

Ao Senhor

Sandoval de Araujo Feitosa Neto

Diretor-Geral

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

Assunto: Relatório de Acionamento do Plano de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição no dia 07/06/2026

Ref.: Despacho nº 3.431, de 18 de novembro de 2025

Prezado Senhor,

1. O Plano de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição (PGEE) foi concebido no contexto de cenários operativos caracterizados por redução da carga a ser atendida por geração centralizada, bem como pela consequente necessidade de adoção de medidas adicionais para preservar o equilíbrio carga-geração e o controle de frequência do Sistema Interligado Nacional (SIN).
2. O PGEE constitui instrumento operativo para viabilizar, em situações críticas, a restrição de geração de usinas classificadas como Tipo III conectadas às redes de distribuição, mediante atuação coordenada entre o ONS e as distribuidoras, quando as alternativas de redução de geração centralizada se mostrarem insuficientes.
3. No dia 07 de junho de 2026, diante da previsão de carga supervisionada mínima da ordem de 26,7 GW e após a adoção de medidas para maximizar a redução da geração despachada centralizadamente na etapa de programação diária, incluindo desligamento de usinas hidrelétricas, redução de inflexibilidades térmicas e desligamento integral de todas as usinas eólicas e fotovoltaicas sob despacho centralizado, foi identificada a necessidade de redução complementar de geração da ordem de 1.000 MW no período de maior criticidade.
4. Em razão desse cenário, o ONS acionou o PGEE para o intervalo compreendido entre 10h00 e 14h00, com alocação proporcional dos montantes de geração máxima entre as distribuidoras participantes, considerando as previsões de geração das usinas Tipo III em suas respectivas áreas de concessão.
5. A avaliação dos resultados, realizada com base nos dados disponíveis do Sistema de Medição para Faturamento (SMF), indicou que, quando considerada a agregação do conjunto das distribuidoras acionadas, observou-se o atendimento integral ao limite de geração máxima estabelecido pelo ONS. Além disso, embora a necessidade de redução

complementar identificada na etapa de programação fosse da ordem de 1.000 MW, a redução de geração verificada durante o acionamento do Plano foi da ordem de 2.000 MW. O fato da geração realizada nas usinas Tipo III ter sido superior à prevista contribuiu majoritariamente para esse resultado. Assim, o ONS avalia que o primeiro acionamento do PGEE foi bem-sucedido e contribuiu para a manutenção da segurança operativa do SIN no dia 07 de junho de 2026.

6. Ressalta-se que a avaliação dos resultados possui caráter preliminar, uma vez que se baseia nos dados do SMF disponíveis na base do ONS até 06 de julho de 2026, correspondentes a 92,6% das usinas Tipo III analisadas. Após a consolidação integral dessas informações, o ONS emitirá revisão, caso sejam identificadas alterações materiais nos resultados apresentados.
7. O presente encaminhamento é realizado em atendimento ao item (iv) do Despacho nº 3.431, de 18 de novembro de 2025, que determinou ao ONS o envio de relatório técnico à ANEEL, em até 30 dias após a aplicação do Plano de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição, detalhando a situação que levou à restrição de geração e os resultados obtidos.
8. A elaboração do relatório técnico contou com contribuições das distribuidoras acionadas no PGEE, especialmente quanto à operacionalização das medidas adotadas em suas respectivas áreas de concessão, às dificuldades observadas e às oportunidades de aprimoramento identificadas.
9. Dessa forma, o ONS submete à apreciação dessa Agência o Relatório Técnico RT-ONS DGL 0235/2026 – Acionamento do Plano de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição no dia 07/06/2026, anexo a esta correspondência, permanecendo à disposição para prestar os esclarecimentos adicionais que se façam necessários.

Atenciosamente,

Marcio Rea
Diretor-Geral

Anexo:

RT-ONS DGL 0235/2026 – Acionamento do Plano de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição no dia 07/06/2026

- (i) A classificação da informação constante neste documento é de caráter confidencial e deve ficar limitado ao conhecimento das pessoas, áreas ou cargos destinados e aqueles que necessitem tratar do assunto, sob pena de eventual responsabilização dos danos causados, na forma da legislação em vigor.
- (ii) É vedado o tratamento dos dados pessoais, exceto mediante consentimento específico do titular, ressalvadas as hipóteses de dispensa do consentimento previstas na Lei nº13.709/2018.

C.c.:

Giácomo Francisco Bassi Almeida - ANEEL

Carlos Alberto Calixto Mattar - ANEEL

Felipe Alves Calabria - ANEEL

Edson Moritz Martins da Silva - CELESC

Alexandre Ramos Peixoto - CEMIG D

Julio Shigeaki Omori - COPEL D

Gustavo Estrella - CPFL PAULISTA

Ricardo Dalan de Vargas - CPFL RGE

Marcos Alexandre de Campos - EDP ES

Paulo Roberto dos Santos - ENERGISA MS

Marcelo Vinhaes - ENERGISA MT

Lener Silva Jayme - EQUATORIAL GO

Fabiana Carvalho Lopes - NEOENERGIA COELBA

Antônio Sérgio Casanova - NEOENERGIA ELEKTRO

Saulo Cabral e Silva - NEOENERGIA PE

ACIONAMENTO DO PLANO DE GESTÃO DE EXCEDENTES DE ENERGIA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO NO DIA 07/06/2026

Escritório Central
Rua Júlio do Carmo, 251
CEP 20211-160 Cidade Nova Rio de Janeiro RJ
Tel. 21 3444 9400 Fax: 21 3444 9444
info@ons.com.br
www.ons.com.br

Este documento foi assinado digitalmente por Marcio Rea.
Para verificar as assinaturas vá ao site <https://portalassinaturas.ons.org.br:443> e utilize o código 235B-9A91-85D4-705D.

© 2026 /ONS

Todos os direitos reservados.

Qualquer alteração sem autorização é proibida.

RT-ONS DGL 0235/2026

**ACIONAMENTO DO PLANO DE
GESTÃO DE EXCEDENTES DE
ENERGIA NA REDE DE
DISTRIBUIÇÃO NO DIA
07/06/2026**

Este documento foi assinado digitalmente por Marcio Rea.
Para verificar as assinaturas vá ao site <https://portalassinaturas.ons.org.br:443> e utilize o código 235B-9A91-85D4-705D.

Etapas para emissão do relatório de acionamento do Plano de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição

Plano acionado no dia 07/06/2026

Workshop com os agentes realizado no dia 17/06/2026

Minuta emitida no dia 26/06/2026

Versão final emitida no dia 07/07/2026

SUMÁRIO

1	Introdução	5
2	Cenário Previsto para o dia 07/06/2026 e Decisão de Acionamento do Plano	6
2.1	Análise do Cenário Pré-Decisão — 05/06/2026	6
2.2	Fundamentação Técnica da Decisão de Intervenção — 06/06/2026	6
3	Programação Eletroenergética do dia 07/06/2026	7
4	Operacionalização do Plano pelos agentes de distribuição	8
4.1	CELESC	8
4.2	CEMIG D	13
4.3	COPEL D	15
4.4	CPFL PAULISTA	16
4.5	CPFL RGE	17
4.6	EDP ES	18
4.7	ENERGISA MS	19
4.8	ENERGISA MT	23
4.9	EQUATORIAL GO	25
4.10	NEOENERGIA COELBA	25
4.11	NEOENERGIA ELEKTRO	27
4.12	NEOENERGIA PE	30
5	Análise da Operação realizada no dia 07/06/2026	32
5.1	Resultado da coleta de dados com os agentes de distribuição	33
5.2	Resultados apurados com base em dados disponibilizados pela CCEE	34
5.3	Lições Aprendidas e Aprimoramentos Identificados na Execução do Plano	38
6	Conclusões	42
7	Anexos	45
7.1	Geração prevista, limite de geração estabelecido pelo ONS e geração verificada pelas usinas Tipo III em cada distribuidora a partir de dados do Sistema de Medição para Faturamento da CCEE.	45

1 INTRODUÇÃO

Em cenários operativos caracterizados pela redução progressiva da carga suprida pela geração centralizada, em paralelo à expansão da geração renovável variável e da mini e microgeração distribuída (MMGD), torna-se cada vez mais relevante o gerenciamento dos excedentes energéticos. Nesse contexto, faz-se necessária a definição de diretrizes operativas que assegurem a confiabilidade e a segurança da operação do sistema, garantindo o adequado balanço entre carga e geração e, conseqüentemente, o controle efetivo da frequência do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Diante desse cenário, o ONS definiu algumas ações para o enfrentamento de cargas mínimas, visando garantir o controle de frequência do SIN:

- A) Redução de geração hidráulica e térmica despachada centralizadamente, incluindo a interrupção total de geração hidráulica em algumas usinas, atendendo às vazões ambientais por meio de vertimento, e mantendo a folga de potência monitorada sincronizada para redução (FPMS-R) conforme IO.CG-BR-01;
- B) Redução de geração de usinas eólicas e fotovoltaicas despachadas centralizadamente;
- C) Acionamento do Plano de Gestão de Excedentes na Rede de Distribuição (PGEE): redução de geração das usinas Tipo III conectadas à rede de distribuição.

Considerando esse contexto, este relatório visa atender a responsabilidade endereçada ao ONS quando do acionamento do Plano de Gestão e Excedentes na Rede de Distribuição, estabelecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) no **item (iv) do Despacho nº 3.431, de 18 de novembro de 2025**, que define a necessidade de encaminhamento de um relatório técnico detalhado sempre que houver a aplicação do referido Plano, contendo a descrição da situação que motivou a restrição de geração, os dados operacionais relevantes, o montante de geração distribuída efetivamente restringido por área de concessão, as medidas adotadas pelas distribuidoras e a avaliação dos resultados alcançados.

2 CENÁRIO PREVISTO PARA O DIA 07/06/2026 E DECISÃO DE ACIONAMENTO DO PLANO

2.1 Análise do Cenário Pré-Decisão — 05/06/2026

No dia 05 de junho de 2026, sexta-feira, foram observados desvios da ordem de 5 a 6 GW abaixo da previsão elaborada pelo modelo PrevCargaDESSEM, sinalizando comportamento atípico da carga ainda no decorrer da manhã.

A equipe de previsão de carga, naquele momento, apurou alguns pontos que poderiam justificar o comportamento atípico da carga, que foram:

- O dia 05/06 caracterizava-se como dia "enforcado", posicionado entre feriado e fim de semana, configuração com base histórica limitada e comportamento de carga atípico;
- As condições meteorológicas registradas apresentavam temperaturas estáveis e baixas, com predomínio de céu aberto, sem anomalias que justificassem isoladamente uma revisão de grande magnitude;
- Havia expectativa técnica de normalização da carga no sábado, dia 06/06.

2.2 Fundamentação Técnica da Decisão de Intervenção — 06/06/2026

No dia 06 de junho de 2026, a persistência de desvios da ordem de 5 a 6 GW, aliado ao perfil de carga do sábado com comportamento análogo ao de um domingo, configurou o cenário determinante para a intervenção no modelo PrevCargaDESSEM.

Os elementos técnicos que embasaram a decisão foram:

- Persistência dos desvios no PrevCargaDESSEM:
Os desvios entre a carga prevista e a carga verificada mantiveram-se na ordem de 5 a 6 GW, magnitude equivalente à observada no dia anterior, indicando que o modelo não estava capturando adequadamente a dinâmica da carga.
- Perfil de carga com comportamento de domingo:
O perfil de carga do sábado 06/06 apresentou característica predominantemente *flat* ao meio do dia, análoga ao comportamento típico de domingos.

- Premissas meteorológicas para 07/06/2026:
As premissas meteorológicas disponíveis para o domingo indicavam céu aberto na maior parte do território brasileiro, com exceção do estado do Rio Grande do Sul e da porção leste de Santa Catarina, onde havia previsão de nebulosidade. As temperaturas projetadas eram estáveis e baixas, condição historicamente associada à redução da carga supervisionada¹ mínima.
- Atualização do modelo de carga mínima e máxima:
A atualização do modelo interno de previsão de carga mínima e máxima, realizada com as premissas meteorológicas e o perfil de carga revisado, sinalizou valores entre 24 e 27 GW para a mínima diurna do domingo 07/06, confirmando a tendência de queda acentuada.

Diante da convergência das premissas, a equipe de previsão de carga decidiu intervir no modelo PrevCargaDESSEM, reduzindo a previsão no horário da mínima diurna — entre 12h e 13h —, adotando o valor de 26,7 GW como previsão de carga supervisionada mínima para o domingo, dia 07/06/2026.

3 PROGRAMAÇÃO ELETROENERGÉTICA DO DIA 07/06/2026

Diante do cenário descrito no item anterior, a Programação Diária emitiu, em 03/06/2026, o alerta semanal em nível amarelo, indicando a possibilidade de necessidade de acionamento do Plano de Gestão de Excedentes na Rede de Distribuição. Tal condição foi reiterada na atualização realizada em 05/06/2026, em função da manutenção das perspectivas operativas críticas para o período.

Durante a elaboração da programação eletroenergética para o dia 07/06/2026, realizada em 06/06/2026, foi identificada uma previsão de carga supervisionada mínima da ordem de 26,7 GW. Diante desse cenário, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) iniciou tratativas e implementou medidas operativas com o objetivo de maximizar a redução do despacho de geração centralizada, dentre as quais destacam-se:

- Desligamento de 48 usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente. Ressalta-se que essa ação, originalmente prevista

¹ Carga supervisionada: carga atendida pelas usinas com modalidade de operação Tipo I e Tipo II.

para execução pelo tempo real ao final de 2025, foi incorporada ao processo de Programação Diária ao longo da evolução do plano operacional;

- Redução de inflexibilidades térmicas, incluindo o *constrained-off* da UTE Maranhão III e a postergação do retorno operacional da UTE Santa Cruz;
- Desligamento integral das usinas eólicas e fotovoltaicas sob despacho centralizado.

O conjunto dessas medidas proporcionou uma redução estimada de aproximadamente 26 GW na geração despachada. Entretanto, as análises indicaram que, mesmo após a implementação dessas ações, persistiria, no período de maior criticidade, ou seja, das 11h00 às 13h00, a necessidade de uma redução adicional da ordem de 1.000 MW.

