouveia permanecia em falha total de supervisão para o ONS.

Às 10h13, foi ligada LT 230 kV Fortaleza / Aquiraz e, em seguida, às 10h14, foi ligada a LT 230 kV Banabuiú / Aquiraz, fechando em anel o trecho de 230 kV entre Banabuiú - Aquiraz II - Fortaleza.

Às 10h15, foi ligada a LT 230 kV Fortaleza II / Cauípe energizando a SE Cauípe. Nesse mesmo horário, o COSR-NE orientou a CHESF a adotar os procedimentos de recomposição fluente para restabelecer as cargas da SE Cauípe.

Às 10h18, foi ligado o 2º trecho de 230 kV entre Banabuiú - Aquiraz II – Fortaleza e o COSR-NE autorizou a CHESF a recompor as cargas da SE Aquiraz II.

Ainda às 10h19, foi iniciada a recomposição das cargas da SE Cauípe.

Às 10h21, o COSR-NE solicitou à CHESF a recomposição integral das cargas de Aquiraz II e de Fortaleza, enviar tensão da SE Cauípe para SE Sobral II e iniciar a recomposição das cargas da SE Sobral II.

Às 10h24, foram energizadas, de forma expressa, a LT 230 kV Fortaleza / Maracanaú II (Z7) juntamente com a LT 230 kV Maracanaú II / Cauípe (S4), energizando a SE Maracanaú II. A energização expressa ocorreu em razão da SE Maracanaú II não ter sido preparada para a recomposição após o desligamento total, conforme os procedimentos da IO-OI.NE.MMD, sendo mantidos fechados os disjuntores de 230 kV dos bays das linhas de 230 kV.

Às 10h25, foi energizada a LT 500 kV Fortaleza II / Pecem II (C2), sem coordenação com o COSR-NE, provocando sobretensões nas malhas de 230 e 500 kV da área Norte do Subsistema Nordeste. O religamento dessa linha deve ser feito de forma coordenada com o ONS, conforme procedimentos da Recomposição das Interligações das Áreas do Nordeste (IO-RR.NE).

Ainda às 10h35, o COSR-NE contactou a Enel Ceará e orientou o agente restabelecer as cargas de Fortaleza e Aquiraz II, de forma coordenada com a CHESF, ressaltando que o agente deveria atentar para o limite de capacidade de transformação normalizada nas subestações.

Às 10h27, foi iniciada a recomposição das cargas da SE Aquiraz II.

Ainda às 10h27, ocorreu o desligamento automático do TR-01 230/69 kV da SE Cauípe, somente no terminal de 230 kV.

Às 10h28, o COSR-NE solicitou à CHESF a desenergização da LT 500 kV Fortaleza II / Pecem II (C2), ressaltando que não havia solicitado a manobra de energização da linha e informando que ela provocou sobretensões na área. No mesmo contato, o COSR-NE reforçou com o agente a solicitação para restabelecer as cargas de Fortaleza, Aquiraz e Sobral II.

Às 10h29, foi desenergizada a LT 500 kV Fortaleza II / Pecem II (C2).

Às 10h33, a CHESF informou que havia ocorrido o desligamento do TR-01 230/69 kV da SE Cauípe por sobretensão, interrompendo cerca de 10 MW de cargas que já haviam sido restabelecidas até aquele momento. O COSR-NE solicitou o religamento do TR-01 230/69 kV da SE Cauípe.

Durante o mesmo contato, às 10h35, a CHESF informou ao COSR-NE que, na SE Delmiro Gouveia, não estava conseguindo realizar a manobra de transferência do DJ 14F5 e que, até aquele momento, 3 alimentadores haviam sido religados, restabelecendo 91 MW de cargas. O COSR-NE orientou a CHESF a priorizar a energização dos demais alimentadores da subestação de forma coordenada com a Enel Ceará e religar os demais transformadores à medida em que fossem restabelecidos os blocos de carga.

Às 10h37, foi religado o TR-01 230/69 kV da SE Cauípe e reiniciada a recomposição das cargas da subestação.

Às 10h40, a CHESF informou ao COSR-NE que o disjuntor DJ 14Z2 da SE Fortaleza II estava disponível. O COSR-NE autorizou o agente religar o 2º circuito da LT 230 kV Fortaleza II / Pici II (Z2), sendo a manobra realizada às 10h41.

Entre 10h40 e 10h48, o COSR-NE coordenou com a CHESF o religamento de linhas e equipamentos da malha de 230 kV da área Norte do Nordeste e orientou o agente a restabelecer as cargas nas SEs Quixeré, Aquiraz II, Russas II, Libra, Cauípe e Maracanaú II, de forma coordenada com a Enel Ceará.

Às 10h47, foi ligada a LT 230 kV Cauípe / Sobral II (S2), energizando a barra de 230 kV da SE Sobral II. A partir deste horário, foi concluída a energização de todas as instalações da fase fluente da recomposição da Área Luiz Gonzaga.

Às 10h53, o COSR-NE autorizou a CHESF a dar continuidade à recomposição das instalações da fase coordenada da recomposição da Área Luiz Gonzaga, ressaltando que o Subsistema Nordeste já estava integrado ao restante do SIN, não havendo restrições para o restabelecimento de cargas na área.

Às 10h56, foi iniciado o restabelecimento das cargas da SE Maracanaú II.

Ainda às 10h56, foi normalizada a supervisão da SE Delmiro Gouveia.

Às 10h59, a Enel Ceará informou que estava em curso a recomposição da SE Sobral II e faltava restabelecer as cargas nas SE Ibiapina II e Acaraú II. O COSR-NE informou que as SE Ibiapina e Acaraú II fazem parte da fase coordenada da recomposição da Área Luiz Gonzaga e autorizou o agente a restabelecer as cargas quando da energização pela transmissão.

Às 11h13, o COSR-NE solicitou à CHESF a elevação da tensão terminal das unidades geradoras das UHE P Afonso IV, Xingó e Luiz Gonzaga para o controle das tensões das malhas de 230 e 500 kV do Subsistema Nordeste durante o restabelecimento das cargas.

Entre 11h25 e 11h28, o COSR-NE solicitou à CHESF energizar as LT 500 kV Fortaleza II / Pecem II (05C2) e (05C1), sendo as manobras concluídas às 11h31, auxiliando na elevação do perfil de tensão das malhas de 500 e 230 kV da área norte do Subsistema Nordeste.

Em seguida, às 11h32, foi ligado o 4º autotransformador 500/230 kV da SE Fortaleza II, auxiliando também na elevação do perfil de tensão das malhas de 500 e 230 kV da região.

Às 11h34, foi ligado o transformador 04T4 de 230/69 kV da SE Sobral II de forma a restabelecer cargas dos setores de 69 kV das SE Ibiapina II e Acaraú II (cerca de 60 MW), que foram transferidas para o setor de 69 kV da SE Sobral II, conforme solicitado pela Enel Ceará ao COSR-NE.

Com as manobras de transferência das cargas de SE Ibiapina II e Acaraú II para Sobral II foram restabelecidas as cargas das instalações da área Norte do Subsistema Nordeste.

Às 11h42, o COSR-NE autorizou a CHESF energizar o barramento de 500 kV da SE Pecem II, sendo a manobra realizada às 11h45 com o religamento da LT 500 kV Fortaleza II / Pecém II C2.

Às 11h52, o COSR-NE solicitou à CHESF a energização da LT 230 kV Sobral II / Ibiapina II com o objetivo de elevar o perfil de tensão da SE Sobral II. A manobra foi realizada às 11h53, elevando a tensão na barra de 69 kV da SE Sobral II de 58 para 70 kV.

Às 11h57, foi ligado o primeiro transformador de 500/230 kV da SE Pecém II (05T1) energizando o barramento de 230 kV da subestação.

Às 12h00, foi ligada a LT 500 kV Imperatriz / Marabá C2, fechando o paralelo na SE Imperatriz, interligando a área 500/230 kV do Pará com o restante do SIN. Até o presente momento, a área 500/230 kV do Pará que estava sendo recomposta pela UHE Tucuruí.

Às 12h07, foi ligada a LT 500 kV Presidente Dutra / Teresina II (05C8), a partir do terminal de Presidente Dutra, dando início ao restabelecimento do trecho de 500 kV Presidente Dutra – Teresina II - Tianguá II - Sobral III.

Ainda às 12h05, o COSR-NE solicitou a CHESF ligar os circuitos de 230 kV da SE Pecém II para a UTE Pecem de forma coordenada com o agente gerador CSP.

Às 12h12, o COSR-NE solicitou aos agentes dos conjuntos Eólicos, que se conectam à SE Pecem II, liguem e elevarem a geração dos conjuntos.

Ainda às 12h13, o COSR-NE solicitou à ARGO ligar o reator de 500 kV A10 na SE Tianguá II. Observação: Foi identificado que, desde 09h14, houve falha da supervisão na SE Tianguá II, relacionada às medidas dos bay de 500 kV da LT 500 kV Tianguá II / Parnaíba II, dos transformadores ATE20 e ATF20 de 500/230 kV e de todo o setor de 230 kV da subestação. A supervisão destas medidas foi normalizada às 15h59.

Às 12h14, foi ligada a LT 500 kV Teresina II / Tianguá II, energizando a barra de 500 kV da SE Tianguá II.

Às 12h19, foi ligada a LT 500 kV Pecém II / Sobral III C1 (V7), energizando a barra de 500 kV da SE Sobral III.

Às 12h30, foi realizada uma tentativa de religamento da LT 500 kV Tianguá II / Sobral III C1 (V5), com fechamento em anel na SE Sobral III, no entanto sem sucesso. A linha foi energizada a partir do terminal de Tianguá, porém foi desenergizada antes do fechamento em anel na SE Sobral III. A linha permaneceu energizada em vazio pelo terminal de Sobral III.

Em seguida, às 12h34, foi realizada uma nova tentativa de religamento da LT 500 kV Tianguá II / Sobral III C1 (V5), sendo a manobra realizada com sucesso, com o fechamento em anel na SE Tianguá II, interligando o eixo de 500 kV entre Presidente Dutra e Fortaleza II.

Às 12h35, o COSR-NE autorizou a CHESF ligar um autotransformador de 500 / 230 kV da SE Sobral III e, em seguida, seguir com a recomposição de Sobral III ligando um circuito de Sobral III para Sobral II.

Às 12h38, houve o desligamento automático da LT 500 kV Tianguá II / Sobral III C1 (V5), com a abertura em ambos os terminais, abrindo novamente anel de 500 kV entre Presidente Dutra e Fortaleza

Ainda às 12h38, foi observada uma oscilação de tensão nas malhas de 500 e 230 kV da área Norte do Nordeste, com reduções da ordem de 40 kV na malha de 500 kV e 14 kV na malha de 230 kV, seguida do desligamento da transformação 230 / 69 kV da SE Cauípe interrompendo todas as cargas restabelecidas até o momento na subestação (cerca de 70 MW).

A partir das 12h38, foi elevada a geração nos Conjuntos Eólicos Serrote A e Faísa atingindo, 190 MW às 12h50. Os demais conjuntos Eólicos conectados à SE Pecem II também foram ligados, mas permaneceram limitados com geração nula.

Às 12h40, foi ligado o TR-1 500/230 kV da SE Sobral III.

Às 12h44, foi ligada a LT 230 kV Sobral III / Sobral II reforçando o suprimento da malha de 230 kV da área Norte do Nordeste a partir do setor de 500 kV da SE Sobral III.

Às 12h45 e 12h49, foram realizadas duas novas tentativas de religamento da LT 500 kV Tianguá II / Sobral III C1 (V5), no entanto sem sucesso. A linha era

energizada a partir do terminal de Tianguá II, sendo desenergizada logo em seguida com a abertura do disjuntor no terminal de Tianguá II.

Às 12h45, a CHESF disponibilizou o disjuntor 14F5 da SE Delmiro Gouveia, sendo autorizado o seu fechamento pelo COSR-NE. O disjuntor foi fechado às 12h49min, ligando a LT 230 kV Fortaleza II / Delmiro Gouveia C2 (F5).

Entre 12h56 e 13h06, foram realizadas mais 4 tentativas de religamento da LT 500 kV Tianguá II / Sobral III, sendo 3 pelo circuito C2 (V8) e 1 pelo circuito 1 (V5), porém todas sem sucesso. A CHESF informou que os desligamentos foram ocasionados pela atuação da proteção de sobretensão instantânea.

Cabe destacar que, em todas as tentativas, a energização da linha foi feita com a tensão de pré-energização inferior a 534 kV e diferença angular inferior a 30 °, conforme estabelecido no procedimento de recomposição das Interligações das Áreas do Nordeste (IO-RR.NE). Entretanto, em todas as manobras foram observados níveis de tensão elevados nos terminas das linhas.

Às 12h57, foi ligado o TR-3 230 / 69 kV da SE Cauípe (TR-3) e reiniciado o restabelecimento das cargas da subestação. O religamento do equipamento foi autorizado pelo COSR-NE às 12h39, porém, às 12h52, a CHESF informou que havia ocorrido um problema para comutar os tapes dos transformadores da SE Cauípe e um operador estava em campo realizando as manobras.

Na fase de elaboração da versão final deste relatório a CHESF informou que, durante toda a ocorrência, a SE Cauípe se encontrava assistida com a operação local e com a telessupervisão normal pelo Centro de Operação Regional Norte e Oeste - CRON, sendo realizada as manobras nos tapes dos transformadores de 230 / 69 kV da SE Cauípe pelo operador da instalação de forma local, no pátio.

Às 13h08, foi concluído o restabelecimento das cargas da SE Cauípe.

Diante da dificuldade de recomposição da LT 500 kV Tianguá II / Sobral III para fechamento do anel de 500 kV entre Presidente Dutra e Fortaleza, foi utilizado como rota alternativa o trecho de 500 kV Pecem II / Acaraú III / Tianguá II.

Às 13h18, foi ligada a LT 500 kV Pecem II / Acaraú III, energizando a barra de 500 kV da SE Acaraú III.

Às 13h21, foi ligada a LT 500 kV Acaraú III / Tianguá II, fechando em anel na SE Tianguá II, recompondo o trecho de 500 kV entre P. Dutra e Fortaleza II e interligando as áreas Norte e Oeste do Subsistema Nordeste.

Observação. A linha foi energizada com tensão de pré-energização igual a 517 kV na SE Acaraú III e fechado o anel na SE Tianguá II com diferença de tensão entre linha (531 kV) e barra (542 kV) de 11 kV e diferença angular de 20°.

A partir desse horário, com o fechamento do anel de 500 kV entre P. Dutra e Fortaleza II, foi ligada a transformação de 500/230 kV da SE Teresina II e priorizado o restabelecimento das cargas da capital Teresina na área Oeste do Subsistema Norte, que se encontrava limitada e atendida apenas pela transformação de 500 / 230 kV da SE Boa Esperança.

Às 14h04, foi ligada a LT 500 kV Bacabeira / Parnaíba III C1 e, às 14h09min, foi ligada a LT 500 kV Acaraú III / Parnaíba III C1, reforçando a interligação entre os Subsistemas Norte e Nordeste.

Às 14h23, foi ligada a LT 230 kV Sobral II / Ibiapina II, energizando a barra de 230 kV da SE Ibiapina II.

Às 14h28, foi ligada a LT 230 kV Piripiri / Ibiapina II, no terminal da SE Piripiri, fechando o anel 500 / 230 kV das áreas Norte / Oeste do Subsistema Nordeste pelo eixo 230 kV Sobral II / Ibiapina II / Piripiri.

Às 14h30, foi ligado o primeiro transformador de 230/69 kV da SE Ibiapina II e retornadas as cargas de Ibiapina II que estavam transferidas para SE Sobral II.

Às 16h16, foi ligada a LT 230 kV Sobral II / Acaraú II, energizando a barra de 230 kV da SE Acaraú II, concluindo a energização de todas as instalações da área Norte do Subsistema Nordeste.

Às 16h26, foi ligado o primeiro transformador de 230/69 kV da SE Acaraú II e, às 16h30, foram retornadas as cargas de Acaraú II que estavam transferidas para a SE Sobral II.

A sequência completa da recomposição encontra-se listada no item 10.2 Tabelas de recomposição em anexo.

5.7.2.3 Recomposição da Área Sul do Subsistema Nordeste

A área Sul do Subsistema Nordeste não foi desligada por completo. As subestações de Itabaiana e Cícero Dantas permaneceram íntegras através do suprimento oriundo da ilha elétrica, via área Centro, e atendendo parte das cargas dos estados de Sergipe e Bahia.

Considerando a configuração resultante da área Sul após o distúrbio, o processo de recomposição ocorreu de forma simultânea, iniciando a recomposição da área

Itapebi de forma fluente conforme IO-RR.NE.UITP. Entretanto, devido a dificuldades no processo, a recomposição foi efetuada de forma coordenada. A segunda frente no processo de recomposição foi realizada através da ilha elétrica a partir da área Centro, com a recomposição da área Paulo Afonso IV (conforme IO-RR.NE.PAQ) e da área Xingó (conforme IO-RR.NE.UXG). Por fim, a terceira frente no processo de recomposição ocorreu através do SIN, via malha da área Sudoeste, com a energização do trecho de 500 kV Igaporã – Ibicoara, via recomposição fluente, conforme definido em instruções de operação.

Nos itens a seguir são apresentados os principais marcos e pontos de atenção sobre o processo das frentes de recomposição da área Sul do Subsistema Nordeste.

Em seguida ao distúrbio, o COSR-NE informou aos agentes da área sobre a ocorrência da perturbação de grande impacto no Nordeste e orientou os agentes a preparem suas instalações, desenergizando-as para o processo de recomposição.

Às 08h39, a CHESF disponibilizou as subestações da área Sul para início da recomposição fluente.

No período das 08h39 às 09h34 houve reforço na área Centro do Subsistema Nordeste com a integração da UHE Xingó e sincronismo da unidade geradora UG06, assim como a sincronização das unidades geradoras UG01 e UG02 na UHE Luiz Gonzaga.

Às 09h34, o COSR-NE autorizou a CHESF a seguir com a recomposição fluente da área Paulo Afonso IV e informou que a SE Jardim não estava preparada, devido aos disjuntores 230 kV D4 e P1 permanecerem fechados, ambos sob a responsabilidade do agente CELSE associado à UTE Porto Sergipe, sendo solicitado apoio para os contatar às 09h49, o que foi realizado com sucesso no mesmo instante.

Às 09h36, foi ligada a LT 500 kV Jeremoabo / P. Afonso IV_SE C S5 e na sequência, às 09h37, foi ligada a LT 500 kV Jeremoabo / Olindina C L9, sem a conexão do reator 500 kV E2 no terminal da linha na SE Olindina, em desacordo ao estabelecido em IO-RR.NE.PAQ, item 4.1, passo 2.4. A ação proporcionou elevação da tensão na SE Olindina (558 kV), sendo necessário desligar a linha e realizar a conexão do reator para retornar à etapa anterior e energizar a SE Olindina. Às 09h55, a LT 500 kV Jeremoabo / Olindina C L9 foi ligada nas condições estabelecidas em instrução de operação, prosseguindo a recomposição da área Sul através da ilha elétrica estabelecida no Subsistema Nordeste.

Às 09h57, foi ligada a LT Olindina / Camaçari II C L5, após a integração do reator 500 kV E1 no terminal da linha na SE Camaçari II.

Às 10h06, foi ligada a LT Camaçari II / Camaçari IV C L6 após a integração do reator 500 kV E2 no terminal da linha na SE Camaçari IV, e ajustes de tensão.

Às 10h10, a CHESF informou ao COSR-NE que a tensão na SE Camaçari II estava em 494 kV, divergente da recomendação de estar inferior a 480 kV para prosseguir a recomposição, entretanto o COSR-NE autorizou seguir a recomposição neste nível de tensão, sendo ligado, às 10h12, o TR 500 / 230 kV Camaçari II T2.

A partir de então, iniciou-se a recomposição fluente da malha de 230 kV derivada da SE 500 / 230 kV Camaçari II, conforme estabelecido em IO-RR.NE.PAQ.

Às 10h22, foi ligada a LT 500 kV Xingó / Jardim C V5, iniciando a recomposição fluente da SE Jardim, conforme processo de recomposição fluente da área Xingó estabelecido em IO-RR.NE.UXG, sendo concluída às 10h27, após ligar a LT 230 kV Jardim / N.Sra.Socorro C S2, seguindo com a recomposição coordenada. Foi fechado o anel elétrico no setor de 230 kV entre N. Sra Socorro e Penedo às 11h11.

Às 10h27, a CHESF informou ao COSR-NE que estava com tensões elevadas na SE Pituaçu. Neste contato, o COSR-NE solicitou a redução de tape na SE Camaçari II e, posteriormente ao atendimento das condições, retomar as cargas da SE Pituaçu e seguir com a recomposição da SE Narandiba, sendo solicitado pelo COSR-NE, às 10h31, a redução de mais um tape.

Às 10h32, a CHESF solicitou fechar o disjuntor 230 kV 14M7 da SE Camaçari II e seguir com a recomposição, sendo autorizado neste instante.

Às 10h38, a CHESF informou ao COSR-NE que, durante a recomposição fluente da SE Camaçari IV, não estava atendida a condição do nível de tensão de 518 kV da instrução de operação. O ONS solicitou aguardar, sendo autorizado, às 10h43, seguir com a recomposição fluente da SE Camaçari IV, apesar do nível de tensão não atender a condição da instrução de operação.

Às 10h49, é relevante destacar que ocorreu a energização do trecho de 500 kV Ribeiro Gonçalves - São João do Piauí –Sobradinho durante o processo de recomposição da área Oeste, incorporando, dessa forma, a ilha elétrica do Nordeste ao SIN.

Às 10h54, foi ligado na SE Ibicoara o TR 500 / 230 kV T1, energizando o setor de 230 kV e, após liberação da tomada de carga, a mesma foi efetuada às 11h09. A CHESF relatou problema de sincronismo dos disjuntores de 230 kV associados

aos trafos 230 / 138 kV, solicitando, às 11h47, a diminuição da tensão no barramento de 230 kV para um valor inferior 242 kV, na tentativa de aceitação do comando.

Às 10h55, a CHESF confirmou ao COSR-NE que estava seguindo a recomposição fluente da SE Ibicoara, via SE Igaporã III da área Sudoeste. Destaca-se que, às 10h51, foi energizado o barramento da SE Ibicoara e ligada, às 10h56, a LT 500 kV Ibicoara / Sapeaçu C L3, seguindo com a tomada de carga.

Às 11h10, o COSR-NE solicitou à CHESF ligar a LT 230 kV Sapeaçu / Santo Antônio de Jesus C1(L2), iniciando pelo terminal da SE Sapeaçu, sendo ligada às 11h12.

Às 11h48, o ONS solicitou ajustar o tape da SE Ibicoara para diminuir a tensão do setor de 230 kV, sendo confirmado às 11h52, alcançando o valor de 242kV. Com isso, às 12h01, foi ligado o TR 230 / 138 kV Ibicoara T4 e iniciada a tomada de carga na subestação.

Às 12h00, o COSR-NE solicitou à CHESF ligar os compensadores síncronos da SE Camaçari II, sendo reiterada a solicitação às 12h07 e às 12h26, porém, só foram ligados, às 12h53, o CS1, e às 13h05 o CS2.

Houve dificuldade para ligar a LT 500 kV Camacari II / Sapeaçu C L7, retardando o processo de recomposição, tendo em vista que, às 12h12, foi verificada a impossibilidade de atendimento de parâmetros para ligar a linha e prosseguir o estabelecimento da malha de 500 kV da área Sul com o fechamento da linha na SE Camaçari II. Foi necessário realizar ações de controle e iniciar a energização por Camaçari II, sendo posteriormente ligada a linha às 12h50, fechando o anel 500 kV da interligação Sudeste / Nordeste, na SE Sapeaçu.

Às 12h26, o COSR-NE solicitou à CHESF ligar o reator 500 kV E1 na SE Camaçari II, sendo reiterada a solicitação às 12h36, porém, só foi ligado às 12h42.

Durante o processo de restabelecimento da SE Itabaianinha, houve, às 12h22, o desligamento do TR 230 / 69 kV Itabaianinha T2, sendo informado pela CHESF que houve atuação da proteção de sobretensão e tomada de cargas acima do previsto na instrução de operação. Destaca-se que consta na IO-RR.NE.PAQ que, após ligar o TR 230 / 69 kV Itabaianinha T2, devem ser energizados os alimentadores 69 kV M2 e M3 para restabelecer o primeiro bloco de carga limitado em 10 MW, entretanto, a Sulgipe restabeleceu 24 MW, ultrapassando o limite estabelecido.

Às 13h31, a CHESF informou que, devido à tensão de 249 kV na LT Governador Mangabeira / Feira de Santana III C1(F6), no terminal da SE Governador

Mangabeira, estava com dificuldades para ligar a LT, O agente solicitou então executar a manobra para ligar o equipamento após ajustes no tape dos transformadores da SE Camaçari II, sendo autorizado neste instante.

Às 14h36, após autorização para ligar o TR 230 / 138 kV Poções II T1, a CHESF informou falha no telecomando, somente sendo ligado às 16h04.

Destaca-se que, desde às 10h26, o COSR-NE atuou com o Core Neoenergia para que fossem estabelecidas condições de paralelismo do SIN com a área Itapebi, sendo que, apenas às 12h36, foi ligada a LT 230 kV Santo Antônio de Jesus / Funil C2 L3 integrando a área de Itapebi ao SIN.

A sequência completa da recomposição encontra-se listada no no item 10.2 Tabelas de recomposição em anexo.

5.7.2.4 Recomposição da Área Itapebi do Subsistema Nordeste

Às 08h43, foi sincronizada a UG01 da UHE Itapebi, com a SE Itapebi em processo de preparação, com isso, energizando a SE Itapebi, e energizando de forma expressa as cargas das subestações Eunápolis e Itabuna III, totalizando 120 MW, resultando em uma configuração divergente ao processo estabelecido na IO-RR.NE.UITP para recomposição fluente.

Ressalta-se que o sincronismo da unidade geradora na UHE Itapebi com a preparação da SE 230 kV Itapebi em andamento proporcionou que os equipamentos citados abaixo fossem ligados juntamente com as respectivas cargas associadas as subestações, exceto consumidores Veracel e Akso Nobel:

- LT 230 kV SE Itapebi / Eunápolis C N1
- LT 230 kV SE Itapebi / Eunápolis C N2
- TR 230 / 138 kV Eunápolis – 100 MVA – T1, T2 e T3-A / T3-B;
- SE 138 kV Eunápolis I, Eunápolis III, Itapebi, Porto Seguro, Camacã e Ponto Astério.
- LT 230 kV SE Itapebi / Veracel C N3
- LT 230 kV SE Itapebi / Itabuna III C N4
- TR 230 / 138 kV – Itabuna III - 150 MVA – T1, T2 ou T3
- SE 138 kV Itabuna I e Itabuna II

É relevante frisar que as cargas restabelecidas associadas à SE Itabuna III e SE 138 kV Itabuna I e Itabuna II não faziam parte do processo de restabelecimento da fase fluente da área Itapebi.

O cenário estabelecido proporcionou o restabelecimento de 119 MW de cargas, porém com elevadas tensões no eixo que foi energizado de forma expressa.

Vale destacar, também, que, às 08h39, a CHESF disponibilizou as subestações da área Sul para início da recomposição fluente.

Às 08h47, o COSR-NE questionou o Core Neoenergia se houve autorização para sincronização de máquinas na UHE Itapebi, sendo informado que não foi possível contato, não tendo sido obtida autorização. Neste momento, o CORS-NE orientou a seguir com a recomposição fluente do corredor Itapebi.

Às 08h48, o Core Neoenergia foi instruído a manter a máquina em modo de controle de frequência e no modo manual de controle de tensão, conforme estabelecido em instrução de operação.

Às 08h49, foi comunicado à Coelba que a recomposição fluente do corredor de Itapebi foi iniciada e que a SE Eunápolis já estava energizada. Em seguida, foi solicitado ao agente seguir a respectiva instrução de operação.

Às 09h13, foi solicitado ao Core Neoenergia sincronizar a segunda unidade geradora na UHE Itapebi, tendo em vista a carga suprida no momento de 140 MW e a consequente baixa frequência verificada.

Às 09h17, o Core Neoenergia informou que não era possível sincronizar uma segunda máquina, devido à baixa frequência apresentada pela unidade geradora UG03 da UHE Itapebi. Em vista disso, o ONS relatou que solicitaria corte de carga. Vale ressaltar que, neste instante, a geração da UG03 estava em 142 MW.

Diante desse cenário, o ONS destacou ao Core Neoenergia, às 09h29, a necessidade de investigar a causa que levou a unidade geradora sincronizada a apresentar um valor baixo de frequência, mesmo operando abaixo de sua capacidade (154 MW conforme declarado em CD-CT.NE.2SL.01). Na sequência, o Core Neoenergia informou que a equipe da usina estava atuando. Vale destacar que consta na instrução de operação IO.OI.NE.UITP, item 5.2.2, passo 3, na condição e limites associados, que é necessário a geração da UHE Itapebi ser superior a 60 MW para partir e sincronizar a segunda unidade geradora.

No período de 09h21 a 09h31 foram efetuados os cortes de quatro (4) blocos de carga pela Coelba nas subestações Eunápolis e Itabuna III, totalizando 84 MW de cargas interrompidas, ainda sem alcançar a frequência necessária para

sincronizar a segunda unidade geradora na UHE Itapebi, estando a UG03 com 85 MW de geração às 09h31.

Às 09h36, foi sincronizada a segunda unidade geradora UG01 na UHE Itapebi, sendo confirmada ao COSR-NE às 09h39.

Às 09h41, a unidade geradora UG03 da UHE Itapebi desligou, sendo informado pelo Core Neoenergia, às 09h47, que o desligamento ocorreu devido à atuação da proteção de potência reversa, provocando elevação da frequência.

No período de 09h48 a 10h05 houve o restabelecimento de 70 MW de carga interrompida da Coelba.

Às 09h57, foi sincronizada a segunda unidade geradora UG03 na UHE Itapebi, sendo confirmada ao COSR-NE às 09h58.

Às 10h00, o COSR-NE solicitou à Coelba a continuidade na recomposição das cargas.

Às 10h05, foi ligada a LT 230 kV Itapebi / Funil C1(F6) seguido, às 10h08, da energização do transformador 230 / 138 kV T6 da SE Funil, iniciando o processo de recomposição da subestação de Funil, concluindo o restabelecimento com sucesso. Entretanto, durante o processo de tomada de cargas da subestação, houve atuação do ERAC no alimentador de Coroa Vermelha, conforme relatado pela Coelba.

Às 10h05, a Coelba informou o restabelecimento de 10 MW na SE Eunápolis. Em seguida, o COSR-NE solicitou aguardar a recomposição da SE Funil para prosseguir com a tomada de carga.

Às 10h12, o COSR-NE solicitou à Coelba o desligamento da LT 138 kV Funil / Itabuna I J3 e da LT 138 kV Funil / Itabuna II J4, devido ao retorno de tensão para o barramento de 138 kV da SE Funil, fechando, posteriormente, o anel elétrico via setor de 138 kV entre as SE Funil e Itabuna III às 10h28.

A partir das 10h14, o COSR-NE autorizou o restabelecimento de carga na SE Funil.

Às 11h26, o ONS solicitou desligar o PSS e manter a frequência da UHE Itapebi em 60 Hz para possibilitar o fechamento em paralelo do corredor de recomposição Itapebi com o de Paulo Afonso IV, tendo sido confirmado pelo Core Neoenergia, às 10h30, que o estabilizador de potência (PPS) estava desabilitado e operando em modo de controle de frequência.

Às 11h32, o COSR-NE solicitou ao Core Neoenergia elevar a geração da UHE Itapebi para estabilizar a frequência em 60 Hz e possibilitar o fechamento do paralelo da área de Itapebi com o SIN.

Às 11h47, o COSR-NE questionou o Core Neoenergia sobre a frequência da UHE Itapebi, sendo informado que a equipe de campo estava atuando. Nesse contato o COSR-NE informou que efetuará corte de carga.

No período de 11h47 a 12h00, houve a interrupção de 41MW de cargas da Coelba.

Às 12h11, a CHESF informou ao COSR-NE que o fechamento do paralelo da área Itapebi com o SIN através da LT 230 kV Santo Antônio de Jesus / Funil C2(L3) não teve sucesso, pois o disjuntor não aceitou o comando, devido à diferença de 0,5 Hz na frequência.

Às 12h26, o ONS informou ao Core Neoenergia que, mesmo após o corte de 41 MW, não foi detectada a frequência de 60 Hz na UHE Itapebi. O agente comunicou que a equipe da usina estava trabalhando no ajuste manual.

Às 12h36, foi ligada a LT 230 kV Santo Antônio de Jesus / Funil C2 L3 integrando a área de Itapebi ao SIN.

A sequência completa da recomposição encontra-se listada no item 10.2 Tabelas de recomposição em anexo.

5.7.2.5 Recomposição da Área Sudoeste do Subsistema Nordeste

Após a perturbação, a Área Sudoeste permaneceu parcialmente energizada através da interligação Nordeste-Sudeste (SENE) pelas LT 500 kV R. das Éguas / S. da Mesa 2 C1, LT 500 kV Rio das Éguas / Luziânia C1 e LT 500 kV Rio das Éguas / Arinos C1, alimentando aproximadamente 400 MW de carga no interior da Bahia através das SE Rio das Éguas e Barreiras II.

A partir das 08h50, o COSR-NE informou aos agentes da área sobre a ocorrência da perturbação de grande impacto no Nordeste e orientou os agentes a preparem suas instalações, desenergizando-as para o processo de recomposição. Além disso, a configuração resultante na Área Sudoeste possibilitou o restabelecimento de carga interrompida no interior da Bahia com atendimento através do SIN, tendo sido autorizado a partir das 09h22 de forma coordenada.

Conforme a IO-RR.NE.SBSO, o corredor fluente de recomposição foi totalmente desenergizado durante a perturbação, configurando as condições para a utilização do recurso de autorrestabelecimento da UHE Sobradinho para o início da recomposição fluente nessa área elétrica. O referido procedimento operativo

energiza o trecho de 230 kV da SE Juazeiro II até a SE Brotas de Macaúbas, restabelecendo o montante de 215 MW de forma fluente. No entanto, dificuldades de autorrestabelecimento na UHE Sobradinho levaram ao início da recomposição de forma coordenada através de procedimento alternativo com a energização da instalação via SE Luiz Gonzaga, às 09h35. Nessa etapa, a recomposição ocorreu pela expansão da ilha que permaneceu energizada no sistema isolado do Subsistema Nordeste.

A recomposição coordenada ocorreu também, de forma simultânea, para energização do trecho de 500 kV Bom Jesus da Lapa II – Igaporã III a partir das 10h09, com tensão enviada a partir da SE Rio das Éguas, conectada ao SIN. Essa etapa foi balizada pelas instruções IO-RR.SENE, IO-PM.SENE, IO-PM.5NE e IO-PM.NE.2SO.

Dessa forma, a configuração resultante da Área Sudoeste após a perturbação possibilitou a recomposição tanto através do sistema isolado, quanto do SIN individualmente. No entanto, isso levou a um cenário cujas condições de manobras não estavam, em sua totalidade, previstas em instruções de operação. É importante ressaltar que o Submódulo 5.8 (Responsabilidades) em seu item 3.2 estabelece a seguinte responsabilidade para o Centro Nacional de Operação do Sistema – CNOS: "(b)Supervisionar as ações de recomposição das áreas de autorrestabelecimento na fase coordenada e as ações para interligações entre as áreas, intervindo no processo e realizando as devidas alterações quando julgar necessário ou quando solicitado pelos Centros de Operação do ONS – COSR."

Nos itens a seguir, são apresentados os principais marcos e pontos de atenção sobre o processo de recomposição da área Sudoeste do Nordeste.

Às 08h54, o COSR-NE solicitou à CHESF o realizar o autorrestabelecimento da UHE Sobradinho para recomposição fluente.

Às 08h58, o COSR-NE informou à COELBA que havia solicitado o autorrestabelecimento da UHE Sobradinho e que a Distribuidora poderia restabelecer montantes de carga, conforme a recomposição fluente da IO-RR.NE.SBSO.

Às 09h12, a CHESF sugeriu ao COSR-NE energizar a SE Sobradinho a partir da SE Luiz Gonzaga, mas o COSR-NE reiterou que a recomposição seria iniciada pelo autorrestabelecimento na UHE Sobradinho e que o Agente prosseguisse com as manobras.

Às 09h18, a LT 230 kV Barreiras II / Dianópolis II C1 foi ligada, energizando a SE Dianópolis na área de 230 kV do Tocantins.

Às 09h22, o COSR-NE autorizou a COELBA a restabelecer 40 MW no Sudoeste da Bahia.

Às 09h27, o COSR-NE autorizou a COELBA a restabelecer totalmente as cargas interrompidas nas Instalações que haviam permanecido energizadas no Sudoeste da Bahia após a perturbação.

Às 09h29, a CHESF declarou ao COSR-NE a indisponibilidade do autorrestabelecimento da UHE Sobradinho.

Às 09h34, a CHESF entrou em contato com o ONS/COSR-NE informando que partiu uma UG na UHE Sobradinho e que poderiam energizar a LT 500 kV Luiz Gonzaga / Sobradinho (05C4) e fazer o paralelo da UG em Sobradinho. O ONS alertou o Agente que a condição de energização da referida LT exigia a tensão de 503 kV na SE Luiz Gonzaga conforme a instrução de recomposição e, na ilha do Nordeste, havia instalações com tensões baixas e os ajustes necessários para a manobra na 05C4 iria prejudicar a condição de tensão no sistema isolado, citando como exemplos as SE Milagres e Açú III que estava com 506 kV e 484 kV, respectivamente, naquele instante. Portanto, reduzir 20 kV na SE Luiz Gonzaga iria prejudicar muito a perfil de tensão na ilha. Na sequência, o ONS/COSR-NE solicitou à CHESF que aguardasse o retorno da equipe de estudos do ONS, que estava avaliando flexibilizar as condições de atendimento para a manobra. O Agente informou ter partido a 01G3, enfatizando que uma UG não era suficiente para a recomposição da instalação, sendo questionado pelo ONS/COSR-NE que uma UG deveria ser suficiente para alimentar o serviço auxiliar da usina e, assim, partir outra unidade geradora, energizando, em seguida, o barramento da instalação. Logo em seguida, o ONS/COSR-NE recebeu a informação de que a manobra de energização da LT 500 kV Luiz Gonzaga / Sobradinho (05C4), com as condições da ilha naquele momento, estava autorizada e poderiam prosseguir com as manobras. No mesmo instante, ONS/COSR-NE autorizou a CHESF prosseguir com a manobra de energização da LT 500 kV Luiz Gonzaga / Sobradinho (05C4), que foi prontamente realizada pela CHESF.

Às 09h40, a SE Sobradinho foi energizada.

Às 09h58, o COSR-NE solicitou à CHESF ligar o PSS na UHE Sobradinho e sincronizar mais uma UG, seguindo o processo de recomposição fluente conforme o item de 4 da IO-RR.NE.SBSO.

Nesse momento, a fase fluente de recomposição da Área Sobradinho – Sudoeste foi declarada pelo COSR-NE, devendo os Agentes recompor com autonomia as SE 230 kV Sobradinho, Juazeiro II, Jaguari, Senhor do Bonfim II, Campo Formoso, Ouroândia, Irecê e Brotas de Macaúbas através da ilha do Nordeste.

Às 10h01, o COSR-NE solicitou à CHESF seguir com a recomposição fluente, podendo o Agente reduzir tensão para atender às condições de manobra de energização do 1º transformador de 500/230 kV na SE Sobradinho.

Às 10h06, o COSR-NE solicitou à TAESA ligar a LT 500 kV Rio das Éguas / Bom Jesus da Lapa II C (L1), iniciando a recomposição coordenada pela interligação Nordeste-Sudeste conforme a IO-RR.SENE.

Essa etapa de recomposição ocorreu de forma coordenada pelo COSR-NE, sendo energizadas as SE de 500 kV Bom Jesus da Lapa II e Igaporã III, seguidas da energização da SE Ibicoara, às 10h51, dando continuidade à energização da Área Sul do Nordeste.

Às 10h21, o COSR-NE autorizou a CHESF energizar o 2º transformador de 500/230 kV na SE Sobradinho.

Às 10h27, o COSR-NE reforçou com a CHESF que estava autorizado ligar o 2º transformador de 500/230 kV na SE Sobradinho, conforme já havia sido solicitado.

Às 10h30, o COSR-NE solicitou à CHESF sincronizar mais duas UG na UHE Sobradinho.

Às 10h41, o COSR-NE solicitou à CHESF comutação de tap na SE Sobradinho para controle de tensão na SE Irecê. A CHESF informou dificuldades para sincronizar as UG-5 e UG-6 na UHE Sobradinho.

Às 10h44, a COELBA questionou o COSR-NE se poderia restabelecer carga na SE Irecê, sendo solicitado pelo COSR-NE que seguissem o restabelecimento de carga conforme a recomposição fluente.

Às 11h01, o COSR-NE autorizou a CHESF a recompor os equipamentos da SE Igaporã II.

Às 11h13, a COELBA solicitou ao COSR-NE transferir carga da SE Juazeiro III para a SE Juazeiro II, sendo autorizado.

Às 11h21, a CHESF solicitou ao COSR-NE recompor os equipamentos do setor de 500 kV na SE Igaporã III, informando que o setor de 230 kV já havia sido energizado, mas o COSR-NE solicitou que o Agente aguardasse.

Às 11h33, a CHESF solicitou ao COSR-NE recompor os equipamentos do setor de 500 kV na SE Igaporã III, sendo solicitado pelo COSR-NE que o Agente aguardasse.

Às 11h38, o COSR-NE autorizou a CHESF a recompor o setor de 500 kV da SE Igaporã III.

Às 11h40, o COSR-NE informou à CHESF que não seria possível recompor o setor de 500 kV da SE Igaporã III, devido às configurações do sistema naquele momento, e solicitou que o Agente aguardasse.

Às 12h17, o COSR-NE autorizou a CHESF a ligar a LT 230 kV Tabocas do Brejo Velho / Bom Jesus da Lapa C1, fechando o anel 500/230 kV Barreiras II / Bom Jesus da Lapa II.

Às 12h51, a LT 230 kV Irecê / Brotas de Macaúbas C1 foi ligada, concluindo a fase de recomposição fluente.

Às 12h52, a LT 230 kV Brotas de Macaúbas / Bom Jesus da Lapa C1 foi ligada, fechando o anel 500/230 kV Sobradinho / Bom Jesus da Lapa II.

Nesse momento, a recomposição coordenada do setor de 500 kV da Área Sudoeste foi direcionada para as SE 500 kV Igaporã III, Gentio do Ouro, Morro do Chapéu, Orolândia, Sol do Sertão, Juazeiro III, Futura, Lavras e Oitis, assim como seus receptivos setores de 230 kV. Somente a partir da energização dessas instalações, foi possível liberar a geração renovável conectada no Sudoeste da Bahia.

Na SE Igaporã III, houve dificuldade para recompor o setor de 500 kV devido à configuração de atendimento para as manobras de energização do primeiro transformador de 500/230 kV. Conforme IO-RR.SENE, essa manobra não é permitida estando a instalação suprida exclusivamente pela LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II / Igaporã III C1 por questões de transitórios eletromagnéticos. Além disso, a energização das LT 500 kV Igaporã III / Janaúba 3 C1 ou C2 não poderia ser realizada até, pelo menos, estar atendida a condição de N-1 na SE Igaporã III conforme a IO-PM.SENE.

Às 12h50, a LT 500 kV Camaçari II / Sapeaçu C1 (Área Sul) foi ligada, alterando a condição de suprimento na SE Igaporã III. A partir desse momento, ocorreu a recomposição do restante dos equipamentos desligados no setor de 500 kV da SE Igaporã III.

Conforme as condições de manobra da IO-PM.5NE, a energização do trecho 500 kV nas SE Morro do Chapéu II – Orolândia – Gentio do Ouro deveria ocorrer, necessariamente, nessa ordem.

Às 14h19, a LT 500 kV Morro do Chapéu II / Sapeaçu C1 (Área Sul) foi ligada, sendo desligada automaticamente em seguida devido a dificuldades de controle

de tensão na SE Sapeaçu, assim como a falha de telecomando na SE Morro do Chapéu II. Por isso, somente foi possível energizar a SE Morro do Chapéu II a partir da LT 500 kV Morro do Chapéu II / Sapeaçu C1 às 15h09.

Após a energização do primeiro transformador 500/230 kV T4 na SE Morro do Chapéu II, ocorreu sobretensão no setor de 230 kV, que pôde ser controlada apenas quando o Compensador Estático -100 / + 200 Mvar CE-01 foi disponibilizado, em modo degradado, no setor de 500 kV da SE Morro do Chapéu II, às 16h03, após superados problemas no serviço auxiliar da instalação.

Às 15h49, o COSR-NE solicitou à COELBA retornar para a SE Juazeiro III a carga que havia sido transferida para a SE Juazeiro II às 11h13. A manobra era necessária para atendimento à condição de fluxo no primeiro transformador de 500 /230 kV energizado na SE Juazeiro III, de modo a permitir a energização do segundo transformador. A Distribuidora informou que havia geração de aproximadamente 40 MW conectada na sua rede alimentando cargas no eixo de Juazeiro e que havia a preocupação de desligamento da referida geração, podendo impactar em sobrecarga nos transformadores da SE Juazeiro III.

Às 16h04, foi iniciada a energização do trecho de 500 kV Morro do Chapéu II – Ourolândia – Gentio do Ouro, após superadas dificuldades de telecomando, com deslocamento de equipe da CYMMI para manobrar localmente equipamentos na SE Morro do Chapéu II.

A partir das 16h29, foi iniciada a liberação de geração renovável da Área Nordeste.

A sequência completa da recomposição encontra-se no item 10.2 Tabelas de recomposição em anexo.

5.7.2.6 Recomposição da Área Oeste do Subsistema Nordeste

Após a perturbação, a Área Oeste permaneceu parcialmente energizada pelas SE Curral Novo do Piauí II, Picos, Chapada I, II e III através da ilha do Nordeste, assim como permaneceu energizada a SE Gilbués II pelo SIN através da SE Barreiras II (Área Sudoeste), alimentando um total de aproximadamente 70 MW no interior do Piauí.

A partir das 08h50, o COSR-NE informou aos agentes da área sobre a ocorrência da perturbação de grande impacto no Subsistema Nordeste e orientou os agentes a prepararem suas instalações, desenergizando-as para o processo de recomposição.

Conforme a IO-RR.NE.SBOE, o corredor de recomposição fluente só não foi totalmente desenergizado porque a SE Picos permaneceu energizada pela SE

Tauá II, na Área Norte do Subsistema Nordeste. A dificuldade de recomposição fluente através do autorrestabelecimento na UHE Sobradinho levou à necessidade de recomposição coordenada com envio de tensão para a área Oeste, através do SIN (Interligação Norte-Nordeste), pela SE Colinas, a partir das 10h21, energizando o trecho de 500 kV SE Ribeiro Gonçalves - SE São João do Piauí – SE Sobradinho, conforme o item 4.1 da IO-RR.NNE. O fechamento do paralelo da ilha do Nordeste com o SIN ocorreu na SE Sobradinho às 10h49. É importante ressaltar que o Submódulo 5.8 (Responsabilidades) em seu item 3.2 estabelece a seguinte responsabilidade para o Centro Nacional de Operação do Sistema – CNOS: "(b)Supervisionar as ações de recomposição das áreas de autorrestabelecimento na fase coordenada e as ações para interligações entre as áreas, intervindo no processo e realizando as devidas alterações quando julgar necessário ou quando solicitado pelos Centros de Operação do ONS – COSR."

A partir desse marco, foi dado início à recomposição, com priorização de restabelecimento de carga na capital Teresina, de forma coordenada, até a energização do setor de 230 kV da SE Boa Esperança.

Após o início da tomada de carga em Teresina, foi autorizada a recomposição fluente do trecho 230 kV São João do Piauí – Elizeu Martins – Bom Jesus II. A recomposição das cargas nas SE Ribeiro Gonçalves e Parnaíba III ocorreu de forma coordenada, após o atendimento de condições de manobra para energização dos transformadores de 500/230 kV na SE Teresina II, conforme as IO-RR.NNE, OI-PM.5NE, IO-PM.NE.2OE e IO-OI.NE.TSD.

São pontos de destaque na recomposição desta Área a dificuldade de contato com a distribuidora Equatorial Piauí, cujo canal de comunicação somente foi normalizado às 12h10, e a falha de supervisão na SE Parnaíba III referente aos equipamentos da CELEO REDES.

Nos itens a seguir são apresentados os principais marcos e pontos de atenção sobre o processo de recomposição da Área Oeste do Subsistema Nordeste.

Às 08h54, o COSR-NE solicitou à CHESF realizar o autorrestabelecimento da UHE Sobradinho para a recomposição fluente.

Às 09h29, a CHESF declarou ao COSR-NE a indisponibilidade do autorrestabelecimento da UHE Sobradinho, inviabilizando o processo de recomposição fluente a partir da usina.

Às 10h32, foi concluída a energização do trecho de 500 kV SE Colinas – SE Ribeiro Gonçalves – SE São João do Piauí.

Às 10h49, a LT 500 kV São João do Piauí / Sobradinho C2 foi ligada, fechando o paralelo do sistema isolado do Nordeste com SIN.

Às 10h53, o CNOS informou ao COSR-NE a condição de dificuldade de recomposição no Norte devido a problemas no autorrestabelecimento da UHE Tucuruí.

Dessa forma, não seria possível enviar tensão para o setor de 500 kV da SE Teresina II, via SE Presidente Dutra. A estratégia adotada, nessa fase da recomposição coordenada, foi energizar a SE Boa Esperança através da SE São João do Piauí, recompondo o setor de 230 kV daquela subestação e enviar tensão até o setor de 230 kV da SE Teresina, de modo a iniciar o restabelecimento das cargas interrompidas, conforme a recomposição fluente prevista na IO-RR.NE.SBOE.

Às 11h05, o COSR-NE solicitou à CHESF enviar tensão para o setor de 230 kV da SE Boa Esperança e, a partir de lá, energizar o setor de 230 kV da SE Teresina. O COSR-NE enfatizou que a prioridade era restabelecer carga na capital Teresina e que estava autorizado a restabelecer até 200 MW.

Às 11h11, após tentativas sem sucesso de contato com a Equatorial Piauí, o COSR-NE solicitou à CHESF entrar em contato com o Agente para coordenar a etapa de recomposição fluente.

Às 11h34, o COSR-NE solicitou à CHESF retirar a isolação do reator na SE Boa Esperança e liberou mais 50 MW para restabelecimento de cargas em Teresina, limitando ao total de 250 MW.

Às 11h47, foi ligada a LT 500 kV Presidente Dutra / Boa Esperança, fechando o anel de 500 kV Imperatriz – Presidente Dutra – Boa Esperança – São João do Piauí.

Às 12h02, foi ligada a LT 230 kV Teresina / Coelho Neto C1, energizando o barramento de 230 kV da SE Coelho Neto, na área Maranhão.

Às 12h08, foi ligada a LT 500 kV Presidente Dutra / Teresina II. No entanto não foi possível ligar a transformação 500 /230 kV na SE Teresina II, devido à configuração do sistema. Às 12h15, ocorreu uma nova tentativa sem sucesso.

Às 12h10, a Equatorial Piauí realizou, com sucesso, um teste no canal de comunicação com o COSR-NE.

Às 12h17, o COSR-NE autorizou a NEXCERA a restabelecer todas as cargas interrompidas na SE Boa Esperança.

Às 12h22, foi verificado o desligamento da LT Gilbués II – São João do Piauí por atuação, no terminal de Gilbués II, das proteções Principal e Alternada, por lógica de recepção de transferência de disparo direto mantido (TDD) e no terminal de São João do Piauí das proteções Principal e Alternada, por recepção de Trip externo, devido à atuação acidental da proteção Intrínseca de 2º Estágio do relé Buchholz - fase A do reator de linha 500 kV 05E9 da SE São João do Piauí. Foi realizada análise e identificada a causa da atuação do relé 2º Estágio da Fase A do relé Buchholz do reator 05E9, devido à baixa isolação das fiações, e realizada a substituição da fiação, retornando o equipamento à normalidade.

Às 12h35, o COSR-NE solicitou à CHESF ligar o transformador 500 /230 kV 05T1 na SE São João do Piauí e restabelecer as cargas interrompidas na instalação.

Às 12h52, o COSR-NE solicitou à CHESF restabelecer as cargas em SE São João do Piauí e, em seguida, enviar tensão para SE Elizeu Martins, recompondo as cargas na instalação, mas sem fechar anel com a SE Picos.

Às 13h06, a EQUATORIAL informou que já tinha restabelecido todas as cargas na SE São João do Piauí.

Às 13h21, com o fechamento do anel de 500 kV Presidente Dutra - Fortaleza II, foi possível ligar os transformadores de 500/230 kV da SE Teresina II, viabilizando o restabelecimento de montantes maiores de carga interrompida que se encontrava limitada e atendida apenas pela transformação de 500 / 230 kV da SE Boa Esperança.

Às 13h33, o COSR-NE informou à Equatorial PI que solicitou à CHESF retomar a recomposição fluente do trecho de 230 kV SE Teresina – SE Piripiri, podendo haver o restabelecimento de cargas conforme a IO-RR.NE.SBOE.

Às 13h52, o setor de 230 kV da SE Ribeiro Gonçalves foi energizado, sendo a LT 230 kV Ribeiro Gonçalves / Balsas C1 ligada às 13h58, energizando a SE Balsas na Área Maranhão.

Às 13h55, o COSR-NE autorizou à CHESF o restabelecimento, em definitivo, das cargas nas SE Piripiri, Boa Esperança, Teresina, Teresina II e Teresina III, informando que a Equatorial Piauí já estava ciente.

Às 13h58, o COSR-NE autorizou a Equatorial Piauí a restabelecer toda a carga interrompida na SE Ribeiro Gonçalves.

Às 14h01, o COSR-NE autorizou a TAESA ligar a LT 230 kV Bom Jesus II / Elizeu Martins, porém, devido à elevação do perfil de tensão nas instalações, o COSR-NE solicitou ao Agente que a LT fosse desligada.

Às 14h04, a SE Parnaíba foi energizada pela LT 500 kV Bacabeira / Parnaíba III C1.

Às 14h15, o COSR-NE solicitou à CELEO REDES ligar o primeiro transformador de 500 / 230 kV na SE Parnaíba III e, na sequência, restabelecer o setor 230 kV e ligar um transformador 230 / 138 kV.

Às 14h19, o COSR-NE autorizou a TAESA a ligar a LT 230 kV Elizeu Martins / Bm Jesus II e recompor a SE Bom Jesus II, conforme a sua instrução de operação da instalação.

Às 14h20, o COSR-NE autorizou a Equatorial Piauí a restabelecer as cargas da SE Parnaíba III, assim que recebesse tensão.

Às 14h27, o COSR-NE alertou a CELEO REDES que a supervisão de seus equipamentos estava com falha nos dados analógicos e digitais.

Às 14h27, o COSR-NE questionou à TAESA o motivo do retardo na recomposição da carga na SE Bom Jesus 2, sendo alegado pelo Agente que estavam com dificuldade de contato com a Equatorial Piauí.

Às 14h30, o COSR-NE informou à TAESA que a Equatorial Piauí deveria entrar em contato com a Transmissora para restabelecer as cargas na SE Bom Jesus II.

Às 14h31, o setor de 230 kV da SE Parnaíba III foi energizado.

Às 14h42, foi ligada a LT 230 kV Gilbués II / Bom Jesus II, fechando o anel de 500 / 230 kV Gilbués – São João do Piauí.

Às 15h43, a Equatorial Piauí informou ao COSR-NE que a carga na SE Parnaíba III havia sido totalmente restabelecida às 14h45.

A sequência completa da recomposição encontra-se listada no item 10.2 Tabelas de recomposição em anexo.

5.7.3 Recomposição do Subsistema Norte

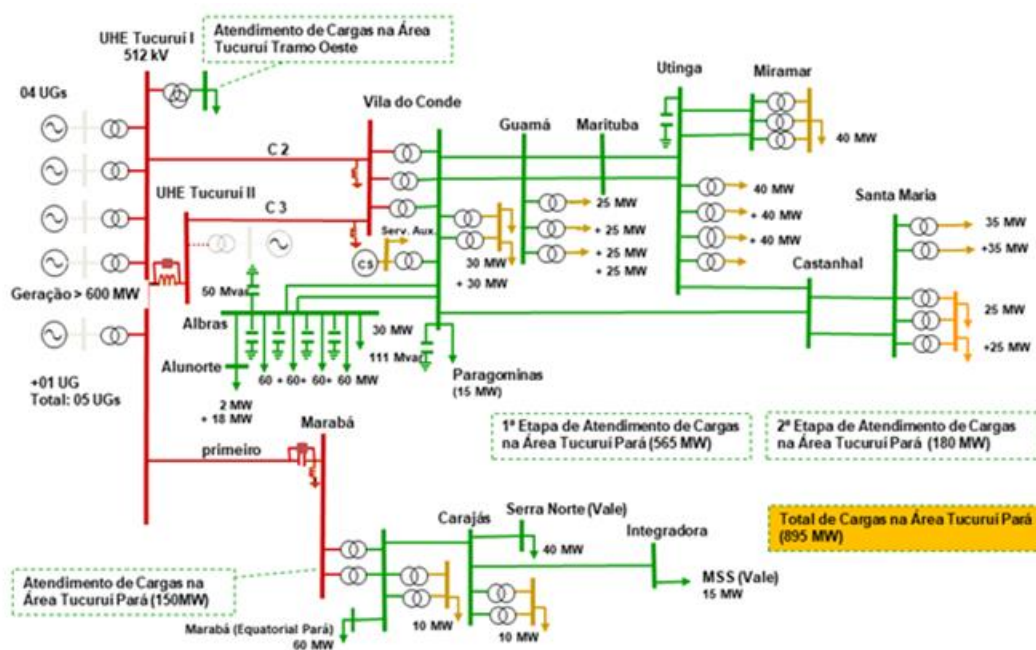
O Subsistema Norte foi integralmente desenergizado após a ocorrência. Dessa forma, o restabelecimento se deu em 6 frentes, seguindo as Instruções de Recomposição da Rede:

- Maranhão, a partir do autorrestabelecimento da UHE Estreito
- Pará, a partir do autorrestabelecimento da UHE Tucuruí.

- Tramo Oeste, a partir do autorrestabelecimento da UHE Tucuruí.
- Amapá, a partir do autorrestabelecimento da UHE Coaracy Nunes.
- Amazonas, a partir do autorrestabelecimento da UHE Balbina.
- Tocantins, a partir da recomposição da interligação Norte/Sul pela SE Serra da Mesa, que permaneceu energiza e integrada ao SIN.

5.7.3.1 Recomposição da Área Tucuruí Pará

Figura 5-56: Diagrama unifilar simplificado representando a fase fluente da Área Tucuruí Pará



Às 08h36, o COSR-NCO solicitou ao Centro de Operação da Geração Hidráulica – COGH (Eletronorte) a preparação da UHE Tucuruí para início da recomposição.

Às 08h39, o COSR-NCO informou ao Centro de Operação da Geração Hidráulica – COGH (Eletronorte) que houve blecaute nos Subsistemas Norte e Nordeste do país e que poderia ser dado início à recomposição fluente da UHE Tucuruí.

Às 08h50, o Centro de Operação da Geração Hidráulica – COGH (Eletronorte) informou ao COSR-NCO que já estavam com 04 unidades geradoras prontas para sincronizar. O COSR-NCO informou que poderiam seguir o procedimento.

Às 08h53, o Centro de Operação da Geração Hidráulica – COGH (Eletronorte) informou ao COSR-NCO que iriam ligar a unidade geradora 06, sendo necessário o fechamento do disjuntor 07 na SE Tucuruí. O COSR-NCO informou que iria solicitar o fechamento do disjuntor para o COI-G&T (Eletronorte).

Às 08h54, o COI-G&T (Eletronorte) informou ao COSR-NCO que precisava abrir os disjuntores de 500 kV 41 e 42 na SE Tucuruí, porém estava com dificuldades de comunicação com o COE-VISUS. O COSR-NCO informou que iria solicitar a abertura dos disjuntores.

Às 08h55, o COSR-NCO solicitou ao COE-VISUS a abertura dos disjuntores de 500 kV 41 e 42 da SE Tucuruí.

Às 08h58, o COE-VISUS informou ao COSR-NCO que estava sem comando remoto na SE Tucuruí, impossibilitando a abertura dos disjuntores de 500 kV 41 e 42. Informou ainda que também estava sem comando na SE Marituba.

Às 09h03, o COSR-NCO solicitou ao COI-G&T (Eletronorte) a abertura do disjuntor de 500 kV 03, do reator limitador TCRL7-01 da SE Tucuruí, para segregação da etapa 1 e a etapa 2 da SE Tucuruí, em virtude da indisponibilidade de comando remoto dos disjuntores de 500 kV 41 e 42 da SE Tucuruí.

Às 09h04, foi aberto o disjuntor de 500 kV 03 da SE Tucuruí.

Às 09h06, o Centro de Operação da Geração Hidráulica – COGH (Eletronorte) informou ao COSR-NCO que estava pronto para energização da barra 1 de 500 kV da SE Tucuruí. O COSR-NCO informou que estava autorizada a recomposição fluente pela UHE Tucuruí.

Às 09h07, o Centro de Operação da Geração Hidráulica – COGH (Eletronorte) solicitou ao COSR-NCO o fechamento do disjuntor 500 kV 07 da SE Tucuruí referente a unidade geradora 06.

Às 09h09, foi fechado o disjuntor de 500 kV 07 da SE Tucuruí.

Às 09h09, o Centro de Operação da Geração Hidráulica – COGH (Eletronorte) solicitou ao COSR-NCO autorização para energização da barra 1 de 500 kV da SE Tucuruí, sendo novamente autorizado.

Às 09h11, energizada a barra 1 de 500 kV da SE Tucuruí, pela unidade geradora 06.

Às 09h14, o Centro de Operação da Geração Hidráulica – COGH (Eletronorte) informou ao COSR-NCO que já estava com a barra 1 de 500 kV da SE Tucuruí

energizada. O COSR-NCO informou que poderiam ser sincronizadas mais três unidades geradoras.

Às 09h18, o Centro de Operação da Geração Hidráulica– COGH (Eletronorte) solicitou ao COSR-NCO o fechamento dos disjuntores da barra 1 de 500 kV da SE Tucuruí. O COSR-NCO informou que iria solicitar o fechamento de todos os disjuntores da barra 1 de 500 kV da SE Tucuruí.

Às 09h23, o COSR-NCO solicitou ao COI-G&T (Eletronorte) fechamento dos disjuntores de 500 kV 01, 13 e 16 da SE Tucuruí.

Às 09h24, foram fechados os disjuntores de 500 kV 01 e 16 da SE Tucuruí.

Às 09h25, foi fechado o disjuntor de 500 kV 13 da SE Tucuruí.

Às 09h28, houve abertura automática do disjuntor de 500 kV 13 da SE Tucuruí.

Às 09h31, o COSR-NCO informou ao COI-G&T (Eletronorte) a abertura do disjuntor de 500 kV 13 da SE Tucuruí. O COSR-NCO solicitou o fechamento do disjuntor de 500 kV 04 da SE Tucuruí.

Às 09h35, foram ligadas as unidades geradoras 01 e 12 da UHE Tucuruí.

Às 09h41, foi ligada a unidade geradora 03 da UHE Tucuruí.

Às 09h41, UHE Tucuruí foi preparada para recomposição fluente com 04 unidades geradoras sincronizadas (UGs 01, 03, 06 e 12).

Às 09h44, o COSR-NCO informou ao COI-G&T (Eletronorte) que a UHE Tucuruí já estava com 04 unidades geradoras sincronizadas e questionou se existia alguma dificuldade para envio de tensão para a SE Vila do Conde. O COI-G&T (Eletronorte) informou que os disjuntores da LT 230 kV Tomé Açú / Vila do Conde C2 ainda estavam fechados na SE Vila do Conde. O COSR-NCO informou que iria verificar.

Às 09h46, o COSR-NCO questionou o COS-COTESA sobre os disjuntores da LT 230 kV Tomé Açú / Vila do Conde C2 que ainda estavam fechados na SE Vila do Conde. O COS-COTESA informou que não havia conseguido abrir os disjuntores na SE Vila do Conde, mas que, na SE Tomé Açú, os disjuntores estavam abertos. O COSR-NCO informou que iria proceder com a energização da barra da SE Vila do Conde junto com a LT e que a recomposição da carga na SE Tomé Açú não estava autorizada.

Às 09h48, foi ligada a LT 500 kV Tucuruí / Vila do Conde C2.

Às 09h52, o COSR-NCO solicitou ao COI-G&T (Eletronorte) que fosse ligado o primeiro transformador na SE Vila do Conde, energizando o barramento de 230 kV, mas que antes fosse ligado o reator 4 para dar condições de tensão.

Às 10h00, o COI-G&T (Eletronorte) informou ao COSR-NCO que tinha energizado o barramento 230 kV da SE Vila do Conde. O COI-G&T (Eletronorte) solicitou autorização para ligar um transformador 230 / 69 kV na SE Vila do Conde para manter o serviço auxiliar, sendo autorizado pelo ONS/COSR-NCO. Foi autorizado também o restabelecimento de 30 MW de cargas. O COSR-NCO autorizou ainda, ligar a LT 230 kV Vila do Conde / Paragominas e restabelecer 2 MW de cargas e ligar a LT 230 kV Vila do Conde / Guamá C1.

Às 10h04, o COSR-NCO solicitou informação ao COI-G&T (Eletronorte) sobre o andamento do retorno do transformador 230 / 69 kV da SE Vila do Conde e da LT 230 kV Vila do Conde / Guamá. O COI-G&T (Eletronorte) ficou de verificar.

Às 10h17, o COSR-NCO informou à Equatorial Pará que iria ser ligado o primeiro transformador 230 / 69 kV na SE Vila do Conde e autorizou a recomposição de no máximo 30 MW de cargas por este transformador. O COSR-NCO autorizou ainda, o restabelecimento de 25 MW de cargas na SE Guamá.

Às 10h20, o COSR-NCO autorizou o COS-COTESA a ligar a LT 230 kV Tomé Açú / Vila do Conde C2 e restabelecer as cargas.

Às 10h24, o COSR-NCO questionou o COI-G&T (Eletronorte) sobre a recomposição do 69 kV da SE Vila do Conde. O COI-G&T (Eletronorte) informou que ainda não tinham realizado. No mesmo contato foi autorizada a recomposição do 230 kV da SE Tucuruí conforme recomposição fluente da Área Tramo Oeste.

Às 10h26, foi iniciado o restabelecimento das cargas na SE Guamá, com 62 MW.

Às 10h27, foi iniciado o restabelecimento das cargas na SE Tome Açú, com 21 MW.

Às 10h27, o COS-COTESA informou ao COSR-NCO que já havia ligado o TR-1 230 / 138 kV da SE Tomé Açú e solicitou autorização para ligar o TR-2 230 / 138 kV. O COSR-NCO autorizou ligar o TR-2 230 / 138 kV da SE Tomé Açú.

Às 10h29, o COSR-NCO solicitou ao COI-G&T (Eletronorte) que fosse ligado um dos circuitos da LT 230 kV Guamá / Marituba e que em seguida poderia ser ligada a LT 230 kV Marituba / Utinga e ligado um dos transformadores 230 / 69 kV da SE Utinga.

Às 10h30, o COSR-NCO informou à Equatorial Pará que já havia solicitado a recomposição da SE Utinga e que estava autorizado o restabelecimento de até 40 MW de cargas na SE Utinga a partir do momento que a subestação estivesse energizada.

Às 10h33, foi iniciado o restabelecimento das cargas na SE Vila do Conde, com 10 MW.

Às 10h36, foi iniciado o restabelecimento das cargas na SE Utinga, com 61 MW.

Às 10h42, o COS-COTESA informou ao COSR-NCO que ainda não tinha ligado o TR-2 230 / 138 kV da SE Tomé Açú devido à dificuldade de contato com a equipe de manutenção. O COS-COTESA disponibilizou e solicitou autorização para retorno do TR-2 230 / 138 kV da SE Tomé Açú, sendo autorizado pelo ONS/COSR-NCO.

Às 11h11, o COSR-NCO informou ao COI-G&T (Eletronorte) que poderia ser restabelecido os 180 MW de cargas da SE Albrás, coordenado. O COSR-NCO questionou se haviam conseguido fechar o disjuntor 10 referente ao TF-8 230 / 69 kV na SE Vila do Conde, COI-G&T (Eletronorte) informou que ainda não haviam conseguido fechar o disjuntor. O COSR-NCO autorizou ligar a LT 500 kV Marabá / Tucuruí C2.

Às 11h17, o COSR-NCO autorizou o COI-G&T (Eletronorte) a ligar a LT 230 kV Vila do Conde / Guamá C2, a LT 230 kV Guamá / Marituba C2 e a LT 230 kV Marituba / Utinga C2.

Às 11h20, o COSR-NCO informou à Equatorial Pará que iria ser realizada a energização da transformação 230 / 69 kV da SE Marituba e que estava autorizado o restabelecimento de 30 MW de cargas.

Às 11h20, o COSR-NCO questionou o Centro de Operação da Geração Hidráulica – COGH (Eletronorte) se as unidades geradoras da UHE Tucuruí estavam em modo de controle de frequência (isócrono). O Centro de Operação da Geração Hidráulica– COGH (Eletronorte) informou que a UHE Tucuruí não possui modo de controle de frequência, sendo o controle apenas no modo de potência. O COSR-NCO solicitou que fosse elevado 100 MW de geração para controle de frequência, a frequência no momento estava em 57,4 Hz. O COSR-NCO solicitou que fosse elevada geração até que a frequência atingisse 60 Hz.

Às 11h22, o COSR-NCO autorizou a Equatorial Pará o restabelecer mais 30 MW de cargas na SE Miramar, totalizando 60 MW.

Às 11h23, o COSR-NCO autorizou o COI-G&T (Eletronorte) a ligar a LT 230 kV Vila do Conde / Paragominas e a restabelecer 30 MW de cargas.

Às 11h26, o COSR-NCO solicitou ao COI-G&T (Eletronorte) que fosse suspensa a elevação de carga da SE Albrás, devido a UHE Tucuruí estar com dificuldades para o controle de frequência.

Às 11h27, o COSR-NCO solicitou ao Centro de Operação da Geração Hidráulica – COGH (Eletronorte) a elevação da frequência até 60,5 Hz na UHE Tucuruí. O COSR-NCO questionou se haviam conseguido alterar para o modo de controle de frequência, o Centro de Operação da Geração Hidráulica– COGH (Eletronorte) informou que não.

Às 11h31, o Centro de Operação da Geração Hidráulica – COGH (Eletronorte) informou ao COSR-NCO que estavam com a frequência em 60,7 Hz na UHE Tucuruí. O COSR-NCO solicitou o sincronismo de mais uma unidade geradora.

Às 11h34, foi sincronizada a unidade geradora 05 da UHE Tucuruí.

Às 11h34, o COSR-NCO solicitou ao Centro de Operação da Geração Hidráulica – COGH (Eletronorte) o sincronismo de mais uma unidade geradora na UHE Tucuruí.

Às 11h41, o COSR-NCO informou o COI-G&T (Eletronorte) que já estavam em condições de fechar o paralelo entre Tucuruí e Imperatriz. O COSR-NCO autorizou ligar a LT 500 kV Marabá / Imperatriz C2. As manobras para ligar a LT foram realizadas durante o contato, porém o COI-G&T informou que o disjuntor 06 na SE Imperatriz não havia aceitado comando e iria verificar com a instalação.

Às 11h43, o COSR-NCO solicitou a Equatorial Pará o restabelecimento de 60 MW de cargas.

Às 11h50, foi autorizado o restabelecimento de até 180 MW de cargas na Albrás.

Às 11h51, a frequência na UHE Tucuruí atingiu 60,1 Hz.

Às 12h00, foi ligada a LT 500 kV Imperatriz / Marabá C2, fechando o paralelo entre a Área Tucuruí Pará e o restante do SIN.

Às 12h45, a Equatorial Pará confirmou ao COSR-NCO que todas as cargas da SE Marituba já estavam restabelecidas. Também já estavam completamente restabelecidas as cargas nas SE Guamá, Marituba, Utinga, Santa Maria e Miramar e toda a área do Tramo Oeste.

Às 12h50, o COSR-NCO questionou o COI-G&T (Eletronorte) sobre o restabelecimento das cargas na SE Serra Norte. O COI-G&T informou que tentou ligar a LT 230 kV Carajás / Serra Norte C1, mas sem sucesso. Durante o contato foi ligada a LT 230 kV Carajás / Serra Norte C2. O COSR-NCO informou que necessitava dessa LT com carga para dar prosseguimento na recomposição.

Às 13h49, o COSR-NCO autorizou a Equatorial Pará a restabelecer todas as cargas que ainda estavam interrompidas na área Pará.

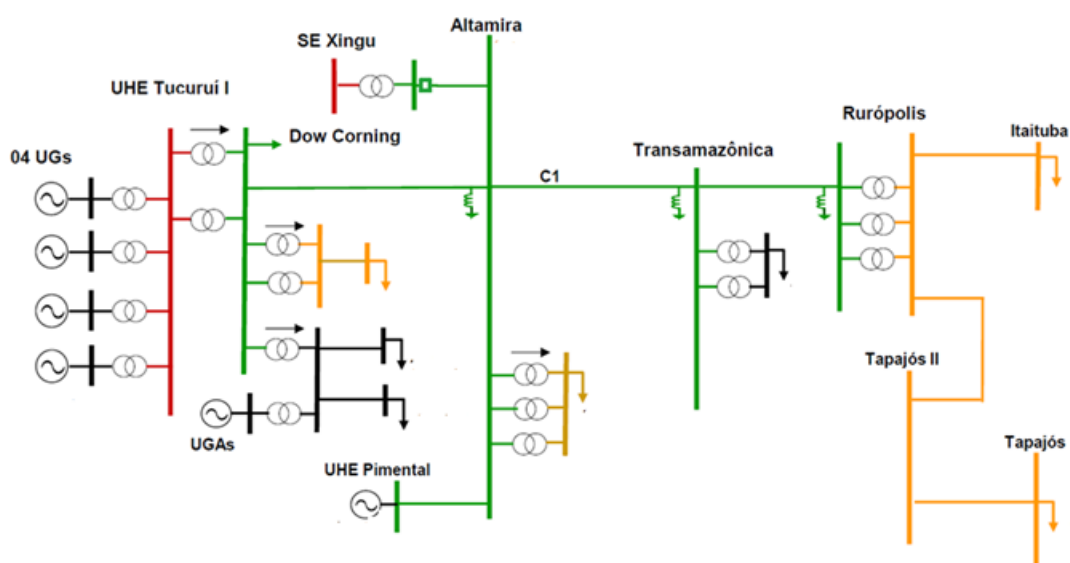
Às 13h50, foi ligada a LT 500 kV Itacaiúnas / Colinas C1, fechando um anel de 500 kV com o SIN.

Às 14h33, foi concluída a recomposição de todas as cargas da Equatorial Pará, conforme informação do Boletim de Interrupção do Suprimento de Energia (BISE).

A seqüência completa da recomposição dos equipamentos encontra-se listada no item 10.2 Tabelas de recomposição em anexo.

5.7.3.2 Recomposição da Área Tramo Oeste

Figura 5-57: Diagrama unifilar simplificado representando a fase fluente da Área Tramo Oeste



Às 08h51, o COG da Eletronorte informou ao COSR-NCO que estava com 4 UGs de Tucuruí disponíveis para sincronizar, é autorizado pelo COSR-NCO.

Às 08h54, o COG da Eletronorte ligou para o COSR-NCO solicitando que fosse fechado o DJ 7 da SE Tucuruí referente a UG 6.

Às 08h54, o COSR-NCO solicitou ao COI G&T da Eletronorte que fosse fechado o DJ 7 da SE Tucuruí referente a UG 6 para dar prosseguimento a recomposição fluente.

Às 09h11, foi iniciado o Black Start da UHE Tucuruí, sendo que a 4ª unidade geradora foi sincronizada às 09h41, muito tempo além do esperado nos Procedimentos de Rede, principalmente pela necessidade de contatos operacionais entre o ONS e o agente Eletronorte. O COSR-NCO fez a ponte entre a usina Tucuruí e o COI G&T nos preparativos para a sincronização das 4 unidades geradoras necessárias para o início da recomposição fluente.

Às 10h28, foi ligado o transformador TR 1 de 500/230 kV da SE Tucuruí e às 10h34 foi ligada a LT 230 kV Tucuruí / Altamira C1, dando sequência à recomposição fluente da área Tramo Oeste.

Às 10h35, foi ligada a LT 230 kV Tucuruí / Altamira C1 e o transformador TF 1 de 230/69 kV, dando início ao restabelecimento das cargas na Área Tramo Oeste.

Às 10h40, foi ligado o TF 1 de 230/69 kV da subestação Tucuruí, dando seguimento ao restabelecimento das cargas.

Às 10h54, foi ligada a LT 230 kV Altamira / Transamazônica C1 e o TF 1 de 230/34,5 kV da subestação Transamazônica, iniciando o restabelecendo as cargas nesta SE.

Às 10h57, foi ligada a LT 230 kV Rurópolis / Transamazônica C1 e às 10h58 foi ligado o TR 1 de 230/138 kV da subestação Rurópolis, dando seguimento nesta subestação ao restabelecimento das cargas da área.

Às 11h11, foi ligada a LT 230 kV Altamira / SE Pimental C1 e às 11h12 foram ligadas as LT 230 kV Altamira / SE Pimental C2 e C3.

Às 11h41, foi ligada a LT 138 kV Rurópolis / Tapajós II C1.

Às 11h43, foi ligada a LT 138 kV Tapajós II / SE Tapajós C1 e às 11h45 foi ligada a LT 138 kV Curuá-Una / SE Tapajós C1.

Às 11h51, foi sincronizada a UG 1 da UHE Curuá-Una.

Às 11h52, foi ligado o TF3 de 230/69 kV da subestação Altamira, reforçando a transformação para a tomada de mais carga.

Às 11h53 e às 11h54, foram ligados os TR 2 e 3 de 230 / 138 kV da subestação Rurópolis, reforçando a transformação para a tomada de mais carga, respectivamente.

Às 11h57 e às 11h59, foram sincronizadas as UGs 2 e 3 da UHE Curuá-Uma, respectivamente.

Às 12h19, foi ligada a LT138 kV Tapajós II / SE Tapajós C2.

Às 12h23, foi sincronizada a UG 2 da UHE Pimental.

Às 12h45, houve o desligamento automático da barra de 138 kV da SE Rurópolis, interrompendo cerca de 60 % das cargas já restabelecidas, envolvendo as SE 138 kV Itaituba, Tapajós II e Tapajós e rejeitando a geração da UHE Curuá-Uma (12 MW). O processo de recomposição retornou em seguida, reiniciando às 12h49, sendo que o restabelecimento das cargas foi concluído às 13h42.

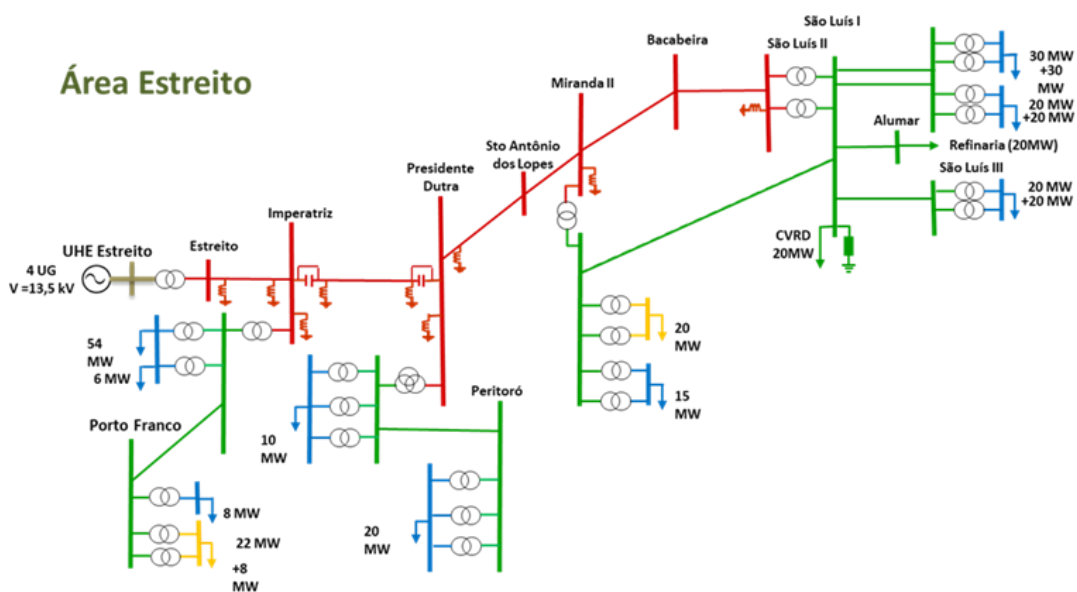
O ONS observou pelo sistema de supervisão (REGER) que havia ações de controle de tensão na SE Rurópolis, houve alteração do TAP 16 para o TAP 12 na transformação de 230/138 kV, minutos antes da ocorrência, elevando a tensão de 123 kV (às 12h30) para 128 kV (às 12h44).

No decorrer do processo de recomposição notou-se um misto de recomposição fluente e coordenada.

A sequência completa da recomposição dos equipamentos encontra-se listada no item 10.2 Tabelas de recomposição em anexo.

5.7.3.3 Recomposição da Área Estreito (Maranhão)

Figura 5-58: Diagrama unifilar simplificado representando a fase fluente da área Estreito



A recomposição da Área Estreito iniciou-se pela UHE Estreito a partir das 09h25, conforme previsto na instrução de operação IO.RR.NE.ESTR – Recomposição da Área Estreito, porém, às 11h02, houve o desligamento da UHE Estreito, segundo informações do COS Engie, por oscilação de frequência, interrompendo todo o processo de recomposição iniciado. Visando agilizar a recomposição, o COSR-NCO optou por realizar um processo de recomposição alternativo, pela LT 500 kV Colinas / Imperatriz às 11h12.

Às 08h47, o COSR-NCO entrou em contato com o COS-Engie e solicitou ao agente preparar a UHE Estreito para iniciar o processo de recomposição fluente.

Às 09h08, o COSR-NCO questionou o COS-Engie sobre o processo de recomposição. O COS-Engie comentou que estava pronto para iniciar o processo de recomposição. O COSR-NCO solicitou iniciar o processo de recomposição fluente, com o sincronismo de quatro (4) unidades geradoras da UHE Estreito, com tensão terminal em 13,5 kV.

Às 09h15 o COSR-NCO entrou em contato com o COS Engie e questionou sobre o processo de sincronismo das unidades geradoras, sendo confirmado pelo agente o sincronismo de duas unidades geradoras, e estava iniciando o processo de mais duas.

Às 09h25, foram sincronizadas as unidades geradoras 03, 05, 06 e 08 da UHE Estreito. Nesse mesmo horário, o barramento de 500 kV da SE Imperatriz recebeu tensão. A configuração da SE Imperatriz estava preparada conforme IO-OI.NE.IZ (revisão 28).

Às 09h30, o COS Engie informou ao COSR-NCO que já tinha enviado tensão.

Às 09h34, ligada a LT 500 kV Imperatriz / Presidente Dutra C1, energizando o barramento 1 de 500 kV da SE Presidente Dutra. Observação: A SE Presidente Dutra não estava totalmente preparada, conforme IO-OI.NE.PD (revisão 20), para a recomposição fluente. Observado que o disjuntor PDDJ7-07 de 500 kV (da LT 500 kV Imperatriz / Presidente Dutra C1) estava fechado, e os disjuntores do lado 230 kV do autotransformador PDAT7-01 da SE Presidente Dutra estavam abertos. Também não foi observado ao menos um disjuntor de 69 kV da transformação 230/69 kV da SE Presidente Dutra fechado.

Às 09h35, ligada a LT 500 kV Presidente Dutra / Santo Antônio dos Lopes, energizando o barramento de 500 kV da SE Santo Antônio dos Lopes. Nesse mesmo minuto ocorreu o desligamento automático da LT 500 kV Imperatriz / Presidente Dutra C1, LT 500 kV Presidente Dutra / Santo Antônio dos Lopes, além

dos barramentos de 500 kV da SE Presidente Dutra e SE Santo Antônio dos Lopes.

Às 09h39, ligada novamente a LT 500 kV Imperatriz / Presidente Dutra C1, energizando o barramento de 500 kV da SE Presidente Dutra. Observação: Novamente, a SE Presidente Dutra não estava totalmente preparada, conforme IO-OI.NE.PD (revisão 20), para a recomposição fluente. Observado que o disjuntor PDDJ7-07 de 500 kV (da LT 500 kV Imperatriz / Presidente Dutra C1) estava fechado, bem como os disjuntores do lado 230 kV do autotransformador PDAT7-01 da SE Presidente Dutra estavam abertos. Também não foi observado ao menos um disjuntor de 69 kV da transformação 230/69 kV da SE Presidente Dutra fechado.

Às 09h42, ligada a LT 500 kV Presidente Dutra / Santo Antônio dos Lopes, energizando o barramento de 500 kV da SE Santo Antônio dos Lopes.

Às 10h02, ligada a LT 500 kV Miranda II / Santo Antônio dos Lopes, energizado o barramento de 500 kV da SE Miranda II.

Às 10h03, ocorreram os desligamentos automáticos da LT 500 kV Miranda II / Santo Antônio dos Lopes, desenergizando o barramento de 500 kV da SE Miranda II, e da LT 500 kV Presidente Dutra / Santo Antônio dos Lopes, desenergizando o barramento de 500 kV da SE Santo Antônio dos Lopes.

Às 10h08, ligada novamente a LT 500 kV Presidente Dutra / Santo Antônio dos Lopes, energizando o barramento de 500 kV da SE Santo Antônio dos Lopes.

Às 10h09, ligada novamente a LT 500 kV Miranda II / Santo Antônio dos Lopes, energizando o barramento de 500 kV da SE Miranda II.

