



Curtailment Eólico e Solar

Janeiro - 2026

ePowerBay

Introdução

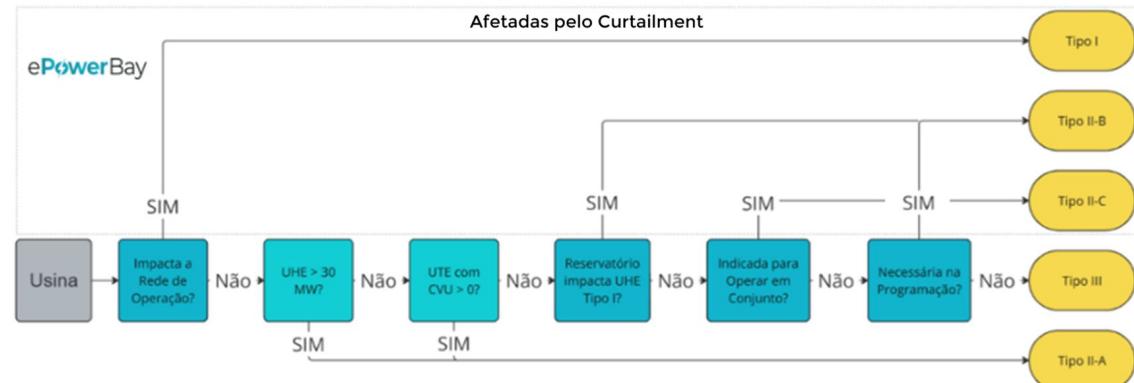
Curtailment é o termo utilizado para descrever eventos em que a geração é temporariamente limitada ou interrompida devido a restrições operacionais em uma usina ou conjunto de empreendimentos. Tais eventos podem ser causados por:

- Razão de indisponibilidade externa - elétrica (**REL**);
 - indisponibilidades de linhas de transmissão, transformadores, disjuntores e instalações de subestações em geral.
- Razão de atendimento a requisitos de confiabilidade (**CNF**);
 - confiabilidade elétrica que não tenha origem em indisponibilidades de equipamentos do sistema de transmissão.
- Razão energética (**ENE**);
 - impossibilidade de alocação de geração na carga.
- Existem ainda as restrições indicadas no parecer de acesso (**PAR**);

Importante destacar que o corte da geração de energia por parte do ONS só é feito para usinas com despacho centralizado (**Tipo I**, **Tipo II-B** e **Tipo II-C**)



A **CCEE** e o **ONS** não tem responsabilidades por esta publicação, sendo ela apenas a fonte primária das informações que constam nos relatórios acima citados.



Introdução



O ONS publica os dados de Curtailment para as Eólica (desde 10/2021) e Solares (desde 04/2024). Os dados possuem intervalos de 30 minutos, e se referem à:

- **val_geracao** - Valor da Geração Real;
- **val_geracao_limitada** - Valor da Geração Limitada por alguma Restrição;
- **val_disponibilidade** - Valor da Disponibilidade Verificada no Tempo Real;
- **val_geracao_referencia** - Valor da Geração de referência (ou estimada);
- **val_geracao_referencia_final** - Valor da Geração de Referência Final - **Somente REL**;