Dessa forma, tornou-se necessário o acionamento do Plano de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição. A redução complementar foi alocada de forma proporcional entre as distribuidoras, considerando as previsões de geração das usinas classificadas como Tipo III para o intervalo compreendido entre 10h00 e 14h00 de forma a preservar a segurança ao atendimento do SIN. Os montantes serão detalhados na seção abaixo.

4 OPERACIONALIZAÇÃO DO PLANO PELOS AGENTES DE DISTRIBUIÇÃO

Nesta seção, são apresentadas as informações encaminhadas por cada agente de distribuição acionado no Plano, abrangendo a organização para atendimento ao pedido de corte após a notificação pelo ONS no dia anterior, a estratégia de escolha das usinas Tipo III a serem acionadas, a forma de contato com as usinas, o monitoramento do atendimento pelas usinas e as dificuldades encontradas na operacionalização.

4.1 CELESC

A CELESC, após o Despacho ANEEL nº 3.431, de 18 de novembro de 2025, realizou dois *workshops* com os representantes das usinas Tipo III conectadas em sua rede de distribuição.

No primeiro *workshop*, realizado em 04 de dezembro de 2025 com a participação de 176 representantes, foram apresentados o cenário eletroenergético, os aspectos regulatórios do plano e a necessidade de os representantes enviarem as informações operativas de suas usinas para levantamento do inventário para repasse ao ONS e para definição dos critérios de acionamento e levantamento dos contatos para a comunicação da CELESC aos representantes designados pelas usinas para os alertas e comandos de acionamento.

No segundo *workshop*, realizado em 18 de dezembro de 2025, a CELESC apresentou os critérios para definição dos montantes de acionamento para cada usina, o fluxo e os canais para comunicação dos alertas e montantes definidos para cada usina.

Para a comunicação dos alertas e montantes, foram criados uma conta de e-mail específica (plano.excedentes@celesc.com.br) e um grupo de WhatsApp para envio em duplicidade pelos dois canais.

Para a definição dos montantes para cada uma das 171 usinas, foi adotado o critério de alocação de geração máxima proporcional à potência instalada da usina, sujeito às seguintes restrições:

- Autoprodutores de Energia: não teriam sua geração restrita, ou seja, o limite máximo de geração dos autoprodutores seria igual à sua potência instalada de geração, a fim de garantir que não houvesse impacto em seus processos produtivos.
- Produtores Independentes de Energia:
 - Com restrições de segurança operativa para desligar: o limite máximo de geração seria maior ou igual à sua geração operativa mínima declarada no momento de atualização de suas informações operativas.
 - Sem restrições de segurança operativa para desligar (ou usinas que não enviaram dados no momento de atualização do inventário): o limite máximo de geração seria maior ou igual a zero.
- Operação Conjunta de Usinas de mesmo responsável técnico: em atendimento à demanda de vários representantes, a CELESC

adotou a permissão de que usinas de mesmo responsável técnico pudessem operar de forma conjunta para atender ao limite máximo de geração designado. Dessa forma, mesmo que individualmente uma ou mais usinas ultrapassassem a geração limite comandada, quando consideradas em conjunto, o somatório de suas gerações medidas não poderia ultrapassar o somatório dos limites máximos de cada usina do conjunto. Na pós-operação, o responsável técnico dessas usinas deveria informar a operação conjunta delas.

Ainda no mesmo workshop, a CELESC ressaltou que a ação da distribuidora ocorreria somente nos momentos de pré-operação e pós-operação, sendo de total responsabilidade das usinas e de seus representantes a ação em tempo real para atendimento aos comandos de restrição de geração. Além disso, a CELESC destacou a necessidade das usinas de manter a operação correta de seu Sistema de Medição de Faturamento (SMF), bem como a comunicação deste com a CCEE e com a Plataforma Integrada de Medição da CELESC. Por fim, a CELESC ressaltou que eventuais descumprimentos das diretrizes de restrição de geração seriam formalmente informados ao ONS e à ANEEL.

Histórico dos comunicados para o acionamento do dia 07 de junho de 2026:

- 03/06/2026: a CELESC enviou o sinal amarelo para os representantes das usinas às 17h03 via grupo no WhatsApp e às 18h09 via e-mail;
- 05/06/2026: o reforço do sinal amarelo enviado pelo ONS foi repassado para as usinas às 16h30 via grupo de WhatsApp e às 16h46 via e-mail;
- 06/06/2026:
 - Após confirmação do alerta pelo ONS às 14h20, a CELESC repassou a confirmação para as usinas às 14h32 via grupo de WhatsApp e às 14h44 via e-mail;
 - Após o envio do horário e da geração máxima por distribuidora pelo ONS às 16h20, a CELESC repassou o horário e o montante máximo de geração calculado para cada usina às 16h38 via e-mail e às 16h41 via grupo de WhatsApp.

Adicionalmente, no dia 12 de junho de 2026, a CELESC realizou um terceiro workshop com os representantes das usinas para avaliar o plano e colher relatos sobre o acionamento ocorrido no dia 07. Além disso, a CELESC enfatizou a importância da regularização do funcionamento e da comunicação do SMF das usinas com a Plataforma Integrada de Medição da distribuidora e com a CCEE.

No decorrer do mês de junho, a CELESC enviou e-mails individuais solicitando a regularização do SMF de cada usina com dados faltantes na CCEE ou em sua plataforma. Também foram enviados comunicados individuais para cada usina que transgrediu o limite máximo designado no período de acionamento do plano, para que justificassem os motivos ou declarassem a operação conjunta de usinas de mesmo responsável técnico.

Das 171 usinas acionadas no plano da CELESC, 158 atenderam à solicitação da distribuidora e tiveram montantes de geração inferiores ou iguais aos montantes designados, seja operando individualmente ou quando consideradas em conjunto sob um mesmo responsável técnico.

Das restantes, 3 usinas não têm dados de medição disponíveis, tanto na CCEE quanto na plataforma de medição da CELESC:

CEG	Usina	Limite Máximo de Geração (MW)
CGH.PH.SC.030423-9	CGH Arroio dos Cachorros	0,156
CGH.PH.SC.047223-9	CGH Barrinha	0,076
CGH.PH.SC.029988-0	CGH Maria Preta	0,009

Por sua vez, as 10 usinas restantes tiveram montantes de geração superiores aos designados:

CEG	Usina	Limite Máximo de Geração (MW)	Geração Medida (MWmed) - 07/06/2026			
			10:00 - 11:00	11:00 - 12:00	12:00 - 13:00	13:00 - 14:00
UTE.RU.SC.052078-0	UTE Veolia Biguaçu	1,200	2,526	2,521	2,514	2,513
CGH.PH.SC.029764-0	CGH Barra Clara	0,252	0,341	0,240	0,234	0,232
CGH.PH.SC.029100-5	CGH Dona Amélia	0,025	0,127	0,127	0,127	0,127
CGH.PH.SC.002665-4	CGH Salto Pintado	0,157	0,172	0,148	0,147	0,148
CGH.PH.SC.028646-0	CGH Salto do Timbó	0,157	0,966	0,968	0,961	0,898
PCH.PH.SC.032516-3	PCH Coração	0,724	1,832	1,624	1,625	1,625
UHE.PH.SC.030415-8	PCH Garibaldi	0,456	2,647	2,648	2,649	2,649
CGH.PH.SC.030643-6	CGH R&F Energia	0,446	0,668	0,686	0,710	0,689
CGH.PH.SC.035531-3	CGH Apolo	0,156	0,132	0,175	0,000	0,255

Resposta em pós-operação das usinas:

CGH.PH.SC.030423-9 - CGH Arroio dos Cachorros: entrou em contato com a CELESC para regularizar a indisponibilidade dos dados de medição, mas, até o momento não sanou o problema.

CGH.PH.SC.047223-9 - CGH Barrinha: não estabeleceu nenhum contato e não respondeu aos e-mails da CELESC sobre a indisponibilidade dos dados de medição.

CGH.PH.SC.029988-0 - CGH Maria Preta: não estabeleceu nenhum contato e não respondeu aos e-mails da CELESC sobre a indisponibilidade dos dados de medição.

UTE.RU.SC.052078-0 - UTE Veolia Biguaçu: o representante da usina informou que o desvio ocorreu devido à indisponibilidade de operação presencial 24h na unidade durante os finais de semana, e solicitou que os montantes para os próximos acionamentos sejam enviados com prazo mínimo de 24 horas de antecedência. No entanto, essa restrição não foi informada em dezembro de 2025 à CELESC, no momento do levantamento das informações operacionais das usinas.

CGH.PH.SC.029764-0 - CGH Barra Clara: o representante da usina enviou os dados de medição do seu supervisor e questionou os dados extraídos da CCEE pela CELESC. Em e-mail com a CELESC em cópia, o representante da usina questionou a sua empresa contratada para fazer a gestão da medição de sua planta para informar se houve carregamento manual de dados de medição na CCEE e para regularizar a situação.

CGH.PH.SC.029100-5 - CGH Dona Amélia: não houve resposta dos representantes da usina ao e-mail da CELESC solicitando as justificativas pelo não atendimento ao plano.

CGH.PH.SC.002665-4 - CGH Salto Pintado: o representante da usina levantou a hipótese de ter ocorrido alguma descoordenação entre o horário do SMF e o do operador da usina.

CGH.PH.SC.028646-0 - CGH Salto do Timbó: não houve resposta dos representantes da usina ao e-mail da CELESC solicitando as justificativas pelo não atendimento ao plano.

PCH.PH.SC.032516-3 - PCH Coração: informou que houve falha operacional isolada e que os procedimentos operacionais internos estão sendo revistos para o atendimento aos novos acionamentos.

UHE.PH.SC.030415-8 - PCH Garibaldi: não houve resposta dos representantes da usina ao e-mail da CELESC solicitando as justificativas pelo não atendimento ao plano.

CGH.PH.SC.030643-6 - CGH R&F Energia: o representante da usina informou que houve alteração no nome da usina e, por esse motivo, sua equipe responsável não a reconheceu na tabela enviada pela CELESC com os montantes e o horário de acionamento individuais de cada usina. No entanto, em dezembro de 2025, no momento do levantamento das informações operacionais das usinas, o nome utilizado pela CELESC foi o mesmo da referida tabela, e o representante da usina enviou as informações solicitadas.

CGH.PH.SC.035531-3 - CGH Apolo: informou que não teve tempo hábil e que os procedimentos operacionais internos estão sendo revistos para o atendimento aos novos acionamentos.

CGH.PH.SC.029781-0 - CGH Curt Lindner: não houve resposta dos representantes da usina ao e-mail da CELESC solicitando as justificativas pelo não atendimento ao plano.

4.2 CEMIG D

A CEMIG D operacionalizou o Plano conforme os critérios estabelecidos na Instrução Operacional IO-OD/OP-070/2025, elaborada com base nas diretrizes do ONS. O objetivo foi garantir tratamento isonômico aos agentes participantes e assegurar o atendimento aos requisitos necessários para a estabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN), especialmente quanto ao equilíbrio entre carga e geração.

Após o inventário técnico solicitado pelo ONS, os agentes responsáveis pelas Usinas Tipo III atualizaram as informações de suas instalações, permitindo a criação de um canal de comunicação direta para divulgação de alertas, orientações operativas e demais informações relacionadas ao Plano.

Para assegurar a isonomia prevista pelo ONS, a CEMIG D classificou as Usinas Tipo III como participantes ou não participantes do Plano com base exclusivamente nas informações fornecidas por seus responsáveis. Foram consideradas não participantes as usinas que declararam impossibilidade técnica de modular ou restringir sua geração, por razões operacionais, ambientais, de segurança ou relacionadas ao processo produtivo, cabendo aos agentes a responsabilidade pela veracidade das informações prestadas.

As usinas classificadas como participantes receberam parcelas proporcionais do limite de geração definido pelo ONS, conforme os critérios estabelecidos na instrução operativa do Plano, considerando a geração prevista no PDO e o montante total previsto para as Usinas Tipo III conectadas ao sistema da CEMIG D.

Com a confirmação do acionamento do plano para 07/06/2026, a CEMIG D comunicou os agentes por meio de Mensagem Operativa (MO), informando o limite de geração permitido para cada instalação e a respectiva janela de restrição. Os valores foram definidos de forma proporcional entre os agentes aptos, ou seja, aqueles classificados como participantes do plano.

Durante a execução do plano, o Centro de Operação da CEMIG D monitorou em tempo real as usinas com supervisão disponível, acompanhando o atendimento aos limites estabelecidos pelo ONS. Pequenos desvios identificados foram prontamente corrigidos após contato com os agentes envolvidos, garantindo a manutenção das condições sistêmicas requeridas.

Entre os principais desafios observados na operacionalização do Plano, destacam-se:

- Prazo reduzido entre o acionamento e o início da restrição, especialmente em finais de semana e feriados, quando a carga do sistema é menor e as comunicações precisam ocorrer em curto intervalo de tempo.
- Inconsistências entre a geração prevista e a geração efetivamente realizada, decorrentes de divergências nos dados utilizados para o planejamento. Essa situação pode ampliar a necessidade de restrições em tempo real e aumentar a complexidade das tratativas operacionais com os agentes geradores.

Por fim, a CEMIG D registra seu agradecimento aos agentes que atenderam às restrições de geração estabelecidas. A colaboração das Usinas Tipo III foi

fundamental para o atendimento do Plano pela Cemig D, visando contribuir para a garantia da confiabilidade e a estabilidade operativa do SIN.

4.3 COPEL D

Observações sobre a operacionalização do plano:

- **Estratégia de Corte:** O modelo adotado consistiu no corte integral da geração das usinas selecionadas (em conformidade com o montante solicitado), condicionado a uma prévia avaliação técnica das condições da rede de distribuição e da situação operativa do agente no momento do acionamento, alinhado com o manual de instrução técnica apresentado pela Distribuidora para o acionamento de corte.
- **Critério de Seleção:** Adotou-se o critério de rodízio, de modo que os agentes acionados em eventos anteriores tivessem menor prioridade no acionamento subsequente. A opção pelo rodízio em detrimento do rateio percentual evitou a exposição a riscos em regiões com atendimento fragilizado ou com níveis de tensão próximos aos limites operativos.
- **Comunicação:** O fluxo de comunicação ocorreu por meio do envio de mensagem operativa individualizada para cada agente selecionado através de e-mail (meio de comunicação padrão entre a Distribuidora e os agentes) e posteriormente foi feita a confirmação do recebimento da mensagem.
- **Avaliação de Eficácia:** A sistemática de rodízio mostrou-se a mais adequada para garantir a segurança operacional e a efetividade do plano de corte, especialmente diante do prazo exíguo disponível para a execução das ações.