Às 10h10, ocorreram novos desligamentos automáticos da LT 500 kV Miranda II / Santo Antônio dos Lopes, desenergizando o barramento de 500 kV da SE Miranda II, e da LT 500 kV Presidente Dutra / Santo Antônio dos Lopes, desenergizando o barramento de 500 kV da SE Santo Antônio dos Lopes.

Às 10h26, ligado o transformador TR-1 500 / 230 kV da SE Presidente Dutra. Obs: A LT 500 kV Presidente Dutra / Santo Antônio dos Lopes não estava com fluxo de 170 MW (LT desligada), sendo essa uma das condições para energizar o primeiro TF-1 500/230 kV da SE Presidente Dutra.

Às 10h27, ligado o transformador TF-5 230 / 69 kV da SE Presidente Dutra, com fluxo de 10 MW.

Às 10h29, o COSR-NCO autorizou a Equatorial Maranhão a restabelecer todas as cargas da SE Presidente Dutra.

Às 10h54, o COS-Engie consultou o COSR-NCO se poderia elevar a geração total da UHE Estreito, sendo autorizado elevar de 57 MW para 87 MW. O COSR-NCO informou que coordenaria com o agente as próximas elevações.

Às 10h55, ligada a LT 230 kV Presidente Dutra / Peritoró C1 energizando os barramentos 1 e 2 de 230 kV da SE Peritoró. Obs: A SE Peritoró não estava totalmente preparada, conforme IO-OI.NE.PR (revisão 18), para a recomposição fluente. Observado que o disjuntor RDB6-01 de interligação de barra de 230 kV não estava fechado, bem como não foi observado ao menos um disjuntor de 69 kV da transformação 230/69 kV da SE Peritoró fechado.

Às 10h55, o COSR-NCO informou à Equatorial Maranhão que já tinha energizado a SE Peritoró e que assim que fosse ligado o transformador estava autorizado a restabelecer 15 MW de cargas.

Às 10h57, ligado o transformador TF-1 230 / 69 kV da SE Peritoró, com fluxo de 4 MW.

Às 10h58, ligado o transformador TF-1 230 / 69 kV da SE Presidente Dutra, com fluxo de 6 MW.

Às 11h01, a Equatorial Maranhão informou ao COSR-NCO que havia ocorrido a atuação do ERAC em um dos seus equipamentos. O COSR-NCO informou que a frequência estava normal.

Às 11h02, ocorreu o desligamento da UHE Estreito, por oscilação de frequência, interrompendo o processo de recomposição. Em consequência, todos os equipamentos que já estavam ligados, foram desenergizados.

Às 11h04, o COS-Engie informou ao COSR-NCO que o desligamento da UHE Estreito ocorreu devido a oscilação de frequência. O COSR-NCO informou que iriam realizar a recomposição por procedimento alternativo.

Às 11h08, o COSR-NCO solicitou ao COS-Engie a abertura do disjuntor 17 e do disjuntor 18, na SE Imperatriz, da LT 500 kV UHE Estreito / Imperatriz.

Às 11h12, ligada a LT 500 kV Colinas / Imperatriz, enviando tensão para a SE Imperatriz a partir do SIN, energizando o barramento 2 de 500 kV da SE Imperatriz.

Às 11h14, ligada a LT 500 kV Imperatriz / Presidente Dutra C1, energizando o barramento 1 de 500 kV da SE Presidente Dutra. Obs: Novamente, a SE

Presidente Dutra não estava totalmente preparada, conforme IO-OI.NE.PD (revisão 20), para a recomposição fluente. Observado que o disjuntor PDDJ7-07 de 500 kV (da LT 500 kV Imperatriz / Presidente Dutra C1) estava fechado, bem como os disjuntores do lado 230 kV do autotransformador PDAT7-01 da SE Presidente Dutra estavam abertos. Também não foi observado ao menos um disjuntor de 69 kV da transformação 230/69 kV da SE Presidente Dutra fechado.

Às 11h17, ligada a LT 500 kV Presidente Dutra / Santo Antônio dos Lopes energizando o barramento de 500 kV da SE Santo Antônio dos Lopes.

Às 11h18, ligada a LT 500 kV Miranda II / Santo Antônio dos Lopes energizando o barramento de 500 kV da SE Miranda II.

Às 11h21, ligada a LT 500 kV Bacabeira / Miranda II energizando o barramento 2 de 500 kV da SE Bacabeira. Nesse mesmo minuto ligada a LT 500 kV Bacabeira / São Luís II energizando o barramento 1 de 500 kV da SE São Luís II.

A sequência completa da recomposição encontra-se listada no item 11.1 – Tabelas de Recomposição em anexo.

Às 11h22, iniciada a recomposição das cargas pela Equatorial Maranhão.

Às 11h25, ligada a LT 230 kV São Luís II / São Luís III C1, energizando os barramentos 230 kV da SE São Luís III.

Às 11h31, foi ligada a LT 230 kV São Luís II / São Luís I C1, energizando os barramentos 230 kV da SE São Luís I.

Às 12h00, foi ligada a LT 500 kV Imperatriz / Marabá C2, fechando o paralelo com a área Tucuruí (Pará).

Às 12h02 foi ligada a LT 230 kV Teresina / Coelho Neto C1, energizando o barramento 230 kV da SE Coelho Neto a partir da área Oeste do Subsistema Nordeste.

Às 12h10, o COSR-NCO solicitou ao COS-Engie o sincronismo de 04 unidades geradoras na UHE Estreito.

Às 12h17, ligada a LT 230 kV Chapadinha II / Coelho Neto C1, energizando o barramento 2 230 kV da SE Chapadinha II.

Às 12h17, o COSR-NCO solicitou ao COT-CYMI ligar a LT 500 kV Miranda II / São Luís II C3.

Às 12h20, o COSR-NCO questionou o COT-CYMI sobre o andamento do retorno da LT 500 kV Miranda II / São Luis II C3. O COT-CYMI informou que estava realizando os procedimentos para ligar a LT.

Às 12h22, o COSR-NCO questionou novamente o COT-CYMI sobre o retorno da LT 500 kV Miranda II / São Luis II C3. O COT-CYMI informou que não havia conseguido ligar a LT no sentido normal, devido a falha no comando “nível 3” e solicitou autorização para tentar ligar a LT no sentido inverso. O COSR-NCO não autorizou o retorno da LT 500 kV Miranda II / São Luis II C3 no sentido inverso.

Às 12h22, sincronizada a unidade geradora 01 da UHE Estreito,

Às 12h23, sincronizada a unidade geradora 03 da UHE Estreito.

Às 12h23, o COSR-NCO solicitou ao COT-CYMI ligar a LT 500 kV São Luis II / São Luis IV C1.

Às 12h25, sincronizada a unidade geradora 05 da UHE Estreito.

Às 12h25, o COSR-NCO questionou o COT-CYMI sobre o andamento do retorno da LT 500 kV São Luis II / São Luis IV C1. O COT-CYMI informou que estava fechando os disjuntores naquele momento, o COSR-NCO aguardou o fechamento. O COT-CYMI informou que não havia conseguido realizar o comando de fechamento dos disjuntores do circuito 1. O COSR-NCO autorizou ligar o circuito 2 e aguardou a realização dos comandos ainda durante o contato. O COT-CYMI informou que também não teve sucesso para ligar a LT 500 kV São Luis II / São Luis IV C2. O COSR-NCO então solicitou ligar a LT 230 kV Chapadinha II / Miranda II C1. O COSR-NCO informou ao fim do contato que aguardava um retorno sobre as falhas de comandos e que a SE São Luis IV permanecia desenergizada em decorrência das falhas.

Às 12h26, sincronizada a unidade geradora 08 da UHE Estreito.

Às 12h28, ligada a LT 230 kV São Luís II / Miranda II C1.

Às 12h30, ligada a LT 500 kV Miranda II / Presidente Dutra C2.

Às 12h30, o COSR-NCO solicitou ao COT-CYMI ligar a LT 230 kV São Luis II / São Luis IV C1.

Às 12h32, o COT-CYMI informou ao COSR-NCO que estava impossibilitado de realizar comando na SE São Luis II devido a perda de supervisão. O COSR-NCO solicitou que fosse informado assim que tivesse condições de retornar com as manobras.

Às 12h34, o COSR-NCO autorizou a Equatorial Maranhão restabelecer todas as cargas na SE Presidente Dutra e na SE Miranda II.

Às 12h34, o COT-CYMI informou ao COSR-NCO que já tinha condições de realizar as manobras na SE São Luis II.

Às 12h35, o COSR-NCO solicitou ao COT-CYMI ligar a LT 500 kV São Luis II / São Luis IV C1. O COSR-NCO aguardou a realização das manobras ainda durante o contato, porém o COT-CYMI informou que estava aguardando a equipe local e que estaria realizando as manobras na sequência. O COSR-NCO reiterou que necessitava do retorno das LT de imediato.

Às 12h42, ligada a LT 230 kV Chapadinha II / Miranda II C1, fechando um anel com a área Oeste do Subsistema Nordeste.

Às 12h48, ligada a LT 230 kV Miranda II / Peritoró C1, energizando os barramentos 1 e 2 230 kV da SE Peritoró e ligado o TF-1 230 / 69 kV da SE Peritoró. Às 12h49, energizada a LT 230 kV Imperatriz / Porto Franco C1, por meio do terminal da SE Imperatriz, desligando em seguida.

Às 12h49, o COSR-NCO questionou o COT-CYMI o retorno da LT 500 kV São Luis II / São Luis IV C1 e o COT-CYMI informou que estava tratando com a equipe de manutenção. O COSR-NCO autorizou ainda, o restabelecimento de 20 MW de cargas na SE Chapadinha II.

Às 12h53, ligada a LT 230 kV Caxias II / Coelho Neto C1, energizando os barramentos 1 e 2 230 kV da SE Caxias II. Às 12h53, o COT-CYMI informou ao COSR-NCO que não estava conseguindo contato com a Equatorial Maranhão para a tomada de carga na SE Chapadinha II. O COSR-NCO informou que iria realizar contato.

Às 12h53, o ONS/COSR-NCO autorizou a Equatorial Maranhão a restabelecer 20 MW de cargas na SE Chapadinha II.

Às 12h57, o COSR-NCO questionou novamente ao COT-CYMI a condição de realização de comando para energização da SE São Luis IV. O COT-CYMI informou que estava com dificuldades para realização dos comandos.

Às 13h00, o COT-CYMI informou ao COSR-NCO que havia conseguido energizar a LT 500 kV São Luis II / São Luis IV C2 no terminal da SE São Luis II. O COSR-NCO autorizou ligar a LT 500 kV São Luis II / São Luis IV C2, fechando o terminal na SE São Luis IV.

Às 13h01, ligada a LT 500 kV São Luís II / São Luís IV C2, energizando o barramento 500 kV da SE São Luís IV.

Às 13h08, o COSR-NCO questionou a Equatorial Maranhão se existiam cargas ainda a serem restabelecidas e em quais subestações. A Equatorial Maranhão confirmou e informou que eram em diversas subestações. O COSR-NCO autorizou o restabelecimento de todas as cargas na SE Miranda II, São Luis I, Peritoró e Porto Franco.

Às 13h13, o COSR-NCO solicitou a Equatorial Maranhão que fosse suspendida a tomada de cargas, pois estava verificando uma instabilidade no sistema do Maranhão.

Às 13h17, o COSR-NCO autorizou a Equatorial Maranhão a restabelecer 50 MW de cargas na SE Peritoró.

Às 13h24, o COSR-NCO solicitou ao COT-CYMI ligar o AT-1 500 / 230 kV da SE São Luis IV.

Às 13h30, ligada a LT 230 kV Imperatriz / Porto Franco C1, energizando o barramento 230 kV da SE Porto Franco.

Às 13h44, ligada a LT 230 kV Encruzo Novo / Miranda II C1, energizando os barramentos 230 kV A e B da SE Encruzo Novo.

Às 13h47, o COSR-NCO questionou o COT-CYMI sobre o andamento das manobras para ligar o AT-1 500 / 230 kV da SE São Luis IV. O COT-CYMI informou que estava com dificuldades e que estava em contato com a manutenção. O COSR-NCO solicitou que fosse realizada tentativa pelo AT-2 500 / 230 kV da SE São Luis IV.

Às 13h59, o COSR-NCO autorizou o COS-NEXCERA a ligar um transformador na SE Caxias II e realizada a tomada de carga e na sequência ligar o segundo transformador.

Às 14h02, o COSR-NCO solicita ao COT-CYMY informações sobre as manobras na SE São Luis IV. O COT-CYMI informou que estava com muitas dificuldades, estavam com equipe de manutenção tentando verificar o motivo de não estarem conseguindo comando de nível 2 e nível 3. O COSR-NCO questionou se existia condições para ligar a LT 500 kV São Luis II / São Luis IV C1, sendo confirmado pelo COT-CYMI, porém o COSR-NCO informa que não poderia ser realizado o retorno da LT pois provocaria a elevação de tensão e que retornaria o contato. O COT-CYMI informou que os transformadores e linhas de transmissão estavam disponíveis.

Às 14h05, o COSR-NCO questionou o COT-CYMI se era possível retornar com o AT-1 500 / 230 kV da SE São Luis IV. O COT-CYMI informou que iria retornar com o transformador. O COSR-NCO informou que essa era a solicitação inicial, e que conforme informações do próprio COT-CYMI não era possível devido a falha de comando. O COT-CYMI informou que iria executar o comando.

Às 14h07, o COSR-NCO autorizou a Equatorial Maranhão restabelecer todas as cargas, com exceção das cargas da SE São Luis IV.

Às 14h20, o COSR-NCO solicitou ao COT-CYMI ligar a LT 500 kV São Luís II / São Luís IV C1.

Às 14h25, o COSR-NCO questionou o COT-CYMI sobre a existência de novos problemas para realizar comando na SE São Luis IV, sendo confirmado pelo COT-CYMI. O COT-CYMI informou que já havia solicitado para a equipe de manutenção verificar.

Às 14h31, ligadas as LT 500 kV São Luís II / São Luís IV C1 e LT 500 kV Açailândia / Imperatriz C1.

Às 14h31, o COT-CYMI informou ao COSR-NCO que havia sido ligada a LT 500 kV São Luís II / São Luís IV C1. O COSR-NCO solicitou ligar o AT-2 500 / 230 kV da SE São Luis IV.

Às 14h32, o COSR-NCO autorizou a Equatorial Maranhão restabelecer todas as cargas do estado do Maranhão.

Às 14h34, o COSR-NCO questionou o COT-CYMI se existia alguma dificuldade para ligar o AT-2 500 / 230 kV da SE São Luis IV. O COT-CYMI informou que estavam com dificuldades, mas que já estavam verificando.

Às 14h40, o COT-CYMI informou ao COSR-NCO que foi ligado o AT-2 500 / 230 kV da SE São Luis IV.

Às 14h46, o COSR-NCO solicitou ao COT-CYMI ligar a LT 500 kV Miranda II / São Luis II C3.

Às 14h57, o COT-CYMI informou ao COSR-NCO que estava com dificuldades para ligar a LT 500 kV Miranda II / São Luis II C3 na SE Miranda II e que a equipe de manutenção já estava verificando. O COSR-NCO informou que aguardaria nova disponibilização da LT.

Às 15h05, o COT-CYMI disponibilizou ao COSR-NCO a LT 500 kV Miranda II / São Luis II C3. O COSR-NCO autorizou ligar a LT.

Às 15h07, o COT-CYMI solicita ao COSR-NCO nova autorização para ligar a LT 500 kV Miranda II / São Luis II C3. O COSR-NCO autorizou ligar a LT.

Às 15h12, ligada a LT 500 kV Miranda II / São Luis II C3.

Às 15h30, o COSR-NCO solicitou ao COT-CYMI ligar a LT 230 kV São Luis II / São Luis IV C1.

Às 15h33, ligada a LT 230 kV São Luis II / São Luis IV C1.

Às 15h33, o COSR-NCO questionou a Equatorial Maranhão se ainda tinha carga interrompida. A Equatorial Maranhão informou que ainda tinha carga interrompida na SE São Luis IV e que não estavam conseguindo restabelecer as cargas.

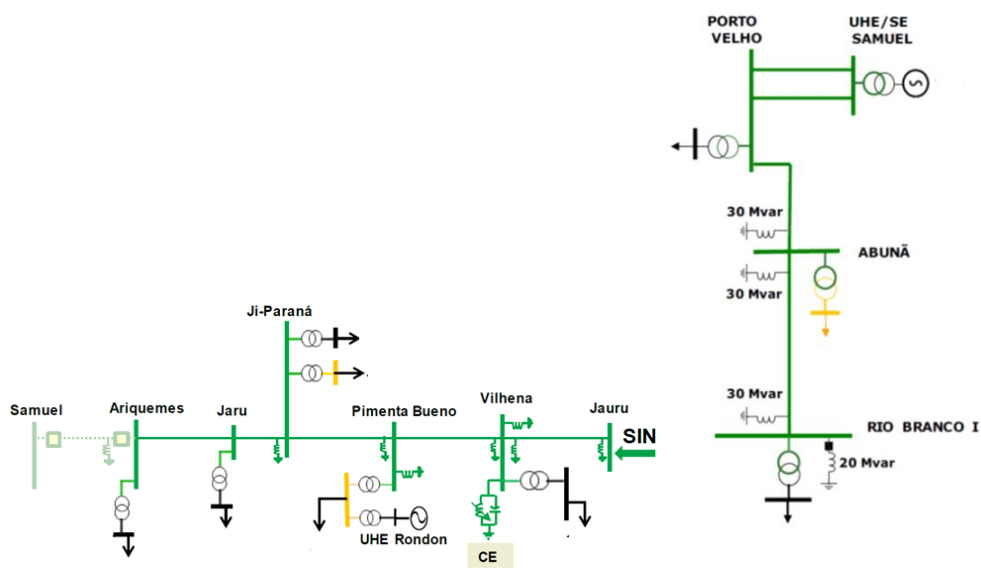
Às 15h37, ligado o AT-1 500 / 230 kV da SE São Luis IV.

Às 15h55, foi concluída a recomposição de todas as cargas da Equatorial Maranhão, conforme informação do Boletim de Interrupção do Suprimento de Energia (BISE).

A sequência completa da recomposição dos equipamentos encontra-se listada no item 10.2 Tabelas de recomposição em anexo.

5.7.3.4 Recomposição da Área Acre/Rondônia

Figura 5-59: Diagrama unifilar simplificado representando a área Acre/Rondônia



Às 08h36 o COG Eletronorte solicitou ao COSR-NCO autorização para iniciar o autorrestabelecimento (*Black-Start*) da UHE Samuel, mas as subestações Samuel e Porto Velho não estavam preparadas para a recomposição fluente.

Às 08h44 o COSR-NCO perguntou ao COG da Eletronorte se o PSS da UHE Samuel estava desligado, sendo confirmado às 08h48 que o PSS estava desligado.

Às 08h49 a SE Samuel concluiu a preparação para a recomposição fluente. No mesmo minuto, o COSR-NCO autorizou o COG da Eletronorte a sincronizar uma UG na UHE Samuel e informou que a recomposição seria fluente.

Às 08h51 foi iniciado o Black Start da UHE Samuel, dentro do tempo esperado nos Procedimentos de Rede, mas somente após o COSR-NCO solicitar ao COI G&T da Eletronorte e à CELEO a preparação das instalações para o início da recomposição fluente da Área Samuel.

Às 08h54, foi ligada a LT 230 kV Porto Velho / Samuel C2, energizando o barramento de 230 kV da SE Porto Velho, dando início à recomposição dos equipamentos.

Às 09h10 O COSR-NCO perguntou ao COI G&T Eletronorte sobre o andamento da recomposição fluente da Área Samuel, relativo aos transformadores 230/69 kV da SE Porto Velho, sendo informado que os transformadores ainda não estavam preparados com relação ao TAP e que não estavam conseguindo fazer pelo centro de operação.

A recomposição da Área Samuel seguiu num misto entre fluente e coordenada sendo observado tempo adicional pela necessidade de contatos operacionais entre o ONS e o agente Eletronorte.

Às 09h01, foi partida a primeira UG da UHE Santo Antônio 230 kV (UG 45) por meio de autorrestabelecimento (*Black-Start*);

Às 09h17, foi ligada a LT 230 kV Ji-Paraná / Pimenta Bueno C2, energizando o barramento de 230 kV da SE Ji-Paraná.

Às 09h18, foi iniciado o restabelecimento das cargas em Rondônia.

Às 09h38, foi ligada a LT 230 kV Porto Velho / Abunã C2, energizando o barramento de 230 kV da SE Abunã.

Às 09h45, foi ligada a LT 230 kV Abunã / Rio Branco I C2, energizando o barramento de 230 kV da SE Rio Branco I.

Às 09h46, foi ligada a LT 230 kV Jaru / Ji-Paraná C1, energizando o barramento de 230 kV da SE Jaru.

Às 09h58, foi ligada a LT 230 kV Ariquemes / Jaru C1, energizando o barramento de 230 kV da SE Jaru.

Às 09h58, foi iniciado o restabelecimento das cargas no Acre.

Às 10h27, foi ligada a LT 230 kV Santo Antônio / Porto Velho C1 fechando o paralelo entre a UHE Santo Antônio 230 kV e a SE Porto Velho.

Às 10h29, foi ligada a LT 230 kV Samuel / Ariquemes C2 fechando o paralelo do Acre Rondônia com o SIN.

Às 11h13 foi ligada a LT 230 kV Coletora Porto Velho / Porto Velho C1, energizando o barramento de 230 kV da SE Coletora Porto Velho.

Às 11h30, foi ligada a LT 230 kV Feijó / Rio Branco I C1, energizando o barramento de 230 kV da SE Feijó.

Às 11h30, foi concluído o restabelecimento das cargas no Acre.

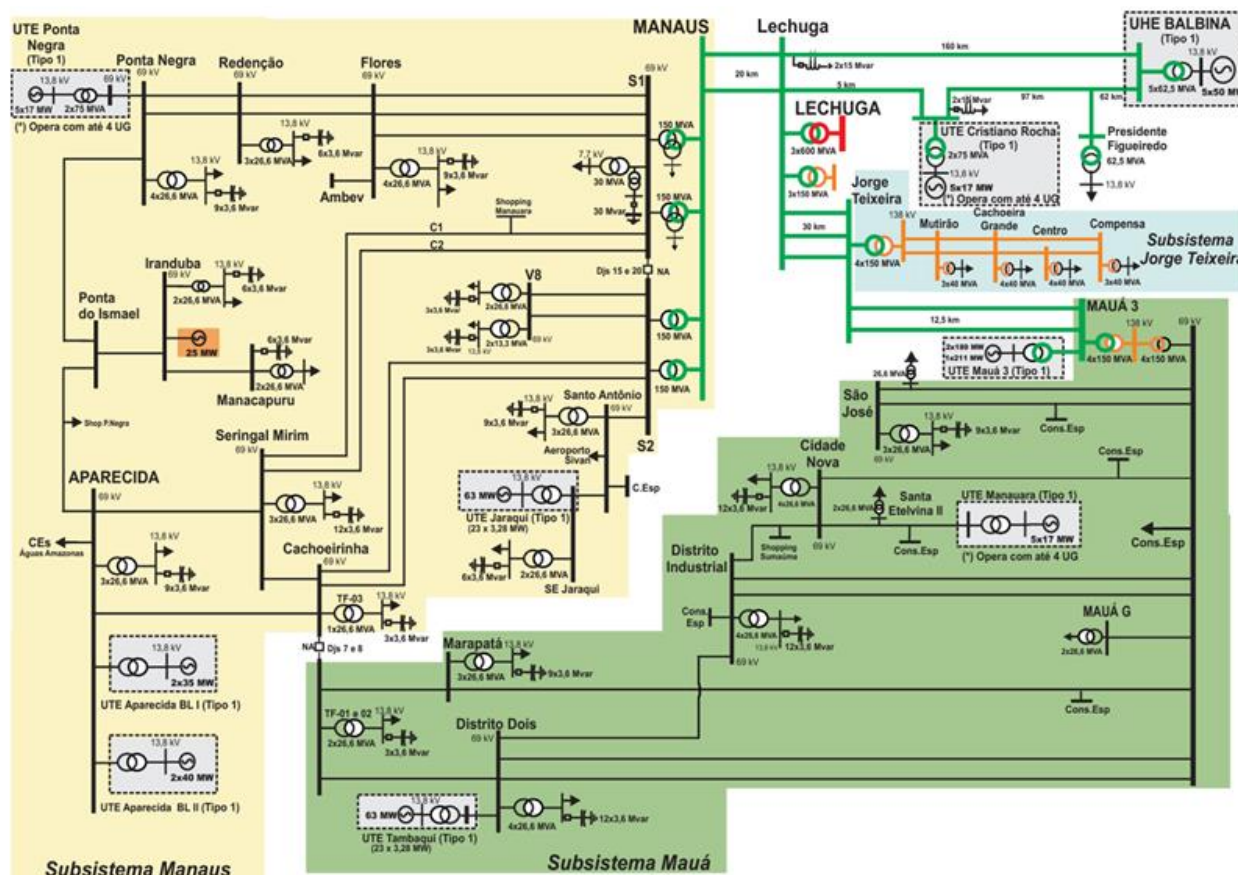
Às 11h42, foi concluído o restabelecimento das cargas em Rondônia.

Às 14h21 foi desbloqueado o *Back-to-Back* da SE Coletora Porto Velho, fechando o anel da área Acre-Rondônia com o SIN.

A sequência completa do processo de recomposição dos equipamentos da área Acre/Rondônia encontra-se listada no item 10.2 Tabelas de recomposição em anexo.

5.7.3.5 Recomposição Fluente da Área Manaus

Figura 5-60: Diagrama da área Manaus



Às 09h04, a COR Manaus informou que a Eletronorte não estava conseguindo contato para fazer as tratativas com o COSR-NCO e que as máquinas da UHE Balbina já estavam energizadas rodando a vazio por meio do autorrestabelecimento (*Black-Start*).

Às 09h05, o COSR-NCO tentou contato com o COG ELN AM, sem sucesso. O ONS já havia feito uma outra tentativa às 09h03.

Às 09h08, o COSR-NCO ligou para a COR-Manaus e informou que estava sem contato com Balbina solicitando ao agente intermediar o contato com a usina, autorizando o início da recomposição fluente da área de Balbina. Também autorizou a Amazonas GT a, assim que houvesse tensão na barra da SE Balbina, enviasse tensão para Manaus.

Às 09h12, o COG ELN AM tentou contato com o COSR-NCO sem sucesso.

Às 09h17, a UG 3 da UHE Balbina foi sincronizada, energizando a barra da SE Balbina. Na sequência, as LT 230 kV Balbina / Lechuga e Lechuga / Manaus foram ligadas.

Às 09h18, o TF4 230/69 kV da SE Manaus foi ligado.

Às 09h27, a Amazonas Energia informou ao COSR-NCO que já tinha tensão em Aparecida, sendo autorizada a dar sequência na recomposição fluente.

Às 09h27, a LT 230 kV Lechuga / Jorge Teixeira foi ligada. Na sequência, o TR1 230/138 kV da SE Jorge Teixeira foi ligado, energizando o subsistema Jorge Teixeira.

Às 09h28, a LT 230 kV Jorge Teixeira / Mauá III foi ligada.

Às 09h44, a Gera Amazonas informou ao COSR-NCO que recebeu tensão em Ponta Negra e pediu autorização para retornar com a usina. O COSR-NCO informou que a usina faz parte da recomposição fluente e deveria seguir a IO de recomposição.

Às 09h49, os TR 1 230/138 kV e TF02 138/69 kV da SE Mauá 3 foram ligados, energizando o Subsistema Mauá.

Às 09h59, a UTE Jaraqui informou ao COSR-NCO que iria receber tensão e pediu autorização para retornar com a usina. O COSR-NCO autorizou proceder conforme recomposição fluente.

Às 10h00, a UTE Manauara solicitou autorização para retornar com a usina, sendo autorizado pelo COSR-NCO.

Às 10h04, a UTE Cristiano Rocha informou ao COSR-NCO que recebeu tensão e pediu autorização para retornar com a usina. O COSR-NCO autorizou sincronizar 3 unidades e deixá-las no mínimo.

Às 10h18, o COG-ELN-AM informou que o hot-line foi normalizado.

Às 10h28, o COSR-NCO solicitou ao COG-ELN-AM partir máquinas e elevar geração nas UTEs Aparecida e Mauá 3. O agente informou que conseguiu entrar com a UG 7 da UTE Aparecida, que estava desligada e disponível, mas que, como não houve resfriamento das UGs 8, 9 e 10, travaram o eixo e a previsão de retorno era de quatro horas. Para a UTE Mauá 3, informou que a previsão de retorno era de uma hora.

Às 10h29, a UTE Jaraqui informou ao COSR-NCO que havia recebido tensão e pediu autorização para retornar com a usina, sendo autorizado pelo COSR-NCO.

Às 10h30, a UTE Manauara informou que sincronizou a UG04, mas a mesma desligou. Por esse motivo, solicitou novamente autorização para retornar com a UG04, sendo autorizado pelo COSR-NCO.

Às 10h35, o COSR-NCO autorizou a UTE Tambaqui a retornar.

Às 10h38, o COSR-NCO solicitou à Amazonas Energia para interromper a recomposição de cargas e para cortar 50 MW da carga já recomposta, tendo em vista que a frequência estava afundando e havia risco de desligamento de toda a área.

Às 10h39, o COSR-NCO solicitou à Amazonas Energia que a recomposição das cargas fosse interrompida para estabilizar a frequência em 60 Hz, reforçando o comando da ligação anterior.

Às 10h43, a UTE Manauara informou que a UG 04 desligou novamente às 10h43 e solicitou nova autorização para retornar com a UG 04, sendo autorizado pelo COSR-NCO.

Às 10h57, o COG ELN AM solicitou autorização para sincronizar a UG01 na UTE Mauá 3, sendo autorizado pelo COSR-NCO.

Às 11h11, a UTE Cristiano Rocha informou que a usina foi sincronizada e estava com 53 MW.

Às 11h14, o COG ELN AM solicitou autorização para sincronizar UG 10 de Aparecida, sendo autorizado pelo COSR-NCO.

Às 11h24, a UTE Manauara reforçou a solicitação feita às 10h44 para sincronizar a UG04, pois só conseguiu preparar a máquina nesse momento. Também solicitou reprogramar a geração da usina para 66 MW até o final do dia, o que foi autorizado pelo COSR-NCO.

Às 11h40, o COG ELN AM informou a sincronização da UG 10 da UTE Aparecida às 11h36 e solicitou autorização para sincronizar UG 9, sendo autorizado pelo COSR-NCO. O agente também informou que precisaria de mais uma hora para sincronizar a UG 2 da UTE Mauá.

Às 12h03, a UTE Jaraqui informou ao COSR-NCO que atingiu a potência máxima.

Às 12h14, o COG ELN AM disponibilizou a UG 8 da UTE Aparecida, sendo autorizada a sincronização e solicitado elevar para o máximo.

Às 12h33, o COG ELN AM informou a sincronização da UG 8 de Aparecida.

Às 12h53, o COG ELN AM solicitou a sincronização da UG02 de Mauá 3. O COSR-NCO autorizou elevar para o programa, em 264 MW.

Às 13h31, foi ligado o transformador TR-02 500/230 kV da SE Lechuga, fechando o paralelo da área Manaus com o SIN.

Às 13h32, o COSR-NCO informou ao COG ELN AM que Manaus foi interligada ao SIN às 13h31 e solicitou desativar o controle secundário de frequência de Balbina.

Às 13h37, a Amazonas Energia foi autorizada a restabelecer toda a carga.

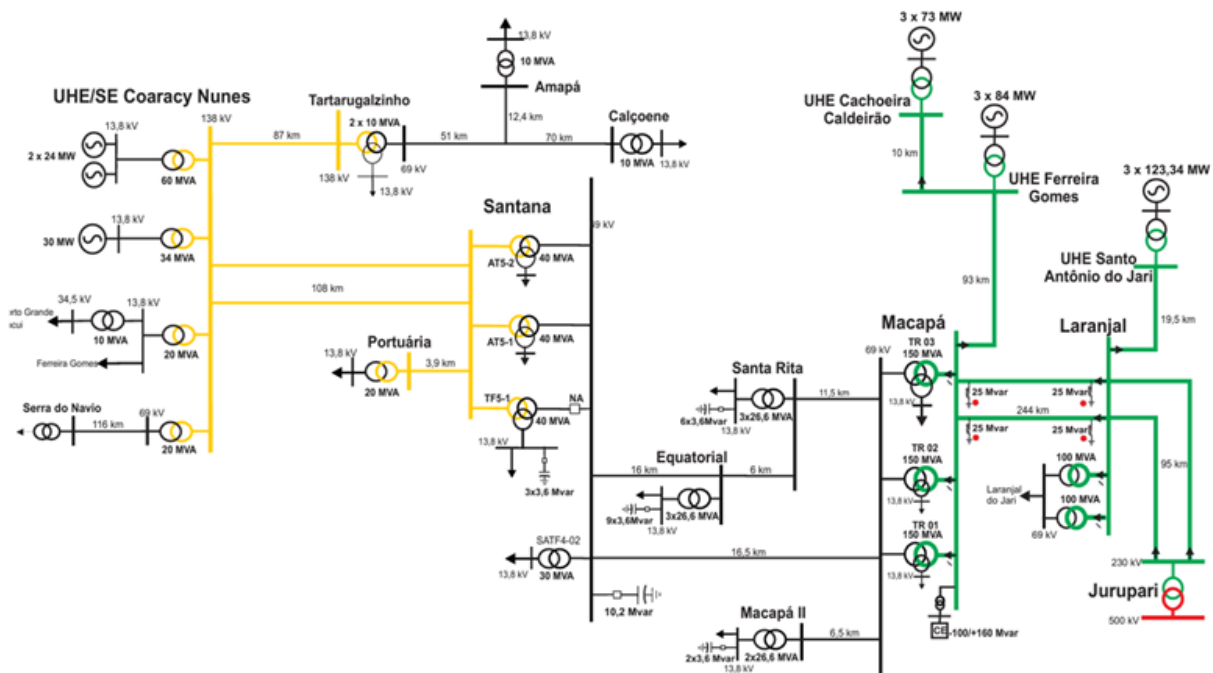
Às 13h46, a Amazonas Energia informou que 100% da carga de Manaus estava atendida, só restando as cargas alimentadas pela SE Parintins.

Às 16h39, foi concluída a recomposição de todas as cargas do Amazonas.

A sequência completa do processo de recomposição dos equipamentos da área Manaus encontra-se no item 10.2 Tabelas de recomposição em anexo.

5.7.3.6 Recomposição Fluente da Área Macapá

Figura 5-61: Diagrama da área Macapá



A supervisão pelo ONS da recomposição fluente da área Macapá ficou prejudicada, em face da falha de comunicação entre o ONS e a Equatorial Amapá no período das 09h12 às 13h48. Em face dessa dificuldade, foi necessário a utilização de canais da telefonia celular os quais não são gravados.

Em reunião realizada entre o ONS e a Equatorial Amapá, teve-se a informação de que foram realizadas cinco tentativas de recomposição: às 09h19, às 09h27, às 10h31, às 10h40 e, finalmente, às 11h13, quando foi dada sequência à recomposição fluente. Estas tentativas deverão ser detalhadas pelos agentes Eletronorte e Equatorial Amapá.

Além deste problema de comunicação, foram verificados vários problemas de supervisão, dificultando o acompanhamento, por parte do ONS, do processo de recomposição.

Às 08h37, a CEA solicitou informação da perturbação sendo informada do blecaute.

Às 08h46, o COSR-NCO autorizou a recomposição fluente para Coaracy Nunes.

Às 08h46, COSR-NCO informou à CEA que UHE Coaracy Nunes estava autorizada a realizar a recomposição fluente, devendo coordenar o processo conforme IO.

Às 09h07, o COT ESOL informou que a SE Macapá 69 kV estava preparada para a recomposição.

Observou-se pelo sistema de supervisão do ONS que, a partir das 08h50, as unidades geradoras 01 e 02 da UHE Coaracy Nunes estavam rodando a vazio e excitadas. Entretanto, apenas a partir de 11h19 ficou em serviço a UG01.

Às 11h42, foi iniciado o processo de recomposição fluente, a partir do sincronismo da UG-02.

Às 11h57, a barra de 69 kV da SE Macapá foi energizada pela UHE Coaracy Nunes, havendo, nesse momento, cerca de 28 MW de carga atendida no Sistema Amapá.

Às 13h31, ocorreu o fechamento do paralelo da área Amapá com o SIN através do secundário do transformador 2 de 230 / 69 kV da SE Macapá.

Às 14h17, haviam sido recompostos cerca de 95% da carga do Amapá.

Às 16h18, foi concluída a recomposição de todas as cargas do Amapá.

Às 12h23, o COSR-NCO solicitou à ENERGISA abrir o disjuntor 9094 na SE Jurupari, pois teria que recompor carga na SE Jurupari, para depois energizar a SE Oriximiná, de forma reduzir a tensão elevada. Solicitou ainda fechar o disjuntor 9022 na SE Xingu da LT 500 kV Xingu / Jurupari C2 e complementar o vão na SE Xingu, porém a manobra não teve sucesso. Neste instante ocorreu falha de supervisão momentânea em Jurupari, sendo informado que a equipe de campo estava tentando intervir.

Às 12h32, o COSR-NCO informou à ENERGISA que teria que refazer a configuração na SE Jurupari para energizar a LT 500 kV Xingu / Jurupari C1. Durante a manobra de desconfigurar o reator 500 kV RT2, ocorreu novamente falha no comando, sendo necessário acionar a equipe local. Após abertura dos disjuntores referentes ao reator RT2, o COSR-NCO solicitou agilidade para configurar o bay referente ao C1 na SE Jurupari.

Às 12h40, após configuração na SE Jurupari, o COSR-NCO autorizou ligar o disjuntor na SE Xingu (9062) referente à LT para Jurupari, porém, equivocadamente, ocorreu o fechamento do disjuntor 9042 para o terminal da SE Tucuruí. Em face disto, ocorreu a abertura dos disjuntores (9152 e 9162) para UHE Belo Monte, desenergizando a barra AB de 500 kV da SE Xingu. O COSR-NCO solicitou a abertura do disjuntor ligado equivocadamente na SE Xingu (9062).

Às 12h37, O COSR-NCO solicitou à Norte Energia a ligar a LT 500 kV Xingu / Belo Monte C1.

Às 12h44, O COSR-NCO solicitou desenergizar a LT 500 kV Tucuruí / Xingu C2. Ao abrir o disjuntor no terminal da SE Xingu, houve envio de TDD para a SE Tucuruí. O COSR-NCO solicitou a energização da LT 500 kV Tucuruí / Xingu C1, sendo observado pelo sistema de supervisão a abertura dos disjuntores da LT 500 kV Xingu / Jurupari C1 no terminal de Jurupari (9014 e 9024). O agente informou que iria conversar com o pessoal de campo, tendo em vista que não houve comando por parte da sala de controle. O COSR-NCO solicitou ligar novamente os disjuntores. Ao ser questionado da demora do fechamento dos disjuntores, o operador informou que estava ocorrendo sinalização de retardo de comando. Após a manobra, foi solicitado o fechamento do disjuntor no terminal de Xingu, (9052), momento em que ocorreu nova falha de supervisão. O COSR-NCO autorizou ligar a LT 500 kV Xingu / Jurupari C1 pelo disjuntor 9062 em face da barra AB de Xingu estar energizada. O agente informou que não conseguia ver tensão na barra AB da SE Xingu e que houve nova falha de supervisão na SE Jurupari. Com a energização da SE Jurupari, o COSR-NCO autorizou energizar e ligar o transformador 9AT02 de 500/230 kV. Nesse momento verificou-se nova intermitência na supervisão e o agente informou que estava com equipe trabalhando na SE Jurupari.

Às 13h00, COSR-NCO solicitou fechar o disjuntor 7124 na SE Jurupari da LT 230 kV Jurupari / Laranjal C1 e fechar o disjuntor 7116, energizando a barra de 230 kV da SE Laranjal. Em seguida, o COSR-NCO pediu para aguardar.

Às 13h07, COSR-NCO solicitou fechar o terminal da SE Oriximiná (9068) e ligar o reator (9098) da LT 500 kV Jurupari / Oriximiná C1, para energizar simultaneamente quando fechasse a LT na SE Jurupari. Solicitou ainda a redução da tensão na barra de Jurupari pela comutação dos tap do transformador daquela instalação, que estava com falha na supervisão. Solicitou ainda redução da tensão na SE Jurupari, que estava com 237 kV.

Às 13h16, em face da falha de supervisão das UHE Cachoeira Caldeirão e Ferreira Gomes, o COSR-NCO confirmou a situação de indisponibilidade dessas usinas.

Às 13h19, o COSR-NCO solicitou fechar o terminal da SE Jurupari da LT 500 kV Jurupari / Oriximiná C1 e complementar o vão em Jurupari. Solicitou ainda ligar o CE de Jurupari.

Às 13h19, o COT Z informou que tomou carga no transformador 230/69 kV da SE Jurupari.

Às 13h21, a ENERGISA informou ao COSR-NCO que o transformador da SE Laranjal estava energizado e foi autorizada a recompor carga.

Às 13h24, O COSR-NCO solicitou complementar o vão em Oriximiná (9048) e logo após ligar a LT 500 kV Silves / Lechuga C1, confirmando que o reator RE 5 da barra da SE Silves estava ligado.

Às 13h25, a Energisa informou que o CE da SE Jurupari estava ligado.

Às 13h26, O COSR-NCO solicitou ligar a LT 230 kV Laranjal / Macapá

Às 13h27, foi ligada a LT 500 kV Silves/- Lechuga, energizando o barramento de 500 kV da SE Lechuga.

Às 13h31, foi ligado o transformador TR-02 500/230 kV da SE Lechuga, fechando o paralelo da área Manaus com o SIN.

Às 13h30, o COSR-NCO solicitou ligar o Transformador 230 / 69 kV da SE Macapá e fechar o paralelo na SE Macapá com tensão 74 kV.

Às 13h31, ocorreu o fechamento do paralelo da área Amapá com o SIN através do secundário do transformador 2 de 230 / 69 kV da SE Macapá.

Às 13h35, o COSR-NCO autorizou o COS-Evoltz a ligar o transformador 701-500/230 kV da SE Silves, liberando a recomposição da carga.

Às 13h37, a Amazonas Energia foi autorizada a recompor toda a carga de Manaus.

Às 13h38, o COSR-NCO solicitou elevar 2 kV no CE da SE Jurupari e em seguida ligar o CE da SE Oriximiná.

Às 13h40, a Energisa informou que o Grupo diesel - Gerador estava alimentando o Serviço Auxiliar e solicitou ligar o TR01 500/138 kV da SE Oriximiná para recompor o Serviço Auxiliar, autorizando a tomada de carga e em seguida a conexão do CE da SE Oriximiná.

Às 13h43, COS Evoltz informou que o CE Silves estava ligado.

Às 13h48, o COSR-NCO solicitou ao COG EDP ligar a LT 230 kV Santo Antônio do Jari / Laranjal, sincronizar a UHE Santo Antônio do Jari e seguir o programa de geração.

Às 13h57, o COSR-NCO solicitou ligar a LT 230 kV Macapá / Ferreira Gomes e em seguida sincronizar a UHE Ferreira Gomes.

Às 13h57, o COSR-NCO solicitou à Energisa ligar o RE 02 na SE Jurupari e questionou sobre a energização do CE da SE Macapá, sendo informado que se encontrava em andamento desde as 13h30.

Às 14h08, o COG Alupar informou que a UHE Ferreira Gomes estava pronta para sincronismo, sendo autorizada a gerar 70 MW.

Às 14h09, o COSR-NCO solicitou ligar a LT 500 kV Xingú /- Jurupari C2, já solicitada às 14h04. não tendo sido possível ligar a LT por falha no telecomando.

Às 14h10, COS CELEO informou que às 14h07 foi ligado o Trafo TR 01 500/230 kV da SE Oriximiná e às 14h10 ligada a LT 230 kV Oriximiná / Juruti e solicitou ligar o TR-01 230/138 kV da SE Juruti, entretanto o agente solicitou ligar o TR-02 230/138 kV para recompor o Serviço Auxiliar e recompor a carga de Juruti. Foi solicitado comutar tap no TR-03 500/230 kV para reduzir tensão no 230 kV da SE Oriximiná.

Às 14h12, o COSR-NCO solicitou ao COG Alupar ligar a LT 230 kV Cachoeira Caldeirão / Ferreira Gomes e em seguida sincronizar a UG 01 e a UG 02.

Às 14h21, o COS CELEO informou que às 14h20 foi ligada a LT 230 kV Juruti / Parintins C1. O COSR-NCO solicitou ligar o TR-02 da SE Juruti (5,5 MW) e, em

seguida, ligar a LT 230 kV Juruti / Parintins, entretanto o agente solicitou ligar o TR-03 da SE Parintins para poder alimentar o Serviço Auxiliar da SE.

Às 14h23, o COG Alupar informou que na UHE Ferreira Gomes foram sincronizadas a UG2 (14h11) e a UG 1 (14h19).

Às 14h30, COSR-NCO solicitou à Energisa elevar a tensão de 69 kV e ligar o CE 01 da SE Macapá (solicitada 13h30)

Às 14h32, o COS CELEO informou ao COSR-NCO que às 14h24 ligou o transformador TR-02 230/138 kV da SE Juruti e às 14h28 ligou o transformador TR-03 da SE Parintins, liberando a tomada de carga em Parintins às 14h31.

A sequência completa do processo de recomposição dos equipamentos encontra-se listada no item 11.1 – Tabelas de Recomposição em anexo.

5.7.3.8 Recomposição da Interligação Norte/Sudeste

A interligação Norte/Sudeste permaneceu íntegra a partir da região Sudeste/Centro-Oeste até as subestações Serra da Mesa e com 2 UGs sincronizadas na UHE Serra da Mesa e 1 UG sincronizada na UHE Peixe Angical.

A Área Sudoeste do Nordeste permaneceu parcialmente energizada através da interligação Nordeste-Sudeste (SENE) pelas LT 500 kV Rio das Éguas / Serra da Mesa 2 C1, LT 500 kV Rio das Éguas / Luziânia C1 e LT 500 kV Rio das Éguas / Arinos C1, alimentando aproximadamente 400 MW de carga no interior da Bahia através das SE Rio das Éguas e Barreiras II.

Às 08h39, o COSR-NCO solicitou ao CTRG/FURNAS sincronizar a UG 03 na UHE Serra da Mesa. O CTRG informou que esgotou os controles para reajuste de tensão. O COSR-NCO informou que pediria à TAESA para ligar um reator.

Às 08h40, o COSR-NCO ligou para o COS TAESA, sendo informado pela TAESA que o banco de capacitor serie da SE Gurupi da linha para Serra da Mesa estava indisponível, enquanto os demais ativos estavam disponíveis. O COSR-NCO autorizou preparar as demais instalações.

Às 08h42, o COSR-NCO solicitou à Equatorial para preparar a SE Gurupi e todas as instalações do norte do país para receber e enviar tensão.

Às 08h47, o CTRG/FURNAS informou ao COSR-NCO que a UG 3 da UHE Serra da Mesa foi sincronizada.

Às 08h48, o COS-Equatorial informou ao COSR-NCO que as SE Colinas, Miracema e Gurupi estavam preparadas para receber tensão e que as SE Serra da Mesa e Peixe estavam com tensão.

Às 08h55, o COSR-NCO solicitou ao COT TAESA energizar a LT 500 kV Serra da mesa / Gurupi C2, sendo informado novamente que o BCS série de Gurupi está impedido.

Às 08h59, foi ligada a LT 500 kV Serra da Mesa / Gurupi C2 energizando o barramento de 500 kV da SE Gurupi.

Às 08h59, o COSR-NCO autorizou ligar a LT 500 kV Gurupi / Miracema C2, mantendo os Compensadores Série em *bypass*.

Às 09h01, foi ligada a LT 500 kV Gurupi / Miracema C2, energizando o barramento de 500 kV da SE Miracema. O COT Taesa informou ao COSR-NCO que teve que ligar a linha pelo disjuntor Central e que a tensão estava bastante elevada.

Às 09h06, o COSR-NCO solicitou ao COT Eletronorte o retorno do transformador TF 02 de 500/138 kV da SE Miracema.

Às 09h17, o COSR-NCO reforçou ao COT Eletronorte a necessidade de ligar o transformador TF 02 da SE Miracema para retorno das cargas. O COT informou que deu comando de fechamento do disjuntor, que em seguida abriu, e iria verificar com a instalação.

Às 09h18, o COSR-NCO questionou ao COT Eletronorte se conseguiria energizar o transformador TF 01 de 500/138 kV de Miracema. O COT Eletronorte informou que estava com dificuldade para alterar o TAP do TF 02.

Às 09h19, a Energisa informou ao COSR-NCO que foi ligada a LT 230 kV Barreiras II / Dianópolis II, energizando a Barra de 230 kV da SE Dianópolis, e solicitou autorização para ligar a LT 230 kV Dianópolis II / Gurupi e a LT 230 kV Dianópolis II / Palmas, retornar com os transformadores e energizar a barra de 138 kV, sendo autorizada.

Às 09h21, foi ligada a LT 230 kV Dianópolis II / Palmas, energizando o barramento de 500 kV da SE Palmas.

Às 09h25, após autorização do COSR-NCO, foi ligada a LT 500 kV Lajeado/Miracema C1, energizando o barramento de 500 kV da SE Lajeado.

Às 09h27, o COT da Eletronorte informou ao COSR-NCO que foi energizado o TF 02 da SE Miracema e o COSR-NCO autorizou fazer recomposição fluente.

Às 09h28, o COSR-NCO autorizou o COS TAESA a energizar e ligar o TR 01 500 / 230 kV da SE Lajeado e solicitou aguardar o contato com a EDP para definir qual a melhor UG a ser sincronizada.

Às 09h30, o COSR-NCO solicitou ao COS TAESA energizar e ligar o TR 500/230 kV e energizar a Barra 1 de 500 kV da SE Lajeado.

Às 09h34 foi ligada em anel a LT 500 kV Gurupi / Peixe 2 pelo terminal da SE Gurupi, após solicitação do COSR-NCO.

Às 09h34, por solicitação do COSR-NCO, foi ligada a LT 500 kV Miracema / Gilbués pelo sentido normal a partir da SE Miracema, energizando a Barra de 500 kV da SE Gilbués II.

Às 09h34, o COT TAESA informou ao COSR-NCO que energizou o TR-01 500/230 kV e questionou se poderia ligar as barras de 500 e 230 kV da SE Lajeado e a LT 230 kV Lajeado / Palmas C1 no sentido inverso por Palmas, sendo autorizado.

Às 09h36 foi ligada em anel a LT 230 kV Lajeado / Palmas.

Às 09h40, o COSR-NCO solicitou à Energisa COT energizar o transformador TR 1 de 500/230 kV da SE Gurupi.

Às 10h08, o COSR-NCO confirmou com Energisa COT que o transformador TF 01 de 500/230 kV da SE Gurupi ainda estava indisponível.

Às 10h20, foi ligada a LT 500 kV Colinas / Ribeiro Gonçalves, energizando o barramento de 500 kV da SE Ribeiro Gonçalves na área Oeste do Nordeste.

Às 10h32, foi ligada a LT 500 kV Ribeiro Gonçalves / São João do Piauí, energizando o barramento de 500 kV da SE São João do Piauí.

Às 10h49, a LT 500 kV São João do Piauí / Sobradinho C2 foi ligada, fechando o paralelo do sistema isolado do Nordeste com SIN.

Às 11h12, foi ligada a LT 500 kV Imperatriz / Colinas C1, energizando o barramento de 500 kV da SE Imperatriz.

Às 11h14, foi ligada a LT 500 kV Imperatriz / Presidente Dutra C1, energizando o barramento 1 de 500 kV da SE Presidente Dutra.

Às 11h47, foi ligada a LT 500 kV Presidente Dutra / Boa Esperança, fechando o anel de 500 kV Imperatriz – Presidente Dutra – Boa Esperança – São João do Piauí.

Às 12h00, foi ligada a LT 500 kV Imperatriz / Marabá C2, fechando o paralelo na SE Imperatriz, interligando a Área 500/230 kV do Pará que estava sendo recomposta pela UHE Tucuruí até o momento com o SIN.

Às 13h47, o COSR-NCO solicitou ao COT Taesa ligar a LT 500 kV Itacaiúnas / Colinas C1, energizando por Itacaiúnas, pelo disjuntor 08 (disjuntor de meio) e ligando em Colinas.

Às 13h50, foi ligada a LT 500 kV Itacaiúnas / Colinas C1, fechando um anel de 500 kV da área Tucuruí com o SIN.

Às 14h11, o COSR-NCO solicitou ao COT ENGIE ligar a LT 500 kV Serra Pelada / Miracema C1.

Às 14h13, foi ligada a LT 500 kV Serra Pelada / Miracema C1, energizando a Barra de 500 kV da SE Serra Pelada.

Às 14h14, o COS ENGIE perguntou ao COSR-NCO se poderia fechar o vão da LT 500 kV Serra Pelada / Miracema C1, sendo autorizado.

Às 14h17, o COT ENGIE informou que os retores 1 e 2 de 500 kV da SE Serra Pelada estavam ligados e o COSR-NCO solicitou ligar a LT 500 kV Serra Pelada / Itacaiúnas, por Itacaiúnas, e energizar a Barra B da SE Serra Pelada.

Às 14h19, foi ligada a LT 500 kV Serra Pelada / Itacaiúnas.

Às 14h52, foi ligada a LT 500 kV Xingu / Serra Pelada C1.

A sequência completa do processo de recomposição dos equipamentos encontra-se listada no item 10.2 Tabelas de recomposição em anexo.

6 INTERRUPÇÃO DE CARGA NO SISTEMA INTERLIGADO

Tabela 6-1: Interrupção de carga, duração média e energia não suprida por agente

Estado	Agente	Carga Interrompida (MW)	Duração média (hh:mm)	Energia Não Suprida
				(MWh)
Acre	ENERGISA ACRE	88,9	02:20	208,1
Alagoas	EQUATORIAL ALAGOAS	295,9	00:51	253,3
	BRASKEM	120	01:40	200
Amapá	EQUATORIAL CEA	220,2	05:39	1.247,10
Amazonas	AMAZONAS ENERGIA	1.154,90	03:29	4.033,40
Bahia	NEOENERGIA COELBA	2.356,00	03:16	7.725,10
	ATLANTIC NICKEL	15,3	05:53	90
	BRASKEM	129	05:36	722,4
	DOW	242	05:35	1.354,20
	FERBASA	232,9	06:05	1.416,70
	NOURYON puLP	35	06:12	217
	PARANAPANEMA	10,4	06:05	63,3
	REFINARIA MATARIPE	38,8	07:03	273,5
	VALE MANGANES	0,2	02:42	0,6
Ceará	ENEL CEARÁ	1.238,00	02:27	3.044,10
	LIBRA	12,4	02:25	30
	VOTORANTIM SOBRAL	10,6	07:48	82,8
Distrito Federal	NEOENERGIA BRASÍLIA	249,7	00:24	100
Espírito Santo	EDP ES	465,7	00:22	176,1
Goiás	EQUATORIAL GOIÁS	555,1	00:24	230,4
Maranhão	EQUATORIAL MARANHAO	953,1	04:29	4.277,20
	Aço Verde do Brasil	22,9	00:12	4,6
	ALUMAR	517	04:47	2.473,00
	HEINEKEN	8,4	00:15	2,1
	VALE PELOTIZAÇÃO	14,5	03:02	44
	VALE PORTO MADEIRA	20,4	03:02	61,9
Mato Grosso	ENERGISA MT	381,2	00:49	311,7
	MINERAÇÃO DARDANELOS	2,6	00:13	0,6
Mato Grosso do Sul	ENERGISA MS	163,7	00:19	53
Minas Gerais	CEMIG D	1.159,90	00:38	739,6
	DME	23,9	00:14	5,7

Estado	Agente	Carga Interrompida (MW)	Duração média (hh:mm)	Energia Não Suprida
				(MWh)
	ENERGISA MR	36,3	00:03	2,1
	ANGLO AMERICAN	41	00:11	7,5
	ANGLOCSITIO	7,4	00:15	1,8
	ANGLOGOLD ASHANTI	19,6	00:15	4,9
	ARCELORMITTAL	19,6	00:40	13
	KINROSS	47,2	00:24	18,9
	MESSER ASU TIMOTEO	29	00:08	3,9
	NOVA ERA	24,8	00:30	12,4
	SAMARCO	47,6	00:04	3,2
	USIMINAS	72,5	00:48	58
	VALE VARGEM GRANDE	75,5	00:45	56,6
	WHITE MARTINS	9,9	01:59	19,6
Pará	EQUATORIAL PARÁ	1.364,40	03:52	5.281,00
	ALBRÁS	806	01:53	1.518,00
	ALUNORTE	196	01:53	369,2
	ONÇA puMA FILIAL	94,2	05:48	546,4
	PALMYRA DO BRASIL	15	02:35	38,7
	PARAGOMINAS	48	02:55	140
	SALOBO	142,4	06:20	901,9
	SALOBO METAIS FILIAL	40	06:10	246,7
	VALE MINA CARAJAS	55,8	06:20	353,4
	VALE S11D	44,3	05:20	236,3
	Paraíba	ENERGISA PARAÍBA	185,5	00:11
COTEMINAS		2,1	01:43	3,6
ELIZABETH CIMENTOS		10,6	07:48	82,8
Paraná	COPEL-DIS	479	02:03	988,2
	KLABIN PAPEIS	62	00:35	36,2
	VOTORANTIM CIMENTOS	27	00:20	9
Pernambuco	NEOENERGIA PE	676,7	01:03	711
	ALPEK	25,8	03:15	83,9
	ARLANXEO CABO	5,1	02:51	14,5
	GERDAU AÇONORTE	21	01:36	33,6
	HEINEKEN PE	60,6	00:10	10,1
Piauí	EQUATORIAL PIAUÍ	384,1	04:38	1.783,90
Rio de Janeiro	ENEL RIO	268,9	00:15	67,2

Estado	Agente	Carga Interrompida (MW)	Duração média (hh:mm)	Energia Não Suprida
				(MWh)
	ENERGISA MR	7	00:03	0,4
	LIGHT	693,8	00:26	305,2
Rio Grande do Norte	NEOENERGIA COSERN	246,6	01:45	434,2
Rio Grande do Sul	CEEEDIS	223	00:20	75,2
	CERTAJA	1,6	00:25	0,7
	CERTEL ENERGIA	15,2	00:15	3,9
	CERTHIL DISTRIBUIÇÃO	6,6	00:03	0,4
	COOPERLUZ	4,8	00:10	0,8
	COPREL	11,8	00:24	4,9
	RGE SUL	643,7	00:20	220,1
	BRASKEM	117,6	00:12	23,5
	CASTERTECH	3,5	00:15	0,9
	FIBRAPLAC	4,1	01:07	4,6
	GERDAUSA	34,9	00:28	16,3
	INNOVA	3,6	00:03	0,2
	OXITENO	0,4	01:14	0,5
	VIPAL	6	00:15	1,5
Rondônia	ENERGISA RONDONIA	358,7	02:22	849,6
Santa Catarina	CELESC	800,5	00:18	247,9
	CERSUL	5,2	00:02	0,2
São Paulo	CPFL PAULISTA	820,7	00:27	370,1
	CPFL PIRATININGA	318,6	00:22	121,4
	EDP SÃO PAULO	433,3	00:23	171,6
	ENEL SÃO PAULO	1.052,50	00:22	402,4
	ENERGISA SUL SUDESTE	91,1	00:18	28,8
	JAGUARI DE ENERGIA	75	00:28	35,3
	NEOENERGIA ELEKTRO	506	00:11	98
	CBA	185	00:03	9,3
	REPLAN	36	00:10	6
	UNIPAR INDUPA	29,7	00:09	4,4
	USIMINAS	7,3	00:17	2,1
Sergipe	ENERGISA SERGIPE	282,2	02:04	586,5
	SULGIPE	64,5	04:32	292,4
	MCSA	26,6	03:00	79,8
	MOSAIC POTASSIO	16	03:00	48

Estado	Agente	Carga Interrompida (MW)	Duração média (hh:mm)	Energia Não Suprida
				(MWh)
	PROQUIGEL QUIMICA	1,2	05:23	6,5
Tocantins	ENERGISA TOCANTINS	300	01:43	519,4

Na Figura 6-2, são apresentados os percentuais de corte de carga por estado. Foi interrompido 99,5% das cargas do Subsistema Norte, 65,7% do Subsistema Nordeste, 20,5% do Subsistema Sul e 21,2% do Subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Considerando uma visão do SIN como um todo, foi interrompida 34,5% da carga. Para este levantamento, foram consideradas as informações de carga pré-ocorrência obtidas do sistema de supervisão e controle do ONS, sem considerar a carga atendida por MMD.

Figura 6-1: Corte de carga por estado

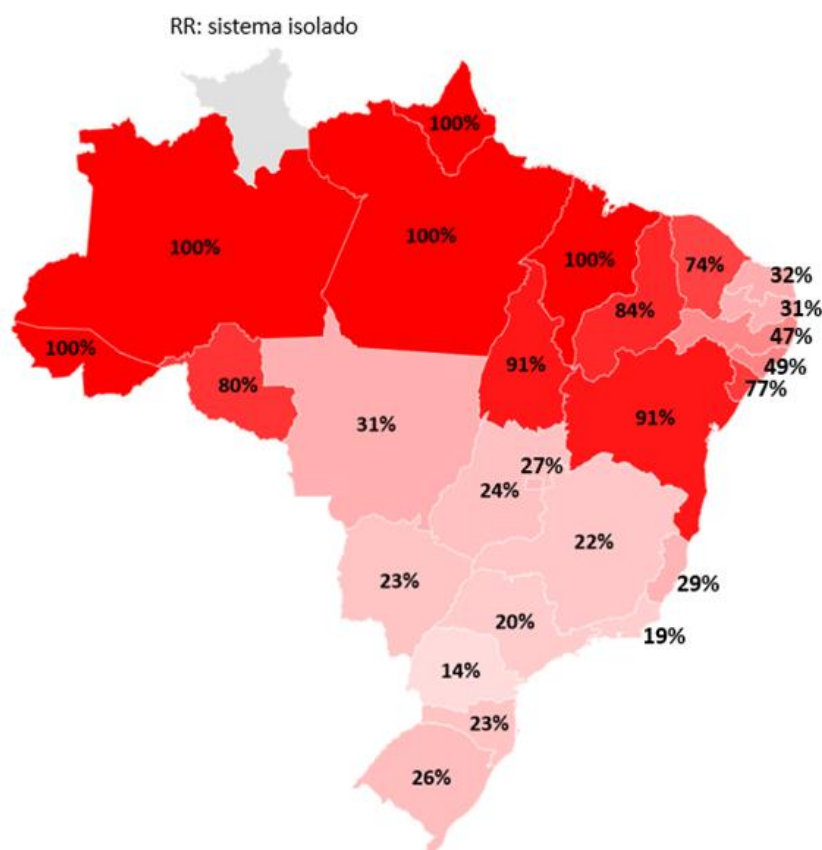


Figura 6-2: Evolução da recomposição de carga por subsistema, em MW

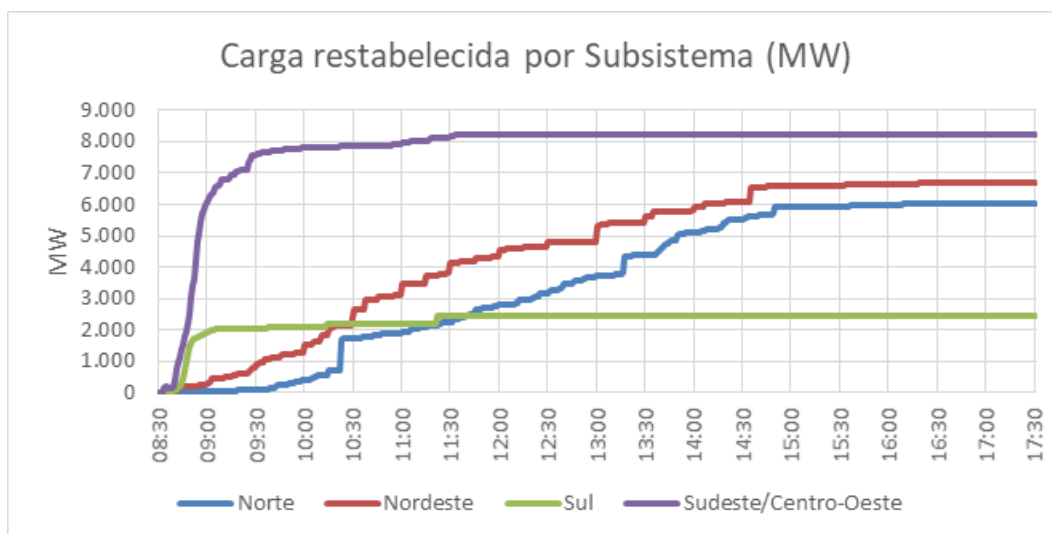
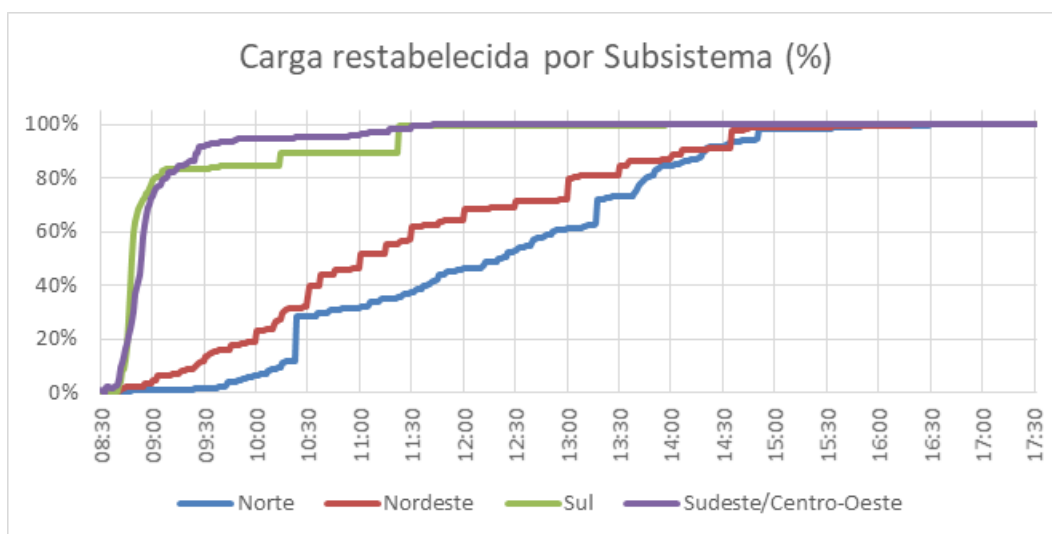


Figura 6-3: Evolução da recomposição de carga por subsistema, em % da carga interrompida



Os Graus de Impacto da Interrupção de Energia – GIE desta perturbação, de acordo com o BISE ONS 021/2023, foram os seguintes:

Agregação – Visão SIN	GIE	Classificação
Macrorregião S/SE/CO	4,50	Perturbação de médio porte
Macrorregião N/NE	6,75	Perturbação de grande porte

Agregação – Visão Estado	GIE	Classificação
Amazonas	8,00	Distúrbio grave
Amapá	9,75	Distúrbio extremamente grave
Maranhão	9,75	Distúrbio extremamente grave
Pará	9,25	Distúrbio muito grave
Tocantins	8,75	Distúrbio muito grave
Alagoas	7,75	Distúrbio grave
Bahia	9,50	Distúrbio muito grave
Ceará	9,00	Distúrbio muito grave
Paraíba	6,00	Distúrbio de grande porte
Pernambuco	6,00	Distúrbio de grande porte
Piauí	9,25	Distúrbio muito grave
Rio Grande do Norte	6,25	Distúrbio de grande porte
Sergipe	9,25	Distúrbio muito grave
Acre	9,00	Distúrbio muito grave
Rondônia	9,25	Distúrbio muito grave
Paraná	5,50	Distúrbio de médio porte
Rio Grande do Sul	5,00	Distúrbio de médio porte
Santa Catarina	4,50	Distúrbio de médio porte
Distrito Federal	5,25	Distúrbio de médio porte
Espírito Santo	4,25	Distúrbio de médio porte
Goiás	4,75	Distúrbio de médio porte
Minas Gerais	4,75	Distúrbio de médio porte
Mato Grosso do Sul	4,00	Distúrbio de pequeno porte
Mato Grosso	5,00	Distúrbio de médio porte
Rio de Janeiro	4,50	Distúrbio de médio porte
São Paulo	4,50	Distúrbio de médio porte

7 CONCLUSÕES

- 7.1. A perturbação teve início com a abertura da LT 500 kV Quixadá - Fortaleza II, que foi provocada pela atuação acidental da proteção de fechamento sob falta (Switch Onto Fault - SOTF) durante operação normal da linha. Também foi observada a atuação incorreta do seu esquema de religamento automático.
- 7.2. A abertura da LT 500 kV Quixadá - Fortaleza II provocou uma redistribuição do fluxo de potência no Subsistema Nordeste, tendo como consequência um afundamento de tensão no tronco de 230 kV da região do Ceará e em algumas subestações de 500 kV, principalmente em Boa Esperança, Buritirama, Queimada Nova 2, Açú III e Campo Grande III.
- 7.3. Esta condição operativa resultou na abertura da LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança pela atuação da proteção de perda de sincronismo (PPS), que comanda também a abertura da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II C1 e C2 e da LT 500 kV Presidente Dutra – Imperatriz C2.
- 7.4. O afundamento de tensão e o aumento do fluxo de potência reativa nas linhas de transmissão do tronco de 230 kV, entre as subestações de Aquiraz e Milagres, provocou atuações de proteções de distância, desligando linhas de transmissão nesse tronco.
- 7.5. Em paralelo aos acontecimentos da referida região de 230 kV, frente à nova configuração operativa resultante dos desligamentos de linhas no 500 kV, foi aumentado o carregamento de algumas linhas e, em seguida, foi dado início a um fenômeno de oscilação de potência, culminando com a perda de sincronismo entre áreas do sistema e instabilidades locais.
- 7.6. A partir desse instante, foram verificados diversos desligamentos por atuação de proteções de distância e proteções de disparo por oscilação de potência (PPS), que tenderam a promover a separação dos sistemas que estão fora de sincronismo
- 7.7. Os diversos desligamentos automáticos de linhas de transmissão durante o fenômeno de oscilação de potência e a perda de carga natural e por atuação de ERAC, resultaram em sobretensões em algumas regiões do Subsistema Nordeste, provocando a atuação de proteções de sobretensão sistêmicas, comandando o desligamento de linhas de transmissão e bancos de capacitores shunt.
- 7.8. Como resultado dos diversos desligamentos mencionados, o SIN foi separado em ilhas elétricas, quais sejam:

- Norte
- Acre/Rondônia
- Parte do Nordeste
- Sul/Sudeste/Centro-Oeste/Sudoeste da Bahia

7.9. Cada subsistema teve a sua dinâmica própria de acordo com o sistema de transmissão, carga e fontes de geração resultantes, conforme relatado a seguir:

- Sistema Norte – Esse sistema separou do restante do SIN cerca de 2,6 s do início da perturbação numa condição de subfrequência, o que provocou, além da atuação do ERAC, o desligamento de unidades geradoras da região culminando com o colapso desse sistema.
- Sistema Acre/Rondônia - Esse sistema separou do restante do SIN cerca de 3,5 s do início da perturbação, numa condição de sobrefrequência e sobretensão que provocou o desligamento de linhas de transmissão, compensadores síncronos e compensador estático, além das unidades geradoras da região, culminando com o colapso desse sistema. Ressalta-se que o ERAC dessa região já havia atuado antes da sua separação.
- Parte do Subsistema Nordeste - Esse sistema separou do restante do SIN cerca de 19,8 s do início da perturbação numa condição de sobrefrequência e sobretensão. A sobretensão sistêmica provocou o desligamento de linhas de transmissão, equipamentos e unidades geradoras por atuação de proteções de sobretensão. A configuração resultante manteve uma ilha estável com equilíbrio de carga e geração, composta por hidráulicas remanescentes e principalmente fontes eólicas e fotovoltaicas.
- Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste/Sudoeste da Bahia – Esse bloco de sistema se manteve estável após as separações relatadas e atuação do ERAC que restabeleceu o equilíbrio entre carga e geração disponível na área.

7.10. A análise da perturbação permitiu constatar que o desempenho dos controles em campo, de usinas eólicas e fotovoltaicas, em especial no que tange à capacidade de suporte dinâmico de potência reativa, foi muito aquém dos modelos matemáticos fornecidos pelos agentes e representados na base de dados oficial de transitórios eletromecânicos do ONS.

Assim, a diferença entre o desempenho em campo e as simulações não permitiu ao ONS identificar os riscos relacionados ao cenário operativo pré-distúrbio, que resultou nos desligamentos em cascata após a abertura da LT 500 kV Fortaleza

II – Quixadá, destacando que é com base em exaustivas simulações e estudos que o ONS cumpre o seu papel institucional de garantir a segurança no suprimento de energia no país. Desta forma, é imperativo que os modelos dinâmicos na base de dados representem fidedignamente o desempenho dos equipamentos e dos controles implementados em campo de todas as usinas com relacionamento direto com o Operador.

- 7.11. De forma a endereçar a solução do problema identificado de representatividade do desempenho dos modelos matemáticos, em comparação ao observado em campo, serão emitidas providências para os agentes geradores eólicos e fotovoltaicos.
- 7.12. O desempenho do ERAC foi satisfatório para os subsistemas Sudeste/Centro-oeste, Sul e Nordeste, haja vista que o Esquema promoveu o retorno da frequência ao patamar operacional em tempo adequado.
- 7.13. O ERAC não foi capaz de reestabelecer o equilíbrio entre a carga e a geração dos estados do Amapá e Amazonas e do subsistema Norte, em razão da severidade da perturbação e da diferença entre a carga e a geração internas aos referidos subsistemas.
- 7.14. O processo de recomposição transcorreu em várias frentes simultâneas devido à configuração resultante dos desligamentos considerando a topologia remanescente pós ocorrência:
- Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste: o sistema permaneceu íntegro em decorrência da atuação satisfatória do ERAC, possibilitando a rápida recomposição das cargas por meio da elevação da geração da área.
 - Região Norte: com o desligamento total da área Norte, a recomposição foi iniciada por meio do Black Start das usinas de Tucuruí (Pará), Balbina (Manaus), Coaracy Nunes (Amapá), Estreito (Maranhão) e Samuel (Rondônia) e prosseguiu com a interligação de cada uma dessas áreas ao SIN.
 - Região Nordeste: a recomposição se deu pela expansão da ilha elétrica formada nas áreas Centro, Leste e Norte, pelo Black Start da UHE Itapebi na área Sul e com tensão proveniente do SIN nas áreas Oeste e Sudoeste, prosseguindo com o fechamento do paralelo das ilhas com o SIN.
- 7.15. Não houve sucesso no autorrestabelecimento da UHE Sobradinho, impossibilitando o processo de recomposição fluente das Áreas Oeste e Sudoeste do Subsistema Nordeste, sendo necessário o envio de tensão da ilha elétrica formada na região Nordeste para a usina de forma a possibilitar a partida de suas unidades geradoras.

7.16. Nas demais áreas cuja recomposição foi iniciada a partir de *Black Start* das usinas, observou-se as seguintes dificuldades:

- O processo de *black-start* da UHE Tucuruí foi concluído cerca de uma hora após o ONS ter solicitado o início do processo e houve necessidade de interlocução do ONS para realização de praticamente todas as manobras que deveriam ser realizadas com autonomia entre os agentes envolvidos.
- Houve dificuldade no controle de frequência pela UHE Tucuruí durante o processo de recomposição da área Pará.
- Houve dificuldade no controle de frequência pela UHE Itapebi durante o processo de recomposição da área Itapebi.
- Foram realizadas 4 tentativas sem sucesso de recomposição a partir do autorrestabelecimento da UHE Coaracy Nunes, somente sendo possível dar sequência à recomposição fluente da área Amapá após a 5ª tentativa.
- Durante o processo de recomposição a partir do autorrestabelecimento da UHE Estreito, ocorreu o desligamento da usina, desenergizando todos os equipamentos e cargas do corredor que já estavam recompostos, sendo necessário reiniciar a recomposição da área Maranhão a partir de um procedimento alternativo, com tensão proveniente do SIN.

7.17. As distribuidoras CELESC, CERTHIL, CERSUL, NEOENERGIA BRASÍLIA, ENERGISA NOVA FRIBURGO e ENERGISA MG iniciaram o restabelecimento das cargas interrompidas pelo ERAC antes da estabilização da frequência do SIN, em valor igual ou superior a 60 Hz por um tempo igual ou superior a 1 minuto, o que ocorreu às 08h41, contrariando o estabelecido no item 5.2.2.1(a) da IO-GC.BR.02 – Gerenciamento de Carga por Atuação do ERAC, revisão 19, de 01/11/2022. A distribuidora ENEL SP é reincidente porque este fato também foi verificado durante a recomposição de cargas após as perturbações ocorridas às 11h06 e 11h26 de 28/05/2021. Também foram identificadas reincidências de anormalidades semelhantes para as distribuidoras CELESC e NEOENERGIA BRASÍLIA na perturbação de 08/12/2022 às 11h22.

7.18. Houve demora no restabelecimento total das cargas interrompidas pelo ERAC, após liberação pelo ONS, nas seguintes distribuidoras: COPEL-D, NEOENERGIA BRASÍLIA, CEMIG-D, CPFL PAULISTA, CPFL PIRATININGA, LIGHT S.E.S.A. e ENEL SP. Ressalta-se que esta anormalidade é reincidente para o agente COPEL-D conforme observado na perturbação ocorrida em 08/12/2022 às 11h22min.

- 7.19. Observou-se falha de dados de supervisão para o ONS, dificultando a identificação da real configuração do sistema para a coordenação do processo de recomposição, nas seguintes instalações: SE Sarzedo, Betim 6, Presidente Juscelino, Itabira 5, Mutum, Padre Paraíso 2, Araçuaí 2, Irapé, Governador Valadares, Henry Borden, Delmiro Gouveia, Tianguá II, Xingó e UHE Xingó, Igaporã III (vão da Equatorial), Janaúba 3 (vão da Equatorial) e Parnaíba III.
- 7.20. O agente EMAE manobrou as chaves seccionadoras 2721, 2715, 2713 e 2705 de 230 kV da UHE Henry Borden sem coordenação prévia com o ONS/COSR-SE, às 09h34, 10h09, 10h11 e 09h20, respectivamente, descumprindo o item 3.3 da IO-OI.SE.HBS – Procedimentos Sistêmicos para a Operação da UHE Henry Borden Subterrânea, revisão 21, de 12/04/2023.
- 7.21. Houve falha de telecomando das seguintes instalações, sendo necessário deslocar equipe para campo ou a atuação da equipe já presente no local para realização de manobras, o que atrasou o processo de recomposição: Cauípe, Jurupari e Morro do Chapéu II.
- 7.22. Houve falha nos canais de comunicação (ligações não completavam) dos seguintes agentes: CEA, Eletronorte (UHE Balbina) e Equatorial Piauí.
- 7.23. Houve falha na comunicação via hotline entre o ONS/COSR-SE e o agente EDP SP às 08h49, 09h32, 10h07, 10h11 e 10h22.
- 7.24. Houve dificuldade de comunicação (ligação não eram atendidas) em alguns momentos do processo de recomposição devido excesso de ligações para os centros de operação dos agentes e do ONS.
- 7.25. Não houve preparação das seguintes subestações para recomposição após o desligamento completo, sendo necessário cobrança do ONS para que isso fosse feito: Samuel, Porto Velho, Ariquemes, Itapebi, Eunápolis, Itabuna III, Maracanaú II, Tucuruí e Vila do Conde.
- 7.26. O agente Chesf informou, durante a fase de minuta, que após verificação dos alarmes e sinalizações através das ferramentas de monitoramento em tempo real, o centro de operação da Chesf constatou que a origem da causa do desligamento tinha sido externa e que não havia nenhuma proteção impeditiva para os equipamentos das subestações que fazem parte da recomposição fluente da Área Sul, então, de forma proativa, realizou contato com a operação do ONS e, em caráter informativo, disponibilizou a Área Sul para início da recomposição. A Chesf iniciou o processo de preparação, conforme Instruções de Operação das Instalações logo após a confirmação da perturbação do dia 15/08/2023.

- 7.27. Houve demora para retomada de carga durante a fase fluente ou por solicitação do ONS nas seguintes instalações: SE João Pessoa II, SE Fortaleza, São João do Piauí, Elizeu Martins, Bom Jesus da Lapa II, Parnaíba III, Ribeiro Gonçalves e Morro do Chapéu II.
- 7.28. Houve demora para atendimento aos comandos do ONS para manobra de equipamentos nas seguintes instalações: SE Camaçari II, SE Fortaleza, SE Delmiro Gouveia, SE Icó, SE Cauípe, SE Carajás, SE São Luis II e SE São Luis IV.
- 7.29. Foi ligada a LT 500 kV Jeremoabo / Olindina C L9 sem a conexão do reator 500 kV E2 no terminal da linha na SE Olindina, em desacordo ao estabelecido em instrução de operação, provocando elevação da tensão na SE Olindina, sendo necessário desligar a linha e realizar a conexão do reator para retornar à etapa de energização da SE.
- 7.30. Houve descumprimento de etapas estabelecidas em instruções de operação que acarretaram dificuldade no processo de recomposição nas seguintes instalações: SE Itabaianinha, Olindina e UHE Itapebi.
- 7.31. Houve dificuldade em controlar a frequência na UHE Itapebi durante o processo de recomposição da área Itapebi.
- 7.32. Houve retardo no restabelecimento de cargas da SE Ibicoara, devido à falta de condições de sincronismo para o fechamento dos disjuntores 230kV associados aos transformadores 230 / 138 kV da SE.
- 7.33. O processo de recomposição da área Manaus Macapá ficou prejudicado por problemas na teleassistência, especialmente na SE Jurupari, com falhas na supervisão e telecomando dos disjuntores, erro de manobras na SE Xingu, sendo necessário refazer manobras, bem como efetuar comando utilizando-se o pessoal local.
- 7.34. Durante o processo de recomposição fluente da área Amapá, ocorreram 4 tentativas de recomposição a partir do autorrestabelecimento da UHE Coaracy Nunes sem sucesso, sendo que somente na 5ª tentativa, às 11h13, foi possível dar sequência a recomposição fluente.
- 7.35. O processo de black-start da UHE Tucuruí foi concluído às 09h41, com o sincronismo das 04 unidades geradoras necessárias para o início da recomposição conforme estabelecido na IO.RR.N.TPA – Recomposição Área Tucuruí Pará, cerca de uma hora após o ONS ter solicitado o início do processo.

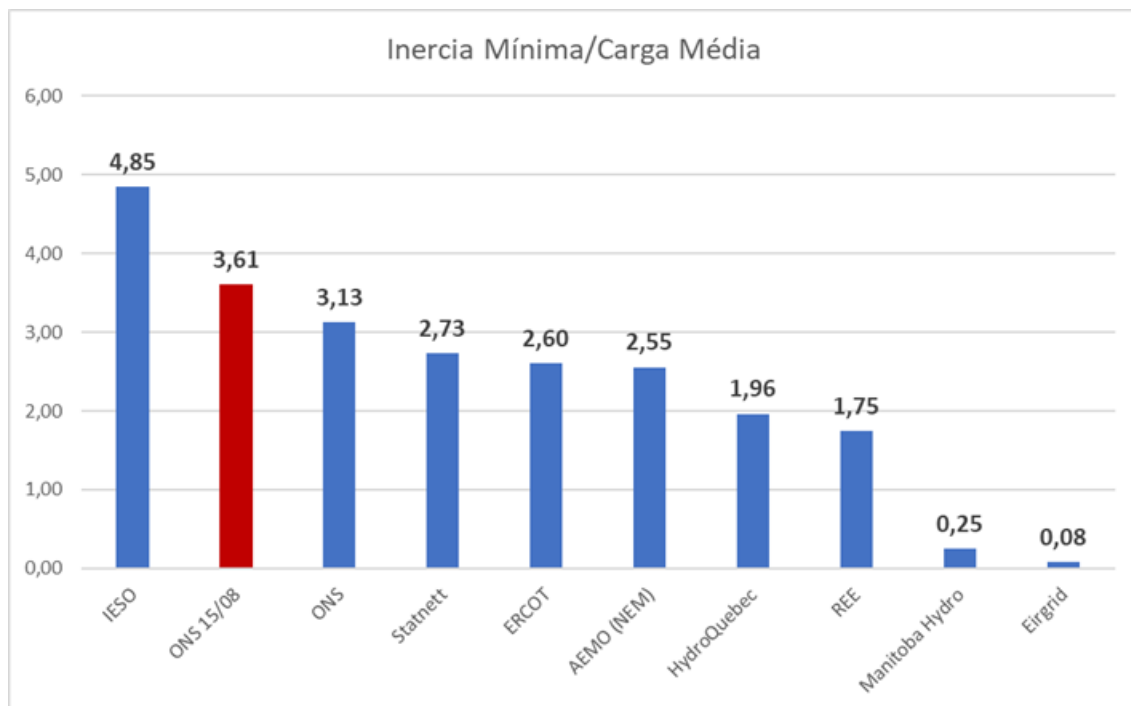
- 7.36. A recomposição da Área Estreito teve início satisfatório por meio do Black Start da usina, porém precisou ser reiniciada por um procedimento alternativo, com tensão proveniente do SIN, em decorrência do desligamento da UHE Estreito, às 11h02, desenergizando parte dos equipamentos e cargas do corredor que já estavam recompostos.
- 7.37. Houve muita dificuldade para a energização da SE São Luis IV em função da dificuldade do agente para a realização das manobras solicitadas, atrasando o processo de recomposição das cargas do estado do Maranhão.
- 7.38. Houve dificuldade de recomposição da LT 500 kV Tianguá II / Sobral III para fechamento do anel de 500 kV entre Presidente Dutra e Fortaleza, sendo necessário utilizar como rota alternativa o trecho de 500 kV Pecem II / Acaraú III / Tianguá II. Após o fechamento do anel de 500 kV entre P. Dutra e Fortaleza II, foi ligada a transformação de 500/230 kV da SE Teresina II e priorizado restabelecimento das cargas da capital Teresina na área Oeste do Subsistema Norte, que se encontrava limitada e atendida apenas pela transformação de 500 / 230 kV da SE Boa Esperança.
- 7.39. Houve dificuldade de sincronismo de unidades geradoras na UHE Sobradinho, o que retardou a recomposição fluente na Área Sudoeste da região Nordeste no que se refere às manobras que dependiam do sincronismo da segunda unidade geradora na usina.
- 7.40. Durante a fase de recomposição fluente, na Área Sudoeste da região Nordeste, a COELBA buscou autorização do ONS para restabelecimento das cargas, mostrando que não estavam claras para o Agente as suas responsabilidades nessa etapa do processo.
- 7.41. Houve falha de comando na SE Morro do Chapéu II, o que retardou a manobra de energização do 500 kV a Área Sudoeste da região Nordeste, fazendo com que a manobra tivesse que ser realizada de forma local.
- 7.42. Ocorreu indisponibilidade do CE de Morro do Chapéu II, dificultando o controle de tensão no setor de 230 kV da instalação e retardando a continuidade das manobras de recomposição do 500 kV da Área Sudoeste.
- 7.43. Houve falha no serviço auxiliar da SE Morro do Chapéu II retardando a energização do Compensador Estático -100 / + 200 Mvar CE-01 e dificultando o controle de tensão na instalação.
- 7.44. Conclusões complementares:

Com relação ao ponto de operação imediatamente anterior à ocorrência do dia 15.08.2023, bem como ao processo de validação de modelos, alguns aspectos merecem esclarecimentos adicionais, a saber:

a) Inércia

O Sistema Interligado Nacional operava com valores globais de inércia adequados, haja vista que a inércia total do sistema era da ordem de 265 GW.s, para uma Carga Global do SIN de cerca de 73 GW, o que resulta em proporções inércia/carga superiores aos valores verificados em diversos sistemas elétricos internacionais, tal como apontado em 2020 pelo grupo de trabalho JWG C2/C4.41 - *Impact of High Penetration of Inverter-based Generation on System Inertia of Networks* do Cigre, conforme apresentado na Figura 7-1 a seguir.