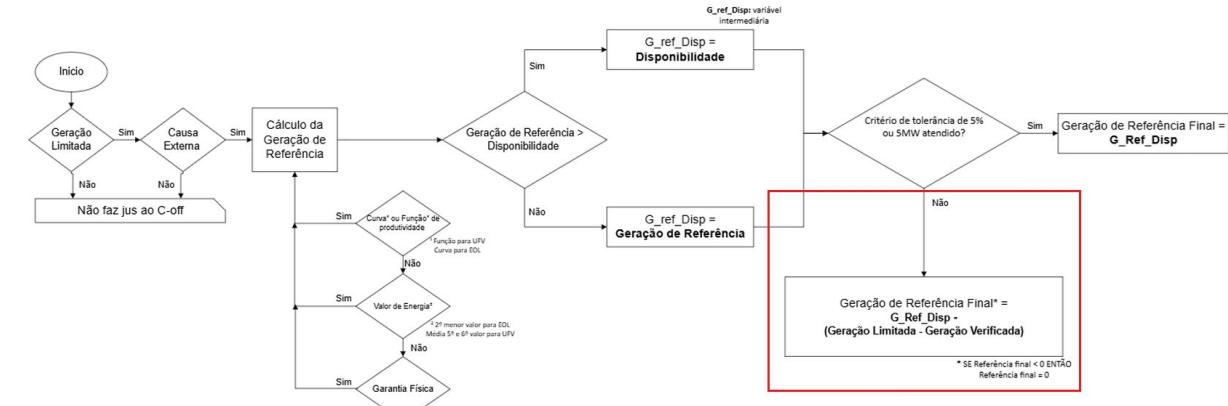
Em 01/08/2025 o ONS publicou a rev 08 do documento **RO-AO.BR.13**, que traz a metodologia para o cálculo da geração de referência final (**val_geracao_referencia_final**).

Ele segue o fluxograma abaixo e **considera agora que existem cortes nos momentos em que existem desvios de 5% ou 5 MW (o que for menor)** entre a **val_geracao** e **val_geracao_limitada**.

A **Geração Frustrada**, não é um dado fornecido pelo ONS, porém pode ser calculada:

$$\text{Geração Frustrada} = \text{Geração Referência Final (Total)} - \text{Geração Real}$$

Fluxo do cálculo da geração de referência final para usinas e conjunto de usinas



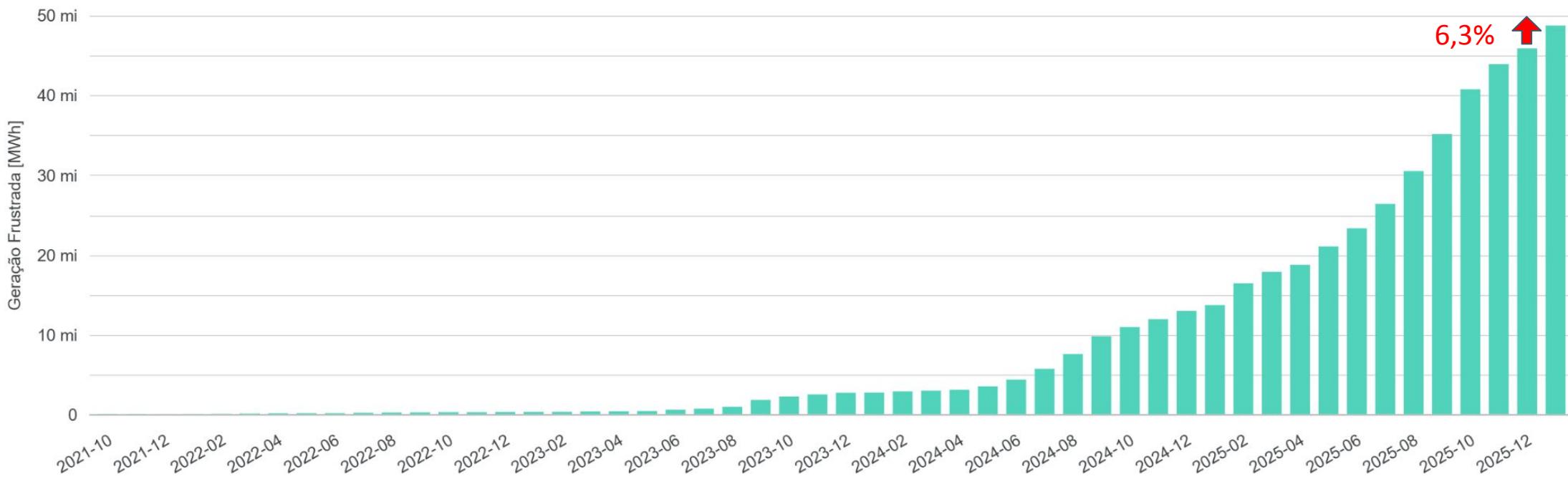
Curtailment: Análise por Tipo de Restrição - Acumulada



As perdas totais acumuladas se aproximam de **48,7 milhões de MWh**, crescendo em **6,3% no último mês**.