Dificuldades observadas:

1. **Acionamento do Plano:** Confirmação do acionamento e montantes disponibilizados em horário limítrofe ao prazo de implantação do corte e da notificação dos agentes acabam por comprometer a comunicação prévia mais eficiente e a eficácia da operacionalização do montante a ser cortado, assim como, dos riscos operacionais para a distribuidora.

2. Falta de Previsibilidade da Geração: A ausência de informação prévia sobre a programação de geração individual dos agentes dificulta o controle preciso do montante real a ser cortado.
3. Limitação de Telemedição: Dificuldade para obter e monitorar, em tempo real, as grandezas elétricas individualizadas de cada agente.
4. Inconsistência Cadastral: Divergências entre a relação atual de agentes envolvidos fornecida pelo ONS e o inventário cadastral disponibilizado pelo ONS quando da homologação do Plano de Gestão de Excedentes de Energia em dezembro de 2025.
5. O duplo critério exigido pelo ONS – Restrição (MW) e Geração Máxima (MW) – introduzem uma grave complexidade ao processo. Embora a modalidade de rodízio garanta o pleno cumprimento da restrição (MW) indicada pelo ONS, é incapaz de assegurar que outros geradores, que não foram acionados no evento e devido a condições excepcionais, não aumentarão sua geração, violando a geração máxima estabelecida, uma vez que não há controle em Tempo Real da geração. A manutenção do duplo critério poderia ser mantida desde que o ONS incluía, no montante a ser restringido, margem de corte para que, mesmo diante de situações excepcionais, seja preservada a geração máxima pretendida. Transferir às distribuidoras a definição dessa margem operacional traz insegurança jurídico-regulatória, com espaço para questionamento pelos geradores sobre a razão da determinação de corte superior àquele comandado pelo Operador.

4.4 CPFL PAULISTA

A CPFL Paulista recebeu previamente do ONS o alerta de possível acionamento do Plano de Gestão de Excedentes de Energia (PGEE) e, posteriormente, a confirmação da necessidade de restrição de geração para sua área de concessão. A partir da comunicação formal do ONS, o Centro de Operação da Distribuição (COD) iniciou a execução dos procedimentos previstos no Plano Emergencial de Corte de Geração na Distribuição do Grupo CPFL Energia.

A operacionalização contemplou a avaliação do montante agregado de restrição solicitado pelo ONS, a identificação das usinas Tipo III elegíveis ao plano e a realização do rateio proporcional da restrição entre os agentes

participantes, observando os critérios de proporcionalidade e isonomia definidos no procedimento da distribuidora.

As comunicações operacionais foram realizadas por meio de correspondências eletrônicas encaminhadas aos contatos cadastrados nos respectivos Acordos Operativos, complementadas por contatos telefônicos e ferramentas de mensageria para reforço das orientações operativas e esclarecimentos de dúvidas.

Durante a execução do PGEE, o COD acompanhou a implementação das restrições utilizando os recursos operacionais disponíveis e manteve comunicação permanente com os agentes participantes para suporte à operacionalização das medidas estabelecidas. A distribuidora observou que os agentes de geração adotaram uma restrição maior que aquela prevista nos comunicados enviados no acionamento do PGEE, esta ação foi deliberada pelos próprios agentes de geração, observando as características técnicas ou processos de suas plantas.

A CPFL Paulista cumpriu os procedimentos previstos em seu Plano Emergencial de Corte de Geração na Distribuição e atendeu ao limite de geração estabelecido pelo ONS, contribuindo para os objetivos operativos definidos para o Sistema Interligado Nacional.

4.5 CPFL RGE

A CPFL RGE recebeu do ONS a sinalização prévia de possibilidade de acionamento do Plano de Gestão de Excedentes de Energia (PGEE) e, posteriormente, a confirmação da necessidade de restrição de geração para sua área de concessão. Em atendimento aos procedimentos previstos no Plano Emergencial de Corte de Geração na Distribuição do Grupo CPFL Energia, o Centro de Operação da Distribuição (COD) iniciou as ações necessárias para implementação da restrição solicitada.

A partir do limite agregado de geração definido pelo ONS, foi realizado o rateio proporcional da restrição entre as usinas Tipo III participantes do plano, observando-se os critérios de participação relativa dos agentes na geração prevista para o período.

As centrais geradoras abrangidas foram comunicadas por correspondência eletrônica encaminhada aos contatos cadastrados nos respectivos Acordos Operativos, contendo os montantes de geração permitidos, a faixa horária de

aplicação da medida e demais orientações operacionais necessárias à execução do plano. Quando necessário, foram realizados contatos complementares para alinhamento operacional e esclarecimento de dúvidas.

Durante a execução do PGEE, o COD acompanhou a implementação das restrições utilizando os recursos operacionais disponíveis e manteve comunicação permanente com os agentes participantes para suporte à operacionalização das medidas estabelecidas. A distribuidora observou que os agentes de geração adotaram uma restrição maior que aquela prevista nos comunicados enviados no acionamento do PGEE, esta ação foi deliberada pelos próprios agentes de geração, observando as características técnicas ou processos de suas plantas.

A CPFL RGE cumpriu os procedimentos previstos em seu Plano Emergencial de Corte de Geração na Distribuição e atendeu ao limite de geração estabelecido pelo ONS, contribuindo para os objetivos operativos definidos para o Sistema Interligado Nacional.

4.6 EDP ES

Organização para atendimento ao pedido de corte após a notificação do ONS:

Inicialmente, realizou-se a consulta da geração prevista das usinas Tipo III nos Dados Abertos do ONS, seguida do cálculo da geração agregada por usina envolvida.

Na sequência, foram realizadas as comunicações com os agentes envolvidos, confirmando o acionamento do Plano e informando o período de restrição e a geração máxima aplicável a cada agente gerador ou usina. O recebimento e o entendimento da comunicação foram confirmados por contato telefônico entre as equipes de Tempo Real das partes.

Critérios para escolha das usinas Tipo III acionadas:

A seleção das usinas considerou o inventário coletado ao final de 2025, preservando as restrições e observações previamente reportadas pelos agentes, bem como a busca por uma abordagem tão isonômica quanto possível. Também foram ponderadas a disponibilidade de comunicação em Tempo Real e a existência de dados firmes de geração para subsidiar a decisão.

Forma de contato com as usinas:

A comunicação inicial sobre o grau de risco de acionamento do Plano foi realizada por e-mail. Após a confirmação do acionamento, além do envio de nova comunicação formal por e-mail, foram realizados contatos telefônicos entre os Centros de Operação, em Tempo Real, para assegurar o recebimento e o entendimento das orientações.

Monitoramento do atendimento pelas usinas:

Durante o dia da operação, foi realizado o levantamento e o acompanhamento das medições de geração no sistema de supervisão e controle ao longo da janela de restrição definida no Plano. Esse acompanhamento também contemplou períodos anteriores e posteriores à janela estipulada.

Dificuldades encontradas na operacionalização:

Foram observadas limitações no acompanhamento da medição de geração em alguns casos, especialmente em usinas sem medição dedicada na fronteira com a distribuidora ou que compartilham o mesmo ponto de conexão.

Na etapa posterior de apuração, houve dificuldade no recebimento dos valores de geração em base semi-horária por parte de algumas usinas, o que impactou a consolidação das informações operativas.

4.7 ENERGISA MS

A Energisa MS estruturou o atendimento ao Plano por meio de procedimento operacional específico, definindo responsabilidades entre as áreas de Pré-Operação, Centro de Operação Integrada (COI), Pós-Operação e demais áreas de apoio.

Após a confirmação do acionamento pelo ONS em D-1, com a definição do período de restrição (das 10h às 14h) e do limite máximo de geração (184 MW),

a distribuidora realizou a proporcionalização desse montante entre as usinas Tipo III elegíveis ao Plano, considerando aquelas com potência instalada igual ou superior a 5 MW e tomando como base a média de geração dos últimos sete dias, conforme os critérios estabelecidos em sua instrução operativa.

A comunicação com os agentes de geração é realizada formalmente por e-mail, contendo o limite máximo de injeção de potência e o período de restrição. Como medida complementar, é utilizado grupo de mensagem entre a Distribuidora e os agentes de geração Tipo III, para divulgação de avisos e reforço das comunicações operacionais.

Durante o período de restrição, o atendimento ao Plano é monitorado por meio das medições operacionais das usinas. Na etapa de pós-operação, é realizada a verificação da aderência ao limite estabelecido com posterior consolidação das informações para envio ao ONS.

Até o momento, não foram identificadas dificuldades relevantes na operacionalização do Plano, uma vez que os processos de cálculo, comunicação, monitoramento e apuração encontram-se padronizados e, em grande parte, automatizados.

Entretanto, verificou-se divergência entre a previsão de geração das usinas Tipo III considerada pelo ONS para o dimensionamento da restrição e a previsão realizada pela distribuidora. Essa diferença impactou diretamente o montante de geração a ser restringido para que fosse atingido o limite máximo de geração estabelecido para o período de restrição.

A tabela a seguir apresenta a comparação entre os montantes considerados pelo ONS e pela distribuidora:

REFERÊNCIA	DISTRIBUIDORA	PREVISÃO [MW]	RESTRIÇÃO [MW]	GERAÇÃO MÁXIMA [MW] ENTRE 10:00 E 14:00
Dados ONS	Energisa MS	240	56	184
Dados Distribuidora		341	157	184
DESVIO		39%	168%	

Com base nos dados de geração verificada das usinas Tipo III avaliadas na análise dos resultados do ONS, verificou-se que as usinas relacionadas a seguir, embora contempladas no Plano de Excedente de Energia da Distribuição da distribuidora, não constavam no arquivo "Anexo - Geração usinas Tipo III - Plano Emergencial - 07.06.2026", disponibilizado pelo ONS.

CEG	Nome	Ponto de Conexão	Média Geração D-7 ao Acionamento do Plano dias (MW)	Potência Instalada
UTE.AI.MS.051752-6.01	UTE ANGELICA I	SE Ivinhema Bay 138kV ANL	55,00 *	64
UTE.AI.MS.060307-4.01	UTE CEDRO	SE Cedro Bay 138kV CET	20,89	48
PCH.PH.MS.037179-3.01	FUNDÃOZINHO	SE Paraíso Bay 138kV FUN	10,47	22
UTE.FL.MS.072774-1.01	UTE INPASA SIA	SE Sidrolândia Bay 138kV INT2	7,76	53
UTE.AI.MS.030482-4.01	UTE LAGUNA	SE Laguna Bay 138kV LAT	10,60	35
PCH.PH.GO.028737-7	PCH PLANALTO	SE Chapadão do Sul Bay 34,5kV RVL	15,29 *	17

* Partilha do mesmo ponto de conexão em medição única:

- Caso da UTE Angélica I partilha do mesmo ponto de conexão / medição com a UTE Angélica
- Caso da PCH Planalto, partilha do mesmo ponto de conexão / medição com a PCH Retiro Velho

Quanto às usinas Tipo III classificadas como "Usinas Sem Dados" no arquivo "Anexo - Geração usinas Tipo III - Plano Emergencial - 07.06.2026", disponibilizado pelo ONS, destaca-se que elas não foram consideradas elegíveis ao Plano por possuírem potência instalada inferior a 5,0 MW. Adicionalmente, a Usina Vista Alegre I (antiga Energética Vista Alegre – CEG UTE.AI.MS.029994-4.01) não é elegível ao Plano, uma vez que declarou sua desativação.

Usina	Núcleo CEG	Motivo	Considerações Distribuidoras
Bela Miragem	030451-4	Usina não mapeada na CCEE	Não elegível ao Plano, Potência instalada menor que 5,0 MW
Córrego Ger	044877-0	Dados não recebidos	Não elegível ao Plano, Potência instalada menor que 5,0 MW
Coxim	028167-0	Dados não recebidos	Não elegível ao Plano, Potência instalada menor que 5,0 MW
São João I	026842-9	Dados não recebidos	Não elegível ao Plano, Potência instalada menor que 5,0 MW
São João II	027184-5	Dados não recebidos	Não elegível ao Plano, Potência instalada menor que 5,0 MW
Vista Alegre I (Antiga Energética Vista Alegre)	029994-4	Dados não recebidos	Não elegível ao Plano, Usina declarada como desativada

Nos dados das usinas Tipo III ("Geração por Usina"), constantes no arquivo "Anexo - Geração usinas Tipo III - Plano Emergencial - 07.06.2026", a tabela a seguir apresenta as usinas consideradas pelo ONS no planejamento do Plano, bem como os respectivos pontos de atenção identificados, com o objetivo de aprimorar a aderência das previsões de geração utilizadas.

Adicionalmente, a Usina Vista Alegre II (CEG UTE.AI.MS.031702-0.01) não é elegível ao Plano, em razão de sua desativação.

Usina	Núcleo CEG	Considerações Distribuidoras
Alto Sucuriú	028817-9	-
Angélica	029670-8	Para distribuidora, partilha do mesmo ponto de conexão com a UTE Angélica I (CEG UTE.AI.MS.051752-6.01)
Aquarius	000859-1	Não elegível ao Plano, Potência instalada menor que 5,0 MW
Assis Chateaubriand (Antiga Salto Mimoso)	028012-7	-
Buriti	028753-9	Para distribuidora, partilha do mesmo ponto de conexão com a PCH Porto das Pedras (CEG PCH.PH.MS.028995-7.01)
Caarapó	030104-3	-
Cerradinho MS1	060305-8	-
Costa Rica	000872-9	-
Energia Maia Ltda	030049-7	Não elegível ao Plano, Potência instalada menor que 5,0 MW
Inpasa Dourados	050519-6	-
Lajeado	031438-2	-
LAR Cooperativa Agroindustrial	048551-9	-
LDC Bioenergia Rio Brilhante (Antiga Louis Dreyfus Rio Brilhante)	029718-6	-
Monteverde	029990-1	-
Oroytê	051962-6	Não elegível ao Plano, Potência instalada menor que 5,0 MW
Paraíso I	027587-5	-
Passa tempo	028111-5	-
Planalto	028737-7	Para distribuidora, partilha do mesmo ponto de conexão com a PCH Retiro Velho (CEG PCH.PH.GO.028771-7.01)
Ponte Alta	029013-0	-
Porto das Pedras	028995-7	Para distribuidora, partilha do mesmo ponto de conexão com a PCH Buriti (CEG PCH.PH.MS.028753-9.01)
Retiro Velho	028771-7	Para distribuidora, partilha do mesmo ponto de conexão com a PCH Planalto (CEG PCH.PH.GO.028737-7)
Santa Izabel	029430-6	Não elegível ao Plano, Potência instalada menor que 5,0 MW
Verde 4	029260-5	Para distribuidora, partilha do mesmo ponto de conexão com a PCH Verde 4 A (CEG PCH.PH.MS.029261-3.01)
Verde 4A	029261-3	Para distribuidora, partilha do mesmo ponto de conexão com a PCH Verde 4 A (CEG PCH.PH.MS.029260-5.01)
Vetorial Corumbá	030384-4	-
Vista Alegre II	031702-0	Não elegível ao Plano, Usina declarada como desativada e as medições no Ponto de Conexão com a Energisa MS não conferem com os dados da Energisa

4.8 ENERGISA MT

A Energisa MT estruturou o atendimento ao Plano por meio de procedimento operacional específico, definindo responsabilidades entre as áreas de Pré-Operação, Centro de Operação Integrada (COI), Pós-Operação e demais áreas de apoio.