Figura 7-1: Inércia mínima para carga média nos diversos ISO

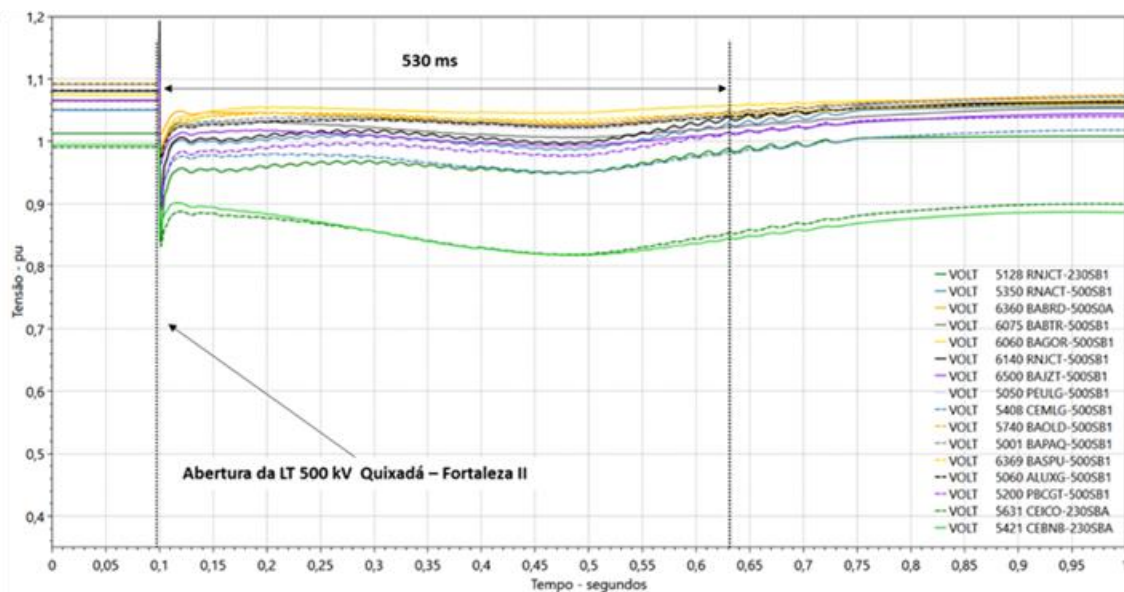


Dessa forma, não há relação direta da ocorrência da perturbação com a inércia sistêmica. Vale esclarecer que o fenômeno elétrico, que levou aos desligamentos em cascata, foi motivado por um colapso de tensão e a resposta inercial das máquinas contribuiu em fenômenos associados a frequência e, portanto, não poderia ter sido evitado a partir do aumento da inércia do sistema.

b) Potência de curto-circuito

Em relação à potência de curto-circuito, as exaustivas análises realizadas por este Operador indicavam que o nível de curto-circuito era adequado para atendimento a todos os critérios estabelecidos em Procedimentos de Rede, em especial aqueles associados a afundamentos e variações de tensão, conforme pode ser comprovado através da figura abaixo, onde não há violação de critérios e as usinas conectadas poderiam suprir o déficit de potência reativa à rede e estabilizar os níveis de tensão do sistema, mesmo após a ocorrência.

Figura 7-2: Perfil de tensão no eixo de 230 kV e 500 kV na área de influência da perturbação (Simulação de Transitórios Eletromecânicos)



Nesta linha, é importante mencionar que o aumento dos níveis de curto-circuito em determinado ponto da rede, depende de soluções locais e específicas, portanto, o aumento do número de máquinas síncronas em operação em pontos eletricamente afastados não agregaria segurança adicional e margens de estabilidade ao sistema para o fenômeno em questão.

É fato que a possível implantação de novos compensadores síncronos na região, assim como expansões na rede de transmissão, contribuem para a elevação da potência de curto-circuito e, assim, permitem explorar mais os limites de transmissão do sistema com o mesmo nível de segurança. Nesta condição, portanto, mantidas as discrepâncias associadas ao suporte de potência reativa das usinas eólicas e fotovoltaicas da região Nordeste, o sistema permaneceria em risco similar ao observado em 15.08.2023.

Cumprir destacar que não há evidências que caracterizem o número de unidades geradoras síncronas em operação como causa dos riscos manifestados nesta ocorrência específica. A principal razão que inviabilizou ao ONS identificar os riscos relacionados ao cenário operativo pré-distúrbio e garantir a segurança elétrica do sistema neste cenário específico, reside na discrepância entre os modelos fornecidos pelos agentes geradores e o desempenho real dos equipamentos em campo, assim, tal fato não tem relação com o tipo de fonte envolvida.

c) Oscilação de potência e aberturas angulares

O colapso de tensão verificado após a perda simples da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II, sem ocorrência de curto-circuito, levou aos desligamentos que se sucederam na região Nordeste. Não foi observada nenhuma oscilação de potência durante os instantes iniciais do evento, sendo que a abertura angular verificada se justifica pela queda de tensão e conseqüente impacto na transferência de potência entre as áreas. Dessa forma, a abertura angular verificada no início do evento não se configura como determinante para a evolução da perturbação.

d) Processo de validação de modelos

O processo de validação dos modelos dos geradores eólicos e fotovoltaicos e seus controladores passa por duas etapas principais, a saber: a) validação no âmbito dos estudos pré-operacionais; b) validação do modelo fornecido pelos agentes no âmbito do pré-operacional em relação ao efetivamente implantado em campo, via relatório de comissionamento. No caso em específico, o ONS atestou a conformidade de todos os modelos no âmbito do estudo pré-operacional, entretanto, a sua validação em relação ao campo somente é possível após o recebimento dos relatórios de comissionamento pelos agentes, o que ainda requer aprimoramentos já devidamente endereçados no âmbito desse relatório.

7.45. Por fim, registra-se que a perturbação em pauta se insere num contexto dos aprendizados associados à transição energética, desafiando os operadores de sistemas elétricos por todo o mundo. A cada desafio, novos aprendizados emergem e novas soluções são desenvolvidas. Neste sentido, entende-se que as lições aprendidas com essa ocorrência, bem como as medidas que estão sendo implantadas no Brasil para que o país mantenha a capacidade de integrar as fontes renováveis com segurança e qualidade no suprimento, irão contribuir para mitigar os riscos de perturbações desta natureza.

8 PROVIDÊNCIAS TOMADAS

8.1 ONS

- 8.1.1** Até que a performance em campo dos parques aerogeradores e fotovoltaicos esteja corretamente caracterizada nos modelos matemáticos, conforme processo em andamento pelo ONS e agentes envolvidos, o ONS adaptou a sua base de dados para representar a performance dos referidos parques tal como observada em campo durante a perturbação, de modo a utilizá-la nos estudos de caráter operativo.
- 8.1.2** Frente à constatação de que o desempenho em campo dos parques aerogeradores e fotovoltaicos foi aquém do representado pelos modelos matemáticos disponibilizados pelos agentes ao ONS, o Operador implementou novos limites de intercâmbios e medidas operativas na região Nordeste, conforme RT ONS DPL 0470/2023 e RT ONS DPL 0519/2023- Relatório de Diretrizes para a Operação Elétrica com Horizonte Mensal de Setembro (revisão 3) e outubro de 2023, visando garantir a segurança operativa do SIN.
- 8.1.3** O ONS elaborou e disponibilizou aos agentes, no SINtegre, relatório contendo os requisitos técnicos de RDP para as usinas eólicas e fotovoltaicas, no dia 29/09/2023.
- 8.1.4** O ONS elaborou e disponibilizou aos agentes, no SINtegre, guia para validação dos modelos matemáticos das usinas eólicas e fotovoltaicas, no dia 29/09/2023.
- 8.1.5** O ONS elaborou e disponibilizou aos agentes, no SINtegre, relatório contendo os requisitos técnicos para a instalação de PMU nas usinas eólicas e fotovoltaicas, no dia 06/10/2023.
- 8.1.6** O ONS encaminhou à ANEEL, no âmbito da Tomada de Subsídios 13 / 2023, proposta de revisão do Submódulo 7.4, novos procedimentos para emissão da Declaração de Atendimento aos Procedimentos de Rede (DAPR), no que tange aos requisitos de Modelos Reais e Comissionamento, visando assegurar reprodução do desempenho dos modelos matemáticos em comparação com o comportamento em campo dos equipamentos, durante o processo de integração de novas usinas quanto em todo o ciclo de vida.

8.2 CHESF

- 8.2.1** No dia 15/08/2023 foi realizada a correção da lógica de SOTF nas proteções da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II, inserindo o bloqueio da função após a energização da linha de transmissão.
- 8.2.2** Realizada avaliação das lógicas de SOTF implantadas nos relés de Proteção fabricante Alstom/Areva (família PX40) da Eletrobras CHESF, com conclusão em 20/08/2023.
- 8.2.3** Foram implementadas correções nas lógicas de SOTF, em todos os relés de Proteção do fabricante Alstom/Areva (família PX40) da Eletrobras CHESF. Esta atividade foi iniciada em 20/08/2023, e concluída em setembro/2023. Os relés que foram atualizados, de acordo com a planilha enviada pela CHESF em 02/09/2023 por e-mail, se encontram nas figuras abaixo, totalizando 82 relés.

Figura 8-1: Lista de relés que já foram atualizados pela CHESF, até 02/09/2023

REGIONAL	SE	TENSÃO	EVENTOS	MODELO
FORTALEZA	SBD	230kV	04N1	P442
NATAL	ACD	230kV	04L4	P442
NATAL	ETD	230kV	04F3	P442
NATAL	ETD	230kV	04F4	P442
NATAL	NTT	230kV	04F3	P442
NATAL	NTT	230kV	04F4	P442
NATAL	NTT	230kV	04N3	P442
NATAL	NTT	230kV	04N4	P442
PAULO AFONSO	FTD	230kV	04F2	P444
PAULO AFONSO	FTD	230kV	04S2	P442
RECIFE	GNN	230kV	04C7	P442
RECIFE	GNN	230kV	04C9	P442
RECIFE	GNN	230kV	04L3	P442
RECIFE	PEN	230kV	04S9	P442
RECIFE	PRD	230kV	04C1	P442
RECIFE	RCD	230kV	04C1	P442
RECIFE	RCD	230kV	04C8	P442
RECIFE	RCD	230kV	04C9	P442
RECIFE	RCD	230kV	04F6	P442
RECIFE	RCD	230kV	04F7	P442
RECIFE	RCD	230kV	04M1	P442
RECIFE	RCD	230kV	04M3	P441/P442
RECIFE	RIB	230kV	04M1	P442
SALVADOR	FNL-UFL	230kV	04F6	P442
SALVADOR	FNL-UFL	230kV	04L3	P442
SALVADOR	ITB	230kV	04S6	P442
SALVADOR	ITB	230kV	04S7	P442
SALVADOR	ITH	230kV	04L1	P442
SOBRADINHO	BJS	230kV	04F5	P442
SOBRADINHO	BMC	230kV	04F2	P442
SOBRADINHO	BMC	230kV	04F5	P442
SOBRADINHO	IRE	230kV	04F2	P442
FORTALEZA	QXA	500kV	05V3	P442
FORTALEZA	QXA	500kV	05V5	P442
RECIFE	ART	230kV	04F1	P442
RECIFE	ART	230kV	04S9	P442

Figura 8-2: Lista de relés que faltam ser atualizados pela CHESF, até final de setembro de 2023

REGIONAL	SE	TENSÃO	EVENTOS	MODELO
FORTALEZA	AUD	230kV	04P3	P545
FORTALEZA	SBD	230kV	04L1	P543
FORTALEZA	SBT	230kV	04P3	P545
NATAL	ACD	230kV	04P2	P545
NATAL	CGD	230kV	04P1	P545
NATAL	CGD	230kV	04V3	P543
NATAL	CGD	230kV	04V4	P543
NATAL	CGD	230kV	04V5	P543
NATAL	CGT	230kV	04M1	P545
NATAL	CGT	230kV	04M2	P545
NATAL	CGT	230kV	04V3	P543
NATAL	CGT	230kV	04V4	P543
NATAL	CGT	230kV	04V5	P543
NATAL	CID	230kV	04C1	P545
NATAL	CID	230kV	04Z1	P545
NATAL	CID	230kV	04Z2	P545
NATAL	ETD	230kV	04M2	P545
NATAL	ETD	230kV	04Z1	P545
NATAL	ETD	230kV	04Z2	P545
NATAL	JCD	230kV	04C1	P545
NATAL	LND	230kV	04L7	P543
NATAL	PRS	230kV	04L7	P543
RECIFE	PFE	230kV	04P1	P543
RECIFE	PRD	230kV	04Z7	P543
RECIFE	SUD	230kV	04M1	P543
RECIFE	SUD	230kV	04M2	P543
RECIFE	SUD	230kV	04Z5	P543
RECIFE	SUD	230kV	04Z6	P543
RECIFE	SUD	230kV	04Z7	P543
RECIFE	SUD	230kV	04Z8	P543
RECIFE	SUT	230kV	04Z5	P543
RECIFE	SUT	230kV	04Z6	P543
SALVADOR	JCR	230kV	04P1	P543
SOBRADINHO	BJD	230kV	04F6	P545
SOBRADINHO	CFO	230kV	04C1	P543
SOBRADINHO	CFO	230kV	04C2	P543
SOBRADINHO	IRE	230kV	04F1	P543
SOBRADINHO	OUR	230kV	04C2	P543
SOBRADINHO	OUR	230kV	04F1	P543
SOBRADINHO	SNB	230kV	04C1	P543
TERESINA	IBD	230kV	04L1	P543
TERESINA	IBD	230kV	04N1	P543
TERESINA	PRI	230kV	04N1	P543
SOBRADINHO	IGD	230kV	04f6	P545
SOBRADINHO	IRE	230kV	04S5	P543
SOBRADINHO	MPD	230kV	04S5	P543

8.2.4 Corrigida a lógica do Religamento automático da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza, juntamente com a correção da função SOTF desta linha.

8.2.5 Foi realizado no período de 15/08 a 24/08/23 a intervenção de nº 15179/23 para manutenção corretiva no sistema de nobreaks da UHE Xingó que alimenta

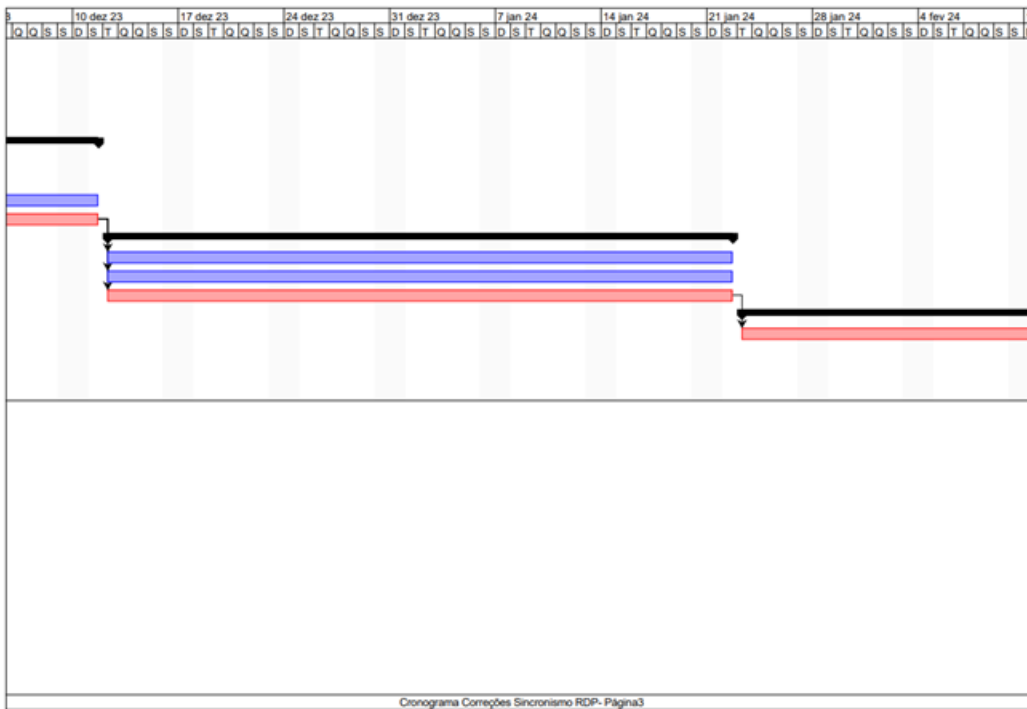
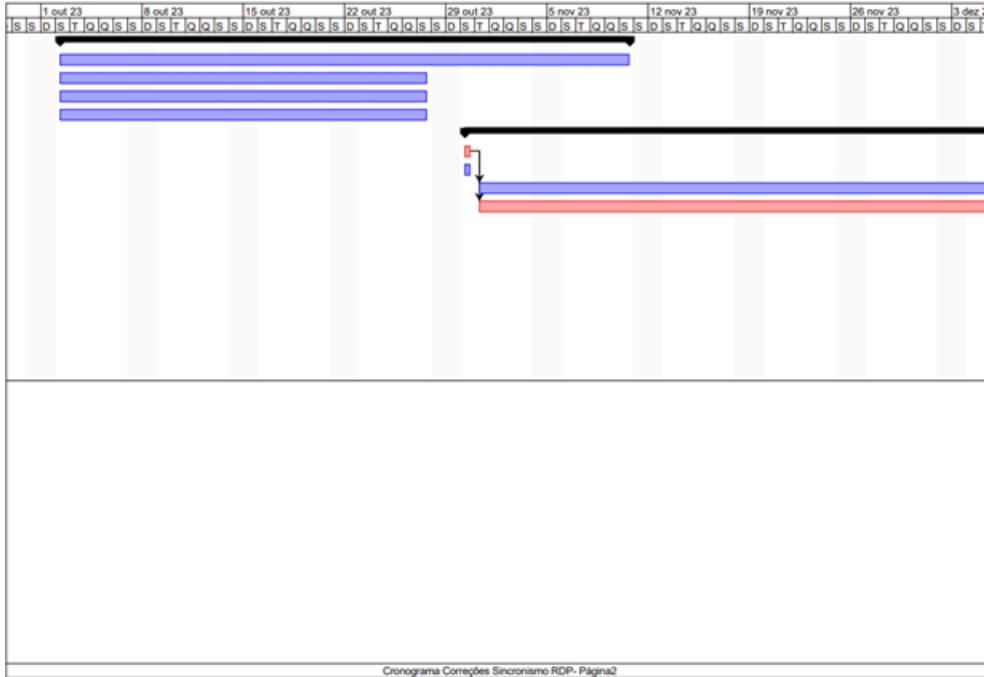
o Terminal Server responsável em transmitir as informações da supervisão dos dados digitais e analógicos ao ONS. O agente esclareceu que no momento da ocorrência, com a atuação do relé de bloqueio, as unidades geradoras saíram do paralelo e permaneceram girando à vazio. Neste momento, a fonte externa assumiu a carga da usina através de comutação do serviço auxiliar e, com essa comutação, o sistema de nobreaks que alimenta o Terminal Server responsável por transmitir as informações da supervisão dos dados digitais e analógicos para o ONS entrou em falha.

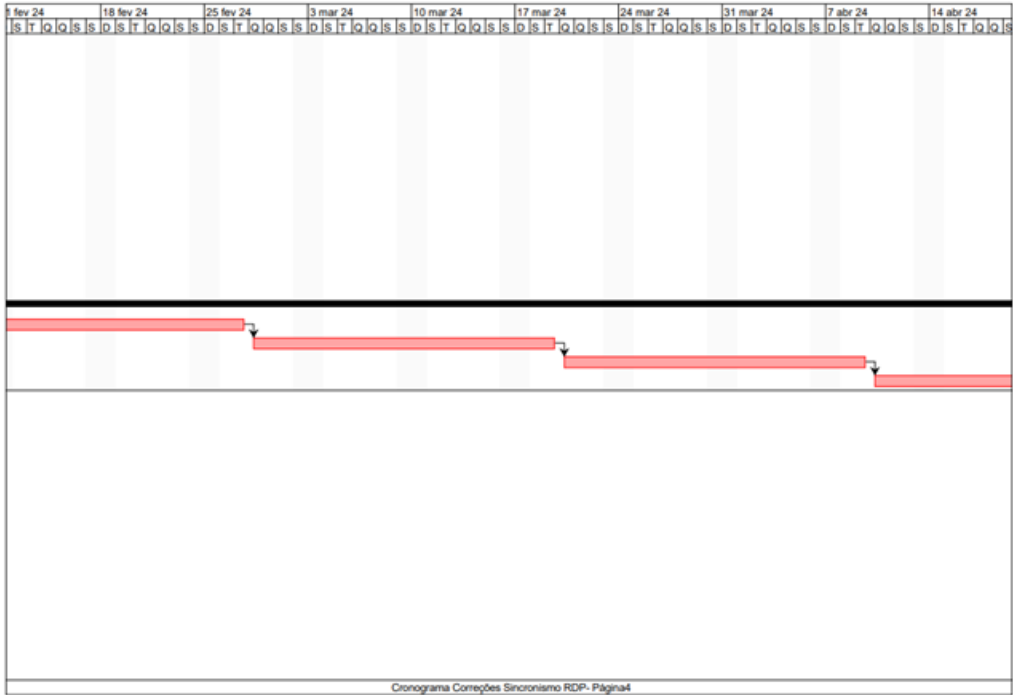
8.2.6 Foram realizados ajustes na aplicação de coleta automática dos registros de perturbação e normalizado o envio dos arquivos de oscilografia no terminal de Alagoinhas da LT 230 kV Alagoinhas – Cícero Dantos.

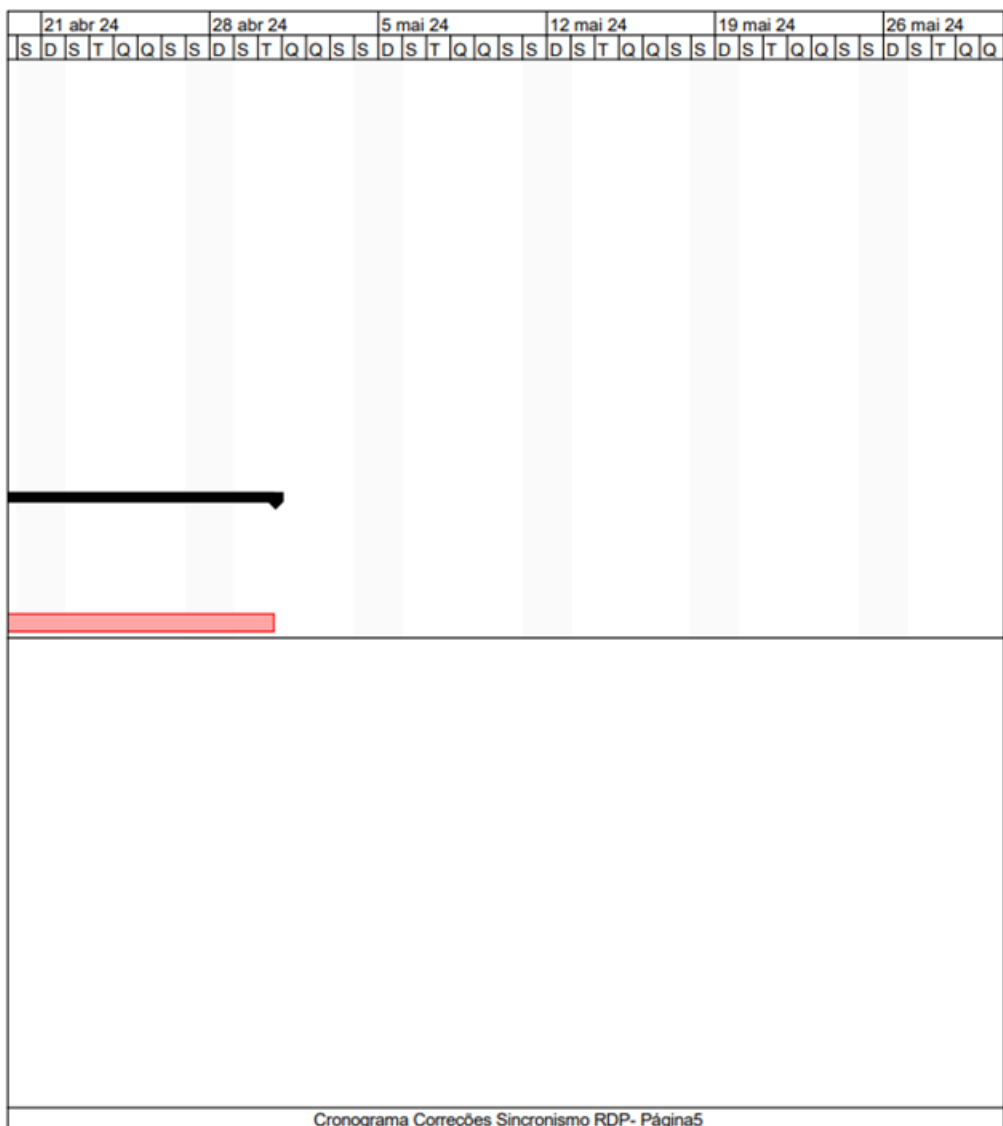
8.2.7 Fornecimento de cronograma para a ação de correção do sincronismo dos Registradores Digitais de Perturbação relacionados com os eventos listados na tabela 3 - "Sequência de Desligamento Automático e Manuais, com término de conclusão para abril de 2024, conforme mostrado abaixo.

	①	Nome	Duração	Início	Fim	Antecessores	Nomes dos Recursos	T. lo
1		Avaliação Status Sincronism...	30 dias	02/10/23 08:00	10/11/23 17:00			
2		SimessR	30 dias	02/10/23 08:00	10/11/23 17:00			
3		RPV ReasonGE	20 dias	02/10/23 08:00	27/10/23 17:00			
4		Bitronics	20 dias	02/10/23 08:00	27/10/23 17:00			
5		7KE85	20 dias	02/10/23 08:00	27/10/23 17:00			
6		Parecer técnico Fabricante	31 dias	30/10/23 08:00	11/12/23 17:00			
7		Siemens - envio de log	1 dia	30/10/23 08:00	30/10/23 17:00			
8		Reason GE - envio de log	1 dia	30/10/23 08:00	30/10/23 17:00			
9		Feedback diagnóstico Siemens	30 dias	31/10/23 08:00	11/12/23 17:00	7		
10		Feedback diagnóstico GE	30 dias	31/10/23 08:00	11/12/23 17:00	7		
11		Aquisição	30 dias	12/12/23 08:00	22/01/24 17:00			
12		Módulos	30 dias	12/12/23 08:00	22/01/24 17:00	10		
13		Conversores	30 dias	12/12/23 08:00	22/01/24 17:00	10		
14		Fibra	30 dias	12/12/23 08:00	22/01/24 17:00	10		
15		Planejamento	71 dias	23/01/24 08:00	30/04/24 17:00			
16		Correção e implantação de meth.	26 dias	23/01/24 08:00	27/02/24 17:00	14		
17		Correção e implantação de meth.	15 dias	28/02/24 08:00	19/03/24 17:00	16		
18		Correção e implantação de meth.	15 dias	20/03/24 08:00	09/04/24 17:00	17		
19		Correção e implantação de meth.	15 dias	10/04/24 08:00	30/04/24 17:00	18		

Cronograma Correções Sincronismo RDP- Página1







- 8.2.8 O agente CHESF realizou reciclagem com os Operadores de Sistema da equipe do CRON na IO-OI.NE.MND, conforme documento DOC.30-Reciclagem MLG, ICO, BNB, ALX, com o objetivo de evitar reincidência de falha em não realizar a preparação da subestação de Maracanaú II para iniciar o processo de restabelecimento da área de Luiz Gonzaga, como verificado na perturbação do dia 15/08/2023.

- 8.2.9 O agente CHESF realizou reunião e reciclagem com os Operadores de Sistema da equipe CRON na IO-OI.NE.FZD Rev. 48, conforme documento DOC.29-Reciclagem FTZ, FZD, AQD, DMG, PCD, MND, CPE e SBD, com o objetivo de evitar reincidência de manobras de energização da LT 500 kV Fortaleza II / Pecém II (C2), sem coordenação com o COSR-NE, como verificado durante o processo de recomposição da perturbação do dia 15/08/2023, que ocasionou

o desligamento do transformador TR-01 230/69 kV da SE Cauípe interrompendo as cargas já restabelecidas na subestação.

- 8.2.10 O agente CHESF apresentou os seguintes esclarecimentos e providência adotada com relação falha do disjuntor DJ 14Z2 da SE Fortaleza II, identificada às 10h05, que impediu o religamento do 2º circuito da LT 230 kV Fortaleza II / Pici II (Z2):

“Prontamente, a equipe de manutenção identificou um mini disjuntor do circuito de fechamento do Disjuntor 14Z2, da SE Fortaleza II, com um dos polos danificado, o que impediu o religamento do 14Z2. A situação foi normalizada às 10h41 do mesmo dia 15/08/2023 através da substituição do componente danificado.”

- 8.2.11 O agente CHESF apresentou os seguintes esclarecimentos e providência adotada com relação falha do disjuntor DJ 14F5 da SE Delmiro Gouveia, identificada às 10h06, que impediu o religamento do 2º circuito da LT 230 kV Fortaleza II / Delmiro Gouveia C2 (F5):

“Prontamente, a equipe de manutenção identificou vazamento de ar comprimido pela válvula de alívio do Disjuntor 14F5, da SE Delmiro Gouveia, o que impediu o religamento do Disjuntor 14F5. A situação foi normalizada às 12h45 do mesmo dia 15/08/2023 através da substituição válvula de alívio.”

- 8.2.12 O agente CHESF apresentou os seguintes esclarecimentos quanto a causa do desligamento automático do transformador TR-01 de 230 / 69 kV da SE Cauípe, ocorrido às 10h33 do dia 15/08/2023, e que provocou a interrupção das cargas restabelecidas até o momento na subestação de Cauípe (cerca de 10 MW):

“Atuação da proteção de sobretensão temporizada foi correta associada a barra de 69KV da SE Cauípe. Essa proteção tem um ajuste de 1,2pu por 4,5s. A tensão chegou a 1,25pu.”

- 8.2.13 O agente CHESF apresentou os seguintes esclarecimentos quanto a causa do desligamento automático dos transformadores de 230 / 69 kV da SE Cauípe, ocorrido às 12h38 do dia 15/08/2023, e que provocou a interrupção das cargas restabelecidas até o momento na subestação de Cauípe (cerca de 70 MW):

“Às 12h37, ocorreu uma sobretensão sistêmica da ordem de 256 kV na barra de 230 kV da SE Cauípe, sensibilizando a proteção de sobretensão da SE Cauípe ocasionando o desligamento. A atuação da proteção de sobretensão temporizada

foi correta associada a barra de 69KV da SE Cauípe. Essa proteção tem um ajuste de 1,2 pu por 4,5s. A tensão chegou a 1,25pu.”

- 8.2.14 O agente CHESF apresentou os seguintes esclarecimentos quanto ao motivo do religamento do TR1-230/69 kV da SE Icó ter ocorrido somente às 09h18 do dia 15/08/2023, embora o seu religamento tenha sido autorizado pelo COSR-NE desde 08h51 do dia 15/08/2023, retardando o restabelecimento das cargas na SE Icó:

“Entre 08h51 e 08h53, o ONS solicitou a energização do reator 230 kV 04E1 e comutação de tapes nos ATR 500/230 kV na SE Milagres, desligamento do BC 230 kV 04H1 na SE Fortaleza e o religamento do TR1-230/69 kV da SE Icó. A partir das 08h54, o Centro de Operação Regional Norte e Oeste - CRON da CHESF iniciou a realização das ações para o atendimento das solicitações do controle de tensão, visando as condições de energização do trecho de 500 kV Milagres - Quixadá - Fortaleza II e em seguida, realizou o religamento do TR1-230/69 kV da SE Icó. Ressalta-se que não houve solicitação do ONS para priorizar a energização do TR1-230/69kV da SE Icó, frente as demais manobras solicitadas no referido contato.”

- 8.2.15 O agente CHESF apresentou os seguintes esclarecimentos quanto à indisponibilidade do autorrestabelecimento da UHE Sobradinho e à dificuldade de sincronismo das unidades geradoras UG-05 e UG-06 na usina:

“Após autorização do ONS para início do autorrestabelecimento, às 08h54, foram iniciadas as manobras para o autorrestabelecimento da usina de Sobradinho. Durante o processo de preparação houve a falha do disjuntor QE1-7, responsável pela alimentação dos CM4, CM5 e CM6, o qual foi prontamente substituído.

Este defeito na alimentação dos Centros de Motores (CM) afetou o funcionamento das motobombas do sistema de regulação de velocidade das unidades geradoras (UGs), impedindo a reposição de óleo ao balão acumulador de ar+óleo, sendo necessário repor a pressão para possibilitar a partida das UGs.

O disjuntor QE1-7 que apresentou falha, foi instalado e entrou em operação em outubro de 2015. O plano de manutenção preventiva deste equipamento possui periodicidade anual, sendo a última manutenção preventiva executada no prazo em 17.02.2023.”

- 8.2.16 O agente CHESF apresentou os seguintes esclarecimentos quanto a dificuldade de sincronismo dos disjuntores de 230 kV associados aos

transformadores de 230 / 138 kV da SE Ibicoara, que acarretou dificuldade para o fechamento e conseqüente demora para ligar os transformadores:

“Foi verificado que não houve falha no check de sincronismo. Apenas os ajustes implantados não permitiam o fechamento dos disjuntores 14T3 e 14T4 da SE Ibicoara devido à tensão medida. Foram implantados novos ajustes de máxima tensão de sincronismo liberando o fechamento para valores superiores de tensão.”

8.2.17 O agente CHESF informou os tempos envolvidos para energização do compensador síncrono da SE Camaçari II, após solicitação do ONS.

8.3 ARGO III

8.3.1 Na SE 230 kV Ji-Paraná, o compensador síncrono 01 apresentou dificuldade de retirada do freio do motor. Houve a necessidade de intervenção da equipe de manutenção. O retorno da operação do equipamento ocorreu às 14h11min com sucesso.

8.4 ENERGISA RONDÔNIA

8.4.1 O Agente de Distribuição (Energisa Rondônia) informou que enfrentou dificuldades de comunicação, não conseguindo, por vezes, contato com o Centro de Operação do Agente de Transmissão e do ONS para confirmar autorização e montantes de carga no procedimento de recomposição, afetando o tempo total do processo.

8.5 ENGIE

8.5.1 A ENGIE alterou a lógica dos relés dos circuitos da LT 500 kV Serra Pelada – Miracema C1 e C2 para que a função SOTF seja habilitada apenas com o comando de fechamento do disjuntor, e não utilizando a medição de tensão e corrente, de forma a evitar seu desligamento incorreto, conforme ocorrido na perturbação de 15/08/2023. As novas lógicas foram implementadas nos relés nos dias 30 e 31/08 sob SGIs 45.396-23, 45.399-23, 45.412-23 e 45.451-23.

8.5.2 O agente ENGIE informou que, a demora para início da recomposição fluente do corredor de recomposição da área Estreito, foi motivado pela necessidade de recomposição das unidades geradoras da UHE Estreito, que tiveram parada mecânica por falta de tensão nas suas respectivas subestações unitárias ocasionada por falha na entrada da alimentação de emergência da UHE Estreito. No andamento da sequência de recomposição ocorreu falha na

abertura automática do disjuntor de alimentação do serviço auxiliar UG7, impedindo o fechamento do disjuntor do grupo gerador diesel e a energização dos painéis dos cubículos de distribuição geral dos circuitos 1 e 2, sendo necessário comandar localmente a abertura do disjuntor de alimentação do serviço auxiliar da UG7. O motivo da não abertura do disjuntor do serviço auxiliar da UG7 foi um curto-circuito na Bobina de mínima tensão do equipamento, a bobina foi substituída. A recomposição fluente do corredor de recomposição da área Estreito, teve início efetivo às 08h59min e término às 09h25min, desempenho muito próximo aos resultados dos ensaios de Black Start.

8.6 EVOLTZ

8.6.1 A EVOLTZ informou que, em relação às anormalidades de SOE dos LEDJ603 e SIDJ706, interagiu com a equipe da RSO-SSC do ONS e foi identificado que o evento de SOE gerado está sendo registrado corretamente com a estampa de tempo com precisão de milissegundo e que os registros gerados pelo SAGE de Lechuga estão condizentes com os registros dos SAGE do COS Evoltz e do REGER do ONS. No entanto, foi verificado que, após o recebimento do registro correto, uma nova transição do ponto está sendo registrada somente pelo REGER do ONS, esta sem a precisão de milissegundo. Para esses casos, a Evoltz alterou a estratégia de distribuição dos pontos de disjuntores da MTE para pontos duplos em substituição aos pontos simples atualmente distribuídos.

8.7 LMTE

8.7.1 A LMTE realizou a troca da placa danificada da UPS referente a alimentação do sistema de resfriamento do compensador estático da SE 500 kV Oriximiná, através do SGI 045.128-23 e SGI 046.694-23.

8.8 LXTE

8.8.1 O agente esclareceu que a dificuldade em comandar os disjuntores, 9022 e 9032, para recomposição da LT 500kV Xingu/Jurupari foi devido a não seleção de sincronismo motivada pela indefinição de posição da chave seccionadora 9533C. O sistema supervisório monitora esta chave seccionadora pela unidade de controle do banco de capacitores que aquisita o status por um par de contatos do camis diferente da unidade de controle dos disjuntores, portanto não reportando naquele momento qualquer tipo de defeito. Durante investigação técnica, a equipe de manutenção identificou um defeito nos

contatos do camis da seccionadora que são destinados a unidade de controle da LT e realizou a correção conforme SGI 52.623-23. Adicionalmente, para evitar recorrência e facilitar o diagnóstico foi criado um ponto, na unidade de controle dos disjuntores, de supervisão das chaves seccionadoras dos bancos de capacitores para alarmar no sistema de supervisão. incidências.

- 8.8.2 O agente informou que o comando foi efetuado de forma equivocada através do centro de operação, provocando o fechamento indevido do DJ 9042. Tal situação se deu por equívoco do operador em consequência do elevado número de manobras que estavam sendo efetuadas na data da ocorrência. Como forma de evitar recorrência, foram realizadas reuniões com toda a equipe de operação entre os dias 01/09/2023 e 06/09/2023, para avaliação no desempenho do time na data ocorrência, onde foram levantados e discutidos todos os pontos de melhoria.
- 8.8.3 O agente informou que com relação a DJ 9014, o referido disjuntor estava aberto desde às 08h38min e foi fechado às 12h49min por comando de fechamento e, portanto, não houve abertura às 12h44min, uma vez que neste momento ele já se encontrava aberto. No entanto, o DJ 9024 que havia sido fechado às 12h38min foi aberto às 12h43min por comando em nível 1 pela equipe de manutenção. Tal situação se deu por equívoco do mantenedor em consequência do elevado número de manobras que estava sendo efetuado na data da ocorrência. Como forma de evitar recorrência, o agente realizou uma reunião com toda equipe de manutenção informado a necessidade de realizar comandos com atenção redobrada e apenas com a orientação e autorização do Centro de Operação.
- 8.8.4 O agente esclareceu que a dificuldade em comandar os disjuntores, 9022 e 9032, para recomposição da LT 500kV Xingu/Jurupari foi devido a não seleção de sincronismo motivada pela indefinição de posição da chave seccionadora 9533C. O sistema supervisor monitora esta chave seccionadora pela unidade de controle do banco de capacitores que aquisita o status por um par de contatos do camis diferente da unidade de controle dos disjuntores, portanto não reportando naquele momento qualquer tipo de defeito. Durante investigação técnica, a equipe de manutenção identificou um defeito nos contatos do camis da seccionadora que são destinados a unidade de controle da LT e realizou a correção conforme SGI 52.623-23. Adicionalmente, para evitar recorrência e facilitar o diagnóstico foi criado um ponto, na unidade de

controle dos disjuntores, de supervisão das chaves seccionadoras dos bancos de capacitores para alarmar no sistema de supervisão

8.9 COOPERCOCAL

8.9.1 O agente informou ter realizado, em 29/08/2023, a parametrização adequada dos relés dos alimentadores alocados para o ERAC.

8.10 ELETRONORTE

8.10.1 Habilitação do disparo da proteção de Disparo por Oscilação de Potência (68OST-PPS) da LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança, na oscilografia do IED do terminal de Boa Esperança.

8.10.2 O agente ELETRONORTE informou que, a dificuldade para fechamento do disjuntor nº 10 do TF-8 230 / 69 kV da SE Vila do Conde (VCTF6-08), tratou-se de uma dificuldade momentânea no telecomando do disjuntor, sem apresentar qualquer característica de anormalidade. Além disso, em seguida, após a normalização do TF-7, o referido disjuntor aceitou o telecomando normalmente. Após o evento, foi realizada inspeção no disjuntor nº 10, não identificando qualquer anormalidade.

8.10.3 O agente ELETRONORTE informou que, o motivo da dificuldade para fechamento do disjuntor 06 na SE Imperatriz referente a LT 500 kV Marabá / Imperatriz C2, foi um problema relacionado ao disjuntor IZDJ7-08, motivado por discordância de polos. No mesmo dia, foram realizadas ações corretivas e preventivas, conforme o SGI nº 44.355-23.

8.10.4 O agente ELETRONORTE informou que, não conseguiu manobrar os TAPs dos transformadores 230/69 kV da subestação Porto Velho via telecomando, pois foi identificado que a chave local/remoto do GDG estava na posição "local", não permitindo a partida do GDG e, portanto, impactando no sistema de alimentação dos comutadores de TAPs. A chave já se encontra devidamente na posição remota. Para evitar reincidência do ocorrido, foi enviada notificação pela gerência de operação de tempo real da Eletrobras Eletronorte à equipe de assistência local da instalação SE Porto Velho, reforçando que, durante inspeção de 1º nível, é obrigatória a confirmação do operador de que a chave se encontra na posição remoto. Como melhoria

adicional, foi inserido na planilha de inspeção do GDG, um item para verificação dessa condição pelo operador."

- 8.10.5 O agente ELETRONORTE informou que o desligamento da barra 138 kV da SE Rurópolis foi provocado pelos desligamentos dos Autotransformadores 01, 02 e 03 da referida subestação, decorrentes das proteções de sobrecorrente com restrição de tensão (51V) dos seus lados de 138 kV. No momento dos desligamentos, a tensão na barra de 138 kV estava muito baixa (abaixo do ajuste de 0,7 pu de tensão da função 51V).
- 8.10.6 O agente Eletronorte habilitou a partida de oscilografia da PPS de Presidente Dutra, no IED da LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança no mesmo dia da perturbação.
- 8.10.7 O agente Eletronorte informou que o RDP do terminal da SE Presidente Dutra da LT 500 kV Presidente Dutra/Boa Esperança entrou em operação no ano de 2008 e trata-se de um equipamento já fora de fabricação. No dia 15/08/2023 ao tentar extrair a oscilografia referente ao desligamento da referida LT foi constatado que por uma falha de hardware ele se encontrava fora de operação. O RDP foi substituído no dia 23/08/2022 por outro RDP da reserva técnica da Eletronorte (conforme O.S. 43001447078) que se encontra operando normalmente.
- 8.10.8 O agente Eletronorte informou que os relés utilizados para a implantação da PPS do terminal da SE Presidente Dutra da LT 500 kV Presidente Dutra/Boa Esperança são do modelo MiCOM P437 de fabricação Schneider. Nesses relés, para que uma oscilografia seja gerada automaticamente, é necessário que a função de proteção atuada esteja configurada em uma máscara de sinais de desligamentos que por sua vez provoca a atuação das saídas binárias do relé programadas com a função de desligamento geral. A atuação da PPS não foi incluída nessa máscara de desligamento, porque ela não se dá diretamente sobre os relés auxiliares de desligamento associados às saídas binárias usadas para a abertura dos disjuntores das LTs. Na adequação de projeto feita para a implantação da PPS foi utilizada uma saída binária exclusiva que aciona o SEP associado à atuação da PPS, que por sua vez promove os desligamentos programados. Por esse motivo, a atuação da PPS não foi incluída na máscara de desligamento geral. No dia 24/08/2023 (conforme O.S. 43001447677) foi implementada uma lógica programável para forçar o disparo da oscilografia sempre que ocorrer a atuação da PPS.

8.11 FURNAS

- 8.11.1 O agente informou que foi realizada uma intervenção no dia 24/08/2023 para verificação das causas da atuação do BF do DJ9564 da SE Gurupi, em que foi efetuada inspeção e reaperto do circuito de abertura e execução de teste de manobra, não sendo identificada nenhuma anormalidade nos tempos de abertura dos polos do disjuntor.
- 8.11.2 O agente FURNAS identificou e solucionou os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.
- 8.11.3 Corrigido o sincronismo de tempo das oscilografias do RDP SM02 das unidades geradoras da UHE Serra da Mesa em 27/09/23, normalizando seu relógio interno.
- 8.11.4 Corrigido o sincronismo de tempo das oscilografias do RDP GU01 da LT 500 kV Gurupi – Miracema C1 no terminal de Gurupi em 27/09/23, normalizando seu relógio interno.
- 8.11.5 Verificado que o desligamento por falha no regulador de tensão das unidades geradoras UG01 e UG04 da UHE Manso, cerca de 6 minutos do início da perturbação de 15/08/2023, foi devido às grandes oscilações de frequência durante a ocorrência. O regulador de tensão perdeu o sincronismo do disparo para sistema de excitação causando falha interna fugitiva no equipamento, promovendo o desligamento das unidades geradoras. Com não foi possível representar o fenômeno que provocou a falha fugitiva, o regulador foi testado com resultados satisfatório e entregue à operação.

8.12 JTE

- 8.12.1 A JTE informou que foi necessário o COS-Celeo realizar a preparação de 24 (vinte e quatro) instalações de todas as concessões operadas da Celeo. Para esta ocorrência, o COS-Celeo realizou a preparação de instalações de forma aleatória, sem diferenciar as instalações que participam de recomposição fluente e coordenada. Desta maneira, foi identificado como ponto de melhoria e reforçado com todos os operadores do COS-Celeo a priorização de preparação das instalações que participam da recomposição fluente, incluindo as subestações de Samuel e Ariqueemes.

8.13 SAESA

- 8.13.1 O agente SAESA enviou o relatório REL-DO-GEP-2023-0028-ELE-Rev00-Avaliação do desempenho do sistema de proteção das UG do 230 kV no evento de 15.08.2023, informando as razões para atuação da proteção de perda de excitação da UG50 e das proteções de energização acidental nas UG45, 46, 47 e 48 da UHE Santo Antônio durante a perturbação do dia 15/08/2023, além de ações que estão sendo tomadas para evitar reincidências dos desligamentos ocorridos.
- 8.13.2 O agente SAESA informou no relatório REL-DO-GEP-2023-0028-ELE-Rev00 citado, que todos os relés de proteção estão sendo ensaiados em atendimento a manutenção de periodicidade quinquenal, que contempla o levantamento da curva de atuação de todas as proteções habilitadas nos relés de proteção. No setor de 230 kV foram ensaiados os relés das UG's 45, 47, 48, 49 e 50. Os testes dos relés da UG46 estão programados para out/2023. Além disso, durante os testes, o agente comprovou que os relés 7UM62 bloqueiam as funções de proteção que dependem de tensão quando a frequência da tensão medida é maior ou igual 71Hz, no entanto, de forma incoerente, mantêm ativa a proteção 50EI que também depende de tensão. Nos testes, a tensão simulada de 13,8 kV com frequência de 74Hz injetada no canal de tensão do relé era lida por este equipamento com valores entre 12,0 e 12,4 kV, comprovando a imprecisão de leituras informadas pelo fabricante e justificando a atuação da proteção na UG50, dado que a corrente no momento da perturbação era ligeiramente superior à corrente nominal da UG. O agente criou recomendação interna para reavaliação dessa lógica.

9 PROVIDÊNCIAS

9.1 AO ONS

9.1.1 Consolidar a base de dados de estudos de transitórios eletromecânicos, com os modelos dos parques eólicos e fotovoltaicos validados em campo pelos agentes.

Prazo: 30/03/2024

Gestor: EGE

9.1.2 Avaliar os ajustes das Proteções de Perda de Sincronismo – PPS em face da revisão da base de dados de estudos de transitórios eletromecânicos, com os modelos dos parques eólicos e fotovoltaicos validados em campo pelos agentes.

Prazo: 30/07/2024

Gestor: EGE

9.1.3 Revisar as diretrizes constantes atualmente nos relatórios de comissionamento de usinas eólicas e fotovoltaicas.

Prazo: 30/12/2023

Gestor: EGE

9.1.4 Reavaliar as Notas Técnicas emitidas pelo Planejamento Elétrico de Médio Prazo, que viabilizam a adoção de medidas operativas de bypass de compensação séries no tronco entre as regiões Norte-Nordeste-Sudeste.

Prazo: 28/02/2024

Gestor: PLM

9.1.5 Avaliar os ajustes das Proteções de Perda de Sincronismo – PPS da LT 500 kV Bacabeira – Parnaíba III C1 e C2.

Prazo: 30/01/2024

Gestor: EGE

9.1.6 Avaliar os ajustes do bloqueio por oscilação de potência das funções de distância da LT 500 kV Gurupi – Peixe II.

Prazo: 28/02/2024

Gestor: EGE

9.1.7 Avaliar os ajustes da Proteção de Perda de Sincronismo – PPS da LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C2.

Prazo: 28/02/2024

Gestor: EGE

9.1.8 Reavaliar os procedimentos para o fechamento do anel entre as Áreas do Nordeste, na SE Sobral III, por meio da LT 500 kV Sobral III - Tianguá II, considerando os insucessos durante as tentativas de religamento da linha, em razão das atuações de proteção de sobretensão ocorridas durante a energização.

Prazo: 31/12/2023

Gestor: EGE

9.1.9 Avaliar melhoria no texto em instrumentos normativos referente a pré-condição para partir e sincronizar a primeira unidade geradora da UHE Itapebi, de modo a evitar o agente partir a máquina sem a garantia de que a SE Itapebi se encontra preparada.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: PDP

9.2 À ACRE TRANSMISSORA

9.2.1 Informar os ajustes da proteção de sobrefrequência temporizada (59T) da LT 230 kV Feijó – Rio Branco I C1, ou análise do desempenho da proteção, responsável pelo desligamento automático da citada LT durante a perturbação do dia 15/08/2023 a partir das 08h30min. Informar também se houve disparo da referida proteção nas cadeias principal e alternada.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: EGP

9.3 À AF ENERGIA

9.3.1 O agente AF ENERGIA deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: AOC

9.4 À AHE ITAPEBI

9.4.1 O agente ITAPEBI GERAÇÃO DE ENERGIA deverá analisar e informar ao ONS o motivo da dificuldade na UHE Itapebi, após sincronizada a unidade geradora UG03 e estando operando dentro de sua faixa permitida, para controlar a frequência no valor nominal, acarretando retardo no processo de recomposição da área Itapebi, impossibilitando o sincronismo da segunda unidade geradora na usina e tornando necessário interrupção de carga na área para obter o valor nominal da frequência, bem como relatar as providências adotadas para evitar a reincidência eventos dessa natureza.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: AOC

9.4.2 O agente ITAPEBI GERAÇÃO DE ENERGIA deverá analisar e informar ao ONS o motivo que levou à atuação da proteção de potência reversa na UG03 da UHE Itapebi às 09h41 do dia 15/08/2023, após o sincronismo da segunda unidade geradora UG01, bem como as providências adotadas para evitar a reincidência de eventos dessa natureza.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: AOC

9.4.3 O agente ITAPEBI GERAÇÃO DE ENERGIA deverá analisar e informar ao ONS o motivo da dificuldade na UHE Itapebi, após sincronizadas as unidades geradoras UG01 e UG03 e estando operando dentro de sua faixa permitida de operação, não obter condições de controlar a frequência no valor nominal, acarretando retardo no processo de integração da área Itapebi ao SIN, impossibilitando ligar a LT 230 kV Santo Antônio de Jesus / Funil C2 L3 e tornando necessário solicitar interrupção de carga para obter a condição de paralelismo entre as áreas, bem como relatar as providências adotadas para evitar a reincidência de eventos dessa natureza.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: AOC

9.5 À ALUPAR

9.5.1 Apresentar ao ONS detalhamento de estudo de viabilidade e cronograma detalhado para a implantação em campo do recurso de autoreestabelecimento (black-start) da UHE Ferreira Gomes.

Prazo: 31/01/2024

Gestor: EGE

9.6 À AMAPAR

- 9.6.1 Fornecer a análise de desempenho do religamento automático da LT 230 kV Jurupari – Laranjal C3, detalhando os tempos de religamento em cada terminal.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: EGP

9.7 À AMAZONAS ENERGIA

- 9.7.1 O agente AMAZONAS ENERGIA deverá informar a frequência mínima observada e taxa de variação por frequência por subsistema (Mauá, Manaus e Interligação). Caso necessário, efetuar adequações necessárias e apresentar as ações corretivas adotadas.

Prazo: 30/10/2023 Gestor: EGP

- 9.7.2 O agente AMAZONAS ENERGIA deverá esclarecer o motivo do corte insuficiente do montante mínimo de carga definido para atuar no 1º e 5º estágios do ERAC da região de Mauá. Caso necessário, efetuar adequações necessárias de forma a restabelecer os montantes de carga disponibilizados para corte pelo ERAC, apresentar evidências e enviar as ações corretivas adotadas.

Prazo: 30/10/2023 Gestor: EGP

- 9.7.3 O agente AMAZONAS ENERGIA deverá esclarecer o motivo do corte insuficiente do montante mínimo de carga definido para atuar no 1º estágio do ERAC da região de Manaus. Caso necessário, efetuar adequações necessárias de forma a restabelecer os montantes de carga disponibilizados para corte pelo ERAC, apresentar evidências e enviar as ações corretivas adotadas.

Prazo: 30/10/2023

Gestor: EGP

- 9.7.4 O agente AMAZONAS ENERGIA deverá esclarecer a recusa da atuação de parte da carga alocada para atuar do 1º ao 5º estágio do ERAC da região Interligação Tucuruí-Manaus-Macapá. Caso necessário, efetuar adequações necessárias de forma a restabelecer os montantes de carga disponibilizados

para corte pelo ERAC, apresentar evidências e enviar as ações corretivas adotadas.

Prazo: 30/10/2023 Gestor: EGP

9.8 À ARGO V

9.8.1 O Agente ARGO V deverá analisar e esclarecer o motivo da falha de comando na SE Morro do Chapéu II, o que retardou a manobra de energização do 500 kV a Área Sudoeste, fazendo com que a manobra tivesse que ser realizada de forma local. O Agente deverá ainda encaminhar evidências das ações tomadas para evitar reincidência de eventos semelhantes.

Prazo: 31/10/2023 Gestor: AOC

9.8.2 O Agente ARGO V deverá analisar e esclarecer o motivo da indisponibilidade do Compensador Estático de 200 / -100 Mvar CE-01 da SE Morro do Chapéu II, dificultando o controle de tensão no setor de 230 kV da instalação e retardando a continuidade das manobras de recomposição do 500 kV da Área Sudoeste. O Agente deverá ainda encaminhar evidências das ações tomadas para evitar reincidência de eventos semelhantes.

Prazo: 31/10/2023 Gestor: AOC

9.8.3 O Agente ARGO V deverá analisar e esclarecer o motivo da falha no serviço auxiliar, informada às 15h55, na SE Morro do Chapéu II apesar de a instalação estar energizada desde 15h09, retardando a energização do Compensador Estático -100 / + 200 Mvar CE-01 e dificultando o controle de tensão na instalação. O Agente deverá encaminhar evidências das ações tomadas para evitar reincidência de eventos semelhantes.

Prazo: 31/10/2023 Gestor: AOC

9.9 À ARGO VI

9.9.1 O agente ARGO VI deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.10 À ARLANXEO TSR

9.10.1 O agente ARLANXEO TSR deverá informar se houve atuação do ERAC durante a perturbação do dia 15/08/2023 às 08h30min e, caso positivo, enviar as seguintes informações:

- a) Carga total da empresa;
- b) Frequência mínima observada;
- c) Atuação se deu por taxa de variação de frequência (caso atuação por taxa, informar o valor) ou por frequência absoluta;
- d) Montantes de carga cortada, por estágios, do ERAC;

Caso necessário, efetuar adequações necessárias e apresentar as ações corretivas adotadas.

Prazo: 31/10/2023 Gestor: EGP

9.11 A AUREN ENERGIA

9.11.1 O agente AUREN ENERGIA deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: AOC

9.12 À BAESA

9.12.1 O agente BAESA deverá analisar e informar o motivo da redução de geração na UHE Barra Grande, contrariando a solicitação do ONS/COSR-S às 08h33. O agente deverá ainda informar as dificuldades observadas no processo uma vez que a elevação de geração iniciou apenas às 08h43, bem como

encaminhar as evidências das ações tomadas de modo a evitar reincidência de eventos de mesma natureza.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: AOC

9.13 À BORBOREMA

- 9.13.1 O agente Borborema Transmissão de Energia deverá identificar e solucionar as dificuldades ocorridas com o agente operador Visus durante o processo de recomposição da SE João Pessoa II, verificados nesta ocorrência, que apresentou incompreensão nos comandos solicitados pelo COSR-NE retardando o restabelecimento da respectiva subestação.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: AOC

9.14 À BRASKEM SUL

- 9.14.1 O agente BRASKEM SUL deverá justificar a frequência mínima informada de 58,22 Hz, pois a frequência medida na região Sul foi inferior ao valor relatado. Ademais, deverá informar o motivo da atuação do 2º estágio do ERAC durante a perturbação, visto que para a frequência mínima informada pelo agente não era esperada a atuação do ERAC. Solicita-se também verificar os ajustes parametrizados nos relés do esquema, apresentar evidências e, caso necessário, enviar as ações corretivas adotadas.

Prazo: 31/10/2023 Gestor: EGP

9.15 À BRE 2

- 9.15.1 O agente BRE 2 deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: AOC

9.16 À BREITENER JARAQUI

- 9.16.1 O agente BREITENER JARAQUI deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.17 À CACHOEIRA CALDEIRÃO

- 9.17.1 Apresentar ao ONS detalhamento de estudo de viabilidade e cronograma detalhado para a implantação em campo do recurso de autoreestabelecimento (black-start) na UHE Cachoeira Caldeirão

Prazo: 31/01/2024

Gestor: EGE

9.18 À CBA

- 9.18.1 O agente CBA deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: AOC

9.19 À CEA

- 9.19.1 O agente CEA deverá esclarecer a recusa de atuação de parte da carga alocada para atuar no 1º, 2º e 3º estágio do ERAC. Caso necessário, efetuar adequações necessárias, de forma a restabelecer os montantes de carga disponibilizados para corte pelo ERAC, apresentar evidências e enviar as ações corretivas adotadas.

Prazo: 31/10/2023 Gestor: EGP

- 9.19.2 O agente CEA deverá esclarecer a recusa de atuação do 5º estágio do ERAC. Caso necessário, efetuar adequações necessárias, de forma a restabelecer os

montantes de carga disponibilizados para corte pelo ERAC, apresentar evidências e enviar as ações corretivas adotadas.

Prazo: 31/10/2023 Gestor: EGP

9.20 À CEEE-D

- 9.20.1 O agente CEEE-D deverá informar ao ONS o montante (MW) e as usinas (centrais geradoras) conectadas à sua rede de distribuição que foram desligadas durante a perturbação em pauta, bem como informar a estimativa de MMGD desconectada de sua rede em razão da perturbação, excetuando-se as conectadas em alimentadores onde houve a atuação do ERAC.

Prazo: 31/10/2023 Gestor: EGP

9.21 À CEJA

- 9.21.1 Corrigir a implementação da atuação da proteção de subfrequência das unidades geradoras da UHE Santo Antônio do Jari, que não comandou o disparo destas unidades na perturbação de 15/08/2023.

Prazo: 30/11/2023 Gestor: EGP

- 9.21.2 Avaliar implementação de função de disparo por oscilação de potência (68OST) na LT 230 kV Laranjal – UHE Santo Antonio do Jari, de forma a isolar a UHE Santo Antonio do Jari em perturbações onde pode ser verificada perda de sincronismo desta usina.

Prazo: 30/11/2023 Gestor: EGE

- 9.21.3 Apresentar ao ONS detalhamento de estudo de viabilidade e cronograma detalhado para a implantação em campo do recurso de autoreestabelecimento (black-start) na UHE Santo Antônio do Jari.

Prazo: 31/01/2024 Gestor: EGE

9.22 À CELESC

9.22.1 O agente CELESC deverá informar ao ONS o motivo de ter iniciado o restabelecimento manual, às 08h30, da carga interrompida por atuação do ERAC, antes da estabilização da frequência em 60 Hz por 1 minuto, às 08h41, conforme preconiza o item 5.2.2.1.a da IO-GC.BR.02 – Gerenciamento da carga por atuação do ERAC, Revisão 19, de 01/11/2022, bem como as evidências das providências tomadas para evitar a reincidência do ocorrido.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.22.2 O agente CELESC deverá justificar o percentual de corte de carga abaixo do previsto para o 4º estágio do ERAC, que efetuou o corte de apenas 0,35% de carga, bem como esclarecer a informação de que a frequência mínima registrada foi de 57,77 Hz, valor que não seria capaz de sensibilizar o referido estágio. Adicionalmente, solicita-se verificar os ajustes parametrizados nos relés do esquema, apresentar evidências e, caso necessário, enviar as ações corretivas adotadas.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: EGP

9.23 À CEMIG D

9.23.1 O agente CEMIG D deverá informar ao ONS o motivo de ter concluído o restabelecimento total das cargas interrompidas pela atuação do ERAC somente às 11h59 de 15/08/2023, bem como as evidências das providências tomadas para evitar a reincidência do ocorrido.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.24 À CEMIG GT

9.24.1 O agente CEMIG GT deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 19/01/2024

Gestor: AOC

9.24.2 Avaliar a coordenação da proteção de Perda de excitação com o limitador de subexcitação das unidades geradoras da UHE Emborcação (Theodomiro Santiago).

Prazo: 30/11/2023

Gestor: EGP

9.25 À CERRADINHO

9.25.1 A Cerradinho deverá adequar o sistema de controle/proteção para evitar a desconexão/redução de potência durante ocorrências no SIN, das UTE Porto das Águas I e II pertencentes ao Conjunto Híbrido Chapadão, referente à perturbação do dia 15/08/2023 às 08h30min.

Prazo: 31/12/2023

Gestor: EGS

9.26 À CERSUL

9.26.1 O agente CERSUL deverá informar o motivo da atuação do 1º, 2º e 3º estágio do ERAC durante a perturbação, visto que a frequência mínima relatada foi de 58,80 Hz, valor que não sensibilizaria o esquema. Solicita-se também verificar os ajustes parametrizados nos relés do esquema, apresentar evidências e, caso necessário, enviar as ações corretivas adotadas.

Prazo: 31/10/2023 Gestor: EGP

9.26.2 O agente CERSUL deverá informar ao ONS o motivo de ter iniciado o restabelecimento manual, às 08h32, da carga interrompida por atuação do ERAC, antes da estabilização da frequência em 60 Hz por 1 minuto, às 08h41, conforme preconiza o item 5.2.2.1.a da IO-GC.BR.02 – Gerenciamento da carga por atuação do ERAC, Revisão 19, de 01/11/2022, bem como as evidências das providências tomadas para evitar a reincidência do ocorrido.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.27 À CERTEL

9.27.1 O agente CERTEL justificar o valor de frequência mínima informada de 59,36 Hz, pois a frequência medida na região Sul foi inferior ao valor relatado. Ademais, deverá informar o motivo da atuação do 1º, 2º e 3º estágio do ERAC para o valor da frequência mínima relatada (59,36 Hz), que não seria capaz de

sensibilizar o esquema. Solicita-se também verificar os ajustes parametrizados nos relés do esquema, apresentar evidências e, caso necessário, enviar as ações corretivas adotadas.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: EGP

9.28 À CERTHIL

- 9.28.1 O agente CERTHIL deverá informar ao ONS o motivo de ter iniciado o restabelecimento manual, às 08h33, da carga interrompida por atuação do ERAC, antes da estabilização da frequência em 60 Hz por 1 minuto, às 08h41, conforme preconiza o item 5.2.2.1.a da IO-GC.BR.02 – Gerenciamento da carga por atuação do ERAC, Revisão 19, de 01/11/2022, bem como as evidências das providências tomadas para evitar a reincidência do ocorrido.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.29 À CGN BRASIL

- 9.29.1 O agente CGN BRASIL deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.30 À CHESF

- 9.30.1 Avaliar a lógica implementada para religamento automático nas demais linhas da CHESF em barramentos tipo disjuntor e meio, de forma a tornar a lógica mais robusta, evitando o ocorrido na perturbação do dia 15/08/2023, do mesmo modo que foi corrigido na LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: EGP

- 9.30.2 Avaliar e corrigir o sincronismo dos Registradores Digitais de Perturbação relacionados com os eventos listados na tabela 3 - "Sequência de Desligamento Automático e Manuais", de forma a garantir dados sincronizados

para permitir correta análise dos eventos. Esta ação será executada de acordo com o cronograma enviado.

Prazo: 30/04/2024 **Gestor: EGP**

- 9.30.3 Avaliar o desempenho da proteção de sobretensão temporizada que desligou o BC 02H1 da SE Mussuré II 230 kV, justificando sua atuação.

Prazo: 30/11/2023 **Gestor: EGE**

- 9.30.4 Avaliar o desempenho da proteção de distância em Zona 1 da LT 500 kV Paulo Afonso IV – Angelim L6, que atuou incorretamente para uma impedância vista na direção reversa nesta perturbação, justificando sua atuação.

Prazo: 31/11/2023 **Gestor: EGP**

- 9.30.5 Enviar a oscilografia e a análise de desempenho da atuação da proteção de distância em Zona 1 da LT 500 kV Xingó - Paulo Afonso IV V6 em Xingó, justificando sua atuação.

Prazo: 31/11/2023 **Gestor: EGP**

- 9.30.6 Enviar análise de desempenho das proteções atuadas nas UHE Sobradinho, UHE Xingó e UHE Boa Esperança durante a perturbação do dia 15/08/2023 a partir das 08h30min, em especial da UG02 da UHE Boa Esperança e UG04, UG05 e UG06 da UHE Xingó e UG05 da UHE Sobradinho, e providências tomadas, caso necessárias, para melhora do desempenho.

Prazo: 31/12/2023 **Gestor: EGP**

- 9.30.7 Enviar os ajustes de sobretensão e subtensão implantados em todos os equipamentos e linhas de transmissão pertencentes à CHESF citados no item 3.4 deste relatório e que desligaram pelas proteções citadas. Enviar relatório de análise de desempenho das proteções atuadas nesses equipamentos, incluindo oscilografias, durante a perturbação do dia 15/08/2023 a partir das 08h30min, e providências tomadas, caso necessárias, para melhora do desempenho.

Prazo: 31/12/2023 **Gestor: EGE**

9.30.8 Justificar a atuação da proteção de subtensão/inversão de fase (subtensão) – função 47, responsável pelo desligamento automático do Compensador Síncrono 01K1 da SE Irecê durante a perturbação do dia 15/08/2023, fornecer os ajustes implantados e informar quais providências foram tomadas para evitar reincidências.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: EGP

9.30.9 Informar a causa da atuação da proteção de sequência inversa (função 47) no desligamento do Compensador Síncrono 01K1 da SE Goianinha durante a perturbação do dia 15/08/2023, e informar quais providências foram tomadas para evitar reincidências.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: EGP

9.30.10 Informar a análise de desempenho da proteção da LT 230 kV Alagoinhas II – Cícero Dantas (L8) no seu primeiro desligamento ocorrido na perturbação do dia 15/08/2023. Informar também qual a causa de não ter havido partida de oscilografia em Cícero Dantas neste desligamento.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: EGP

9.30.11 Avaliar a atuação incorreta da proteção de distância em Zona 1 do terminal de Xingó, da LT 500 kV Xingó – Messias (V4), que operou para uma impedância vista na direção reversa nesta perturbação, informando as medidas corretivas tomadas.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: EGP

9.30.12 Avaliar a atuação incorreta da proteção de distância em Zona 1 do terminal de Luiz Gonzaga, da LT 500 kV Luiz Gonzaga – Juazeiro III C1 (C5), que operou sem a impedância medida atingir a Zona 1, informando as medidas corretivas tomadas.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: EGP

9.30.13 Avaliar a atuação incorreta da proteção de distância em Zona 1 do terminal de Sobradinho, da LT 230 kV Sobradinho – Juazeiro II S1, que operou sem a impedância medida atingir a Zona 1, informando as medidas corretivas tomadas.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: EGP

9.30.14 Avaliar a atuação incorreta da proteção de distância em Zona 1 do terminal de Xingó da LT 500 kV Xingó – Jardim (V5), que operou sem a impedância medida atingir a Zona 1, informando as medidas corretivas tomadas.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: EGP

9.30.15 Informar os ajustes da função de Perda de Sincronismo dos Compensadores Síncronos 2K1 e 2K2 da SE Camaçari II, justificando sua atuação.

Prazo: 30/11/2023 Gestor: EGP

9.30.16 Avaliar os ajustes da proteção de distância em Zona 1 da LT 500 kV Bom Jesus da Lapa – Tabocas do Brejo Velho, que atuou incorretamente, pois a unidade de medida não atingiu a Zona 1 pela análise da oscilografia. Informar a causa da atuação e análise de desempenho da proteção, enviando oscilografias do terminal de Tabocas do Brejo Velho ou relatório com o desempenho da proteção e valores atingidos na perturbação do dia 15/08/2023.

Prazo: 30/11/2023 Gestor: EGP

9.30.17 Avaliar o desligamento automático do Compensador Estático de Sapeaçu, informando as proteções atuadas e as justificativas para tal atuação por falta de dados.

Prazo: 30/11/2023 Gestor: EGP

9.30.18 Avaliar a filosofia aplicada no ajuste das características quadrilaterais da proteção de distância da LT 500 kV Cícero Dantas – Catu (L2), onde os alcances resistivos se encontram muito abrangentes, tanto no primeiro quanto no segundo quadrante.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: EGP

9.30.19 O agente CHESF deverá fornecer um relatório técnico detalhado contendo informações do fabricante e testes, utilizando oscilografias da perturbação, a respeito da limitação de desempenho das proteções das diversas linhas de transmissão que desligaram nesse evento por atuação de proteções de distância frente aos erros de medida em função da variação de frequência, conforme informação do Agente, uma vez que esta condição pode ser recorrente, e os desligamentos podem aumentar a gravidade de perturbações sistêmicas.

Prazo: 30/12/2023

Gestor: EGP

9.30.20 O agente CHESF deverá esclarecer os casos em que houve recusa de parte das cargas alocadas para atuação do ERAC do POOL CHESF. Caso necessário, realizar, em conjunto com os consumidores industriais integrantes do POOL, as adequações necessárias a fim de restabelecer os montantes de carga disponibilizados para corte pelo ERAC, bem como apresentar evidências e enviar as ações corretivas tomadas.

Prazo: 31/12/2023 Gestor: EGP

9.30.21 O agente CHESF deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: AOC

9.30.22 O agente CHESF informou que a falha na supervisão dos dados digitais e analógicos dos seus equipamentos na SE Delmiro Gouveia foi ocasionada por falha do inversor que alimenta os concentradores de dados do SAGE N2 da SE Delmiro Gouveia. Como ação tomada a equipe de manutenção realizou ação corretiva normalizando a supervisão as 10h56. O agente CHESF deverá informar ao ONS as providências adotadas para evitar a reincidência de eventos dessa natureza.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.30.23 O agente CHESF deverá informar ao ONS a causa de não realizar a preparação das subestações de Itapebi, Eunápolis e Itabuna III para iniciar o processo de restabelecimento da área de Itapebi, após a perturbação das 08h30 de 15/08/2023, o que dificultou o processo de recomposição, bem como as providências adotadas para evitar a reincidência de eventos dessa natureza.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.30.24 O agente CHESF deverá analisar e informar o motivo da realização da manobra de energização da LT 500 kV Jeremoabo / Olindina L9 sem a conexão do reator de 500 kV E2 na SE Olindina, descumprindo estabelecido em IO-RR.NE.PAQ, item 4.1, passo 2.4, bem como deverá informar as providências adotadas para evitar a reincidência de evento dessa natureza.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.30.25 O agente CHESF deverá encaminhar as atuações de proteção da LT 500 kV Tianguá II / Sobral III C1 (V5), durante as tentativas de religamento no processo de recomposição, as oscilografias e os ajustes em campo da proteção de sobretensão.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: EGE

9.30.26 O agente CHESF deverá analisar e informar a causa da falha de telecomando na SE Cauípe, sendo necessário realizar as manobras nos tapes dos transformadores de 230 / 69 kV da SE Cauípe pelo operador da instalação de forma local, no pátio, para possibilitar o religamento após o desligamento automático ocorrido às 12h38 do dia 15/08/2023. O agente deverá informar as providências adotadas para evitar a reincidência de eventos dessa natureza.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.30.27 Avaliar a filosofia aplicada no ajuste das características quadrilaterais da proteção de distância da LT 230 kV Coelho Neto – Teresina C1, onde os alcances resistivos se encontram muito abrangentes, tanto no primeiro quanto no segundo quadrante.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: EGP

9.30.28 Avaliar a filosofia aplicada no ajuste das características quadrilaterais da proteção de distância da LT 230 kV Sto. Antonio de Jesus – Funil F2, onde os alcances resistivos se encontram muito abrangentes, tanto no primeiro quanto no segundo quadrante.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: EGP

9.30.29 Enviar os ajustes de sobretensão e subtensão implantados em todos os equipamentos e linhas de transmissão pertencentes à CHESF citados no item 3.1 deste relatório e que desligaram pelas proteções citadas. Enviar relatório de análise de desempenho das proteções atuadas nesses equipamentos, incluindo oscilografias, durante a perturbação do dia 15/08/2023 a partir das 08h30min, e providências tomadas, caso necessárias, para melhora do desempenho.

Prazo: 31/12/2023

Gestor: EGE

9.31 À COELBA

9.31.1 O Agente COELBA deverá analisar e esclarecer a razão pela qual, durante a fase de recomposição fluente, na Área Sudoeste, a COELBA solicitou, mais de uma vez, autorização do ONS para restabelecimento das cargas em instalações da fase fluente assim como encaminhar evidências das ações tomadas para reincidência de eventos semelhantes.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.31.2 O Agente COELBA deverá analisar e esclarecer a razão pela qual, durante o processo de recomposição, na Área Sudoeste, a COELBA liberou geração renovável conectada na sua rede, o que foi informado ao ONS apenas às 15h49, impactando na recomposição da SE Juazeiro III, que precisava de carga na instalação para energização do segundo transformador de

500/230 kV. O Agente deverá ainda encaminhar evidências das ações tomadas para evitar reincidência de eventos semelhantes.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.32 À CONTINENTAL

9.32.1 O agente CONTINENTAL deverá informar os montantes de carga cortada por estágios do ERAC, em MW. Caso necessário, efetuar adequações necessárias e apresentar as ações corretivas adotadas.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: EGP

9.33 À COOPERCOCAL

9.33.1 O agente COOPERCOCAL deverá informar ao ONS o montante (MW) e as usinas (centrais geradoras) conectadas à sua rede de distribuição que foram desligadas durante a perturbação em pauta, bem como informar a estimativa de MMGD desconectada de sua rede em razão da perturbação, excetuando-se as conectadas em alimentadores onde houve a atuação do ERAC.

Prazo: 31/10/2023 Gestor: EGP

9.34 À COPEL-D

9.34.1 O agente COPEL-D deverá informar ao ONS o motivo de ter reestabelecido 50% das cargas interrompidas pela atuação do ERAC apenas às 11h22 e concluído o restabelecimento total das cargas interrompidas somente às 13h57 de 15/08/2023, bem como as evidências das providências tomadas para evitar a reincidência do ocorrido.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.34.2 O agente COPEL-D deverá esclarecer a recusa de atuação de parte da carga alocada para atuar no 1º, 2º e 3º estágio do ERAC. Caso necessário, efetuar adequações necessárias, de forma a restabelecer os montantes de carga disponibilizados para corte pelo ERAC, apresentar evidências e enviar as ações corretivas adotadas.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: EGP

9.35 À COPEL-GT

- 9.35.1 O agente COPEL-GT deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.36 À COTEMINAS

- 9.36.1 O agente COTEMINAS deverá informar os montantes de carga cortada por estágios do ERAC, em MW. Caso necessário, efetuar adequações necessárias e apresentar as ações corretivas adotadas.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: EGP

9.37 À COTESA

- 9.37.1 O agente COTESA deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 31/12/2023

Gestor: AOC

9.38 À CPFL ENERGIAS

- 9.38.1 O agente CPFL ENERGIAS deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.39 À CPFL PAULISTA

- 9.39.1 O agente CPFL PAULISTA deverá informar ao ONS o motivo de ter concluído o restabelecimento total das cargas interrompidas pela atuação do ERAC somente às 09h33 de 15/08/2023, bem como as evidências das providências tomadas para evitar a reincidência do ocorrido.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.40 À CPFL PIRATININGA

- 9.40.1 O agente CPFL PIRATININGA deverá justificar o percentual de corte de carga abaixo do previsto para o 3º estágio do ERAC, que efetuou o corte de apenas 2,27% de carga, bem como esclarecer a informação de que a frequência mínima registrada foi de 58,00 Hz, valor que não seria capaz de sensibilizar o referido estágio. Adicionalmente, solicita-se verificar os ajustes parametrizados nos relés do esquema, apresentar evidências e, caso necessário, enviar as ações corretivas adotadas.

Prazo: 31/12/2023

Gestor: EGP

- 9.40.2 O agente CPFL PIRATININGA deverá normalizar a supervisão das medidas analógicas e digitais de todos os seus equipamentos da UHE Henry Borden, de acordo com os requisitos estabelecidos no submódulo 2.12 – Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação, Tipo de Documento: Requisitos, revisão 2022.10, de 03/10/2022, dos Procedimentos de Rede.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: AOC

9.41 À CPFL SANTA CRUZ

- 9.41.1 O agente CPFL SANTA CRUZ deverá justificar o percentual de corte de carga abaixo do previsto para o 3º estágio do ERAC, que efetuou o corte de apenas 0,45% de carga, bem como esclarecer a informação de que a frequência mínima registrada foi de 58,02 Hz, valor que não seria capaz de sensibilizar o referido estágio. Solicita-se também verificar os ajustes parametrizados nos relés do esquema, apresentar evidências e, caso necessário, enviar as ações corretivas adotadas.

Prazo: 31/12/2023 Gestor: EGP

9.42 À CTEEP

- 9.42.1 Avaliar o desempenho da proteção diferencial de linha da LT 500 kV Campo Grande III – Garanhuns II (CZ3), e corrigir a causa da atuação incorreta nesta perturbação.

Prazo: 30/11/2023 Gestor: EGP

- 9.42.2 Avaliar o ajuste do alcance resistivo da proteção de distância em Zona 1 do terminal de São João do Piauí da LT 500 kV São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves C2, visto que seu ajuste de alcance resistivo se encontra muito abrangente.

Prazo: 31/12/2023 Gestor: EGP

- 9.42.3 O agente CTEEP deverá normalizar a supervisão das medidas analógicas e digitais de todos os seus equipamentos da UHE Henry Borden, de acordo com os requisitos estabelecidos no submódulo 2.12 – Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação, Tipo de Documento: Requisitos, revisão 2022.10, de 03/10/2022, dos Procedimentos de Rede.

Prazo: 30/05/2024 Gestor: AOC

9.43 À CVER

- 9.43.1 O agente CVER deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: AOC

9.44 À CYMI

- 9.44.1 O agente CYMI deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 31/01/2024

Gestor: AOC

9.45 À ECHOENERGIA

- 9.45.1 O agente ECHOENERGIA deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.46 À EDP GOIÁS

- 9.46.1 Informar a causa e momento do desligamento do compensador estático CE1 +300 / 150 Mvar da SE Luziânia. Analisar, justificando sua desconexão na perturbação de 15/08/2023.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: EGP

- 9.46.2 O agente EDP GOIAS deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 31/12/2023

Gestor: AOC

9.47 À EDP SÃO PAULO

- 9.47.1 O agente EDP SÃO PAULO deverá informar ao ONS o motivo da falha na comunicação via hotline com o ONS/COSR-SE às 08h49, 09h32, 10h07, 10h11 e 10h22, bem como as evidências das medidas tomadas para evitar a reincidência do ocorrido.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.48 À EDTE

- 9.48.1 O agente EDTE deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.49 À ELETRONORTE

- 9.49.1 Avaliar e implementar uma alteração na lógica de energização acidental das unidades geradoras da UHE Tucuruí de forma a evitar sua atuação quando de condições de oscilação.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: EGP

- 9.49.2 Enviar relatório de avaliação do desempenho do Bipolo 1 do Madeira durante a perturbação do dia 15/08/2023, para complementação da análise, uma vez que não foram enviados dados.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: EGP

- 9.49.3 Avaliar o desempenho da proteção de distância em Zona 1 do terminal de Coelho Neto da LT 500 kV Coelho Neto – Teresina C1 na perturbação do dia 15/08/2023, uma vez que não foram enviados dados de oscilografia e nem ajustes.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: EGP

9.49.4 O agente ELETRONORTE deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 30/04/2024

Gestor: AOC

9.49.5 O agente ELETRONORTE deverá analisar e informar ao ONS o motivo da demora para a preparação da SE Samuel para o início recomposição fluente da Área Samuel, bem como das subestações Porto Velho, Ariquemes, Ji-Paraná e Jarú, bem como as evidências das medidas tomadas para evitar a reincidência do ocorrido.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: AOC

9.49.6 O agente ELETRONORTE deverá analisar e informar ao ONS o motivo da UHE Tucuruí não ter operado em modo de controle de frequência durante a recomposição da Área Tucuruí Pará, bem como as evidências das medidas tomadas para evitar a reincidência do ocorrido. Conforme RO-RR.BR.01 em seu item 3.2.3, as USINAS DE AUTORRESTABELECIMENTO INTEGRAL devem "Ser capaz de assimilar variações bruscas de carga e de controlar tensão e frequência dentro das faixas definidas para situação de emergência".

Prazo: 30/11/2023

Gestor: AOC

9.49.7 O agente ELETRONORTE informou que, verificou que a preparação do setor de 500 kV da SE Presidente Dutra foi adequada, contudo nos setores de 230 kV e 69 kV, os disjuntores de baixa dos autotransformadores (500/230 kV) e transformadores (230/69 kV) não estavam fechados, conforme item 5.2.1 IO-OI.NE.PD (revisão 24). Será realizado um treinamento (reciclagem) com os operadores de tempo real.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: AOC

9.49.8 O agente ELETRONORTE informou que, foi verificado que na preparação do transformador do TF-1 500/230 kV da SE Presidente Dutra para energização, o disjuntor de baixa (230 kV) permaneceu aberto. O item 5.2.1 da IO-OI.NE.PD (revisão 24), estabelece que a normalização do transformador de forma

simultânea com a barra de 230 kV (disjuntor fechado). Será realizado um treinamento (reciclagem) com os operadores de tempo real.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: AOC

- 9.49.9 O agente ELETRONORTE informou que, foi verificado que na preparação do transformador do TF-1 230/69 kV da SE Peritoró para energização, o disjuntor de baixa (69 kV) permaneceu aberto. O item 5.2.1 da IO-OI.NE.PR (revisão 18), estabelece que a normalização do transformador deve ser realizada de forma simultânea com a barra de 69 kV (disjuntor fechado). Será realizado um treinamento (reciclagem) com os operadores de tempo real.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: AOC

- 9.49.10 O agente ELETRONORTE informou que ocorreu um problema em uma das fontes de alimentação da Central Telefônica localizada na sala de telecomunicações da SE Lechuga, sendo necessário a substituição do Módulo, retornando ao funcionamento normal. No intuito de evitar reincidência, a Eletrobras Eletronorte fará instalação de um sistema de alimentação em 48Vcc (retificador e banco) independente para a sala de telecomunicações da SE Lechuga.