As perdas por razões **ENE** são agora as maiores, **47%** no acumulado, seguidas por **CNF** com **40%** e **REL** com **13%**.

Geração Frustrada [MWh]



Analise de Restrição da Geração Aumulado

	Ano-mes / Total Acumulado												
Corte	2025-02	2025-03	2025-04	2025-05	2025-06	2025-07	2025-08	2025-09	2025-10	2025-11	2025-12	2026-01	
Corte	6.426.704	17.850.840	18.742.672	21.042.237	23.312.561	26.381.951	30.495.557	35.139.061	40.755.983	43.917.803	45.880.748	48.740.359	

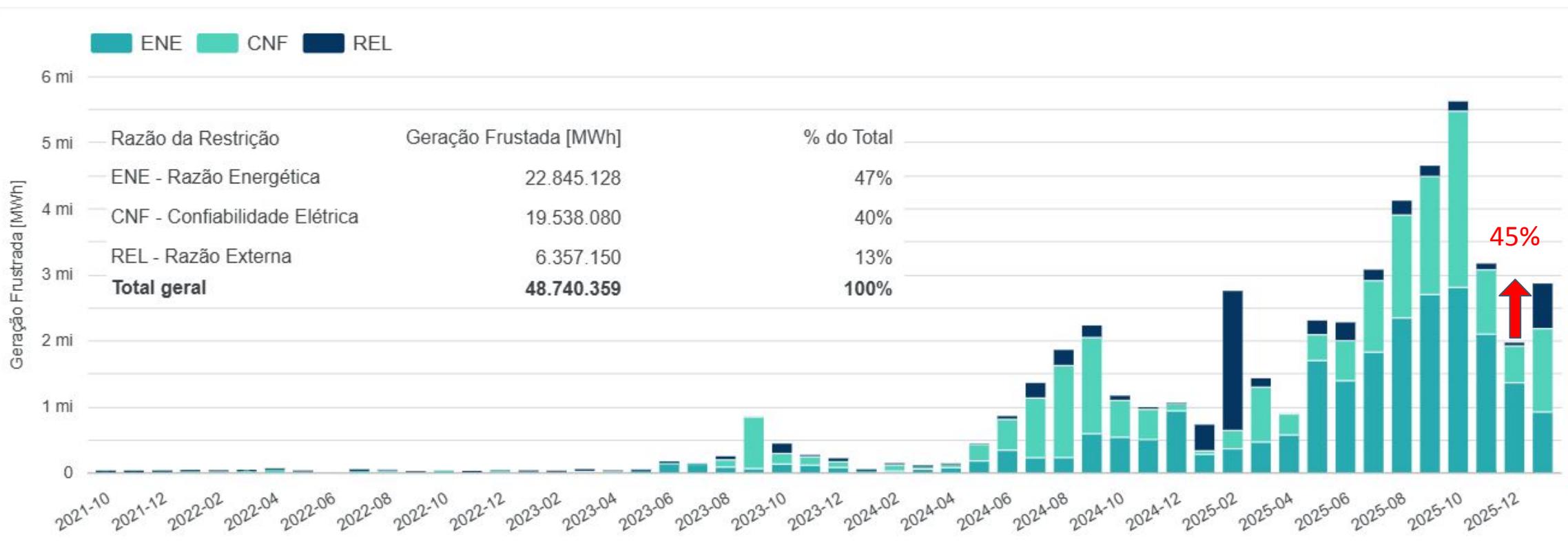
Dashboard disponível na plataforma ePowerBay

Curtailment: Análise por Tipo de Restrição - Mensal

No acumulado a maior parcela de restrições ainda é por **ENE**, que totalizam mais de **22,8 milhões de MWh (47%)**.