Após a confirmação do acionamento pelo ONS em D-1, com a definição do período de restrição (das 10h às 14h – horário de Brasília) e do limite máximo de geração de 455 MW, a distribuidora realizou a proporcionalização desse montante entre as usinas Tipo III elegíveis ao Plano, considerando aquelas com potência instalada igual ou superior a 5 MW e tomando como base a média de geração dos últimos sete dias, conforme os critérios estabelecidos em sua instrução operativa. Seguindo a instrução operativa da distribuidora, a comunicação com os agentes de geração foi realizada formalmente por e-mail, contendo o limite máximo de injeção de potência e o período de restrição. Como medida complementar, foi utilizado grupo de mensagens entre a Distribuidora e os agentes de geração Tipo III (modelo de comunicação semelhante ao utilizado entre o ONS e as distribuidoras), permitindo maior agilidade na divulgação de avisos, esclarecimento de dúvidas e reforço das comunicações operacionais. Durante o período de restrição, o atendimento ao Plano foi monitorado por meio das telemedições das usinas disponíveis, reforçando seu compromisso com o cumprimento do Plano. No entanto, destacamos que, a Distribuidora não possui medição em tempo real de todos os agentes de geração envolvidos e, por este motivo, depende do compromisso e adesão destes para a operacionalização do Plano com sucesso. Na etapa de pós-operação, é realizada a verificação da aderência ao limite estabelecido, seguida da consolidação das informações para encaminhamento ao ONS. Até o momento, a principal dificuldade identificada refere-se à janela reduzida de tempo entre a confirmação do acionamento e o início da vigência do Plano, considerando que a Energisa MT possui 107 agentes de geração Tipo III passíveis de acionamento. Ainda assim, o Plano foi operacionalizado com sucesso, não sendo observadas dificuldades relevantes, uma vez que os processos de cálculo, comunicação, monitoramento e apuração encontram-se padronizados e, em grande parte, automatizados. Ressalta-se, ainda, que durante o período de vigência do Plano houve solicitação adicional do ONS para restrição de geração em decorrência de inequação elétrica associada à sobrecarga do transformador da Rede Básica da SE Brasnorte, no montante de

15 MW, envolvendo usinas que já se encontravam contempladas pelo Plano, o que exigiu coordenação operacional simultânea entre as duas restrições. A tabela a seguir apresenta a comparação entre os montantes considerados pelo ONS e pela distribuidora:

REFERÊNCIA	DISTRIBUIDORA	PREVISÃO [MW]	RESTRIÇÃO [MW]	GERAÇÃO MÁXIMA [MW] ENTRE 10:00 E 14:00
Dados ONS	Energisa MT	595	140	455
Dados Distribuidora		595	181.8	416.9
DESVIO		0%	29,9%	-8,4%

Quanto às usinas Tipo III classificadas como "Usinas sem dados" no arquivo "Anexo - Geração usinas Tipo III - Plano Emergencial - 07.06.2026", disponibilizado pelo ONS, destaca-se que elas não foram consideradas elegíveis ao Plano por possuírem potência instalada inferior a 5,0 MW. Adicionalmente, algumas usinas não apresentaram geração no período analisado ou encontravam-se apenas consumindo energia, não contribuindo, portanto, para a geração Tipo III durante o acionamento do Plano conforme tabela abaixo:

Usina	CEG	Motivo	Considerações Distribuidoras
Atos	UTE.FL.MT.031 471-4.01	Dados não recebidos	Não estão gerando no período ou somente consumindo
Cachoeirinha	CGH.PH.MT.00 0581-9.01	Dados não recebidos	Não elegível ao plano potência instalada inferior a 5,0 MW
Caramuru Sorriso	UTE.AI.MT.0340 12-0.01	Dados não recebidos	Não estão gerando no período ou somente consumindo
Dual Cnp	UFV.RS.MT.060 508-5.01	Dados não recebidos	Não elegível ao plano potência instalada inferior a 5,0 MW
Egídio	UTE.FL.MT.028 930-2.01	Dados não recebidos	Não estão gerando no período ou somente consumindo
Fênix (antiga Agrenco)	UTE.FL.MT.029 649-0.02	Dados não recebidos	Não estão gerando no período ou somente consumindo
MASUTTI	CGH.PH.MT.00 1447-8.01	Usina não mapeada na CCEE	Não elegível ao plano potência instalada inferior a 5,0 MW
Margarida 2	CGH.PH.MT.03 0640-1.01	Usina não mapeada na CCEE	Não elegível ao plano potência instalada inferior a 5,0 MW
Martins	UTE.FL.MT.031 486-2.01	Dados não recebidos	Não estão gerando no período ou somente consumindo
Rio Prata	PCH.PH.MT.027 274-4.01	Usina não mapeada na CCEE	Não elegível ao plano potência instalada inferior a 5,0 MW

4.9 EQUATORIAL GO

Em relação ao Plano de Gestão de Excedentes de Energia, tão logo recebemos a solicitação, encaminhamos comunicação por e-mail a todas as usinas classificadas como Tipo III, orientando a realização da redução de geração de forma isonômica entre os agentes.

No dia da execução da redução, realizamos contato direto com as usinas de maior relevância e com aquelas cujas medições estão disponíveis em nosso sistema de supervisão, a fim de reforçar a solicitação e acompanhar sua execução. Entretanto, não dispomos de medições em tempo real para todas as usinas conectadas à rede de distribuição, o que limitou nossa capacidade de monitoramento.

Em razão do elevado número de usinas envolvidas e da indisponibilidade das medidas em tempo real, houve dificuldade em confirmar que todas as unidades geradoras atenderam integralmente à solicitação de redução de geração.

Outro fator que impactou o processo foi o curto intervalo de tempo disponível entre o recebimento da solicitação e a execução da ação, reduzindo a possibilidade de contato e alinhamento com todos os agentes envolvidos.

No dia seguinte à realização do corte, recebemos retorno de algumas usinas que não possuem Centro de Operação próprio, informando que tiveram acesso ao e-mail somente após a implementação da medida. Além disso, algumas usinas termelétricas relataram dificuldades em reduzir a geração, em razão dos impactos produtivos que tal redução acarretaria nos seus processos industriais.

4.10 NEOENERGIA COELBA

Após a confirmação do acionamento do Plano de Gestão de Excedentes de Energia pelo ONS, na tarde do dia 06/06/2026, e a definição do montante de geração a ser restringido para a área de concessão da Neoenergia Coelba, a equipe do Centro de Operações Integradas (COI) realizou a avaliação das usinas Tipo III com previsão de geração para o dia 07/06/2026, utilizando como referência a Programação Diária disponibilizada pelo ONS.

A partir dessa análise, foram identificadas as usinas aptas a contribuir para o atendimento do montante solicitado, considerando a previsão de geração para o período e as características operacionais de cada empreendimento. Na sequência, foram iniciadas as comunicações com os agentes geradores, por

meio de e-mail e contato telefônico, informando o acionamento do plano e os respectivos montantes de geração a serem aplicados.

No dia 07/06/2026, antes do início da janela de restrição definida pelo ONS, foram realizados novos contatos com os Centros de Operação dos agentes envolvidos, reforçando as orientações operativas e o atendimento aos limites de geração previamente estabelecidos.

Durante a execução do plano, entre 10h00 e 14h00, a equipe do COI acompanhou continuamente a geração em tempo real dos geradores com medição disponível no sistema supervisorio da distribuidora, monitorando o cumprimento das restrições solicitadas. Verificou-se a adequada atuação dos agentes acionados, permitindo o atendimento integral do montante de redução requerido pelo ONS, sem registro de ocorrências operativas relevantes.

A operação foi encerrada às 14h00, momento em que os agentes foram autorizados a retornar aos seus patamares normais de geração, em conformidade com o término do Plano de Gestão de Excedentes de Energia.

As distribuidoras Neoenergia adotam critério de rodízio entre as usinas Tipo III elegíveis à participação no PGEE, cuja aplicação está condicionada ao montante de restrição solicitado pelo ONS. Tal estratégia tem por finalidade promover uma distribuição mais equilibrada dos impactos operacionais decorrentes dos acionamentos, evitando o envolvimento recorrente dos mesmos agentes geradores em todas as ocorrências do plano.

Cumprir destacar que a Neoenergia Coelba não possui competência operacional para o despacho ou controle direto da geração das usinas instaladas em sua área de concessão. Adicionalmente, a distribuidora não dispõe de acesso a dados de geração em tempo real de todas essas instalações. A principal fonte oficial para acompanhamento da energia gerada é o Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE), administrado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), cujas informações são disponibilizadas somente após o fechamento e a consolidação dos dados de medição, não permitindo o monitoramento em tempo real da operação.

Dessa forma, a Neoenergia Coelba não possui meios para validar, em tempo real, o efetivo cumprimento das restrições solicitadas a todos os geradores, ficando limitada a aqueles com medição disponível no sistema supervisorio,

sendo tal verificação realizada posteriormente com base nos dados oficiais de medição disponibilizados pelos sistemas setoriais competentes.

Considerando a inexistência de obrigação regulatória que imponha aos proprietários de usinas Tipo III o fornecimento de dados operacionais diários ou horários às distribuidoras, bem como o fato de que os estudos elétricos e as simulações que fundamentaram a necessidade da restrição foram elaborados pelo ONS, a Neoenergia entende ter cumprido integralmente todas as atribuições sob sua responsabilidade no âmbito do PGEE, adotando as medidas operacionais e administrativas necessárias ao atendimento da solicitação recebida e contribuindo para a execução da operação nos termos estabelecidos pelo Operador do sistema.

Por fim, considerando a implementação da Resolução Normativa ANEEL nº 1.095/2024, com vigência a partir de julho de 2026, que estabelece a padronização do número da Unidade Consumidora entre as distribuidoras de energia elétrica do país, recomenda-se que os documentos, formulários e demais registros utilizados nos processos relacionados ao PGEE passem a adotar essa identificação como referência principal dos agentes envolvidos. A adoção dessa medida contribuirá para a eliminação de ambiguidades decorrentes da utilização concomitante de múltiplos identificadores, tais como CEG, ID ONS, SCDE e Núcleo CEG, os quais não constituem uma referência única e padronizada em todos os documentos operacionais atualmente empregados no processo.

A atuação coordenada entre a Neoenergia Coelba, os agentes geradores e o ONS assegurou a efetividade da ação, contribuindo para a manutenção das condições operativas requeridas para o sistema elétrico durante o período de vigência da restrição.

4.11 NEOENERGIA ELEKTRO

Após a confirmação do acionamento do Plano de Gestão de Excedentes de Energia (PGEE) para as usinas classificadas como Tipo III, bem como da divulgação, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), do montante de carga a ser restringido e do respectivo período de vigência da medida, em 06/06/2026, às 16h22, a Neoenergia Elektro deu início aos procedimentos necessários à formalização das solicitações de restrição junto aos agentes geradores selecionados. O processo foi conduzido mediante emissão de

Mensagens Operativas, em conformidade com os acordos operativos vigentes celebrados entre a distribuidora e os referidos agentes.

Em um primeiro momento, foram realizados contatos telefônicos com os geradores selecionados, com o objetivo de comunicar o acionamento do PGEE e a consequente necessidade de redução ou interrupção da geração, conforme estratégia operacional previamente definida pela distribuidora. Durante essa etapa, as usinas UTE Vista Alegre e UTE Eldorado Brasil informaram a impossibilidade de atender integralmente ao montante de redução solicitado. Em decorrência dessa limitação, tornou-se necessária a redistribuição do montante de restrição entre os demais agentes geradores, incluindo a incorporação de unidades inicialmente não previstas, de forma a viabilizar o atendimento da meta total de restrição de 60 MW estabelecida pelo ONS.

Após a definição da composição final dos agentes participantes, foram realizadas as tratativas formais e as respectivas trocas de documentação entre a Neoenergia Elektro e os geradores envolvidos no acionamento. Os agentes não selecionados para compor o montante de restrição não foram acionados nem comunicados no âmbito da presente operação.

No dia 07/06/2026, no intervalo compreendido entre 09h40 e 10h12, foram efetuados contatos operacionais com os geradores selecionados para confirmação do início da restrição de geração. Posteriormente, entre 14h00 e 14h04, novos contatos foram realizados com a finalidade de autorizar o retorno aos patamares normais de geração, em conformidade com os valores previamente informados ao ONS.

As distribuidoras Neoenergia adotam critério de rodízio entre as usinas Tipo III elegíveis à participação no PGEE, cuja aplicação está condicionada ao montante de restrição solicitado pelo ONS. Tal estratégia tem por finalidade promover uma distribuição mais equilibrada dos impactos operacionais decorrentes dos acionamentos, evitando o envolvimento recorrente dos mesmos agentes geradores em todas as ocorrências do plano.

No acionamento realizado em 07/06/2026, foram registradas as seguintes ocorrências relevantes:

- UTE Vista Alegre: informou impossibilidade de atendimento à solicitação de redução de geração, não executando a restrição requerida, nem mesmo de forma parcial;

- UTE Eldorado Brasil: informou capacidade de atendimento limitada, comprometendo-se com uma redução máxima de 20 MW.