Prazo: 31/01/2024

Gestor: AOC

- 9.49.11 Apresentar ao ONS detalhamento de estudo de viabilidade, custos e cronograma detalhado para a implantação em campo do recurso de autoreestabelecimento (*black-start*) da UTE Mauá III

Prazo: 31/01/2024

Gestor: EGE

- 9.49.12 O agente Eletronorte deverá comprovar através de Relatório Técnico, em conjunto com o fabricante das unidades geradoras da UHE Samuel, a impossibilidade de flexibilização dos ajustes das proteções de potência ativa reserva (função 32), atualmente ajustados em 1,8% da potência nominal, ou seja, - 0,918 MW com temporização de 5 s. Estes ajustes já foram analisados na providência REC-002839/2017, onde o agente fez diversas considerações a respeito dos riscos envolvidos na operação com potência reversa por tempos elevados, e das características construtivas das turbinas Kaplan envolvidas, conforme mencionado no descritivo deste relatório, sem, no entanto, apresentar evidências técnicas comprovando esses riscos. O agente deverá informar quais características destas turbinas as diferenciam das demais

instaladas no SIN, que impossibilitam a adoção de ajustes de proteção de potência ativa reversa, em acordo com os padrões estabelecidos no relatório de ONS RE 3/0081/2015 - Filosofias de Proteção das Unidades Geradoras Despachadas Centralizadamente pelo ONS.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: EGE

9.50 A EMAE

9.50.1 O agente EMAE deverá normalizar a supervisão das medidas analógicas e digitais de todos os seus equipamentos da UHE Henry Borden, de acordo com os requisitos estabelecidos no submódulo 2.12 – Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação, Tipo de Documento: Requisitos, revisão 2022.10, de 03/10/2022, dos Procedimentos de Rede.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: AOC

9.50.2 O agente EMAE deverá informar ao ONS o motivo de ter alterado a configuração do barramento de 230 kV da UHE Henry Borden sem coordenação prévia em tempo real com o ONS/COSR-SE, bem como as medidas tomadas para evitar a reincidência do ocorrido.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.51 À ENEL

9.51.1 O agente ENEL deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: AOC

9.52 À ENEL CEARÁ

9.52.1 O agente ENEL CE deverá esclarecer a recusa de atuação de parte da carga alocada para atuar no 1º estágio do ERAC. Caso necessário, efetuar adequações necessárias, de forma a restabelecer os montantes de carga disponibilizados para corte pelo ERAC, apresentar evidências e enviar as ações corretivas adotadas.

Prazo: 31/10/2023 Gestor: EGP

9.52.2 O agente Enel Ceará deverá analisar e informar o motivo de ter restabelecido, às 10h01 do dia 15/08/2023, um bloco de 100 MW de cargas na SE Pici II, ocasionando sobrecarga no TR-4 de 230/69 kV da SE Pici II (278 A | Limite 251) e uma redução da ordem de 15 kV na malha de 230 kV da região, contrariando o passo 11.3 da IO-RR.NE.ULG – Recomposição da Área Luiz Gonzaga, que define o restabelecimento de carga em até 30 MW com um transformador de 230/69 kV em operação. O agente deverá encaminhar as evidências das ações tomadas para evitar reincidências de eventos semelhantes.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: AOC

9.52.3 O agente Enel Ceará deverá analisar e informar motivo da demora para concluir o restabelecimento do 1º bloco de cargas na SE Fortaleza, em montante igual ou superior a 40 MW, de forma a atender a condição para dar continuidade a fase fluente do corredor de recomposição da Área Luiz Gonzaga, conforme passo 9.5 da IO-RR.NE.ULG. A tomada de carga na SE Fortaleza teve início às 09h37 do dia 15/08/2023 e foi necessária a intervenção do COSR-NE, às 09h50, solicitando à Enel Ceará concluir o restabelecimento do bloco de carga requerido de 50 MW na subestação de Fortaleza, pois às 09h50 a Enel-CE apenas alimentou 26 MW (52%) do solicitado. O agente deverá encaminhar as evidências das ações tomadas para evitar reincidências de eventos semelhantes.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: AOC

9.53 À ENERGISA MG

- 9.53.1 O agente ENERGISA MINAS GERAIS deverá informar ao ONS o motivo de ter iniciado o restabelecimento manual, às 08h32, e concluído, às 08h35, da carga interrompida por atuação do ERAC, antes da estabilização da frequência em 60 Hz por 1 minuto, às 08h41, conforme preconiza o item 5.2.2.1.a da IO-GC.BR.02 – Gerenciamento da carga por atuação do ERAC, Revisão 19, de 01/11/2022, bem como as evidências das providências tomadas para evitar a reincidência do ocorrido.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

- 9.53.2 O agente ENERGISA MG (ENERGISA MINAS RIO) deverá esclarecer a recusa de atuação de parte da carga alocada para atuar no 1º e 3º estágio do ERAC, visto que a frequência mínima relatada foi de 57,79 Hz, valor que sensibilizaria os referidos estágios. Caso necessário, efetuar adequações necessárias no 1º e 3º estágio, de forma a restabelecer os montantes de carga disponibilizados para corte pelo ERAC, apresentar evidências e enviar as ações corretivas adotadas.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: EGP

9.54 À ENERGISA N FRIBURGO

- 9.54.1 O agente ENERGISA N FRIBURGO deverá informar ao ONS o motivo de ter iniciado o restabelecimento manual, às 08h33, e concluído, às 08h34, da carga interrompida por atuação do ERAC, antes da estabilização da frequência em 60 Hz por 1 minuto, às 08h41, conforme preconiza o item 5.2.2.1.a da IO-GC.BR.02 – Gerenciamento da carga por atuação do ERAC, Revisão 19, de 01/11/2022, bem como as evidências das providências tomadas para evitar a reincidência do ocorrido.

Prazo: 31/10/2023 Gestor: AOC

9.55 À ENERGISA SOLUÇÕES

9.55.1 O agente ENERGISA SOLUÇÕES deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.56 À ENGELMIG

9.56.1 O agente ENGELMIG deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.57 À ENGIE

9.57.1 Avaliar e modificar os ajustes de subfrequência implementados nas unidades geradoras da UHE Estreito, de acordo com o Submódulo 2.10, uma vez que os ajustes atuais estão conforme o antigo Submódulo 3.6, vigente à época de entrada em operação da usina.

Prazo: 31/12/2023

Gestor: EGP

9.57.2 Avaliar a necessidade de alteração na lógica de SOTF para que esta função seja habilitada apenas com o comando de fechamento do disjuntor, e não utilizando a medição de tensão e corrente, nas demais linhas de sua propriedade, da mesma forma que foi efetuada na LT 500 kV Miracema – Serra Pelada C1 e C2 após a perturbação de 15/08/2023.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: EGP

9.57.3 Inserir na oscilografia da LT 500 kV Miracema – Serra Pelada C1 e C2 os pontos digitais de atuação da função SOTF.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: EGP

- 9.57.4 O agente ENGIE deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 31/01/2024

Gestor: AOC

- 9.57.5 O agente ENGIE informou que, o desligamento automático das unidades geradoras UG3, UG5, UG6 e UG8 da UHE Estreito, foi devido a atuação da proteção de subfrequência (81U). A frequência sistêmica permaneceu abaixo de 58,5Hz por 10s, fazendo com que atendessem os ajustes de atuação de subfrequência das unidades. Houve atuação do bloqueio com rejeição de carga (86PR). O ajuste utilizado para estas funções de proteção de subfrequência das unidades geradoras da UHE Estreito estão de acordo com o antigo Submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede vigente à época da entrada da UHE Estreito em Operação (Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão. – Revisão 1.1 – Data de vigência 16/09/2010) e com o Pré-operacional RE 3/007/2011 (ESTUDOS PRÉ-OPERACIONAIS ASSOCIADOS À UHE ESTREITO) emitido pelo ONS na época de entrada em operação da UHE Estreito que indicava que, para operação em regime de frequência não nominal para unidades geradoras hidroelétricas, deve-se atender às seguintes condições: (a) Operação entre 57 e 63 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência instantâneos. (b) Operação abaixo de 57,5 Hz por até 5 segundos. (c) Operação abaixo de 58,5 Hz por até 10 segundos; (d) Operação entre 58,5 e 61,5 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência temporizados. (e) Operação acima de 61,5 Hz por até 10 segundos (1). O agente ENGIE deve apresentar uma justificativa técnica, com o diagnóstico do fabricante de suas unidades geradoras e turbinas hidráulicas, comprovando a impossibilidade do atendimento do requisito atual de ajuste da proteção de subfrequência de suas unidades geradoras em 58,5 Hz por 20 segundos, em atendimento aos requisitos atualmente estabelecidos no SM 2.10 dos Procedimentos de Rede.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: AOC

- 9.57.6 A ENGIE está investigando e informará ao ONS as providências tomadas com relação a necessidade ou adequação da proteção de sobretensão nos inversores de frequência dos ventiladores primário e secundário, inerentes ao serviço auxiliar da UTE Pampa Sul, durante o desempenho na perturbação do dia 15/08/2023 às 08h30min.

Prazo: 31/01/2024

Gestor: EGS

9.58 À ENIND ENG E SERV

- 9.58.1 O agente ENIND ENG E SERV deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.59 À ENTE

- 9.59.1 O agente ENTE deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.60 À EQUATORIAL 4

- 9.60.1 O Agente deverá analisar e esclarecer o motivo da falha de supervisão nos ativos da Equatorial na interligação Nordeste-Sudeste referente às LT 500 kV Igaporã III / Janaúba 3 C1 e C2 assim como encaminhar evidências das ações tomadas para evitar reincidência de eventos semelhantes.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.61 À EQUATORIAL ALAGOAS

- 9.61.1 O agente EQUATORIAL ALAGOAS deverá apresentar evidências para a não atuação do ERAC em parte das cargas alocadas para atuar no 2º estágio, devido à atuação de bloqueio por subtensão (0,6 pu) para as cargas alocadas no setor de 13,8 kV da subestação de Marituba. Caso necessário, efetuar adequações necessárias, de forma a restabelecer os montantes de carga disponibilizados para corte pelo ERAC e enviar as ações corretivas adotadas.

Prazo: 31/10/2023 Gestor: EGP

9.62 À EQUATORIAL GOIÁS

- 9.62.1 O agente EQUATORIAL GOIÁS deverá esclarecer a recusa de atuação de parte da carga alocada para atuar no 1º estágio do ERAC. Caso necessário, efetuar adequações necessárias, de forma a restabelecer os montantes de carga disponibilizados para corte pelo ERAC, apresentar evidências e enviar as ações corretivas adotadas.

Prazo: 31/10/2023 Gestor: EGP

- 9.62.2 O agente EQUATORIAL GOIÁS deverá informar ao ONS o montante (MW) e as usinas (centrais geradoras) conectadas à sua rede de distribuição que foram desligadas durante a perturbação em pauta, bem como informar a estimativa de MMGD desconectada de sua rede em razão da perturbação, excetuando-se as conectadas em alimentadores onde houve a atuação do ERAC.

Prazo: 31/10/2023 Gestor: EGP

9.63 À INTESA

- 9.63.1 Avaliar, em conjunto com o ONS, a ampliação do bloqueio por oscilação para a função de distância associada à teleproteção na LT 500 kV Gurupi – Peixe II. Essa função foi ativada na perturbação de 15/08/2023, porém estava habilitada para bloqueio apenas das funções de distância de Zona 1 e Zona 2 temporizada, o que permitiu a atuação da distância associada à teleproteção para as condições sistêmicas observadas.

Prazo: 31/01/2024 Gestor: EGE

- 9.63.2 Avaliar, os pontos digitais da oscilografia da LT 500 kV Gurupi – Peixe II no terminal de Gurupi, de forma a inserir a atuação da lógica de ECHO.

Prazo: 30/11/2023 Gestor: EGP

- 9.63.3 Analisar e corrigir a causa da não abertura por recepção de TDD do terminal de Miracema, da LT 500 kV Gurupi – Miracema C3, quando de atuação da proteção de Disparo por Oscilação de Potência (68OST) no terminal de Gurupi da referida linha, na perturbação de 15/08/2023.

Prazo: 30/11/2023 Gestor: EGP

9.64 À EQUATORIAL PARÁ

9.64.1 O agente EQUATORIAL PARÁ (ORIXIMINÁ) deverá esclarecer a recusa de atuação de parte da carga alocada para atuar no 5º estágio do ERAC. Caso necessário, efetuar adequações necessárias, de forma a restabelecer os montantes de carga disponibilizados para corte pelo ERAC, apresentar evidências e enviar as ações corretivas adotadas.

Prazo: 31/10/2023 Gestor: EGP

9.64.2 O agente EQUATORIAL PARÁ, deverá analisar e informar ao ONS o motivo de ter restabelecido 62 MW de cargas na SE Guamá às 10h26, contrariando o valor máximo de 25 MW autorizado pelo ONS/COSR-NCO, bem como encaminhar as evidências das ações tomadas para evitar reincidências de eventos semelhantes.

Prazo: 31/10/2023 Gestor: AOC

9.64.3 O agente EQUATORIAL PARÁ, deverá analisar e informar ao ONS o motivo de ter restabelecido 61 MW de cargas na SE Utinga às 10h36, contrariando o valor máximo de 40 MW autorizado pelo ONS/COSR-NCO, bem como encaminhar as evidências das ações tomadas para evitar reincidências de eventos semelhantes.

Prazo: 31/10/2023 Gestor: AOC

9.65 À EQUATORIAL PIAUÍ

9.65.1 O agente EQUATORIAL PIAUÍ deverá esclarecer a recusa de atuação de parte da carga alocada para atuar no 1º, 3º, 4º e 5º estágio do ERAC. Caso necessário, efetuar adequações necessárias, de forma a restabelecer os montantes de carga disponibilizados para corte pelo ERAC, apresentar evidências e enviar as ações corretivas adotadas.

Prazo: 31/10/2023 Gestor: EGP

9.65.2 O Agente deverá analisar e esclarecer o motivo da indisponibilidade do seu canal de comunicação com o ONS durante a recomposição, o que dificultou o processo de restabelecimento de carga no estado do Piauí. O Agente deverá encaminhar as ações tomadas para evitar a reincidência de eventos semelhantes.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.66 À EQUATORIAL TRANS

9.66.1 O agente EQUATORIAL TRANS deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 31/12/2023

Gestor: AOC

9.66.2 Enviar avaliação do desempenho da proteção de distância associada a teleproteção responsável pelo desligamento da LT 230 kV Altamira – Xingu C1 durante a perturbação do dia 15/08/2023 e a causa apurada.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: EGP

9.67 À ERTE

9.67.1 O agente ERTE deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.68 À ETB

9.68.1 O agente ETB deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.69 À ETEPA

- 9.69.1 O agente ETEPA, deverá analisar e informar ao ONS o motivo da dificuldade para abertura dos disjuntores da LT 230 kV Tomé Açu / Vila do Conde C2, identificado durante a recomposição da Área Tucuruí Pará, bem como encaminhar as evidências das ações tomadas para evitar reincidências de eventos semelhantes.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

- 9.69.2 O agente ETEPA, deverá analisar e informar ao ONS o motivo da dificuldade para ligar o TR-2 230 / 138 kV da SE Tomé Açu, identificado durante a recomposição da Área Tucuruí Pará, bem como encaminhar as evidências das ações tomadas para evitar reincidências de eventos semelhantes.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.70 À EVOLTZ

- 9.70.1 O agente EVOLTZ deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 31/01/2024

Gestor: AOC

9.71 À FURNAS

- 9.71.1 Avaliar a atuação da função de Proteção Diferencial de Fase Dividida da unidade geradora UG03 da UHE Serra da Mesa, que atuou para as condições sistêmicas apresentadas na perturbação de 15/08/2023, sem identificação de falha interna nos enrolamentos, e revisar os ajustes e implementação da referida função para que seja evitada a reincidência

Prazo: 30/11/2023

Gestor: EGP

9.72 À GERDAU MOGI DAS CRUZES

9.72.1 O agente GERDAU MOGI DAS CRUZES deverá informar o motivo da não atuação do 2º estágio do ERAC durante a perturbação, visto que a frequência mínima relatada foi de 58,00 Hz, valor que sensibilizaria o esquema. Solicita-se também verificar os ajustes parametrizados nos relés do esquema, apresentar evidências e, caso necessário, enviar as ações corretivas adotadas.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: EGP

9.73 À GERDAU RIOGRANDENSE

9.73.1 O agente GERDAU RIOGRANDENSE deverá informar o motivo da não atuação do 1º estágio do ERAC durante a perturbação, visto que a frequência mínima relatada foi de 57,98 Hz, valor que sensibilizaria o referido estágio do esquema. Solicita-se também verificar os ajustes parametrizados nos relés do esquema, apresentar evidências e, caso necessário, enviar as ações corretivas adotadas.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: EGP

9.74 À HORIZON MA I

9.74.1 O agente HORIZON TRANSMISSÃO MA I, deverá analisar e informar ao ONS o motivo das dificuldades observadas para ligar a LT 500 kV Miranda II / São Luis II C3, identificadas durante a recomposição da Área Maranhão, bem como encaminhar as evidências das ações tomadas para evitar reincidências de eventos semelhantes.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.74.2 O agente HORIZON TRANSMISSÃO MA I, deverá analisar e informar ao ONS o motivo das dificuldades observadas para ligar a LT 500 kV São Luis II / São Luis IV C1 e C2, identificadas durante a recomposição da Área Maranhão, bem como encaminhar as evidências das ações tomadas para evitar reincidências de eventos semelhantes.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.74.3 O agente HORIZON TRANSMISSÃO MA I, deverá analisar e informar ao ONS o motivo das dificuldades observadas para ligar o AT-1 500 / 230 kV e AT-2 500 / 230 kV da SE São Luis IV, identificadas durante a recomposição da Área Maranhão, bem como encaminhar as evidências das ações tomadas para evitar reincidências de eventos semelhantes.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.74.4 O agente HORIZON TRANSMISSÃO MA I, deverá analisar e informar ao ONS o motivo da perda de supervisão e controle da SE São Luis II, impossibilitando a realização de comandos na SE durante a recomposição da Área Maranhão, bem como encaminhar as evidências das ações tomadas para evitar reincidências de eventos semelhantes.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.74.5 O agente HORIZON TRANSMISSÃO MA I, deverá analisar e informar ao ONS o motivo de ter informado que o AT-1 500 / 230 kV da SE São Luis IV estava disponível para operação, mesmo após ter informado que estava com dificuldades para realização de comando e não ter atendido a solicitação do ONS para ligar o transformador, bem como encaminhar as evidências das ações tomadas para evitar reincidências de eventos semelhantes.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.74.6 O agente HORIZON TRANSMISSÃO MA I, deverá analisar e informar ao ONS o motivo de não ter aberto os disjuntores de 500 kV 16 e 17 da LT 500 kV Miranda II / São Luis II C3 na SE Miranda II, ocasionado o desligamento LT 500 kV Imperatriz / Presidente Dutra C1, da LT 500 kV Presidente Dutra / Santo Antônio dos Lopes, além da desenergização do barramento de 500 kV da SE Presidente Dutra e da SE Santo Antônio dos Lopes às 09h35 devido a atuação das proteções contra sobretensão, conforme informações do agente ELETRONORTE. O agente Horizon Transmissão MA I deverá ainda, encaminhar as evidências das ações tomadas para evitar reincidências de eventos semelhantes.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.75 À IACO

- 9.75.1 A IACO deverá adequar o sistema de controle/proteção para evitar a desconexão/redução de potência durante ocorrências no SIN, da UTE IACO pertencente ao Conjunto Híbrido Chapadão, referente à perturbação do dia 15/08/2023 às 08h30min.

Prazo: 31/12/2023

Gestor: EGS.

9.76 À IBITU ENERGIA

- 9.76.1 O agente IBITU ENERGIA deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: AOC

9.77 À IE MINAS GERAIS

- 9.77.1 O agente IE MINAS GERAIS deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório

Prazo: 31/12/2023

Gestor: AOC

9.78 À IE NORTE NORDESTE

- 9.78.1 Realizar ensaio na função de religamento automático da LT 500 kV Colinas C2, na SE Ribeiro Gonçalves.

Prazo: 31/12/2023

Gestor: EGP

- 9.78.2 Programar e realizar intervenção para aplicação de melhorias na padronização da descrição dos canais digitais registrados nas proteções (PP e PA) e RDPs das funções de transmissão.

Prazo: 31/12/2023

Gestor: EGP

9.78.3 O agente IE Norte Nordeste deverá informar o andamento e conclusão da substituição do RDP IV / Reason na SE São João do Piauí, que se encontra em falha (obsoleto).

Prazo: 30/09/2024

Gestor: EGP

9.78.4 O agente IE NORTE NORDESTE deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório

Prazo: 31/12/2023

Gestor: AOC

9.79 À IE GARANHUS

9.79.1 Avaliar o desempenho da proteção diferencial de linha da LT 500 kV Campo Grande III – Garanhuns II (CZ3), e corrigir a causa da atuação incorreta nesta perturbação.

Prazo: 31/12/2023

Gestor: EGP

9.79.2 O agente IE GARANHUS deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório

Prazo: 31/12/2023

Gestor: AOC

9.80 À INVESTCO

9.80.1 Analisar o desempenho e justificar pela característica da função da Perda de Sincronismo (78), a atuação desta função na UG04 da UHE Lajeado, na perturbação de 15/08/2023.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: EGP

9.81 À IQONY

- 9.81.1 A IQONY deverá adequar o sistema de controle/proteção para evitar a desconexão/redução de potência durante ocorrências no SIN, das PCH Areado, Bandeirantes, Indaiá Grande e Indaiázinho e das UTE Costa Rica e Nardini, pertencentes ao Conjunto Híbrido Chapadão, referente à perturbação do dia 15/08/2023 às 08h30min.

Prazo: 31/12/2023

Gestor: EGS

9.82 À LIGHT

- 9.82.1 O agente LIGHT deverá informar ao ONS o motivo de ter concluído o restabelecimento total das cargas interrompidas pela atuação do ERAC somente às 09h44 de 15/08/2023, bem como as evidências das providências tomadas para evitar a reincidência do ocorrido.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.83 À LMTE

- 9.83.1 O agente LMTE deverá informar as dificuldades enfrentadas para ligar o CE da Subestação de Macapá, tendo em vista a manobra ter sido solicitada às 13h30, reiterado às 13h57 e 14h30, bem como as providências tomadas para evitar reincidências.

Prazo: 30/10/2023

Gestor: AOC

- 9.83.2 O ONS solicita o agente avaliar a possibilidade de utilizar uma segunda fonte proveniente do transformador 500/230/13,8 kV existente na SE Oriximiná pertencente a outro agente. O ONS entende que a LMTE atende aos critérios dos Procedimentos de Redes., naquela instalação tendo em vista que o serviço auxiliar possui (i) fonte interna oriunda do terciário do autotransformador 500/138/13,8kV, (ii) ramal da distribuidora local, (iii) GMG

Prazo: 30/10/2023

Gestor: AOC

9.84 À MANTIQUEIRA TRANSMISSORA

9.84.1 O agente MANTIQUEIRA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. deverá informar ao ONS a causa da falha na supervisão dos dados digitais e analógicos da SE Sarzedo, após a perturbação das 08h30 de 15/08/2023, o que dificultou o processo de supervisão, coordenação e controle da recomposição do SIN, bem como as providências adotadas para evitar a reincidência de falhas dessa natureza.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.84.2 O agente MANTIQUEIRA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. deverá informar ao ONS a causa da falha na supervisão dos dados digitais e analógicos da SE Betim 6, após a perturbação das 08h30 de 15/08/2023, o que dificultou o processo de supervisão, coordenação e controle da recomposição do SIN, bem como as providências adotadas para evitar a reincidência de falhas dessa natureza.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.84.3 O agente MANTIQUEIRA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. deverá informar ao ONS a causa da falha na supervisão dos dados digitais e analógicos da SE Presidente Juscelino, após a perturbação das 08h30 de 15/08/2023, o que dificultou o processo de supervisão, coordenação e controle da recomposição do SIN, bem como as providências adotadas para evitar a reincidência de falhas dessa natureza.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.84.4 O agente MANTIQUEIRA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. deverá informar ao ONS a causa da falha na supervisão dos dados digitais e analógicos da SE Itabira 5, após a perturbação das 08h30 de 15/08/2023, o que dificultou o processo de supervisão, coordenação e controle da recomposição do SIN, bem como as providências adotadas para evitar a reincidência de falhas dessa natureza.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.85 À MARITUBA

9.85.1 O agente Marituba Transmissão de Energia, deverá analisar e informar ao ONS o motivo da ausência de comando remoto na SE Marituba e para abertura dos disjuntores de 500 kV 41 e 42, identificados durante a recomposição da Área Tucuruí Pará, bem como encaminhar as evidências das ações tomadas para evitar reincidências de eventos semelhantes.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.86 À MINERAÇÃO VALE VERDE

9.86.1 O agente MINERAÇÃO VALE VERDE deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.87 À MOSAIC FERTILIZANTES

9.87.1 O agente MOSAIC deverá informar se houve atuação do ERAC durante a perturbação do dia 15/08/2023 às 08h30min e, caso positivo, enviar as seguintes informações:

- a) Carga total da empresa;
- b) Frequência mínima observada;
- c) Atuação se deu por taxa de variação de frequência (caso atuação por taxa, informar o valor) ou por frequência absoluta;
- d) Montantes de carga cortada, por estágios, do ERAC;

Caso necessário, efetuar adequações necessárias e apresentar as ações corretivas adotadas.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: EGP

9.88 À NEO REN

- 9.88.1 O agente NEO REN deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: AOC

9.89 À NEOENERGIA BRASÍLIA

- 9.89.1 O agente NEOENERGIA BRASÍLIA deverá esclarecer a recusa de atuação de parte da carga alocada para atuar no 3º e 4º estágio do ERAC, visto que a frequência mínima relatada foi de 57,64 Hz, valor que sensibilizaria os referidos estágios. Caso necessário, efetuar adequações necessárias no 3º e 4º estágio, de forma a restabelecer os montantes de carga disponibilizados para corte pelo ERAC, apresentar evidências e enviar as ações corretivas adotadas.

Prazo: 31/10/2023 Gestor: EGP

- 9.89.2 O agente NEOENERGIA BRASÍLIA deverá informar ao ONS o motivo de ter iniciado o restabelecimento manual, às 08h40, da carga interrompida por atuação do ERAC, sem autorização do ONS/COSR-NCO, conforme solicitações ocorridas às 08h39 e às 08h43, bem como as evidências das providências tomadas para evitar a reincidência do ocorrido.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

- 9.89.3 O agente NEOENERGIA BRASÍLIA deverá informar ao ONS o motivo de ter concluído o restabelecimento total das cargas interrompidas pela atuação do ERAC somente à 00h35 do dia 16/08/2023 no montante de 23 MW (9% das cargas interrompidas pelo ERAC), bem como as evidências das providências tomadas para evitar a reincidência do ocorrido.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.90 À JALAPÃO

- 9.90.1 O agente Neoenergia Jalapão deverá avaliar os ajustes da PPS da LT 500 kV Miracema – Gilbués II, que estão em desacordo com aqueles recomendados no relatório de estudos.

Prazo: 30/10/2023

Gestor: EGE

9.91 À NEOENERGIA TRANS

- 9.91.1 O agente NEOENERGIA TRANS deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: AOC

9.92 À NEXCERA

- 9.92.1 O agente NEXCERA deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.93 À NORTE ENERGIA

- 9.93.1 Apresentar ao ONS detalhamento de estudo de viabilidade, custos e cronograma detalhado para a implantação em campo do recurso de autoreestabelecimento (*black-start*) da UHE Pimental.

Prazo: 31/01/2024

Gestor: EGE

- 9.93.2 Apresentar ao ONS detalhamento de estudo de viabilidade, custos e cronograma detalhado para a implantação em campo do recurso de autoreestabelecimento (*black-start*) da UHE Belo Monte.

Prazo: 31/01/2024

Gestor: EGE

- 9.93.3 O agente Norte Energia deverá informar o motivo da abertura dos disjuntores 9152 e 9162 da SE Xingu para UHE Belo Monte durante o processo de recomposição, às 12h43min, da SE Xingu, quando do fechamento, pelo COT ESOL, do disjuntor 9042 da LT 500 kV Xingu / Tucuruí no terminal da SE Xingu.

Prazo: 30/10/2023

Gestor: AOC

9.94 À OXITENO

- 9.94.1 O agente OXITENO deverá esclarecer a recusa de atuação de parte da carga alocada para atuar no 1º estágio e da carga total alocada para atuar no 2º estágio do ERAC. Caso necessário, efetuar adequações necessárias, de forma a restabelecer os montantes de carga disponibilizados para corte pelo ERAC, apresentar evidências e enviar as ações corretivas adotadas.

Prazo: 30/10/2023

Gestor: EGP

9.95 À PALMYRA DO BRASIL

- 9.95.1 O agente PALMYRA DO BRASIL (DOW CORNING) deverá informar os montantes de carga cortada por estágios do ERAC, em MW, a taxa de variação por frequência e a frequência mínima observada. Caso necessário, efetuar adequações necessárias e apresentar as ações corretivas adotadas.

Prazo: 31/10/2023 Gestor: EGP

9.96 À PARAÍSO TPE

- 9.96.1 O agente PARAÍSO TPE deverá informar ao ONS a causa da falha na supervisão dos dados digitais e analógicos dos seus equipamentos na SE Governador Valadares 6, após a perturbação das 08h30min de 15/08/2023, o que dificultou o processo de supervisão, coordenação e controle da recomposição do SIN, bem como as providências adotadas para evitar a reincidência de falhas dessa natureza.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

- 9.96.2 O agente PARAÍSO TPE deverá informar ao ONS a causa da falha na supervisão dos dados digitais e analógicos dos seus equipamentos na SE Padre Paraíso 2, após a perturbação das 08h30min de 15/08/2023, o que dificultou o processo de supervisão, coordenação e controle da recomposição do SIN, bem como as providências adotadas para evitar a reincidência de falhas dessa natureza.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.97 À PARINTINS AMAZONAS

- 9.97.1 O ONS solicita esclarecimento ao agente PARINTINS AMAZONAS quanto a divergência existente entre o projeto básico e diagrama da Instalação que apresenta alimentação do serviço auxiliar proveniente de dois transformadores de 230/138/13,8 kV da SE Parintins. Analisando o projeto básico da Instalação observa-se que a alimentação de serviço auxiliar de CA para o TSA1 13,8/0,38 kV provém de um dos transformadores 230 /138 kV e a alimentação do TSA2 provém da distribuidora local. Esta situação justifica a preferência do agente por ligar um dos transformadores?

Prazo: 30/10/2023

Gestor: AOC

- 9.97.2 O ONS solicita esclarecimento ao agente PARINTINS AMAZONAS quanto a divergência existente entre o projeto básico e diagrama da Instalação que apresenta alimentação do serviço auxiliar proveniente de dois transformadores de 230/138/13,8 kV da SE Juruti. Analisando o projeto básico da Instalação observa-se que a alimentação de serviço auxiliar de CA para o TSA1 13,8/0,38 kV provém de um dos transformadores 230 /138 kV e a alimentação do TSA2 provém da distribuidora local. Esta situação justifica a preferência do agente por ligar um dos transformadores?

Prazo: 30/10/2023

Gestor: AOC

9.98 À PETROBRAS

- 9.98.1 O agente PETROBRAS deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: AOC

9.99 À RIO PARANÁ ENERGIA

- 9.99.1 O agente deverá informar ao ONS o motivo de não ter havido a reversão automática de compensador síncrono para gerador das unidades geradoras 1, 2, 3 e 4 da UHE Ilha Solteira, bem como as providências tomadas para evitar a reincidência do ocorrido.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.100 À S FRANCISCO

- 9.100.1 O agente S FRANCISCO deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.101 À SAESA

- 9.101.1 Avaliar junto ao fabricante a possibilidade de efetuar o bloqueio da proteção contra energização acidental (50EI) das unidades geradoras de 230 kV da UHE Santo Antônio, quando a frequência do sistema estiver com valores fora da faixa que vai de 11 a 69 Hz. Esta função de proteção atuou de forma acidental durante a perturbação do dia 15/08/2023 desligando automaticamente as unidades geradoras 45, 46, 47 e 48 da UHE Santo Antônio quando a frequência estava acima de 70 Hz. Deve-se destacar que a atuação da citada função de proteção não era esperada, uma vez que as máquinas estavam em regime permanente e não paradas ou em processo de sincronização.

Prazo: 29/02/2024

Gestor: EGP

9.101.2 O agente SAESA deverá informar quais unidades geradoras possuem reguladores de tensão da GE na UHE Santo Antônio e enviar os resultados da avaliação interna dos ajustes do limitador de setpoint destes equipamentos, uma vez que restringem atuação do limitador de subexcitação, como ocorreu na UG50 durante a perturbação do dia 15/08/2023. Justificar, caso não seja possível realizar alguma alteração no setpoint dos equipamentos envolvidos.

Prazo: 29/02/2024

Gestor: EGP

9.101.3 O agente SAESA deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.101.4 O agente SAESA deverá esclarecer o desempenho dinâmico das unidades geradoras do setor de 230 kV da UHE Santo Antônio para a perturbação em pauta, uma vez que, após a separação do sistema Acre-Rondônia, foi observada uma sobrefrequência da ordem de 75 Hz durante 17 segundos. Deve-se apresentar nesses esclarecimentos os gráficos de tendência dos atuadores mecânicos da turbina, o modo de controle que o regulador de velocidade operou, informando se houve comutação, e demais informações relevantes que esclareçam o desempenho da regulação de velocidade.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: EGE

9.102 À UTE SANTA LUZIA I

9.102.1 A Santa Luzia deverá adequar a proteção de subfrequência para evitar a desconexão durante ocorrências no SIN, da UTE Santa Luzia I pertencente ao Conjunto Termelétrico Rio Brillante, referente à perturbação do dia 15/08/2023 às 08h30min.

Prazo: 31/12/2023

Gestor: EGS

9.103 À SERTANEJA

- 9.103.1 O agente SERTANEJA deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.104 À STN

- 9.104.1 O agente STN (SISTEMA DE TRANSMISSÃO NORDESTE S.A.) deverá encaminhar as atuações de proteção da LT 500 kV Tianguá II / Sobral III C2 (V8), durante as tentativas de religamento no processo de recomposição, as oscilografias e os ajustes em campo da proteção de sobretensão.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: EGE

9.105 À SITE

- 9.105.1 O agente SITE (SERRA DE IBIAPABA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.) apresentou os seguintes esclarecimentos e providência em andamento com relação a falha na supervisão dos dados digitais e analógicos dos seus equipamentos nas SE Tianguá II e SE Parnaíba III, após a perturbação das 08h30 de 15/08/2023, o que dificultou o processo de supervisão, coordenação e controle da recomposição do SIN:

"A SITE informa que no momento anterior a perturbação havia falha em seu circuito de comunicação *backup* entre o COS-Celeo e a SITE. Durante a perturbação, o seu circuito de comunicação principal falhou em virtude da perda de alimentação. Como solução temporária, com o objetivo de garantir robustez, foi instalado um nobreak adicional para evitar reincidência do evento. Ações para soluções definitivas na alimentação principal estão sendo tomadas com prazo de implantação até 30/11/2023."

Prazo: 30/11/2023

Gestor: AOC

9.106 À STATE GRID

9.106.1 O agente STATE GRID deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.107 À SULGIPE

9.107.1 O agente SULGIPE deverá informar ao ONS o motivo do descumprimento do limite estabelecido pela IO-RR.NE.PAQ referente ao montante do primeiro bloco de carga restabelecida na SE Itabaianinha, acarretando o desligamento de transformador e retardo no restabelecimento da subestação, bem como as providências adotadas para evitar a reincidência de eventos dessa natureza.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.108 À SUZANO

9.108.1 O agente UTE SUZANO E PAPEL CELULOSE deverá informar a causa da recusa da atuação do ERAC durante a perturbação, visto que a frequência mínima e a taxa de variação de frequência observadas no SIN eram capazes de sensibilizar o esquema. Solicita-se também verificar os ajustes parametrizados nos relés do esquema, apresentar evidências e, caso necessário, enviar as ações corretivas adotadas.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: EGP

9.109 À TAESA

9.109.1 Avaliar e corrigir o ajuste de OSBD da função de Disparo por Oscilação de Potência (68OST-PPS) da LT 500 kV Ribeiro Goncalves – Colinas C1, cujo valor implementado não permitiu a atuação da função quando de condições de oscilações instáveis verificadas na perturbação de 15/08/2023.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: EGE

9.109.2 Enviar as oscilografias e registros de eventos ou relatório de análise da perturbação referentes ao desligamento automático do Compensador Estático 06Q1 da SE Eliseu Martins, pela atuação da função de proteção por subtensão envolvendo as fases A e B. Segundo a Taesa, houve o afundamento de tensão nas barras da citada SE Eliseu Martins. Enviar também os ajustes de subtensão implantados no equipamento.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: EGP

9.109.3 O agente TAESA deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 31/01/2024

Gestor: AOC

9.109.4 O agente Taesa deverá fornecer um relatório técnico detalhado contendo informações do fabricante e testes, utilizando oscilografias da perturbação, a respeito da limitação de desempenho das proteções da LT 500 kV Colinas – Itacaiúnas C1 que desligou nesse evento por atuação de proteções de distância frente aos erros de medida em função da variação de frequência, conforme informação do Agente, uma vez que esta condição pode ser recorrente, e os desligamentos podem aumentar a gravidade de perturbações sistêmicas.

Prazo: 30/12/2023

Gestor: EGP

9.109.5 O agente Taesa deverá informar se houve o desligamento automático da LT 500 kV S.J.Piauí - UFV Lagoa dos Ventos, devido atuação do SEP 5.81.07, de Perda Dupla das LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas e/ou LT São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves durante a perturbação do dia 15/08/2023.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: EGP

9.109.6 Avaliar o desligamento automático do Compensador Estático de Sapeaçu, informando as proteções atuadas e as justificativas para tal atuação por falta de dados.

Prazo: 30/11/2023 Gestor: EGP

9.109.7 O agente Taesa deverá verificar em conjunto com o agente Chesf os motivos do não atendimento aos parâmetros para ligar a LT 500 kV Camaçari II / Sapeaçu C L7 no sentido inverso, qual seja, uma vez que cada terminal pertence a um agente.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: AOC

9.110 À TCC CAMINHO DO CAFÉ

9.110.1 O agente TCC CAMINHO DO CAFÉ deverá informar ao ONS a causa da falha na supervisão dos dados digitais e analógicos dos seus equipamentos na SE Mutum, após a perturbação das 08h30 de 15/08/2023, o que dificultou o processo de supervisão, coordenação e controle da recomposição do SIN, bem como as providências adotadas para evitar a reincidência de falhas dessa natureza.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.111 À TERMOCABO

9.111.1 O agente TERMOCABO deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.112 A TRANSIRAPÉ

9.112.1 O agente TRANSIRAPÉ deverá informar ao ONS a causa da falha na supervisão dos dados digitais e analógicos dos seus equipamentos nas SE Araçuaí 2 e Irapé, após a perturbação das 08h30 de 15/08/2023, o que dificultou o processo de supervisão, coordenação e controle da recomposição do SIN, bem como as providências adotadas para evitar a reincidência de falhas dessa natureza.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.113 À VALE

9.113.1 O agente VALE NORTE deverá esclarecer a recusa de atuação de parte da carga alocada para atuar no 1º, 2º, 3º e 4º estágios do ERAC. Caso necessário, efetuar adequações necessárias, de forma a restabelecer os montantes de carga disponibilizados para corte pelo ERAC, apresentar evidências e enviar as ações corretivas adotadas

Prazo: 31/10/2023

Gestor: EGP

9.113.2 O agente VALE deverá analisar e informar ao ONS o que ocasionou a dificuldade para ligar a LT 230 kV Carajas / Serra Norte C1, identificada durante a recomposição da Área Tucuruí Pará, bem como encaminhar as evidências das ações tomadas para evitar reincidências de eventos semelhantes. Conforme informações do agente ELETRONORTE, às 12h35, na tentativa de energização da LT 230 kV Carajás / Serra Norte C1, esta desligou pela atuação do "relé de discordância de polos" na SE Serra Norte.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.114 À VERACEL

9.114.1 O agente VERACEL deverá informar se houve atuação do ERAC durante a perturbação do dia 15/08/2023 às 08h30min e, caso positivo, enviar as seguintes informações:

- a) Carga total da empresa;
- b) Frequência mínima observada;
- c) Atuação se deu por taxa de variação de frequência (caso atuação por taxa, informar o valor) ou por frequência absoluta;
- d) Montantes de carga cortada, por estágios, do ERAC;

Caso necessário, efetuar adequações necessárias e apresentar as ações corretivas adotadas.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: EGP

9.115 À VOLTALIA

9.115.1 O agente VOLTALIA deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 31/12/2023

Gestor: AOC

9.116 À VOTORANTIM CIMENTOS

9.116.1 O agente VOTORANTIM CIMENTOS deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 30/11/2023

Gestor: AOC

9.117 À Z ENERGIA

9.117.1 O agente Z ENERGIA deverá identificar e solucionar os problemas referentes aos eventos de SOE encaminhados com falha para o ONS, verificados nesta ocorrência, especificados e detalhados no item 5.5 desse relatório.

Prazo: 31/10/2023

Gestor: AOC

9.118 AOS AGENTES GERADORES EÓLICOS E FOTOVOLTAICOS

9.118.1 Ajustar o disparo dos Registradores Digitais de Perturbação (RDP) dos parques geradores segundo os ajustes de subtensão, sobretensão, subfrequência e sobrefrequência a serem definidos pelo Operador em documento específico (Requisitos técnicos de RDP nas usinas eólicas e fotovoltaicas) a ser disponibilizado pelo ONS no SINtegre até o dia 29.09.2023.

Prazo: 15/11/2023

Gestor: EGE

9.118.2 Instalar equipamentos de Medição Sincronizada de Fasores (PMU) nas linhas ou transformadores de conexão de usinas eólicas e fotovoltaicas com a Rede Básica ou com Instalação de Transmissão de interesse exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada (ICG), conforme requisitos técnicos, locais e prazos a serem definidos pelo ONS em documento específico

(Requisitos Técnicos para a instalação de PMU em usinas eólicas e fotovoltaicas).

Prazo: entre 08 e 24 meses em função da relevância para o monitoramento do desempenho dinâmico do SIN, a ser estabelecido no documento Requisitos Técnicos para a instalação de PMU em usinas eólicas e fotovoltaicas, disponibilizado pelo ONS no SINtegre até o dia 06.10.2023

Gestor: EGP

9.118.3 Informar ao ONS caso algum conjunto eólico ou fotovoltaico sob sua responsabilidade já possua IED com possibilidade de habilitação de recurso de medição fasorial que atenda a todos os requisitos definidos pelo ONS em documento específico (Requisitos Técnicos para a instalação de PMU em usinas eólicas e fotovoltaicas), incluindo informações do ponto de conexão e modelo do equipamento.

Prazo: 10/11/2023

Gestor: EGE

9.118.4 Encaminhar ao ONS os dados e informações constantes de documento específico (Guia de validação de modelos matemáticos das usinas eólicas e fotovoltaicas) a ser disponibilizado pelo Operador no SINtegre até o dia 29.09.2023, com destaque para os seguintes itens:

- a) Dados gerais das usinas eólicas e fotovoltaicas;
- b) Documentação detalhada dos aerogeradores, inversores e controle centralizado;
- c) Modelos de simulação no formato dos programas ANATEM e PSCAD; e
- d) Validação dos modelos matemáticos das usinas eólicas e fotovoltaicas e seus controles, visando assegurar reprodução fidedigna dos seus desempenhos em campo.

Prazo: 30/01/2024

Gestor: EGE

10 ANEXOS

10.1 Agentes eólicos e fotovoltaicos para atendimento da providência 9.118

Tabela 10-1: Tabela dos agentes operadores dos parques eólicos e fotovoltaicos

No.	Agente Operador
01	AES BRASIL OPERAÇÕES
02	AF ENERGIA
03	ALUPAR
04	AUREN ENERGIA
05	BEI BRASIL ENER INT
06	CELEO
07	CEMIG GT
08	CGN BRASIL
09	CGT ELETROSUL
10	CHESF
11	CONTOUR
12	COPEL-GT
13	COTESA
14	CPFL ENERGIAS
15	CVER
16	ECHOENERGIA
17	EDP BRASIL
18	ELERA RENOVAVEIS
19	ENEL
20	ENERFIN
21	ENERGIMP
22	ENERGISA SOLUÇÕES
23	ENEVA
24	ENGELMIG
25	ENGEPAT
26	ENGIE
27	EOL POTIGUAR
28	IBITU ENERGIA
29	INGETEAM
30	IQONY
31	LAR DO SOL VI

No.	Agente Operador
32	NEO REN
33	NEW ENERGY
34	PEDRA BRANCA
35	QAIR BRASIL
36	SIEMENS
37	SIMM
38	STATKRAFT
39	VISUS ENGENHARIA
40	VOLTALIA
41	CYMI

10.2 Tabelas de recomposição

Tabela 10-2: Recomposição da Área Tucuruí Pará

Sequência de Normalização		
Hora	Equipamento	Evento
09h11	UG 350 MW US. TUCURUI 6 PA	Sincronizada
09h35	UG 350 MW US. TUCURUI 1 PA	Sincronizada
09h35	UG 350 MW US. TUCURUI 12 PA	Sincronizada
09h41	UG 350 MW US. TUCURUI 3 PA	Sincronizada
09h48	LT 500 kV TUCURUI / VILA DO CONDE C 2 PA	Ligada
09h59	TR 500 / 230 kV VILA DO CONDE 2 PA	Ligado
10h06	LT 230 kV VILA DO CONDE / GUAMA C 1 PA	Ligada
10h24	LT 230 kV TOME-ACU / VILA DO CONDE C 2 PA	Ligada
10h24	TR 230 / 69 kV VILA DO CONDE TF7 PA	Ligado
10h25	TR 230 / 69 kV GUAMA TF1 PA	Ligado
10h25	TR 230 / 138 kV TOME-ACU 1 PA	Ligado
10h33	LT 230 kV GUAMA / MARITUBA C 1 PA	Ligada
10h35	LT 230 kV MARITUBA / UTINGA C 1 PA	Ligada
10h35	TR 230 / 69 kV UTINGA TF1 PA	Ligado
10h43	TR 230 / 138 kV TOME-ACU 2 PA	Ligado
10h53	TR 230 / 13P8 kV VILA DO CONDE TF1 PA	Ligado
10h55	TR 500 / 230 kV VILA DO CONDE 3 PA	Ligado
10h57	TR 230 / 69 kV GUAMA TF3 PA	Ligado
11h00	TR 230 / 69 kV UTINGA TF3 PA	Ligado
11h04	LT 230 kV MIRAMAR / UTINGA C 1 PA	Ligada
11h10	TR 230 / 69 kV MIRAMAR 2 PA	Ligado
11h16	LT 500 kV MARABA / TUCURUI C 2 PA	Ligada
11h20	LT 230 kV VILA DO CONDE / GUAMA C 2 PA	Ligada
11h20	LT 230 kV GUAMA / MARITUBA C 2 PA	Ligada
11h21	LT 230 kV MARITUBA / UTINGA C 2 PA	Ligada
11h22	TR 230 / 69 kV MARITUBA TF02 PA	Ligado
11h24	TR 230 / 69 kV UTINGA TF4 PA	Ligado
11h34	UG 350 MW US. TUCURUI 5 PA	Sincronizada
11h57	TR 230 / 69 kV VILA DO CONDE TF8 PA	Ligado
11h57	LT 230 kV CASTANHAL / VILA DO CONDE C 1 PA	Ligada
11h58	LT 230 kV MIRAMAR / UTINGA C 2 PA	Ligada
12h00	LT 230 kV CASTANHAL / SANTA MARIA C 1 PA	Ligada
12h01	TR 230 / 69 kV GUAMA TF2 PA	Ligado

Sequência de Normalização		
Hora	Equipamento	Evento
12h03	TR 230 / 69 kV SANTA MARIA TF2 PA	Ligado
12h05	TR 230 / 138 kV SANTA MARIA 1 PA	Ligado
12h06	TR 500 / 230 kV MARABA 1 PA	Ligada
12h07	TR 230 / 69 kV MARABA TF4 PA	Ligado
12h09	LT 500 kV TUCURUI / VILA DO CONDE C 3 PA	Ligada
12h10	LT 500 kV TUCURUI / VILA DO CONDE C 1 PA	Ligada
12h14	TR 500 / 230 kV VILA DO CONDE 4 PA	Ligado
12h16	TR 230 / 138 kV SANTA MARIA 2 PA	Ligado
12h16	TR 230 / 69 kV SANTA MARIA TF1 PA	Ligado
12h16	LT 500 kV MARITUBA / VILA DO CONDE C 1 PA	Ligada
12h22	TR 500 / 230 kV MARITUBA AT1 PA	Ligado
12h22	TR 500 / 230 kV VILA DO CONDE 1 PA	Ligado
12h26	TR 230 / 69 kV MARITUBA TF01 PA	Ligado
12h26	LT 230 kV CASTANHAL / UTINGA C 1 PA	Ligada
12h29	LT 230 kV CARAJAS / MARABA C 1 PA	Ligada
12h30	LT 500 kV MARABA / TUCURUI C 1 PA	Ligada
12h34	TR 230 / 69 kV MARABA TF3 PA	Ligado
12h34	TR 230 / 69 kV MARABA TF2 PA	Ligado
12h41	TR 230 / 138 kV SANTA MARIA 3 PA	Ligado
12h42	TR 230 / 138 kV CARAJAS ATR1 PA	Ligado
12h44	LT 230 kV CASTANHAL / SANTA MARIA C 2 PA	Ligada
12h46	LT 230 kV CASTANHAL / MARITUBA C 1 PA	Ligada
12h53	LT 500 kV MARABA / ITACAIUNAS C 1 PA	Ligada
12h55	TR 230 / 138 kV CARAJAS ATR2 PA	Ligado
13h03	LT 230 kV CARAJAS / INTEGRADORA C 1 PA	Ligada
13h04	TR 230 / 13P8 kV VILA DO CONDE TF2 PA	Ligado
13h10	TR 500 / 230 kV MARABA 2 PA	Ligado
13h19	LT 230 kV MARITUBA / UTINGA C 3 PA	Ligada
13h26	LT 230 kV INTEGRADORA / XINGUARA 2 C 1 PA	Ligada
13h27	TR 230 / 138 kV XINGUARA 2 ATR1 PA	Ligado
13h36	TR 230 / 69 kV MIRAMAR 1 PA	Ligado
13h39	LT 230 kV MARITUBA / UTINGA C 4 PA	Ligada
13h46	TR 230 / 138 kV XINGUARA 2 ATR2 PA	Ligado
13h50	LT 500 kV ITACAIUNAS / COLINAS C 1 PA/TO	Ligada
13h54	TR 500 / 230 kV ITACAIUNAS 1 PA	Ligado
13h54	TR 500 / 230 kV ITACAIUNAS 1 PA	Ligado

Sequência de Normalização		
Hora	Equipamento	Evento
13h55	LT 230 kV ITACAIUNAS / CARAJAS C 1 PA	Ligada
13h57	LT 230 kV INTEGRADORA / XINGUARA 2 C 2 PA	Ligada
13h58	LT 230 kV ITACAIUNAS / CARAJAS C 2 PA	Ligada
14h00	TR 500 / 230 kV ITACAIUNAS 3 PA	Ligado
14h05	LT 230 kV CARAJAS / INTEGRADORA C 2 PA	Ligada
14h07	LT 230 kV SANT. ARAGUAIA / XINGUARA 2 C 1 PA	Ligada
14h09	TR 230 / 138 kV SANT. ARAGUAIA 1 PA	Ligado
14h11	LT 230 kV INTEGRADORA / ONCA puMA C 1 PA	Ligada
14h11	TR 230 / 138 kV ONCA puMA AT1 PA	Ligado
14h13	LT 500 kV SERRA PELADA / MIRACEMA C 1 PA	Ligada
14h14	TR 230 / 138 kV ONCA puMA AT2 PA	Ligado
14h19	LT 500 kV SERRA PELADA / ITACAIUNAS C 1 PA	Ligada
14h22	TR 500 / 138 kV SERRA PELADA 1 PA	Ligado
14h25	LT 230 kV SANT. ARAGUAIA / XINGUARA 2 C 2 PA	Ligada
14h26	TR 230 / 138 kV SANT. ARAGUAIA 2 PA	Ligado
14h28	TR 500 / 230 kV ITACAIUNAS 2 PA	Ligado
14h32	LT 230 kV CARAJAS / INTEGRADORA C 3 PA	Ligada
14h33	LT 500 kV SERRA PELADA / INTEGRADORA C 1 PA	Ligada
14h33	LT 230 kV ITACAIUNAS / CARAJAS C 3 PA	Ligada
14h35	TR 500 / 230 kV INTEGRADORA 1 PA	Ligado
14h37	LT 500 kV SERRA PELADA / INTEGRADORA C 2 PA	Ligada
14h37	TR 500 / 230 kV INTEGRADORA 2 PA	Ligado
14h38	LT 500 kV MARABA / ITACAIUNAS C 2 PA	Ligada
14h52	LT 500 kV XINGU / SERRA PELADA C 1 PA	Ligada
14h59	LT 500 kV MARABA / TUCURUI C 3 PA	Ligada
15h00	LT 230 kV INTEGRADORA / ONCA puMA C 2 PA	Ligada

Tabela 10-3: Recomposição da Área Estreito (Maranhão)

Sequência de Normalização		
Hora	Equipamento	Evento
09h25	LT 500 kV ESTREITO / IMPERATRIZ C 1 MA	Ligada
09h25	UG 135 MW ESTREITO 3 MA	Sincronizada
09h25	UG 135 MW ESTREITO 5 MA	Sincronizada
09h25	UG 135 MW ESTREITO 6 MA	Sincronizada
09h25	UG 135 MW ESTREITO 8 MA	Sincronizada
09h34	LT 500 kV IMPERATRIZ / P.DUTRA C 1 MA	Ligada
09h35	LT 500 kV P.DUTRA / S.ANTON LOPES C 1 MA	Ligada
09h35	LT 500 kV IMPERATRIZ / P.DUTRA C 1 MA	Desligada
09h35	LT 500 kV P.DUTRA / S.ANTON LOPES C 1 MA	Desligada
09h39	LT 500 kV IMPERATRIZ / P.DUTRA C 1 MA	Ligada
09h42	LT 500 kV P.DUTRA / S.ANTON LOPES C 1 MA	Ligada
10h02	LT 500 kV MIRANDA II / S.ANTON LOPES C 1 MA	Ligada
10h03	LT 500 kV MIRANDA II / S.ANTON LOPES C 1 MA	Desligada
10h03	LT 500 kV P.DUTRA / S.ANTON LOPES C 1 MA	Desligada
10h08	LT 500 kV P.DUTRA / S.ANTON LOPES C 1 MA	Ligada
10h09	LT 500 kV MIRANDA II / S.ANTON LOPES C 1 MA	Ligada
10h10	LT 500 kV MIRANDA II / S.ANTON LOPES C 1 MA	Desligada
10h10	LT 500 kV P.DUTRA / S.ANTON LOPES C 1 MA	Desligada
10h26	TR 500 / 230 kV P.DUTRA 1 MA	Ligado
10h27	TR 230 / 69 kV P.DUTRA TF5 MA	Ligado
10h41	TR 230 / 69 kV P.DUTRA TF4 MA	Ligado
10h49	TR 230 / 69 kV P.DUTRA TF6 MA	Ligado
10h55	LT 230 kV P.DUTRA / PERITORO C 1 MA	Ligada
10h57	TR 230 / 69 kV PERITORO TF1 MA	Ligado
10h58	TR 230 / 69 kV P.DUTRA TF1 MA	Ligado
11h02	TR 500 / 13P8 kV ESTREITO TF2 MA	Desligado
11h02	UG 135 MW ESTREITO 3 MA	Desligada
11h02	UG 135 MW ESTREITO 6 MA	Desligada
11h02	LT 230 kV P.DUTRA / PERITORO C 1 MA	Desligada
11h02	LT 500 kV ESTREITO / IMPERATRIZ C 1 MA	Desligada
11h02	LT 500 kV IMPERATRIZ / P.DUTRA C 1 MA	Desligada
11h02	TR 230 / 69 kV P.DUTRA TF1 MA	Desligado
11h02	TR 230 / 69 kV P.DUTRA TF4 MA	Desligado
11h02	TR 230 / 69 kV P.DUTRA TF5 MA	Desligado

Sequência de Normalização		
Hora	Equipamento	Evento
11h02	TR 230 / 69 kV P.DUTRA TF6 MA	Desligado
11h02	TR 230 / 69 kV PERITORO TF1 MA	Desligado
11h02	TR 500 / 230 kV P.DUTRA 1 MA	Desligado
11h02	UG 135 MW ESTREITO 5 MA	Desligada
11h02	UG 135 MW ESTREITO 8 MA	Desligada
11h12	LT 500 kV IMPERATRIZ / COLINAS C 1 MA/TO	Ligada
11h14	LT 500 kV IMPERATRIZ / P.DUTRA C 1 MA	Ligada
11h17	LT 500 kV P.DUTRA / S.ANTON LOPES C 1 MA	Ligada
11h18	LT 500 kV MIRANDA II / S.ANTON LOPES C 1 MA	Ligada
11h21	LT 500 kV BACABEIRA / MIRANDA II C 1 MA	Ligada
11h21	LT 500 kV BACABEIRA / SAO LUIS II C 1 MA	Ligada
11h23	TR 500 / 230 kV SAO LUIS II 1 MA	Ligado
11h25	LT 230 kV SAO LUIS II / SAO LUIS III C 1 MA	Ligada
11h26	TR 230 / 69 kV SAO LUIS III 2 MA	Ligado
11h31	LT 230 kV SAO LUIS II / SAO LUIS I C 1 MA	Ligada
11h31	TR 230 / 69 kV SAO LUIS III 1 MA	Ligado
11h36	TR 230 / 69 kV SAO LUIS I TF1 MA	Ligado
11h36	TR 230 / 69 kV SAO LUIS III 3 MA	Ligado
11h43	TR 230 / 69 kV SAO LUIS I TF3 MA	Ligado
11h53	TR 500 / 230 kV SAO LUIS II 2 MA	Ligado
11h55	TR 230 / 69 kV SAO LUIS I TF2 MA	Ligado
12h00	LT 500 kV IMPERATRIZ / MARABA C 2 MA/PA	Ligada
12h03	TR 500 / 230 kV P.DUTRA 1 MA	Ligado
12h06	TR 230 / 69 kV COELHO NETO TF1 MA	Ligado
12h08	LT 230 kV SAO LUIS II / SAO LUIS I C 2 MA	Ligada
12h10	LT 230 kV SAO LUIS II / SAO LUIS III C 2 MA	Ligada
12h11	TR 230 / 69 kV COELHO NETO TF2 MA	Ligado
12h15	TR 500 / 230 kV MIRANDA II ATR1 MA	Ligado
12h17	TR 230 / 69 kV MIRANDA II TF2 MA	Ligado
12h17	LT 500 kV ESTREITO / IMPERATRIZ C 1 MA	Ligada
12h17	LT 230 kV CHAPADINHA II / COELHO NETO C 1 MA	Ligada
12h19	TR 230 / 138 kV MIRANDA II 1 MA	Ligado
12h22	UG 135 MW ESTREITO 1 MA	Sincronizada
12h23	UG 135 MW ESTREITO 3 MA	Sincronizada
12h25	UG 135 MW ESTREITO 5 MA	Sincronizada
12h26	UG 135 MW ESTREITO 8 MA	Sincronizada

Sequência de Normalização		
Hora	Equipamento	Evento
12h28	LT 230 kV SAO LUIS II / MIRANDA II C 1 MA	Ligada
12h30	LT 500 kV MIRANDA II / P.DUTRA C 2 MA	Ligada
12h34	TR 230 / 69 kV MIRANDA II TF1 MA	Ligado
12h37	TR 230 / 69 kV P.DUTRA TF6 MA	Ligado
12h42	LT 230 kV CHAPADINHA II / MIRANDA II C 1 MA	Ligada
12h43	TR 500 / 230 kV IMPERATRIZ 1 MA	Ligado
12h45	LT 500 kV IMPERATRIZ / MARABA C 1 MA/PA	Ligada
12h48	LT 230 kV MIRANDA II / PERITORO C 1 MA	Ligada
12h48	TR 230 / 69 kV PERITORO TF1 MA	Ligado
12h48	TR 230 / 138 kV MIRANDA II 2 MA	Ligado
12h49	TR 230 / 138 kV MIRANDA II 3 MA	Ligado
12h49	TR 230 / 69 kV CHAPADINHA II 1 MA	Ligado
12h52	TR 230 / 69 kV PERITORO TF2 MA	Ligado
12h53	LT 230 kV CAXIAS II / COELHO NETO C 1 MA	Ligada
12h54	TR 230 / 69 kV PERITORO TF3 MA	Ligado
12h56	LT 500 kV IMPERATRIZ / P.DUTRA C 2 MA	Energizada
12h57	LT 500 kV MIRANDA II / P.DUTRA C 2 MA	Desligada
12h57	LT 500 kV IMPERATRIZ / P.DUTRA C 2 MA	Desligada
12h57	TR 500 / 230 kV MIRANDA II ATR1 MA	Desligado
13h01	LT 500 kV SAO LUIS II / SAO LUIS IV C 2 MA	Ligada
13h06	LT 500 kV BACABEIRA / MIRANDA II C 2 MA	Ligada
13h07	LT 500 kV BACABEIRA / SAO LUIS II C 2 MA	Ligada
13h08	LT 500 kV IMPERATRIZ / COLINAS C 2 MA/TO	Ligada
13h14	LT 230 kV P.DUTRA / PERITORO C 1 MA	Ligada
13h15	TR 230 / 69 kV IMPERATRIZ TF3 MA	Ligado
13h24	TR 500 / 230 kV MIRANDA II ATR1 MA	Ligado
13h28	LT 230 kV CAXIAS II / PERITORO C 1 MA	Ligada
13h28	TR 230 / 69 kV IMPERATRIZ TF5 MA	Ligado
13h30	LT 230 kV IMPERATRIZ / PORTO FRANCO C 1 MA	Ligada
13h35	TR 230 / 69 kV PORTO FRANCO TF1 MA	Ligado
13h38	TR 500 / 230 kV SAO LUIS II 3 MA	Ligado
13h41	TR 230 / 69 kV PORTO FRANCO TF2 MA	Ligado
13h44	LT 230 kV ENCRUZO NOVO / MIRANDA II C 1 MA	Ligada
13h52	TR 230 / 138 kV PORTO FRANCO 2 MA	Ligado
13h54	TR 230 / 69 kV PORTO FRANCO TF3 MA	Ligado
13h55	TR 500 / 230 kV IMPERATRIZ 2 MA	Ligado

Sequência de Normalização		
Hora	Equipamento	Evento
13h55	TR 230 / 138 kV PORTO FRANCO 3 MA	Ligado
13h56	TR 230 / 69 kV IMPERATRIZ TF4 MA	Ligado
13h57	LT 500 kV MIRANDA II / P.DUTRA C 2 MA	Ligada
14h02	TR 230 / 69 kV CAXIAS II 1 MA	Ligado
14h06	TR 230 / 69 kV CAXIAS II 2 MA	Ligado
14h10	TR 230 / 69 kV ENCRUZO NOVO 1 MA	Ligado
14h10	TR 230 / 69 kV ENCRUZO NOVO 2 MA	Ligado
14h18	TR 230 / 69 kV P.DUTRA TF4 MA	Ligado
14h19	TR 230 / 69 kV CHAPADINHA II 2 MA	Ligado
14h29	TR 500 / 230 kV MIRANDA II ATR2 MA	Ligado
14h31	LT 500 kV SAO LUIS II / SAO LUIS IV C 1 MA	Ligada
14h31	LT 500 kV ACAILANDIA / IMPERATRIZ C 1 MA	Ligada
14h32	TR 230 / 69 kV P.DUTRA TF1 MA	Ligado
14h35	TR 500 / 230 kV SAO LUIS II 4 MA	Ligado
14h40	TR 500 / 230 kV SAO LUIS IV AT2 MA	Ligado
14h43	LT 230 kV IMPERATRIZ / PORTO FRANCO C 2 MA	Ligada
14h43	TR 230 / 18P3 kV SAO LUIS II TF2 MA	Ligado
14h47	TR 230 / 13P8 kV IMPERATRIZ TF2 MA	Ligado
14h53	TR 230 / 18P3 kV SAO LUIS II TF2 MA	Desligado
15h12	LT 500 kV MIRANDA II / SAO LUIS II C 3 MA	Ligada
15h14	TR 230 / 18P3 kV SAO LUIS II TF2 MA	Ligado
15h15	LT 500 kV MIRANDA II / PAULINO NEVES C 1 MA	Ligada
15h17	TR 500 / 138 kV PAULINO NEVES 1 MA	Ligado
15h17	LT 138 kV DELTA 3 / PAULINO NEVES C 1 MA	Ligada
15h17	TR 500 / 138 kV PAULINO NEVES 2 MA	Ligado
15h18	LT 500 kV PARNAIBA / S.ANTON LOPES C 1 MA	Ligada
15h20	TR 230 / 13P8 kV GERANORTE 2 MA	Ligado
15h20	UG 43P6 MW GERAMAR I 01 MA	Sincronizada
15h20	UG 43P6 MW GERAMAR I 02 MA	Sincronizada
15h21	LT 138 kV DELTA 6 / PAULINO NEVES C 1 MA	Ligada
15h23	LT 500 kV PARNAIBA / S.ANTON LOPES C 2 MA	Ligada
15h26	TR 230 / 69 kV SAO LUIS IV 1 MA	Ligado
15h33	LT 230 kV SAO LUIS II / SAO LUIS IV C 1 MA	Ligada
16h00	TR 230 / 69 kV SAO LUIS IV 2 MA	Ligado

Tabela 10-4: Recomposição da Área Macapá (Fluente)

Sequência de Normalização		
Hora	Instalação	Evento
11h19	UG 24 MW US.COA.NUNES 01 AP	Sincronizada
11h37	UG 24 MW US.COA.NUNES 02 AP	Desligada
11h42	UG 24 MW US.COA.NUNES 02 AP	Sincronizada
11h57	LT 69 kV MACAPA / SUB SANTANA C 1 AP	Ligada
12h00	LT 69 kV SUB STA RITA / MACAPA C 1 AP	Ligado no Lado PARA
13h08	LT 69 kV MACAPA / SUB SANTANA C 1 AP	Desligado no Lado DE
13h08	LT 69 kV SUB STA RITA / MACAPA C 1 AP	Desligado
13h23	LT 69 kV MACAPA / SUB SANTANA C 1 AP	Ligada
13h43	UG 30 MW US.COA.NUNES 03 AP	Sincronizada
13h52	LT 69 kV MACAPA II / MACAPA C 1 AP	Ligada
15h24	LT 69 kV SUB STA RITA / MACAPA C 1 AP	Ligada

Tabela 10-5: Recomposição da Área Manaus (Fluente)

Sequência de Normalização		
Hora	Equipamento	Evento
09h16	UG 50 MW BALBINA 3 AM	Sincronizada
09h17	LT 230 kV BALBINA / LECHUGA C 1 AM	Ligado
09h17	LT 230 kV LECHUGA / MANAUS C 1 AM	Ligado
09h18	TR 230 / 69 kV MANAUS TF4 AM	Ligado
09h27	LT 230 kV JORG.TEIXEIRA / LECHUGA C 1 AM	Ligado
09h28	TR 230 / 138 kV JORG.TEIXEIRA 1 AM	Ligado
09h30	LT 230 kV JORG.TEIXEIRA / MAUA III C 1 AM	Ligado
09h30	LT 230 kV UTE MAUA 3 / MAUA III C 2 AM	Ligado
09h30	LT 230 kV UTE MAUA 3 / MAUA III C 3 AM	Ligado
09h30	TR 230 / 16P5 kV UTE MAUA 3 601 AM	Ligado
09h34	UG 50 MW BALBINA 4 AM	Sincronizada
09h35	TR 230 / 69 kV MANAUS TF1 AM	Ligado
09h39	UG 50 MW BALBINA 2 AM	Sincronizada
09h46	UG 50 MW BALBINA 5 AM	Sincronizada
09h49	LT 230 kV BALBINA / CRISTIANO ROCHA C 1 AM	Ligado
09h49	LT 230 kV JORG.TEIXEIRA / MAUA III C 2 AM	Ligado
09h49	LT 230 kV LECHUGA / MANAUS C 2 AM	Ligado
09h49	TR 230 / 69 kV MANAUS TF2 AM	Ligado

Sequência de Normalização		
Hora	Equipamento	Evento
09h49	TR 230 / 69 kV MANAUS TF3 AM	Ligado
09h49	TR 230 / 138 kV MAUA III 1 AM	Ligado
09h49	TR 138 / 69 kV MAUA III TF02 AM	Ligado
09h52	LT 230 kV JORG.TEIXEIRA / LECHUGA C 2 AM	Ligado
09h52	TR 230 / 138 kV JORG.TEIXEIRA 2 AM	Ligado
09h53	TR 230 / 138 kV MAUA III 2 AM	Ligado
09h56	UG 50 MW BALBINA 1 AM	Sincronizada
09h57	TR 230 / 138 kV JORG.TEIXEIRA 3 AM	Ligado
09h57	TR 230 / 138 kV LECHUGA 601 AM	Ligado
10h01	LT 230 kV JORG.TEIXEIRA / LECHUGA C 3 AM	Ligado
10h03	TR 230 / 138 kV MAUA III 4 AM	Ligado
10h09	UG 40 MW APARECIDA 07 AM	Sincronizada
10h09	UG 18P3 MW PONTA NEGRA 2 AM	Sincronizada
10h11	UG 18P3 MW PONTA NEGRA 5 AM	Sincronizada
10h13	UG 39P3 MW TAMBAQUI 6 AM	Sincronizada
10h19	UG 18P3 MW PONTA NEGRA 1 AM	Sincronizada
10h23	LT 230 kV CRISTIANO ROCHA / LECHUGA C 1 AM	Ligado
10h32	UG 17P0 MW CRISTIANO ROCHA 3 AM	Sincronizada
10h37	UG 36P0 MW UTE JARAQUI 6 AM	Sincronizada
10h37	UG 17P0 MW CRISTIANO ROCHA 4 AM	Sincronizada
10h37	UG 36P0 MW TAMBAQUI 7 AM	Sincronizada
10h59	UG 189 MW UTE MAUA 3 01 AM	Sincronizada
11h02	UG 17P0 MW CRISTIANO ROCHA 1 AM	Sincronizada
11h05	UG 18P3 MW PONTA NEGRA 4 AM	Sincronizada
11h20	TR 138 / 69 kV MAUA III TF01 AM	Ligado
11h39	UG 43 MW APARECIDA 10 AM	Sincronizada
11h41	UG 43 MW APARECIDA 09 AM	Sincronizada
11h55	UG 18P3 MW MANAUARA 2 AM	Sincronizada
11h55	UG 18P3 MW MANAUARA 3 AM	Sincronizada
11h55	UG 18P3 MW MANAUARA 4 AM	Sincronizada
11h55	UG 18P3 MW MANAUARA 5 AM	Sincronizada
12h33	UG 40 MW APARECIDA 08 AM	Sincronizada
12h55	UG 189 MW UTE MAUA 3 02 AM	Sincronizada

Tabela 6 – Recomposição da Área Manaus / Macapá (Coordenada)

Sequência de Normalização		
Hora	Instalação	Evento
12h46	LT 500 kV TUCURUI / XINGU C 1 PA	ligada
12h53	LT 500 kV XINGU / JURUPARI C 1 PA	ligada

Sequência de Normalização		
Hora	Instalação	Evento
12h58	TR 500 / 230 kV JURUPARI 2 PA	ligado
13h02	LT 230 kV JURUPARI / LARANJAL C 1 PA/AP	ligado
13h15	TR 230 / 69 kV JURUPARI 01 PA	ligado
13h18	TR 230 / 138 kV MAUA III 3 AM	ligado
13h19	TR 230 / 69 kV JURUPARI 02 PA	ligado
13h20	LT 500 kV JURUPARI / ORIXIMINA C 1 PA	ligada
13h24	LT 500 kV ORIXIMINA / SILVES C 1 PA/AM	ligada
13h24	TR 500 / 18P3 kV JURUPARI CE1 PA	ligado
13h29	LT 500 kV SILVES / LECHUGA C 1 AM	ligada
13h31	TR 500 / 230 kV LECHUGA 702 AM	ligado
13h36	TR 500 / 138 kV SILVES 1 AM	ligado
13h40	TR 500 / 230 kV LECHUGA 703 AM	ligado
13h40	TR 230 / 138 kV JORG.TEIXEIRA 4 AM	ligado
13h41	TR 500 / 20 kV SILVES TF1 AM	ligado
13h42	TR 500 / 138 kV ORIXIMINA 1 PA	ligado
13h44	LT 500 kV TUCURUI / XINGU C 2 PA	ligada
13h48	TR 500 / 230 kV JURUPARI 1 PA	ligado
13h49	TR 500 / 15P5 kV ORIXIMINA CE1 PA	ligado
13h58	TR 500 / 230 kV LECHUGA 701 AM	ligado
14h07	TR 500 / 230 kV ORIXIMINA 3 PA	ligado
14h10	LT 230 kV ORIXIMINA / JURUTI C 1 PA	ligada
14h14	TR 230 / 138 kV JURUTI 2 PA	ligado
14h19	LT 500 kV JURUPARI / ORIXIMINA C 2 PA	ligada
14h21	LT 230 kV JURUTI / PARINTINS C 1 PA/AM	ligada
14h22	LT 500 kV ORIXIMINA / SILVES C 2 PA/AM	ligada
14h24	TR 230 / 138 kV JURUTI 1 PA	ligado
14h24	LT 500 kV SILVES / LECHUGA C 2 AM	ligada
14h26	LT 230 kV JURUPARI / LARANJAL C 3 PA/AP	ligada
14h28	TR 230 / 138 kV PARINTINS 3 AM	ligado
14h29	LT 500 kV XINGU / JURUPARI C 2 PA	ligada
14h40	LT 230 kV ORIXIMINA / JURUTI C 2 PA	ligada
14h45	TR 500 / 230 kV JURUPARI 3 PA	ligado
14h46	TR 230 / 138 kV PARINTINS 4 AM	ligado
14h46	LT 230 kV JURUTI / PARINTINS C 2 PA/AM	ligada
15h24	UG 189 MW UTE MAUA 3 01 AM	Sincronizada

Tabela 10-7: Recomposição da Área Acre Rondônia (Fluente/Coordenada)

Sequência de normalização		
Hora	Instalação	Evento
8h33	TR 138 / 13P8 kV UHE RONDON II TF53 RO	Ligado
8h33	UG 24P5 MW UHE RONDON II 3 RO	Sincronizado
8h51	UG 43P3 MW UHE SAMUEL 04 RO	Sincronizado
8h54	LT 230 kV SAMUEL / PORTO VELHO C 2 RO	Ligado
9h04	LT 230 kV SAMUEL / PORTO VELHO C 2 RO	Ligado
9h14	TR 230 / 69 kV PORTO VELHO TF1 RO	Ligado
9h17	LT 230 kV JI-PARANA / PIMENTA BUENO C 2 RO	Ligado
9h25	UG 69P5 MW SANTO ANTONIO 48 RO	Sincronizado
9h26	TR 230 / 69 kV JI-PARANA TF2 RO	Ligado
9h35	UG 43P3 MW UHE SAMUEL 01 RO	Sincronizado
9h36	TR 230 / 69 kV PORTO VELHO TF3 RO	Ligado
9h38	UG 69P5 MW SANTO ANTONIO 45 RO	Sincronizado
9h38	LT 230 kV PORTO VELHO / ABUNA C 2 RO	Ligado
9h41	TR 230 / 69 kV JI-PARANA TF1 RO	Ligado
9h45	LT 230 kV ABUNA / RIO BRANCO I C 2 RO/AC	Ligado
9h46	LT 230 kV JARU / JI-PARANA C 1 RO	Ligado
9h55	TR 230 / 69 kV RIO BRANCO I TF1 AC	Ligado
9h58	LT 230 kV ARIQUEMES / JARU C 1 RO	Ligado
10h04	UG 43P3 MW UHE SAMUEL 02 RO	Sincronizado
10h20	TR 230 / 69 kV RIO BRANCO I TF2 AC	Ligado
10h23	LT 230 kV SAMUEL / PORTO VELHO C 1 RO	Ligado
10h24	UG 43P3 MW UHE SAMUEL 03 RO	Sincronizado
10h27	LT 230 kV SE STO ANT LR / PORTO VELHO C 1 RO	Ligado
10h29	LT 230 kV SAMUEL / ARIQUEMES C 2 RO	Ligado
10h39	LT 230 kV SE STO ANT LR / PORTO VELHO C 2 RO	Ligado
10h41	LT 230 kV JI-PARANA / PIMENTA BUENO C 1 RO	Ligado
10h43	LT 230 kV ARIQUEMES / JI-PARANA C 2 RO	Ligado
10h46	TR 230 / 138 kV ABUNA ATR2 RO	Ligado
10h48	TR 230 / 69 kV RIO BRANCO I TF3 AC	Ligado
10h49	LT 230 kV ARIQUEMES / JI-PARANA C 4 RO	Ligado
10h50	LT 230 kV SAMUEL / ARIQUEMES C 4 RO	Ligado
10h52	UG 69P5 MW SANTO ANTONIO 47 RO	Sincronizado
10h53	TR 230 / 69 kV ARIQUEMES TF1 RO	Ligado
10h53	UG 69P5 MW SANTO ANTONIO 50 RO	Sincronizado

Sequência de normalização		
Hora	Instalação	Evento
10h54	UG 69P5 MW SANTO ANTONIO 46 RO	Sincronizado
10h58	TR 230 / 69 kV PORTO VELHO TF2 RO	Ligado
11h01	LT 230 kV SAMUEL / ARIQUEMES C 3 RO	Ligado
11h03	TR 230 / 69 kV PORTO VELHO TF6 RO	Ligado
11h04	LT 230 kV SAMUEL / ARIQUEMES C 1 RO	Ligado
11h06	TR 230 / 138 kV JI-PARANA ATR2 RO	Ligado
11h10	LT 230 kV PORTO VELHO / ABUNA C 1 RO	Ligado
11h13	LT 230 kV C.PORTO VELHO / PORTO VELHO C 1 RO	Ligado
11h15	TR 230 / 69 kV ARIQUEMES TF2 RO	Ligado
11h21	TR 230 / 69 kV C.PORTO VELHO TF15 RO	Ligado
11h21	LT 230 kV ABUNA / RIO BRANCO I C 1 RO/AC	Ligado
11h23	TR 230 / 138 kV RIO BRANCO I ATR1 AC	Ligado
11h26	TR 230 / 69 kV C.PORTO VELHO TF14 RO	Ligado
11h30	LT 230 kV FEIJO / RIO BRANCO I C 1 AC	Ligado
11h30	LT 230 kV C.PORTO VELHO / PORTO VELHO C 2 RO	Ligado
11h37	TR 230 / 138 kV RIO BRANCO I ATR2 AC	Ligado
11h38	TR 230 / 69 kV RIO BRANCO I TF5 AC	Ligado
11h40	TR 230 / 69 kV TAPE DE JIRAU TF1 RO	Ligado
11h41	UG 43P3 MW UHE SAMUEL 05 RO	Sincronizado
11h51	TR 230 / 69 kV ARIQUEMES TF3 RO	Ligado
11h51	TR 230 / 69 kV JI-PARANA TF3 RO	Ligado
11h55	TR 230 / 138 kV JI-PARANA ATR1 RO	Ligado
11h59	TR 230 / 69 kV FEIJO 1 AC	Ligado
12h05	TR 230 / 69 kV FEIJO 2 AC	Ligado
12h30	LT 230 kV PIMENTA BUENO / VILHENA C 3 RO	Ligado
12h31	LT 230 kV JI-PARANA / PIMENTA BUENO C 3 RO	Ligado
12h33	LT 230 kV ARIQUEMES / JI-PARANA C 3 RO	Ligado
13h54	LT 230 kV TERMONORTE II / PORTO VELHO C 2 RO	Ligado
14h35	LT 230 kV SAMUEL / PORTO VELHO C 3 RO	Ligado
17h37	TR 230 / 138 kV ABUNA ATR1 RO	Ligado

Tabela 10-8: Recomposição da Área Tramo Oeste (Fluente)

Sequência de normalização		
Hora	Instalação	Evento
9h11	TR 500 / 13P8 kV US. TUCURUI TF6 PA	Ligado
9h11	UG 350 MW US. TUCURUI 6 PA	Sincronizada
9h35	TR 500 / 13P8 kV US. TUCURUI TF1 PA	Ligado
9h35	UG 350 MW US. TUCURUI 1 PA	Sincronizada
9h35	UG 350 MW US. TUCURUI 12 PA	Sincronizada
9h35	UG 22P5 MW US. TUCURUI 24 PA	Sincronizada
9h41	TR 500 / 13P8 kV US. TUCURUI TF3 PA	Ligado
9h41	UG 350 MW US. TUCURUI 3 PA	Sincronizada
10h28	TR 500 / 230 kV TUCURUI 1 PA	Ligado
10h34	LT 230 kV TUCURUI / ALTAMIRA C 1 PA	Ligado
10h35	TR 230 / 69 kV ALTAMIRA TF1 PA	Ligado
10h36	TR 230 / 69 kV ALTAMIRA TF2 PA	Ligado
10h40	TR 230 / 69 kV TUCURUI TF1 PA	Ligado
10h54	LT 230 kV ALTAMIRA / TRANSAMAZONIC C 1 PA	Ligado
10h54	TR 230 / 34P5 kV TRANSAMAZONIC TF1 PA	Ligado
10h57	LT 230 kV RUROPOLIS / TRANSAMAZONIC C 1 PA	Ligado
10h58	TR 230 / 138 kV RUROPOLIS 1 PA	Ligado
11h04	LT 69 kV US. TUCURUI / TUCURUI C 1 PA	Ligado
11h05	LT 69 kV US. TUCURUI / TUCURUI C 2 PA	Ligado
11h05	UG 22P5 MW US. TUCURUI 25 PA	Sincronizada
11h06	TR 230 / 138 kV TUCURUI TF4 PA	Ligado
11h11	LT 230 kV ALTAMIRA / SE PIMENTAL C 1 PA	Ligado
11h12	LT 230 kV UHE PIMENTAL / SE PIMENTAL C 1 PA	Ligado
11h12	LT 230 kV UHE PIMENTAL / SE PIMENTAL C 2 PA	Ligado
11h12	LT 230 kV UHE PIMENTAL / SE PIMENTAL C 3 PA	Ligado
11h24	TR 500 / 13P8 kV US. TUCURUI TF9 PA	Ligado
11h24	UG 350 MW US. TUCURUI 9 PA	Sincronizada
11h29	TR 230 / 138 kV TUCURUI TF3 PA	Ligado
11h34	TR 500 / 13P8 kV US. TUCURUI TF5 PA	Ligado
11h34	UG 350 MW US. TUCURUI 5 PA	Sincronizada
11h41	LT 138 kV RUROPOLIS / TAPAJOS II C 1 PA	Ligado
11h43	LT 138 kV TAPAJOS II / SE TAPAJOS C 1 PA	Ligado
11h45	LT 138 kV CURUA-UNA / SE TAPAJOS C 1 PA	Ligado

Sequência de normalização		
Hora	Instalação	Evento
11h48	TR 500 / 230 kV TUCURUI 2 PA	Ligado
11h51	TR 138 / 6P9 kV CURUA-UNA 1 PA	Ligado
11h51	UG 10 MW CURUA-UNA 1 PA	Sincronizada
11h52	TR 230 / 69 kV ALTAMIRA TF3 PA	Ligado
11h52	TR 230 / 34P5 kV TRANSAMAZONIC TF2 PA	Ligado
11h53	TR 230 / 138 kV RUROPOLIS 2 PA	Ligado
11h54	TR 230 / 138 kV RUROPOLIS 3 PA	Ligado
11h57	TR 138 / 6P9 kV CURUA-UNA 2 PA	Ligado
11h57	UG 10 MW CURUA-UNA 2 PA	Sincronizada
11h59	TR 138 / 6P9 kV CURUA-UNA 3 PA	Ligado
11h59	UG 10P3 MW CURUA-UNA 3 PA	Sincronizada
12h04	TR 230 / 13P8 kV UHE PIMENTAL 1 PA	Ligado
12h04	UG 38P8 MW UHE PIMENTAL 02 PA	Sincronizada
12h09	LT 500 kV TUCURUI / XINGU C 2 PA	Ligado
12h19	LT 138 kV TAPAJOS II / SE TAPAJOS C 2 PA	Ligado
12h23	TR 230 / 13P8 kV UHE PIMENTAL 2 PA	Ligado
12h23	UG 38P8 MW UHE PIMENTAL 03 PA	Sincronizada
12h42	TR 230 / 13P8 kV UHE PIMENTAL 3 PA	Ligado
12h42	UG 38P8 MW UHE PIMENTAL 06 PA	Sincronizada
12h45	TR 138 / 6P9 kV CURUA-UNA 1 PA	Desligado
12h45	TR 138 / 6P9 kV CURUA-UNA 3 PA	Desligado
12h46	LT 138 kV CURUA-UNA / SE TAPAJOS C 1 PA	Desligado
12h46	LT 138 kV RUROPOLIS / TAPAJOS II C 1 PA	Desligado
12h46	LT 138 kV TAPAJOS II / SE TAPAJOS C 1 PA	Desligado
12h46	LT 138 kV TAPAJOS II / SE TAPAJOS C 2 PA	Desligado
12h46	TR 230 / 138 kV RUROPOLIS 3 PA	Desligado
12h46	LT 500 kV TUCURUI / XINGU C 1 PA	Ligado
12h48	TR 230 / 138 kV RUROPOLIS 2 PA	Desligado
12h49	TR 230 / 138 kV RUROPOLIS 1 PA	Ligado
12h54	LT 230 kV TAPAJOS II / TRANSAMAZONIC C 1 PA	Ligado
12h56	TR 230 / 138 kV TAPAJOS II AT602 PA	Ligado
12h57	LT 138 kV TAPAJOS II / SE TAPAJOS C 1 PA	Ligado
12h58	LT 138 kV TAPAJOS II / SE TAPAJOS C 2 PA	Ligado
13h06	LT 138 kV CURUA-UNA / SE TAPAJOS C 1 PA	Ligado
13h10	LT 230 kV ALTAMIRA / TRANSAMAZONIC C 2 PA	Ligado
13h11	TR 138 / 6P9 kV CURUA-UNA 1 PA	Ligado