As perdas por **REL** que são ressarcidas via ESS, representa ~ **6,3 milhões de MWh (13%)**.

As perdas em **janeiro** foram da ordem de **2,86 milhões de MWh**, o que representa um aumento de **45% em relação a dezembro de 2025**.



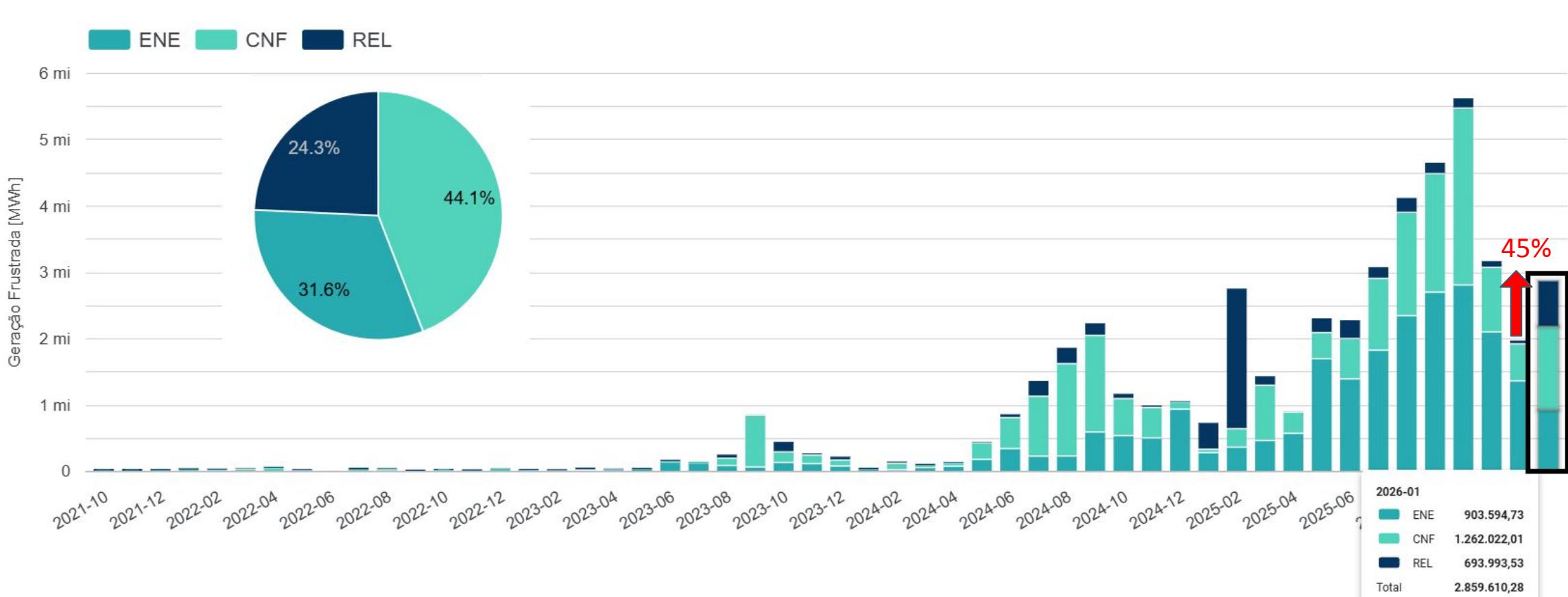
Dashboard disponível na plataforma ePowerBay

Curtailment: Análise por Tipo de Restrição - Último mês

No mês a maior parcela das restrições foi a **CNF**, que totalizaram mais de **1,26 milhões de MWh (44,1%)**.