Ressalta-se, ainda, que existem usinas localizadas na área de concessão da Neoenergia Elektro que, embora mantenham relacionamento comercial com a distribuidora, não possuem vínculo operacional direto com esta. Nesses casos, a gestão operacional associada ao PGEE não se insere no escopo de atuação da distribuidora. Como exemplo, cita-se a UTE Conquista do Pontal, localizada no município de Mirante do Paranapanema e conectada à LT 138 kV DRA/TAQ, cujas tratativas operacionais são conduzidas junto à ISA Energia Brasil.

Cumprir destacar que a Neoenergia Elektro não possui competência operacional para o despacho ou controle direto da geração das usinas instaladas em sua área de concessão. Adicionalmente, a distribuidora não dispõe de acesso a dados de geração em tempo real dessas instalações. A principal fonte oficial para acompanhamento da energia gerada é o Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE), administrado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), cujas informações são disponibilizadas somente após o fechamento e a consolidação dos dados de medição, não permitindo o monitoramento em tempo real da operação.

Dessa forma, a Neoenergia Elektro não possui meios para validar, em tempo real, o efetivo cumprimento das restrições solicitadas aos geradores, sendo tal verificação realizada posteriormente com base nos dados oficiais de medição disponibilizados pelos sistemas setoriais competentes.

Considerando a inexistência de obrigação regulatória que imponha aos proprietários de usinas Tipo III o fornecimento de dados operacionais diários ou horários às distribuidoras, bem como o fato de que os estudos elétricos e as simulações que fundamentaram a necessidade da restrição foram elaborados pelo ONS, a Neoenergia Elektro entende ter cumprido integralmente todas as atribuições sob sua responsabilidade no âmbito do PGEE, adotando as medidas operacionais e administrativas necessárias ao atendimento da solicitação recebida e contribuindo para a execução da operação nos termos estabelecidos pelo operador do sistema.

Por fim, considerando a implementação da Resolução Normativa ANEEL nº 1.095/2024, com vigência a partir de julho de 2026, que estabelece a padronização do número da Unidade Consumidora entre as distribuidoras de

energia elétrica do país, recomenda-se que os documentos, formulários e demais registros utilizados nos processos relacionados ao PGEE passem a adotar essa identificação como referência principal dos agentes envolvidos. A adoção dessa medida contribuirá para a eliminação de ambiguidades decorrentes da utilização concomitante de múltiplos identificadores, tais como CEG, ID ONS, SCDE e Núcleo CEG, os quais não constituem uma referência única e padronizada em todos os documentos operacionais atualmente empregados no processo.

4.12 NEOENERGIA PE

Após a confirmação da necessidade de restrição de geração das usinas Tipo III em 06/06/2026, a Neoenergia Pernambuco aguardou a disponibilização da Programação Diária do ONS referente ao dia 07/06/2026 para definição das ações operativas necessárias ao atendimento do montante de redução estabelecido.

Assim que a programação foi publicada, a equipe de operação em tempo real realizou a análise das usinas com condições operativas para participação no processo de restrição de geração. Com base nessa avaliação, foram identificados os empreendimentos aptos a contribuir para o atendimento do montante requerido, considerando a geração prevista e as características operacionais de cada instalação.

Na sequência, foram realizados contatos com os agentes geradores por meio de e-mail e telefone, comunicando o acionamento da medida e os respectivos limites de geração a serem observados durante o período da restrição. Para as demais usinas não envolvidas diretamente no corte de geração, foi efetuada comunicação via e-mail orientando a manutenção dos patamares máximos de geração previamente programados, de forma a contribuir para o equilíbrio operacional necessário ao atendimento do cenário definido.

No dia 07/06/2026, antes do início da ação, a equipe reforçou junto aos Centros de Operação das geradoras as orientações operativas e a necessidade de cumprimento das recomendações previamente estabelecidas, garantindo o alinhamento entre todos os agentes envolvidos.

Durante o período de execução da restrição, foi realizado o acompanhamento contínuo da geração em tempo real dos geradores com medição disponível no sistema supervisor da distribuidora, permitindo o monitoramento do

comportamento das usinas e da aderência aos limites definidos. Observou-se a correta atuação dos agentes acionados, com manutenção dos patamares de geração conforme orientado e atendimento adequado das restrições estabelecidas, sem registro de intercorrências operativas relevantes.

As distribuidoras Neoenergia adotam critério de rodízio entre as usinas Tipo III elegíveis à participação no PGEE, cuja aplicação está condicionada ao montante de restrição solicitado pelo ONS. Tal estratégia tem por finalidade promover uma distribuição mais equilibrada dos impactos operacionais decorrentes dos acionamentos, evitando o envolvimento recorrente dos mesmos agentes geradores em todas as ocorrências do plano.

Cumprir destacar que a Neoenergia Pernambuco não possui competência operacional para o despacho ou controle direto da geração das usinas instaladas em sua área de concessão. Adicionalmente, a distribuidora não dispõe de acesso a dados de geração em tempo real de todas essas instalações. A principal fonte oficial para acompanhamento da energia gerada é o Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE), administrado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), cujas informações são disponibilizadas somente após o fechamento e a consolidação dos dados de medição, não permitindo o monitoramento em tempo real da operação.

Dessa forma, a Neoenergia Pernambuco não possui meios para validar, em tempo real, o efetivo cumprimento das restrições solicitadas a todos os geradores, ficando limitada a aqueles com medição disponível no sistema supervisorado, sendo tal verificação realizada posteriormente com base nos dados oficiais de medição disponibilizados pelos sistemas setoriais competentes.

Considerando a inexistência de obrigação regulatória que imponha aos proprietários de usinas Tipo III o fornecimento de dados operacionais diários ou horários às distribuidoras, bem como o fato de que os estudos elétricos e as simulações que fundamentaram a necessidade da restrição foram elaborados pelo ONS, a Neoenergia entende ter cumprido integralmente todas as atribuições sob sua responsabilidade no âmbito do PGEE, adotando as medidas operacionais e administrativas necessárias ao atendimento da solicitação recebida e contribuindo para a execução da operação nos termos estabelecidos pelo operador do sistema.

Por fim, considerando a implementação da Resolução Normativa ANEEL nº 1.095/2024, com vigência a partir de julho de 2026, que estabelece a padronização do número da Unidade Consumidora entre as distribuidoras de energia elétrica do país, recomenda-se que os documentos, formulários e demais registros utilizados nos processos relacionados ao PGEE passem a adotar essa identificação como referência principal dos agentes envolvidos. A adoção dessa medida contribuirá para a eliminação de ambiguidades decorrentes da utilização concomitante de múltiplos identificadores, tais como CEG, ID ONS, SCDE e Núcleo CEG, os quais não constituem uma referência única e padronizada em todos os documentos operacionais atualmente empregados no processo.

A atuação coordenada entre a Neoenergia Pernambuco, os agentes geradores e o ONS assegurou a efetividade da ação, contribuindo para a manutenção das condições operativas requeridas para o sistema elétrico durante o período de vigência da restrição.

5 ANÁLISE DA OPERAÇÃO REALIZADA NO DIA 07/06/2026

No dia 08/06/2026, primeiro dia útil após o acionamento do Plano o ONS solicitou aos agentes de distribuição informações necessárias para uma avaliação preliminar da sua efetividade em ambiente de pós-operação. Foram requisitados: i) a lista de usinas acionadas para atendimento ao plano de gestão de excedentes de energia na rede de distribuição; ii) o limite de geração estabelecido para cada usina; iii) os instantes de início e fim das restrições impostas a cada usina acionada; iv) a geração realizada, em base semi-horária, ao longo do dia 07/06/2026; e (v) eventuais inconsistências observadas e sugestões de melhorias ao processo. As respostas foram enviadas e consolidadas ao longo do dia 09/06/2026. Os resultados desse levantamento são apresentados nos itens 5.1 e 5.3 deste relatório.

Com o objetivo de apresentar os resultados preliminares do primeiro acionamento do Plano e consolidar os aprendizados obtidos, o ONS realizou, em 17/06/2026, um workshop com a participação das distribuidoras acionadas, da ABRADÉE e da Aneel. Na ocasião, foram apresentadas as premissas que fundamentaram a decisão de acionamento do Plano, incluindo as análises de previsão de carga, a estimativa de geração das usinas Tipo III e as medidas operativas adotadas para enfrentamento do cenário de carga mínima, bem

como os resultados preliminares observados na operação do dia 07/06/2026. O encontro também proporcionou espaço para o esclarecimento de dúvidas, coleta estruturada de contribuições dos agentes e discussão de oportunidades de aprimoramento do processo, constituindo etapa fundamental para a avaliação da efetividade do Plano e para o aperfeiçoamento de futuros acionamentos.

Para avaliação do atendimento ao Plano, adotou-se como critério objetivo a comparação entre a geração total verificada das usinas Tipo III e o limite máximo de geração estabelecido pelo ONS para cada distribuidora no período mais crítico identificado na etapa de programação diária da operação.

Critério de atendimento: quando a geração total das usinas Tipo III, na média entre 12h e 13h, for menor ou igual ao limite estabelecido pelo ONS, o Plano é considerado **ATENDIDO**.

Critério de não atendimento: quando a geração total das usinas Tipo III, na média entre 12h e 13h, for superior ao limite estabelecido pelo ONS, o Plano é considerado **NÃO ATENDIDO**.

5.1 Resultado da coleta de dados com os agentes de distribuição

Conforme solicitação do ONS, os agentes de distribuição enviaram os dados de geração verificada nas usinas Tipo III sob sua responsabilidade nas quais foi solicitada a redução de geração. Com esses dados, foi realizada a comparação entre a restrição prevista (diferença entre a previsão de geração por distribuidora e a geração máxima definida pela equipe de programação) para cada distribuidora e a restrição verificada, considerando o intervalo das 10h00 às 14h00 do dia 07/06/2026. Os resultados são apresentados na Tabela 1.

Analisando os dados preliminares enviados pelos agentes de distribuição observou-se que, do montante de 1.000 MW de restrição máxima prevista, calculado com base na geração máxima indicada pela programação para o período entre 10h00 e 14h00, foi praticado pelos agentes um total de 1.271,85 MW de restrição, correspondendo a um montante de restrição 27,2% superior ao inicialmente previsto.

Tabela 1 – Restrições prevista e verificada na geração de usinas Tipo III por distribuidora, considerando os dados preliminares enviados por cada distribuidora.

Distribuidora	Previsão de Geração (MW)	Redução Prevista (MW)	Redução Informada (MW)	Geração máxima estabelecida pelo ONS entre 10h e 14h (MW)
CELESC	307	72	86,0	235
CEMIG D	723	170	203,2	553
COPEL D	532	125	137,5	407
CPFL PAULISTA	805	189	272,7	616
CPFL RGE	170	40	128,3	130
EDP ES	104	24	24,0	80
ENERGISA MS	240	56	56,0	184
ENERGISA MT	595	140	181,8	455
EQUATORIAL GO	239	56	53,1	183
NEOENERGIA COELBA	222	52	54,2	170
NEOENERGIA ELEKTRO	255	60	63,0	195
NEOENERGIA PE	73	17	12,0	56
Total	4265	1001	1271,8	3264

5.2 Resultados apurados com base em dados disponibilizados pela CCEE

Tendo em vista que as usinas Tipo III não encaminham ao ONS seus dados de geração verificada por meio do Sistema de Supervisão e Controle, os resultados foram apurados com base nas medições do Sistema de Medição para Faturamento (SMF), encaminhadas diariamente pela CCEE ao ONS, conforme previsto no Acordo Operacional ONS/CCEE.

Para a análise, foi considerada a mesma relação de usinas Tipo III conectadas a cada distribuidora utilizada no processo de programação da operação do dia 07/06/2026, a qual embasou a definição dos limites de geração.

Ressalta-se que o envio de dados do SMF pelos agentes à CCEE possui prazo até o início do mês subsequente, não havendo garantia de completude das informações até antes desta data. Assim, os resultados apresentados nesta seção consideram os dados disponíveis na base do ONS em 06/07/2026, correspondentes a uma completude de 92,6% das usinas Tipo III analisadas. O percentual de completude de dados por distribuidora é apresentado na Tabela 2.

Tabela 2 - Quantidade de usinas Tipo III e o percentual de completude de dados na data de emissão deste relatório.

Distribuidora	Núm. Usinas	Núm. Usinas com dados disponíveis	% Usinas com dados disponíveis
CELESC	149	144	96,6%
CEMIG D	158	143	90,5%
COPEL D	99	93	93,9%
CPFL PAULISTA	85	82	96,5%
CPFL RGE	72	60	83,3%
EDP ES	30	26	86,7%
ENERGISA MS	32	26	81,3%
ENERGISA MT	107	97	90,7%
EQUATORIAL GO	43	42	97,7%
NEOENERGIA COELBA	34	34	100,0%
NEOENERGIA ELEKTRO	32	30	93,8%
NEOENERGIA PE	26	26	100,0%

Considerando a base de dados adotada, a geração prevista das usinas Tipo III das 12 distribuidoras, os limites estabelecidos e a geração verificada são apresentados na Figura 1.

Observa-se que, fora do período de acionamento do Plano, a geração verificada situou-se aproximadamente 700 MW acima da prevista. Durante o período de acionamento, a geração permaneceu cerca de 300 MW abaixo do limite estabelecido pelo ONS. Como resultado, verificou-se uma redução total de geração da ordem de 2.000 MW.

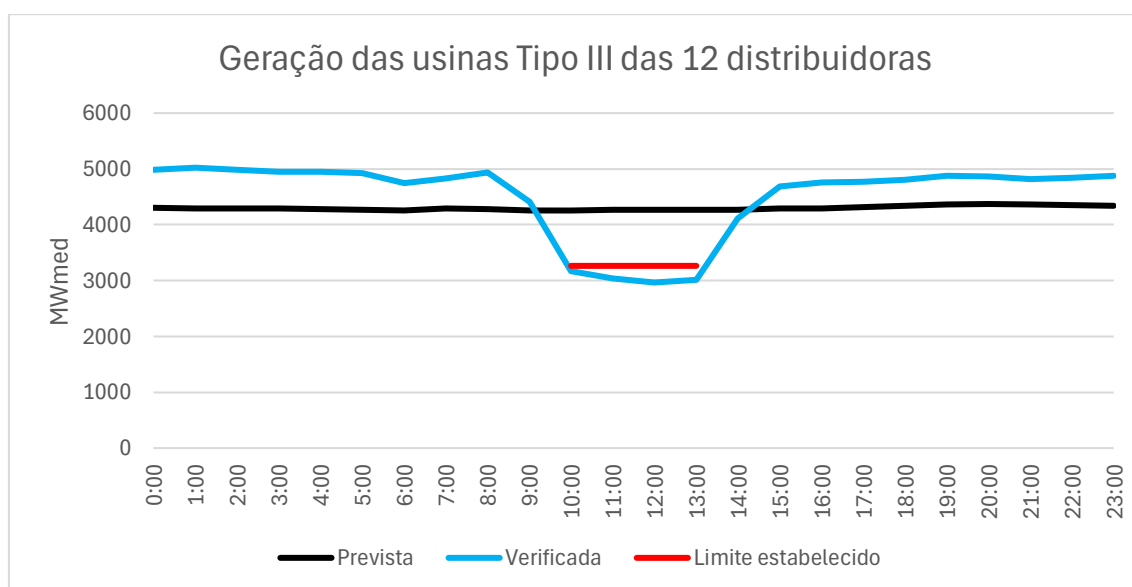


Figura 1 - Geração usinas Tipo III das 12 distribuidoras prevista, verificada e limite estabelecido pelo ONS no acionamento do Plano de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição.