Sequência de normalização		
Hora	Instalação	Evento
13h11	UG 10 MW CURUA-UNA 1 PA	Sincronizada
13h11	TR 138 / 6P9 kV CURUA-UNA 2 PA	Ligado
13h11	UG 10 MW CURUA-UNA 2 PA	Sincronizada
13h13	TR 138 / 6P9 kV CURUA-UNA 3 PA	Ligado
13h13	UG 10P3 MW CURUA-UNA 3 PA	Sincronizada
13h16	TR 138 / 6P9 kV CURUA-UNA 4 PA	Ligado
13h16	UG 12P5 MW CURUA-UNA 4 PA	Sincronizada
13h19	TR 230 / 138 kV TAPAJOS II AT601 PA	Ligado
13h19	TR 230 / 138 kV RUROPOLIS 2 PA	Ligado
13h26	LT 138 kV RUROPOLIS / TAPAJOS II C 2 PA	Ligado
13h34	TR 500 / 230 kV XINGU 1 PA	Ligado
13h36	UG 38P8 MW UHE PIMENTAL 05 PA	Sincronizada
13h39	LT 230 kV ALTAMIRA / XINGU C 1 PA	Ligado
13h44	LT 500 kV TUCURUI / XINGU C 2 PA	Ligado
14h07	TR 230 / 13P8 kV TAPAJOS II TF601 PA	Ligado
14h51	UG 38P8 MW UHE PIMENTAL 04 PA	Sincronizada
15h02	TR 230 / 138 kV RUROPOLIS 3 PA	Ligado
15h06	LT 138 kV RUROPOLIS / TAPAJOS II C 1 PA	Ligado

Tabela 10-9: Recomposição da Área 500 kV Nordeste

Sequência de normalização		
Hora	Equipamento	Evento
09:00	LT 500 kV P. AFONSO IV_SE / USINA XINGO C V6 BA/AL	Ligado
09:05	LT 500 kV ANGELIM II / RECIFE II C L9 PE	Ligado
09:07	LT 500 kV USINA XINGO / MESSIAS C V4 AL	Desligado
09:12	LT 500 kV USINA XINGO / ANGELIM II C V1 AL/PE	Ligado
09:23	LT 500 kV SERRA DO MEL / ACU III C P1 RN	Desligado
09:23	LT 500 kV MILAGRES / QUIXADA C V3 CE	Ligado
09:27	LT 500 kV C.GRANDE III / PAU FERRO C Z5 PB/PE	Ligado
09:28	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	Ligado
09:31	LT 500 kV C.GRANDE III / GARANHUNS II C Z3 PB/PE	Ligado
09:36	LT 500 kV JEREMOABO / P. AFONSO IV_SE C S5 BA	Ligado
09:37	LT 500 kV JEREMOABO / OLINDINA C L9 BA	Ligado
09:38	LT 500 kV USINA XINGO / MESSIAS C V4 AL	Ligado
09:38	LT 500 kV OLINDINA / CAMACARI II C L5 BA	Desligado
09:39	LT 500 kV MESSIAS / SUAPE II C V2 AL/PE	Ligado
09:40	LT 500 kV C.GRANDE III / JOAO PESSOA II C Z7 PB	Ligado
09:40	LT 500 kV US. L.GONZAGA / U.SOBRADINHO C C4 PE/BA	Ligado
09:40	LT 500 kV RECIFE II / SUAPE II C L7 PE	Ligado
09:41	TR 500 / 230 kV JOAO PESSOA II T1 PB	Ligado
09:45	LT 500 kV JEREMOABO / OLINDINA C L9 BA	Desligado
09:53	LT 500 kV USINA XINGO / JARDIM C V5 AL/SE	Desligado
09:54	LT 500 kV ANGELIM II / PAU FERRO C L3 PE	Desligado
09:55	LT 500 kV JEREMOABO / OLINDINA C L9 BA	Ligado
09:57	LT 500 kV OLINDINA / CAMACARI II C L5 BA	Ligado
10:06	LT 500 kV ANGELIM II / PAU FERRO C L3 PE	Ligado
10:06	LT 500 kV CAMACARI II / CAMACARI IV C L6 BA	Ligado
10:09	LT 500 kV RIO DAS EGUAS / BOM.JES.LAPA II C L1 BA	Ligado
10:11	LT 500 kV P. AFONSO IV_SE / ANGELIM II C L6 BA/PE	Ligado
10:15	LT 500 kV P. AFONSO IV_SE / P. AFONSO IV C G4 BA	Ligado
10:15	LT 500 kV C.GRANDE III / CEARA MIRIM 2 C L3 PB/RN	Ligado
10:22	LT 500 kV USINA XINGO / JARDIM C V5 AL/SE	Ligado
10:30	LT 500 kV FORTALEZA II / PECÉM II C C2 CE	Desligado
10:35	LT 500 kV CAMACARI IV / JARDIM C V7 BA/SE	Desligado
10:38	LT 500 kV BOM.JES.LAPA II / IGAPORA III C L2 BA	Ligado

10:49	LT 500 kV U.SOBRADINHO / S.JOAO PIAUI C C2 BA/PI	Ligado
10:51	LT 500 kV IBICOARA / IGAPORA III C L4 BA	Ligado
10:56	LT 500 kV IBICOARA / SAPEACU C L3 BA	Ligado
10:58	LT 500 kV GILBUES II / S.JOAO PIAUI C L5 PI	Desligado
11:00	LT 500 kV GILBUES II / S.JOAO PIAUI C L5 PI	Ligado
11:15	LT 500 kV SERRA DO MEL / ACU III C P1 RN	Desligado
11:32	LT 500 kV CAMACARI IV / JARDIM C V7 BA/SE	Ligado
11:44	LT 500 kV FORTALEZA II / PECÉM II C C1 CE	Ligado
11:45	LT 500 kV FORTALEZA II / PECÉM II C C2 CE	Ligado
11:55	LT 500 kV U.SOBRADINHO / S.JOAO PIAUI C C5 BA/PI	Ligado
11:59	LT 500 kV FUTURA / U.SOBRADINHO C C3 BA	Ligado
12:00	LT 500 kV JUAZEIRO III / FUTURA C N7 BA	Ligado
12:02	LT 500 kV JUAZEIRO III / US. L.GONZAGA C C5 BA/PE	Ligado
12:14	LT 500 kV TERESINA II / TIANGUA II C V9 PI/CE	Ligado
12:14	LT 500 kV PORTO SERGIPE I / JARDIM C P2 SE	Ligado
12:14	LT 500 kV PORTO SERGIPE I / JARDIM C P1 SE	Ligado
12:19	LT 500 kV PECÉM II / SOBRAL III C V7 CE	Ligado
12:22	LT 500 kV GILBUES II / S.JOAO PIAUI C L5 PI	Desligado
12:23	LT 500 kV CAMACARI II / SAPEACU C L7 BA	Desligado
12:29	LT 500 kV SOBRAL III / TIANGUA II C V5 CE	Ligado
12:30	LT 500 kV SOBRAL III / TIANGUA II C V5 CE	Desligado
12:31	LT 500 kV BARREIRAS II / BURITIRAMA C N6 BA	Ligado
12:32	LT 500 kV P. AFONSO IV_SE / P. AFONSO IV C G5 BA	Ligado
12:34	LT 500 kV SOBRAL III / TIANGUA II C V5 CE	Ligado
12:37	LT 500 kV BURITIRAMA / QUEIMADA NOVA 2 C L2 BA/PI	Desligado
12:38	LT 500 kV SOBRAL III / TIANGUA II C V5 CE	Desligado
12:40	LT 500 kV BURITIRAMA / QUEIMADA NOVA 2 C L2 BA/PI	Desligado
12:44	LT 500 kV BURITIRAMA / QUEIMADA NOVA 2 C L2 BA/PI	Ligado
12:45	LT 500 kV SOBRAL III / TIANGUA II C V5 CE	Desligado
12:49	LT 500 kV SOBRAL III / TIANGUA II C V5 CE	Desligado
12:50	LT 500 kV CAMACARI II / SAPEACU C L7 BA	Ligado
12:56	LT 500 kV GILBUES II / S.JOAO PIAUI C L5 PI	Ligado
12:56	LT 500 kV TIANGUA II / SOBRAL III C V8 CE	Desligado
13:00	LT 500 kV TIANGUA II / SOBRAL III C V8 CE	Desligado
13:05	LT 500 kV SOBRAL III / TIANGUA II C V5 CE	Desligado
13:06	LT 500 kV BURITIRAMA / GILBUES II C L6 BA/PI	Desligado
13:06	LT 500 kV TIANGUA II / SOBRAL III C V8 CE	Desligado
13:18	LT 500 kV SAO GONCALO / GILBUES II C L4 PI	Ligado

13:18	LT 500 kV ACARAU III / PECEM II C L1 CE	Ligado
13:18	LT 500 kV IBICOARA / POCOES III C L5 BA	Ligado
13:21	LT 500 kV ACARAU III / TIANGUA II C 1 CE	Ligado
13:26	LT 500 kV OLINDINA / CAMACARI II C L4 BA	Ligado
13:28	LT 500 kV CURRAL PIAUI II / QUEIMADA NOVA 2 C V1 PI	Ligado
13:29	LT 500 kV OLINDINA / US. L.GONZAGA C S4 BA/PE	Ligado
13:30	LT 500 kV GARANHUNS II / US. L.GONZAGA C Z1 PE	Ligado
13:30	LT 500 kV MILAGRES II / QUEIMADA NOVA 2 C C3 CE/PI	Ligado
13:42	LT 500 kV ACU III / J. CAMARA III C V3 RN	Ligado
13:49	LT 500 kV BARREIRAS II / RIO DAS EGUAS C N5 BA	Ligado
13:50	LT 500 kV POCOES III / SAPEACU C M1 BA	Desligado
13:50	LT 500 kV ACU III / QUIXADA C V2 RN/CE	Ligado
13:55	LT 500 kV BURITIRAMA / GENTIO OURO II C L7 BA	Ligado
13:56	LT 500 kV ACU III / MILAGRES II C C2 RN/CE	Ligado
13:58	LT 500 kV CEARA MIRIM 2 / J. CAMARA III C L4 RN	Ligado
13:59	LT 500 kV POCOES III / SAPEACU C M1 BA	Ligado
14:01	LT 500 kV BURITIRAMA / GILBUES II C L6 BA/PI	Ligado
14:02	LT 500 kV USINA XINGO / JARDIM C V8 AL/SE	Ligado
14:04	LT 500 kV CEARA MIRIM 2 / J. CAMARA III C L1 RN	Ligado
14:07	LT 500 kV SOL DO SERTA0 / BOM.JES.LAPA II C 1 BA	Ligado
14:08	LT 500 kV P. AFONSO IV_SE / P. AFONSO IV C G6 BA	Ligado
14:09	LT 500 kV SOL DO SERTA0 / GENTIO OURO II C 1 BA	Ligado
14:09	LT 500 kV ACARAU III / PARNAIBA III C 1 CE/PI	Ligado
14:19	LT 500 kV MORRO CHAPEU II / SAPEACU C N3 BA	Ligado
14:22	LT 500 kV MORRO CHAPEU II / SAPEACU C N3 BA	Desligado
14:37	LT 500 kV CURRAL PIAUI II / S.JOAO PIAUI C C1 PI	Ligado
14:45	LT 500 kV SANTA LUZIA II / C.GRANDE III C Z6 PB	Ligado
14:51	LT 500 kV PARNAIBA III / TIANGUA II C 1 PI/CE	Ligado
14:58	LT 500 kV SANTA LUZIA II / MILAGRES II C C5 PB/CE	Ligado
14:59	LT 500 kV BURITIRAMA / QUEIMADA NOVA 2 C L3 BA/PI	Desligado
15:03	LT 500 kV BURITIRAMA / QUEIMADA NOVA 2 C L3 BA/PI	Ligado
15:04	LT 500 kV UFV SJP / S.JOAO PIAUI C P3 PI	Ligado
15:04	LT 500 kV LAG. DOS VENTOS / S.JOAO PIAUI C P2 PI	Ligado
15:09	LT 500 kV MORRO CHAPEU II / SAPEACU C N3 BA	Ligado
15:13	LT 500 kV C.GRANDE III / CEARA MIRIM 2 C L2 PB/RN	Ligado
15:15	LT 500 kV LAGOA VENTOS 3 / QUEIMADA NOVA 2 C L5 PI	Ligado
15:18	LT 500 kV JANDAIRA II / J. CAMARA III C V1 RN	Ligado
15:22	LT 500 kV JANDAIRA II / MONTE VERDE C N2 RN	Ligado

15:33	LT 500 kV MONTE VERDE / ACU III C V4 RN	Ligado
15:47	LT 500 kV TIANGUA II / SOBRAL III C V8 CE	Ligado
15:49	LT 500 kV SERRA DO MEL / ACU III C P1 RN	Ligado
15:53	LT 500 kV TUCANO / OLINDINA C S8 BA	Ligado
15:54	LT 500 kV PECEM II / SOBRAL III C V6 CE	Ligado
15:54	LT 500 kV M CHAPEU SUL II / MORRO CHAPEU II C N5 BA	Ligado
15:59	LT 500 kV M CHAPEU SUL II / MORRO CHAPEU II C N5 BA	Desligado
16:03	LT 500 kV OITIS / QUEIMADA NOVA 2 C L4 PI	Ligado
16:04	LT 500 kV MORRO CHAPEU II / OUROLANDIA II C N4 BA	Ligado
16:05	LT 500 kV SOBRAL III / TIANGUA II C V5 CE	Ligado
16:05	TR 500 / 30 kV MORRO CHAPEU II Q1 BA	Ligado
16:11	LT 500 kV SANTO AGOSTINHO / MONTE VERDE C P1 RN	Ligado
16:14	TR 500 / 34P5 kV OITIS T1 PI	Ligado
16:15	LT 500 kV TIANGUA II / TERESINA II C C7 CE/PI	Ligado
16:24	LT 500 kV M CHAPEU SUL II / MORRO CHAPEU II C N5 BA	Ligado
16:28	LT 500 kV GENTIO OURO II / OUROLANDIA II C C1 BA	Ligado
16:28	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	Ligado
16:33	LT 500 kV VTS STA EUGENIA / GENTIO OURO II C V2 BA	Ligado
16:38	TR 500 / 34P5 kV SANTO AGOSTINHO T1 RN	Ligado
16:43	LT 500 kV SERRA DO MEL 2 / SERRA DO MEL C P2 RN	Ligado
16:44	TR 500 / 30 kV GENTIO OURO II Q1 BA	Ligado

Tabela 10-10: Recomposição da Área Centro do Nordeste

Sequência de normalização		
Hora	Equipamento	Evento
08:56	UG 527 MW USINA XINGO 6 AL	Sincronizado
08:58	UG 527 MW USINA XINGO 6 AL	Desligado
09:08	UG 527 MW USINA XINGO 6 AL	Sincronizado
09:43	UG 527 MW USINA XINGO 4 AL	Sincronizado
09:53	UG 527 MW USINA XINGO 5 AL	Sincronizado
09:53	UG 527 MW USINA XINGO 5 AL	Desligado
10:07	UG 527 MW USINA XINGO 5 AL	Sincronizado
10:15	UG 410 MW P. AFONSO IV 4 BA	Sincronizado
12:32	UG 410 MW P. AFONSO IV 5 BA	Sincronizado

Sequência de normalização		
Hora	Equipamento	Evento
14:08	UG 410 MW P. AFONSO IV 6 BA	Sincronizado
16:30	UG 527 MW USINA XINGO 2 AL	Sincronizado
16:41	LT 230 kV P.AFONSO III / P. AFONSO III C 11 BA	Ligado
16:41	UG 198 MW P. AFONSO III 11 BA	Sincronizado

Tabela 10-11: Recomposição da Área Leste do Nordeste

Sequência de normalização		
Hora	Equipamento	Evento
08:40	TR 500 / 34P5 kV SERRA DO MEL T1 RN	Ligado
08:40	TR 500 / 34P5 kV SERRA DO MEL T2 RN	Ligado
08:40	TR 500 / 34P5 kV SERRA DO MEL T3 RN	Ligado
08:41	TR 500 / 34P5 kV SERRA DO MEL T1 RN	Desligado
08:41	TR 500 / 34P5 kV SERRA DO MEL T2 RN	Desligado
08:41	TR 500 / 34P5 kV SERRA DO MEL T3 RN	Desligado
08:48	LT 230 kV MESSIAS / MACEIO C S6 AL	Ligado
08:50	TR 230 / 34P5 kV COL CUMARU T1 RN	Desligado
08:51	LT 500 kV JERUSALEM / MONTE VERDE C M1 RN	Desligado
08:51	TR 500 / 34P5 kV JERUSALEM T1 RN	Desligado
08:51	TR 500 / 34P5 kV JERUSALEM T2 RN	Desligado
08:51	TR 230 / 69 kV JOAO PESSOA II T5 PB	Desligado
08:51	TR 230 / 69 kV JOAO PESSOA II T6 PB	Desligado
08:55	TR 230 / 69 kV MACEIO T1 AL	Ligado
08:58	TR 230 / 69 kV MACEIO T2 AL	Ligado
09:02	LT 230 kV MESSIAS / MACEIO C S7 AL	Ligado
09:04	TR 230 / 69 kV GOIANINHA T2 PE	Desligado
09:07	LT 230 kV GOIANINHA / JOAO PESSOA II C N3 PE/PB	Ligado
09:10	TR 230 / 69 kV MACEIO T3 AL	Ligado
09:12	TR 230 / 69 kV MACEIO T4 AL	Ligado
09:14	LT 230 kV RECIFE II / PAU FERRO C F6 PE	Ligado
09:14	LT 230 kV RECIFE II / PAU FERRO C F7 PE	Ligado
09:21	LT 230 kV MESSIAS / RIO LARGO II C S5 AL	Ligado
09:25	TR 230 / 69 kV RIO LARGO II T1 AL	Ligado
09:27	TR 230 / 69 kV JOAO PESSOA II T5 PB	Ligado
09:31	TR 230 / 69 kV RIO LARGO II T3 AL	Ligado

Sequência de normalização		
Hora	Equipamento	Evento
09:32	TR 230 / 69 kV JOAO PESSOA II T6 PB	Ligado
09:33	TR 230 / 69 kV RIO LARGO II T2 AL	Ligado
09:48	LT 138 kV CURRAIS NOVOS 2 / SANTA CRUZ II C M2 RN	Ligado
09:57	LT 230 kV JOAO PESSOA II / MUSSURE II C F2 PB	Ligado
10:05	TR 230 / 69 kV GOIANINHA T2 PE	Ligado
11:11	LT 230 kV NSA.SRA.SOCORRO / PENEDO C S8 SE/AL	Ligado
11:14	UG 43P6 MW UTE PERNAMB.3 4 PE	Desligado
11:14	UG 52P3 MW UTE PERNAMB.3 1 PE	Desligado
11:14	UG 52P3 MW UTE PERNAMB.3 2 PE	Desligado
11:14	UG 52P3 MW UTE PERNAMB.3 3 PE	Desligado
11:31	UG 52P3 MW UTE PERNAMB.3 1 PE	Sincronizado
12:00	UG 52P3 MW UTE PERNAMB.3 2 PE	Sincronizado
12:01	UG 52P3 MW UTE PERNAMB.3 3 PE	Sincronizado
12:50	UG 43P6 MW UTE PERNAMB.3 4 PE	Sincronizado
13:53	LT 230 kV EPASA / TERMONORDESTE C B1 PB	Ligado
14:17	UG 61P3 MW TERMONORDESTE 5 PB	Sincronizado
14:17	UG 56P9 MW TERMONORDESTE 6 PB	Sincronizado
14:18	LT 230 kV C.GRANDE II / UT.CAM.GRANDE C P1 PB	Ligado
14:25	UG 42P2 MW UT.CAM.GRANDE 1A PB	Sincronizado
14:25	UG 42P2 MW UT.CAM.GRANDE 1B PB	Sincronizado
14:34	UG 42P2 MW UT.CAM.GRANDE 2A PB	Sincronizado
14:34	UG 42P2 MW UT.CAM.GRANDE 2B PB	Sincronizado
14:51	LT 230 kV EPASA / TERMOPARAIBA C A1 PB	Ligado
15:06	UG 52P5 MW TERMOPARAIBA 1 PB	Sincronizado
15:06	UG 61P3 MW TERMOPARAIBA 2 PB	Sincronizado
15:07	UG 56P9 MW TERMOPARAIBA 3 PB	Sincronizado
15:13	TR 500 / 138 kV SANTA LUZIA II T1 PB	Ligado
15:27	TR 230 / 69 kV JOAO CAMARA 2 T1 RN	Ligado
15:27	TR 230 / 69 kV JOAO CAMARA 2 T2 RN	Ligado
15:33	TR 138 / 34P5 kV SUB LUZIA T1 PB	Ligado
15:35	TR 230 / 69 kV JOAO CAMARA 2 T3 RN	Ligado
15:37	UG 56P9 MW TERMOPARAIBA 3 PB	Desligado
15:43	LT 69 kV JOAO CAMARA 2 / MODELO C P5 RN	Ligado
15:47	LT 230 kV COL CUMARU / J. CAMARA III C N4 RN	Ligado
15:48	TR 230 / 34P5 kV COL CUMARU T1 RN	Ligado
15:51	UG 52P5 MW TERMOPARAIBA 1 PB	Desligado

Sequência de normalização		
Hora	Equipamento	Evento
15:51	TR 500 / 34P5 kV SERRA DO MEL T1 RN	Ligado
16:00	TR 500 / 34P5 kV JANDAIRA III 1 RN	Ligado
16:23	UG 52P5 MW TERMOPARAIBA 1 PB	Sincronizado
16:23	UG 56P9 MW TERMOPARAIBA 3 PB	Sincronizado
16:30	LT 230 kV JANDAIRA I / J. CAMARA III C N5 RN	Ligado
16:32	TR 500 / 34P5 kV SERRA DO SERIDO T1 PB	Ligado
16:35	TR 230 / 34P5 kV JANDAIRA I T1 RN	Ligado
16:44	TR 230 / 34P5 kV JANDAIRA I T2 RN	Ligado
16:45	TR 500 / 34P5 kV SERRA DO MEL 2 T2 RN	Ligado

Tabela 10-12: Recomposição da Área Norte do Nordeste

Sequência de normalização		
Hora	Equipamento	Evento
08:54	LT 230 kV AREIA BRANCA / MOSSORO II C P1 RN	Ligado
08:54	LT 230 kV MOSSORO II / MOSSORO IV C M1 RN	Ligado
08:54	TR 230 / 34P5 kV AREIA BRANCA T1 RN	Ligado
08:54	TR 230 / 69 kV MOSSORO IV T1 RN	Ligado
08:54	TR 230 / 34P5 kV SANTO INACIO T1 CE	Desligado
08:54	LT 230 kV AREIA BRANCA / MOSSORO II C P1 RN	Desligado
08:54	LT 230 kV MOSSORO II / MOSSORO IV C M1 RN	Desligado
08:54	TR 230 / 34P5 kV AREIA BRANCA T1 RN	Desligado
08:54	TR 230 / 69 kV MOSSORO IV T1 RN	Desligado
08:54	LT 230 kV AREIA BRANCA / MOSSORO II C P1 RN	Ligado
08:54	LT 230 kV MOSSORO II / MOSSORO IV C M1 RN	Ligado
08:54	TR 230 / 34P5 kV AREIA BRANCA T1 RN	Ligado
08:54	TR 230 / 69 kV MOSSORO IV T1 RN	Ligado
08:54	TR 230 / 34P5 kV SANTO INACIO T2 CE	Desligado
08:57	LT 230 kV CACIMBAS / IBIAPINA II C P1 CE	Desligado
08:57	LT 230 kV IBIAPINA II / SOBRAL II C L1 CE	Desligado
08:57	TR 230 / 69 kV IBIAPINA II T2 CE	Desligado
08:57	TR 230 / 34P5 kV CACIMBAS T1 CE	Desligado
08:57	TR 230 / 34P5 kV CACIMBAS T2 CE	Desligado
08:57	TR 230 / 69 kV IBIAPINA II T1 CE	Desligado
08:58	LT 69 kV BONS VT SERRA I / IBIAPINA II C P4 CE	Desligado

Sequência de normalização		
Hora	Equipamento	Evento
08:58	LT 69 kV BONS VT SERRA I / IBIAPINA II C P4 CE	Ligado
08:59	LT 69 kV BONS VT SERRA I / IBIAPINA II C P4 CE	Desligado
09:01	TR 230 / 69 kV ICO T1 CE	Desligado
09:15	TR 230 / 34P5 kV CIRANDA T2 PE	Ligado
09:15	TR 230 / 34P5 kV CIRANDA T2 PE	Desligado
09:18	TR 230 / 69 kV ICO T1 CE	Ligado
09:22	TR 230 / 69 kV ICO T2 CE	Ligado
09:29	TR 500 / 230 kV FORTALEZA II T1 CE	Ligado
09:31	LT 230 kV DELM. GOUVEIA / FORTALEZA II C F4 CE	Ligado
09:31	TR 230 / 69 kV DELM. GOUVEIA T1 CE	Ligado
09:31	TR 230 / 69 kV DELM. GOUVEIA T2 CE	Ligado
09:31	TR 230 / 69 kV DELM. GOUVEIA T3 CE	Ligado
09:31	TR 230 / 69 kV DELM. GOUVEIA T4 CE	Ligado
09:33	TR 500 / 230 kV FORTALEZA II T2 CE	Ligado
09:35	LT 230 kV FORTALEZA / FORTALEZA II C Z4 CE	Ligado
09:35	TR 230 / 69 kV FORTALEZA T4 CE	Ligado
09:41	LT 230 kV BANABUIU / ALEX C C5 CE	Ligado
09:41	LT 230 kV ALEX / MOSSORO II C P3 CE/RN	Ligado
09:42	LT 230 kV BANABUIU / MOSSORO II C C4 CE/RN	Ligado
09:52	LT 230 kV BANABUIU / RUSSAS II C C1 CE	Ligado
09:52	LT 69 kV DISTRITO II / FORTALEZA C J9 CE	Ligado
09:54	TR 230 / 69 kV RUSSAS II T1 CE	Ligado
09:55	LT 69 kV DISTRITO II / FORTALEZA C L3 CE	Ligado
09:56	LT 230 kV FORTALEZA II / PICI II C Z3 CE	Ligado
09:58	TR 230 / 69 kV FORTALEZA T2 CE	Ligado
09:58	LT 69 kV DISTRITO II / FORTALEZA C L4 CE	Ligado
10:01	TR 230 / 69 kV PICI II T4 CE	Ligado
10:02	LT 230 kV QUIXERE / RUSSAS II C C2 CE	Ligado
10:04	TR 230 / 69 kV PICI II T1 CE	Ligado
10:06	LT 230 kV DELM. GOUVEIA / FORTALEZA II C F5 CE	Ligado
10:11	LT 230 kV FORTALEZA / FORTALEZA II C Z5 CE	Ligado
10:11	LT 230 kV FORTALEZA / FORTALEZA II C Z6 CE	Ligado
10:13	LT 230 kV AQUIRAZ II / FORTALEZA C F1 CE	Ligado
10:14	LT 230 kV AQUIRAZ II / BANABUIU C C6 CE	Ligado
10:15	LT 230 kV CAUIPE / FORTALEZA II C S1 CE	Ligado
10:15	LT 230 kV UT. FORTALEZA / CAUIPE C V1 CE	Ligado

Sequência de normalização		
Hora	Equipamento	Evento
10:15	LT 230 kV UT. FORTALEZA / CAUIPE C V2 CE	Ligado
10:15	LT 230 kV UT.TERMOCEARA / CAUIPE C S5 CE	Ligado
10:15	LT 230 kV UT.TERMOCEARA / CAUIPE C S6 CE	Ligado
10:16	TR 230 / 69 kV CAUIPE T1 CE	Ligado
10:17	LT 230 kV AQUIRAZ II / FORTALEZA C F3 CE	Ligado
10:18	LT 230 kV AQUIRAZ II / BANABUIU C C8 CE	Ligado
10:19	TR 230 / 69 kV FORTALEZA T1 CE	Ligado
10:24	LT 230 kV FORTALEZA II / MARACANAU II C Z7 CE	Ligado
10:27	TR 230 / 69 kV CAUIPE T1 CE	Desligado
10:27	TR 230 / 69 kV AQUIRAZ II T1 CE	Ligado
10:29	TR 230 / 69 kV AQUIRAZ II T2 CE	Ligado
10:37	TR 230 / 69 kV CAUIPE T1 CE	Ligado
10:40	TR 230 / 26 kV FORTALEZA T5 CE	Ligado
10:41	LT 230 kV FORTALEZA II / PICI II C Z2 CE	Ligado
10:42	LT 230 kV MOSSORO II / QUIXERE C L1 RN/CE	Ligado
10:42	LT 230 kV AQUIRAZ II / FORTALEZA C F2 CE	Ligado
10:42	TR 230 / 69 kV FORTALEZA T3 CE	Ligado
10:43	LT 230 kV BANABUIU / RUSSAS II C C3 CE	Ligado
10:44	TR 230 / 69 kV FORTALEZA T6 CE	Ligado
10:45	TR 230 / 69 kV AQUIRAZ II T3 CE	Ligado
10:46	LT 230 kV AQUIRAZ II / BANABUIU C C7 CE	Ligado
10:47	LT 230 kV CAUIPE / SOBRAL II C S2 CE	Ligado
10:48	TR 230 / 69 kV SOBRAL II T1 CE	Ligado
10:48	LT 230 kV CAUIPE / MARACANAU II C S4 CE	Ligado
10:51	LT 230 kV CAUIPE / FORTALEZA II C S3 CE	Ligado
10:53	TR 230 / 69 kV MARACANAU II T1 CE	Ligado
10:55	LT 69 kV FORTALEZA / DELM. GOUVEIA C J3 CE	Ligado
10:56	LT 69 kV FORTALEZA / DELM. GOUVEIA C J4 CE	Ligado
10:56	TR 230 / 69 kV CAUIPE T2 CE	Ligado
10:56	TR 230 / 69 kV DELM. GOUVEIA T4 CE	Desligado
10:57	TR 230 / 69 kV MARACANAU II T2 CE	Ligado
10:57	LT 69 kV FORTALEZA / DELM. GOUVEIA C J4 CE	Ligado
10:58	TR 230 / 69 kV MARACANAU II T3 CE	Ligado
11:00	TR 230 / 69 kV SOBRAL II T2 CE	Ligado
11:01	TR 230 / 69 kV PICI II T5 CE	Ligado
11:02	TR 230 / 69 kV CAUIPE T3 CE	Ligado

Sequência de normalização		
Hora	Equipamento	Evento
11:02	TR 230 / 69 kV PICI II T2 CE	Ligado
11:02	TR 230 / 69 kV PICI II T3 CE	Ligado
11:19	TR 230 / 69 kV DELM. GOUVEIA T4 CE	Ligado
11:20	TR 230 / 69 kV RUSSAS II T3 CE	Ligado
11:23	TR 230 / 69 kV RUSSAS II T2 CE	Desligado
11:23	TR 230 / 69 kV RUSSAS II T2 CE	Ligado
11:23	TR 230 / 69 kV RUSSAS II T2 CE	Ligado
11:27	TR 230 / 69 kV SOBRAL II T3 CE	Ligado
11:32	TR 500 / 230 kV FORTALEZA II T3 CE	Ligado
11:34	TR 230 / 69 kV SOBRAL II T4 CE	Ligado
11:53	LT 230 kV IBIAPINA II / SOBRAL II C L1 CE	Ligado
11:57	TR 500 / 230 kV PECÉM II T1 CE	Ligado
12:20	LT 230 kV SERROTE / PECÉM II C P9 CE	Ligado
12:22	TR 230 / 34P5 kV SERROTE T1 CE	Ligado
12:22	TR 230 / 34P5 kV FAISA T1 CE	Ligado
12:22	TR 230 / 34P5 kV SERROTE T2 CE	Ligado
12:23	TR 230 / 34P5 kV SERROTE T3 CE	Ligado
12:23	TR 230 / 34P5 kV SERROTE T4 CE	Ligado
12:37	TR 230 / 69 kV CAUIPE T3 CE	Desligado
12:38	TR 230 / 69 kV CAUIPE T1 CE	Desligado
12:38	TR 230 / 69 kV CAUIPE T2 CE	Desligado
12:40	TR 500 / 230 kV SOBRAL III T1 CE	Ligado
12:44	LT 230 kV SOBRAL II / SOBRAL III C L2 CE	Ligado
12:49	LT 230 kV DELM. GOUVEIA / FORTALEZA II C F5 CE	Ligado
12:50	LT 230 kV ENERGIA PECÉM / PECÉM II C P4 CE	Ligado
12:54	LT 230 kV SOBRAL II / SOBRAL III C L3 CE	Ligado
12:54	LT 230 kV SOBRAL II / SOBRAL III C L3 CE	Ligado
12:55	LT 230 kV PORTO PECÉM I / ENERGIA PECÉM C 1 CE	Ligado
12:57	TR 230 / 69 kV CAUIPE T3 CE	Ligado
12:58	LT 230 kV ENERGIA PECÉM / PECÉM II C P5 CE	Ligado
13:00	TR 230 / 69 kV CAUIPE T2 CE	Ligado
13:00	TR 500 / 230 kV PECÉM II T2 CE	Ligado
13:13	LT 230 kV ENERGIA PECÉM / PECÉM II C P3 CE	Ligado
13:35	LT 230 kV CIRANDA / BOM NOME C P1 PE	Ligado
13:43	LT 230 kV JANDAIA / RUSSAS II C P4 CE	Ligado
13:45	TR 230 / 34P5 kV JANDAIA T01 CE	Ligado

Sequência de normalização		
Hora	Equipamento	Evento
13:45	LT 230 kV CALCARIO / QUIXERE C P1 CE	Ligado
13:52	TR 230 / 34P5 kV CALCARIO T1 CE	Ligado
14:03	TR 230 / 34P5 kV JANDAIA T02 CE	Ligado
14:15	TR 230 / 34P5 kV CIRANDA T2 PE	Ligado
14:19	LT 230 kV PORTO PECÉM I / ENERGIA PECÉM C 2 CE	Ligado
14:19	TR 230 / 19 kV PORTO PECÉM I T2 CE	Ligado
14:23	LT 230 kV IBIAPINA II / SOBRAL II C L1 CE	Ligado
14:30	TR 230 / 69 kV IBIAPINA II T1 CE	Ligado
14:31	TR 230 / 69 kV IBIAPINA II T2 CE	Ligado
14:41	LT 230 kV MOSSORO IV / SANTO INACIO C L1 RN/CE	Ligado
14:45	LT 230 kV CARCARA II / AMAZONAS C C2 RN	Ligado
14:46	TR 230 / 34P5 kV SANTO INACIO T1 CE	Ligado
14:48	LT 230 kV COREMAS / RIO ALTO C P1 PB	Ligado
14:49	TR 230 / 34P5 kV RIO ALTO T1 PB	Ligado
14:49	TR 500 / 230 kV FORTALEZA II T4 CE	Ligado
14:55	TR 230 / 34P5 kV AMAZONAS T1 RN	Ligado
14:56	TR 230 / 34P5 kV AMAZONAS T2 RN	Ligado
14:57	TR 230 / 34P5 kV SANTO INACIO T2 CE	Ligado
14:59	LT 230 kV PITOMBEIRA / RUSSAS II C P2 CE	Ligado
15:00	TR 230 / 34P5 kV PITOMBEIRA T1 CE	Ligado
15:01	LT 230 kV ICARAI / SOBRAL III C P4 CE	Ligado
15:05	TR 230 / 34P5 kV RIO ALTO T2 PB	Ligado
15:09	LT 230 kV CACIMBAS / IBIAPINA II C P1 CE	Ligado
15:11	TR 230 / 34P5 kV CACIMBAS T1 CE	Ligado
15:11	TR 230 / 34P5 kV CACIMBAS T2 CE	Ligado
15:11	TR 230 / 34P5 kV ICARAI T1 CE	Ligado
15:14	TR 230 / 34P5 kV ICARAI T2 CE	Ligado
15:20	LT 69 kV BONS VT SERRA I / IBIAPINA II C P4 CE	Ligado
15:24	LT 230 kV IBIAPINA II / TIANGUA II C Z1 CE	Ligado
15:28	LT 230 kV ARACATI II / RUSSAS II C P1 CE	Ligado
15:44	TR 230 / 34P5 kV AREIA BRANCA T2 RN	Ligado
15:45	TR 500 / 230 kV SOBRAL III T2 CE	Ligado
15:45	LT 230 kV MASSAPE II / SOBRAL III C P1 CE	Ligado
15:47	LT 230 kV ICARAIZINHO SE / MASSAPE II C M2 CE	Ligado
15:48	TR 230 / 34P5 kV ICARAIZINHO SE T1 CE	Ligado
15:49	LT 34P5 kV EOL ICARAIZINHO / ICARAIZINHO SE C C1 CE	Ligado

Sequência de normalização		
Hora	Equipamento	Evento
15:49	UG 21 MW EOL ICARAIZINHO 1 CE	Ligado
15:49	LT 34P5 kV EOL ICARAIZINHO / ICARAIZINHO SE C C2 CE	Ligado
15:49	UG 16P8 MW EOL ICARAIZINHO 2 CE	Ligado
15:49	LT 34P5 kV EOL ICARAIZINHO / ICARAIZINHO SE C C2 CE	Desligado
15:49	UG 16P8 MW EOL ICARAIZINHO 2 CE	Desligado
15:50	TR 230 / 69 kV CAUIPE T1 CE	Ligado
15:50	LT 34P5 kV EOL ICARAIZINHO / ICARAIZINHO SE C C3 CE	Ligado
15:50	UG 16P8 MW EOL ICARAIZINHO 3 CE	Ligado
15:57	LT 34P5 kV EOL ICARAIZINHO / ICARAIZINHO SE C C2 CE	Ligado
15:57	UG 16P8 MW EOL ICARAIZINHO 2 CE	Ligado
15:57	LT 34P5 kV EOL ICARAIZINHO / ICARAIZINHO SE C C2 CE	Desligado
15:57	UG 16P8 MW EOL ICARAIZINHO 2 CE	Desligado
15:59	LT 230 kV PRAIA FORMOS SE / MASSAPE II C M1 CE	Ligado
16:00	TR 500 / 230 kV PECEM II T3 CE	Ligado
16:00	TR 230 / 34P5 kV PRAIA FORMOS SE T1 CE	Ligado
16:03	LT 34P5 kV EOL ICARAIZINHO / ICARAIZINHO SE C C2 CE	Ligado
16:03	UG 16P8 MW EOL ICARAIZINHO 2 CE	Ligado
16:03	LT 34P5 kV EOL ICARAIZINHO / ICARAIZINHO SE C C2 CE	Desligado
16:03	UG 16P8 MW EOL ICARAIZINHO 2 CE	Desligado
16:04	LT 230 kV IBIAPINA II / TIANGUA II C Z2 CE	Ligado
16:05	LT 34P5 kV EOL PRA FORMOSA / PRAIA FORMOS SE C C1 CE	Ligado
16:05	UG 16P8 MW EOL PRA FORMOSA 1 CE	Ligado
16:06	LT 34P5 kV EOL PRA FORMOSA / PRAIA FORMOS SE C C2 CE	Ligado
16:06	UG 16P8 MW EOL PRA FORMOSA 2 CE	Ligado
16:07	LT 34P5 kV EOL PRA FORMOSA / PRAIA FORMOS SE C C3 CE	Ligado
16:07	UG 16P8 MW EOL PRA FORMOSA 3 CE	Ligado
16:08	LT 34P5 kV EOL PRA FORMOSA / PRAIA FORMOS SE C C4 CE	Ligado
16:08	UG 21 MW EOL PRA FORMOSA 4 CE	Ligado
16:09	LT 34P5 kV EOL PRA FORMOSA / PRAIA FORMOS SE C C5 CE	Ligado
16:09	UG 16P8 MW EOL PRA FORMOSA 5 CE	Ligado
16:10	LT 34P5 kV EOL PRA FORMOSA / PRAIA FORMOS SE C C6 CE	Ligado
16:10	UG 16P8 MW EOL PRA FORMOSA 6 CE	Ligado
16:14	LT 34P5 kV EOL ICARAIZINHO / ICARAIZINHO SE C C2 CE	Ligado
16:14	UG 16P8 MW EOL ICARAIZINHO 2 CE	Ligado
16:16	LT 230 kV ACARAU II / SOBRAL III C P2 CE	Ligado
16:16	TR 230 / 34P5 kV FAZENDA ALEX T1 CE	Ligado

Sequência de normalização		
Hora	Equipamento	Evento
16:19	TR 230 / 69 kV ACARAU II T1 CE	Ligado
16:24	LT 230 kV ACARAU II / SOBRAL III C P3 CE	Ligado
16:27	TR 230 / 69 kV ACARAU II T2 CE	Ligado
16:27	TR 230 / 69 kV ACARAU II T3 CE	Ligado
16:37	TR 230 / 34P5 kV ACARAU II T5 CE	Ligado
16:39	TR 230 / 34P5 kV TACARATU T1 PE	Ligado
16:44	TR 500 / 230 kV ACARAU III TB20 CE	Ligado
16:47	LT 230 kV ACARAU II / ACARAU III C C1 CE	Ligado
16:49	LT 230 kV ACARAU II / ACARAU III C C2 CE	Ligado
16:55	LT 230 kV ACARAU II / ITAREMA V C P1 CE	Ligado
16:56	TR 500 / 230 kV ACARAU III TA20 CE	Ligado
16:56	TR 230 / 34P5 kV ITAREMA V T1 CE	Ligado
16:57	TR 230 / 34P5 kV ITAREMA V T2 CE	Ligado
16:58	LT 69 kV PAPAGAIO / ACARAU II C S2 CE	Ligado
16:58	LT 69 kV PAPAGAIO / ACARAU II C S3 CE	Ligado

Tabela 10-13: Recomposição da Área Sul do Nordeste

Sequência de normalização		
Hora	Equipamento	Evento
08:43	LT 230 kV ITAPEBI US / ITAPEBI SE C G3 BA	Ligado
08:43	UG 154 MW ITAPEBI US 3 BA	Sincronizado
08:53	LT 230 kV EUNAPOLIS / TEIX FREITAS II C N6 BA	Desligado
08:54	LT 230 kV EUNAPOLIS / TEIX FREITAS II C N5 BA	Desligado
09:01	LT 230 kV UTE GUARANI / POLO C P3 BA	Ligado
09:17	LT 230 kV UTE APOENA / POLO C P4 BA	Desligado
09:17	LT 230 kV UTE GUARANI / POLO C P3 BA	Desligado
09:19	LT 138 kV DARIO MEIRA / PONTO ASTERIO C M2 BA	Desligado
09:19	LT 138 kV FUNIL / DARIO MEIRA C J2 BA	Desligado
09:19	LT 138 kV PONTO ASTERIO / CAMACA C P1 BA	Desligado
09:26	LT 230 kV UTE GUARANI / POLO C P3 BA	Ligado
09:28	TR 230 / 13P8 kV OLINDINA T1 BA	Ligado
09:36	LT 230 kV ITAPEBI US / ITAPEBI SE C G1 BA	Ligado
09:36	UG 153 MW ITAPEBI US 1 BA	Sincronizado
09:40	LT 230 kV UTE APOENA / POLO C P4 BA	Desligado

Sequência de normalização		
Hora	Equipamento	Evento
09:40	LT 230 kV UTE GUARANI / POLO C P3 BA	Desligado
09:41	LT 230 kV ITAPEBI US / ITAPEBI SE C G3 BA	Desligado
09:41	UG 154 MW ITAPEBI US 3 BA	Desligado
09:41	LT 230 kV ITAPEBI US / ITAPEBI SE C G3 BA	Ligado
09:41	UG 154 MW ITAPEBI US 3 BA	Sincronizado
09:41	LT 230 kV ITAPEBI US / ITAPEBI SE C G3 BA	Desligado
09:41	UG 154 MW ITAPEBI US 3 BA	Desligado
09:44	LT 230 kV UTE GUARANI / POLO C P3 BA	Ligado
09:45	LT 230 kV ITAPEBI US / ITAPEBI SE C G3 BA	Ligado
09:45	UG 154 MW ITAPEBI US 3 BA	Sincronizado
09:45	LT 230 kV ITAPEBI US / ITAPEBI SE C G3 BA	Desligado
09:45	UG 154 MW ITAPEBI US 3 BA	Desligado
09:57	LT 230 kV ITAPEBI US / ITAPEBI SE C G3 BA	Ligado
09:57	UG 154 MW ITAPEBI US 3 BA	Sincronizado
10:05	LT 230 kV FUNIL / ITAPEBI SE C F6 BA	Ligado
10:08	TR 230 / 138 kV FUNIL T1 BA	Ligado
10:12	TR 500 / 230 kV CAMACARI II T2 BA	Ligado
10:13	LT 230 kV CAMACARI II / PITUACU C M9 BA	Ligado
10:15	TR 230 / 69 kV PITUACU T2 BA	Ligado
10:22	TR 500 / 230 kV JARDIM T7 SE	Ligado
10:23	TR 230 / 69 kV JARDIM T1 SE	Ligado
10:24	TR 230 / 69 kV PITUACU T1 BA	Ligado
10:26	LT 230 kV UTE APOENA / POLO C P4 BA	Desligado
10:26	LT 230 kV UTE GUARANI / POLO C P3 BA	Desligado
10:27	LT 230 kV JARDIM / NSA.SRA.SOCORRO C S2 SE	Ligado
10:28	TR 230 / 69 kV JARDIM T2 SE	Ligado
10:28	TR 230 / 69 kV NSA.SRA.SOCORRO T1 SE	Ligado
10:29	LT 230 kV ITABUNA III / FUNIL C F7 BA	Ligado
10:31	TR 230 / 69 kV JARDIM T3 SE	Ligado
10:32	TR 230 / 69 kV JARDIM T4 SE	Ligado
10:34	LT 230 kV CAMACARI II / MATATU C M7 BA	Ligado
10:35	TR 230 / 69 kV MATATU T1 BA	Ligado
10:36	TR 230 / 69 kV NSA.SRA.SOCORRO T2 SE	Ligado
10:37	TR 230 / 69 kV MATATU T2 BA	Ligado
10:41	TR 500 / 230 kV JARDIM T6 SE	Ligado
10:45	LT 230 kV PITUACU / NARANDIBA C L5 BA	Ligado

Sequência de normalização		
Hora	Equipamento	Evento
10:45	TR 230 / 69 kV NARANDIBA T1 BA	Ligado
10:45	TR 500 / 230 kV CAMACARI IV T1 BA	Ligado
10:47	TR 230 / 69 kV NARANDIBA T3 BA	Ligado
10:47	TR 230 / 69 kV NARANDIBA T2 BA	Ligado
10:48	TR 230 / 69 kV NARANDIBA T4 BA	Ligado
10:50	LT 230 kV JARDIM / NSA.SRA.SOCORRO C S1 SE	Ligado
10:54	TR 500 / 230 kV IBICOARA T1 BA	Ligado
10:54	LT 230 kV CAMACARI IV / JACARACANGA C C3 BA	Ligado
10:54	LT 230 kV CATU / CAMACARI IV C M1 BA	Ligado
10:54	LT 230 kV CATU / CAMACARI IV C M1 BA	Ligado
10:55	TR 230 / 69 kV CAMACARI II T5 BA	Ligado
10:55	TR 230 / 69 kV JACARACANGA T3 BA	Ligado
10:56	TR 230 / 69 kV CATU T1 BA	Ligado
10:58	LT 230 kV PITUACU / NARANDIBA C L6 BA	Ligado
11:00	TR 500 / 230 kV SAPEACU T1 BA	Ligado
11:12	LT 230 kV SAPEACU / STO.A.JESUS C L2 BA	Ligado
11:13	TR 500 / 230 kV CAMACARI II T1 BA	Ligado
11:14	LT 230 kV CAMACARI II / COTEGIPE C M5 BA	Ligado
11:15	TR 230 / 69 kV COTEGIPE T2 BA	Ligado
11:15	TR 230 / 69 kV COTEGIPE T2 BA	Ligado
11:16	TR 230 / 69 kV STO.A.JESUS T1 BA	Ligado
11:17	TR 230 / 138 kV FUNIL T6 BA	Ligado
11:20	TR 230 / 69 kV COTEGIPE T3 BA	Ligado
11:26	LT 230 kV CAMACARI II / G.MANGABEIRA C C7 BA	Ligado
11:37	TR 230 / 69 kV STO.A.JESUS T2 BA	Ligado
11:38	TR 230 / 69 kV G.MANGABEIRA T1 BA	Ligado
11:42	TR 230 / 69 kV JACARACANGA T1 BA	Ligado
11:45	LT 138 kV DARIO MEIRA / PONTO ASTERIO C M2 BA	Ligado
11:45	LT 138 kV FUNIL / DARIO MEIRA C J2 BA	Ligado
11:47	LT 138 kV PONTO ASTERIO / CAMACA C P1 BA	Ligado
11:49	TR 230 / 69 kV STO.A.JESUS T3 BA	Ligado
11:51	LT 230 kV CAMACARI IV / PITUACU C M8 BA	Ligado
11:51	LT 230 kV TOMBA / G.MANGABEIRA C S1 BA	Ligado
11:55	TR 230 / 69 kV TOMBA T1 BA	Ligado
11:56	TR 500 / 230 kV JARDIM T8 SE	Ligado
11:56	TR 500 / 230 kV JARDIM T8 SE	Ligado

Sequência de normalização		
Hora	Equipamento	Evento
12:01	TR 230 / 138 kV IBICOARA T4 BA	Ligado
12:01	LT 230 kV ITABAIANA / JARDIM C C1 SE	Ligado
12:07	LT 230 kV ITABAIANA / ITABAIANINHA C C3 SE	Ligado
12:08	TR 230 / 69 kV ITABAIANINHA T2 SE	Ligado
12:12	TR 230 / 69 kV JACARACANGA T2 BA	Desligado
12:14	LT 230 kV CAMACARI IV / COTEGIPE C M6 BA	Ligado
12:14	LT 230 kV CAMACARI IV / COTEGIPE C M6 BA	Ligado
12:21	TR 230 / 69 kV PITUACU T3 BA	Ligado
12:21	LT 230 kV CICERO DANTAS / CATU C L2 BA	Ligado
12:22	TR 230 / 69 kV ITABAIANINHA T2 SE	Desligado
12:26	TR 230 / 69 kV ITABAIANINHA T2 SE	Ligado
12:27	TR 230 / 69 kV COTEGIPE T4 BA	Ligado
12:29	TR 230 / 69 kV COTEGIPE T5 BA	Ligado
12:30	TR 230 / 69 kV COTEGIPE T5 BA	Ligado
12:31	TR 230 / 69 kV CATU T2 BA	Ligado
12:32	TR 230 / 69 kV COTEGIPE T1 BA	Ligado
12:33	LT 230 kV ITABAIANA / JARDIM C C2 SE	Ligado
12:36	LT 230 kV STO.A.JESUS / FUNIL C L3 BA	Ligado
12:39	LT 230 kV BRUMADO II / IBICOARA C F5 BA	Ligado
12:41	LT 230 kV ALAGOINHAS II / CATU C L3 BA	Ligado
12:42	LT 230 kV ALAGOINHAS II / CATU C L3 BA	Ligado
12:43	TR 230 / 69 kV ITABAIANINHA T2 SE	Desligado
12:45	TR 230 / 69 kV PITUACU T4 BA	Ligado
12:48	LT 230 kV COTEGIPE / MATATU C L4 BA	Ligado
12:49	LT 230 kV ALAGOINHAS II / CICERO DANTAS C L8 BA	Ligado
12:50	TR 230 / 69 kV MATATU T3 BA	Ligado
12:51	TR 230 / 69 kV ITABAIANINHA T2 SE	Ligado
12:51	LT 230 kV EUNAPOLIS / TEIX FREITAS II C N5 BA	Ligado
12:52	LT 230 kV CAMACARI IV / JACARACANGA C C4 BA	Ligado
12:52	LT 230 kV COTEGIPE / JACARACANGA C L3 BA	Ligado
12:54	LT 230 kV SAPEACU / STO.A.JESUS C F3 BA	Ligado
12:55	LT 230 kV ITABAIANINHA / CATU C L1 SE/BA	Ligado
12:56	LT 230 kV STO.A.JESUS / FUNIL C F2 BA	Ligado
12:58	TR 230 / 138 kV TEIX FREITAS II T1 BA	Ligado
12:59	LT 138 kV CTR IND TXR FRT / TEIXEIRA FREITA C Y2 BA	Ligado
12:59	LT 138 kV EUNAPOLIS I / ITABELA II C X1 BA	Ligado

Sequência de normalização		
Hora	Equipamento	Evento
12:59	LT 138 kV ITABELA II / ITAMARAJU C P1 BA	Ligado
12:59	LT 138 kV ITAMARAJU / TEIXEIRA FREITA C Y1 BA	Ligado
12:59	LT 138 kV TEIX FREITAS II / CTR IND TXR FRT C F2 BA	Ligado
12:59	LT 230 kV G.MANGABEIRA / SAPEACU C C1 BA	Ligado
12:59	TR 230 / 69 kV ITABAIANINHA T1 SE	Ligado
12:59	LT 230 kV CAMACARI IV / POLO C C1 BA	Ligado
12:59	LT 230 kV UTE GUARANI / POLO C P3 BA	Ligado
12:59	LT 138 kV EUNAPOLIS / EUNAPOLIS I C V2 BA	Ligado
13:02	LT 230 kV EUNAPOLIS / TEIX FREITAS II C N6 BA	Ligado
13:02	TR 230 / 69 kV BRUMADO II T2 BA	Ligado
13:03	TR 230 / 138 kV TEIX FREITAS II T2 BA	Ligado
13:03	TR 500 / 230 kV SAPEACU T2 BA	Ligado
13:04	TR 230 / 69 kV POLO T3 BA	Ligado
13:05	TR 230 / 69 kV ITABAIANINHA T3 SE	Ligado
13:06	TR 230 / 69 kV BRUMADO II T1 BA	Ligado
13:07	LT 230 kV CATU / CAMACARI IV C M2 BA	Ligado
13:07	LT 230 kV G.MANGABEIRA / SAPEACU C C2 BA	Ligado
13:08	LT 230 kV CATU / G.MANGABEIRA C M3 BA	Ligado
13:08	TR 230 / 69 kV POLO T2 BA	Ligado
13:09	TR 230 / 69 kV POLO T1 BA	Ligado
13:11	TR 230 / 69 kV ALAGOINHAS II T1 BA	Ligado
13:13	TR 230 / 138 kV IBICOARA T3 BA	Ligado
13:13	TR 230 / 11P9 kV MATATU T4 BA	Ligado
13:14	LT 230 kV NSA.SRA.SOCORRO / PENEDO C S7 SE/AL	Ligado
13:17	LT 230 kV CAMACARI IV / POLO C C2 BA	Ligado
13:23	TR 230 / 69 kV MATATU T8 BA	Desligado
13:24	LT 230 kV F. SANTANA III / CAMACARI II C C6 BA	Ligado
13:25	TR 230 / 69 kV ALAGOINHAS II T2 BA	Ligado
13:27	TR 230 / 138 kV FUNIL T3 BA	Ligado
13:27	TR 230 / 69 kV MATATU T8 BA	Desligado
13:28	TR 230 / 138 kV FUNIL T2 BA	Ligado
13:28	TR 230 / 69 kV G.MANGABEIRA T2 BA	Ligado
13:30	LT 230 kV FORD / POLO C P1 BA	Ligado
13:31	TR 230 / 69 kV JACARACANGA T2 BA	Ligado
13:32	TR 230 / 11P9 kV MATATU T5 BA	Ligado
13:34	LT 230 kV FORD / POLO C P2 BA	Ligado

Sequência de normalização		
Hora	Equipamento	Evento
13:36	TR 500 / 230 kV POCOES III T1 BA	Ligado
13:37	LT 230 kV TOMBA / G.MANGABEIRA C S2 BA	Ligado
13:39	TR 230 / 69 kV TOMBA T2 BA	Ligado
13:39	TR 230 / 69 kV TOMBA T3 BA	Ligado
13:39	TR 230 / 69 kV TOMBA T4 BA	Ligado
13:40	LT 230 kV G.MANGABEIRA / F. SANTANA III C F6 BA	Ligado
13:43	LT 230 kV G.MANGABEIRA / SAPEACU C C3 BA	Ligado
13:44	LT 230 kV BRUMADO II / POCOES II C F6 BA	Ligado
13:46	LT 230 kV SAPEACU / FUNIL C F1 BA	Ligado
13:46	TR 230 / 69 kV CATU T3 BA	Ligado
13:47	TR 230 / 69 kV F. SANTANA III T1 BA	Ligado
13:49	TR 230 / 138 kV BRUMADO II T4 BA	Ligado
13:50	TR 500 / 230 kV CAMACARI IV T2 BA	Ligado
13:52	TR 230 / 138 kV BRUMADO II T5 BA	Ligado
13:53	LT 230 kV TERMOBAHIA / JACARACANGA C M1 BA	Ligado
13:54	LT 230 kV TERMOBAHIA / JACARACANGA C M2 BA	Ligado
13:54	LT 230 kV GLOBAL / JACARACANGA C P1 BA	Ligado
13:55	LT 230 kV UTE GLOBAL I / GLOBAL C T1 BA	Ligado
13:55	LT 230 kV UTE GLOBAL I / GLOBAL C T2 BA	Ligado
13:55	LT 230 kV UTE GLOBAL II / GLOBAL C T3 BA	Ligado
13:55	LT 230 kV UTE GLOBAL II / GLOBAL C T4 BA	Ligado
14:00	TR 500 / 230 kV CAMACARI II T3 BA	Ligado
14:04	TR 230 / 138 kV POCOES II T2 BA	Ligado
14:08	TR 230 / 69 kV CAMACARI II T6 BA	Ligado
14:11	LT 230 kV UTE GLOBAL I / GLOBAL C T1 BA	Desligado
14:11	LT 230 kV UTE GLOBAL I / GLOBAL C T2 BA	Desligado
14:12	LT 230 kV FUNIL / ITAGIBA C F4 BA	Ligado
14:17	TR 230 / 69 kV F. SANTANA III T2 BA	Ligado
14:18	LT 230 kV ITAGIBA / POCOES II C Z1 BA	Ligado
14:26	LT 230 kV FUNIL / POCOES II C M1 BA	Ligado
14:29	TR 500 / 230 kV CAMACARI II T4 BA	Ligado
14:31	LT 230 kV P.DO CAVALO / G.MANGABEIRA C S4 BA	Ligado
14:34	LT 230 kV POCOES II / POCOES III C C1 BA	Ligado
14:35	TR 500 / 230 kV SAPEACU T3 BA	Ligado
14:36	LT 230 kV POCOES II / POCOES III C C2 BA	Ligado
14:37	TR 500 / 230 kV IBICOARA T2 BA	Ligado

Sequência de normalização		
Hora	Equipamento	Evento
15:01	LT 230 kV BRUMADO II / CRISTALANDIA C P1 BA	Ligado
15:43	LT 230 kV UTE GLOBAL I / GLOBAL C T1 BA	Ligado
15:43	LT 230 kV UTE GLOBAL I / GLOBAL C T2 BA	Ligado
15:47	LT 230 kV UTE GLOBAL I / GLOBAL C T1 BA	Desligado
15:47	LT 230 kV UTE GLOBAL I / GLOBAL C T2 BA	Desligado
16:04	TR 230 / 138 kV POCOES II T1 BA	Ligado
16:05	TR 230 / 69 kV MATATU T8 BA	Desligado
16:06	TR 230 / 69 kV MATATU T8 BA	Ligado
16:12	TR 500 / 34P5 kV TUCANO T1 BA	Ligado

Tabela 10-14: Recomposição da Área Sudoeste do Nordeste

Sequência de normalização		
Hora	Equipamento	Evento
09:18	LT 230 kV BARREIRAS II / DIANOPOLIS II C 1 BA/TO	Ligado
09:26	LT 69 kV B JL SOLAR / B.JESUS LAPA C P2 BA	Ligado
10:06	TR 500 / 230 kV U.SOBRADINHO T5 BA	Ligado
10:07	LT 230 kV U.SOBRADINHO / JUAZEIRO II C S1 BA	Ligado
10:09	LT 69 kV B JL SOLAR / B.JESUS LAPA C P2 BA	Desligado
10:09	TR 230 / 69 kV JUAZEIRO II T1 BA	Ligado
10:11	LT 69 kV SECC. PETROLINA / JUAZEIRO II C C4 PE/BA	Ligado
10:13	LT 230 kV JUAZEIRO II / SR.BONFIM II C N2 BA	Ligado
10:18	LT 230 kV CAETITE 123 / IGAPORA II C P1 BA	Desligado
10:20	LT 230 kV JUAZEIRO SOLAR / JUAZEIRO II C P2 BA	Desligado
10:20	TR 230 / 34P5 kV JUAZEIRO SOLAR T1 BA	Desligado
10:20	TR 230 / 34P5 kV JUAZEIRO SOLAR T2 BA	Desligado
10:20	TR 500 / 230 kV BOM.JES.LAPA II T2 BA	Ligado
10:21	TR 230 / 69 kV SR.BONFIM II T1 BA	Ligado
10:21	TR 230 / 138 kV SR.BONFIM II T4 BA	Ligado
10:23	LT 230 kV BOM.JES.LAPA II / B.JESUS LAPA C F3 BA	Ligado
10:24	LT 230 kV BOM.JES.LAPA II / B.JESUS LAPA C F4 BA	Ligado
10:24	LT 230 kV CAMPO FORMOSO / SR.BONFIM II C C1 BA	Desligado
10:27	LT 230 kV ABIL II / QUINA C Z4 BA	Desligado
10:27	LT 230 kV TAMBORIL I / QUINA C Z3 BA	Desligado
10:27	LT 500 kV QUINA / IGAPORA III C L5 BA	Desligado
10:27	TR 230 / 34P5 kV ABIL II T2 BA	Desligado
10:27	TR 230 / 34P5 kV QUINA T1 BA	Desligado
10:27	TR 230 / 34P5 kV QUINA T2 BA	Desligado
10:27	TR 230 / 34P5 kV TAMBORIL I T1 BA	Desligado
10:27	TR 500 / 230 kV QUINA T3 BA	Desligado
10:29	TR 500 / 230 kV U.SOBRADINHO T4 BA	Ligado
10:29	LT 230 kV IGAPORA III / PINDAI II C N2 BA	Desligado
10:29	LT 230 kV IGAPORA III / PINDAI II C N3 BA	Desligado
10:29	LT 230 kV U.SOBRADINHO / JUAZEIRO II C S2 BA	Ligado
10:30	LT 230 kV ARACAS / IGAPORA II C P3 BA	Desligado
10:30	LT 230 kV MORRAO / IGAPORA II C P2 BA	Desligado
10:30	TR 230 / 34P5 kV ARACAS T1 BA	Desligado

Sequência de normalização		
Hora	Equipamento	Evento
10:30	TR 230 / 34P5 kV ARACAS T2 BA	Desligado
10:30	TR 230 / 34P5 kV MORRAO T1 BA	Desligado
10:30	TR 230 / 34P5 kV MORRAO T2 BA	Desligado
10:31	LT 230 kV JAGUARARI-SE / JUAZEIRO II C N1 BA	Ligado
10:31	LT 230 kV DELFINA / JUAZEIRO II C P1 BA	Desligado
10:31	TR 230 / 69 kV B.JESUS LAPA T3 BA	Ligado
10:32	TR 230 / 69 kV JUAZEIRO II T3 BA	Ligado
10:33	LT 69 kV SECC. PETROLINA / JUAZEIRO II C C5 PE/BA	Ligado
10:33	LT 230 kV JAGUARARI-SE / SR.BONFIM II C L1 BA	Ligado
10:34	TR 230 / 69 kV JUAZEIRO II T2 BA	Ligado
10:34	TR 230 / 138 kV SR.BONFIM II T5 BA	Ligado
10:35	TR 230 / 69 kV SR.BONFIM II T3 BA	Ligado
10:36	LT 230 kV CAMPO FORMOSO / SR.BONFIM II C C1 BA	Ligado
10:37	TR 230 / 69 kV JUAZEIRO II T4 BA	Ligado
10:37	LT 230 kV OUROLANDIA II / CAMPO FORMOSO C C2 BA	Ligado
10:37	LT 230 kV IRECE / OUROLANDIA II C F1 BA	Ligado
10:38	TR 230 / 69 kV IRECE T2 BA	Ligado
10:38	LT 230 kV ABIL II / QUINA C Z4 BA	Ligado
10:38	LT 230 kV TAMBORIL I / QUINA C Z3 BA	Ligado
10:38	LT 500 kV QUINA / IGAPORA III C L5 BA	Ligado
10:38	TR 500 / 230 kV QUINA T3 BA	Ligado
10:40	TR 230 / 138 kV IRECE T4 BA	Ligado
10:42	TR 230 / 69 kV B.JESUS LAPA T2 BA	Ligado
10:49	TR 230 / 69 kV IRECE T3 BA	Ligado
10:58	LT 230 kV ARACAS / IGAPORA II C P3 BA	Ligado
10:58	LT 230 kV BOM.JES.LAPA II / IGAPORA II C F6 BA	Ligado
10:58	LT 230 kV MORRAO / IGAPORA II C P2 BA	Ligado
10:59	TR 230 / 69 kV IGAPORA II T1 BA	Ligado
11:03	TR 230 / 69 kV B.JESUS LAPA T4 BA	Desligado
11:03	TR 230 / 69 kV B.JESUS LAPA T4 BA	Ligado
11:05	TR 230 / 69 kV IGAPORA II T2 BA	Ligado
11:05	TR 230 / 69 kV IGAPORA II T3 BA	Ligado
11:09	TR 230 / 138 kV IRECE T5 BA	Ligado
11:14	LT 230 kV IGAPORA II / IGAPORA III C F8 BA	Ligado
11:14	LT 230 kV IGAPORA III / PINDAI II C N2 BA	Ligado
11:14	LT 230 kV IGAPORA III / PINDAI II C N3 BA	Ligado

Sequência de normalização		
Hora	Equipamento	Evento
11:14	LT 230 kV IGAPORA II / IGAPORA III C F9 BA	Ligado
11:18	TR 230 / 69 kV IRECE T6 BA	Ligado
11:42	LT 230 kV IGAPORA III / PINDAI II C N1 BA	Ligado
11:43	TR 230 / 69 kV PINDAI II T1 BA	Ligado
11:43	TR 230 / 69 kV PINDAI II T2 BA	Ligado
11:45	TR 230 / 69 kV IRECE T1 BA	Ligado
11:52	LT 69 kV PETROLINA / SECC. PETROLINA C C2 PE	Ligado
11:53	TR 230 / 138 kV IRECE T8 BA	Ligado
11:53	LT 69 kV PETROLINA / SECC. PETROLINA C C3 PE	Ligado
11:54	TR 230 / 138 kV SR.BONFIM II T2 BA	Ligado
11:56	TR 500 / 230 kV BOM.JES.LAPA II T1 BA	Ligado
12:06	LT 230 kV ABIL II / QUINA C Z4 BA	Desligado
12:06	LT 230 kV TAMBORIL I / QUINA C Z3 BA	Desligado
12:06	LT 500 kV QUINA / IGAPORA III C L5 BA	Desligado
12:06	TR 230 / 34P5 kV ABIL II T2 BA	Desligado
12:06	TR 230 / 34P5 kV QUINA T1 BA	Desligado
12:06	TR 230 / 34P5 kV QUINA T2 BA	Desligado
12:06	TR 230 / 34P5 kV TAMBORIL I T1 BA	Desligado
12:06	TR 500 / 230 kV QUINA T3 BA	Desligado
12:11	LT 230 kV B.JESUS LAPA / BROTAS.MACAUBAS C F5 BA	Ligado
12:11	LT 230 kV BROTAS.MACAUBAS / IRECE C F2 BA	Ligado
12:12	TR 500 / 230 kV U.SOBRADINHO T6 BA	Ligado
12:12	LT 230 kV B.JESUS LAPA / BROTAS.MACAUBAS C F5 BA	Desligado
12:12	LT 230 kV BROTAS.MACAUBAS / IRECE C F2 BA	Desligado
12:12	LT 230 kV ARACAS / IGAPORA II C P3 BA	Desligado
12:12	LT 230 kV MORRAO / IGAPORA II C P2 BA	Desligado
12:12	TR 230 / 34P5 kV ARACAS T1 BA	Desligado
12:12	TR 230 / 34P5 kV ARACAS T2 BA	Desligado
12:12	TR 230 / 34P5 kV MORRAO T1 BA	Desligado
12:12	TR 230 / 34P5 kV MORRAO T2 BA	Desligado
12:18	LT 230 kV B.JESUS LAPA / TABOCAS BRJ VLH C L1 BA	Ligado
12:51	LT 230 kV BROTAS.MACAUBAS / IRECE C F2 BA	Ligado
12:52	LT 230 kV B.JESUS LAPA / BROTAS.MACAUBAS C F5 BA	Ligado
13:34	TR 230 / 34P5 kV BROTAS.MACAUBAS T1 BA	Ligado
13:38	LT 230 kV GENTIO OURO I / IRECE C P1 BA	Ligado
13:55	LT 69 kV B.JL SOLAR / B.JESUS LAPA C P2 BA	Ligado

Sequência de normalização		
Hora	Equipamento	Evento
14:32	TR 500 / 34P5 kV COL SOL SERTAO TF1 BA	Ligado
14:42	TR 500 / 34P5 kV COL SOL SERTAO TF2 BA	Ligado
14:57	LT 230 kV CAETITE 123 / IGAPORA II C P1 BA	Ligado
14:59	TR 230 / 34P5 kV CAETITE 123 1 BA	Ligado
15:03	LT 230 kV ARACAS / IGAPORA II C P3 BA	Ligado
15:05	LT 230 kV CAETITE A / IGAPORA II C P4 BA	Ligado
15:08	TR 230 / 34P5 kV CAETITE A T1 BA	Ligado
15:27	TR 500 / 230 kV JUAZEIRO III T1 BA	Ligado
15:28	TR 500 / 230 kV MORRO CHAPEU II T4 BA	Ligado
15:39	LT 230 kV MORRAO / IGAPORA II C P2 BA	Ligado
15:41	LT 230 kV JUAZEIRO II / JUAZEIRO III C S4 BA	Ligado
15:45	TR 230 / 69 kV JUAZEIRO III T3 BA	Ligado
15:46	LT 230 kV IGAPORA III / PINDAI II C N2 BA	Desligado
15:46	LT 230 kV IGAPORA III / PINDAI II C N3 BA	Desligado
15:47	LT 500 kV QUINA / IGAPORA III C L5 BA	Ligado
15:47	TR 500 / 230 kV QUINA T3 BA	Ligado
15:51	LT 230 kV FOLHA LARGA / SR.BONFIM II C P1 BA	Ligado
15:58	TR 500 / 34P5 kV M CHAPEU SUL II T2 BA	Desligado
15:58	TR 500 / 34P5 kV M CHAPEU SUL II T1 BA	Desligado
16:01	LT 230 kV FOLHA LARGA SUL / FOLHA LARGA C L1 BA	Ligado
16:04	TR 500 / 230 kV IGAPORA III T4 BA	Ligado
16:05	TR 500 / 230 kV IGAPORA III T3 BA	Ligado
16:06	TR 500 / 230 kV IGAPORA III T1 BA	Ligado
16:06	LT 230 kV BABILONIA SUL / OUROLANDIA II C P4 BA	Ligado
16:07	TR 230 / 69 kV JUAZEIRO III T4 BA	Ligado
16:07	TR 500 / 230 kV IGAPORA III T2 BA	Ligado
16:09	TR 230 / 34P5 kV BABILONIA SUL T1 BA	Ligado
16:09	TR 230 / 34P5 kV BABILONIA SUL T2 BA	Ligado
16:09	TR 500 / 230 kV JUAZEIRO III T2 BA	Ligado
16:16	LT 230 kV IGAPORA III / PINDAI II C N2 BA	Ligado
16:24	LT 230 kV IGAPORA III / PINDAI II C N3 BA	Ligado
16:26	TR 500 / 230 kV OUROLANDIA II T2 BA	Ligado
16:27	TR 500 / 34P5 kV M CHAPEU SUL II T1 BA	Ligado
16:28	TR 500 / 34P5 kV M CHAPEU SUL II T2 BA	Ligado
16:32	LT 230 kV IRECE / MORRO CHAPEU II C S5 BA	Ligado
16:46	TR 500 / 34P5 kV VTS STA EUGENIA T2 BA	Ligado

Sequência de normalização		
Hora	Equipamento	Evento
16:49	LT 230 kV JUAZEIRO SOLAR / JUAZEIRO II C P2 BA	Ligado
16:49	TR 500 / 230 kV GENTIO OURO II T2 BA	Ligado
16:50	TR 500 / 230 kV GENTIO OURO II T1 BA	Ligado
16:50	LT 230 kV CAMPO LARGO / OUROLANDIA II C P1 BA	Ligado
16:51	LT 230 kV CAMPO LARGO / OUROLANDIA II C P2 BA	Ligado
16:51	TR 230 / 34P5 kV JUAZEIRO SOLAR T1 BA	Ligado
16:51	TR 500 / 230 kV OUROLANDIA II T1 BA	Ligado
16:55	LT 230 kV DELFINA / JUAZEIRO II C P1 BA	Ligado
16:55	TR 500 / 230 kV MORRO CHAPEU II T5 BA	Ligado

Tabela 10-15: Recomposição da Área Oeste do Nordeste

Sequência de normalização		
Hora	Equipamento	Evento
09:32	TR 230 / 34P5 kV COL CHAPADA I T1 PI	Ligado
09:32	TR 230 / 34P5 kV COL CHAPADA I T2 PI	Ligado
09:33	TR 230 / 34P5 kV COL CHAPADA I T1 PI	Desligado
09:34	TR 230 / 34P5 kV COL CHAPADA I T2 PI	Desligado
10:57	LT 230 kV CHAPADA II / PICOS C P1 PI	Ligado
11:07	TR 500 / 230 kV B. ESPERANCA T1 PI	Ligado
11:18	LT 230 kV B. ESPERANCA / TERESINA C L2 PI	Ligado
11:19	TR 230 / 69 kV TERESINA T3 PI	Ligado
11:23	LT 230 kV B. ESPERANCA / TERESINA C L1 PI	Ligado
11:26	TR 230 / 13P8 kV TERESINA T1 PI	Ligado
11:26	TR 230 / 13P8 kV TERESINA T2 PI	Ligado
11:27	TR 230 / 69 kV TERESINA T7 PI	Ligado
11:35	TR 230 / 69 kV TERESINA T4 PI	Ligado
11:40	LT 230 kV TERESINA II / TERESINA C L3 PI	Ligado
11:43	TR 230 / 69 kV TERESINA II T9 PI	Ligado
11:55	TR 230 / 69 kV B. ESPERANCA T6 PI	Ligado
12:00	LT 230 kV UB.ESPERANCA / B. ESPERANCA C V1 PI	Ligado
12:00	UG 55 MW UB.ESPERANCA 2 PI	Sincronizado
12:08	LT 230 kV IBIAPINA II / PIRIPIRI C N1 CE/PI	Desligado
12:14	LT 230 kV TERESINA / PIRIPIRI C S1 PI	Ligado
12:39	TR 230 / 34P5 kV VTS PIAUI II TE1 PI	Ligado

Sequência de normalização		
Hora	Equipamento	Evento
12:39	TR 500 / 230 kV S.JOAO PIAUI T1 PI	Ligado
12:41	TR 230 / 34P5 kV VTS PIAUI III TE1 PI	Ligado
13:03	TR 230 / 69 kV S.JOAO PIAUI T3 PI	Ligado
13:05	TR 230 / 69 kV S.JOAO PIAUI T4 PI	Ligado
13:10	TR 230 / 69 kV B. ESPERANCA T5 PI	Ligado
13:21	TR 500 / 34P5 kV SAO GONCALO T2 PI	Ligado
13:21	TR 230 / 69 kV S.JOAO PIAUI T2 PI	Ligado
13:24	LT 230 kV S.JOAO PIAUI / ELISEU MARTINS C M2 PI	Ligado
13:25	TR 230 / 69 kV ELISEU MARTINS T2 PI	Ligado
13:32	TR 500 / 230 kV TERESINA II T4 PI	Ligado
13:35	LT 230 kV TERESINA II / TERESINA III C L5 PI	Ligado
13:35	TR 230 / 69 kV ELISEU MARTINS T1 PI	Ligado
13:36	TR 230 / 69 kV TERESINA III T1 PI	Ligado
13:38	TR 230 / 69 kV TERESINA III T2 PI	Ligado
13:39	TR 230 / 69 kV TERESINA III T3 PI	Ligado
13:43	TR 500 / 230 kV TERESINA II T1 PI	Ligado
13:45	LT 230 kV TERESINA II / TERESINA III C L6 PI	Ligado
13:47	TR 230 / 69 kV PIRIPIRI T1 PI	Ligado
13:49	LT 230 kV TERESINA II / TERESINA C L4 PI	Ligado
13:52	TR 500 / 230 kV RIB.GONCALVES T1 PI	Ligado
13:53	TR 230 / 69 kV RIB.GONCALVES TF601 PI	Ligado
13:53	TR 230 / 69 kV UB.ESPERANCA T5 PI	Ligado
13:53	TR 230 / 69 kV UB.ESPERANCA T8 PI	Ligado
13:53	UG 55 MW UB.ESPERANCA 1 PI	Sincronizado
13:54	TR 230 / 69 kV UB.ESPERANCA T6 PI	Ligado
13:59	TR 230 / 69 kV TERESINA II T10 PI	Ligado
14:00	TR 230 / 69 kV PIRIPIRI T3 PI	Ligado
14:04	LT 230 kV BOM JESUS II / ELISEU MARTINS C M3 PI	Ligado
14:06	LT 230 kV BOM JESUS II / ELISEU MARTINS C M3 PI	Desligado
14:06	TR 230 / 138 kV PIRIPIRI T4 PI	Ligado
14:12	TR 230 / 138 kV PIRIPIRI T5 PI	Ligado
14:12	TR 230 / 69 kV TERESINA T5 PI	Ligado
14:16	TR 230 / 69 kV TERESINA T6 PI	Ligado
14:21	LT 230 kV BOM JESUS II / ELISEU MARTINS C M3 PI	Ligado
14:24	TR 230 / 138 kV PIRIPIRI T7 PI	Desligado
14:24	TR 230 / 138 kV PIRIPIRI T7 PI	Ligado

Sequência de normalização		
Hora	Equipamento	Evento
14:25	TR 230 / 69 kV BOM JESUS II AT601 PI	Ligado
14:28	LT 230 kV IBIAPINA II / PIRIPIRI C N1 CE/PI	Ligado
14:30	TR 500 / 230 kV TERESINA II T2 PI	Ligado
14:31	TR 500 / 230 kV PARNAIBA III TD20 PI	Ligado
14:33	TR 500 / 230 kV TERESINA II T5 PI	Ligado
14:34	TR 500 / 230 kV RIB.GONCALVES T2 PI	Ligado
14:36	TR 230 / 69 kV RIB.GONCALVES TF602 PI	Ligado
14:45	LT 230 kV BOM JESUS II / GILBUES II C 1 PI	Ligado
14:47	TR 230 / 69 kV BOM JESUS II AT602 PI	Ligado
14:52	LT 230 kV S.JOAO PIAUI / PICOS C M1 PI	Ligado
15:07	TR 500 / 34P5 kV LAG. DOS VENTOS T1 PI	Ligado
15:12	TR 500 / 34P5 kV LAG. DOS VENTOS T2 PI	Ligado
15:16	TR 500 / 138 kV LAG. DOS VENTOS T3 PI	Ligado
15:16	TR 500 / 230 kV TIANGUA II ATF20 CE	Ligado
15:19	TR 500 / 34P5 kV UFV SJP 01 PI	Ligado
15:22	TR 500 / 230 kV PARNAIBA III TC20 PI	Ligado
15:23	TR 230 / 138 kV PARNAIBA III TA10 PI	Ligado
15:23	TR 230 / 138 kV PARNAIBA III TB10 PI	Ligado
15:25	LT 230 kV IBIAPINA II / PIRIPIRI C N2 CE/PI	Ligado
15:35	LT 230 kV S.JOAO PIAUI / LAGOA BARRO I C M3 PI	Ligado
15:38	TR 230 / 34P5 kV LAGOA BARRO I T1 PI	Ligado
15:40	TR 230 / 34P5 kV COL CHAPADA I T1 PI	Ligado
15:40	TR 230 / 34P5 kV COL CHAPADA I T2 PI	Ligado
15:44	TR 230 / 34P5 kV LAGOA BARRO I T2 PI	Ligado
15:47	TR 500 / 34P5 kV LAGOA VENTOS 3 T2 PI	Ligado
15:50	TR 230 / 34P5 kV LAGOA BARRO I T3 PI	Ligado
15:55	TR 230 / 34P5 kV LAGOA BARRO I T3 PI	Ligado
15:59	LT 230 kV PIRIPIRI / TERESINA III C L7 PI	Ligado
16:02	TR 500 / 230 kV TIANGUA II ATE20 CE	Ligado

Tabela 10-16: Recomposição da Interligação Norte/Sudeste

Sequência de normalização				
Hora	Instalação			Evento
8h59	LT 500 kV S.DA MESA	/ GURUPI	C 2 GO/TO	Ligado
8h59	SB 500 kV GURUPI	B TO		Ligado
9h01	RT 500 kV 136 Mvar MIRACEMA		5 TO	Ligado
9h01	LT 500 kV GURUPI	/ MIRACEMA	C 2 TO	Ligado
9h21	LT 230 kV DIANOPOLIS II	/ PALMAS	C 1 TO	Ligado
9h25	LT 500 kV SE LAJEADO	/ MIRACEMA	C 1 TO	Ligado
9h34	LT 500 kV GURUPI	/ PEIXE 2	C 1 TO	Ligado
9h34	LT 500 kV GILBUES II	/ MIRACEMA	C3 PI/TO	Ligado
9h36	LT 230 kV SE LAJEADO	/ PALMAS	C 1 TO	Ligado
9h43	TR 500 / 138 kV MIRACEMA		TF2 TO	Ligado
9h53	LT 500 kV COLINAS	/ MIRACEMA	C 2 TO	Ligado
10h20	LT 500 kV COLINAS	/ RIB.GONCALVES	C 1 TO/PI	Ligado
10h32	LT 500 kV RIB.GONCALVES	/ S.JOAO PIAUI	C L4 PI	Ligado
10h32	SB 500 kV S.JOAO PIAUI	B2 PI		Ligado
10h47	SB 500 kV S.JOAO PIAUI	B1 PI		Ligado
10h49	LT 500 kV U.SOBRADINHO	/ S.JOAO PIAUI	C C2 BA/PI	Ligado
11h07	LT 500 kV S.JOAO PIAUI	/ B. ESPERANCA	C C6 PI	Ligado
11h12	LT 500 kV IMPERATRIZ	/ COLINAS	C 1 MA/TO	Ligado
11h14	LT 500 kV IMPERATRIZ	/ P.DUTRA	C 1 MA	Ligado
11h22	LT 500 kV GURUPI	/ MIRACEMA	C 3 TO	Ligado
11h30	LT 500 kV COLINAS	/ MIRACEMA	C 3 TO	Ligado
11h33	LT 500 kV COLINAS	/ RIB.GONCALVES	C 2 TO/PI	Ligado
11h45	LT 500 kV FORTALEZA II	/ PECEM II	C C2 CE	Ligado
11h47	LT 500 kV P.DUTRA	/ B. ESPERANCA	C C7 MA/PI	Ligado
12h00	LT 500 kV IMPERATRIZ	/ MARABA	C 2 MA/PA	Ligado
12h07	LT 500 kV TERESINA II	/ P.DUTRA	C C8 PI/MA	Ligado
12h14	LT 500 kV TERESINA II	/ TIANGUA II	C V9 PI/CE	Ligado
12h19	LT 500 kV PECEM II	/ SOBRAL III	C V7 CE	Ligado
12h45	LT 500 kV IMPERATRIZ	/ MARABA	C 1 MA/PA	Ligado
14h19	LT 500 kV S.DA MESA	/ GURUPI	C 1 GO/TO	Ligado
14h51	LT 230 kV SE LAJEADO	/ PALMAS	C 2 TO	Ligado
14h39	LT 500 kV COLINAS	/ MIRACEMA	C 1 TO	Ligado
14h47	LT 500 kV SE LAJEADO	/ MIRACEMA	C 2 TO	Ligado

Sequência de normalização		
Hora	Instalação	Evento
14h51	TR 500 / 138 kV MIRACEMA TF1 TO	Ligado
16h38	LT 500 kV TERESINA II / P.DUTRA C C9 PI/MA	Ligado
16h44	LT 500 kV ACAILANDIA / P.DUTRA C 1 MA	Ligado

Tabela 10-17: Recomposição da Interligação Norte/Nordeste

Sequência de normalização		
Hora	Equipamento	Evento
09:34	LT 500 kV GILBUES II / MIRACEMA C C3 PI/TO	Ligado
10:20	LT 500 kV COLINAS / RIB.GONCALVES C 1 TO/PI	Ligado
10:32	LT 500 kV RIB.GONCALVES / S.JOAO PIAUI C L4 PI	Ligado
11:07	LT 500 kV S.JOAO PIAUI / B. ESPERANCA C C6 PI	Ligado
11:21	LT 500 kV BACABEIRA / MIRANDA II C 1 MA	Ligado
11:33	LT 500 kV COLINAS / RIB.GONCALVES C 2 TO/PI	Ligado
11:46	LT 500 kV RIB.GONCALVES / S.JOAO PIAUI C L3 PI	Ligado
11:47	LT 500 kV P.DUTRA / B. ESPERANCA C C7 MA/PI	Ligado
12:07	LT 500 kV TERESINA II / P.DUTRA C C8 PI/MA	Ligado
13:06	LT 500 kV BACABEIRA / MIRANDA II C 2 MA	Ligado
14:04	LT 500 kV BACABEIRA / PARNAIBA III C 1 MA/PI	Ligado
15:18	LT 500 kV BACABEIRA / PARNAIBA III C 2 MA/PI	Ligado
16:38	LT 500 kV TERESINA II / P.DUTRA C C9 PI/MA	Ligado

Tabela 10-18: Recomposição da Interligação Sudeste/Nordeste

Sequência de normalização		
Hora	Equipamento	Evento
09:28	LT 500 kV JANAUBA 3 / P. JUSCELINO C 1 MG	Ligado
09:32	LT 500 kV JANAUBA 3 / P. JUSCELINO C 2 MG	Ligado
09:39	LT 500 kV JANAUBA 3 / PIRAPORA 2 C 1 MG	Ligado
12:39	LT 500 kV ARINOS 2 / PIRAPORA 2 C 1 MG	Ligado
14:43	LT 500 kV PE. PARAISO 2 / POCOES III C 2 MG/BA	Ligado
15:03	LT 500 kV G.VALADARES 6 / PE. PARAISO 2 C 2 MG	Ligado
15:31	LT 500 kV BOM.JES.LAPA II / JANAUBA 3 C L4 BA/MG	Ligado
15:37	LT 500 kV PE. PARAISO 2 / POCOES III C 1 MG/BA	Ligado
15:46	LT 500 kV G.VALADARES 6 / PE. PARAISO 2 C 1 MG	Ligado
15:57	LT 500 kV IGAPORA III / JANAUBA 3 C L6 BA/MG	Ligado
16:24	LT 500 kV IGAPORA III / JANAUBA 3 C L7 BA/MG	Ligado

10.3 Tabelas de falha nos dados de SOE

10.3.1 Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” por agente

Tabela 10-19: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente AF ENERGIA.