As perdas por razão ENE e REL, representaram **31,6%** e **24,3%**.

As perdas totais foram da ordem de **2,86 milhões de MWh, 45% maiores que dezembro**, que foram da ordem de **1,96 milhões de MWh**.



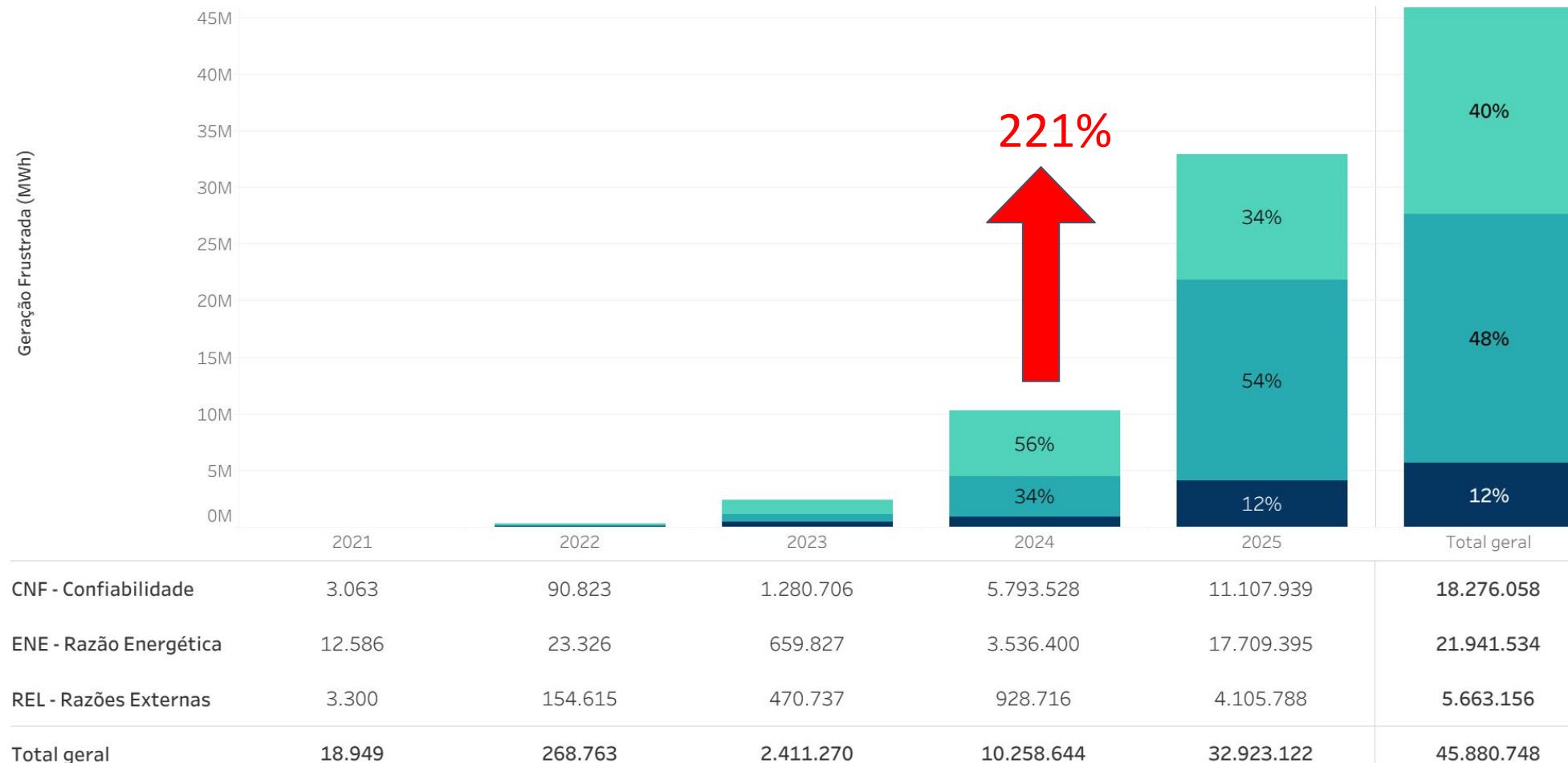
Curtailment: Análise por Tipo de Restrição - Base anual