Ao analisar os resultados por distribuidora, verificou-se que 8 das 12 distribuidoras atenderam ao limite de geração máxima estabelecido pelo ONS, conforme critério apresentado no item 5.

Na Neoenergia Elektro, observou-se que a geração verificada encontrava-se significativamente superior à geração prevista utilizada no processo de programação. Ainda assim, verificou-se redução expressiva da geração durante a janela de restrição solicitada pelo ONS, evidenciando atuação efetiva do agente. Contudo, a magnitude da redução não foi suficiente para que a geração atingisse o limite de geração máxima estabelecido para o período.

Na Neoenergia Pernambuco, a geração verificada também se encontrava substancialmente acima da previsão ao longo das horas que antecederam a restrição. Observou-se redução relevante da geração durante o período analisado, porém essa redução ocorreu de forma gradual e com atraso em relação à janela de restrição estabelecida pelo ONS. Como consequência, o limite de geração máxima não foi atendido na média entre 12h e 13h, embora tenha sido alcançado posteriormente.

Na Neoenergia Coelba, a geração verificada imediatamente antes do início da janela de restrição apresentava valores superiores aos previstos. Durante o período de vigência do plano, foi observada redução da geração, porém insuficiente para o atendimento ao limite estabelecido pelo ONS. Assim como observado na Neoenergia Pernambuco, o limite foi atingido apenas após o encerramento da janela de restrição.

Na Equatorial Goiás, a geração verificada permaneceu abaixo da geração prevista ao longo de praticamente todo o dia. No entanto, os valores observados permaneceram acima do limite de geração máxima estabelecido pelo ONS durante a janela de restrição. Os dados não evidenciam redução significativa da geração no período de vigência do plano, não sendo observadas ações efetivas de redução com magnitude compatível com a necessidade de atendimento ao limite estabelecido.

As curvas de geração prevista, geração verificada e limite estabelecido para todas as distribuidoras são apresentadas no Anexo 7.1.

No resultado agregado, verificou-se que o plano foi plenamente atendido. A geração total verificada na média entre 12h e 13h foi de 3.028 MWmed, abaixo do limite agregado de 3.264 MWmed, resultando em margem de 236 MWmed,

equivalente a 7,2% do limite total. Adicionalmente, observou-se que a geração agregada das distribuidoras passou de 4.983 MWmed das 8h às 9h para 3.028 MWmed das 12h às 13h, correspondendo a uma redução de 1.955 MWmed (ou 39,2% de redução). Esse valor supera tanto a redução prevista de 1.001 MW quanto a redução informada pelos agentes de 1.272 MW, evidenciando que, no conjunto das distribuidoras, houve expressiva redução de geração em resposta às solicitações encaminhadas pelo ONS. Assim, embora tenham sido identificados descumprimentos individuais em quatro distribuidoras, o objetivo global do plano foi alcançado, tanto sob a ótica do limite agregado de geração quanto da redução efetivamente observada ao longo do período.

Tabela 3 - Resultados do atendimento ao Plano por agente de distribuição.

Distribuidora	Geração inicial às 8h (MWmed)	Limite (MWmed)	Geração verificada às 12h (MWmed)
CELESC	215	235	66
CEMIG D	908	553	499
COPEL D	516	407	405
CPFL PAULISTA	1.275	616	585
CPFL RGE	119	130	41
EDP ES	104	80	74
ENERGISA MS	303	184	171
ENERGISA MT	590	455	417
EQUATORIAL GO	207	183	206
NEOENERGIA COELBA	253	170	193
NEOENERGIA ELEKTRO	368	195	296
NEOENERGIA PE	125	56	75
Total	4.983	3.264	3.028

5.3 Lições Aprendidas e Aprimoramentos Identificados na Execução do Plano

A partir das informações encaminhadas pelos agentes de distribuição e da avaliação interna do ONS sobre o primeiro acionamento do Plano de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição, foram identificados pontos de aprimoramento relacionados à comunicação, aos prazos de acionamento, às bases cadastrais, às previsões de geração e à operacionalização, pelas distribuidoras, da geração máxima para as usinas Tipo III indicada pelo ONS. Os itens a seguir consolidam esses pontos por tema, distinguindo aqueles sob gestão direta do ONS daqueles que dependem de aperfeiçoamentos nos processos internos dos agentes de distribuição.

5.3.1 Automatização do processo de acionamento

Os agentes apontaram a conveniência de maior automatização do processo de acionamento do Plano, com ganhos de agilidade, rastreabilidade e padronização na comunicação das medidas operativas.

Encaminhamento: O acionamento do Plano ocorre em eventos de baixa recorrência e está inserido em um processo operacional já suportado pelos mecanismos atualmente disponíveis de comunicação e registro. Dessa forma, não se prevê, neste momento, o desenvolvimento de soluções específicas para automatização do processo de acionamento do Plano. O processo permanecerá sendo executado por meio dos fluxos e ferramentas operacionais atualmente estabelecidos.

5.3.2 Antecedência na sinalização e disponibilização das informações

Os agentes apontaram a necessidade de maior antecedência na sinalização da programação e na disponibilização dos valores de geração máxima permitida.

Encaminhamento: No acionamento de 07/06/2026, por se tratar do primeiro evento de aplicação do Plano, foram necessários alinhamentos internos e setoriais adicionais antes do encaminhamento da solicitação de geração máxima às distribuidoras. Essa condição contribuiu para a redução do prazo disponível aos agentes para organização das ações operativas. Com a consolidação do processo, o ONS buscará ampliar a antecedência da sinalização do acionamento do Plano aos agentes. Ressalta-se, contudo, que

a definição do acionamento do Plano está intrinsecamente associada ao processo de programação diária da operação, não sendo compatível com horizontes decisórios anteriores a D-1.

5.3.3 Reavaliação das condições operativas no próprio dia da restrição de geração nas usinas Tipo III

Os agentes sugeriram a reavaliação do cenário operativo no próprio dia da restrição, de forma a considerar variações em relação ao previsto, tais como alterações na geração fotovoltaica, na geração eólica e na carga.

Encaminhamento: A definição dos montantes de restrição no âmbito do Plano é realizada no horizonte da programação diária, com base nos estudos e previsões então disponíveis e considerando critérios de segurança e confiabilidade do sistema. A revisão do comando no próprio dia poderia reduzir a previsibilidade do processo e dificultar a operacionalização pelas distribuidoras e pelos agentes geradores. Dessa forma, não se prevê, neste momento, a reavaliação ordinária dos montantes no próprio dia da restrição. Eventuais desvios entre as condições previstas e observadas continuarão sendo tratados pelos mecanismos operativos disponíveis para gerenciamento em tempo real.

5.3.4 Dificuldades dos agentes de distribuição em implementar solicitações de restrição de geração de maneira a atender a geração máxima indicada pela programação e acompanhar a geração praticada

Os agentes relataram limitações para implementar e acompanhar as restrições emitidas às usinas Tipo III, em razão da ausência de informações de geração em tempo real para todas as instalações e do prazo reduzido para validação individual de valores médios de geração e inflexibilidades junto aos agentes geradores.

Encaminhamento: As limitações apontadas são relevantes para a efetividade do Plano, pois afetam a capacidade de acompanhamento e resposta das distribuidoras durante a execução das restrições. Ao mesmo tempo, a operacionalização das medidas junto às usinas Tipo III e o desenvolvimento de ferramentas de acompanhamento inserem-se, em grande parte, nos processos internos de cada agente de distribuição. Dessa forma, o ONS fica disponível

para compartilhar experiências relativas à evolução dos processos de restrição de geração renovável variável no SIN. Reforça-se que caberá a cada agente avaliar os aprimoramentos necessários em seus centros de operação, sistemas de supervisão, processos de comunicação e procedimentos internos para atendimento às futuras solicitações do Plano.

5.3.5 Comunicação com as usinas Tipo III sob responsabilidade de cada agente de distribuição

Os agentes relataram questionamentos e insatisfações de usinas Tipo III quanto aos critérios adotados pelo ONS para definição das distribuidoras acionadas, aos critérios de seleção das usinas utilizados pelas distribuidoras, aos montantes de geração máxima e de restrição estabelecidos e à distribuição das restrições entre as diferentes fontes de geração sob responsabilidade de cada distribuidora. Adicionalmente, os agentes de distribuição manifestaram interesse em receber do ONS os limites de geração já desagregados por usina, em formato tabular, de forma a subsidiar a comunicação e a operacionalização das restrições junto aos agentes geradores.

Encaminhamento: O comando emitido pelo ONS estabelece a geração máxima a ser observada por cada distribuidora acionada e a respectiva faixa horária de aplicação. A definição da estratégia de alocação das restrições entre as usinas Tipo III, incluindo os critérios de rateio, eventual diferenciação entre fontes de geração e a comunicação dos limites individuais aos agentes geradores, constitui atribuição da distribuidora responsável pela gestão da geração conectada à sua rede. Dessa forma, não se mostra aderente às responsabilidades estabelecidas no âmbito do PGEE que o ONS passe a definir ou encaminhar limites de geração individualizados por usina.

5.3.6 Adequação do cadastro de usinas Tipo III utilizado no processo de programação

Os agentes identificaram e indicaram usinas Tipo III que, embora conectadas às redes de distribuição e consideradas nos processos operativos das distribuidoras, não constaram na base de dados utilizada pelo ONS para elaboração da programação eletroenergética e definição dos montantes de geração máxima do Plano.

Encaminhamento: O ONS está realizando revisão da base cadastral de usinas Tipo III utilizada nos processos de programação e operação, com o objetivo de identificar e sanar divergências observadas, promovendo os ajustes necessários para ampliar a aderência entre a base utilizada nos estudos e a configuração operacional efetivamente existente.

5.3.7 Aprimoramento das previsões de geração das usinas Tipo III

Foram observados casos em que a geração prevista das usinas Tipo III utilizada no processo de programação apresentou desvios relevantes em relação à geração efetivamente verificada pelos agentes de distribuição. Os agentes sinalizaram que desvios significativos entre geração prevista e realizada reduzem a precisão dos montantes de restrição calculados no processo de programação e podem aumentar a complexidade operacional da implementação do Plano pelas distribuidoras.

Encaminhamento: O ONS acompanhará e avaliará os desvios observados no acionamento do 07/06/2026 e nos demais dias, com vistas ao aprimoramento da metodologia de estimativa, caso identificada tal necessidade.

5.3.8 Interpretação dos dados do Programa Diário de Produção (PDP) e dos limites de geração máxima

Alguns agentes reportaram dúvidas quanto à interpretação das informações disponibilizadas para operacionalização do Plano. Foram relatados questionamentos sobre o fato de os valores de geração das usinas Tipo III constantes do Programa Diário de Produção (PDP) não refletirem as limitações de geração estabelecidas no âmbito do Plano. Também houve dúvidas quanto à utilização das colunas de geração máxima e de redução de geração encaminhadas pelo ONS, com diferentes interpretações sobre qual informação deveria ser utilizada como referência para atendimento ao comando

Encaminhamento: O ONS reforçará junto aos agentes de distribuição que os valores de geração das usinas Tipo III apresentados no Programa Diário de Produção (PDP) correspondem à previsão de geração utilizada no processo de programação da operação, sem aplicação das limitações associadas ao Plano. Isso decorre do fato de que o comando operativo emitido pelo ONS é direcionado à distribuidora, cabendo a cada agente definir como atenderam à geração máxima indicada. Adicionalmente, será reforçado que o critério a ser atendido no Plano é

a geração máxima estabelecida para cada distribuidora na faixa horária definida pelo ONS. A informação de redução de geração possui caráter meramente informativo, sendo obtida pela diferença entre a geração prevista e a geração máxima estabelecida. Com base na experiência do primeiro acionamento, o ONS poderá aperfeiçoar a forma de comunicação das informações operativas, de modo a minimizar dúvidas interpretativas em futuros acionamentos.

5.3.9 Critério de verificação do atendimento ao Plano

Alguns agentes questionaram o critério adotado para avaliação do atendimento ao Plano, baseado na comparação entre a geração máxima estabelecida pelo ONS na etapa de programação diária e a geração verificada média do período entre 12h e 13h, argumentando que a análise deveria considerar toda a janela de restrição compreendida entre 10h e 14h.

Encaminhamento: O critério utilizado no acionamento de 07/06/2026 foi definido com base nas análises realizadas na etapa de programação da operação, que identificaram o período entre 12h e 13h como a condição de maior criticidade para o atendimento aos requisitos de segurança operativa do SIN. Dessa forma, a avaliação foi concentrada na janela temporal que motivou a necessidade de restrição da geração.

A experiência obtida no primeiro acionamento, contudo, permitiu identificar oportunidades de aprimoramento nos critérios de avaliação do atendimento ao Plano, de maneira que este reflita o impacto do atendimento ao Plano na operação do SIN. Para os próximos acionamentos, o ONS adotará como critério de atendimento avaliar se o valor da geração máxima verificada está abaixo da geração máxima indicada pelo ONS em cada hora do período de vigência da restrição indicado na programação diária. Adicionalmente, será considerada uma margem de tolerância correspondente ao menor valor entre 5 MW e 5% da geração máxima definida para cada distribuidora.