Instante	COSR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:30:59,000	NE	ENERGIA DOS VENTOS 1	AF ENERGIA	DIS	DJ 230 kV RUSSAS II P2 CE	CERSD_230_DJP2_S .soe	DJP2 230 RUSSAS II CEPTM_230_LTCERSD_P2 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:59,000	NE	ENERGIA DOS VENTOS 1	AF ENERGIA	LTR	LT 230 kV PITOMBEIRA / RUSSAS II C P2 CE	CERSD_230_LTCEP TM_P2_DPRB.soe	DISPARO RELE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-20: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente ARGO VI.

Instante	COSR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:30:44,000	NE	ARGO VI	ARGO VI	DIS	DJ 500 kV JANDAIRA II D2 RN	RNJDD_500_DJD2_S.soe	DJD2 500 JANDAIRA II S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:44,000	NE	ARGO VI	ARGO VI	DIS	DJ 500 kV JANDAIRA II N2 RN	RNJDD_500_DJN2_S.soe	DJV2 500 JANDAIRA II RNJAN_500_LTRNMVR_V2 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:48,000	NE	ARGO VI	ARGO VI	LTR	LT 500 kV JANDAIRA II / MONTE VERDE C N2 RN	RNJDD_500_LTRN_MVR_N2_86A.soe	ATUAÇÃO DE RELÉ DE BLOQUEIO - ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:48,000	NE	ARGO VI	ARGO VI	LTR	LT 500 kV JANDAIRA II / MONTE VERDE C N2 RN	RNJDD_500_LTRN_MVR_N2_86P.soe	ATUAÇÃO DE RELÉ DE BLOQUEIO - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:50,000	NE	ARGO VI	ARGO VI	DIS	DJ 500 kV JANDAIRA II D1 RN	RNJDD_500_DJD1_S.soe	DJD1 500 JANDAIRA II S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:50,000	NE	ARGO VI	ARGO VI	DIS	DJ 500 kV JANDAIRA II V1 RN	RNJDD_500_DJV1_S.soe	DJV1 500 JANDAIRA II RNJAN_500_LTRNJCT_V1 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-21: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente AUREN ENERGIA.

Instante	COSR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:31:51,000	NE	SANTO ALDERICO	AUREN ENERGIA	TR3	TR 230 / 34P5 kV VTS PIAUI II TE1 PI	PIVDP2_230_TRTE1_P_94A.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:51,000	NE	SANTO ALDERICO	AUREN ENERGIA	TR3	TR 230 / 34P5 kV VTS PIAUI II TE1 PI	PIVDP2_230_TRTE1_P_94A.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:51,000	NE	SANTO ALDERICO	AUREN ENERGIA	TR3	TR 230 / 34P5 kV VTS PIAUI II TE1 PI	PIVDP2_230_TRTE1_P_94A.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:51,000	NE	SANTO ALDERICO	AUREN ENERGIA	TR3	TR 230 / 34P5 kV VTS PIAUI II TE1 PI	PIVDP2_230_TRTE1_P_94A.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:51,000	NE	SANTO ALDERICO	AUREN ENERGIA	TR3	TR 230 / 34P5 kV VTS PIAUI II TE1 PI	PIVDP2_230_TRTE1_P_94A.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:51,000	NE	SANTO ALDERICO	AUREN ENERGIA	TR3	TR 230 / 34P5 kV VTS PIAUI II TE1 PI	PIVDP2_230_TRTE1_P_94P.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:51,000	NE	SANTO ALDERICO	AUREN ENERGIA	TR3	TR 230 / 34P5 kV VTS PIAUI II TE1 PI	PIVDP2_230_TRTE1_P_94P.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:51,000	NE	SANTO ALDERICO	AUREN ENERGIA	TR3	TR 230 / 34P5 kV VTS PIAUI II TE1 PI	PIVDP2_230_TRTE1_P_94P.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:51,000	NE	SANTO ALDERICO	AUREN ENERGIA	TR3	TR 230 / 34P5 kV VTS PIAUI II TE1 PI	PIVDP2_230_TRTE1_P_94P.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:51,000	NE	SANTO ALDERICO	AUREN ENERGIA	TR3	TR 230 / 34P5 kV VTS PIAUI II TE1 PI	PIVDP2_230_TRTE1_P_94P.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:51,000	NE	SANTO ALDERICO	AUREN ENERGIA	DIS	DJ 34P5 kV VTS PIAUI II 1 PI	PIVDP2_34P5_DJ1_S.soe	DJ1 34.5 VTS PIAUI II S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:51,000	NE	SANTO ALDERICO	AUREN ENERGIA	DIS	DJ 34P5 kV VTS PIAUI II TE1X PI	PIVDP2_34P5_DJTE1X_S.soe	DJTE1X 34.5 VTS PIAUI II PIVDP2_230_TRTE1 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-22: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente BRE 2.

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:30:39,000	NE	BRE 2	BRE 2	TR3	TR 230 / 69 kV ALAGOINHAS II T1 BA	BAALD_230_TRT1_P_5051C.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE DO COMUTADOR SOB CARGA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	BRE 2	BRE 2	TR3	TR 230 / 69 kV ALAGOINHAS II T1 BA	BAALD_230_TRT1_P_5051C.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE DO COMUTADOR SOB CARGA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:57,000	NE	BRE 2	BRE 2	TR3	TR 230 / 69 kV ALAGOINHAS II T1 BA	BAALD_230_TRT1_P_5051C.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE DO COMUTADOR SOB CARGA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:05,000	NE	BRE 2	BRE 2	TR3	TR 230 / 69 kV ALAGOINHAS II T2 BA	BAALD_230_TRT2_P_5051C.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE DO COMUTADOR SOB CARGA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	BRE 2	BRE 2	TR3	TR 230 / 69 kV ALAGOINHAS II T1 BA	BAALD_230_TRT1_P_5051C.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE DO COMUTADOR SOB CARGA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:43:07,000	NE	BRE 2	BRE 2	DIS	DJ 69 kV ALAGOINHAS II T1 BA	BAALD_69P0_DJT1_S.soe	Estado do Disjuntor T1 de BAALD 69P0: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:43:22,000	NE	BRE 2	BRE 2	DIS	DJ 69 kV ALAGOINHAS II T2 BA	BAALD_69P0_DJT2_S.soe	Estado do Disjuntor T2 de BAALD 69P0: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:43:31,000	NE	BRE 2	BRE 2	DIS	DJ 230 kV ALAGOINHAS II T2 BA	BAALD_230_DJT2_S.soe	Estado do Disjuntor T2 de BAALD 230: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:43:40,000	NE	BRE 2	BRE 2	DIS	DJ 230 kV ALAGOINHAS II T1 BA	BAALD_230_DJT1_S.soe	Estado do Disjuntor T1 de BAALD 230: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-23: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente BREITENER JARAQUI.

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:30:52,000	N	BREITENER JARAQUI	BREITENER JARAQUI	DIS	DJ 13P8 kV UTE JARAQUI 221 AM	AMJA_13P8_DJ221_S.soe	13.8 UTE JARAQUI Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:52,000	N	BREITENER JARAQUI	BREITENER JARAQUI	DIS	DJ 69 kV UTE JARAQUI 403 AM	AMJA_69P0_DJ403_S.soe	69 UTE JARAQUI Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-24: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente CBA.

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:32:19,000	N	CBA	CBA	TR2	TR 230 / 13P8 kV S.R.VERDINHO 1 GO	GOSRV_230_TR1_S_APOU.soe	APOU - ATUACAO PROTECAO - OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:32:22,000	N	CBA	CBA	TR2	TR 230 / 13P8 kV S.R.VERDINHO 1 GO	GOSRV_230_TR1_S_APOU.soe	APOU - ATUACAO PROTECAO - OUTRAS FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:34:00,000	N	CBA	CBA	TR2	TR 230 / 13P8 kV S.R.VERDINHO 1 GO	GOSRV_230_TR1_S_APOU.soe	APOU - ATUACAO PROTECAO - OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:34:02,000	N	CBA	CBA	TR2	TR 230 / 13P8 kV S.R.VERDINHO 1 GO	GOSRV_230_TR1_S_APOU.soe	APOU - ATUACAO PROTECAO - OUTRAS FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:35:40,000	N	CBA	CBA	TR2	TR 230 / 13P8 kV S.R.VERDINHO 1 GO	GOSRV_230_TR1_S_APOU.soe	APOU - ATUACAO PROTECAO - OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:35:42,000	N	CBA	CBA	TR2	TR 230 / 13P8 kV S.R.VERDINHO 1 GO	GOSRV_230_TR1_S_APOU.soe	APOU - ATUACAO PROTECAO - OUTRAS FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:37:21,000	N	CBA	CBA	TR2	TR 230 / 13P8 kV S.R.VERDINHO 1 GO	GOSRV_230_TR1_S_APOU.soe	APOU - ATUACAO PROTECAO - OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:37:22,000	N	CBA	CBA	TR2	TR 230 / 13P8 kV S.R.VERDINHO 1 GO	GOSRV_230_TR1_S_APOU.soe	APOU - ATUACAO PROTECAO - OUTRAS FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:39:02,000	N	CBA	CBA	TR2	TR 230 / 13P8 kV S.R.VERDINHO 1 GO	GOSRV_230_TR1_S_APOU.soe	APOU - ATUACAO PROTECAO - OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:39:04,000	N	CBA	CBA	TR2	TR 230 / 13P8 kV S.R.VERDINHO 1 GO	GOSRV_230_TR1_S_APOU.soe	APOU - ATUACAO PROTECAO - OUTRAS FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:44:05,000	N	CBA	CBA	TR2	TR 230 / 13P8 kV S.R.VERDINHO 1 GO	GOSRV_230_TR1_S_APOU.soe	APOU - ATUACAO PROTECAO - OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:44:06,000	N	CBA	CBA	TR2	TR 230 / 13P8 kV S.R.VERDINHO 1 GO	GOSRV_230_TR1_S_APOU.soe	APOU - ATUACAO PROTECAO - OUTRAS FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-25: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente CEMIG GT.

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Equip	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:30:59,000	SE	CEMIG GT	CEMI G GT	DIS	DJ 230 kV AIMORES-SE 4M4 MG	MGAISE_230_DJ4 M4_S.soe	DJ4M4 230 AIMORES-SE MGAISE_230_LTMGAIMO_2 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:36:20,000	SE	CEMIG GT	CEMI G GT	UGE	UG 23 MW CAMARGOS 2 MG	MGCAMA_6P9_UG 2_86_1.soe	DISPARO RELE DE BLOQUEIO - RELE 1: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:36:20,000	SE	CEMIG GT	CEMI G GT	UGE	UG 23 MW CAMARGOS 2 MG	MGCAMA_6P9_UG 2_86_3.soe	DISPARO RELE DE BLOQUEIO - RELE 3: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:36:20,000	SE	CEMIG GT	CEMI G GT	UGE	UG 23 MW CAMARGOS 2 MG	MGCAMA_6P9_UG 2_GRB.soe	PROTECAO DO GERADOR - OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:39:15,000	SE	CEMIG GT	CEMI G GT	BCP	BC 230 kV 50 Mvar BARAO COCAIS3 1 MG	MGBCO3_230_BC1_59_1.soe	DISPARO POR SOBRETENSAO 1: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:40:23,000	SE	CEMIG GT	CEMI G GT	BCP	BC 230 kV 50 Mvar BARAO COCAIS3 1 MG	MGBCO3_230_BC1_59_1.soe	DISPARO POR SOBRETENSAO 1: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-26: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente CGN BRASIL.

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Equip	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:31:11,000	NE	TANQUE NOVO I	CGN BRASIL	DIS	DJ 34P5 kV TANQUE NOVO T2 BA	BATQN_34P5_D JT2_S.soe	DJT2 34.5 TANQUE NOVO BATQN_230_TRT2 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-27: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente CHESF

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Equip	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:30:43,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV BANABUIU M1 CE	CEBNB_230_DIM1_S.soe	DJM1 230 BANABUIU CEMLG_230_LTCENB_M1 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV BANABUIU M3 CE	CEBNB_230_DIM3_S.soe	DJM3 230 BANABUIU CEMLG_230_LTCENB_M3 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV AQUIRAZ II / BANABUIU C 8 CE	CEBNB_230_LTCEAQ D_C8_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV AQUIRAZ II / BANABUIU C 8 CE	CEBNB_230_LTCEAQ D_C8_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV MILAGRES / BANABUIU C M1 CE	CEBNB_230_LTCCEML G_M1_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV MILAGRES / BANABUIU C M1 CE	CEBNB_230_LTCCEML G_M1_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV MILAGRES / BANABUIU C M3 CE	CEBNB_230_LTCCEML G_M3_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV MILAGRES / BANABUIU C M3 CE	CEBNB_230_LTCCEML G_M3_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV MILAGRES / BANABUIU C M3 CE	CEBNB_230_LTCCEML G_M3_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:46,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV CAMACARI IV / COTEGIPE C M6 BA	BACTG_230_LTBAC MQ_M6_BOPP.soe	BLOQUEIO OSCILACAO POT PROT SECUNDARIA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:46,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV CAMACARI IV / COTEGIPE C M6 BA	BACTG_230_LTBAC MQ_M6_BOPP.soe	BLOQUEIO OSCILACAO POT PROT SECUNDARIA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:46,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV CAMACARI IV / COTEGIPE C M6 BA	BACTG_230_LTBAC MQ_M6_BOPP.soe	BLOQUEIO OSCILACAO POT PROT PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:46,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV CAMACARI IV / COTEGIPE C M6 BA	BACTG_230_LTBAC MQ_M6_BOPP.soe	BLOQUEIO OSCILACAO POT PROT PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:46,000	NE	CHESF	CHESF	TR3	TR 500 / 230 kV U.SOBRADINHO T6 BA	BAUSB_500_TRT6_P_PTOF.soe	ATUAC PROT TRANSFORMADOR-OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:50,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV BANABUIU M3 CE	CEBNB_230_DIM3_S.soe	DJM3 230 BANABUIU CEMLG_230_LTCENB_M3 S: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:50,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV FORTALEZA / FORTALEZA II C Z4 CE	CEFTZ_230_LTCFZD _Z4_68P.soe	ATUACAO LÓGICA BLOQUEIO POR OSCILAÇÃO DE POT - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:50,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV FORTALEZA / FORTALEZA II C Z5 CE	CEFTZ_230_LTCFZD _Z5_BOPP.soe	BLOQUEIO POR OSCILACAO DE POTENCIA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)

15/08/2023 08:30:50,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RDFa.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE A-PP: Fechado (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:50,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RSFA.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE A-PS: Fechado (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:50,000	NE	EOL MAR E TERRA	CHESF	LTR	LT 230 kV AREIA BRANCA / MOSSORO II C P1 RN	RNMSD_230_LTRNA_BR_P1_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:50,000	NE	EOL MAR E TERRA	CHESF	LTR	LT 230 kV AREIA BRANCA / MOSSORO II C P1 RN	RNMSD_230_LTRNA_BR_P1_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:52,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV CICERO DANTAS L2 BA	BACCD_230_DJL2_S.soe	DJL2 230 CICERO DANTAS BACCD_230_LTBACTU_L2 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:52,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV CICERO DANTAS L2 BA	BACCD_230_DJL2_S.soe	DJL2 230 CICERO DANTAS BACCD_230_LTBACTU_L2 S: Fechado (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:52,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV CICERO DANTAS / CATU C L2 BA	BACCD_230_LTBACTU_L2_TAPS.soe	TRANSMISSAO PERMISSIVO: Fechado (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:52,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV CICERO DANTAS / CATU C L2 BA	BACCD_230_LTBACTU_L2_TAPS.soe	TRANSMISSAO PERMISSIVO: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:52,000	NE	CHESF	CHESF	TR3	TR 500 / 230 kV U.SOBRADINHO T6 BA	BAUSB_500_TRT6_P_PTOF.soe	ATUAC PROT TRANSFORMADOR-OUTRAS FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:52,000	NE	CHESF	CHESF	TR3	TR 500 / 230 kV U.SOBRADINHO T6 BA	BAUSB_500_TRT6_P_PTOF.soe	ATUAC PROT TRANSFORMADOR-OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:52,000	NE	CHESF	CHESF	TR3	TR 500 / 230 kV U.SOBRADINHO T6 BA	BAUSB_500_TRT6_P_PTOF.soe	ATUAC PROT TRANSFORMADOR-OUTRAS FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:52,000	NE	CHESF	CHESF	TR3	TR 500 / 230 kV U.SOBRADINHO T6 BA	BAUSB_500_TRT6_P_PTOF.soe	ATUAC PROT TRANSFORMADOR-OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:52,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV BANABUIU M1 CE	CEBNB_230_DJMI1_S.soe	DJMI1 230 BANABUIU CEMLG_230_LTCENB_M1 S: Fechado (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:52,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV FORTALEZA / FORTALEZA II C Z4 CE	CEFTZ_230_LTCFZD_Z4_68P.soe	ATUAÇÃO LÓGICA BLOQUEIO POR OSCILAÇÃO DE POT - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:52,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV FORTALEZA / FORTALEZA II C Z5 CE	CEFTZ_230_LTCFZD_Z5_BOPP.soe	BLOQUEIO POR OSCILAÇÃO DE POTENCIA: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:52,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_DSOP.soe	RELE DIST DETECAO OSCILACAO POT(PS): Fechado (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:52,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RDFa.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE A-PP: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:52,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RDFB.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE B-PP: Fechado (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:52,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RDFB.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE B-PP: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:52,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RDFC.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE C-PP: Fechado (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:52,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RDFC.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE C-PP: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:52,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RSFA.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE A-PS: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:52,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RSFA.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE A-PS: Fechado (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:52,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RSFB.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE B-PS: Fechado (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:52,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RSFB.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE B-PS: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:52,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RSFA.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE C-PS: Fechado (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:53,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_DSOP.soe	RELE DIST DETECAO OSCILACAO POT(PS): Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:53,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_DSZL.soe	RELE DIST TEMPO T1 Z1 EXPIRADO (PP): Fechado (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:53,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_DSZL.soe	RELE DIST TEMPO T1 Z1 EXPIRADO (PS): Fechado (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:53,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RDFa.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE A-PP: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:53,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RDFB.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE B-PP: Fechado (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:53,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RDFB.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE B-PP: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:53,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RDFC.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE C-PP: Fechado (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:53,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RDFC.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE C-PP: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:53,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RSFA.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE A-PS: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:53,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RSFB.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE B-PS: Fechado (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:53,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RSFB.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE B-PS: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:53,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RSFC.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE C-PS: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 500 kV MESSIAS D2 AL	ALMSI_500_DJ2_S.soe	DJ2 500 MESSIAS S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 500 kV MESSIAS V4 AL	ALMSI_500_DJV4_S.soe	DJV4 500 MESSIAS ALUXG_500_LTALMSI_V4 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV F. SANTANA III C6 BA	BAFST_230_DJ6_S.soe	DJ6 230 F. SANTANA III BAFST_230_LTBACMD_C6 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV F. SANTANA III F6 BA	BAFST_230_DJF6_S.soe	DJF6 230 F. SANTANA III BAGVM_230_LTBAST_F6 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV F. SANTANA III / CAMACARI II C C6 BA	BAFST_230_LTBACMD_C6_85TA.soe	TRANSMISSÃO DE SINAL PERMISSIVO (POTT) - ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV F. SANTANA III / CAMACARI II C C6 BA	BAFST_230_LTBACMD_C6_85TA.soe	TRANSMISSÃO DE SINAL PERMISSIVO (POTT) - ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprevisa)

15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV F. SANTANA III / CAMACARI II C C6 BA	BAFST_230_LTBACM_D_C6_85TA.soe	TRANSMISSÃO DE SINAL PERMISSIVO (POTT) - ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV F. SANTANA III / CAMACARI II C C6 BA	BAFST_230_LTBACM_D_C6_85TA.soe	TRANSMISSÃO DE SINAL PERMISSIVO (POTT) - ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV F. SANTANA III / CAMACARI II C C6 BA	BAFST_230_LTBACM_D_C6_85TP.soe	TRANSMISSÃO DE SINAL PERMISSIVO (POTT) - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV F. SANTANA III / CAMACARI II C C6 BA	BAFST_230_LTBACM_D_C6_85TP.soe	TRANSMISSÃO DE SINAL PERMISSIVO (POTT) - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV G.MANGABEIRA / F. SANTANA III C F6 BA	BAFST_230_LTBAGV_M_F6_85TA.soe	TRANSMISSÃO DE SINAL PERMISSIVO (POTT) - ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV G.MANGABEIRA / F. SANTANA III C F6 BA	BAFST_230_LTBAGV_M_F6_85TA.soe	TRANSMISSÃO DE SINAL PERMISSIVO (POTT) - ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV G.MANGABEIRA / F. SANTANA III C F6 BA	BAFST_230_LTBAGV_M_F6_85TA.soe	TRANSMISSÃO DE SINAL PERMISSIVO (POTT) - ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV G.MANGABEIRA / F. SANTANA III C F6 BA	BAFST_230_LTBAGV_M_F6_85TP.soe	TRANSMISSÃO DE SINAL PERMISSIVO (POTT) - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV G.MANGABEIRA / F. SANTANA III C F6 BA	BAFST_230_LTBAGV_M_F6_85TP.soe	TRANSMISSÃO DE SINAL PERMISSIVO (POTT) - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV G.MANGABEIRA / F. SANTANA III C F6 BA	BAFST_230_LTBAGV_M_F6_85TP.soe	TRANSMISSÃO DE SINAL PERMISSIVO (POTT) - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV G.MANGABEIRA / F. SANTANA III C F6 BA	BAFST_230_LTBAGV_M_F6_85TP.soe	TRANSMISSÃO DE SINAL PERMISSIVO (POTT) - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV G.MANGABEIRA / F. SANTANA III C F6 BA	BAFST_230_LTBAGV_M_F6_94A.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV G.MANGABEIRA / F. SANTANA III C F6 BA	BAFST_230_LTBAGV_M_F6_94A.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV G.MANGABEIRA / F. SANTANA III C F6 BA	BAFST_230_LTBAGV_M_F6_94P.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV G.MANGABEIRA / F. SANTANA III C F6 BA	BAFST_230_LTBAGV_M_F6_94P.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV U.SOBRADINHO S1 BA	BAUSB_230_DJIS1_S.soe	DJS1 230 U.SOBRADINHO BAUSB_230_LTBIAJZ_S1 S: Aberto (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	TR3	TR 500 / 230 kV U.SOBRADINHO T6 BA	BAUSB_500_TRT6_P_PTOF.soe	ATUAC PROT TRANSFORMADOR-OUTRAS FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	TR3	TR 500 / 230 kV U.SOBRADINHO T6 BA	BAUSB_500_TRT6_P_PTOF.soe	ATUAC PROT TRANSFORMADOR-OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV BANABUIU E4 CE	CEBNB_230_DJE4_S.soe	DJE4 230 BANABUIU CEBNB_230 RTE4 S: Fechado (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RDFC.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE C-PP: Aberto (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RSFA.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE A-PS: Fechado (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RSFA.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE B-PS: Fechado (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV JOAO CAMARA 2 T3 RN	RNICD_230_DJT3_S.soe	DJT3 230 JOAO CAMARA 2 RNICD_230_TRT3 S: Aberto (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 69 kV JOAO CAMARA 2 D1 RN	RNJCD_69P0_DJD1_A_TRB.soe	ATUACAO RELE DE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 69 kV JOAO CAMARA 2 H1 RN	RNICD_69P0_DJH1_A_TRB.soe	ATUACAO RELE DE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 69 kV JOAO CAMARA 2 H1 RN	RNJCD_69P0_DJH1_S.soe	DJH1 69 JOAO CAMARA 2 RNICD_69P0_BCH1 S: Aberto (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 69 kV JOAO CAMARA 2 H2 RN	RNICD_69P0_DJH2_A_TRB.soe	ATUACAO RELE DE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 69 kV JOAO CAMARA 2 H2 RN	RNJCD_69P0_DJH2_S.soe	DJH2 69 JOAO CAMARA 2 RNICD_69P0_BCH2 S: Aberto (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 69 kV JOAO CAMARA 2 H3 RN	RNICD_69P0_DJH3_A_TRB.soe	ATUACAO RELE DE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 69 kV JOAO CAMARA 2 H3 RN	RNJCD_69P0_DJH3_S.soe	DJH3 69 JOAO CAMARA 2 RNICD_69P0_BCH3 S: Aberto (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 69 kV JOAO CAMARA 2 H4 RN	RNICD_69P0_DJH4_A_TRB.soe	ATUACAO RELE DE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 69 kV JOAO CAMARA 2 T1 RN	RNJCD_69P0_DJT1_A_TRB.soe	ATUACAO RELE DE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 69 kV JOAO CAMARA 2 T1 RN	RNICD_69P0_DJT1_S.soe	DJT1 69 JOAO CAMARA 2 RNICD_230_TRT1 S: Aberto (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 69 kV JOAO CAMARA 2 T2 RN	RNJCD_69P0_DJT2_A_TRB.soe	ATUACAO RELE DE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 69 kV JOAO CAMARA 2 T2 RN	RNICD_69P0_DJT2_S.soe	DJT2 69 JOAO CAMARA 2 RNICD_230_TRT2 S: Aberto (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 69 kV JOAO CAMARA 2 T3 RN	RNJCD_69P0_DJT3_D_PRB.soe	DISPARO RELE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 69 kV JOAO CAMARA 2 T3 RN	RNICD_69P0_DJT3_S.soe	DJT3 69 JOAO CAMARA 2 RNICD_230_TRT3 S: Aberto (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	TR3	TR 500 / 138 kV J. CAMARA III T2 RN	RNJCT_500_TRT2_P_94A.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	CHESF	CHESF	TR3	TR 500 / 138 kV J. CAMARA III T4 RN	RNJCT_500_TRT4_P_94P.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:56,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RDFC.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE A-PP: Fechado (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:56,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RDFB.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE B-PP: Fechado (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:56,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RDFC.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE C-PP: Fechado (data/hora do evento imprécisa)
15/08/2023 08:30:56,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RSFA.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE A-PS: Aberto (data/hora do evento imprécisa)

15/08/2023 08:30:56,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RSFC.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE C-PS: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:56,000	NE	CHESF	CHESF	BCP	BC 13P8 kV 4P2 Mvar PIRIPIRI H1 PI	PIPRI_13P8_BCH1_AT_RB.soe	ATUACAO RELE DE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:56,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 13P8 kV PIRIPIRI E1 PI	PIPRI_13P8_DJE1_S_soe	DJE1 13.8 PIRIPIRI PIPRI_13P8 RTE1 S: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:56,000	NE	CHESF	CHESF	TR3	TR 500 / 230 kV TERESINA II T1 PI	PITSD_500_TRT1_P_B_LCO.soe	ATUACAO RELE DE BLOQUEIO DO COMPUTADOR: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:57,000	NE	CHESF	CHESF	SBA	SB 230 kV FORTALEZA II B11 CE	CEFZD_230_BAB11_S_TIT.soe	TRIP PROTECAO SOBRETENSAO INSTANTANEA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:57,000	NE	CHESF	CHESF	SBA	SB 230 kV FORTALEZA II B21 CE	CEFZD_230_BAB21_S_TIT.soe	TRIP PROTECAO SOBRETENSAO INSTANTANEA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:57,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 500 kV SOBRAL III D1 CE	CESBT_500_DJD1_S_soe	DJD1 500 SOBRAL III S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:57,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 500 kV SOBRAL III V5 CE	CESBT_500_DJVV5_S_soe	DJVV5 500 SOBRAL III CESBT_500_LTCETGD_V5 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:58,000	NE	CHESF	CHESF	BCP	BC 13P8 kV 4P2 Mvar PIRIPIRI H2 PI	PIPRI_13P8_BCH2_AT_RB.soe	ATUACAO RELE DE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:58,000	NE	CHESF	CHESF	BCP	BC 13P8 kV 4P2 Mvar PIRIPIRI H3 PI	PIPRI_13P8_BCH3_AT_RB.soe	ATUACAO RELE DE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:59,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV SAPEACU / STO.A.JESUS C F3 BA	BASTI_230_LTBASPU_F3_PLO1.soe	ATUACAO PROT PRINC LINHA - OUTR FUNCÕES: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:59,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV SAPEACU / STO.A.JESUS C F3 BA	BASTI_230_LTBASPU_F3_PLO1.soe	ATUACAO PROT PRINC LINHA - OUTR FUNCÕES: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:00,000	NE	CHESF	CHESF	TR3	TR 500 / 138 kV J. CAMARA III T4 RN	RNICT_500_TRT4_P_DPIN.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO INSTRINSECA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:03,000	NE	CHESF	CHESF	SBA	SB 230 kV FORTALEZA II B11 CE	CEFZD_230_BAB11_S_TIT.soe	TRIP PROTECAO SOBRETENSAO INSTANTANEA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:03,000	NE	CHESF	CHESF	SBA	SB 230 kV FORTALEZA II B21 CE	CEFZD_230_BAB21_S_TIT.soe	TRIP PROTECAO SOBRETENSAO INSTANTANEA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:03,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RDFA.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE A-PP: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:03,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RSFB.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE B-PS: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:03,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RSFC.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE C-PS: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:03,000	NE	CHESF	CHESF	TR3	TR 500 / 138 kV J. CAMARA III T4 RN	RNICT_500_TRT4_P_4926T.soe	DISPARO PROTEÇÃO SOBRETENSAO DE ÓLEO OU ENROLAMENTO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:05,000	NE	EOL MAR E TERRA	CHESF	LTR	LT 230 kV AREIA BRANCA / MOSSORO II C P1 RN	RNMSD_230_LTRNA_BR_P1_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:05,000	NE	EOL MAR E TERRA	CHESF	LTR	LT 230 kV AREIA BRANCA / MOSSORO II C P1 RN	RNMSD_230_LTRNA_BR_P1_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:05,000	NE	EOL MAR E TERRA	CHESF	LTR	LT 230 kV AREIA BRANCA / MOSSORO II C P1 RN	RNMSD_230_LTRNA_BR_P1_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:05,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV BANABUIU C4 CE	CEBNB_230_DJC4_AT_RB.soe	ATUACAO RELE DE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:05,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV BANABUIU C4 CE	CEBNB_230_DJC4_S_soe	DJC4 230 BANABUIU CEBNB_230_LTRNMSD_C4 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:05,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV BANABUIU C8 CE	CEBNB_230_DJC8_S_soe	DJC8 230 BANABUIU CEAOQD_230_LTCBENB_C8 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:05,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV BANABUIU / MOSSORO II C C4 CERN	CEBNB_230_LTRNMSD_C4_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:05,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV BANABUIU / MOSSORO II C C4 CERN	CEBNB_230_LTRNMSD_C4_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:05,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV FORTALEZA II / PECEM II C C2 CE	CEFZD_500_LTCEPE_D_C2_RDFA.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE A-PP: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:05,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV FORTALEZA II / PECEM II C C2 CE	CEFZD_500_LTCEPE_D_C2_RDFB.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE B-PP: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:05,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV FORTALEZA II / PECEM II C C2 CE	CEFZD_500_LTCEPE_D_C2_RSFA.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE A-PS: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:05,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_ATRB.soe	ATUACAO RELE DE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:05,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RCDD.soe	CARRIER 2 CANAL 2 RECEPCAO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:05,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RCUD.soe	CARRIER 2 CANAL 2 RECEPCAO: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:05,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RDFB.soe	CARRIER 1 CANAL 2 RECEPCAO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:05,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RDFC.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE C-PP: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:05,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RSFA.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE A-PS: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:05,000	NE	CHESF	CHESF	REA	RT 500 kV 148 Mvar FORTALEZA II E1 CE	CEFZD_500_RTE1_SC_DB.soe	PROTECAO SOBRECORRENTE LADO 230KV FASE B: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:05,000	NE	CHESF	CHESF	REA	RT 500 kV 148 Mvar FORTALEZA II E1 CE	CEFZD_500_RTE1_SC_DB.soe	PROTECAO SOBRECORRENTE LADO 230KV FASE B: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV CICERO DANTAS L2 BA	BACCD_230_DJL2_S_soe	DJL2 230 CICERO DANTAS BACCD_230_LTBACTU_L2 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV CICERO DANTAS / CATU C L2 BA	BACCD_230_LTBACTU_L2_TAPS.soe	TRANSMISSAO PERMISSIVO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV CICERO DANTAS / CATU C L2 BA	BACCD_230_LTBACTU_L2_TAPS.soe	TRANSMISSAO PERMISSIVO: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV CICERO DANTAS / CATU C L2 BA	BACCD_230_LTBACTU_L2_TAPS.soe	TRANSMISSAO PERMISSIVO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV CICERO DANTAS / CATU C L2 BA	BACCD_230_LTBACTU_L2_TAPS.soe	TRANSMISSAO PERMISSIVO: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV CICERO DANTAS / CATU C L2 BA	BACCD_230_LTBACT_U_L2_TAPS.soe	TRANSMISSAO PERMISSIVO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV CICERO DANTAS / CATU C L2 BA	BACCD_230_LTBACT_U_L2_TAPS.soe	TRANSMISSAO PERMISSIVO: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 500 kV JUAZEIRO III C5 BA	BAJZT_500_DIC5_S.soe	DJCS 500 JUAZEIRO III BAJZT_500_LTPEULG_C5 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV JUAZEIRO III / FUTURA C N7 BA	BAJZT_500_LTBAFU_T_N7_59IA.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO INSTANTÂNEA - ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV JUAZEIRO III / FUTURA C N7 BA	BAJZT_500_LTBAFU_T_N7_59IA.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO INSTANTÂNEA - ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV JUAZEIRO III / FUTURA C N7 BA	BAJZT_500_LTBAFU_T_N7_59IA.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO INSTANTÂNEA - ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV JUAZEIRO III / FUTURA C N7 BA	BAJZT_500_LTBAFU_T_N7_59IA.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO INSTANTÂNEA - ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV JUAZEIRO III / FUTURA C N7 BA	BAJZT_500_LTBAFU_T_N7_59IP.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO INSTANTÂNEA - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV JUAZEIRO III / FUTURA C N7 BA	BAJZT_500_LTBAFU_T_N7_59IP.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO INSTANTÂNEA - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV JUAZEIRO III / FUTURA C N7 BA	BAJZT_500_LTBAFU_T_N7_59IP.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO INSTANTÂNEA - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV JUAZEIRO III / FUTURA C N7 BA	BAJZT_500_LTBAFU_T_N7_59IP.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO INSTANTÂNEA - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV JUAZEIRO III / FUTURA C N7 BA	BAJZT_500_LTBAFU_T_N7_59IP.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO INSTANTÂNEA - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV JUAZEIRO III / FUTURA C N7 BA	BAJZT_500_LTBAFU_T_N7_59IP.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO INSTANTÂNEA - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV SAPEACU / STO.A.JESUS C F3 BA	BASTI_230_LTBASPU_F3_PLOI.soe	ATUACAO PROT PRINC LINHA - OUTR FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV SAPEACU / STO.A.JESUS C F3 BA	BASTI_230_LTBASPU_F3_PLOI.soe	ATUACAO PROT PRINC LINHA - OUTR FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV SAPEACU / STO.A.JESUS C F3 BA	BASTI_230_LTBASPU_F3_PLOI.soe	ATUACAO PROT PRINC LINHA - OUTR FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV SAPEACU / STO.A.JESUS C F3 BA	BASTI_230_LTBASPU_F3_PLOI.soe	ATUACAO PROT PRINC LINHA - OUTR FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV SAPEACU / STO.A.JESUS C F3 BA	BASTI_230_LTBASPU_F3_PLOI.soe	ATUACAO PROT PRINC LINHA - OUTR FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV SAPEACU / STO.A.JESUS C F3 BA	BASTI_230_LTBASPU_F3_PLOI.soe	ATUACAO PROT PRINC LINHA - OUTR FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV AQUIRAZ II / BANABUIU C C8 CE	CEBNB_230_LTCEAQ_D_C8_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV AQUIRAZ II / BANABUIU C C8 CE	CEBNB_230_LTCEAQ_D_C8_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV MILAGRES / BANABUIU C M3 CE	CEBNB_230_LTCEML_G_M3_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV MILAGRES / BANABUIU C M3 CE	CEBNB_230_LTCEML_G_M3_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 500 kV FORTALEZA II D1 CE	CEFZD_500_DJD1_S.soe	DJD1 500 FORTALEZA II S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 500 kV FORTALEZA II V5 CE	CEFZD_500_DJV5_S.soe	DJV5 500 FORTALEZA II CEQXA_500_LTCEFZD_V5 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV FORTALEZA II / PECEM II C C2 CE	CEFZD_500_LTCEPE_D_C2_RDFB.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE A-PP: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV FORTALEZA II / PECEM II C C2 CE	CEFZD_500_LTCEPE_D_C2_RDFC.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE C-PP: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV FORTALEZA II / PECEM II C C2 CE	CEFZD_500_LTCEPE_D_C2_RSFA.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE A-PS: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV FORTALEZA II / PECEM II C C2 CE	CEFZD_500_LTCEPE_D_C2_RSFB.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE B-PS: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV FORTALEZA II / PECEM II C C2 CE	CEFZD_500_LTCEPE_D_C2_RSFC.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE C-PS: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RCDU.soe	CARRIER 1 CANAL 2 RECEPCAO: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RDFA.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE A-PP: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RDFB.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE B-PP: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RDFC.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE C-PP: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RSFB.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE B-PS: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RSFC.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE C-PS: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:07,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 13P8 kV ACU II H1 RN	RNACD_13P8_DJH1_DPRB.soe	DISPARO RELE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:07,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 13P8 kV ACU II H2 RN	RNACD_13P8_DJH2_DPRB.soe	DISPARO RELE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:08,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV JUAZEIRO III / US. L.GONZAGA C C5 BA/PE	BAJZT_500_LTPEULG_C5_PPTG.soe	TRIP GERAL PROTECAO PRIMARIA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:08,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV JUAZEIRO III / US. L.GONZAGA C C5 BA/PE	BAJZT_500_LTPEULG_C5_PPTG.soe	TRIP GERAL PROTECAO PRIMARIA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:08,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV JUAZEIRO III / US. L.GONZAGA C C5 BA/PE	BAJZT_500_LTPEULG_C5_PPTG.soe	TRIP GERAL PROTECAO PRIMARIA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)

15/08/2023 08:31:09,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV US. L.GONZAGA / U.SOBRADINHO C C4 PE/BA	BAUSB_500_LTPEUL_G_C4_PTDm.soe	RECEPCAO TRANSFER MANTIDO-PP: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:09,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 500 kV JARDIM D2 SE	SEJDM_500_DJD2_S_s_oe	DJD2 500 JARDIM S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:10,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV FORTALEZA II / PECEM II C C2 CE	CEFZD_500_LTCEPE_D_C2_RDFC.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE C-PP: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:10,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV FORTALEZA II / PECEM II C C2 CE	CEFZD_500_LTCEPE_D_C2_RSFC.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE C-PS: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:10,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RDFA.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE A-PP: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:10,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RDFB.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE B-PP: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:10,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RDFC.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE C-PP: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:10,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RSFB.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE B-PS: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:10,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_RSFC.soe	RELE DISTANCIA DET GERAL FALTA FASE C-PS: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:11,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV AQUICAZ II / BANABUIU C C7 CE	CEBNB_230_LTCEAQ_D_C7_PSTG.soe	TRIP GERAL PROTECAO SECUNDARIA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:11,000	NE	STN	CHESF	DIS	DJ 500 kV SOBRAL III D2 CE	CESBT_500_DJD2_S_s_oe	DJD2 500 SOBRAL III S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:11,000	NE	STN	CHESF	DIS	DJ 500 kV SOBRAL III V8 CE	CESBT_500_DJV8_S_s_oe	DJV8 500 SOBRAL III CETGD_500_LTCESBT_V8 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:11,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV PAU FERRO F7 PE	PEPFE_230_DJF7_AT_RB.soe	ATUACAO RELE DE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:11,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV PAU FERRO F7 PE	PEPFE_230_DJF7_S_s_oe	DJF7 230 PAU FERRO PERCD_230_LTPPEF7_S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:12,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV US. L.GONZAGA / U.SOBRADINHO C C4 PE/BA	BAUSB_500_LTPEUL_G_C4_STDM.soe	RECEPCAO TRANSFER MANTIDO-PS: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:12,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV US. L.GONZAGA / U.SOBRADINHO C C4 PE/BA	BAUSB_500_LTPEUL_G_C4_STDM.soe	RECEPCAO TRANSFER MANTIDO-PS: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:12,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV US. L.GONZAGA / U.SOBRADINHO C C4 PE/BA	BAUSB_500_LTPEUL_G_C4_STDM.soe	RECEPCAO TRANSFER MANTIDO-PS: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:12,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV US. L.GONZAGA / U.SOBRADINHO C C4 PE/BA	BAUSB_500_LTPEUL_G_C4_STDM.soe	RECEPCAO TRANSFER MANTIDO-PS: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:12,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV US. L.GONZAGA / U.SOBRADINHO C C4 PE/BA	BAUSB_500_LTPEUL_G_C4_STDM.soe	RECEPCAO TRANSFER MANTIDO-PS: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:12,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV US. L.GONZAGA / U.SOBRADINHO C C4 PE/BA	BAUSB_500_LTPEUL_G_C4_STDM.soe	RECEPCAO TRANSFER MANTIDO-PS: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:12,000	NE	CHESF	CHESF	TR3	TR 500 / 230 kV U.SOBRADINHO T6 BA	BAUSB_500_TRT6_P_PTOF.soe	ATUAC PROT TRANSFORMADOR-OUTRAS FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:12,000	NE	CHESF	CHESF	TR3	TR 500 / 230 kV U.SOBRADINHO T6 BA	BAUSB_500_TRT6_P_PTOF.soe	ATUAC PROT TRANSFORMADOR-OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:14,000	NE	VALE	CHESF	DIS	DJ 230 kV JARDIM F3 SE	SEJDM_230_DJF3_S_s_oe	DJF3 230 JARDIM SEJDM_230_CASEMSF_F3 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:15,000	NE	CHESF	CHESF	TR2	TR 230 / 69 kV PICI II T4 CE	CEPCD_230_TRT4_P_BLCO.soe	ATUACAO RELE DE BLOQUEIO DO COMPUTADOR: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:15,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV PAU FERRO F6 PE	PEPFE_230_DJF6_AT_RB.soe	ATUACAO RELE DE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:15,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV PAU FERRO F6 PE	PEPFE_230_DJF6_S_s_oe	DJF6 230 PAU FERRO PERCD_230_LTPPEF6_S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:15,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV RECIFE II / PAU FERRO C F7 PE	PEPFE_230_LTPERCDF7_BFTG.soe	TRIP GERAL DA UNIDADE: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:15,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV RECIFE II / PAU FERRO C F7 PE	PEPFE_230_LTPERCDF7_STIT.soe	TRIP PROTECAO SOBRETENSAO INSTANTANEA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:16,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV MESSIAS S6 AL	ALMSI_230_DJS6_AT_RB.soe	ATUACAO RELE DE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:16,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV JOAO CAMARA 2 H1 RN	RNICD_230_DJH1_S_s_oe	DJH1 230 JOAO CAMARA 2 RNICD_230_BCH1 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:16,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV JOAO CAMARA 2 H2 RN	RNICD_230_DJH2_S_s_oe	DJH2 230 JOAO CAMARA 2 RNICD_230_BCH2 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:16,000	NE	CHESF	CHESF	TR3	TR 500 / 138 kV J. CAMARA III T1 RN	RNUCT_500_TRT1_P_5051P.soe	DISPARO PROTECAO SOBRECORRENTE DE FASE E NEUTRO - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:17,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV MESSIAS S5 AL	ALMSI_230_DJS5_AT_RB.soe	ATUACAO RELE DE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:17,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV MESSIAS S5 AL	ALMSI_230_DJS5_S_s_oe	DJS5 230 MESSIAS ALMSI_230_LTALRLD_S5 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:17,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV MESSIAS S7 AL	ALMSI_230_DJS7_AT_RB.soe	ATUACAO RELE DE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:17,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 500 kV MESSIAS V2 AL	ALMSI_500_DJV2_S_s_oe	DJV2 500 MESSIAS ALMSI_500_LTPESUD_V2 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:17,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV C.GRANDE II P1 PB	PBCGD_230_DIP1_AT_RB.soe	ATUACAO RELE DE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:17,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV C.GRANDE II P1 PB	PBCGD_230_DIP1_S_s_oe	DJP1 230 C.GRANDE II PBCGD_230_LTPBUCG_P1 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:17,000	NE	BORBOREMA ENERGETICA	CHESF	LTR	LT 230 kV C.GRANDE II / UT.CAM.GRANDE C P1 PB	PBCGD_230_LTPBUCG_P1_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:17,000	NE	BORBOREMA ENERGETICA	CHESF	LTR	LT 230 kV C.GRANDE II / UT.CAM.GRANDE C P1 PB	PBCGD_230_LTPBUCG_P1_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:17,000	NE	BORBOREMA ENERGETICA	CHESF	LTR	LT 230 kV C.GRANDE II / UT.CAM.GRANDE C P1 PB	PBCGD_230_LTPBUCG_P1_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:17,000	NE	BORBOREMA ENERGETICA	CHESF	LTR	LT 230 kV C.GRANDE II / UT.CAM.GRANDE C P1 PB	PBCGD_230_LTPBUCG_P1_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:17,000	NE	BORBOREMA ENERGETICA	CHESF	LTR	LT 230 kV C.GRANDE II / UT.CAM.GRANDE C P1 PB	PBCGD_230_LTPBUCG_P1_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:17,000	NE	BORBOREMA ENERGETICA	CHESF	LTR	LT 230 kV C.GRANDE II / UT.CAM.GRANDE C P1 PB	PBCGD_230_LTPBUCG_P1_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

15/08/2023 08:31:17,000	NE	BORBOREMA ENERGETICA	CHESF	LTR	LT 230 kV C.GRANDE II / UT.CAM.GRANDE C P1 PB	PBCGD_230_LTPBUC G_P1_PPRS.soe	TELEPROTECAO PRIM RECEPCAO TRANSFER TRIP: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:17,000	NE	BORBOREMA ENERGETICA	CHESF	LTR	LT 230 kV C.GRANDE II / UT.CAM.GRANDE C P1 PB	PBCGD_230_LTPBUC G_P1_PPRS.soe	TELEPROTECAO PRIM RECEPCAO TRANSFER TRIP: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:17,000	NE	BORBOREMA ENERGETICA	CHESF	LTR	LT 230 kV C.GRANDE II / UT.CAM.GRANDE C P1 PB	PBCGD_230_LTPBUC G_P1_PPRS.soe	TELEPROTECAO PRIM RECEPCAO TRANSFER TRIP: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:17,000	NE	BORBOREMA ENERGETICA	CHESF	LTR	LT 230 kV C.GRANDE II / UT.CAM.GRANDE C P1 PB	PBCGD_230_LTPBUC G_P1_PPRS.soe	TELEPROTECAO PRIM RECEPCAO TRANSFER TRIP: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:17,000	NE	BORBOREMA ENERGETICA	CHESF	LTR	LT 230 kV C.GRANDE II / UT.CAM.GRANDE C P1 PB	PBCGD_230_LTPBUC G_P1_PPRS.soe	TELEPROTECAO PRIM RECEPCAO TRANSFER TRIP: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:17,000	NE	BORBOREMA ENERGETICA	CHESF	LTR	LT 230 kV C.GRANDE II / UT.CAM.GRANDE C P1 PB	PBCGD_230_LTPBUC G_P1_PPRS.soe	TELEPROTECAO PRIM RECEPCAO TRANSFER TRIP: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:17,000	NE	BORBOREMA ENERGETICA	CHESF	LTR	LT 230 kV C.GRANDE II / UT.CAM.GRANDE C P1 PB	PBCGD_230_LTPBUC G_P1_TSRT.soe	TELEPROTECAO SEC RECEPCAO TRANSFER TRIP: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:17,000	NE	BORBOREMA ENERGETICA	CHESF	LTR	LT 230 kV C.GRANDE II / UT.CAM.GRANDE C P1 PB	PBCGD_230_LTPBUC G_P1_TSRT.soe	TELEPROTECAO SEC RECEPCAO TRANSFER TRIP: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:17,000	NE	BORBOREMA ENERGETICA	CHESF	LTR	LT 230 kV C.GRANDE II / UT.CAM.GRANDE C P1 PB	PBCGD_230_LTPBUC G_P1_TSRT.soe	TELEPROTECAO SEC RECEPCAO TRANSFER TRIP: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:17,000	NE	BORBOREMA ENERGETICA	CHESF	LTR	LT 230 kV C.GRANDE II / UT.CAM.GRANDE C P1 PB	PBCGD_230_LTPBUC G_P1_TSRT.soe	TELEPROTECAO SEC RECEPCAO TRANSFER TRIP: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:17,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV RECIFE II / PAU FERRO C F6 PE	PEPFE_230_LTPERC D_F6_85TP.soe	TRANSMISSÃO DE SINAL PERMISSIVO (POTT) - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:17,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV RECIFE II / PAU FERRO C F6 PE	PEPFE_230_LTPERC D_F6_BFTG.soe	TRIP GERAL DA UNIDADE: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:17,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV RECIFE II / PAU FERRO C F6 PE	PEPFE_230_LTPERC D_F6_STIT.soe	TRIP PROTECAO SOBRETENSAO INSTANTANEA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:17,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV RECIFE II / PAU FERRO C F7 PE	PEPFE_230_LTPERC D_F7_85TP.soe	TRANSMISSÃO DE SINAL PERMISSIVO (POTT) - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:19,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV ITABAIANA C1 SE	SEITB_230_DIC1_S_s oe	DJC1 230 ITABAIANA SEITB_230_LTSEJDM_C1 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:19,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV ITABAIANA C2 SE	SEITB_230_DIC2_S_s oe	DJC2 230 ITABAIANA SEITB_230_LTSEJDM_C2 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:19,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV ITABAIANA C3 SE	SEITB_230_DIC3_S_s oe	DJC3 230 ITABAIANA SEITB_230_LTSEITH_C3 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:19,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV ITABAIANA / JARDIM C C1 SE	SEITB_230_LTSEJDM _C1_86P.soe	ATUAÇÃO DE RELE DE BLOQUEIO - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:23,000	NE	CHESF	CHESF	TR3	TR 500 / 138 kV J. CAMARA III T1 RN	RNJT_500_TRT1_P_ 5051P.soe	DISPARO PROTEÇÃO SOBRECORRENTE DE FASE E NEUTRO - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:29,000	NE	CHESF	CHESF	TR2	TR 230 / 69 kV MUSSURE II T4 PB	PBMRD_230_TRT4_P_ 94P.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:29,000	NE	CHESF	CHESF	TR3	TR 500 / 138 kV J. CAMARA III T4 RN	RNJT_500_TRT4_P_ DPIN.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO INSTRÍNSECA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:33,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV BANABUIU C8 CE	CEBNB_230_DIC8_S_s oe	DJC8 230 BANABUIU CEAQD_230_LTCENB_C8 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:33,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV AQUIRAZ II / BANABUIU C C8 CE	CEBNB_230_LTCEAQ D_C8_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:33,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV AQUIRAZ II / BANABUIU C C8 CE	CEBNB_230_LTCEAQ D_C8_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:33,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV AQUIRAZ II / BANABUIU C C8 CE	CEBNB_230_LTCEAQ D_C8_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:33,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV AQUIRAZ II / BANABUIU C C8 CE	CEBNB_230_LTCEAQ D_C8_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:33,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV AQUIRAZ II / BANABUIU C C8 CE	CEBNB_230_LTCEAQ D_C8_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:34,000	NE	CHESF	CHESF	TR3	TR 230 / 69 kV MUSSURE II T1 PB	PBMRD_230_TRT1_P_ 94P.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:34,000	NE	CHESF	CHESF	TR2	TR 230 / 69 kV MUSSURE II T4 PB	PBMRD_230_TRT4_P_ 94P.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:37,000	NE	CHESF	CHESF	TR3	TR 500 / 138 kV J. CAMARA III T1 RN	RNJT_500_TRT1_P_ 5051P.soe	DISPARO PROTEÇÃO SOBRECORRENTE DE FASE E NEUTRO - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:47,000	NE	CHESF	CHESF	TR3	TR 230 / 69 kV MUSSURE II T1 PB	PBMRD_230_TRT1_P_ 94P.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:47,000	NE	CHESF	CHESF	TR2	TR 230 / 69 kV MUSSURE II T4 PB	PBMRD_230_TRT4_P_ 94P.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:57,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV MESSIAS / MACEIO C S6 AL	ALMCO_230_LTALM SI_S6_DTFA.soe	TRIP RELE DISTANCIA FASE A: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:57,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV MESSIAS / MACEIO C S6 AL	ALMCO_230_LTALM SI_S6_DTFB.soe	TRIP RELE DISTANCIA FASE B: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:57,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV MESSIAS / MACEIO C S6 AL	ALMCO_230_LTALM SI_S6_DTFC.soe	TRIP RELE DISTANCIA FASE C: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:57,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV MESSIAS / MACEIO C S6 AL	ALMCO_230_LTALM SI_S6_PDTG.soe	TRIP GERAL DA PROTECAO DE DISTANCIA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:57,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV MESSIAS / MACEIO C S6 AL	ALMCO_230_LTALM SI_S6_STIT.soe	TRIP PROTECAO SOBRETENSAO INSTANTANEA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:57,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV MESSIAS / MACEIO C S7 AL	ALMCO_230_LTALM SI_S7_DTFA.soe	TRIP RELE DISTANCIA FASE A: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:57,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV MESSIAS / MACEIO C S7 AL	ALMCO_230_LTALM SI_S7_DTFB.soe	TRIP RELE DISTANCIA FASE B: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:57,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV MESSIAS / MACEIO C S7 AL	ALMCO_230_LTALM SI_S7_DTFC.soe	TRIP RELE DISTANCIA FASE C: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:57,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV MESSIAS / MACEIO C S7 AL	ALMCO_230_LTALM SI_S7_PDTG.soe	TRIP GERAL DA PROTECAO DE DISTANCIA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

15/08/2023 08:31:57,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV MESSIAS / MACEIO C S7 AL	ALMCO_230_LTALM_SI_S7_STIT.soe	TRIP PROTECAO SOBRETENSAO INSTANTANEA: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:31:57,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV MESSIAS / MACEIO C S7 AL	ALMCO_230_LTALM_SI_S7_TRSO.soe	TELEPROTECAO RECEPCAO SOBREALANCE: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:31:57,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV MESSIAS / MACEIO C S7 AL	ALMCO_230_LTALM_SI_S7_TRSU.soe	TELEPROTECAO RECEPCAO SUBALANCE: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:31:57,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV MESSIAS / MACEIO C S7 AL	ALMCO_230_LTALM_SI_S7_TTSO.soe	TELEPROTECAO TRANSMISSAO SOBREALANCE: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:31:58,000	NE	CHESF	CHESF	TR2	TR 230 / 69 kV MUSSURE II T4 PB	PBMRD_230_TRT4_P_94P.soe	DISPARO DA PROTECAO (TRIP GERAL) - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:32:07,000	NE	CHESF	CHESF	TR2	TR 230 / 69 kV MUSSURE II T4 PB	PBMRD_230_TRT4_P_94P.soe	DISPARO DA PROTECAO (TRIP GERAL) - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:32:18,000	NE	CHESF	CHESF	TR2	TR 230 / 69 kV MUSSURE II T4 PB	PBMRD_230_TRT4_P_94P.soe	DISPARO DA PROTECAO (TRIP GERAL) - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:33:08,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV CATU M2 BA	BACTU_230_DJM2_S.soe	DJM2 230 CATU BACTU_230_LTBACMQ_M2 S: Fechado (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:33:15,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV CATU M2 BA	BACTU_230_DJM2_S.soe	DJM2 230 CATU BACTU_230_LTBACMQ_M2 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:34:02,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV AQUIRAZ II / BANABUIU C C7 CE	CEBNB_230_LTCEAQ_D_C7_STPA.soe	TRANSMISSAO SINAL PERMISSIVO PROT ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:34:11,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV PITUACU M9 BA	BAPTU_230_DIM9_S.soe	DJM9 230 PITUACU BACMD_230_LTBAPTU_M9 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:34:12,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV C.GRANDE II P1 PB	PBCGD_230_DJP1_AT_RB.soe	ATUACAO RELE DE BLOQUEIO: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:34:25,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV ITABAIANA / JARDIM C C1 SE	SEITB_230_LTSEJDM_C1_86RA.soe	ATUAC RELÉ BLOQ RECEP PERMANENTE TRANSF DE DISPARO ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:34:25,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV ITABAIANA / JARDIM C C1 SE	SEITB_230_LTSEJDM_C1_86RP.soe	ATUAC RELÉ BLOQ RECEP PERMANENTE TRANSF DE DISPARO PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:34:25,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV ITABAIANA / JARDIM C C2 SE	SEITB_230_LTSEJDM_C2_86P.soe	ATUACAO DE RELÉ DE BLOQUEIO - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:34:29,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV TEIX FREITAS II N6 BA	BATFD_230_DJN6_S.soe	DJN6 230 TEIX FREITAS II BAENP_230_LTBATFD_N6 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:34:39,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV ITAPEBI SE F6 BA	BAITL_230_DJF6_S.soe	DJF6 230 ITAPEBI SE BAFNL_230_LTBAITL_F6 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:34:39,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV TEIX FREITAS II N5 BA	BATFD_230_DJN5_S.soe	DJN5 230 TEIX FREITAS II BAENP_230_LTBATFD_N5 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:34:57,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV SOBRAL III T2 CE	CESBT_230_DJT2_S.soe	DJT2 230 SOBRAL III CESBT_500_TRT2 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:35:03,000	NE	CHESF	CHESF	TR2	TR 230 / 17P1 kV EXTREMOZ II T5 RN	RNETD_230_TRT5_P_PTOF.soe	ATUAC PROT TRANSFORMADOR-OUTRAS FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:35:05,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 138 kV TEIX FREITAS II F2 BA	BATFD_138_DJF2_S.soe	DJF2 138 TEIX FREITAS II BATFD_138_LTBACTF_F2 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:35:10,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 138 kV TEIX FREITAS II T1 BA	BATFD_138_DJT1_S.soe	DJT1 138 TEIX FREITAS II BATFD_230_TRT1 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:35:10,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_DPZL.soe	RELE DIST TEMPO T1/Z1 EXPIRADO (PP): Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:35:11,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV QUIXADA / FORTALEZA II C V5 CE	CEFZD_500_LTCEQX_A_V5_DSZL.soe	RELE DIST TEMPO T1/Z1 EXPIRADO (PS): Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:35:15,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 138 kV TEIX FREITAS II T2 BA	BATFD_138_DJT2_S.soe	DJT2 138 TEIX FREITAS II BATFD_230_TRT2 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:35:23,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV TEIX FREITAS II T1 BA	BATFD_230_DJT1_S.soe	DJT1 230 TEIX FREITAS II BATFD_230_TRT1 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:35:26,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV TEIX FREITAS II T2 BA	BATFD_230_DJT2_S.soe	DJT2 230 TEIX FREITAS II BATFD_230_TRT2 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:35:27,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 500 kV SOBRAL III T2 CE	CESBT_500_DJT2_S.soe	DJT2 500 SOBRAL III CESBT_500_TRT2 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:35:50,000	NE	CHESF	CHESF	TR2	TR 230 / 69 kV MUSSURE II T4 PB	PBMRD_230_TRT4_P_94P.soe	DISPARO DA PROTECAO (TRIP GERAL) - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:35:58,000	NE	CHESF	CHESF	TR2	TR 230 / 69 kV MUSSURE II T4 PB	PBMRD_230_TRT4_P_94P.soe	DISPARO DA PROTECAO (TRIP GERAL) - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:35:59,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV BANABUIU C4 CE	CEBNB_230_DJC4_AT_RB.soe	ATUACAO RELE DE BLOQUEIO: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:36:01,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV ANGELIM II / PAU FERRO C L3 PE	PEPFE_500_LTPEAGD_L3_59TA.soe	DISPARO POR SOBRETENSAO TEMPORIZADA - ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:36:08,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 500 kV ANGELIM II / PAU FERRO C L3 PE	PEPFE_500_LTPEAGD_L3_94A.soe	DISPARO DA PROTECAO (TRIP GERAL) - ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:36:11,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 69 kV MATATU T3 BA	BAMTT_69P0_DJT3_S.soe	DJT3 69 MATATU BAMTT_230_TRT3 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:36:20,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV G.MANGABEIRA S4 BA	BAGVM_230_DJS4_S.soe	DJS4 230 G.MANGABEIRA BAUCV_230_LTBAGVM_S4 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:36:42,000	NE	CHESF	CHESF	TR2	TR 230 / 17P1 kV EXTREMOZ II T5 RN	RNETD_230_TRT5_P_PTOF.soe	ATUAC PROT TRANSFORMADOR-OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:37:08,000	NE	CHESF	CHESF	TR3	TR 230 / 69 kV MUSSURE II T1 PB	PBMRD_230_TRT1_P_94P.soe	DISPARO DA PROTECAO (TRIP GERAL) - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:37:17,000	NE	CHESF	CHESF	TR3	TR 230 / 69 kV MUSSURE II T1 PB	PBMRD_230_TRT1_P_94P.soe	DISPARO DA PROTECAO (TRIP GERAL) - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:37:27,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 69 kV COTEGIPE T3 BA	BACTG_69P0_DJT3_S.soe	DJT3 69 COTEGIPE BACTG_230_TRT3 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:37:55,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV U.SOBRADINHO / JUAZEIRO II C S2 BA	BAUSB_230_LTBBAJ_D_S2_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:37:55,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV U.SOBRADINHO / JUAZEIRO II C S2 BA	BAUSB_230_LTBBAJ_D_S2_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:37:55,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV U.SOBRADINHO / JUAZEIRO II C S2 BA	BAUSB_230_LTBBAJ_D_S2_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:37:55,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV U.SOBRADINHO / JUAZEIRO II C S2 BA	BAUSB_230_LTBBAJ_D_S2_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:37:55,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV U.SOBRADINHO / JUAZEIRO II C S2 BA	BAUSB_230_LTBBAJ_D_S2_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprevisa)

15/08/2023 08:37:55,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV U.SOBRADINHO / JUAZEIRO II C S2 BA	BAUSB_230_LTBAJZ_D_S2_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:37:57,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV PICOS MI PI	PIPIC_230_DJM1_S_soe	DJM1 230 PICOS PISIJ_230_LTPPIC_MI S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:37:57,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV S.JOAO PIAUI / PICOS C MI PI	PIPIC_230_LTPISIJ_M_I_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:37:57,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV S.JOAO PIAUI / PICOS C MI PI	PIPIC_230_LTPISIJ_M_I_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:37:57,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV S.JOAO PIAUI / PICOS C MI PI	PIPIC_230_LTPISIJ_M_I_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:37:57,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV S.JOAO PIAUI / PICOS C MI PI	PIPIC_230_LTPISIJ_M_I_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:37:57,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV S.JOAO PIAUI / PICOS C MI PI	PIPIC_230_LTPISIJ_M_I_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:37:57,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV S.JOAO PIAUI / PICOS C MI PI	PIPIC_230_LTPISIJ_M_I_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:38:00,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV S.JOAO PIAUI / ELISEU MARTINS C M2 PI	PIELM_230_LTPISIJ_M2_BFFS.soe	BLOQUEIO FALHA FUSIVEL PS: Fechado (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:38:01,000	NE	CHESF	CHESF	TR2	TR 230 / 17P1 kV EXTREMOZ II T5 RN	RNETD_230_TRT5_P_PTOF.soe	ATUAC PROT TRANSFORMADOR-OUTRAS FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:38:09,000	NE	CHESF	CHESF	TR3	TR 500 / 138 kV J. CAMARA III T1 RN	RNUCT_230_TRT1_P_5051P.soe	DISPARO PROTEÇÃO SOBRECORRENTE DE FASE E NEUTRO - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:38:18,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV FORTALEZA F1 CE	CEFTZ_230_DJF1_S_soe	DJF1 230 FORTALEZA CEAQD_230_LTCEFTZ_F1 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:38:31,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV FORTALEZA F2 CE	CEFTZ_230_DJF2_S_soe	DJF2 230 FORTALEZA CEAQD_230_LTCEFTZ_F2 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:38:45,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV NSA.SRA.SOCORRO / PENEDO C S8 SE/AL	SENSS_230_LTALPEN_S8_STPA.soe	TRANSMISSAO SINAL PERMISSIVO PROT ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:39:35,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV ACARAU II P3 CE	CEAUD_230_DJP3_S_soe	DJP3 230 ACARAU II CEAUD_230_LTCESBT_P3 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:40:04,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV ELISEU MARTINS M2 PI	PIELM_230_DJM2_S_soe	DJM2 230 ELISEU MARTINS PISIJ_230_LTPIELM_M2 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:40:06,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 69 kV PITUACU J8 BA	BAPTU_69P0_DJ8_S_soe	DJ8 69 PITUACU BAPTU_69P0_CABAPTM_J8 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:40:08,000	NE	CHESF	CHESF	LTR	LT 230 kV S.JOAO PIAUI / ELISEU MARTINS C M2 PI	PIELM_230_LTPISIJ_M2_BFFS.soe	BLOQUEIO FALHA FUSIVEL PS: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:40:39,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV U.SOBRADINHO T6 BA	BAUSB_230_DJT6_S_soe	DJT6 230 U.SOBRADINHO BAUSB_500_TRT6 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:41:02,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV U.SOBRADINHO T4B BA	BAUSB_230_DJT4B_S_soe	DJT4B 230 U.SOBRADINHO BAUSB_500_TRT4 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:41:06,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV U.SOBRADINHO T4A BA	BAUSB_230_DJT4A_S_soe	DJT4A 230 U.SOBRADINHO BAUSB_500_TRT4 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:41:11,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV U.SOBRADINHO P1 BA	BAUSB_230_DJP1_S_soe	DJP1 230 U.SOBRADINHO BAPBR_230_LTBBAUSB_P1 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:41:15,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 69 kV PITUACU T1 BA	BAPTU_69P0_DJT1_S_soe	DJT1 69 PITUACU BAPTU_230_TRT1 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:41:17,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 69 kV PIRIPIRI T3 PI	PIPRI_69P0_DJT3_S_soe	DJT3 69 PIRIPIRI PIPRI_230_TRT3 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:41:19,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 69 kV PITUACU T2 BA	BAPTU_69P0_DJT2_S_soe	DJT2 69 PITUACU BAPTU_230_TRT2 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:41:19,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV U.SOBRADINHO T5 BA	BAUSB_230_DJT5_S_soe	DJT5 230 U.SOBRADINHO BAUSB_500_TRT5 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:41:24,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 69 kV PITUACU T3 BA	BAPTU_69P0_DJT3_S_soe	DJT3 69 PITUACU BAPTU_230_TRT3 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:41:32,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV U.SOBRADINHO S2 BA	BAUSB_230_DJS2_S_soe	DJS2 230 U.SOBRADINHO BAUSB_230_LTBBAJZD_S2 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:41:46,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 69 kV PITUACU T4 BA	BAPTU_69P0_DJT4_S_soe	DJT4 69 PITUACU BAPTU_230_TRT4 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:41:58,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV PITUACU T4 BA	BAPTU_230_DJT4_S_soe	DJT4 230 PITUACU BAPTU_230_TRT4 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:42:00,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 500 kV U.SOBRADINHO C5 BA	BAUSB_500_DIC5_S_soe	DIC4 500 U.SOBRADINHO PEULG_500_LTBBAUSB_C4 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:42:02,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV PITUACU T3 BA	BAPTU_230_DJT3_S_soe	DJT3 230 PITUACU BAPTU_230_TRT3 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:42:07,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 500 kV U.SOBRADINHO C3 BA	BAUSB_500_DIC3_S_soe	ATUAC PROT TRANSFORMADOR-OUTRAS FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:42:08,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV PITUACU T2 BA	BAPTU_230_DJT2_S_soe	DJT2 230 PITUACU BAPTU_230_TRT2 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:42:16,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV PIRIPIRI T1 PI	PIPRI_230_DJT1_S_soe	DJT1 230 PIRIPIRI PIPRI_230_TRT1 S: Fechado (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:42:19,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 500 kV U.SOBRADINHO T4 BA	BAUSB_500_DJT4_S_soe	DJT4 500 U.SOBRADINHO BAUSB_500_TRT4 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:42:19,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV PIRIPIRI T1 PI	PIPRI_230_DJT1_S_soe	DJT1 230 PIRIPIRI PIPRI_230_TRT1 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:42:21,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV PITUACU T1 BA	BAPTU_230_DJT1_S_soe	DJT1 230 PITUACU BAPTU_230_TRT1 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:42:25,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV PITUACU L6 BA	BAPTU_230_DJL6_S_soe	DJL6 230 PITUACU BAPTU_230_LTBANBA_L6 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:42:26,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV JACARACANGA P1 BA	BAJCR_230_DJP1_S_soe	DJP1 230 JACARACANGA BAGBL_230_LTBBAJCR_P1 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:42:30,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV FORTALEZA II Z7 CE	CEFZD_230_DJZ7_S_soe	DJZ7 230 FORTALEZA II CEFZD_230_LTCCEMND_Z7 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:42:31,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV PITUACU L5 BA	BAPTU_230_DJL5_S_soe	DJL5 230 PITUACU BAPTU_230_LTBANBA_L5 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:42:35,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 500 kV U.SOBRADINHO D6 BA	BAUSB_500_DJD6_S_soe	DJD6 500 U.SOBRADINHO S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)
15/08/2023 08:42:40,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 500 kV U.SOBRADINHO T6 BA	BAUSB_500_DJT6_S_soe	DJT6 500 U.SOBRADINHO BAUSB_500_TRT6 S: Aberto (data/hora do evento imprevisa)

15/08/2023 08:42:41,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV PITUACU L4 BA	BAPTU_230_DJL4_S.s oe	DJL4	230 PITUACU	BAPTU_230_RLBADPT9_L4 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:42:42,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV PITUACU M8 BA	BAPTU_230_DJM8_S. soe	DJM8	230 PITUACU	BACMQ_230_LTBAPTU_M8 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:42:46,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV PIRIPIRI T4 PI	PIPRI_230_DJT4_S.soe	DJT4	230 PIRIPIRI	PIPRI_230_TRT4 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:42:49,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 500 kV U.SOBRADINHO D4 BA	BAUSB_500_DJD4_S.s oe	DJD3	500 U.SOBRADINHO	S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:42:56,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 500 kV U.SOBRADINHO T5 BA	BAUSB_500_DJT5_S.s oe	DJT5	500 U.SOBRADINHO	BAUSB_500_TRT5 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:42:57,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 500 kV FORTALEZA II T4 CE	CEFZD_500_DJT4_S.s oe	DJT4	500 FORTALEZA II	CEFZD_500_TRT4 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:43:04,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV FORTALEZA II T4 CE	CEFZD_230_DJT4_S.s oe	DJT4	230 FORTALEZA II	CEFZD_500_TRT4 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:43:43,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 138 kV PIRIPIRI T7 PI	PIPRI_138_DJT7_S.soe	DJT7	138 PIRIPIRI	PIPRI_230_TRT7 S: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:43:49,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 138 kV PIRIPIRI T7 PI	PIPRI_138_DJT7_S.soe	DJT7	138 PIRIPIRI	PIPRI_230_TRT7 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:44:02,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 138 kV PIRIPIRI T4 PI	PIPRI_138_DJT4_S.soe	DJT4	138 PIRIPIRI	PIPRI_230_TRT4 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:44:27,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV PIRIPIRI S1 PI	PIPRI_230_DJS1_S.soe	DJS1	230 PIRIPIRI	PITSA_230_LTPPIRI_S1 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:44:33,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV S.JOAO PIAUI M2 PI	PISJI_230_DJM2_S.soe	DJM2	230 S.JOAO PIAUI	PISJI_230_LTPIELM_M2 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:44:35,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV S.JOAO PIAUI M2 PI	PISJI_230_DJM2_S.soe	DJM2	230 S.JOAO PIAUI	PISJI_230_LTPIELM_M2 S: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:44:39,000	NE	CHESF	CHESF	DIS	DJ 230 kV S.JOAO PIAUI M2 PI	PISJI_230_DJM2_S.soe	DJM2	230 S.JOAO PIAUI	PISJI_230_LTPIELM_M2 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-28: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente COPEL-GT.

Instante	COSR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:30:49,000	S	COPEL -GT	COPEL L-GT	LTR	LT 525 kV CASCAVEL OEST / F.IGUACU 60HZ C 1 PR	PRSTF6_525_LT VO_1_S005.soe	OUTRAS FUNCOES - PROTECAO LINHA DE TRANSM: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:49,000	S	COPEL -GT	COPEL L-GT	LTR	LT 525 kV CASCAVEL OEST / F.IGUACU 60HZ C 1 PR	PRSTF6_525_LT VO_1_S005.soe	OUTRAS FUNCOES - PROTECAO LINHA DE TRANSM: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-29: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente COTESA.

Instante	COSR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:30:39,000	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBCSDS_500_LTP BSLD_F1_68A.soe	ATUAÇÃO LÓGICA BLOQUEIO POR OSCILAÇÃO DE POT - ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:39,000	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBCSDS_500_LTP BSLD_F1_68A.soe	ATUAÇÃO LÓGICA BLOQUEIO POR OSCILAÇÃO DE POT - ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:39,000	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBSLD_500_LTPB CSDS_F1_68A.soe	ATUAÇÃO LÓGICA BLOQUEIO POR OSCILAÇÃO DE POT - ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:39,000	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBSLD_500_LTPB CSDS_F1_68A.soe	ATUAÇÃO LÓGICA BLOQUEIO POR OSCILAÇÃO DE POT - ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:42,000	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBCSDS_500_LTP BSLD_F1_68P.soe	ATUAÇÃO LÓGICA BLOQUEIO POR OSCILAÇÃO DE POT - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:42,000	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBCSDS_500_LTP BSLD_F1_68P.soe	ATUAÇÃO LÓGICA BLOQUEIO POR OSCILAÇÃO DE POT - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:42,000	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBCSDS_500_LTP BSLD_F1_94P.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:42,000	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBCSDS_500_LTP BSLD_F1_94P.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:42,000	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBCSDS_500_LTP BSLD_F1_94P.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:42,000	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBCSDS_500_LTP BSLD_F1_94P.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Instante	COSR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Equip	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:30:42,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBSLD_500_LTPB CSDS_F1_68P.soe	ATUAÇÃO LÓGICA BLOQUEIO POR OSCILAÇÃO DE POT - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:42,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBSLD_500_LTPB CSDS_F1_68P.soe	ATUAÇÃO LÓGICA BLOQUEIO POR OSCILAÇÃO DE POT - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:42,00 0	NE	TERRA SANTA I	COT ESA	DIS	DJ 69 kV JOAO CAMARA 2 P6 RN	RNJCD_69P0_DJP6 _DRB2.soe	DISPARO RELE BLOQUEIO 2: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:44,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBCSDS_500_LTP BSLD_F1_94P.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:44,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBCSDS_500_LTP BSLD_F1_94P.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:44,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBCSDS_500_LTP BSLD_F1_94P.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:44,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBCSDS_500_LTP BSLD_F1_94P.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:44,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBCSDS_500_LTP BSLD_F1_94P.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:59,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	DIS	DJ 500 kV SERRA DO SERIDO C12 PB	PBCSDS_500_DJC1 2_86.soe	DISPARO DO RELÉ DE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:59,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	DIS	DJ 500 kV SERRA DO SERIDO C12 PB	PBCSDS_500_DJC1 2_S.soe	DJC12 500 SERRA DO SERIDO S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:59,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	DIS	DJ 500 kV SERRA DO SERIDO C21 PB	PBCSDS_500_DJC2 1_86.soe	DISPARO DO RELÉ DE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:59,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	DIS	DJ 500 kV SANTA LUZIA II D4 PB	PBSLD_500_DJD4_ 86.soe	DISPARO DO RELÉ DE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:59,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	DIS	DJ 500 kV SANTA LUZIA II D4 PB	PBSLD_500_DJD4_ S.soe	DJD4 500 SANTA LUZIA II S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:59,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	DIS	DJ 500 kV SANTA LUZIA II F1 PB	PBSLD_500_DJF1_ 86.soe	DISPARO DO RELÉ DE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:59,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	DIS	DJ 500 kV SANTA LUZIA II F1 PB	PBSLD_500_DJF1_ S.soe	DJF1 500 SANTA LUZIA II PBCSDS_500_LTPBSLD_F1 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:59,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBSLD_500_LTPB CSDS_F1_59IP.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO INSTANTÂNEA - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:59,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBSLD_500_LTPB CSDS_F1_59IP.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO INSTANTÂNEA - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:59,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBSLD_500_LTPB CSDS_F1_85TP.soe	TRANSMISSÃO DE SINAL PERMISSIVO (POTT) - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:00,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBCSDS_500_LTP BSLD_F1_59IP.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO INSTANTÂNEA - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:00,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBCSDS_500_LTP BSLD_F1_59IP.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO INSTANTÂNEA - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:00,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBCSDS_500_LTP BSLD_F1_85TP.soe	TRANSMISSÃO DE SINAL PERMISSIVO (POTT) - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:00,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBCSDS_500_LTP BSLD_F1_85TP.soe	TRANSMISSÃO DE SINAL PERMISSIVO (POTT) - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:00,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBCSDS_500_LTP BSLD_F1_85TP.soe	TRANSMISSÃO DE SINAL PERMISSIVO (POTT) - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:00,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBCSDS_500_LTP BSLD_F1_85TP.soe	TRANSMISSÃO DE SINAL PERMISSIVO (POTT) - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:00,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBCSDS_500_LTP BSLD_F1_86RP.soe	ATUAC RELÉ BLOQ RECEP PERMANENTE TRANSF DE DISPARO PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:00,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBCSDS_500_LTP BSLD_F1_86RP.soe	ATUAC RELÉ BLOQ RECEP PERMANENTE TRANSF DE DISPARO PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:00,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBCSDS_500_LTP BSLD_F1_86RP.soe	ATUAC RELÉ BLOQ RECEP PERMANENTE TRANSF DE DISPARO PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:00,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBCSDS_500_LTP BSLD_F1_94P.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)

Instante	COSR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:31:00,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBSLD_500_LTPB CSDS_F1_59TP.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO INSTANTÂNEA - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:00,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBSLD_500_LTPB CSDS_F1_85TP.soe	TRANSMISSÃO DE SINAL PERMISSIVO (POTT) - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:00,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBSLD_500_LTPB CSDS_F1_85TP.soe	TRANSMISSÃO DE SINAL PERMISSIVO (POTT) - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:00,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBSLD_500_LTPB CSDS_F1_86RP.soe	ATUAC RELÉ BLOQ RECEP PERMANENTE TRANSF DE DISPARO PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:00,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBSLD_500_LTPB CSDS_F1_86RP.soe	ATUAC RELÉ BLOQ RECEP PERMANENTE TRANSF DE DISPARO PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:00,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBSLD_500_LTPB CSDS_F1_86RP.soe	ATUAC RELÉ BLOQ RECEP PERMANENTE TRANSF DE DISPARO PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:00,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBSLD_500_LTPB CSDS_F1_86RP.soe	ATUAC RELÉ BLOQ RECEP PERMANENTE TRANSF DE DISPARO PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:00,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBSLD_500_LTPB CSDS_F1_94P.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:00,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBSLD_500_LTPB CSDS_F1_94P.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:11,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBCSDS_500_LTP BSLD_F1_86RP.soe	ATUAC RELÉ BLOQ RECEP PERMANENTE TRANSF DE DISPARO PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:11,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBSLD_500_LTPB CSDS_F1_59TP.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO INSTANTÂNEA - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:11,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBSLD_500_LTPB CSDS_F1_85TP.soe	TRANSMISSÃO DE SINAL PERMISSIVO (POTT) - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:34:45,00 0	NE	SERIDÓ II	COT ESA	LTR	LT 500 kV SERRA DO SERIDO / SANTA LUZIA II C F1 PB	PBCSDS_500_LTP BSLD_F1_94P.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-30: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente CPFL ENERGIAS.

Instante	COSR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:33:45,000	NE	CPFL ENERGIAS	CPFL ENERGIA S	DIS	DJ 230 kV ICARAIZINHO SE M2 CE	CEUCZS_230_DJM2_S.soe	DJM2 230 ICARAIZINHO SE CEUCZS_230_LTCEMPD_M2 S: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:41:26,000	NE	CPFL ENERGIAS	CPFL ENERGIA S	DIS	DJ 230 kV ICARAIZINHO SE M2 CE	CEUCZS_230_DJM2_S.soe	DJM2 230 ICARAIZINHO SE CEUCZS_230_LTCEMPD_M2 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:41:54,000	NE	CPFL CHEIROSA I	CPFL ENERGIA S	DIS	DJ 230 kV ICARAIZINHO SE M3 CE	CEUCZS_230_DJM3_S.soe	DJM3 230 ICARAIZINHO SE CEUCZS_230_LTCECHE_M3 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-31: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente CVER.

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:30:41,000	NE	CVE R	CVE R	LTR	LT 500 kV RIO DO VENTO / RIO VENTO EXPAN C L2 RN	RNRVE_500_LTRNRDV_L2_59TA.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO TEMPORIZADA - ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:41,000	NE	CVE R	CVE R	LTR	LT 500 kV RIO DO VENTO / RIO VENTO EXPAN C L2 RN	RNRVE_500_LTRNRDV_L2_59TA.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO TEMPORIZADA - ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:41,000	NE	CVE R	CVE R	LTR	LT 500 kV RIO DO VENTO / RIO VENTO EXPAN C L2 RN	RNRVE_500_LTRNRDV_L2_59TA.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO TEMPORIZADA - ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:41,000	NE	CVE R	CVE R	LTR	LT 500 kV RIO DO VENTO / RIO VENTO EXPAN C L2 RN	RNRVE_500_LTRNRDV_L2_59TA.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO TEMPORIZADA - ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:41,000	NE	CVE R	CVE R	LTR	LT 500 kV RIO DO VENTO / RIO VENTO EXPAN C L2 RN	RNRVE_500_LTRNRDV_L2_59TP.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO TEMPORIZADA - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:41,000	NE	CVE R	CVE R	LTR	LT 500 kV RIO DO VENTO / RIO VENTO EXPAN C L2 RN	RNRVE_500_LTRNRDV_L2_59TP.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO TEMPORIZADA - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:41,000	NE	CVE R	CVE R	LTR	LT 500 kV RIO DO VENTO / RIO VENTO EXPAN C L2 RN	RNRVE_500_LTRNRDV_L2_59TP.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO TEMPORIZADA - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)

Instante	CO SR	Agente Pro p.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:30:41,000	NE	CVE R	CVE R	LTR	LT 500 kV RIO DO VENTO / RIO VENTO EXPAN C L2 RN	RNRVE_500_LTRNRDV_L2_59TP.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO TEMPORIZADA - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:57,000	NE	CVE R	CVE R	LTR	LT 500 kV RIO DO VENTO / RIO VENTO EXPAN C L2 RN	RNRVE_500_LTRNRDV_L2_59TA.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO TEMPORIZADA - ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:57,000	NE	CVE R	CVE R	LTR	LT 500 kV RIO DO VENTO / RIO VENTO EXPAN C L2 RN	RNRVE_500_LTRNRDV_L2_59TP.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO TEMPORIZADA - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:02,000	NE	CVE R	CVE R	LTR	LT 500 kV RIO DO VENTO / RIO VENTO EXPAN C L2 RN	RNRVE_500_LTRNRDV_L2_59TA.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO TEMPORIZADA - ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:02,000	NE	CVE R	CVE R	LTR	LT 500 kV RIO DO VENTO / RIO VENTO EXPAN C L2 RN	RNRVE_500_LTRNRDV_L2_59TP.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO TEMPORIZADA - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-32: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente CYMI.