6 CONCLUSÕES

Considerando o relatado neste documento, conclui-se que o acionamento do Plano de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição em 07/06/2026 foi necessário para preservar o equilíbrio carga-geração e o controle de frequência do SIN diante de um cenário previsto de carga excepcionalmente baixa e elevada disponibilidade de geração renovável variável. A decisão foi fundamentada na persistência de desvios entre a carga

prevista e a verificada, da ordem de 5 a 6 GW, observados nos dias anteriores ao dia de acionamento do Plano, além da expectativa de comportamento de carga típico de domingo, temperaturas baixas e céu aberto em grande parte do país.

Antes do acionamento do PGEE, na etapa de programação diária, o ONS adotou medidas para maximizar a redução da geração centralizada, incluindo o desligamento de usinas hidrelétricas, a redução de inflexibilidades térmicas e o desligamento integral de todas as usinas eólicas e fotovoltaicas despachadas centralizadamente. Essas ações proporcionaram redução estimada de 26 GW na geração despachada. Ainda assim, permaneceu a necessidade de redução complementar da ordem de 1.000 MW, o que motivou o acionamento do Plano para as usinas Tipo III conectadas à rede de distribuição.

A operacionalização do Plano ocorreu a partir da aplicação de restrições em grupos de usinas Tipo III selecionados por cada distribuidora, considerando características operativas e inflexibilidades declaradas. Algumas distribuidoras relataram dificuldades para monitoramento em tempo real suficiente para o acompanhamento preciso da execução do plano.

Os resultados preliminares encaminhados pelos agentes indicaram que, frente a uma redução de aproximadamente 1.000 MW em relação à geração prevista, foi praticada uma restrição total da ordem de 1.270 MW, valor cerca de 27% superior ao inicialmente previsto. Na avaliação realizada com base nos dados do Sistema de Medição para Faturamento (SMF), verificou-se que 8 das 12 distribuidoras atenderam aos respectivos valores de geração máxima indicados pelo ONS.

Quando considerada a agregação do conjunto das distribuidoras acionadas, observou-se o cumprimento integral ao limite de geração máxima estabelecido pelo ONS para o período. A geração total verificada na média entre 12h e 13h foi de 3.028 MWmed, permanecendo 236 MWmed abaixo do limite agregado de 3.264 MWmed definido pelo ONS. Adicionalmente, os dados apurados indicam que a geração agregada das distribuidoras passou de 4.983 MWmed na média das 8h às 9h para 3.028 MWmed na média entre 12h e 13h, correspondendo a uma redução de aproximadamente 1.955 MWmed, ou 39% da geração inicial. Esses resultados evidenciam a efetividade da medida na redução da geração das usinas Tipo III durante a janela de geração máxima

indicada e demonstram que, apesar de descumprimentos pontuais em algumas distribuidoras, o objetivo global do Plano foi alcançado.

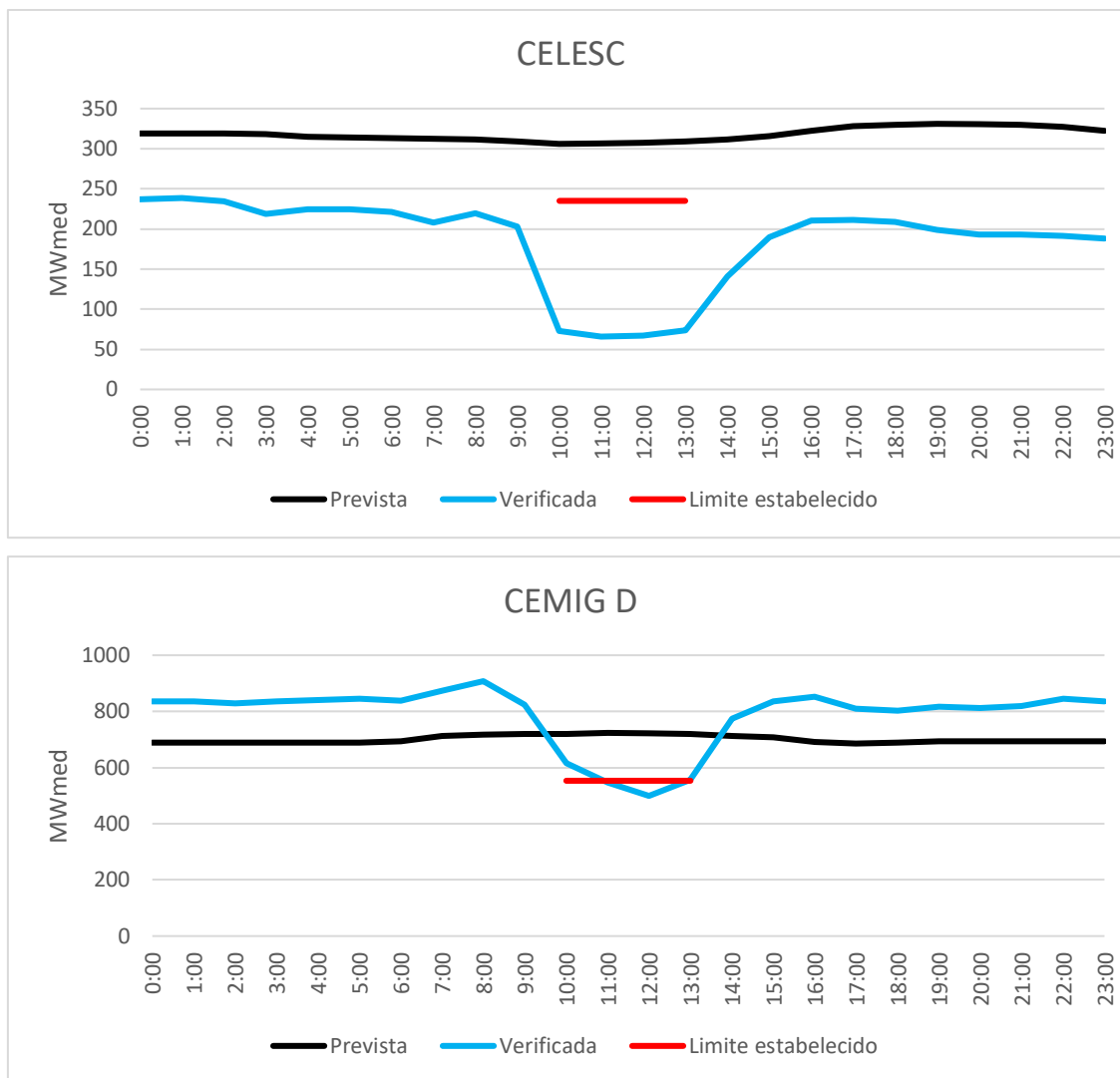
Ressalta-se que os resultados apresentados neste relatório são preliminares e dependem da consolidação integral dos dados de medição encaminhados pelos agentes à CCEE. Ainda assim, os dados atualmente disponíveis indicam que o primeiro acionamento do Plano de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição alcançou seu objetivo de contribuir para a manutenção da segurança operativa do SIN em um cenário de elevada criticidade operativa.

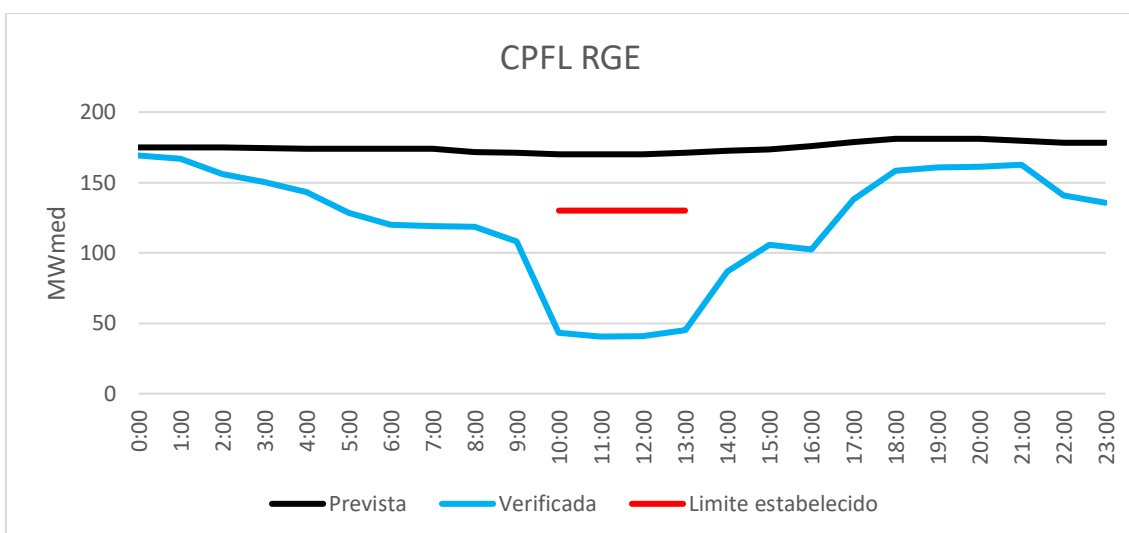
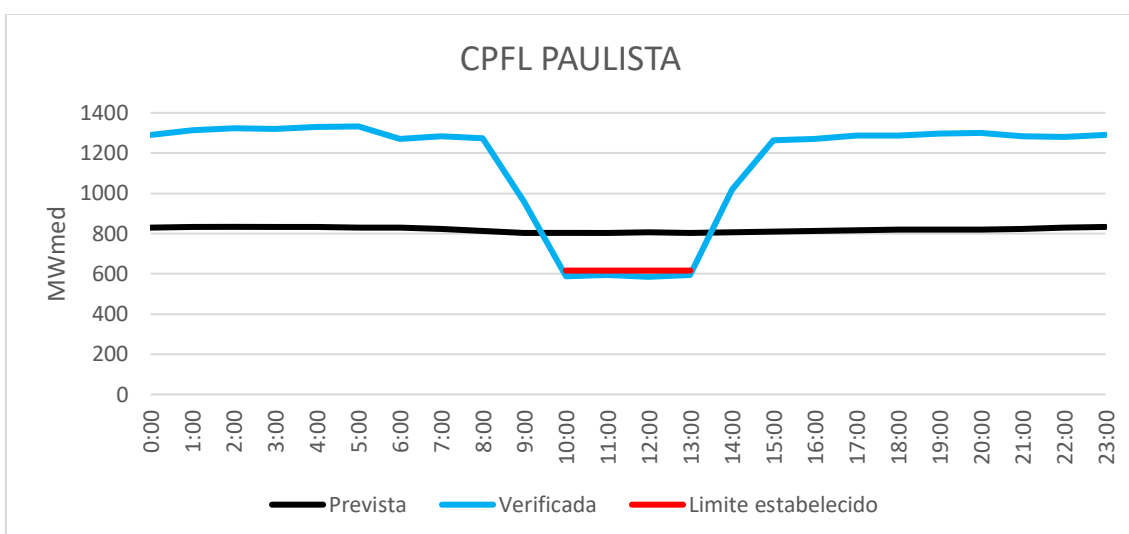
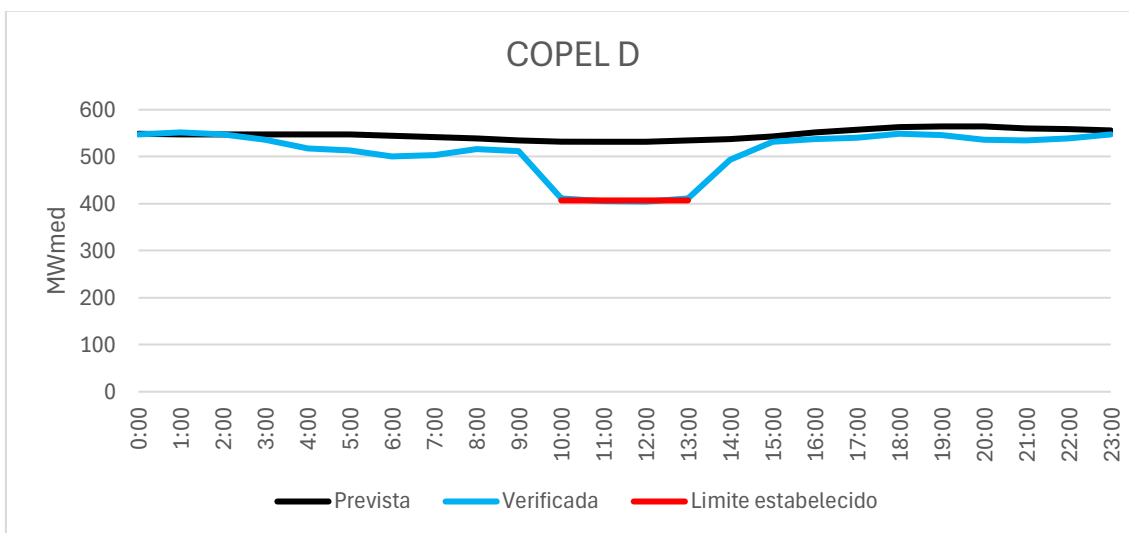
Importante pontuar que está em andamento a estruturação do *Sandbox* Regulatório Integração ONS-DSO, onde poderão ser testados os comandos de restrições da geração distribuída, sob gestão das distribuidoras, em diferentes frequências, capacidades e prazos de acionamento. Espera-se que o *Sandbox* atue como instrumento indutor de modernização tecnológica, incentivando as distribuidoras a explorar soluções já disponíveis, incluindo o Plano de Gestão de Excedentes, para aprimorar seus processos operativos e acelerar ações em curso relacionadas à observabilidade, comunicação, automação e gerenciamento dos Recursos Energéticos Distribuídos (RED).

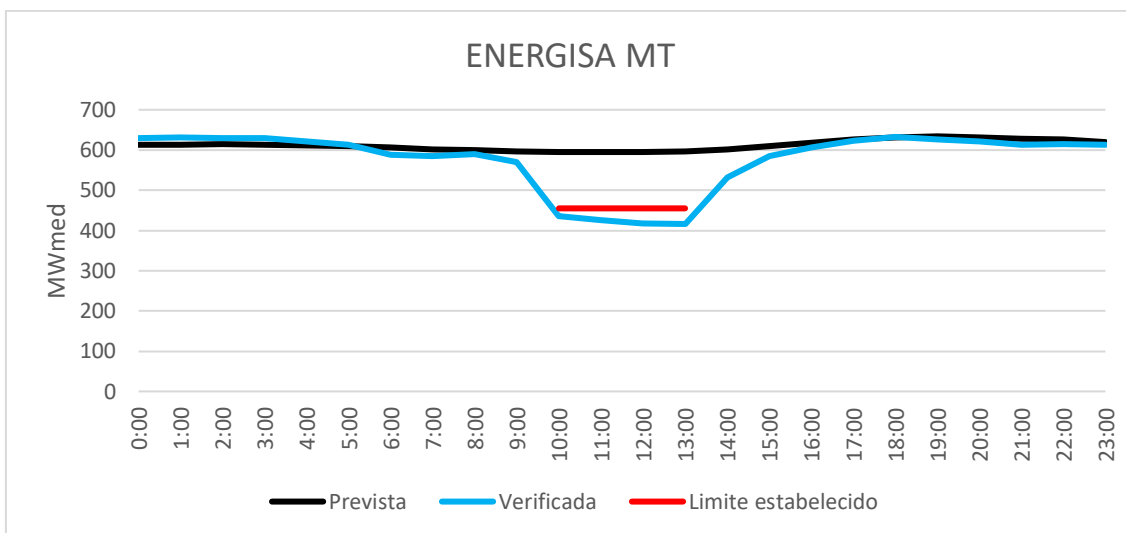
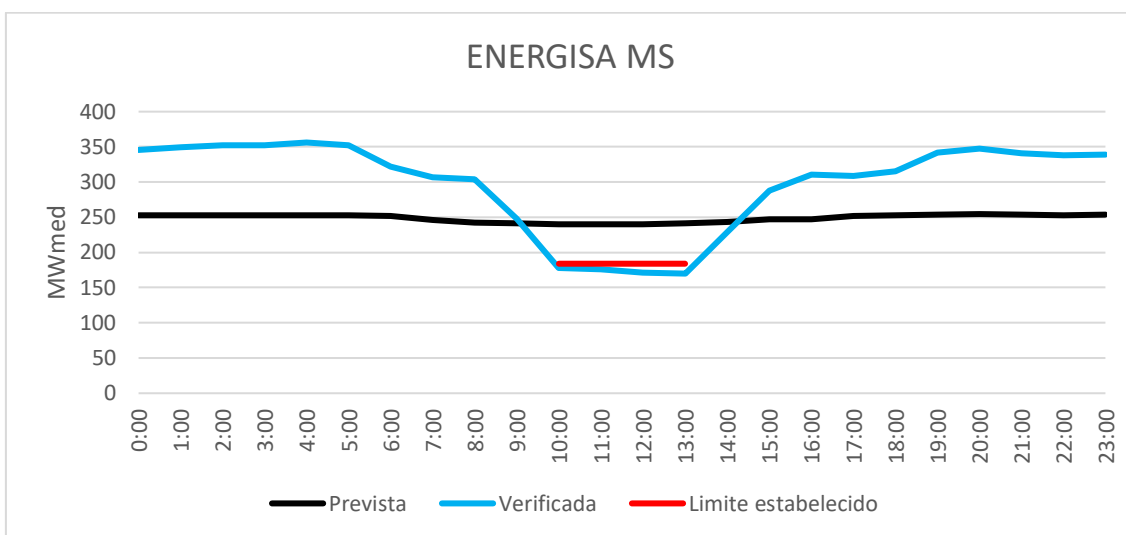
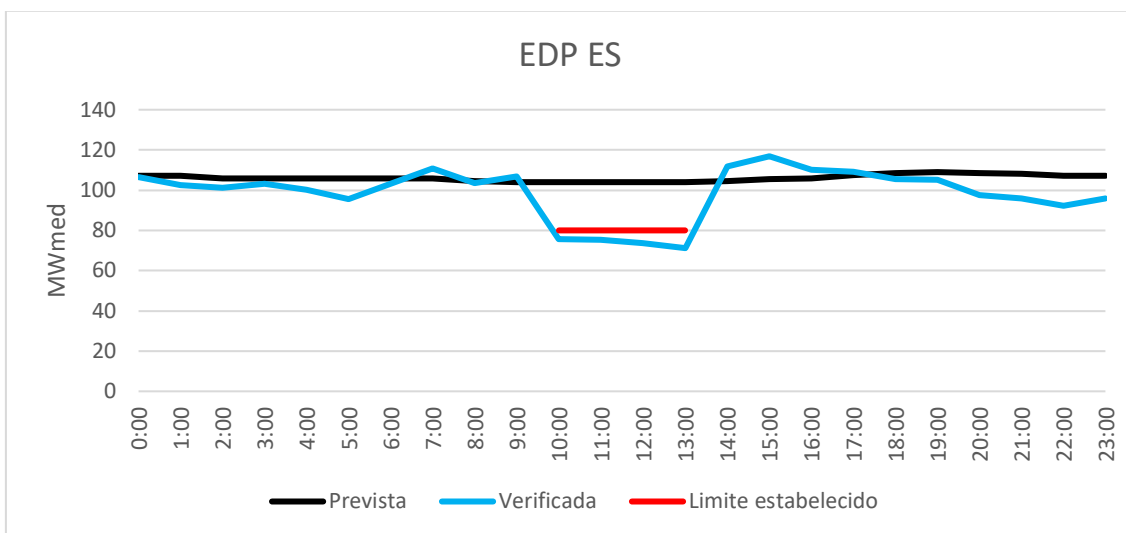
O primeiro acionamento do Plano apresentou desempenho efetivo, contribuindo para a manutenção da segurança operativa do SIN. A experiência também permitiu identificar importantes lições aprendidas e oportunidades de aprimoramento, seja na antecedência de declaração dos montantes de restrição associados ao acionamento, nos critérios de avaliação ou em ações dos agentes envolvidos, fortalecendo o processo para futuros acionamentos.

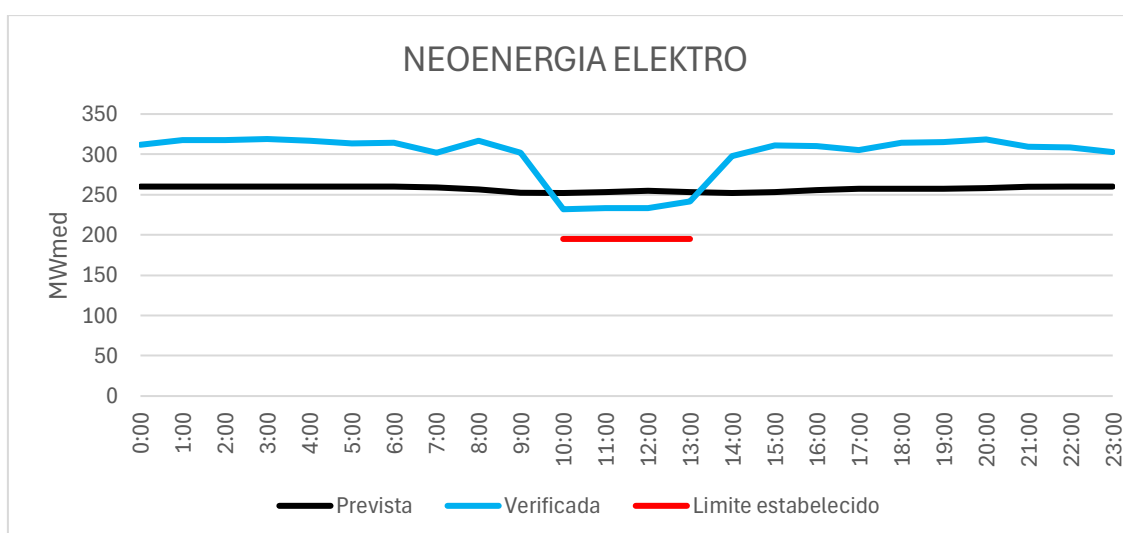
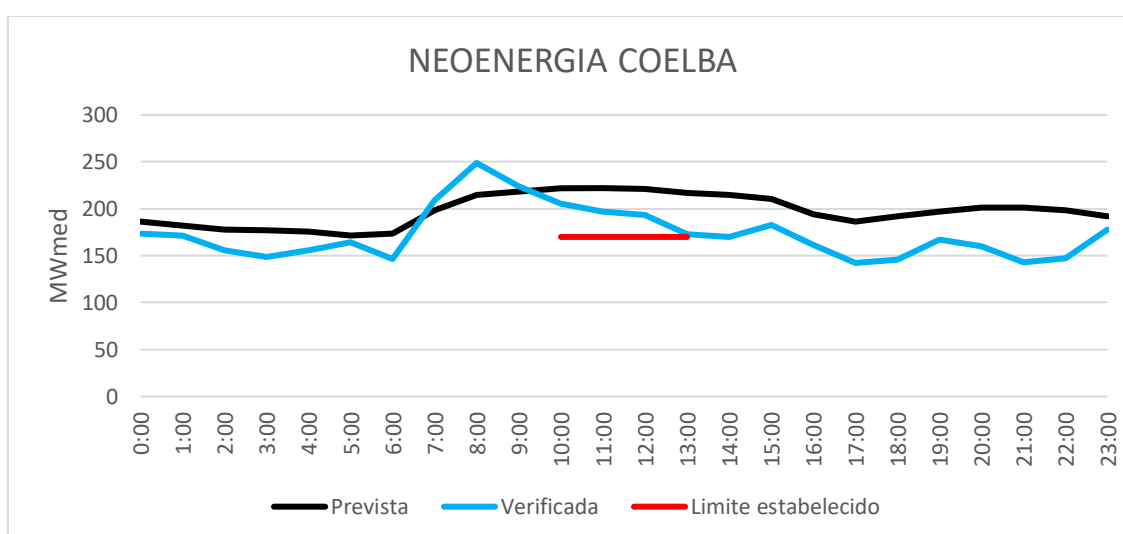
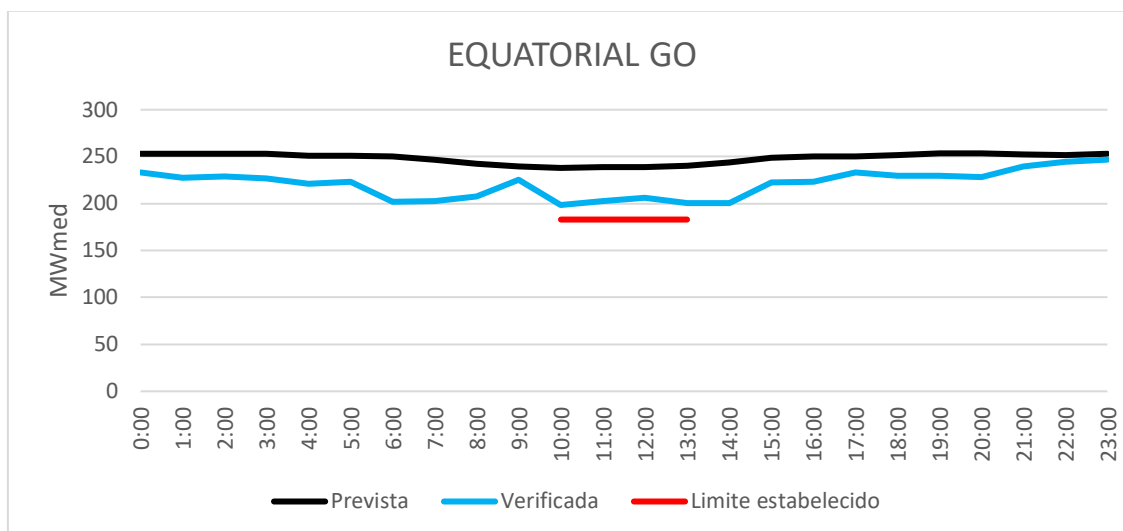
7 ANEXOS

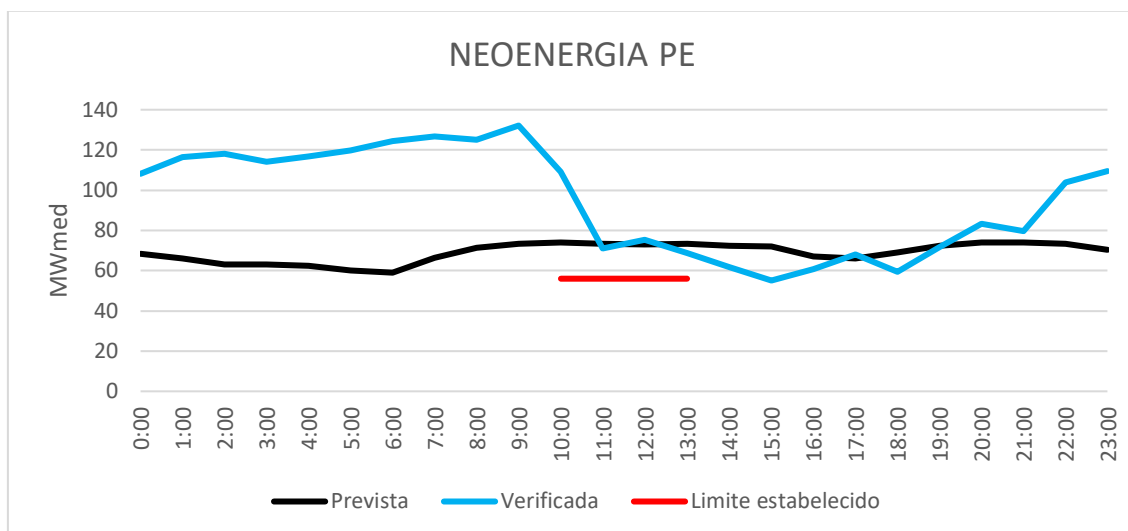
7.1 Geração prevista, limite de geração estabelecido pelo ONS e geração verificada pelas usinas Tipo III em cada distribuidora a partir de dados do Sistema de Medição para Faturamento da CCEE.











PROTOCOLO DE ASSINATURA(S)

O documento acima foi proposto para assinatura digital na plataforma Portal de Assinaturas ONS. Para verificar as assinaturas clique no link: <https://portalassinaturas.ons.org.br/Verificar/235B-9A91-85D4-705D> ou vá até o site <https://portalassinaturas.ons.org.br:443> e utilize o código abaixo para verificar se este documento é válido.

Código para verificação: 235B-9A91-85D4-705D



Hash do Documento

FD01F23239881F671927F55A455A56985011AB287802F18B2A62E74D77F8EAE4

O(s) nome(s) indicado(s) para assinatura, bem como seu(s) status em 07/07/2026 é(são) :

☒ MARCIO REA - 060.294.818-51 em 07/07/2026 20:58 UTC-03:00

Tipo: Certificado Digital