Instante	CO SR	Agente Pro p.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:30:43,000	NE	ARG O VII	CY MI	DIS	DJ 500 kV BURITIRAMA L6 BA	BABTR_500_DJL6_S.oe	DJL6 500 BURITIRAMA BABTR_500_LTPIGID_L6 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	NE	ARG O VII	CY MI	LTR	LT 500 kV BURITIRAMA / GENTIO OURO II C L7 BA	BABTR_500_LTBAGOR_L7_PPTG.soe	TRIP GERAL PROTECAO PRIMARIA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	NE	ARG O VII	CY MI	LTR	LT 500 kV BURITIRAMA / GENTIO OURO II C L7 BA	BABTR_500_LTBAGOR_L7_PPTG.soe	TRIP GERAL PROTECAO PRIMARIA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	NE	ARG O VII	CY MI	LTR	LT 500 kV BURITIRAMA / GENTIO OURO II C L7 BA	BABTR_500_LTBAGOR_L7_PSTG.soe	TRIP GERAL PROTECAO SECUNDARIA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	NE	ARG O VII	CY MI	LTR	LT 500 kV BURITIRAMA / GENTIO OURO II C L7 BA	BABTR_500_LTBAGOR_L7_PSTG.soe	TRIP GERAL PROTECAO SECUNDARIA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	NE	ARG O VII	CY MI	LTR	LT 500 kV BURITIRAMA / GILBUES II C L6 BA/PI	BABTR_500_LTPIGID_L6_BOPS.soe	BLOQUEIO OSCILACAO POT PROT SECUNDARIA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	NE	ARG O VII	CY MI	LTR	LT 500 kV BURITIRAMA / GILBUES II C L6 BA/PI	BABTR_500_LTPIGID_L6_BOPS.soe	BLOQUEIO OSCILACAO POT PROT SECUNDARIA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	NE	ARG O VII	CY MI	LTR	LT 500 kV BURITIRAMA / GILBUES II C L6 BA/PI	BABTR_500_LTPIGID_L6_BPPP.soe	BLOQUEIO OSCILACAO POT PROT PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	NE	ARG O VII	CY MI	LTR	LT 500 kV BURITIRAMA / GILBUES II C L6 BA/PI	BABTR_500_LTPIGID_L6_BPPP.soe	BLOQUEIO OSCILACAO POT PROT PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	NE	ARG O VII	CY MI	LTR	LT 500 kV BURITIRAMA / GILBUES II C L6 BA/PI	BABTR_500_LTPIGID_L6_PPTG.soe	TRIP GERAL PROTECAO PRIMARIA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	NE	ARG O VII	CY MI	LTR	LT 500 kV BURITIRAMA / GILBUES II C L6 BA/PI	BABTR_500_LTPIGID_L6_PPTG.soe	TRIP GERAL PROTECAO PRIMARIA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	NE	ARG O VII	CY MI	LTR	LT 500 kV BURITIRAMA / GILBUES II C L6 BA/PI	BABTR_500_LTPIGID_L6_PSTG.soe	TRIP GERAL PROTECAO SECUNDARIA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	NE	ARG O VII	CY MI	LTR	LT 500 kV BURITIRAMA / GILBUES II C L6 BA/PI	BABTR_500_LTPIGID_L6_PSTG.soe	TRIP GERAL PROTECAO SECUNDARIA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	NE	ARG O VII	CY MI	LTR	LT 500 kV BURITIRAMA / GILBUES II C L6 BA/PI	BABTR_500_LTPIGID_L6_PSTG.soe	TRIP GERAL PROTECAO SECUNDARIA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	NE	ARG O VII	CY MI	LTR	LT 500 kV BURITIRAMA / GILBUES II C L6 BA/PI	BABTR_500_LTPIGID_L6_PSTG.soe	TRIP GERAL PROTECAO SECUNDARIA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	NE	ARG O VII	CY MI	LTR	LT 500 kV BURITIRAMA / GILBUES II C L6 BA/PI	BABTR_500_LTPIGID_L6_STPA.soe	TRANSMISSAO SINAL PERMISSIVO PROT ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	NE	ARG O VII	CY MI	LTR	LT 500 kV BURITIRAMA / GILBUES II C L6 BA/PI	BABTR_500_LTPIGID_L6_STPA.soe	TRANSMISSAO SINAL PERMISSIVO PROT ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	NE	ARG O VII	CY MI	LTR	LT 500 kV BURITIRAMA / GILBUES II C L6 BA/PI	BABTR_500_LTPIGID_L6_STPA.soe	TRANSMISSAO SINAL PERMISSIVO PROT ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	NE	ARG O VII	CY MI	LTR	LT 500 kV BURITIRAMA / GILBUES II C L6 BA/PI	BABTR_500_LTPIGID_L6_TPSP.soe	TRIP PERDA SINCRONISMO PROT PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	NE	ARG O VII	CY MI	LTR	LT 500 kV BURITIRAMA / GILBUES II C L6 BA/PI	BABTR_500_LTPIGID_L6_TPSP.soe	TRIP PERDA SINCRONISMO PROT PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	NE	ARG O VII	CY MI	LTR	LT 500 kV BURITIRAMA / GILBUES II C L6 BA/PI	BABTR_500_LTPIGID_L6_TPSS.soe	TRIP PERDA SINCRONISMO PROT SECUNDARIA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	NE	ARG O VII	CY MI	LTR	LT 500 kV BURITIRAMA / GILBUES II C L6 BA/PI	BABTR_500_LTPIGID_L6_TPSS.soe	TRIP PERDA SINCRONISMO PROT SECUNDARIA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	NE	ARG O VII	CY MI	DIS	DJ 500 kV GENTIO OURO II D2 BA	BAGOR_500_DJD2_S.oe	DJD2 500 GENTIO OURO II S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	NE	ARG O VII	CY MI	DIS	DJ 500 kV GILBUES II 717 PI	PIGID_500_DJ717_S.oe	DJD717 500 GILBUES II S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

15/08/2023 08:30:50,000	NE	ARG	CY	LTR	LT 500 kv BURITIRAMA / GENTIO OURO II C L7 BA	BAGOR_500_LTBABTR_L7_PSFN.soe	TRIP PROT PRINC SOBRETENSAO TEMPORIZADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:50,000	NE	ARG	CY	LTR	LT 500 kv BURITIRAMA / GENTIO OURO II C L7 BA	BAGOR_500_LTBABTR_L7_PSTG.soe	TRIP GERAL PROTECAO SECUNDARIA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:50,000	NE	ARG	CY	LTR	LT 500 kv BURITIRAMA / GENTIO OURO II C L7 BA	BAGOR_500_LTBABTR_L7_PSTG.soe	TRIP GERAL PROTECAO SECUNDARIA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:50,000	NE	ARG	CY	LTR	LT 500 kv BURITIRAMA / GENTIO OURO II C L7 BA	BAGOR_500_LTBABTR_L7_PTFM.soe	RECEPCAO TRANSFER MANTIDO-PP: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:50,000	NE	ARG	CY	LTR	LT 500 kv BURITIRAMA / GENTIO OURO II C L7 BA	BAGOR_500_LTBABTR_L7_PTFM.soe	RECEPCAO TRANSFER MANTIDO-PP: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:50,000	NE	ARG	CY	LTR	LT 500 kv BURITIRAMA / GENTIO OURO II C L7 BA	BAGOR_500_LTBABTR_L7_SSFN.soe	TRIP PROT SEC SOBRETENSAO TEMPORIZADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:50,000	NE	ARG	CY	LTR	LT 500 kv BURITIRAMA / GENTIO OURO II C L7 BA	BAGOR_500_LTBABTR_L7_SSFN.soe	TRIP PROT SEC SOBRETENSAO TEMPORIZADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:50,000	NE	ARG	CY	LTR	LT 500 kv BURITIRAMA / GENTIO OURO II C L7 BA	BAGOR_500_LTBABTR_L7_STDM.soe	RECEPCAO TRANSFER MANTIDO-PS: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:50,000	NE	ARG	CY	LTR	LT 500 kv BURITIRAMA / GENTIO OURO II C L7 BA	BAGOR_500_LTBABTR_L7_STDM.soe	RECEPCAO TRANSFER MANTIDO-PS: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:50,000	NE	ARG	CY	LTR	LT 500 kv GENTIO OURO II / OUROLANDIA II C C1 BA	BAGOR_500_LTBABTR_L7_STDM.soe	TRIP GERAL PROTECAO PRIMARIA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:50,000	NE	ARG	CY	LTR	LT 500 kv GENTIO OURO II / OUROLANDIA II C C1 BA	BAGOR_500_LTBABTR_L7_STDM.soe	TRIP GERAL PROTECAO PRIMARIA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:50,000	NE	ARG	CY	LTR	LT 500 kv GENTIO OURO II / OUROLANDIA II C C1 BA	BAGOR_500_LTBABTR_L7_STDM.soe	TRIP PROT PRINC SOBRETENSAO TEMPORIZADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:50,000	NE	ARG	CY	LTR	LT 500 kv GENTIO OURO II / OUROLANDIA II C C1 BA	BAGOR_500_LTBABTR_L7_STDM.soe	TRIP PROT PRINC SOBRETENSAO TEMPORIZADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:51,000	NE	ARG	CY	DIS	DJ 500 kv GENTIO OURO II C1 BA	BAGOR_500_DJC1_S_s_oe	DJC1 500 GENTIO OURO II BAGOR_500_LTBABTR_L7_STDM.soe
15/08/2023 08:30:51,000	NE	ARG	CY	DIS	DJ 500 kv GENTIO OURO II D1 BA	BAGOR_500_DJD1_S_s_oe	DJD1 500 GENTIO OURO II S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:51,000	NE	ARG	CY	DIS	DJ 500 kv OUROLANDIA II C1 BA	BAOUR_500_DJC1_S_s_oe	DJC1 500 OUROLANDIA II BAGOR_500_LTBABTR_L7_STDM.soe
15/08/2023 08:30:51,000	NE	ARG	CY	DIS	DJ 500 kv OUROLANDIA II D2 BA	BAOUR_500_DJD2_S_s_oe	DJD2 500 OUROLANDIA II S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:56,000	NE	ARG	CY	DIS	DJ 500 kv MORRO CHAPEU II N4 BA	BAMCP_500_DJN4_D_PFD.soe	DISPARO PROTECAO FALHA DISJUNTOR: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:56,000	NE	ARG	CY	DIS	DJ 500 kv MORRO CHAPEU II N4 BA	BAMCP_500_DJN4_S_s_oe	DJN4 500 MORRO CHAPEU II BAMCP_500_LTBABTR_L7_STDM.soe
15/08/2023 08:30:56,000	NE	ARG	CY	LTR	LT 500 kv MORRO CHAPEU II / OUROLANDIA II C N4 BA	BAMCP_500_LTBABTR_L7_STDM.soe	RECEPCAO TRANSFER MANTIDO-PP: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:56,000	NE	ARG	CY	LTR	LT 500 kv MORRO CHAPEU II / OUROLANDIA II C N4 BA	BAMCP_500_LTBABTR_L7_STDM.soe	TRIP PROT PRINCIPAL SOBRETENSAO INSTANTA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:57,000	NE	ARG	CY	DIS	DJ 500 kv MORRO CHAPEU II N4 BA	BAMCP_500_DJN4_D_PFD.soe	DISPARO PROTECAO FALHA DISJUNTOR: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:57,000	NE	ARG	CY	LTR	LT 500 kv MORRO CHAPEU II / OUROLANDIA II C N4 BA	BAMCP_500_LTBABTR_L7_STDM.soe	RECEPCAO TRANSFER MANTIDO-PP: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:57,000	NE	ARG	CY	LTR	LT 500 kv MORRO CHAPEU II / OUROLANDIA II C N4 BA	BAMCP_500_LTBABTR_L7_STDM.soe	TRIP PROT SECUNDARI SOBRETENSAO INSTANTA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:57,000	NE	ARG	CY	LTR	LT 500 kv MORRO CHAPEU II / OUROLANDIA II C N4 BA	BAMCP_500_LTBABTR_L7_STDM.soe	RECEPCAO TRANSFER MANTIDO-PS: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:57,000	NE	ARG	CY	LTR	LT 500 kv MORRO CHAPEU II / OUROLANDIA II C N4 BA	BAMCP_500_LTBABTR_L7_STDM.soe	RECEPCAO TRANSFER MANTIDO-PS: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:57,000	NE	ARG	CY	LTR	LT 500 kv MORRO CHAPEU II / OUROLANDIA II C N4 BA	BAMCP_500_LTBABTR_L7_STDM.soe	TRIP PROT PRINCIPAL SOBRETENSAO INSTANTA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:57,000	NE	ARG	CY	LTR	LT 500 kv MORRO CHAPEU II / OUROLANDIA II C N4 BA	BAOUR_500_LTBABTR_L7_PSFN.soe	TRIP PROT PRINC SOBRETENSAO TEMPORIZADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:57,000	NE	ARG	CY	LTR	LT 500 kv MORRO CHAPEU II / OUROLANDIA II C N4 BA	BAOUR_500_LTBABTR_L7_PSTG.soe	TRIP GERAL PROTECAO SECUNDARIA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:58,000	NE	ARG	CY	DIS	DJ 500 kv OUROLANDIA II D1 BA	BAOUR_500_DJD1_S_s_oe	DJD1 500 OUROLANDIA II S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:58,000	NE	ARG	CY	DIS	DJ 500 kv OUROLANDIA II N4 BA	BAOUR_500_DJN4_S_s_oe	DJN4 500 OUROLANDIA II BAMCP_500_LTBABTR_L7_STDM.soe
15/08/2023 08:30:58,000	NE	ARG	CY	LTR	LT 500 kv MORRO CHAPEU II / OUROLANDIA II C N4 BA	BAOUR_500_LTBABTR_L7_PPTG.soe	TRIP GERAL PROTECAO PRIMARIA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:58,000	NE	ARG	CY	LTR	LT 500 kv MORRO CHAPEU II / OUROLANDIA II C N4 BA	BAOUR_500_LTBABTR_L7_PPTG.soe	TRIP GERAL PROTECAO PRIMARIA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:58,000	NE	ARG	CY	LTR	LT 500 kv MORRO CHAPEU II / OUROLANDIA II C N4 BA	BAOUR_500_LTBABTR_L7_PSFN.soe	TRIP PROT PRINC SOBRETENSAO TEMPORIZADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:58,000	NE	ARG	CY	LTR	LT 500 kv MORRO CHAPEU II / OUROLANDIA II C N4 BA	BAOUR_500_LTBABTR_L7_SSFN.soe	TRIP GERAL PROTECAO SECUNDARIA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:58,000	NE	ARG	CY	LTR	LT 500 kv MORRO CHAPEU II / OUROLANDIA II C N4 BA	BAOUR_500_LTBABTR_L7_SSFN.soe	TRIP PROT SEC SOBRETENSAO TEMPORIZADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:58,000	NE	ARG	CY	LTR	LT 500 kv MORRO CHAPEU II / OUROLANDIA II C N4 BA	BAOUR_500_LTBABTR_L7_SSFN.soe	TRIP PROT SEC SOBRETENSAO TEMPORIZADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:58,000	NE	ARG	CY	LTR	LT 500 kv ACU III / QUIXADA C V2 RN/CE	CEQXA_500_LTRNACT_V2_DMPA.soe	DESLIGAMENTO MONOPOLAR ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:58,000	NE	ARG	CY	REA	RT 500 kv 180 Mvar QUIXADA E3 CE	CEQXA_500 RTE3_PP_TG.soe	TRIP GERAL PROTECAO PRIMARIA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:59,000	NE	ARG	CY	REA	RT 500 kv 180 Mvar MORRO CHAPEU II E1 BA	BAMCP_500 RTE1_AV_PA.soe	ALARME VALVULA PRESSAO ALIVIO REATOR: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:01,000	NE	ARG	CY	DIS	DJ 500 kv MILAGRES II C3 CE	CEMLD_500 DJC3_S_s_oe	DJC3 500 MILAGRES II CEMLD_500_LTBABTR_L7_STDM.soe

15/08/2023 08:31:01,000	NE	ARG O IV	CY MI	LTR	LT 500 kV MILAGRES II / QUEIMADA NOVA 2 C C3 CE/PI	CEMLD_500_LTPIQND _C3_59TA.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO TEMPORIZADA - ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:01,000	NE	ARG O IV	CY MI	LTR	LT 500 kV MILAGRES II / QUEIMADA NOVA 2 C C3 CE/PI	CEMLD_500_LTPIQND _C3_59TA.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO TEMPORIZADA - ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:01,000	NE	ARG O IV	CY MI	LTR	LT 500 kV MILAGRES II / QUEIMADA NOVA 2 C C3 CE/PI	CEMLD_500_LTPIQND _C3_59TP.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO TEMPORIZADA - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:01,000	NE	ARG O IV	CY MI	LTR	LT 500 kV MILAGRES II / QUEIMADA NOVA 2 C C3 CE/PI	CEMLD_500_LTPIQND _C3_59TP.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO TEMPORIZADA - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:01,000	NE	ARG O IV	CY MI	LTR	LT 500 kV MILAGRES II / QUEIMADA NOVA 2 C C3 CE/PI	CEMLD_500_LTPIQND _C3_94A.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:01,000	NE	ARG O IV	CY MI	LTR	LT 500 kV MILAGRES II / QUEIMADA NOVA 2 C C3 CE/PI	CEMLD_500_LTPIQND _C3_94MA.soe	DETECÇÃO DESLIGAMENTO MONOPOLAR ALTERNADA - LÓGICA RELÉ: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:01,000	NE	ARG O IV	CY MI	LTR	LT 500 kV MILAGRES II / QUEIMADA NOVA 2 C C3 CE/PI	CEMLD_500_LTPIQND _C3_94MA.soe	DETECÇÃO DESLIGAMENTO MONOPOLAR PRINCIPAL - LÓGICA RELÉ: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:01,000	NE	ARG O IV	CY MI	LTR	LT 500 kV MILAGRES II / QUEIMADA NOVA 2 C C3 CE/PI	CEMLD_500_LTPIQND _C3_94P.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:02,000	NE	ARG O IV	CY MI	LTR	LT 500 kV MILAGRES II / QUEIMADA NOVA 2 C C3 CE/PI	CEMLD_500_LTPIQND _C3_94A.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:02,000	NE	ARG O IV	CY MI	LTR	LT 500 kV MILAGRES II / QUEIMADA NOVA 2 C C3 CE/PI	CEMLD_500_LTPIQND _C3_94MA.soe	DETECÇÃO DESLIGAMENTO MONOPOLAR ALTERNADA - LÓGICA RELÉ: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:02,000	NE	ARG O IV	CY MI	LTR	LT 500 kV MILAGRES II / QUEIMADA NOVA 2 C C3 CE/PI	CEMLD_500_LTPIQND _C3_94MA.soe	DETECÇÃO DESLIGAMENTO MONOPOLAR PRINCIPAL - LÓGICA RELÉ: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:02,000	NE	ARG O IV	CY MI	LTR	LT 500 kV MILAGRES II / QUEIMADA NOVA 2 C C3 CE/PI	CEMLD_500_LTPIQND _C3_94P.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:02,000	NE	ARG O IV	CY MI	DIS	DJ 500 kV QUEIMADA NOVA 2 C3 PI	PIQND_500_DJC3_S.s oe	DJC3 500 QUEIMADA NOVA 2 CEMLD_500_LTPIQND_C3 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:04,000	NE	ARG O VII	CY MI	DIS	DJ 500 kV GENTIO OURO II Q1 BA	BAGOR_500_DJQ1_S.s oe	DJQ1 500 GENTIO OURO II BAGOR_500_TRQ1 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:04,000	NE	ARG O VII	CY MI	TR2	TR 500 / 30 kV GENTIO OURO II Q1 BA	BAGOR_500_TRQ1_P_ DPRB.soe	DISPARO RELE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:04,000	NE	ARG O V	CY MI	SBA	SB 30 kV MORRO CHAPEU II B1 BA	BAMCP_30P0_BAB1_ DPRB.soe	DISPARO PROTECAO DIFERENCIAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:05,000	NE	ARG O VII	CY MI	CRE	CE 200 / -100 Mvar GENTIO OURO II Q1 BA	BAGOR_30P0_CEQ1_ ARB5.soe	ATUACAO RELE DE BLOQUEIO PS: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:07,000	NE	ARG O VII	CY MI	CRE	CE 200 / -100 Mvar GENTIO OURO II Q1 BA	BAGOR_30P0_CEQ1_ ARB5.soe	ATUACAO RELE DE BLOQUEIO PP: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:11,000	NE	ARG O V	CY MI	DIS	DJ 230 kV JUAZEIRO III S4 BA	BAJZT_230_DJ54_FLDI .soe	ATUACAO FALHA DO DISJUNTOR: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:11,000	NE	ARG O V	CY MI	TR3	TR 500 / 230 kV JUAZEIRO III T2 BA	BAJZT_500_TRT2_P_S FNA.soe	DISP SOBRECORRENTE FASE NEUTRO ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:11,000	NE	ARG O V	CY MI	REA	RT 500 kV 180 Mvar MORRO CHAPEU II E1 BA	BAMCP_500_RTE1_PS TG.soe	TRIP GERAL PROTECAO SECUNDARIA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:11,000	NE	ARG O V	CY MI	TR3	TR 500 / 230 kV MORRO CHAPEU II T5 BA	BAMCP_500_TRT5_P_ TSBT.soe	TRIP PROTECAO SOBRETENPERATURA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:33:49,000	NE	ARG O VI	CY MI	LTR	LT 500 kV ACU III / QUIXADA C V2 RN/CE	CEQXA_500_LTRNACT _V2_DMPP.soe	DESLIGAMENTO MONOPOLAR PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-33: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente ECHOENERGIA.

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento		
15/08/2023 08:42:13,000	NE	VILA SERGIPE I	ECHOEN ERGIA	DIS	DJ 500 kV SERRA DO MEL T2 RN	RNSDM_500_D JT2_S.soe	DJT2	500 SERRA DO MEL	RNSDM_500_TRT2 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-34: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente EDP BRASIL.

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento		
15/08/2023 08:32:22,000	N	EDP GOIAS	EDP BRASIL	CRE	CE 300 / -150 Mvar LUZIANIA 1 GO	GOLUZ_15P7_CE1_8 6R1SVC.soe	PROTP K861	RELE DE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)	
15/08/2023 08:32:22,000	N	EDP GOIAS	EDP BRASIL	CRE	CE 300 / -150 Mvar LUZIANIA 1 GO	GOLUZ_15P7_CE1_8 6R1SVC.soe	PROTP K861	RELE DE BLOQUEIO: Aberto (data/hora do evento imprecisa)	
15/08/2023 08:32:22,000	N	EDP GOIAS	EDP BRASIL	CRE	CE 300 / -150 Mvar LUZIANIA 1 GO	GOLUZ_15P7_CE1_8 6R1SVC.soe	PROTP K861	RELE DE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)	
15/08/2023 08:32:22,000	N	EDP GOIAS	EDP BRASIL	CRE	CE 300 / -150 Mvar LUZIANIA 1 GO	GOLUZ_15P7_CE1_8 6R1SVC.soe	PROTP K861	RELE DE BLOQUEIO: Aberto (data/hora do evento imprecisa)	
15/08/2023 08:32:22,000	N	EDP GOIAS	EDP BRASIL	CRE	CE 300 / -150 Mvar LUZIANIA 1 GO	GOLUZ_15P7_CE1_8 6R1SVC.soe	PROTP K861	RELE DE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)	
15/08/2023 08:32:22,000	N	EDP GOIAS	EDP BRASIL	CRE	CE 300 / -150 Mvar LUZIANIA 1 GO	GOLUZ_15P7_CE1_8 6R1SVC.soe	PROTP K861	RELE DE BLOQUEIO: Aberto (data/hora do evento imprecisa)	
15/08/2023 08:32:22,000	N	EDP GOIAS	EDP BRASIL	CRE	CE 300 / -150 Mvar LUZIANIA 1 GO	GOLUZ_15P7_CE1_8 6R2SVC.soe	PROTA K862	RELE DE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)	

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:32:22,000	N	EDP GOIAS	EDP BRASIL	CRE	CE 300 / -150 Mvar LUZIANIA 1 GO	GOLUZ_15P7_CE1_8 6R2SVC.soe	PROTA K862 RELE DE BLOQUEIO: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:32:22,000	N	EDP GOIAS	EDP BRASIL	CRE	CE 300 / -150 Mvar LUZIANIA 1 GO	GOLUZ_15P7_CE1_8 6R2SVC.soe	PROTA K862 RELE DE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:32:22,000	N	EDP GOIAS	EDP BRASIL	CRE	CE 300 / -150 Mvar LUZIANIA 1 GO	GOLUZ_15P7_CE1_8 6R2SVC.soe	PROTA K862 RELE DE BLOQUEIO: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:32:22,000	N	EDP GOIAS	EDP BRASIL	CRE	CE 300 / -150 Mvar LUZIANIA 1 GO	GOLUZ_15P7_CE1_8 6R2SVC.soe	PROTA K862 RELE DE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:32:22,000	N	EDP GOIAS	EDP BRASIL	CRE	CE 300 / -150 Mvar LUZIANIA 1 GO	GOLUZ_15P7_CE1_8 6R2SVC.soe	PROTA K862 RELE DE BLOQUEIO: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:32:22,000	N	EDP GOIAS	EDP BRASIL	CRE	CE 300 / -150 Mvar LUZIANIA 1 GO	GOLUZ_15P7_CE1_S VC.soe	STATUS TRIP: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:32:22,000	N	EDP GOIAS	EDP BRASIL	CRE	CE 300 / -150 Mvar LUZIANIA 1 GO	GOLUZ_15P7_CE1_S VC.soe	STATUS TRIP: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:32:22,000	N	EDP GOIAS	EDP BRASIL	CRE	CE 300 / -150 Mvar LUZIANIA 1 GO	GOLUZ_15P7_CE1_S VC.soe	STATUS TRIP: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:32:22,000	N	EDP GOIAS	EDP BRASIL	CRE	CE 300 / -150 Mvar LUZIANIA 1 GO	GOLUZ_15P7_CE1_S VC.soe	STATUS TRIP: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:32:22,000	N	EDP GOIAS	EDP BRASIL	DIS	DJ 230 kV PLANALTO 734 GO	GOPLA_230_DJ734_S .soe	DJ734 230 PLANALTO GOUCD_230_LTGOPLA_1: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:32:22,000	N	EDP GOIAS	EDP BRASIL	DIS	DJ 138 kV XAVANTES 634 GO	GOXAV_138_DJ634_S .soe	DJ634 138 XAVANTES GOXAV_230_TR2: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:32:22,000	N	EDP GOIAS	EDP BRASIL	DIS	DJ 138 kV XAVANTES 634 GO	GOXAV_138_DJ634_S .soe	DJ634 138 XAVANTES GOXAV_230_TR2: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:32:22,000	N	EDP GOIAS	EDP BRASIL	DIS	DJ 138 kV XAVANTES 634 GO	GOXAV_138_DJ634_S .soe	DJ634 138 XAVANTES GOXAV_230_TR2: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:32:22,000	N	EDP GOIAS	EDP BRASIL	DIS	DJ 138 kV XAVANTES 634 GO	GOXAV_138_DJ634_S .soe	DJ634 138 XAVANTES GOXAV_230_TR2: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:32:22,000	N	EDP GOIAS	EDP BRASIL	DIS	DJ 138 kV XAVANTES 634 GO	GOXAV_138_DJ634_S .soe	DJ634 138 XAVANTES GOXAV_230_TR2: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:32:22,000	N	EDP GOIAS	EDP BRASIL	DIS	DJ 230 kV XAVANTES 734 GO	GOXAV_230_DJ734_S .soe	DJ734 230 XAVANTES GOXAV_230_TR2: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:32:22,000	N	EDP GOIAS	EDP BRASIL	DIS	DJ 230 kV XAVANTES 734 GO	GOXAV_230_DJ734_S .soe	DJ734 230 XAVANTES GOXAV_230_TR2: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:32:22,000	N	EDP GOIAS	EDP BRASIL	DIS	DJ 230 kV XAVANTES 734 GO	GOXAV_230_DJ734_S .soe	DJ734 230 XAVANTES GOXAV_230_TR2: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:32:22,000	N	EDP GOIAS	EDP BRASIL	DIS	DJ 230 kV XAVANTES 734 GO	GOXAV_230_DJ734_S .soe	DJ734 230 XAVANTES GOXAV_230_TR2: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:42:44,000	N	MATA GRANDE	EDP BRASIL	DIS	DJ 230 kV PORTO FRANCO 608 MA	MAPF_230_DJ608_S .soe	Estado do Disjuntor 608 de MAPF 230: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-35: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente EDTE.

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:31:09,000	NE	EDT E	EDT E	TR3	TR 500 / 230 kV POCOES III T1 BA	BAPOT_500_TRT1_P_ PSTG.soe	TRIP GERAL PROTECAO SECUNDARIA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:50,000	NE	EDT E	EDT E	TR3	TR 500 / 230 kV POCOES III T1 BA	BAPOT_500_TRT1_P_ PSTG.soe	TRIP GERAL PROTECAO SECUNDARIA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:40:30,000	NE	EDT E	EDT E	TR3	TR 500 / 230 kV POCOES III T1 BA	BAPOT_500_TRT1_P_ PPTG.soe	TRIP GERAL PROTECAO PRIMARIA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-36: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente ELETRONORTE.

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:30:42,000	N	EATE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 500 kV P.DUTRA 716 MA	MAPD_500_DJ71 6_S.soe	DJ716 500 P.DUTRA S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:30:42,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 500 kV P.DUTRA 717 MA	MAPD_500_DJ717_S.soe	DJ717 500 P.DUTRA PITSD_500_LTMAPD_C9: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 138 kV CURUA-UNA 504 PA	PACU_138_DJ504_S.soe	DJ504 138 CURUA-UNA PACU_138_TR4: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	UGE	UG 12P5 MW CURUA-UNA 4 PA	PACU_6P9_UG4_94A.soe	94A - DISPARO DA PROTECAO (TRIP GERAL) ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	UGE	UG 12P5 MW CURUA-UNA 4 PA	PACU_6P9_UG4_94A.soe	94A - DISPARO DA PROTECAO (TRIP GERAL) ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	UGE	UG 12P5 MW CURUA-UNA 4 PA	PACU_6P9_UG4_94P.soe	94P - DISPARO DA PROTECAO (TRIP GERAL) PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	UGE	UG 12P5 MW CURUA-UNA 4 PA	PACU_6P9_UG4_94P.soe	94P - DISPARO DA PROTECAO (TRIP GERAL) PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:44,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 16P5 kV UTE MAUA 3 201 AM	AMCM_16P5_DJ201_S.soe	DJ201 16.5 UTE MAUA 3 AMCM_16P5_UG01: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:45,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	UGE	UG 12P5 MW CURUA-UNA 4 PA	PACU_6P9_UG4_94A.soe	94A - DISPARO DA PROTECAO (TRIP GERAL) ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:45,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	UGE	UG 12P5 MW CURUA-UNA 4 PA	PACU_6P9_UG4_94P.soe	94P - DISPARO DA PROTECAO (TRIP GERAL) PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:46,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 230 kV CARAJAS 604 PA	PACI_230_DJ604_S.soe	DJ604 230 CARAJAS PACJ_230_BC1: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:47,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 230 kV BALBINA 607 AM	AMBA_230_DJ607_86R1.soe	86R1 - DISPARO RELE BLOQUEIO - RELE 1: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:47,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 230 kV BALBINA 607 AM	AMBA_230_DJ607_7.S.soe	DJ607 230 UHE BALBINA AMBA_230_TRTF3: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:47,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 230 kV BALBINA 610 AM	AMBA_230_DJ610_0.S.soe	DJ610 230 UHE BALBINA AMBA_230_TRTF4: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:47,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 230 kV BALBINA 611 AM	AMBA_230_DJ611_1.S.soe	DJ611 230 UHE BALBINA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:47,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 230 kV BALBINA 613 AM	AMBA_230_DJ613_3.S.soe	DJ613 230 UHE BALBINA AMBA_230_TRTF5: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:47,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 230 kV BALBINA 614 AM	AMBA_230_DJ614_4.S.soe	DJ614 230 UHE BALBINA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:48,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 500 kV IMPERATRIZ 720 MA	MAIZ_500_DJ720_S.soe	DJ720 500 IMPERATRIZ MAIZ_500_BS1: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:48,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	UGE	UG 12P5 MW CURUA-UNA 4 PA	PACU_6P9_UG4_94A.soe	94A - DISPARO DA PROTECAO (TRIP GERAL) ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:48,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	UGE	UG 12P5 MW CURUA-UNA 4 PA	PACU_6P9_UG4_94P.soe	94P - DISPARO DA PROTECAO (TRIP GERAL) PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:49,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 230 kV COELHO NETO 605 MA	MACH_230_DJ605_5.S.soe	DJ605 230 COELHO NETO PITSA_230_LTMACH_1: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:49,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	UGE	UG 12P5 MW CURUA-UNA 4 PA	PACU_6P9_UG4_94A.soe	94A - DISPARO DA PROTECAO (TRIP GERAL) ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:49,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	UGE	UG 12P5 MW CURUA-UNA 4 PA	PACU_6P9_UG4_94P.soe	94P - DISPARO DA PROTECAO (TRIP GERAL) PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:50,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 230 kV BALBINA 601 AM	AMBA_230_DJ601_1.S.soe	DJ601 230 UHE BALBINA AMBA_230_TRTF1: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:50,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 230 kV BALBINA 602 AM	AMBA_230_DJ602_2.S.soe	DJ602 230 UHE BALBINA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:50,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 230 kV BALBINA 604 AM	AMBA_230_DJ604_4.S.soe	DJ604 230 UHE BALBINA AMBA_230_TRTF2: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:50,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	CSI	CS 100 / -70 Mvar IMPERATRIZ 1 MA	MAIZ_13P8_CS1_86E.soe	86CS - DISPARO RELE BLOQUEIO ELETRICO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:50,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 500 kV IMPERATRIZ 707 MA	MAIZ_500_DJ707_S.soe	DJ707 500 IMPERATRIZ: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:51,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	SBA	SB 230 kV CARAJAS 1 PA	PACJ_230_BA1_2_7BA.soe	27BA - PROTEÇÃO SUBTENSÃO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:54,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	SBA	SB 230 kV CARAJAS 2 PA	PACJ_230_BA2_2_7BA.soe	27BA - PROTEÇÃO SUBTENSÃO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:54,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	SBA	SB 230 kV CARAJAS 2 PA	PACJ_230_BA2_2_7BA.soe	27BA - PROTEÇÃO SUBTENSÃO: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:54,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 230 kV ARIQUEMES 605 RO	ROAQ_230_DJ605_5.S.soe	DJ605 230 ARIQUEMES ROAQ_230_LTROJR_1: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:56,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 230 kV RIO BRANCO I 602 AC	ACRB_230_DJ602_S.soe	DJ602 230 RIO BRANCO I ROAN_230_LTACRB_1: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:56,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	SBA	SB 230 kV CARAJAS 1 PA	PACJ_230_BA1_2_7BA.soe	27BA - PROTEÇÃO SUBTENSÃO: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:56,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 230 kV JARU 601 RO	ROJR_230_DJ601_S.soe	DJ601 230 JARU ROAQ_230_LTROJR_1: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:59,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 230 kV UTINGA 619 PA	PAUG_230_DJ619_S.soe	DJ619 230 UTINGA PAUG_230_BC4: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:00,000	N	EATE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 500 kV MARABA 717 PA	PAMB_500_DJ717_S.soe	DJ717 500 MARABA PAMB_500_BS3: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:13,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	UGE	UG 12P5 MW CURUA-UNA 4 PA	PACU_6P9_UG4_94A.soe	94A - DISPARO DA PROTECAO (TRIP GERAL) ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:13,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	UGE	UG 12P5 MW CURUA-UNA 4 PA	PACU_6P9_UG4_94P.soe	94P - DISPARO DA PROTECAO (TRIP GERAL) PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:21,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 230 kV SAO LUIS II 616 MA	MALD_230_DJ616_6.S.soe	DJ616 230 SAO LUIS II MALD_230_LTMALI_1: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:21,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 230 kV SAO LUIS II 618 MA	MALD_230_DJ618_8.S.soe	DJ618 230 SAO LUIS II MALD_230_LTMALI_2: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:21,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	TR3	TR 230 / 69 kV PERITORO TFI MA	MAPR_230_TRTF1_P_86C.soe	86C - ATUAÇÃO BLOQUEIO COMUTADOR: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:21,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	TR3	TR 230 / 69 kV PERITORO TF2 MA	MAPR_230_TRTF2_P_86C.soe	86C - ATUAÇÃO BLOQUEIO COMUTADOR: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:21,000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	UGE	UG 12P5 MW CURUA-UNA 4 PA	PACU_6P9_UG4_94A.soe	94A - DISPARO DA PROTECAO (TRIP GERAL) ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:31:21.000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	UGE	UG 12P5 MW CURUA-UNA 4 PA	PACU_6P9_UG4_94P.soe	94P - DISPARO DA PROTECAO (TRIP GERAL) PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:25.000	N	EATE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 500 kV ACAILANDIA 707 MA	MAAC_500_DJ707_7.S.soe	DJ707 500 ACAILANDIA MAAC_500_BS2: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:27.000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	UGE	UG 12P5 MW CURUA-UNA 4 PA	PACU_6P9_UG4_94A.soe	94A - DISPARO DA PROTECAO (TRIP GERAL) ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:27.000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	UGE	UG 12P5 MW CURUA-UNA 4 PA	PACU_6P9_UG4_94P.soe	94P - DISPARO DA PROTECAO (TRIP GERAL) PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:28.000	N	EATE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 500 kV ACAILANDIA 713 MA	MAAC_500_DJ713_3.S.soe	DJ713 500 ACAILANDIA MAAC_500_BS3: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:30.000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 230 kV SAO LUIS II 628 MA	MALD_230_DJ628_8_86R1.soe	86R1 - DISPARO RELE BLOQUEIO - RELE 1: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:32:51.000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 230 kV BALBINA 607 AM	AMBA_230_DJ607_7_86R1.soe	86R1 - DISPARO RELE BLOQUEIO - RELE 1: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:36:08.000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 230 kV BALBINA 604 AM	AMBA_230_DJ604_4_86R1.soe	86R1 - DISPARO RELE BLOQUEIO - RELE 1: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:40:26.000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 230 kV BALBINA 604 AM	AMBA_230_DJ604_4_86R1.soe	86R1 - DISPARO RELE BLOQUEIO - RELE 1: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:41:39.000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	UGE	UG 211 MW UTE MAUA 3 03 AM	AMCM_18P0_UG03_86R1.soe	86R1 - DISPARO RELE BLOQUEIO - RELE 1: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:41:48.000	N	EATE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 500 kV IMPERATRIZ 709 MA	MAIZ_500_DJ709_1.S.soe	DJ709 500 IMPERATRIZ MAAC_500_LTMAIZ_1: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:41:49.000	N	CHESF	ELETRO NORTE	DIS	DJ 230 kV SAO LUIS III 601 MA	MALT_230_DJ601_1.S.soe	Estado do Disjuntor 601 de MALT 230: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:42:03.000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 230 kV PORTO VELHO 609 RO	ROPV_230_DJ609_1.S.soe	DJ609 230 PORTO VELHO ROPV_230_TRTF3: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:42:34.000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 230 kV VILA DO CONDE 638 PA	PAVC_230_DJ638_1.S.soe	DJ638 230 VILA DO CONDE: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:42:46.000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 230 kV VILA DO CONDE 639 PA	PAVC_230_DJ639_1.S.soe	DJ639 230 VILA DO CONDE PAVC_230_CAPAMPB_1: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:43:04.000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 230 kV PORTO VELHO 612 RO	ROPV_230_DJ612_1.S.soe	DJ612 230 PORTO VELHO ROTNE2_230_LTROPV_2: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:44:44.000	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 230 kV PORTO FRANCO 605 MA	MAPF_230_DJ605_1.S.soe	DJ605 230 PORTO FRANCO MAPF_230_TR2: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-37: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente ENEL.

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:30:46.000	NE	EGP SAO GONCALO 1	EN EL	LTR	LT 500 kV SAO GONCALO / GILBUES II C L4 PI	PISGO_500_LTPIGID_L4_DMPA.soe	DESLIGAMENTO MONOPOLAR ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:46.000	NE	EGP SAO GONCALO 1	EN EL	LTR	LT 500 kV SAO GONCALO / GILBUES II C L4 PI	PISGO_500_LTPIGID_L4_DMPP.soe	DESLIGAMENTO MONOPOLAR PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:47.000	NE	EGP SAO GONCALO 1	EN EL	LTR	LT 500 kV SAO GONCALO / GILBUES II C L4 PI	PISGO_500_LTPIGID_L4_DMPA.soe	DESLIGAMENTO MONOPOLAR ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:47.000	NE	EGP SAO GONCALO 1	EN EL	LTR	LT 500 kV SAO GONCALO / GILBUES II C L4 PI	PISGO_500_LTPIGID_L4_DMPP.soe	DESLIGAMENTO MONOPOLAR PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:00.000	NE	EGP SAO GONCALO 1	EN EL	LTR	LT 500 kV SAO GONCALO / GILBUES II C L4 PI	PISGO_500_LTPIGID_L4_DMPA.soe	DESLIGAMENTO MONOPOLAR ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:00.000	NE	EGP SAO GONCALO 1	EN EL	LTR	LT 500 kV SAO GONCALO / GILBUES II C L4 PI	PISGO_500_LTPIGID_L4_DMPP.soe	DESLIGAMENTO MONOPOLAR PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:43:47.000	NE	EGP SAO GONCALO 1	EN EL	LTR	LT 500 kV SAO GONCALO / GILBUES II C L4 PI	PISGO_500_LTPIGID_L4_DMPA.soe	DESLIGAMENTO MONOPOLAR ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:43:47.000	NE	EGP SAO GONCALO 1	EN EL	LTR	LT 500 kV SAO GONCALO / GILBUES II C L4 PI	PISGO_500_LTPIGID_L4_DMPP.soe	DESLIGAMENTO MONOPOLAR PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-38: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente ENERGISA SOLUÇÕES.

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:30:41.000	NE	CATAVENTOS ACARAU I	ENERGISA SOLUÇÕES	TR2	TR 230 / 34P5 kV ACARAU II T5 CE	CEAUD_230_TRT_5_P_DPPR.soe	DISPARO DA PROTECAO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:07.000	NE	CATAVENTOS ACARAU I	ENERGISA SOLUÇÕES	TR2	TR 230 / 34P5 kV ACARAU II T5 CE	CEAUD_230_TRT_5_P_DPPR.soe	DISPARO DA PROTECAO: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:33:57,000	N	ENERGISA AMAZONAS	ENERGISA SOLUÇÕES	DIS	DJ 230 kV JORG.TEIXEIRA 603 AM	AMJT_230_DJ603_S.soe	DJ603 230 JORG.TEIXEIRA AMJT_230_TR2: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:34:00,000	N	ENERGISA AMAZONAS	ENERGISA SOLUÇÕES	DIS	DJ 230 kV JORG.TEIXEIRA 603 AM	AMJT_230_DJ603_S.soe	DJ603 230 JORG.TEIXEIRA AMJT_230_TR2: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:34:08,000	N	ENERGISA AMAZONAS	ENERGISA SOLUÇÕES	DIS	DJ 230 kV MAUA III 611 AM	AMMT_230_DJ611_S.soe	DJ611 230 MAUA III AMJT_230_LTAMMT_2: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:34:33,000	N	ENERGISA AMAZONAS	ENERGISA SOLUÇÕES	DIS	DJ 230 kV MAUA III 609 AM	AMMT_230_DJ609_S.soe	DJ609 230 MAUA III AMJT_230_LTAMMT_1: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:37:33,000	N	ENERGISA AMAZONAS	ENERGISA SOLUÇÕES	TR3	TR 230 / 138 kV MAUA III 4 AM	AMMT_230_TR4_P_86R1.soe	86R1 - DISPARO RELE BLOQUEIO - RELE 1: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:40:26,000	N	ENERGISA AMAZONAS	ENERGISA SOLUÇÕES	DIS	DJ 230 kV BALBINA 605 AM	AMBA_230_DJ605_86R1.soe	86R1 - DISPARO RELE BLOQUEIO - RELE 1: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-39: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente ENGELMIG.

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:30:41,000	NE	UNHA DANTA	ENGE LMIG	LTR	LT 500 kV QUINA / IGAPORA III C L5 BA	BAIGT_500_LTBAQ_UN_L5_59TP.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO TEMPORIZADA - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-40: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente ENGIE.

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:30:37,000	NE	CLWP EÓLICA I	ENGE	LTR	LT 230 kV CAMPO LARGO / OUROLANDIA II C P1 BA	BACLA_230_LTBA_OUR_P1_BOPS.soe	BLOQUEIO OSCILACAO POT PROT SECUNDARIA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:37,000	NE	CLWP EÓLICA I	ENGE	LTR	LT 230 kV CAMPO LARGO / OUROLANDIA II C P1 BA	BACLA_230_LTBA_OUR_P1_BPPP.soe	BLOQUEIO OSCILACAO POT PROT PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:37,000	NE	CLWP EÓLICA I	ENGE	LTR	LT 230 kV CAMPO LARGO / OUROLANDIA II C P2 BA	BACLA_230_LTBA_OUR_P2_BOPS.soe	BLOQUEIO OSCILACAO POT PROT SECUNDARIA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:37,000	NE	CLWP EÓLICA I	ENGE	LTR	LT 230 kV CAMPO LARGO / OUROLANDIA II C P2 BA	BACLA_230_LTBA_OUR_P2_BPPP.soe	BLOQUEIO OSCILACAO POT PROT PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:37,000	NE	CLWP EÓLICA I	ENGE	LTR	LT 230 kV CAMPO LARGO / OUROLANDIA II C P1 BA	BAOUR_230_LTBA_CLA_P1_BOPS.soe	BLOQUEIO OSCILACAO POT PROT SECUNDARIA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:37,000	NE	CLWP EÓLICA I	ENGE	LTR	LT 230 kV CAMPO LARGO / OUROLANDIA II C P1 BA	BAOUR_230_LTBA_OUR_P1_BPPP.soe	BLOQUEIO OSCILACAO POT PROT PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:37,000	NE	CLWP EÓLICA I	ENGE	LTR	LT 230 kV CAMPO LARGO / OUROLANDIA II C P2 BA	BAOUR_230_LTBA_CLA_P2_BOPS.soe	BLOQUEIO OSCILACAO POT PROT SECUNDARIA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:37,000	NE	CLWP EÓLICA I	ENGE	LTR	LT 230 kV CAMPO LARGO / OUROLANDIA II C P2 BA	BAOUR_230_LTBA_CLA_P2_BPPP.soe	BLOQUEIO OSCILACAO POT PROT PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:38,000	NE	CLWP EÓLICA I	ENGE	LTR	LT 230 kV CAMPO LARGO / OUROLANDIA II C P1 BA	BACLA_230_LTBA_OUR_P1_BOPS.soe	BLOQUEIO OSCILACAO POT PROT SECUNDARIA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:38,000	NE	CLWP EÓLICA I	ENGE	LTR	LT 230 kV CAMPO LARGO / OUROLANDIA II C P1 BA	BACLA_230_LTBA_OUR_P1_BPPP.soe	BLOQUEIO OSCILACAO POT PROT PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:38,000	NE	CLWP EÓLICA I	ENGE	LTR	LT 230 kV CAMPO LARGO / OUROLANDIA II C P2 BA	BACLA_230_LTBA_OUR_P2_BOPS.soe	BLOQUEIO OSCILACAO POT PROT SECUNDARIA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:38,000	NE	CLWP EÓLICA I	ENGE	LTR	LT 230 kV CAMPO LARGO / OUROLANDIA II C P2 BA	BACLA_230_LTBA_OUR_P2_BPPP.soe	BLOQUEIO OSCILACAO POT PROT PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:38,000	NE	CLWP EÓLICA I	ENGE	LTR	LT 230 kV CAMPO LARGO / OUROLANDIA II C P1 BA	BAOUR_230_LTBA_CLA_P1_BOPS.soe	BLOQUEIO OSCILACAO POT PROT SECUNDARIA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:38,000	NE	CLWP EÓLICA I	ENGE	LTR	LT 230 kV CAMPO LARGO / OUROLANDIA II C P1 BA	BAOUR_230_LTBA_CLA_P1_BPPP.soe	BLOQUEIO OSCILACAO POT PROT PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:38,000	NE	CLWP EÓLICA I	ENGE	LTR	LT 230 kV CAMPO LARGO / OUROLANDIA II C P2 BA	BAOUR_230_LTBA_CLA_P2_BOPS.soe	BLOQUEIO OSCILACAO POT PROT SECUNDARIA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

15/08/2023 08:31:09,000	NE	CLWP EÓLICA I	EN GI E	LTR	LT 230 kV CAMPO LARGO / OUROLANDIA II C P2 BA	BAOUR_230_LTBA CLA_P2_TSPI.soe	TRIP PROT PRINCIPAL SOBRETENSAO INSTANTA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:09,000	NE	CLWP EÓLICA I	EN GI E	LTR	LT 230 kV CAMPO LARGO / OUROLANDIA II C P2 BA	BAOUR_230_LTBA CLA_P2_TSPI.soe	TRIP PROT PRINCIPAL SOBRETENSAO INSTANTA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:09,000	NE	CLWP EÓLICA I	EN GI E	LTR	LT 230 kV CAMPO LARGO / OUROLANDIA II C P2 BA	BAOUR_230_LTBA CLA_P2_TSPI.soe	TRIP PROT PRINCIPAL SOBRETENSAO INSTANTA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:09,000	NE	CLWP EÓLICA I	EN GI E	LTR	LT 230 kV CAMPO LARGO / OUROLANDIA II C P2 BA	BAOUR_230_LTBA CLA_P2_TSPI.soe	TRIP PROT PRINCIPAL SOBRETENSAO INSTANTA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:09,000	NE	CLWP EÓLICA I	EN GI E	LTR	LT 230 kV CAMPO LARGO / OUROLANDIA II C P2 BA	BAOUR_230_LTBA CLA_P2_TSPI.soe	TRIP PROT PRINCIPAL SOBRETENSAO INSTANTA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:34:08,000	NE	SANTO AGOSTINH O 01	EN GI E	DIS	DJ 34P5 kV SANTO AGOSTINHO B1 RN	RNSAG_34P5_DJB1 _S.soe	DJB1 34.5 SANTO AGOSTINHO RNSAG_500_TRT1 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:34:25,000	NE	SANTO AGOSTINH O 01	EN GI E	DIS	DJ 34P5 kV SANTO AGOSTINHO B2 RN	RNSAG_34P5_DJB2 _S.soe	DJB2 34.5 SANTO AGOSTINHO RNSAG_500_TRT1 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:34:34,000	NE	SANTO AGOSTINH O 01	EN GI E	DIS	DJ 500 kV SANTO AGOSTINHO T1L RN	RNSAG_500_DJT1L _S.soe	Estado do Disjuntor 1L de RNSAG 500: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:34:39,000	NE	SANTO AGOSTINH O 01	EN GI E	DIS	DJ 500 kV SANTO AGOSTINHO D1 RN	RNSAG_500_DJD1_ S.soe	DJD1 500 SANTO AGOSTINHO S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:35:07,000	NE	SANTO AGOSTINH O 01	EN GI E	DIS	DJ 500 kV MONTE VERDE P1 RN	RNMVR_500_DJP1_ S.soe	DJP1 500 MONTE VERDE RNSAG_500_LTRNMVR_P1 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:35:07,000	NE	SANTO AGOSTINH O 01	EN GI E	DIS	DJ 500 kV SANTO AGOSTINHO T2L RN	RNSAG_500_DJT2L _S.soe	Estado do Disjuntor 2L de RNSAG 500: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-41: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente ENIND ENG E SERV.

Instante	CO SR	Age nte Pro p.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:30:38,000	NE	BR E	ENIND ENG E SERV	TR3	TR 230 / 69 kV LAGOA DO CARRO T1 PE	PELAC_230_TRT1_P_DPSC.soe	DISP PROT SOBRECOR COMUTADOR SOB CARGA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:38,000	NE	BR E	ENIND ENG E SERV	TR3	TR 230 / 69 kV LAGOA DO CARRO T2 PE	PELAC_230_TRT2_P_DPSC.soe	DISP PROT SOBRECOR COMUTADOR SOB CARGA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:45,000	NE	BR E	ENIND ENG E SERV	TR3	TR 230 / 69 kV LAGOA DO CARRO T1 PE	PELAC_230_TRT1_P_DPSC.soe	DISP PROT SOBRECOR COMUTADOR SOB CARGA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:45,000	NE	BR E	ENIND ENG E SERV	TR3	TR 230 / 69 kV LAGOA DO CARRO T2 PE	PELAC_230_TRT2_P_DPSC.soe	DISP PROT SOBRECOR COMUTADOR SOB CARGA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:58,000	NE	BR E	ENIND ENG E SERV	TR3	TR 230 / 69 kV LAGOA DO CARRO T1 PE	PELAC_230_TRT1_P_DPSC.soe	DISP PROT SOBRECOR COMUTADOR SOB CARGA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:59,000	NE	BR E	ENIND ENG E SERV	TR3	TR 230 / 69 kV LAGOA DO CARRO T2 PE	PELAC_230_TRT2_P_DPSC.soe	DISP PROT SOBRECOR COMUTADOR SOB CARGA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:07,000	NE	BR E	ENIND ENG E SERV	TR3	TR 230 / 69 kV LAGOA DO CARRO T1 PE	PELAC_230_TRT1_P_DPSC.soe	DISP PROT SOBRECOR COMUTADOR SOB CARGA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:07,000	NE	BR E	ENIND ENG E SERV	TR3	TR 230 / 69 kV LAGOA DO CARRO T2 PE	PELAC_230_TRT2_P_DPSC.soe	DISP PROT SOBRECOR COMUTADOR SOB CARGA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-42: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente ENTE.

Instante	CO SR	Age nte Prop	Age nte Oper	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:31:53,000	N	ENTE	ENTE	DIS	DJ 500 kV ACAILANDIA 716 MA	MAAC_500_DJ71_6_S.soe	DJ716 500 ACAILANDIA MAAC_500_BS4: Fechado (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-43: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente EQUATORIAL TRANS

Instante	C OS R	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Equip	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:30:39,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV COLINAS / MIRACEMA C 3 TO	TOMC_500_LTTO CO_3_68A.soe	68A - BLOQUEIO OSCILACAO POTENCIA ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:40,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV COLINAS / MIRACEMA C 3 TO	TOMC_500_LTTO CO_3_68P.soe	68P - BLOQUEIO OSCILACAO POTENCIA PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:40,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV GURUPI / MIRACEMA C 3 TO	TOMC_500_LTTO STGU_3_68A.soe	68A - BLOQUEIO OSCILACAO POTENCIA ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:40,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV GURUPI / MIRACEMA C 3 TO	TOMC_500_LTTO STGU_3_68P.soe	68P - BLOQUEIO OSCILACAO POTENCIA PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:41,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV PEIXE 2 / SERRA MESA 2 C 1 TO/GO	GOSD_500_LTTO PX_1_68P.soe	68P - BLOQUEIO OSCILACAO POTENCIA PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:41,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV PEIXE 2 / SERRA MESA 2 C 1 TO/GO	GOSD_500_LTTO PX_1_68P.soe	68P - BLOQUEIO OSCILACAO POTENCIA PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:41,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV PEIXE 2 / SERRA MESA 2 C 1 TO/GO	GOSD_500_LTTO PX_1_68P.soe	68P - BLOQUEIO OSCILACAO POTENCIA PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:41,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV COLINAS / MIRACEMA C 3 TO	TOMC_500_LTTO CO_3_68A.soe	68A - BLOQUEIO OSCILACAO POTENCIA ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:41,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV COLINAS / MIRACEMA C 3 TO	TOMC_500_LTTO CO_3_68P.soe	68P - BLOQUEIO OSCILACAO POTENCIA PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:41,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV GURUPI / MIRACEMA C 3 TO	TOMC_500_LTTO STGU_3_68P.soe	68P - BLOQUEIO OSCILACAO POTENCIA PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:41,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV GURUPI / MIRACEMA C 3 TO	TOSTGU_500_LTT OMC_3_68A.soe	68A - BLOQUEIO OSCILACAO POTENCIA ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:41,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV GURUPI / MIRACEMA C 3 TO	TOSTGU_500_LTT OMC_3_68P.soe	68P - BLOQUEIO OSCILACAO POTENCIA PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:41,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV GURUPI / PEIXE 2 C 1 TO	TOSTGU_500_LTT OPX_1_68A.soe	68A - BLOQUEIO OSCILACAO POTENCIA ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:41,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV GURUPI / PEIXE 2 C 1 TO	TOSTGU_500_LTT OPX_1_68P.soe	68P - BLOQUEIO OSCILACAO POTENCIA PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV COLINAS / MIRACEMA C 3 TO	TOCO_500_LTTO MC_3_68A.soe	68A - BLOQUEIO OSCILACAO POTENCIA ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV COLINAS / MIRACEMA C 3 TO	TOCO_500_LTTO MC_3_68P.soe	68P - BLOQUEIO OSCILACAO POTENCIA PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV GURUPI / MIRACEMA C 3 TO	TOMC_500_LTTO STGU_3_68A.soe	68A - BLOQUEIO OSCILACAO POTENCIA ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	DIS	DJ 500 kV GURUPI 9364 TO	TOSTGU_500_DJ9 364_86R1.soe	86R1 - DISPARO RELE BLOQUEIO 1: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	DIS	DJ 500 kV GURUPI 9374 TO	TOSTGU_500_DJ9 374_S.soe	DJ9374 500 GURUPI DE INTERLIGAÇÃO: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV GURUPI / MIRACEMA C 3 TO	TOSTGU_500_LTT OMC_3_68P.soe	68P - BLOQUEIO OSCILACAO POTENCIA PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV GURUPI / PEIXE 2 C 1 TO	TOSTGU_500_LTT OPX_1_68A.soe	68A - BLOQUEIO OSCILACAO POTENCIA ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV GURUPI / PEIXE 2 C 1 TO	TOSTGU_500_LTT OPX_1_68P.soe	68P - BLOQUEIO OSCILACAO POTENCIA PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV GURUPI / PEIXE 2 C 1 TO	TOSTGU_500_LTT OPX_1_94AA.soe	94T - ATUAÇÃO RELE DESLIGAMENTO ALTERNADA FASE A: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV GURUPI / PEIXE 2 C 1 TO	TOSTGU_500_LTT OPX_1_94AA.soe	94T - ATUAÇÃO RELE DESLIGAMENTO ALTERNADA FASE A: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV GURUPI / PEIXE 2 C 1 TO	TOSTGU_500_LTT OPX_1_94AB.soe	94T - ATUAÇÃO RELE DESLIGAMENTO ALTERNADA FASE B: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:43,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV GURUPI / PEIXE 2 C 1 TO	TOSTGU_500_LTT OPX_1_94AB.soe	94T - ATUAÇÃO RELE DESLIGAMENTO ALTERNADA FASE B: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:44,000	N	EQUATORIAL TRANS	EQUATORIAL TRANS	DIS	DJ 13P8 kV RUROPOLIS 201 PA	PARU_13P8_DJ20 1_S.soe	Estado do Disjuntor 201 de PARU 13P8: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:44,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	DIS	DJ 500 kV PEIXE 2 704 TO	TOPX_500_DJ704_S.soe	DJ704 500 PEIXE 2 TOSTGU_500_LTTOPX_1: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:44,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	DIS	DJ 500 kV PEIXE 2 705 TO	TOPX_500_DJ705_S.soe	DJ705 500 PEIXE 2: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:47,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV COLINAS / MIRACEMA C 3 TO	TOCO_500_LTTO MC_3_68A.soe	68A - BLOQUEIO OSCILACAO POTENCIA ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Instante	C OS R	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Equip	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:30:47,00 0	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV COLINAS / MIRACEMA C 3 TO	TOCO_500_LTTO MC_3_68P.soe	68P - BLOQUEIO OSCILACAO POTENCIA PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:48,00 0	NE	EQUATORIAL 3	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV BURITIRAMA / QUEIMADA NOVA 2 C L2 BA/PI	BABTR_500_LTPI QND_L2_59TA.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO TEMPORIZADA - ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:48,00 0	NE	EQUATORIAL 3	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV BURITIRAMA / QUEIMADA NOVA 2 C L2 BA/PI	BABTR_500_LTPI QND_L2_59TP.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO TEMPORIZADA - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:48,00 0	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	DIS	DJ 500 kV GURUPI 9664S TO	TOSTGU_500_DJ9 664S_S.soe	DJ9664S 500 GURUPI TOSTGU_500_BSPEI: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:49,00 0	NE	EQUATORIAL 3	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV BURITIRAMA / QUEIMADA NOVA 2 C L2 BA/PI	BABTR_500_LTPI QND_L2_59TA.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO TEMPORIZADA - ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:49,00 0	NE	EQUATORIAL 3	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV BURITIRAMA / QUEIMADA NOVA 2 C L2 BA/PI	BABTR_500_LTPI QND_L2_59TP.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO TEMPORIZADA - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:49,00 0	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	DIS	DJ 500 kV GURUPI 9364 TO	TOSTGU_500_DJ9 364_S.soe	DJ9364 500 GURUPI TOSTGU_500_RT4: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:49,00 0	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	DIS	DJ 500 kV GURUPI 9384 TO	TOSTGU_500_DJ9 384_S.soe	DJ9384 500 GURUPI TOSTGU_500_LTTOMC_3: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:49,00 0	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	DIS	DJ 500 kV GURUPI 9664 TO	TOSTGU_500_DJ9 664_S.soe	DJ9664 500 GURUPI TOSTGU_500_LTTOPX_1: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:49,00 0	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	DIS	DJ 500 kV GURUPI 9674 TO	TOSTGU_500_DJ9 674_S.soe	DJ9674 500 GURUPI DE INTERLIGAÇÃO: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:49,00 0	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV GURUPI / MIRACEMA C 3 TO	TOSTGU_500_LTT OMC_3_68A.soe	68A - BLOQUEIO OSCILACAO POTENCIA ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:55,00 0	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	DIS	DJ 500 kV COLINAS 715 TO	TOCO_500_DJ715 _86.soe	86 - ATUACAO DO RELE DE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:55,00 0	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	DIS	DJ 500 kV COLINAS 715 TO	TOCO_500_DJ715 _S.soe	DJ715 500 COLINAS TOCO_500_LTTOMC_3: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:55,00 0	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV COLINAS / MIRACEMA C 3 TO	TOCO_500_LTTO MC_3_59IA.soe	59IA - PROTECAO SOBRETENSAO INSTANTANEA ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:55,00 0	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV COLINAS / MIRACEMA C 3 TO	TOCO_500_LTTO MC_3_59IA.soe	59IA - PROTECAO SOBRETENSAO INSTANTANEA ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:55,00 0	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV COLINAS / MIRACEMA C 3 TO	TOCO_500_LTTO MC_3_59IA.soe	59IA - PROTECAO SOBRETENSAO INSTANTANEA ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:55,00 0	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV COLINAS / MIRACEMA C 3 TO	TOCO_500_LTTO MC_3_59IP.soe	59IP - PROTECAO SOBRETENSAO INSTANTANEA PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:55,00 0	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV COLINAS / MIRACEMA C 3 TO	TOCO_500_LTTO MC_3_59IP.soe	59IP - PROTECAO SOBRETENSAO INSTANTANEA PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:55,00 0	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV COLINAS / MIRACEMA C 3 TO	TOCO_500_LTTO MC_3_59IP.soe	59IP - PROTECAO SOBRETENSAO INSTANTANEA PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:55,00 0	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV COLINAS / MIRACEMA C 3 TO	TOCO_500_LTTO MC_3_59IP.soe	59IP - PROTECAO SOBRETENSAO INSTANTANEA PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:55,00 0	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	DIS	DJ 500 kV MIRACEMA 717 TO	TOMC_500_DJ717 _86.soe	86 - ATUACAO DO RELE DE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:55,00 0	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	DIS	DJ 500 kV MIRACEMA 717 TO	TOMC_500_DJ717 _S.soe	DJ717 500 MIRACEMA TOCO_500_LTTOMC_3: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:55,00 0	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	DIS	DJ 500 kV MIRACEMA 718 TO	TOMC_500_DJ718 _86.soe	86 - ATUACAO DO RELE DE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:55,00 0	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	DIS	DJ 500 kV MIRACEMA 718 TO	TOMC_500_DJ718 _S.soe	DJ718 500 MIRACEMA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:55,00 0	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	DIS	DJ 500 kV MIRACEMA 719 TO	TOMC_500_DJ719 _86.soe	86 - ATUACAO DO RELE DE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:55,00 0	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	DIS	DJ 500 kV MIRACEMA 719 TO	TOMC_500_DJ719 _S.soe	DJ719 500 MIRACEMA TOSTGU_500_LTTOMC_3: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:55,00 0	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV COLINAS / MIRACEMA C 3 TO	TOMC_500_LTTO CO_3_59IA.soe	59IA - PROTECAO SOBRETENSAO INSTANTANEA ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:55,00 0	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV COLINAS / MIRACEMA C 3 TO	TOMC_500_LTTO CO_3_59IA.soe	59IA - PROTECAO SOBRETENSAO INSTANTANEA ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:55,00 0	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV COLINAS / MIRACEMA C 3 TO	TOMC_500_LTTO CO_3_59IP.soe	59IP - PROTECAO SOBRETENSAO INSTANTANEA PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:55,00 0	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV COLINAS / MIRACEMA C 3 TO	TOMC_500_LTTO CO_3_59IP.soe	59IP - PROTECAO SOBRETENSAO INSTANTANEA PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Equip	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:30:55,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV GURUPI / MIRACEMA C 3 TO	TOMC_500_LTTO STGU_3_59IA.soe	59IA - PROTECAO SOBRETENSAO INSTANTANEA ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:55,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV GURUPI / MIRACEMA C 3 TO	TOMC_500_LTTO STGU_3_59IA.soe	59IA - PROTECAO SOBRETENSAO INSTANTANEA ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:55,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV GURUPI / MIRACEMA C 3 TO	TOMC_500_LTTO STGU_3_59IP.soe	59IP - PROTECAO SOBRETENSAO INSTANTANEA PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:55,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	LTR	LT 500 kV GURUPI / MIRACEMA C 3 TO	TOMC_500_LTTO STGU_3_59IP.soe	59IP - PROTECAO SOBRETENSAO INSTANTANEA PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:56,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	CSE	BS 500 kV 198 Mvar COLINAS 5 TO	TOCO_500_BSS_9 4P.soe	94P - DISPARO DA PROTECAO (TRIP GERAL) PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:58,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	DIS	DJ 500 kV MIRACEMA 724 TO	TOMC_500_DJ724 _S.soe	DJ724 500 MIRACEMA TOMC_500_BS3: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:04,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	DIS	DJ 500 kV COLINAS 726 TO	TOCO_500_DJ726 _S.soe	DJ726 500 COLINAS TOCO_500_BSS5: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:06,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	CSE	BS 500 kV 198 Mvar COLINAS 5 TO	TOCO_500_BSS_9 4P.soe	94P - DISPARO DA PROTECAO (TRIP GERAL) PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:38:13,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	DIS	DJ 500 kV GURUPI 9364 TO	TOSTGU_500_DJ9 364_86R1.soe	86R1 - DISPARO RELE BLOQUEIO 1: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:42:23,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	DIS	DJ 500 kV MIRACEMA 717 TO	TOMC_500_DJ717 _86.soe	86 - ATUACAO DO RELE DE BLOQUEIO: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:42:33,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	DIS	DJ 500 kV MIRACEMA 718 TO	TOMC_500_DJ718 _86.soe	86 - ATUACAO DO RELE DE BLOQUEIO: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:42:45,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	DIS	DJ 500 kV MIRACEMA 719 TO	TOMC_500_DJ719 _86.soe	86 - ATUACAO DO RELE DE BLOQUEIO: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:43:14,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	DIS	DJ 500 kV GURUPI 9684 TO	TOSTGU_500_DJ9 684_S.soe	DJ9684 500 GURUPI TOSTGU_500_RT9: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:44:24,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	DIS	DJ 500 kV GURUPI 9384S TO	TOSTGU_500_DJ9 384S_S.soe	DJ9384S 500 GURUPI TOSTGU_500_BSMI3: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:44:27,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	DIS	DJ 500 kV GURUPI 9384S TO	TOSTGU_500_DJ9 384S_S.soe	DJ9384S 500 GURUPI TOSTGU_500_BSMI3: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:44:32,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	DIS	DJ 500 kV GURUPI 9384S TO	TOSTGU_500_DJ9 384S_S.soe	DJ9384S 500 GURUPI TOSTGU_500_BSMI3: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:44:49,000	N	INTESA	EQUATORIAL TRANS	DIS	DJ 500 kV MIRACEMA 726 TO	TOMC_500_DJ726 _S.soe	DJ726 500 MIRACEMA TOMC_500_RT8: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-44: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente ERTE.

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Equip	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:43:51,000	N	ERTE	ERTE	DIS	DJ 230 kV CASTANHAL 603 PA	PACN_230_DJ60 3_S.soe	DJ603 230 CASTANHAL PACN_230_LTPAVC_1 S: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:43:56,000	N	ERTE	ERTE	DIS	DJ 230 kV CASTANHAL 603 PA	PACN_230_DJ60 3_S.soe	DJ603 230 CASTANHAL PACN_230_LTPAVC_1 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-45: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente EVOLTZ.

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Equip	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:35:10,000	N	MANAUS TR	EVOLTZ	DIS	DJ 230 kV LECHUGA 603 AM	AMLEC_230_DJ6 03_S.soe	DJ603 230 LECHUGA AMLEC_230_BC3 S: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:35:13,000	N	MANAUS TR	EVOLTZ	DIS	DJ 230 kV LECHUGA 603 AM	AMLEC_230_DJ6 03_S.soe	DJ603 230 LECHUGA AMLEC_230_BC3 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:35:58,000	N	MANAUS TR	EVOLTZ	DIS	DJ 500 kV SILVES 706 AM	AMSIL_500_DJ70 6_S.soe	DJ706 500 SILVES AMSIL_500_LTAMLEC_2: Fechado (data/hora do evento imprecisa)

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:36:00,000	N	MANAUS TR	EVOL TZ	DIS	DJ 500 kV SILVES 706 AM	AMSIL_500_DJ706_S.soe	DJ706 500 SILVES AMSIL_500_LTAMLEC_2: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:38:49,000	N	MANAUS TR	EVOL TZ	DIS	DJ 500 kV LECHUGA 707 AM	AMLEC_500_DJ707_S.soe	DJ707 500 LECHUGA AMLEC_500_RT3: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-46: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente FURNAS.

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:30:44,000	N	FURNAS	FURNAS	UGE	UG 425 MW UHE S.DA MESA 3 GO	GOUSSM_15P0_UG3_87FDB.soe	87T - TRIP PROTECAO DIFERENCIAL FASE DIVIDIDA FASE B: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:44,000	N	FURNAS	FURNAS	UGE	UG 425 MW UHE S.DA MESA 3 GO	GOUSSM_15P0_UG3_87FDB.soe	87T - TRIP PROTECAO DIFERENCIAL FASE DIVIDIDA FASE B: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:44,000	N	FURNAS	FURNAS	UGE	UG 425 MW UHE S.DA MESA 3 GO	GOUSSM_15P0_UG3_87FDB.soe	87T - TRIP PROTECAO DIFERENCIAL FASE DIVIDIDA FASE B: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:44,000	N	FURNAS	FURNAS	UGE	UG 425 MW UHE S.DA MESA 3 GO	GOUSSM_15P0_UG3_87FDB.soe	87T - TRIP PROTECAO DIFERENCIAL FASE DIVIDIDA FASE B: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:36:13,000	N	FURNAS	FURNAS	DIS	DJ 230 kV MANSO 744 MT	MTUSMS_230_DJ744_62BF.soe	86R1 - DISPARO RELE BLOQUEIO 1: Fechado (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-47: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente IBITU ENERGIA.

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:31:08,000	NE	EOL ICARAI	IBITU ENERGIA	DIS	DJ 34P5 kV ICARAI T1 CE	CEICR_34P5_DJT1_S.soe	DJT1 34.5 ICARAI CEICR_230_TRT1 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-48: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente IE NORTE NORDESTE.

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:30:39,000	NE	IE NORTE NORDESTE	CTEEP	DIS	DJ 500 kV RIB.GONCALVES D5 PI	PIRGV_500_DJD5_S.soe	DJD5 500 RIB.GONCALVES S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:39,000	NE	IE NORTE NORDESTE	CTEEP	DIS	DJ 500 kV RIB.GONCALVES L3 PI	PIRGV_500_DJL3_S.soe	DJL3 500 RIB.GONCALVES PIRGV_500_LTPISJL_L3 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:40,000	NE	IE NORTE NORDESTE	CTEEP	DIS	DJ 500 kV RIB.GONCALVES F2 PI	PIRGV_500_DJF2_S.soe	DJF2 500 RIB.GONCALVES TOCO_500_LTPIRGV_2 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:42,000	NE	IE NORTE NORDESTE	CTEEP	LTR	LT 500 kV COLINAS / RIB.GONCALVES C 2 TO/PI	TOCO_500_LTPIRGV_2_APOU.soe	APOU - AGRUPAMENTO PROTECAO OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:44,000	NE	IE NORTE NORDESTE	CTEEP	DIS	DJ 500 kV RIB.GONCALVES L3 PI	PIRGV_500_DJL3_S.soe	DJL3 500 RIB.GONCALVES PIRGV_500_LTPISJL_L3 S: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:48,000	NE	IE NORTE NORDESTE	CTEEP	LTR	LT 500 kV COLINAS / RIB.GONCALVES C 2 TO/PI	TOCO_500_LTPIRGV_2_APOU.soe	APOU - AGRUPAMENTO PROTECAO OUTRAS FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:52,000	NE	IE NORTE NORDESTE	CTEEP	DIS	DJ 500 kV RIB.GONCALVES D5 PI	PIRGV_500_DJD5_S.soe	DJD5 500 RIB.GONCALVES S: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:53,000	NE	IE NORTE NORDESTE	CTEEP	DIS	DJ 500 kV RIB.GONCALVES F2 PI	PIRGV_500_DJF2_S.soe	DJF2 500 RIB.GONCALVES TOCO_500_LTPIRGV_2 S: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:55,000	NE	IE NORTE NORDESTE	CTEEP	LTR	LT 500 kV COLINAS / RIB.GONCALVES C 2 TO/PI	TOCO_500_LTPIRGV_2_APOU.soe	APOU - AGRUPAMENTO PROTECAO OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:01,000	NE	IE NORTE NORDESTE	CTEEP	DIS	DJ 500 kV RIB.GONCALVES D5 PI	PIRGV_500_DJD5_S.soe	DJD5 500 RIB.GONCALVES S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:31:01,000	NE	IE NORTE NORDESTE	CTEE P	DIS	DJ 500 kV RIB.GONCALVES L3 PI	PIRGV_500_DJL3_S.soe	DJL3 500 RIB.GONCALVES PIRGV_500_LTPISJL_L3 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:01,000	NE	IE NORTE NORDESTE	CTEE P	LTR	LT 500 kV COLINAS / RIB.GONCALVES C 2 TO/PI	TOCO_500_LTPIRGV_2_APOU.soe	APOU - AGRUPAMENTO PROTECAO OUTRAS FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-49: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente IE GARANHUNS.

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:31:51,000	NE	IE GARANHUNS	CTE EP	DIS	DJ 500 kV GARANHUNS II Z3 PE	PEGRD_500_DJZ3_A TRB.soe	ATUACAO RELE DE BLOQUEIO: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-50: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente MINERAÇÃO VALE VERDE.

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:30:59,000	NE	MINERAÇÃO VALE VERDE	MINERAÇÃO VALE VERDE	DIS	DJ 230 kV ARAPIRACA III P1 AL	ALART_230_DJP1_S.soe	DJP1 230 ARAPIRACA III ALART_230_CAALSER_P1 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-51: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente NEO REN.

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:39:15,000	NE	AHE ITAPEBI	NEO REN	UGE	UG 153 MW ITAPEBI US 1 BA	BAUITP_13P8_UG1_DRB1.soe	DISPARO RELE BLOQUEIO 1: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:39:16,000	NE	AHE ITAPEBI	NEO REN	UGE	UG 153 MW ITAPEBI US 1 BA	BAUITP_13P8_UG1_DPSS.soe	DISPARO PROTECAO PERDA SINCRONISMO: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:39:19,000	NE	AHE ITAPEBI	NEO REN	DIS	DJ 230 kV ITAPEBI SE G1 BA	BAITL_230_DJG1_DPRB.soe	DISPARO RELE BLOQUEIO: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:43:25,000	NE	NEO REN	NEO REN	DIS	DJ 34P5 kV SUB LUZIA T1 PB	PBLZA_34P5_DJT1_S.soe	DJT1 34.5 SUB LUZIA PBLZA_138_TRT1 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:43:27,000	NE	NEO REN	NEO REN	DIS	DJ 138 kV SUB LUZIA T1 PB	PBLZA_138_DJT1_S.soe	DJT1 138 SUB LUZIA PBLZA_138_TRT1 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:43:38,000	NE	AHE ITAPEBI	NEO REN	DIS	DJ 230 kV ITAPEBI SE G3 BA	BAITL_230_DJG3_S.soe	DJG3 230 ITAPEBI SE BAUITP_230_LTBAITL_G3 S: Fechado (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-52: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente NEOENERGIA TRANS.

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:30:59,000	NE	SANTA LUZIA	NEOENERGIA TRANS	LTR	LT 500 kV SANTA LUZIA II / MILAGRES II C C5 PB/CE	PBSLD_500_LTCE_MLD_C5_591A.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO INSTANTÂNEA - ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:59,000	NE	SANTA LUZIA	NEOENERGIA TRANS	LTR	LT 500 kV SANTA LUZIA II / MILAGRES II C C5 PB/CE	PBSLD_500_LTCE_MLD_C5_591A.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO INSTANTÂNEA - ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:59,000	NE	SANTA LUZIA	NEOENERGIA TRANS	LTR	LT 500 kV SANTA LUZIA II / MILAGRES II C C5 PB/CE	PBSLD_500_LTCE_MLD_C5_591P.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO INSTANTÂNEA - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:59,000	NE	SANTA LUZIA	NEOENERGIA TRANS	LTR	LT 500 kV SANTA LUZIA II / MILAGRES II C C5 PB/CE	PBSLD_500_LTCE_MLD_C5_591P.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO INSTANTÂNEA - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:31:00,000	NE	SANTA LUZIA	NEOENER GIA TRANS	DIS	DJ 500 kV SANTA LUZIA II C5 PB	PBSLD_500_DJC5_S.soe	DJC5 500 SANTA LUZIA II PBSLD_500_LTCEMLD_C5 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:00,000	NE	SANTA LUZIA	NEOENER GIA TRANS	DIS	DJ 500 kV SANTA LUZIA II D1 PB	PBSLD_500_DJD1_S.soe	DJD1 500 SANTA LUZIA II S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:00,000	NE	SANTA LUZIA	NEOENER GIA TRANS	DIS	DJ 500 kV SANTA LUZIA II D3 PB	PBSLD_500_DJD3_S.soe	DJD3 500 SANTA LUZIA II S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:00,000	NE	SANTA LUZIA	NEOENER GIA TRANS	DIS	DJ 500 kV SANTA LUZIA II Z6 PB	PBSLD_500_DJZ6_S.soe	DJZ6 500 SANTA LUZIA II PBSLD_500_LTPBCGT_Z6 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:01,000	NE	SANTA LUZIA	NEOENER GIA TRANS	LTR	LT 500 kV SANTA LUZIA II / MILAGRES II C C5 PB/CE	PBSLD_500_LTCE_MLD_C5_94A.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:01,000	NE	SANTA LUZIA	NEOENER GIA TRANS	LTR	LT 500 kV SANTA LUZIA II / MILAGRES II C C5 PB/CE	PBSLD_500_LTCE_MLD_C5_94A.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:01,000	NE	SANTA LUZIA	NEOENER GIA TRANS	LTR	LT 500 kV SANTA LUZIA II / MILAGRES II C C5 PB/CE	PBSLD_500_LTCE_MLD_C5_94P.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:01,000	NE	SANTA LUZIA	NEOENER GIA TRANS	LTR	LT 500 kV SANTA LUZIA II / MILAGRES II C C5 PB/CE	PBSLD_500_LTCE_MLD_C5_94P.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:34:54,000	NE	SANTA LUZIA	NEOENER GIA TRANS	DIS	DJ 500 kV SANTA LUZIA II E1 PB	PBSLD_500_DJE1_S.soe	DJE1 500 SANTA LUZIA II PBSLD_500 RTE1 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:35:01,000	NE	SANTA LUZIA	NEOENER GIA TRANS	DIS	DJ 500 kV SANTA LUZIA II E2 PB	PBSLD_500_DJE2_S.soe	DJE2 500 SANTA LUZIA II PBSLD_500 RTE2 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:35:02,000	NE	SANTA LUZIA	NEOENER GIA TRANS	DIS	DJ 500 kV SANTA LUZIA II D2 PB	PBSLD_500_DJD2_S.soe	DJD2 500 SANTA LUZIA II S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:37:00,000	NE	AFLUE NTE	NEOENER GIA TRANS	DIS	DJ 230 kV POLO C1 BA	BAPLO_230_DJC1_S.soe	DJC1 230 POLO BACMQ_230_LTBAPLO_C1 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:37:13,000	NE	AFLUE NTE	NEOENER GIA TRANS	DIS	DJ 230 kV POLO C2 BA	BAPLO_230_DJC2_S.soe	DJC2 230 POLO BACMQ_230_LTBAPLO_C2 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-53: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente PETROBRAS.

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:31:03,000	NE	PETRO BRAS	PETRO BRAS	DIS	DJ 13P8 kV UT.TERMOCEARA G2 CE	CEUTCE_13P8_DJ_G2_DPRB.soe	DISPARO RELE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:03,000	NE	PETRO BRAS	PETRO BRAS	UGE	UG 55 MW UT.TERMOCEARA 2 CE	CEUTCE_13P8_UG_2_DPRB.soe	DISPARO RELE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:04,000	NE	PETRO BRAS	PETRO BRAS	DIS	DJ 13P8 kV UT.TERMOCEARA G1 CE	CEUTCE_13P8_DJ_G1_DPRB.soe	DISPARO RELE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:04,000	NE	PETRO BRAS	PETRO BRAS	DIS	DJ 13P8 kV UT.TERMOCEARA G3 CE	CEUTCE_13P8_DJ_G3_DPRB.soe	DISPARO RELE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:04,000	NE	PETRO BRAS	PETRO BRAS	DIS	DJ 13P8 kV UT.TERMOCEARA G4 CE	CEUTCE_13P8_DJ_G4_DPRB.soe	DISPARO RELE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:04,000	NE	PETRO BRAS	PETRO BRAS	DIS	DJ 13P8 kV UT.TERMOCEARA T1 CE	CEUTCE_13P8_DJT_1_DPRB.soe	DISPARO PROTECAO FALHA DISJUNTOR: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:04,000	NE	PETRO BRAS	PETRO BRAS	DIS	DJ 13P8 kV UT.TERMOCEARA T1 CE	CEUTCE_13P8_DJT_1_DPRB.soe	DISPARO RELE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:04,000	NE	PETRO BRAS	PETRO BRAS	DIS	DJ 13P8 kV UT.TERMOCEARA T2 CE	CEUTCE_13P8_DJT_2_DPRB.soe	DISPARO PROTECAO FALHA DISJUNTOR: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:04,000	NE	PETRO BRAS	PETRO BRAS	DIS	DJ 13P8 kV UT.TERMOCEARA T2 CE	CEUTCE_13P8_DJT_2_DPRB.soe	DISPARO RELE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:04,000	NE	PETRO BRAS	PETRO BRAS	UGE	UG 55 MW UT.TERMOCEARA 1 CE	CEUTCE_13P8_UG_1_DPRB.soe	DISPARO RELE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:04,000	NE	PETRO BRAS	PETRO BRAS	UGE	UG 55 MW UT.TERMOCEARA 3 CE	CEUTCE_13P8_UG_3_DPRB.soe	DISPARO RELE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:35:17,000	NE	SUAPE II	PETRO BRAS	DIS	DJ 13P8 kV UTE SUAPE II BAA906 PE	PEUTSD_13P8_DJB_AA906_S.soe	DJBAA906 13.8 UTE SUAPE II PEUTSD_13P8_CAPEB906 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:35:17,000	NE	SUAPE II	PETRO BRAS	DIS	DJ 13P8 kV UTE SUAPE II BAO906 PE	PEUTSD_13P8_DJB_AO906_S.soe	DJBAO906 13.8 UTE SUAPE II PEUTSD_230_TRT3 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-54: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente S FRANCISCO

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:37:12,000	NE	S FRANCI SCO	S FRANCI SCO	DIS	DJ 230 kV UTE APOENA P4 BA	BAAPO_230_DJP4_S. soe	DJP4 230 UTE MURICY BAMCY1_230_LTBAPLO_P4 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:37:22,000	NE	S FRANCI SCO	S FRANCI SCO	LTR	LT 230 kV UTE APOENA / POLO C P4 BA	BAAPO_230_LTBAPL O_P4_DPRB.soe	DISPARO RELE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-55: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente SERTANEJA.

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:30:57,000	NE	SERT ANEJ A	SERT ANEJ A	DIS	DJ 500 kV BURITIRAMA L3 BA	BABTR_500_DJL3_ S.soe	DJL3 500 BURITIRAMA BABTR_500_LTPIQND_L3 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:01,000	NE	SERT ANEJ A	SERT ANEJ A	LTR	LT 500 kV CURRAL PIAUI II / QUEIMADA NOVA 2 C V1 PI	PIQND_500_LTPIC NP_V1_59IP.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO INSTANTÂNEA - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:01,000	NE	SERT ANEJ A	SERT ANEJ A	LTR	LT 500 kV CURRAL PIAUI II / QUEIMADA NOVA 2 C V1 PI	PIQND_500_LTPIC NP_V1_59TA.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO TEMPORIZADA - ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:01,000	NE	SERT ANEJ A	SERT ANEJ A	LTR	LT 500 kV CURRAL PIAUI II / QUEIMADA NOVA 2 C V1 PI	PIQND_500_LTPIC NP_V1_94A.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:01,000	NE	SERT ANEJ A	SERT ANEJ A	LTR	LT 500 kV CURRAL PIAUI II / QUEIMADA NOVA 2 C V1 PI	PIQND_500_LTPIC NP_V1_94P.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:03,000	NE	SERT ANEJ A	SERT ANEJ A	LTR	LT 500 kV CURRAL PIAUI II / QUEIMADA NOVA 2 C V1 PI	PIQND_500_LTPIC NP_V1_59IP.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO INSTANTÂNEA - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:03,000	NE	SERT ANEJ A	SERT ANEJ A	LTR	LT 500 kV CURRAL PIAUI II / QUEIMADA NOVA 2 C V1 PI	PIQND_500_LTPIC NP_V1_59TA.soe	DISPARO POR SOBRETENSÃO TEMPORIZADA - ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:03,000	NE	SERT ANEJ A	SERT ANEJ A	LTR	LT 500 kV CURRAL PIAUI II / QUEIMADA NOVA 2 C V1 PI	PIQND_500_LTPIC NP_V1_94A.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:03,000	NE	SERT ANEJ A	SERT ANEJ A	LTR	LT 500 kV CURRAL PIAUI II / QUEIMADA NOVA 2 C V1 PI	PIQND_500_LTPIC NP_V1_94P.soe	DISPARO DA PROTEÇÃO (TRIP GERAL) - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-56: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente STATE GRID.

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:30:37,000	NE	PT E	STATE GRID	LTR	LT 500 kV LUZIANIA / RIO DAS EGUAS C N1 GO/BA	GOLUZ_500_LTBAR DE_N1_68A.soe	68A - BLOQUEIO OSCILACAO POTENCIA ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:37,000	NE	PT E	STATE GRID	LTR	LT 500 kV LUZIANIA / RIO DAS EGUAS C N1 GO/BA	GOLUZ_500_LTBAR DE_N1_68P.soe	68P - BLOQUEIO OSCILACAO POTENCIA PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:49,000	NE	PT E	STATE GRID	LTR	LT 500 kV LUZIANIA / RIO DAS EGUAS C N1 GO/BA	GOLUZ_500_LTBAR DE_N1_68A.soe	68A - BLOQUEIO OSCILACAO POTENCIA ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:49,000	NE	PT E	STATE GRID	LTR	LT 500 kV LUZIANIA / RIO DAS EGUAS C N1 GO/BA	GOLUZ_500_LTBAR DE_N1_68P.soe	68P - BLOQUEIO OSCILACAO POTENCIA PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-57: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente TAESA.

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:30:44,000	NE	TAE SA	TA ESA	LTR	LT 500 kV COLINAS / RIB.GONCALVES C 1 TO/PI	TOCO_500_LTPIRG V_1_APOU.soe	APOU - AGRUPAMENTO DAS PROTECOES OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:46,000	NE	TAE SA	TA ESA	DIS	DJ 500 kV SAPEACU L3 BA	BASPU_500_DJL3_S .soe	DJL3 500 SAPEACU BAICA_500_LTBASPU_L3 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:58,000	NE	TAE SA	TA ESA	DIS	DJ 500 kV SAPEACU L3 BA	BASPU_500_DJL3_S .soe	DJL3 500 SAPEACU BAICA_500_LTBASPU_L3 S: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:01,000	NE	TAE SA	TA ESA	DIS	DJ 230 kV SAPEACU Q1 BA	BASPU_230_DJQ1_S .soe	DJQ1 230 SAPEACU BASPU_230_TRT4 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:32:04,000	NE	TAE SA	TA ESA	LTR	LT 500 kV COLINAS / RIB.GONCALVES C 1 TO/PI	TOCO_500_LTPIRG V_1_APOU.soe	APOU - AGRUPAMENTO DAS PROTECOES OUTRAS FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:32:14,000	NE	TAE SA	TA ESA	LTR	LT 500 kV COLINAS / RIB.GONCALVES C 1 TO/PI	TOCO_500_LTPIRG V_1_APOU.soe	APOU - AGRUPAMENTO DAS PROTECOES OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:32:58,000	NE	SPE DRO	TA ESA	DIS	DJ 6P6 kV ELISEU MARTINS T3A PI	PIELM_6P6_DJT3A_S .soe	DJT3A 6.6 ELISEU MARTINS: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:32:58,000	NE	SPE DRO	TA ESA	DIS	DJ 6P6 kV ELISEU MARTINS T3B PI	PIELM_6P6_DJT3B_S .soe	DJT3B 6.6 ELISEU MARTINS: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:44:37,000	NE	TAE SA	TA ESA	DIS	DJ 500 kV BOM.JES.LAPA II L1 BA	BABJD_500_DJL1_S .soe	DJL1 500 BOM.JES.LAPA II BARDE_500_LTBABJD_L1 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:44:41,000	NE	TAE SA	TA ESA	DIS	DJ 500 kV BOM.JES.LAPA II D3 BA	BABJD_500_DJD3_S .soe	DJD3 500 BOM.JES.LAPA II S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-58: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente TERMOCABO

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:31:11,000	NE	TERMOC ABO	TERMOC ABO	SBA	SB 13P8 kV TERMOCABO BP PE	PEUTCB_13P8_BABP _DPSB.soe	DISPARO PROTECAO SOBRETENSAO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:34:19,000	NE	TERMOC ABO	TERMOC ABO	SBA	SB 13P8 kV TERMOCABO BP PE	PEUTCB_13P8_BABP _DPSB.soe	DISPARO PROTECAO SOBRETENSAO: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-59: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente VOLTALIA.

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:38:00,000	NE	CAIÇARA I	VOLT ALIA	DIS	DJ 34P5 kV AMAZONAS T1 RN	RNAMZ_34P5_D JT1_S.soe	DJT1 34.5 AMAZONAS RNAMZ_230_TRT1 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:38:06,000	NE	CAIÇARA I	VOLT ALIA	DIS	DJ 34P5 kV AMAZONAS T2 RN	RNAMZ_34P5_D JT2_S.soe	DJT2 34.5 AMAZONAS RNAMZ_230_TRT2 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:38:47,000	NE	CAIÇARA I	VOLT ALIA	DIS	DJ 230 kV AMAZONAS T1 RN	RNAMZ_230_DJ T1_S.soe	DJT1 230 AMAZONAS RNAMZ_230_TRT1 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:38:54,000	NE	CAIÇARA I	VOLT ALIA	DIS	DJ 230 kV AMAZONAS T2 RN	RNAMZ_230_DJ T2_S.soe	DJT2 230 AMAZONAS RNAMZ_230_TRT2 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:40:46,000	NE	VENTOS DE V CEARÁ II	VOLT ALIA	DIS	DJ 34P5 kV SERRA DO MEL T31 RN	RNSDM_34P5_D JT31_S.soe	DJT31 34.5 SERRA DO MEL RNSDM_500_TRT3 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:43:19,000	NE	POTIGUAR B31	VOLT ALIA	DIS	DJ 34P5 kV SERRA DO MEL 2 T11 RN	RNSDM2_34P5_ DJT11_S.soe	DJT11 34.5 SERRA DO MEL 2 RNSDM2_500_TRT1 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:43:24,000	NE	POTIGUAR B31	VOLT ALIA	DIS	DJ 34P5 kV SERRA DO MEL 2 T12 RN	RNSDM2_34P5_ DJT12_S.soe	DJT12 34.5 SERRA DO MEL 2 RNSDM2_500_TRT1 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-60: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente VOTORANTIM CIMENTOS.

Instante	C OS R	Agente Prop.	Agente Oper.	Tip o Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:30:45,000	N E	VOTORANTI M CIMENTOS	VOTORANTI M CIMENTOS	DIS	DJ 230 kV P.DO CAVALO T2 BA	BAUCV_230_DJT2_S.soe	DJT2 230 P.DO CAVALO BAUCV_230_TRT2 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:46,000	N E	VOTORANTI M CIMENTOS	VOTORANTI M CIMENTOS	UG E	UG 80 MW P.DO CAVALO 2 BA	BAUCV_13P8_UG2_DRB1.soe	DISPARO RELE BLOQUEIO 1: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:47,000	N E	VOTORANTI M CIMENTOS	VOTORANTI M CIMENTOS	DIS	DJ 230 kV P.DO CAVALO T2 BA	BAUCV_230_DJT2_DPRB.soe	DISPARO RELE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:51,000	N E	VOTORANTI M CIMENTOS	VOTORANTI M CIMENTOS	UG E	UG 80 MW P.DO CAVALO 2 BA	BAUCV_13P8_UG2_DRB2.soe	DISPARO RELE BLOQUEIO 2: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:51,000	N E	VOTORANTI M CIMENTOS	VOTORANTI M CIMENTOS	UG E	UG 80 MW P.DO CAVALO 2 BA	BAUCV_13P8_UG2_DRB4.soe	DISPARO RELE BLOQUEIO 4: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:09,000	N E	VOTORANTI M CIMENTOS	VOTORANTI M CIMENTOS	LT R	LT 230 kV P.DO CAVALO / G.MANGABEIRA C S4 BA	BAGVM_230_LTB AUCV_S4_BP60.soe	PROTECAO PRINCIPAL BLOQUEIO 60F: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:11,000	N E	VOTORANTI M CIMENTOS	VOTORANTI M CIMENTOS	LT R	LT 230 kV P.DO CAVALO / G.MANGABEIRA C S4 BA	BAGVM_230_LTB AUCV_S4_BS60.soe	PROTECAO SECUNDARIA BLOQUEIO 60F: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:11,000	N E	VOTORANTI M CIMENTOS	VOTORANTI M CIMENTOS	LT R	LT 230 kV P.DO CAVALO / G.MANGABEIRA C S4 BA	BAGVM_230_LTB AUCV_S4_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:36:20,000	N E	VOTORANTI M CIMENTOS	VOTORANTI M CIMENTOS	LT R	LT 230 kV P.DO CAVALO / G.MANGABEIRA C S4 BA	BAGVM_230_LTB AUCV_S4_PTDD.soe	PROTECAO PRINCIPAL TRANSMISSAO TDD: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:36:20,000	N E	VOTORANTI M CIMENTOS	VOTORANTI M CIMENTOS	DIS	DJ 230 kV P.DO CAVALO S4 BA	BAUCV_230_DJS4_S.soe	DJS4 230 P.DO CAVALO BAUCV_230_LTBAGVM_S4 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:36:21,000	N E	VOTORANTI M CIMENTOS	VOTORANTI M CIMENTOS	LT R	LT 230 kV P.DO CAVALO / G.MANGABEIRA C S4 BA	BAGVM_230_LTB AUCV_S4_PRDD.soe	PROTECAO SECUNDARIA TRANSMISSAO TDD: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:36:21,000	N E	VOTORANTI M CIMENTOS	VOTORANTI M CIMENTOS	LT R	LT 230 kV P.DO CAVALO / G.MANGABEIRA C S4 BA	BAGVM_230_LTB AUCV_S4_PRDD.soe	PROTECAO SECUNDARIA TRANSMISSAO TDD: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:36:21,000	N E	VOTORANTI M CIMENTOS	VOTORANTI M CIMENTOS	LT R	LT 230 kV P.DO CAVALO / G.MANGABEIRA C S4 BA	BAGVM_230_LTB AUCV_S4_PRDD.soe	PROTECAO SECUNDARIA TRANSMISSAO TDD: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:36:21,000	N E	VOTORANTI M CIMENTOS	VOTORANTI M CIMENTOS	LT R	LT 230 kV P.DO CAVALO / G.MANGABEIRA C S4 BA	BAGVM_230_LTB AUCV_S4_PRDD.soe	PROTECAO SECUNDARIA TRANSMISSAO TDD: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:36:21,000	N E	VOTORANTI M CIMENTOS	VOTORANTI M CIMENTOS	LT R	LT 230 kV P.DO CAVALO / G.MANGABEIRA C S4 BA	BAGVM_230_LTB AUCV_S4_PRDD.soe	PROTECAO SECUNDARIA TRANSMISSAO TDD: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:36:21,000	N E	VOTORANTI M CIMENTOS	VOTORANTI M CIMENTOS	LT R	LT 230 kV P.DO CAVALO / G.MANGABEIRA C S4 BA	BAGVM_230_LTB AUCV_S4_PRDD.soe	PROTECAO SECUNDARIA TRANSMISSAO TDD: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:36:21,000	N E	VOTORANTI M CIMENTOS	VOTORANTI M CIMENTOS	LT R	LT 230 kV P.DO CAVALO / G.MANGABEIRA C S4 BA	BAGVM_230_LTB AUCV_S4_TRPO.soe	PROTECAO SECUNDARIA TRANSMISSAO POTT: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:36:22,000	N E	VOTORANTI M CIMENTOS	VOTORANTI M CIMENTOS	LT R	LT 230 kV P.DO CAVALO / G.MANGABEIRA C S4 BA	BAGVM_230_LTB AUCV_S4_TRPO.soe	PROTECAO SECUNDARIA TRANSMISSAO POTT: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:36:22,000	N E	VOTORANTI M CIMENTOS	VOTORANTI M CIMENTOS	LT R	LT 230 kV P.DO CAVALO / G.MANGABEIRA C S4 BA	BAGVM_230_LTB AUCV_S4_TRPO.soe	PROTECAO SECUNDARIA TRANSMISSAO POTT: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:36:22,000	N E	VOTORANTI M CIMENTOS	VOTORANTI M CIMENTOS	LT R	LT 230 kV P.DO CAVALO / G.MANGABEIRA C S4 BA	BAGVM_230_LTB AUCV_S4_TRPO.soe	PROTECAO SECUNDARIA TRANSMISSAO POTT: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:36:22,000	N E	VOTORANTI M CIMENTOS	VOTORANTI M CIMENTOS	LT R	LT 230 kV P.DO CAVALO / G.MANGABEIRA C S4 BA	BAGVM_230_LTB AUCV_S4_TRPO.soe	PROTECAO SECUNDARIA TRANSMISSAO POTT: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:36:22,000	N E	VOTORANTI M CIMENTOS	VOTORANTI M CIMENTOS	LT R	LT 230 kV P.DO CAVALO / G.MANGABEIRA C S4 BA	BAGVM_230_LTB AUCV_S4_TRPO.soe	PROTECAO SECUNDARIA TRANSMISSAO POTT: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-61: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente Z ENERGIA.

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Equip	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:30:49,000	N	ACRE	Z ENERGIA	DIS	DJ 230 kV RIO BRANCO I 616 AC	ACRB_230_DJ616_S.soe	DJ616 230 RIO BRANCO I ACFJ_230_LTACRB_1: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:50,000	N	ACRE	Z ENERGIA	DIS	DJ 230 kV FEIJO 235 AC	ACFJ_230_DJ235_S.soe	DJ235 230 FEIJO ACFJ_230_LTACRB_1: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:36:01,000	N	ACRE	Z ENERGIA	DIS	DJ 230 kV FEIJO 26 AC	ACFJ_230_DJ26_S.soe	DJ206 230 FEIJO ACFJ_230_RT3: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:36:22,000	N	ACRE	Z ENERGIA	DIS	DJ 230 kV FEIJO 211 AC	ACFJ_230_DJ211_S.soe	DJ211 230 FEIJO ACFJ_230_TR1: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:36:42,000	N	ACRE	Z ENERGIA	DIS	DJ 230 kV FEIJO 21 AC	ACFJ_230_DJ21_S.soe	DJ201 230 FEIJO ACFJ_230_TR2: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:37:22,000	N	ACRE	Z ENERGIA	DIS	DJ 69 kV FEIJO 120 AC	ACFJ_69P0_DJ120_S.soe	DJ120 69 FEIJO ACFJ_230_TR1: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:38:02,000	N	ACRE	Z ENERGIA	DIS	DJ 69 kV FEIJO 15 AC	ACFJ_69P0_DJ15_S.soe	DJ105 69 FEIJO ACFJ_230_TR2: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

10.3.2 Lista de pontos digitais encaminhados com estampa completa, mas com indicação de “data/hora do evento imprecisa” por agente

Tabela 10-62: Lista de pontos digitais encaminhados com estampa completa, mas com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente CEMIG GT

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Equip	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:31:26,993	SE	CEMIG GT	CEMIG GT	DIS	DJ 345 kV JECEABA 7P4 MG	MGJCAB_345_DJ7P4_S.soe	DJ7P4 345 JECEABA MGJCAB_345_CATR1 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:27,075	SE	CEMIG GT	CEMIG GT	DIS	DJ 345 kV JECEABA 8P4 MG	MGJCAB_345_DJ8P4_S.soe	DJ8P4 345 JECEABA S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-63: Lista de pontos digitais encaminhados com estampa completa, mas com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente CHESF

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Equip	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:30:02,536	NE	CHESF	CHESF	BCP	BC 69 kV 21P3 Mvar JOAO CAMARA 2 H2 RN	RNJCD_69P0_BCH2_DPSB.soe	DISPARO PROTECAO SOBRETENSAO: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:13,692	NE	CHESF	CHESF	BCP	BC 69 kV 21P3 Mvar JOAO CAMARA 2 H4 RN	RNJCD_69P0_BCH4_DPSB.soe	DISPARO PROTECAO SOBRETENSAO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:16,592	NE	CHESF	CHESF	BCP	BC 69 kV 21P3 Mvar JOAO CAMARA 2 H4 RN	RNJCD_69P0_BCH4_DPSB.soe	DISPARO PROTECAO SOBRETENSAO: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:35,853	NE	CHESF	CHESF	BCP	BC 69 kV 21P3 Mvar JOAO CAMARA 2 H1 RN	RNJCD_69P0_BCH1_DPSB.soe	DISPARO PROTECAO SOBRETENSAO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:38,003	NE	CHESF	CHESF	TR2	TR 230 / 69 kV TACAIMBO T1 PE	PETAC_230_TRT1_P_APTS.soe	ATUA PROT TRANSFORM-FUNCAO SOBRECORRENTE: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:38,003	NE	CHESF	CHESF	TR2	TR 230 / 69 kV TACAIMBO T1 PE	PETAC_230_TRT1_P_APTS.soe	ATUA PROT TRANSFORM-FUNCAO SOBRECORRENTE: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:40,253	NE	CHESF	CHESF	BCP	BC 69 kV 21P3 Mvar JOAO CAMARA 2 H1 RN	RNJCD_69P0_BCH1_DPSB.soe	DISPARO PROTECAO SOBRETENSAO: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Equip	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:30:50,798	NE	CH ESF	CH ESF	DIS	DJ 500 kV CAMACARI IV V7 BA	BACMQ_500_DJV7_S.soe	DJV7 500 CAMACARI IV BACMQ_500_LTSEJDM_V7 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:50,799	NE	CH ESF	CH ESF	DIS	DJ 500 kV CAMACARI IV D2 BA	BACMQ_500_DJD2_S.soe	DJD2 500 CAMACARI IV S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:50,853	NE	CH ESF	CH ESF	LTR	LT 500 kV CAMACARI IV JARDIM / C V7 BA/SE	BACMQ_500_LTSEJDM_V7_PLOF.soe	ATUACAO PROT LINHA TRANS-OUTRAS FUNCIONES: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:50,956	NE	CH ESF	CH ESF	LTR	LT 500 kV CAMACARI IV JARDIM / C V7 BA/SE	BACMQ_500_LTSEJDM_V7_STDM.soe	RECEPCAO TRANSFER MANTIDO-PS: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:51,001	NE	CH ESF	CH ESF	DIS	DJ 500 kV CAMACARI IV V7 BA	BACMQ_500_DJV7_ATRB.soe	ATUACAO RELE DE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:51,008	NE	CH ESF	CH ESF	LTR	LT 500 kV CAMACARI IV JARDIM / C V7 BA/SE	BACMQ_500_PTDM.soe	RECEPCAO TRANSFER MANTIDO-PP: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:51,175	NE	CH ESF	CH ESF	LTR	LT 500 kV CAMACARI IV JARDIM / C V7 BA/SE	BACMQ_500_PTDM.soe	RECEPCAO TRANSFER MANTIDO-PS: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:51,217	NE	CH ESF	CH ESF	LTR	LT 500 kV CAMACARI IV JARDIM / C V7 BA/SE	BACMQ_500_PTDM.soe	RECEPCAO TRANSFER MANTIDO-PP: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:54,560	NE	CH ESF	CH ESF	BCP	BC 69 kV 21P3 Mvar JOAO CAMARA 2 H3 RN	RNUCD_69P0_BCH3_DPSB.soe	DISPARO PROTECAO SOBRETENSAO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:55,387	NE	CH ESF	CH ESF	DIS	DJ 230 kV ICO M2 CE	CEICO_230_DJM2_S.soe	DJM2 230 ICO CEICO_230_LTCEMLG_M2 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:57,951	NE	CH ESF	CH ESF	BCP	BC 69 kV 21P3 Mvar JOAO CAMARA 2 H3 RN	RNUCD_69P0_BCH3_DPSB.soe	DISPARO PROTECAO SOBRETENSAO: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:59,056	NE	CH ESF	CH ESF	LTR	LT 230 kV ALEX MOSSORO II / C P3 CE/RN	RNMSD_230_LTCEALX_P3_STDM.soe	RECEPCAO TRANSFER MANTIDO-PS: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:59,065	NE	CH ESF	CH ESF	LTR	LT 230 kV ALEX MOSSORO II / C P3 CE/RN	RNMSD_230_LTCEALX_P3_94A.soe	DISPARO DA PROTECAO (TRIP GERAL) - ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:59,349	NE	CH ESF	CH ESF	LTR	LT 230 kV ALEX MOSSORO II / C P3 CE/RN	RNMSD_230_LTCEALX_P3_STDM.soe	RECEPCAO TRANSFER MANTIDO-PS: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:59,355	NE	CH ESF	CH ESF	LTR	LT 230 kV ALEX MOSSORO II / C P3 CE/RN	RNMSD_230_LTCEALX_P3_94A.soe	DISPARO DA PROTECAO (TRIP GERAL) - ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:12,402	NE	CH ESF	CH ESF	DIS	DJ 69 kV ICO T2 CE	CEICO_69P0_DJT2_S.soe	DJT2 69 ICO CEICO_230_TRT2 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:31:12,403	NE	CH ESF	CH ESF	DIS	DJ 230 kV ICO T2 CE	CEICO_230_DJT2_S.soe	DJT2 230 ICO CEICO_230_TRT2 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:37:34,480	NE	CH ESF	CH ESF	DIS	DJ 69 kV ACARAU II CE	CEAUD_69P0_DJT2_S.soe	DJT2 69 ACARAU II CEAUD_230_TRT2 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:38:23,617	NE	CH ESF	CH ESF	DIS	DJ 69 kV ACARAU II CE	CEAUD_69P0_DJT3_S.soe	DJT3 69 ACARAU II CEAUD_230_TRT3 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:38:25,873	NE	CH ESF	CH ESF	DIS	DJ 230 kV ACARAU II CE	CEAUD_230_DJT3_S.soe	DJT3 230 ACARAU II CEAUD_230_TRT3 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:39:00,976	NE	CH ESF	CH ESF	DIS	DJ 230 kV ACARAU II CE	CEAUD_230_DJT2_S.soe	DJT2 230 ACARAU II CEAUD_230_TRT2 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:39:53,007	NE	CH ESF	CH ESF	DIS	DJ 230 kV ACARAU II CE	CEAUD_230_DJE1_S.soe	DJE1 230 ACARAU II CEAUD_230_RTE1 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:44:11,150	NE	CH ESF	CH ESF	DIS	DJ 500 kV CAMACARI IV T2 BA	BACMQ_500_DJT2_S.soe	DJT2 500 CAMACARI IV BACMQ_500_TRT2 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:44:20,912	NE	CH ESF	CH ESF	DIS	DJ 500 kV CAMACARI IV T1 BA	BACMQ_500_DJT1_S.soe	DJT1 500 CAMACARI IV BACMQ_500_TRT1 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:44:28,540	NE	CH ESF	CH ESF	DIS	DJ 500 kV CAMACARI IV D1 BA	BACMQ_500_DJD1_S.soe	DJD1 500 CAMACARI IV S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-64: Lista de pontos digitais encaminhados com estampa completa, mas com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente CYMI

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Equip	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:30:53,354	NE	ARG O VI	CY MI	LTR	LT 500 kV ACU III QUIXADA / C V2 RN/CE	CEQXA_500_LTRNAC_T_V2_SSFN.soe	TRIP PROT SEC SOBRETENSAO TEMPORIZADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:53,442	NE	ARG O VI	CY MI	LTR	LT 500 kV ACU III QUIXADA / C V2 RN/CE	CEQXA_500_LTRNAC_T_V2_PSTG.soe	TRIP GERAL PROTECAO SECUNDARIA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:53,442	NE	ARG O VI	CY MI	LTR	LT 500 kV ACU III QUIXADA / C V2 RN/CE	CEQXA_500_LTRNAC_T_V2_SSFN.soe	TRIP PROT SEC SOBRETENSAO TEMPORIZADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-65: Lista de pontos digitais encaminhados com estampa completa, mas com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente EDP BRASIL

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:37:33,511	N	EDP GOIAS	EDP BRASIL	DIS	DJ 69 kV AGUAS LINDAS 5124 GO	GOALD_69P0_DJ 5124_S.soe	DJ5124 69 AGUAS LINDAS GOALD_230_TR2: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:38:51,605	N	EDP GOIAS	EDP BRASIL	DIS	DJ 69 kV AGUAS LINDAS 5114 GO	GOALD_69P0_DJ 5114_S.soe	DJ5114 69 AGUAS LINDAS GOALD_230_TR1: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:40:11,422	N	EDP GOIAS	EDP BRASIL	TR3	TR 230 / 69 kV AGUAS LINDAS 2 GO	GOALD_230_TR2 _P_94A.soe	94A - ATUACAO RELE DESLIGAMENTO ALTERNADO: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:40:11,422	N	EDP GOIAS	EDP BRASIL	TR3	TR 230 / 69 kV AGUAS LINDAS 2 GO	GOALD_230_TR2 _P_94P.soe	94P - ATUACAO RELE DESLIGAMENTO PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:42:10,411	N	EDP GOIAS	EDP BRASIL	TR3	TR 230 / 69 kV AGUAS LINDAS 1 GO	GOALD_230_TR1 _P_94A.soe	94A - ATUACAO RELE DESLIGAMENTO ALTERNADO: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:42:10,411	N	EDP GOIAS	EDP BRASIL	TR3	TR 230 / 69 kV AGUAS LINDAS 1 GO	GOALD_230_TR1 _P_94P.soe	94P - ATUACAO RELE DESLIGAMENTO PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-66: Lista de pontos digitais encaminhados com estampa completa, mas com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente ELETRONORTE

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:30:16,439	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	BCP	BC 230 kV 30 Mvar RIO BRANCO I 604 AC	ACRB_230_BC6 04_59TA.soe	59TA - PROTECAO SOBRETENSAO TEMPORIZADA ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:17,649	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	BCP	BC 230 kV 30 Mvar RIO BRANCO I 604 AC	ACRB_230_BC6 04_59TP.soe	59TP - PROTECAO SOBRETENSAO TEMPORIZADA PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:29,039	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	BCP	BC 230 kV 30 Mvar RIO BRANCO I 604 AC	ACRB_230_BC6 04_59TA.soe	59TA - PROTECAO SOBRETENSAO TEMPORIZADA ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:30,307	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	BCP	BC 230 kV 30 Mvar RIO BRANCO I 604 AC	ACRB_230_BC6 04_59TP.soe	59TP - PROTECAO SOBRETENSAO TEMPORIZADA PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:33,166	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	BCP	BC 230 kV 30 Mvar RIO BRANCO I 602 AC	ACRB_230_BC6 02_59TA.soe	59TA - PROTECAO SOBRETENSAO TEMPORIZADA ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:35,309	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	BCP	BC 230 kV 30 Mvar RIO BRANCO I 603 AC	ACRB_230_BC6 03_59TP.soe	59TP - PROTECAO SOBRETENSAO TEMPORIZADA PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:36,881	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	REA	RT 230 kV 20 Mvar RIO BRANCO I 4 AC	ACRB_230_RT4 _APOU.soe	APOU - AGRUPAMENTO DAS PROTEÇÕES OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:37,183	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 230 kV RIO BRANCO I 613 AC	ACRB_230_DJ6 13_S.soe	DJ613 230 RIO BRANCO I ACRB_230_RT4: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:37,625	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 500 kV IMPERATRIZ 708 MA	MAIZ_500_DJ70 8_S.soe	DJ708 500 IMPERATRIZ MAIZ_500_LTMAPD_2: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:37,709	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 500 kV IMPERATRIZ 722 MA	MAIZ_500_DJ72 2_S.soe	DJ722 500 IMPERATRIZ MAIZ_500_BS2: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:41,730	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 13P8 kV IMPERATRIZ 218 MA	MAIZ_13P8_DJ2 18_S.soe	DJ218 13.8 IMPERATRIZ MAIZ_13P8_CS3: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:41,844	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	BCP	BC 230 kV 30 Mvar RIO BRANCO I 603 AC	ACRB_230_BC6 03_59TA.soe	59TA - PROTECAO SOBRETENSAO TEMPORIZADA ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:45,707	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	BCP	BC 230 kV 30 Mvar RIO BRANCO I 605 AC	ACRB_230_BC6 05_59TP.soe	59TP - PROTECAO SOBRETENSAO TEMPORIZADA PRINCIPAL: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:47,299	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	BCP	BC 230 kV 30 Mvar RIO BRANCO I 602 AC	ACRB_230_BC6 02_59TA.soe	59TA - PROTECAO SOBRETENSAO TEMPORIZADA ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:48,410	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	BCP	BC 230 kV 30 Mvar RIO BRANCO I 603 AC	ACRB_230_BC6 03_59TP.soe	59TP - PROTECAO SOBRETENSAO TEMPORIZADA PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:48,712	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	REA	RT 230 kV 20 Mvar RIO BRANCO I 4 AC	ACRB_230_RT4 _APOU.soe	APOU - AGRUPAMENTO DAS PROTEÇÕES OUTRAS FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:48,765	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	BCP	BC 230 kV 30 Mvar RIO BRANCO I 605 AC	ACRB_230_BC6 05_59TA.soe	59TA - PROTECAO SOBRETENSAO TEMPORIZADA ALTERNADA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:51,410	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	UGE	UG 350 MW US. TUCURUI 5 PA	PATU_13P8_UG 5_86EA_1.soe	86EA - RELE BLOQUEIO ELETRICO ALTERNADO SISTEMA 1: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:51,410	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	UGE	UG 350 MW US. TUCURUI 5 PA	PATU_13P8_UG 5_86EA_2.soe	86EA - RELE BLOQUEIO ELETRICO ALTERNADO SISTEMA 2: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:51,410	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	UGE	UG 350 MW US. TUCURUI 5 PA	PATU_13P8_UG 5_86EP_1.soe	86EP - RELE BLOQUEIO ELETRICO PRINCIPAL SISTEMA 1: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:51,410	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	UGE	UG 350 MW US. TUCURUI 5 PA	PATU_13P8_UG 5_86EP_2.soe	86EP - RELE BLOQUEIO ELETRICO PRINCIPAL SISTEMA 2: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:51,410	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 500 kV US. TUCURUI 705 PA	PATU_500_DJ70 5_S.soe	DJ705 500 US. TUCURUI PATU_500_TR1F5: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:55,003	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	BCP	BC 230 kV 30 Mvar RIO BRANCO I 603 AC	ACRB_230_BC6 03_59TA.soe	59TA - PROTECAO SOBRETENSAO TEMPORIZADA ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:57,816	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	BCP	BC 230 kV 30 Mvar RIO BRANCO I 605 AC	ACRB_230_BC6 05_59TP.soe	59TP - PROTECAO SOBRETENSAO TEMPORIZADA PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:31:00,932	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	BCP	BC 230 kV 30 Mvar RIO BRANCO I 605 AC	ACRB_230_BC6 05_59TA.soe	59TA - PROTECAO SOBRETENSAO TEMPORIZADA ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:32:52,030	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	FIL	FI 230 kV C.PORTO VELHO 72 RO	ROCPV_230_FH 72_SOHA.soe	SOHA - SOBRETENSAO HARMONICA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:36:36,812	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 500 kV IMPERATRIZ 705 MA	MAIZ_500_DJ70 5_S.soe	DJ705 500 IMPERATRIZ MAIZ_500_LTMAPD_1: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:36:47,113	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 500 kV IMPERATRIZ 704 MA	MAIZ_500_DJ70 4_S.soe	DJ704 500 IMPERATRIZ: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:39:30,541	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 138 kV RIO BRANCO I 501 AC	ACRB_138_DJ5 01_S.soe	DJ501 138 RIO BRANCO I ACRB_230_TRATRI: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:40:14,781	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 230 kV RIO BRANCO I 604 AC	ACRB_230_DJ6 04_S.soe	DJ604 230 RIO BRANCO I ACRB_230_TRTF3: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:40:36,216	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 230 kV RIO BRANCO I 605 AC	ACRB_230_DJ6 05_S.soe	DJ605 230 RIO BRANCO I ACRB_230_TRATRI: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:40:57,856	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 500 kV IMPERATRIZ 701 MA	MAIZ_500_DJ70 1_S.soe	DJ701 500 IMPERATRIZ: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:41:08,493	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 230 kV RIO BRANCO I 611 AC	ACRB_230_DJ6 11_S.soe	DJ611 230 RIO BRANCO I ACRB_230_TRTF5: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:41:32,759	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 69 kV RIO BRANCO I 401 AC	ACRB_69P0_DJ 401_S.soe	DJ401 69 RIO BRANCO I ACRB_230_TRTF3: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:43:03,778	N	ELETRO NORTE	ELETRO NORTE	DIS	DJ 69 kV RIO BRANCO I 412 AC	ACRB_69P0_DJ 412_S.soe	DJ412 69 RIO BRANCO I ACRB_230_TRTF5: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-67: Lista de pontos digitais encaminhados com estampa completa, mas com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente ENEL

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:30:59,277	NE	DAMAS CENA	ENEL	DIS	DJ 230 kV MORRO CHAPEU II P1 BA	BAMCP_230_D JPI1_S.soe	230 MORRO CHAPEU II BAMCP_230_LTBASAZ_P1 S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-68: Lista de pontos digitais encaminhados com estampa completa, mas com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente ERTE

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:44:10,698	N	ERTE	ERTE	DIS	DJ 230 kV SANTA MARIA 604 PA	PASR_230_DJ6 04_S.soe	DJ604 230 SANTA MARIA PACN_230_LTPASR_I S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-69: Lista de pontos digitais encaminhados com estampa completa, mas com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente ETB

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:30:38,725	NE	ETB	ETB	LTR	LT 500 kV SOL DO SERTAO / GENTIO OURO II C 1 BA	BASDS_500_LTBA GOR_1_85TA.soe	TRANSMISSÃO DE SINAL PERMISSIVO (POTT) - ALTERNADA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:38,725	NE	ETB	ETB	LTR	LT 500 kV SOL DO SERTAO / GENTIO OURO II C 1 BA	BASDS_500_LTBA GOR_1_85TP.soe	TRANSMISSÃO DE SINAL PERMISSIVO (POTT) - PRINCIPAL: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-70: Lista de pontos digitais encaminhados com estampa completa, mas com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente IE MINAS GERAIS

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:31:47,963	SE	IE MINAS GERAIS	CTE EP	DIS	DJ 500 kV MESQUITA 7U4 MG	MGMESQ_500_DJ7 U4_S.soe	DJ7U4 500 MESQUITA S: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

Tabela 10-71: Lista de pontos digitais encaminhados com estampa completa, mas com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente IE NORTE NORDESTE

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:30:37,606	NE	IE NORTE NORDESTE	CT EE P	DIS	DJ 500 kV RIB.GONCALVES H4 PI	PIRGV_500_DJH 4_S.soe	DJH4 500 RIB.GONCALVES PIRGV_500_LTPISJI_L3 S: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:37,614	NE	IE NORTE NORDESTE	CT EE P	CSE	BS 500 kV 425 Mvar RIB.GONCALVES PI CS4	PIRGV_500_BSC S4_DPRB.soe	DISPARO RELE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:38,901	NE	IE NORTE NORDESTE	CT EE P	DIS	DJ 500 kV RIB.GONCALVES H3 PI	PIRGV_500_DJH 3_S.soe	DJH3 500 RIB.GONCALVES TOCO_500_LTPIRGV_2 S: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:38,912	NE	IE NORTE NORDESTE	CT EE P	CSE	BS 500 kV 462 Mvar RIB.GONCALVES PI CS3	PIRGV_500_BSC S3_DPRB.soe	DISPARO RELE BLOQUEIO: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:32:32,295	NE	IE NORTE NORDESTE	CT EE P	CSE	BS 500 kV 425 Mvar RIB.GONCALVES PI CS4	PIRGV_500_BSC S4_DPRB.soe	DISPARO RELE BLOQUEIO: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:32:47,030	NE	IE NORTE NORDESTE	CT EE P	CSE	BS 500 kV 462 Mvar RIB.GONCALVES PI CS3	PIRGV_500_BSC S3_DPRB.soe	DISPARO RELE BLOQUEIO: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

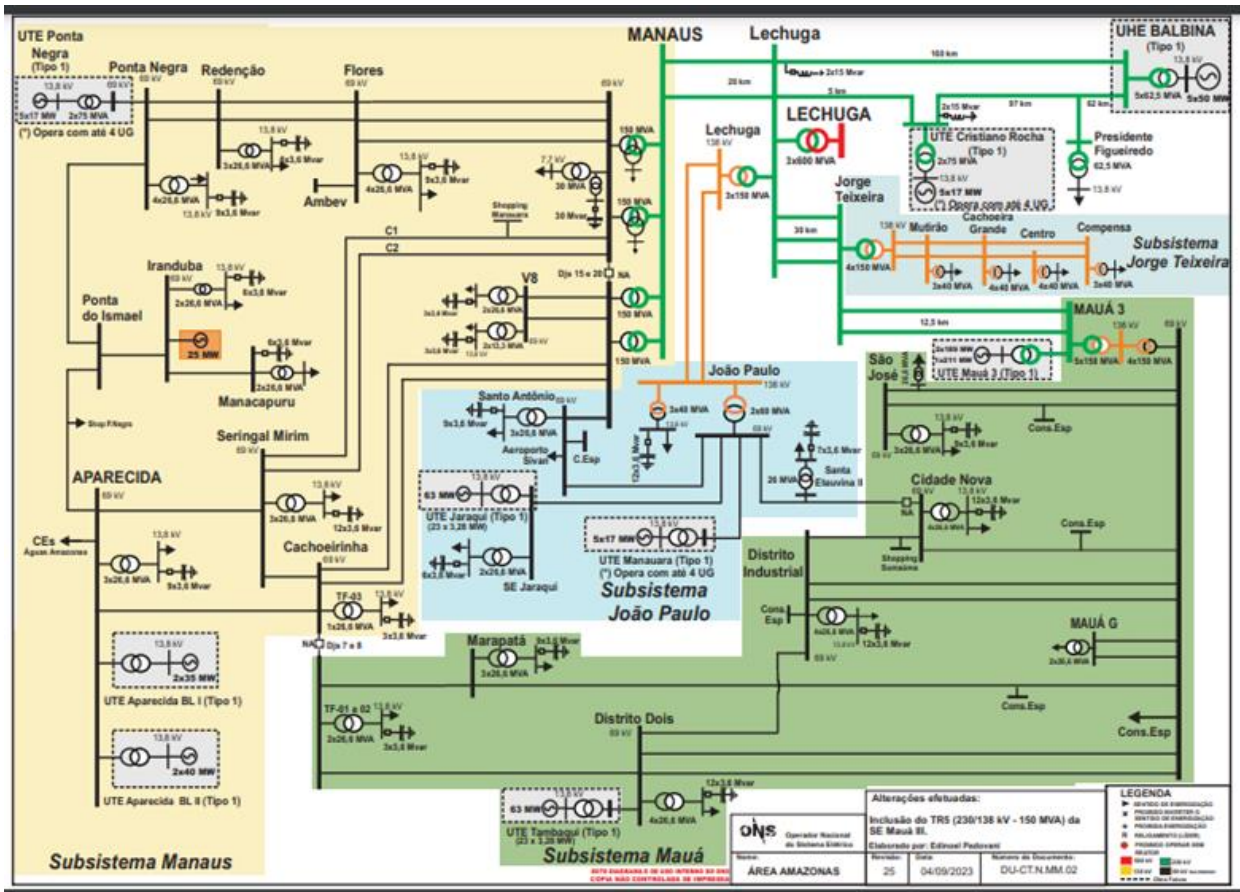
Tabela 10-72: Lista de pontos digitais encaminhados com estampa completa, mas com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente NEXCERA

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:43:13,561	N	ARTEO N Z2	NEXC ERA	DIS	DJ 69 kV CAXIAS II 401 MA	MACX_69P0_DJ4 01_S.soe	DJ401 69 CAXIAS II MACX_230_TR1: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:44:56,514	N	ARTEO N Z2	NEXC ERA	DIS	DJ 69 kV CAXIAS II 403 MA	MACX_69P0_DJ4 03_S.soe	DJ403 69 CAXIAS II MACX_230_TR2: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

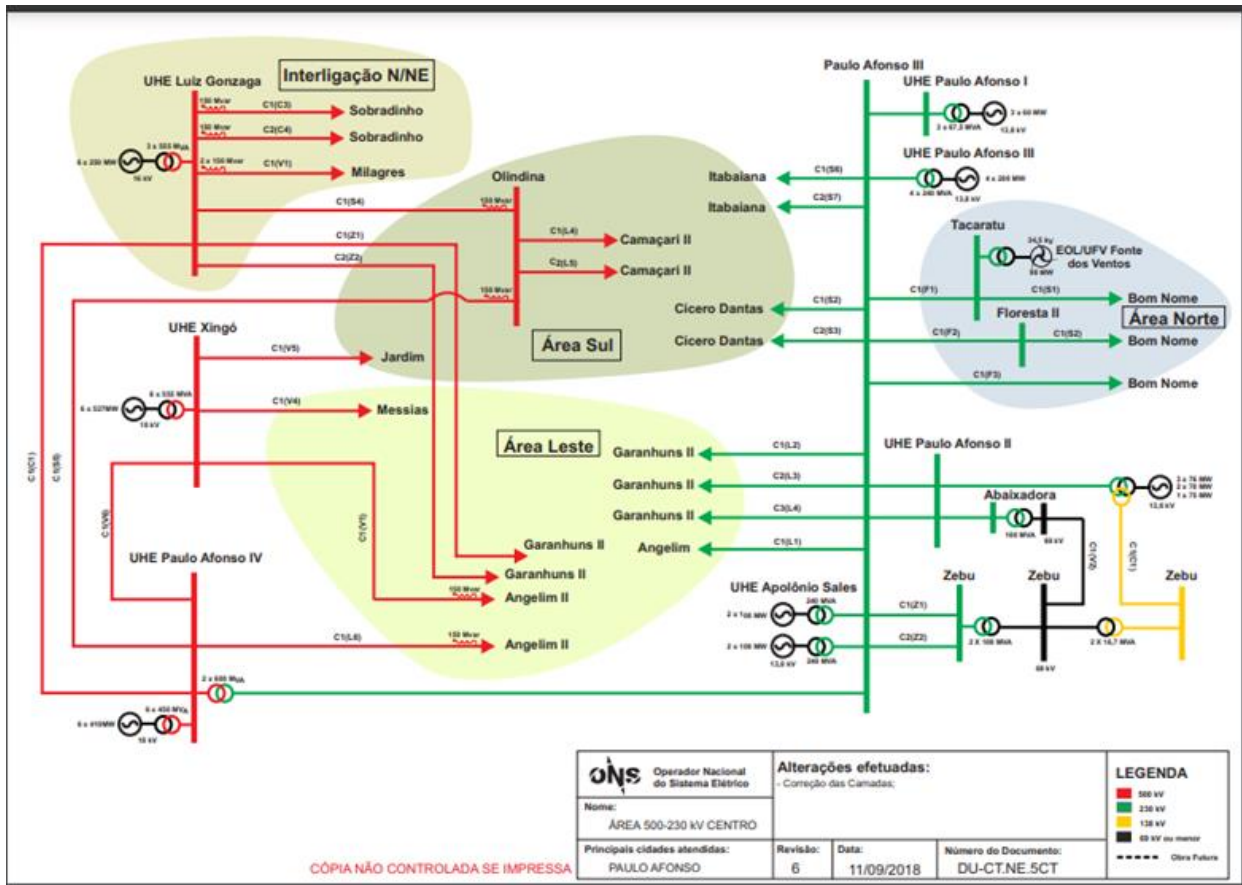
Tabela 10-73: Lista de pontos digitais encaminhados com estampa completa, mas com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente SAESA

Instante	CO SR	Agente Prop.	Agente Oper.	Tipo Eqp	Equipamento	TAG	Evento
15/08/2023 08:30:46,428	N	SAE SA	SAE SA	UGE	UG 69P5 MW SANTO ANTONIO 47 RO	ROUHSN_13P8_UG 47_81SF.soe	81SF - PROTECAO SOBREFREQUENCIA-SUBFREQUENCIA: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:52,071	N	SAE SA	SAE SA	UGE	UG 69P5 MW SANTO ANTONIO 47 RO	ROUHSN_13P8_UG 47_APOU.soe	APOU - AGRUPAMENTO DAS PROTECOES OUTRAS FUNCOES: Fechado (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:52,218	N	SAE SA	SAE SA	UGE	UG 69P5 MW SANTO ANTONIO 47 RO	ROUHSN_13P8_UG 47_APOU.soe	APOU - AGRUPAMENTO DAS PROTECOES OUTRAS FUNCOES: Aberto (data/hora do evento imprecisa)
15/08/2023 08:30:55,515	N	SAE SA	SAE SA	UGE	UG 69P5 MW SANTO ANTONIO 47 RO	ROUHSN_13P8_UG 47_81SF.soe	81SF - PROTECAO SOBREFREQUENCIA-SUBFREQUENCIA: Aberto (data/hora do evento imprecisa)

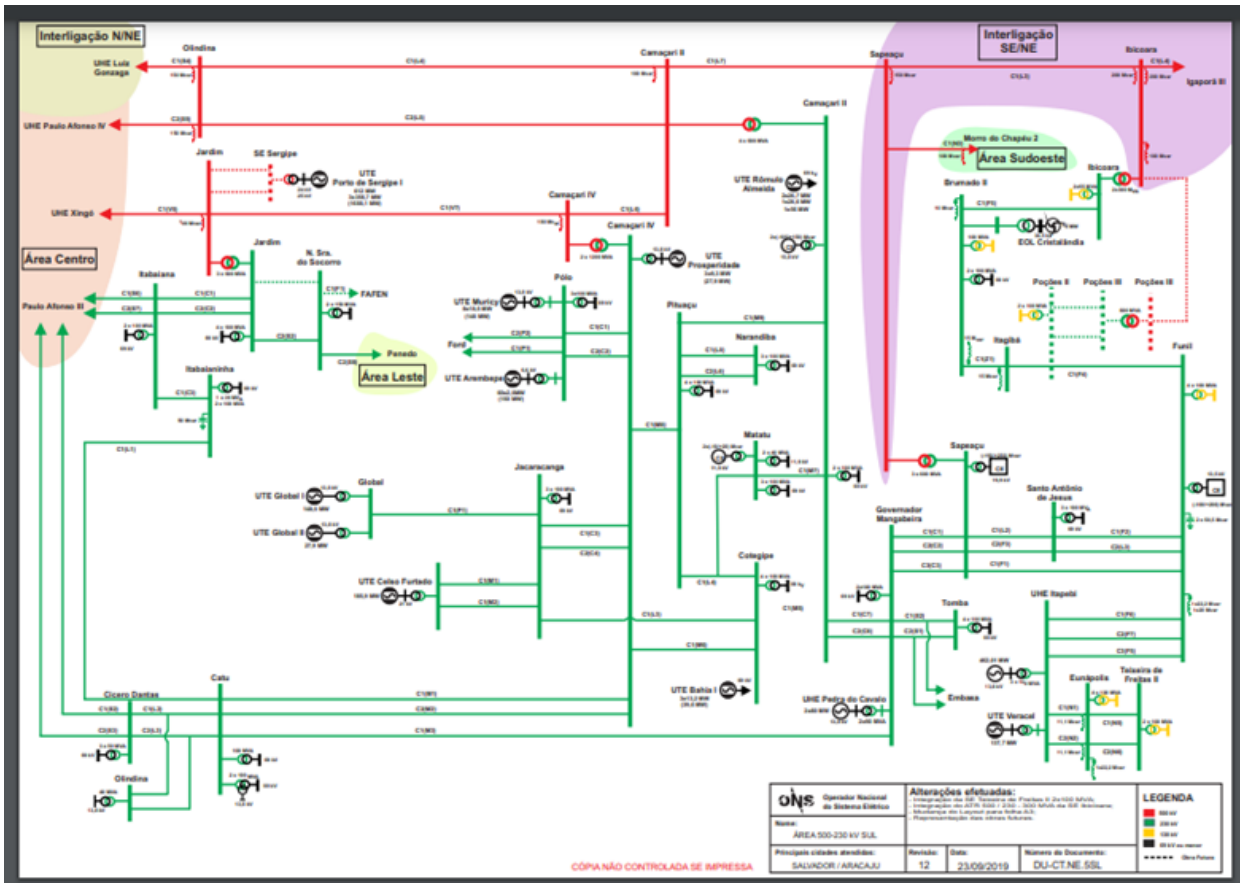
10.4.4 Amazonas



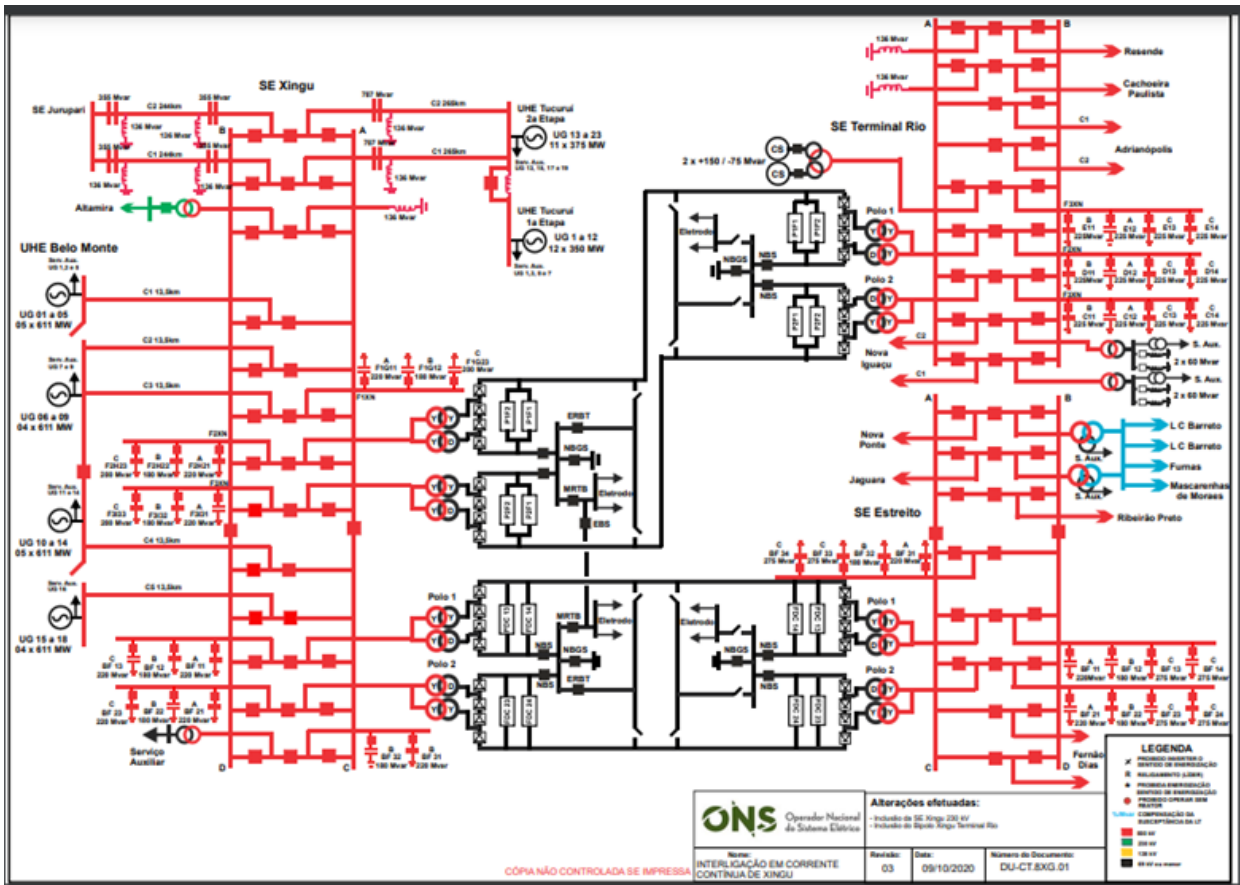
10.4.9 Area Centro do Nordeste – Paulo Afonso



10.4.11 Área Sul do Nordeste – Salvador / Aracaju



10.4.12 Interligação em corrente contínua – Xingu



Lista de figuras e tabelas

Figuras

Figura 1-1: Diagrama esquemático da área de origem da perturbação	14
Figura 2-1: Situação do sistema às 08h30, instante anterior à ocorrência do dia 15/08/2023	16
Figura 3-1: Diagrama simplificado com a condição pré-distúrbio – 08h30min	20
Figura 3-2: Oscilografia do terminal de Quixadá da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II	21
Figura 3-3: Tensão de Sequência Positiva - Barras de 500 kV do Nordeste	23
Figura 3-4: Redistribuição dos Fluxos de Potência na Região afetada	24
Figura 3-5: Corrente na LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança, terminal de Presidente Dutra	25
Figura 3-6: Tensão na LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança, terminal de Presidente Dutra	25
Figura 3-7: Atuação da PPS da LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança, terminal de Presidente Dutra	26
Figura 3-8: Ajustes da PPS da LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança, terminal de Presidente Dutra	27
Figura 3-9: Diagrama Unifilar do Subsistema Norte - Nordeste	28
Figura 3-10: Impedância Medida no Diagrama R-X – LT 230 kV Milagres – Icó (Milagres)	29
Figura 3-11: Oscilografia da LT 230 kV Milagres – Icó (Milagres)	30
Figura 3-12: Desligamentos do Tronco de 230 kV entre Milagres e Fortaleza	31
Figura 3-13: Oscilografia da LT 500 kV S.J.Piauí – R.Gonçalves – Colinas C2, em S.J.Piauí	32

Figura 3-14: Impedância Medida no Diagrama R-X - LT 500 kV S. J. do Piauí – R. Gonçalves C2	33
Figura 3-15: Oscilografia de longa duração da SE Ribeiro Gonçalves	34
Figura 3-16: Impedância Medida no Diagrama R-X - LT 500 kV Miracema – Gilbués II em Miracema	35
Figura 3-17: Módulo de tensão – Sequência Positiva - PMU	36
Figura 3-18: Frequência do SIN – PMU	36
Figura 3-19: Oscilografia da LT 230 kV Boa Esperança – Teresina C1 - Terminal Teresina	37
Figura 3-20: Diagrama R-X - LT 230 kV B. Esperança – Teresina C1 - Terminal Teresina	38
Figura 3-21: Oscilografia da LT 230 kV Boa Esperança – Teresina C1 - Terminal Boa Esperança	39
Figura 3-22: Diagrama R-X - LT 230 kV Boa Esperança – Teresina C1 - Terminal Boa Esperança	40
Figura 3-23: Oscilografia da LT 230 kV Boa Esperança – Teresina C2 - Terminal Boa Esperança	41
Figura 3-24: Oscilografia da LT 230 kV Boa Esperança – Teresina C2 - Terminal Teresina	41
Figura 3-25: Diagrama R-X - LT 230 kV Boa Esperança – Teresina C1 - Terminal Boa Esperança	42
Figura 3-26: Diagrama R-X - LT 230 kV Boa Esperança – Teresina C1 - Terminal Teresina	42
Figura 3-27: Centros Elétricos no Sistema - 8h30min38.730ms	43
Figura 3-28: Diagrama R-X - LT 500 kV Poções III – Padre Paraíso C1 e C2 - Terminal Poções III	44
Figura 3-29: Diagrama R-X mostrando a trajetória da impedância na LT 500 kV Gilbués - S.J.Piauí, vista pelo terminal de Gilbués	45
Figura 3-30: Oscilografia da LT 500 kV R.Gonçalves – Colinas C1, em R.Gonçalves	46

Figura 3-31: Característica da 68OST da LT 500 kV R.Gonçalves – Colinas C1, em R.Gonçalves	47
Figura 3-32: Oscilografia da LT 500 kV R.Gonçalves – Colinas C2, em R.Gonçalves	48
Figura 3-33: Oscilografia da LT 500 kV R.Gonçalves – Colinas C2, em Colinas	48
Figura 3-34: Característica da 68OST da LT 500 kV R.Gonçalves – Colinas C2, em R.Gonçalves	49
Figura 3-35: Diagrama R-X da LT 500 kV Paulo Afonso IV - Angelim II L6 - Paulo Afonso IV	50
Figura 3-36: Diagrama R-X da LT 500 kV Olindina – Camaçari II L4 - Terminal de Camaçari	51
Figura 3-37: Diagrama R-X da LT 500 kV Olindina – Camaçari II L5 - Terminal de Camaçari	51
Figura 3-38: Diagrama R-X da LT 500 kV M. Chapéu II – Sapeaçu C1 - Terminal de Morro do Chapéu	52
Figura 3-39: Oscilografia da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu -Terminal de Sapeaçu	53
Figura 3-40: Diagrama R-X da LT 500 kV Xingó– Messias V4 - Terminal de Xingó	54
Figura 3-41: Diagrama R-X da LT 500 kV Cícero Dantas – Catu L2 – Terminal de Cícero Dantas	55
Figura 3-42: Diagrama R-X da LT 500 kV Luiz Gonzaga – Juazeiro III – Terminal de L. Gonzaga	56
Figura 3-43: Diagrama R-X da LT 500 kV Xingó – Paulo Afonso IV – Terminal de Paulo Afonso IV	57
Figura 3-44: - Diagrama R-X da LT 230 kV Sobradinho - Juazeiro II C1(S1) – Terminal Sobradinho	58
Figura 3-45: Diagrama R-X da LT 500 kV Xingó – Jardim (V5) – Terminal de Xingó	59
Figura 3-46: Diagrama R-X da LT 230 kV B.J. da Lapa–B. de Macaúba (F5) – Terminal B.J. da Lapa	60
Figura 3-47: Diagrama R-X da LT 230 kV B.J. da Lapa – B. de Macaúba (F5) – Terminal B. Macaúba	60

Figura 3-48: Frequência no SIN – Frequência de Escorregamento - PMU	61
Figura 3-49: Oscilografia da UHE Sobradinho – desligamento da UG04	63
Figura 3-50: Oscilografia da UHE Sobradinho – desligamento da UG03	63
Figura 3-51: Diagrama de ligações da proteção de Fase Dividida da UG03 - UHE S.Mesa	64
Figura 3-52: Oscilografia da UG03 da UHE Serra da Mesa	65
Figura 3-53: Tensão na Barra 230 kV de Mossoró II	66
Figura 3-54: Tensão Barras do Nordeste – Destaque para P.Afonso IV 500 kV e J. Câmara 230 kV	67
Figura 3-55: Região da Bahia com formação de centros elétricos	68
Figura 3-56: Diagrama R-X da LT 230 kV Camaçari II – Feira de Santana III, terminal Camaçari	69
Figura 3-57: Diagrama R-X da LT 230 kV Gov. Mangabeira – F. Santana III, terminal F. Santana III	70
Figura 3-58: Diagrama R-X da LT 230 kV Gov. Mangabeira – Sapeaçu C2, terminal Sapeaçu	71
Figura 3-59: – Diagrama R-X da LT 230 kV Sapeaçu – Sto. A. Jesus C1, terminal S.A. de Jesus	72
Figura 3-60: Diagrama R-X da LT 230 kV Sapeaçu – Funil C1, terminal Funil	73
Figura 3-61: Diagrama R-X da LT 230 kV Sapeaçu – S. A. Jesus C2, terminal S.A. de Jesus	74
Figura 3-62: Diagrama R-X da LT 230 kV G. Mangabeira – Sapeaçu C3, terminal Sapeaçu	75
Figura 3-63: Diagrama R-X da LT 230 kV G. Mangabeira – Sapeaçu C1, terminal Sapeaçu	76
Figura 3-64: Diagrama R-X da LT 230 kV Funil - S.A. Jesus F2, terminal de Sto Antonio de Jesus	77
Figura 3-65: Oscilografia e Diagrama R-X da LT 500 kV Sapeaçu - Ibicoara, terminal Ibicoara	78

Figura 3-66: Desligamento da LT 500 kV Gurupi – Peixe II, terminal de Peixe II	79
Figura 3-67: Desligamento da LT 500 kV Gurupi – Peixe II, terminal de Gurupi	79
Figura 3-68: Característica da proteção de distância da LT 500 kV Gurupi – Peixe II em Gurupi	80
Figura 3-69: Característica da proteção 68OST da LT 500 kV Serra da Mesa II – Peixe II	81
Figura 3-70: Característica 68OST da LT 500 kV Gurupi – Miracema C1, terminal Gurupi	82
Figura 3-71: Característica da proteção 68OST-PPS da LT 500 kV Serra da Mesa – Gurupi C1	83
Figura 3-72: Característica da 68OST da LT 500 kV Gurupi – Miracema C3, em Gurupi.	84
Figura 3-73: Característica de atuação da PPS da LT 500 kV Serra da Mesa - Gurupi C2	85
Figura 3-74: Oscilografia da LT 500 kV Colinas – Miracema C1, terminal Colinas	86
Figura 3-75: Oscilografia da LT 500 kV Colinas – Miracema C1, terminal Miracema	86
Figura 3-76: Lógica 1 A do SEP da Interligação Norte/Sudeste na UHE S. da Mesa	87
Figura 3-77: Momento da separação do Subsistema Norte do SIN	87
Figura 3-78: Gráfico de frequência obtido da PMU, mostrando a separação do Subsistema Norte	88
Figura 3-79: Diagrama R – X da LT 230 kV Itabaiana – Itabaianinha, terminal Itabaianinha	89
Figura 3-80: Diagrama R – X da LT 230 kV Itabaiana – Itabaianinha, terminal Itabaiana	89
Figura 3-81: Diagrama R – X da LT 230 kV B. Jesus da Lapa – Tabocas, terminal B. Jesus da Lapa	90
Figura 3-82: Diagrama R – X da LT 230 kV Brotas de Macaúbas – Irecê, terminal B. de Macaúbas	91

Figura 3-83: Diagrama R – X da LT 230 kV B. de Macaúbas – B. J Lapa, terminal B. de Macaúbas	92
Figura 3-84: Gráfico de tensão da PMU - Sobretensão	92
Figura 3-85: Diagrama R – X da LT 500 kV Rio das Éguas - B. Jesus da Lapa II, terminal B. J. Lapa	94
Figura 3-86: Diagrama R – X da LT 500 kV Rio das Éguas - B. Jesus da Lapa II, terminal R. Éguas	94
Figura 3-87: Diagrama unifilar SE Quixadá – vão para Fortaleza	96
Figura 3-88: Ajustes do religamento automático da LT 500 kV Quixadá - Fortaleza	96
Figura 3-89: Lógica do religamento automático da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza	97
Figura 3-90: Ajustes do religamento automático da LT 500 kV Quixadá - Fortaleza	98
Figura 3-91: Ajustes do religamento automático da LT 500 kV Quixadá - Fortaleza	99
Figura 3-92: Diagrama R – X da LT 500 kV Parnaíba III – Tianguá II, terminal de Tianguá	100
Figura 3-93: Diagrama R – X da LT 500 kV Parnaíba III - Acaraú, terminal de Parnaíba III	101
Figura 3-94: Diagrama R – X da LT 500 kV Bacabeira – Parnaíba III C1, terminal Parnaíba	102
Figura 3-95: Diagrama R – X da LT 230 kV Coelho Neto – Teresina C1, terminal Teresina	103
Figura 3-96: Área Ceará / Piauí	103
Figura 3-97: Frequência SIN – Após 08h30min42,500s	104
Figura 3-98: Tensão NE – Após 08h30min42,500s	105
Figura 3-99: Diagrama R – X da LT 230 kV Cícero Dantas - Catu C1 (L2) - Catu	107
Figura 3-100: Frequência – Subistema Norte	108
Figura 3-101: Diagrama R – X da LT 500 kV Colinas – Itacaiúnas, terminal Itacaiúnas	109

Figura 3-102: Oscilografia da LT 500 kV Imperatriz – Estreito, vista em Estreito	110
Figura 3-103: Diagrama R-X da LT 500 kV Imperatriz – Colinas C1, vista em Imperatriz	111
Figura 3-104: Oscilografia da LT 500 kV Serra Pelada – Miracema C2, vista em S. Pelada	113
Figura 3-105: Oscilografia da LT 500 kV Serra Pelada – Miracema C1, vista em S. Pelada	114
Figura 3-106: Oscilografia da LT 500 kV Serra Pelada – Miracema C1 e C2, vista em Miracema	115
Figura 3-107: Oscilografia da LT 500 kV Xingu - Serra Pelada C1, vista em S. Pelada	116
Figura 3-108: Trajetória da impedância vista do terminal de S.Pelada da LT Xingu – S.Pelada C1	117
Figura 3-109: Oscilografia da LT Xingu – S.Pelada C1 e C2, em Xingu	117
Figura 3-110: - Diagrama R-X da LT 500 kV Tucuruí – Marabá C2, em Tucuruí	118
Figura 3-111: Oscilografia da LT 500 kV Xingu - Serra Pelada C2, vista em S.Pelada	119
Figura 3-112: Trajetória da impedância vista do terminal de S.Pelada da LT Xingu – S.Pelada C2	119
Figura 3-113: Oscilografia da UHE Lajeado	120
Figura 3-114: Ajustes da proteção de Perda de Sincronismo das UGs de UHE Lajeado	121
Figura 3-115: Desligamento da LT 500 kV Gurupi – Miracema C2, terminal de Gurupi	122
Figura 3-116: Tensões no terminal de Miracema da LT 500 kV Gurupi – Miracema C2	123
Figura 3-117: Oscilografia de longa duração da UHE Tucuruí – UG01 e UG03	124
Figura 3-118: Oscilografia de longa duração da UHE Tucuruí – UG01 e UG03	125

Figura 3-119: Lógica da proteção de energização acidental das UG da UHE Tucuruí	125
Figura 3-120: Desligamento da UG01 da UHE Tucuruí	126
Figura 3-121: Oscilografia da UTE Aparecida – Desligamento das UG09 e UG10	128
Figura 3-122: Oscilografia da UHE Balbina – Desligamento das UG03, UG04 e UG05	129
Figura 3-123: Oscilografia da UHE Balbina – Medida da frequência	129
Figura 3-124: Oscilografia das LT 230 kV Balbina – Lechuga e LT 230 kV Balbina – C.Rocha	130
Figura 3-125: Tensão na barra 230 kV Manaus	131
Figura 3-126: Oscilografia da LT 230 kV Lechuga – Manaus C2	132
Figura 3-127: Tensão na barra de 138 kV Mauá III	132
Figura 3-128: Oscilografia da LT 230 kV Lechuga - Jorge Teixeira – C1	133
Figura 3-129: Oscilografia LT 500 kV Xingu – Jurupari C1 e C2	134
Figura 3-130: Oscilografia LT 500 kV Jurupari – Oriximiná C1 e C2	134
Figura 3-131: - Oscilografia LT 500 kV Silves – Oriximiná C1 e C2	135
Figura 3-132: Oscilografia LT 500 kV Silves – Lechuga C1 e C2	135
Figura 3-133: Módulo da tensão na barra de 230 kV da SE Macapá	136
Figura 3-134: Atuação da proteção 81U das UG01 e UG02 da UHE Coaracy Nunes	137
Figura 3-135: Desligamento das UG01 e UG02 da UHE Coaracy Nunes	137
Figura 3-136: Atuação da proteção 81U da UG03 da UHE Coaracy Nunes	138
Figura 3-137: Desligamento das UG03 da UHE Coaracy Nunes	138

Figura 3-138: Desligamento da UG01 de UHE Cachoeira Caldeirão	139
Figura 3-139: Desligamento da UG02 de UHE Cachoeira Caldeirão	140
Figura 3-140: Frequência medida no desligamento da UG01 de UHE Cachoeira Caldeirão	141
Figura 3-141: Desligamento da UG01 da UHE Ferreira Gomes	142
Figura 3-142: Atuação da proteção de subfrequência da UG01 da UHE Ferreira Gomes	142
Figura 3-143: Desligamento da UG02 da UHE Ferreira Gomes	143
Figura 3-144: Atuação da proteção de subfrequência da UG02 da UHE Ferreira Gomes	143
Figura 3-145: Ajustes da 68 OST da LT 230 kV Macapá – Ferreira Gomes, em F. Gomes	144
Figura 3-146: Ajustes da 68 OST da LT 230 kV Macapá – Ferreira Gomes em Macapá	145
Figura 3-147: Característica da 68OST da LT Ferreira Gomes – Macapá, vista em F.Gomes	146
Figura 3-148: Oscilografia da LT Jurupari – Laranjal C3, vista em Jurupari	147
Figura 3-149: Oscilografia LT 230 kV Jurupari – Laranjal C3, terminal da SE Laranjal	148
Figura 3-150: Característica da 68OSB da LT Jurupari – Laranjal, vista em Jurupari	149
Figura 3-151: Oscilografia LT 230 kV Jurupari – Laranjal, terminal da SE Jurupari	150
Figura 3-152: Característica 68OSB da LT 230 kV Jurupari – Laranjal, terminal da SE Jurupari	151
Figura 3-153: Oscilografia LT 230 kV Jurupari – Laranjal C1 , terminal da SE Laranjal	152
Figura 3-154: Característica da função 68OSB da LT 230 kV Jurupari – Laranjal C1, terminal de Laranjal	152

Figura 3-155: Abertura da linha de conexão da SE com a UG01 da UHE Santo Antônio do Jari	153
Figura 3-156: Abertura da linha de conexão da SE com a UG01 da UHE Santo Antônio do Jari	154
Figura 3-157: Característica 60OSB da LT 230 kV Jurupari – Laranjal C1, instalada em Jurupari	155
Figura 3-158: Abertura da linha de conexão da SE com a UG01 da UHE Santo Antônio do Jari	156
Figura 3-159: Diagrama R-X da LT 230 kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno C3, visto pelo terminal de Ji-Paraná	158
Figura 3-160: Oscilografia do Controle Mestre na SE Coletora Porto Velho, com a potência ativa do <i>Back-to-Back</i>	159
Figura 3-161: Valores de Potência Ativa da LT 230 kV Porto Velho - SE Coletora Porto Velho C1 e C2, medidos no terminal de Porto Velho (registros de PMU)	160
Figura 3-162: Valores de Potência Reativa da LT 230 kV Porto Velho - SE Coletora Porto Velho C1 e C2, medidos no terminal de Porto Velho (registros de PMU)	160
Figura 3-163: Oscilografia de correntes e tensões da UG50 e tensão da fase A do TE22 da UHE Santo Antônio	162
Figura 3-164: Potências ativa e reativa calculadas da UG50 da UHE Santo Antônio	162
Figura 3-165: Oscilografia de longa duração com as correntes registradas na UG45 da UHE Santo Antônio desde o início da perturbação até se desligamento pela proteção 50EI	165
Figura 3-166: Oscilografia da LT 230 kV Cícero Dantas - Paulo Afonso III 04F3 – Valores em RMS	166
Figura 3-167: Oscilografia da LT 230 kV Banabuiú – Aquiraz II 04C7 - terminal de Banabuiú	167
Figura 3-168: Diagrama R-X da LT 230 kV Banabuiú – Aquiraz II 04C7 – terminal de Banabuiú	168
Figura 3-169: Diagrama R-X da LT 230 kV Banabuiú – Aquiraz II 04C7 – terminal de Aquiraz II	168

Figura 3-170: Oscilografia da LT 230 kV Paulo Afonso III – Bom Nome – Valores em RMS	170
Figura 3-171: Oscilografia da UG2 da UHE Boa Esperança – Valores em RMS	171
Figura 3-172: Oscilografia da LT 230 kV Alagoinhas II - Cícero Dantas (L8), no terminal de Alagoinhas	174
Figura 3-173: Tensões de sequência positiva nas linhas de transmissão conectadas na UHE Paulo Afonso IV - PMU	176
Figura 3-174: Frequência nas linhas de transmissão conectadas na UHE Paulo Afonso IV - PMU	176
Figura 3-175: Tensão em barras do sistema Sudeste/Sul	180
Figura 3-176: Registrador dinâmico do setor de 60 Hz - Itaipu	181
Figura 3-177: Tensão da barra B4 e da corrente da LI IPU-FI 60Hz	182
Figura 3-178: Tensão da barra B4 e da corrente da LI IPU-FI 60Hz	182
Figura 3-179: Gráfico mostrando a coordenação do limitador com a proteção de subexcitação	183
Figura 3-180: Oscilografia do Bipolo 1 de Xingu – Estreito	187
Figura 3-181: Oscilografia destacando o apagamento momentâneo do lado retificador na SE Xingu – Zoom da Figura anterior	187
Figura 3-182: Variação de frequência e momentos das atuações do POD e do SFC	188
Figura 3-183: Potência ativa dos Polos 1 e 2 do Bipolo 2	188
Figura 5-1: Novos ajustes do ERAC	221
Figura 5-2: Status da revisão dos ajustes do ERAC das Distribuidoras e Consumidores Livres do Norte e Nordeste	222
Figura 5-3: Ajustes antigos do ERAC – Subsistema Nordeste	223
Figura 5-4: Ajustes antigos do ERAC – Subsistema Norte	224
Figura 5-5: Ajustes antigos do ERAC – Oeste do Pará	224

Figura 5-6: Comportamento da frequência do SIN durante a perturbação de 15/08/2023	225
Figura 5-7: Ajustes do ERAC de Manaus	226
Figura 5-8: Ajustes do ERAC de Macapá e Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus	227
Figura 5-9: Perfil de frequência verificado no subsistema Norte	228
Figura 5-10: Perfil de frequência verificado no subsistema Norte (novos ajustes do ERAC)	229
Figura 5-11: Frequência verificada no Pará (ajustes antigos do ERAC)	229
Figura 5-12: Ajustes do ERAC – Acre/Rondônia	230
Figura 5-13: Ajustes do ERAC – Sudeste/Centro-oeste	230
Figura 5-14: Ajustes do ERAC – Sul	231
Figura 5-15: Frequência da Área Acre/Rondônia	232
Figura 5-16: Frequência medida no Subsistema Sudeste/Centro-Oeste	232
Figura 5-17: Frequência medida no Subsistema Sul	233
Figura 5-18: Frequência medida no Subsistema Nordeste (ajustes antigos)	234
Figura 5-19: Frequência medida no Subsistema Nordeste (ajustes novos)	234
Figura 5-20 - Lista de pontos, por agente, sem precisão de milissegundos em relação ao total de eventos	259
Figura 5-21 - Lista de pontos, por agente, com indicação de “data/hora do evento imprecisa” em relação ao total de eventos	260
Figura 5-22: Aumento da geração fotovoltaica na região Nordeste e impacto no SIN	261
Figura 5-23: Impacto no FNEN da redução da geração eólica e fotovoltaica no Ceará	262
Figura 5-24: Condições operativas previamente a perda da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II	263

Figura 5-25: Desligamentos do tronco de 230 kV entre as SE Milagres e Fortaleza	264
Figura 5-26: Perfil de tensão no eixo de 230 kV e 500 kV na área de influência da perturbação (PMU)	266
Figura 5-27: Perfil de tensão no eixo de 230 kV e 500 kV na área de influência da perturbação (Simulação de Transitórios Eletromecânicos)	267
Figura 5-28: Perfil de tensão na SE 500 kV Açú III (PMU x Simulação)	268
Figura 5-29: Redistribuição de fluxos nas linhas da interligação NE-tensões N e principais	269
Figura 5-30: Comparação entre modelo oficial da base de dados contra oscilografia (Exemplo de parque eólico)	270
Figura 5-31: Comparação entre modelo oficial da base de dados contra oscilografia (Exemplo de parque fotovoltaico)	270
Figura 5-32: Potência ativa na LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança, terminal da SE Presidente Dutra	271
Figura 5-33: Potência reativa na LT 500 kV P. Dutra – Boa Esperança, terminal da SE P. Dutra	272
Figura 5-34: Diagrama R-X da impedância vista pelo terminal da SE P. Dutra da LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança, com características da proteção de distância e da PPS	273
Figura 5-35: Frequências de PMU durante o evento nas regiões Norte, Nordeste e Sudeste	275
Figura 5-36: Principais tensões na região de impacto da perturbação inicial – Simulação com PPS inibida	276
Figura 5-37: Gráfico de PMU da diferença angular das tensões da Área Acre-Rondônia em relação ao SIN (referência angular: SE Várzea Grande)	278
Figura 5-38: Gráfico de PMU com as frequências na Área Acre-Rondônia e SIN	278
Figura 5-39: Oscilografia do Controle Mestre na SE Coletora Porto Velho, com o comportamento da potência ativa do <i>Back-to-Back</i>	280

Figura 5-40: Potência ativa da LT 230 kV Porto Velho – Coletora Porto Velho C1 e C2, medidos no terminal da SE Porto Velho	280
Figura 5-41: Frequência simulada nas unidades geradoras da Área Acre-Rondônia x PMU	282
Figura 5-42: Tensões nos barramentos de 230 kV do Subsistema AC-RO – PPS monitorada	283
Figura 5-43: Tensões nos barramentos de 230 kV Acre-Rondônia – PPS atuando	283
Figura 5-44: Diagrama R-X da PPS da LT 230 kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno	284
Figura 5-45: Frequência dos Subsistemas SECO-S, NE e N obtida a partir de PMU	285
Figura 5-46: Comparação intercâmbio RSECO x Frequência - Subsistema SECO-S	286
Figura 5-47: Zoom da subfrequência experienciada pelo Subsistema SECO-S	287
Figura 5-48: Configuração de rede das interligações quando do ilhamento do subsistema Norte	289
Figura 5-49: Frequências de PMU dos Subsistemas N, NE e SECO-S e principais eventos associados ao ilhamento do Norte	290
Figura 5-50: Frequência S/SE/CO após atuação do ERAC	292
Figura 5-51: Carga do Subsistema Sul durante recomposição	294
Figura 5-52: Carga do subsistema Sudeste/Centro-Oeste durante recomposição	295
Figura 5-53: Configuração elétrica do Subsistema Nordeste às 08h40 no dia 15/08/2023	296
Figura 5-54: Diagrama da subdivisão de áreas elétricas do Subsistema Nordeste	297
Figura 5-55: Condições de atendimento do Subsistema Nordeste (MW)	298
Figura 5-56: Diagrama unifilar simplificado representando a fase fluente da Área Tucuuruí Pará	331

Figura 5-57: Diagrama unifilar simplificado representando a fase fluente da Área Tramo Oeste	337
Figura 5-58: Diagrama unifilar simplificado representando a fase fluente da área Estreito	339
Figura 5-59: Diagrama unifilar simplificado representando a área Acre/Rondônia	348
Figura 5-60: Diagrama da área Manaus	351
Figura 5-61: Diagrama da área Macapá	354
Figura 5-62: Diagrama da área Manaus / Macapá	356
Figura 6-1: Corte de carga por estado	367
Figura 6-2: Evolução da recomposição de carga por subsistema, em MW	368
Figura 6-3: Evolução da recomposição de carga por subsistema, em % da carga interrompida	368
Figura 7-1: Inércia mínima para carga média nos diversos ISO	377
Figura 7-2: Perfil de tensão no eixo de 230 kV e 500 kV na área de influência da perturbação (Simulação de Transitórios Eletromecânicos)	378
Figura 8-1: Lista de relés que já foram atualizados pela CHESF, até 02/09/2023	381
Figura 8-2: Lista de relés que faltam ser atualizados pela CHESF, até final de setembro de 2023	382

Tabelas

Tabela 2-1: Limites Sistêmicos das Interligações Norte/Sudeste e Sudeste/Nordeste no momento da ocorrência – 15/08/2023 às 08h30	17
Tabela 2-2: Indisponibilidades em equipamentos de transmissão	18
Tabela 4-1: Sequência de desligamentos automáticos	190
Tabela 5-1: Percentual de carga cortada no Subsistema Sudeste/Centro-Oeste	236

Tabela 5-2: Percentual de carga cortada no Subsistema Sul	243
Tabela 5-3: Percentual de carga cortada no Subsistema Nordeste	247
Tabela 5-4: Percentual de carga cortada na área Oeste do Pará	252
Tabela 5-5: Percentual de carga cortada na Área Acre – Rondônia	252
Tabela 5-6: Percentual de carga cortada no sistema Macapá e Interligação Tucuruí - Macapá – Manaus	253
Tabela 5-7: Percentual de carga cortada no Subsistema Norte	254
Tabela 5-8: Percentual de carga cortada no Subsistema Manaus	255
Tabela 5-9: Montante de geração desconectada informada pelos agentes de distribuição	256
Tabela 6-1: Interrupção de carga, duração média e energia não suprida por agente	364
Tabela 10-1: Tabela dos agentes operadores dos parques eólicos e fotovoltaicos	452
Tabela 10-2: Recomposição da Área Tucuruí Pará	454
Tabela 10-3: Recomposição da Área Estreito (Maranhão)	457
Tabela 10-4: Recomposição da Área Macapá (Fluente)	461
Tabela 10-5: Recomposição da Área Manaus (Fluente)	461
Tabela 10-7: Recomposição da Área Acre Rondônia (Fluente/Coordenada)	464
Tabela 10-8: Recomposição da Área Tramo Oeste (Fluente)	466
Tabela 10-9: Recomposição da Área 500 kV Nordeste	469
Tabela 10-10: Recomposição da Área Centro do Nordeste	472
Tabela 10-11: Recomposição da Área Leste do Nordeste	473
Tabela 10-12: Recomposição da Área Norte do Nordeste	475
Tabela 10-13: Recomposição da Área Sul do Nordeste	481
Tabela 10-14: Recomposição da Área Sudoeste do Nordeste	488

Tabela 10-15: Recomposição da Área Oeste do Nordeste	492
Tabela 10-16: Recomposição da Interligação Norte/Sudeste	495
Tabela 10-17: Recomposição da Interligação Norte/Nordeste	496
Tabela 10-18: Recomposição da Interligação Sudeste/Nordeste	497
Tabela 10-19: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente AF ENERGIA.	497
Tabela 10-20: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente ARGO VI.	498
Tabela 10-21: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente AUREN ENERGIA.	498
Tabela 10-22: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente BRE 2.	498
Tabela 10-23: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente BREITENER JARAQUI.	499
Tabela 10-24: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente CBA.	499
Tabela 10-25: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente CEMIG GT.	500
Tabela 10-26: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente CGN BRASIL.	500
Tabela 10-27: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente CHESF	500
Tabela 10-28: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente COPEL-GT.	510

Tabela 10-29: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente COTESA.	510
Tabela 10-30: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente CPFL ENERGIAS.	512
Tabela 10-31: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente CVER.	512
Tabela 10-32: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente CYMI.	513
Tabela 10-33: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente ECHOENERGIA.	516
Tabela 10-34: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente EDP BRASIL.	516
Tabela 10-35: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente EDTE.	517
Tabela 10-36: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente ELETRONORTE.	517
Tabela 10-37: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente ENEL.	519
Tabela 10-38: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente ENERGISA SOLUÇÕES.	519
Tabela 10-39: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente ENGELMIG.	520
Tabela 10-40: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente ENGIE.	520

- Tabela 10-41: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente ENIND ENG E SERV. 525**
- Tabela 10-42: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente ENTE. 525**
- Tabela 10-43: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente EQUATORIAL TRANS 525**
- Tabela 10-44: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente ERTE. 528**
- Tabela 10-45: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente EVOLTZ. 528**
- Tabela 10-46: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente FURNAS. 529**
- Tabela 10-47: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente IBITU ENERGIA. 529**
- Tabela 10-48: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente IE NORTE NORDESTE. 529**
- Tabela 10-49: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente IE GARANHUNS. 530**
- Tabela 10-50: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente MINERAÇÃO VALE VERDE. 530**
- Tabela 10-51: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente NEO REN. 530**
- Tabela 10-52: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente NEOENERGIA TRANS. 530**

Tabela 10-53: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente PETROBRAS.	531
Tabela 10-54: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente S FRANCISCO	532
Tabela 10-55: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente SERTANEJA.	532
Tabela 10-56: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente STATE GRID.	532
Tabela 10-57: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente TAESA.	533
Tabela 10-58: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente TERMOCABO	533
Tabela 10-59: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente VOLTALIA.	533
Tabela 10-60: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente VOTORANTIM CIMENTOS.	534
Tabela 10-61: Lista de pontos digitais encaminhados sem precisão de milissegundos e com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente Z ENERGIA.	535
Tabela 10-62: Lista de pontos digitais encaminhados com estampa completa, mas com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente CEMIG GT	535
Tabela 10-63: Lista de pontos digitais encaminhados com estampa completa, mas com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente CHESF	535
Tabela 10-64: Lista de pontos digitais encaminhados com estampa completa, mas com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente CYMI	536

Tabela 10-65: Lista de pontos digitais encaminhados com estampa completa, mas com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente EDP BRASIL	537
Tabela 10-66: Lista de pontos digitais encaminhados com estampa completa, mas com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente ELETRONORTE	537
Tabela 10-67: Lista de pontos digitais encaminhados com estampa completa, mas com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente ENEL	538
Tabela 10-68: Lista de pontos digitais encaminhados com estampa completa, mas com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente ERTE	538
Tabela 10-69: Lista de pontos digitais encaminhados com estampa completa, mas com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente ETB	538
Tabela 10-70: Lista de pontos digitais encaminhados com estampa completa, mas com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente IE MINAS GERAIS	539
Tabela 10-71: Lista de pontos digitais encaminhados com estampa completa, mas com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente IE NORTE NORDESTE	539
Tabela 10-72: Lista de pontos digitais encaminhados com estampa completa, mas com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente NEXCERA	539
Tabela 10-73: Lista de pontos digitais encaminhados com estampa completa, mas com indicação de “data/hora do evento imprecisa” do agente SAESA	539