Em 2025 a maior parcela das restrições foi a **ENE**, que totalizaram mais de **17,7 milhões de MWh (54%)**.

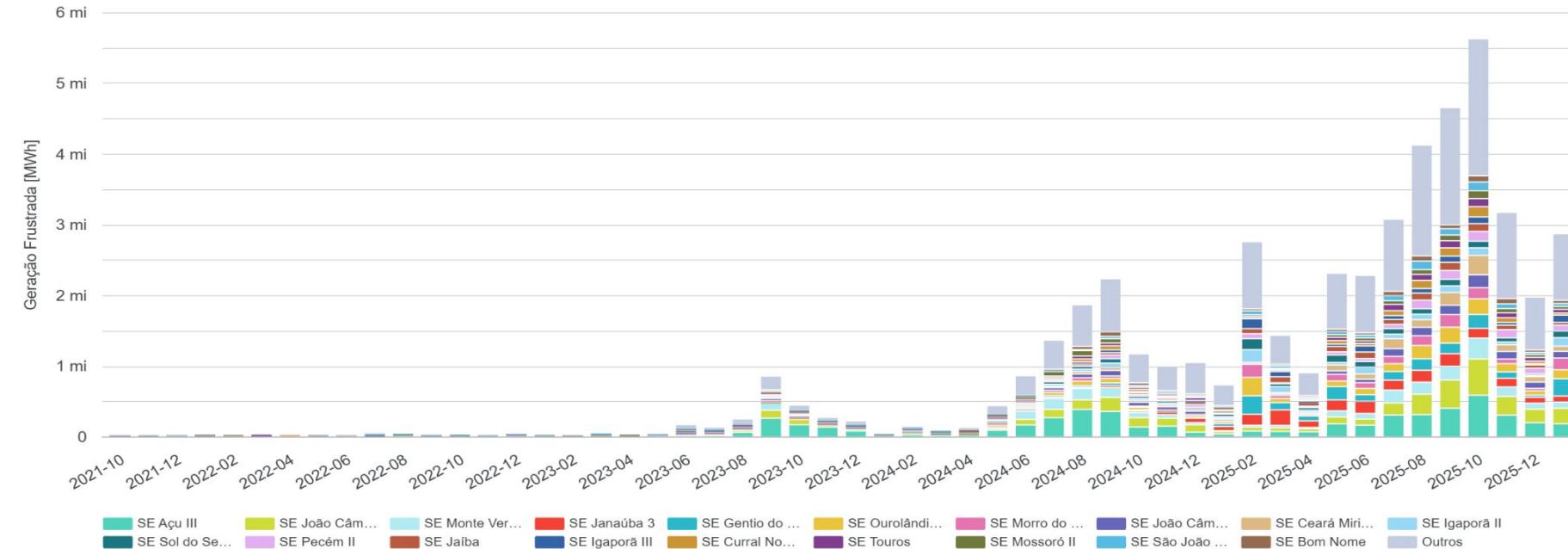
As perdas por razão CNF e REL, representaram **34%** e **12%**.

As perdas totais foram da ordem de **32,9 milhões de MWh, 220% maiores que 2024**, que foram da ordem de **10,3 milhões de MWh**.



Curtailment: Análise por Subestação

Durante todo o período, a maior parcela das restrições ocorreram nas Subestações **Açu III, João Câmara III e Monte Verde**, localizadas no RN com cortes maiores que **2 milhões de MWh**.

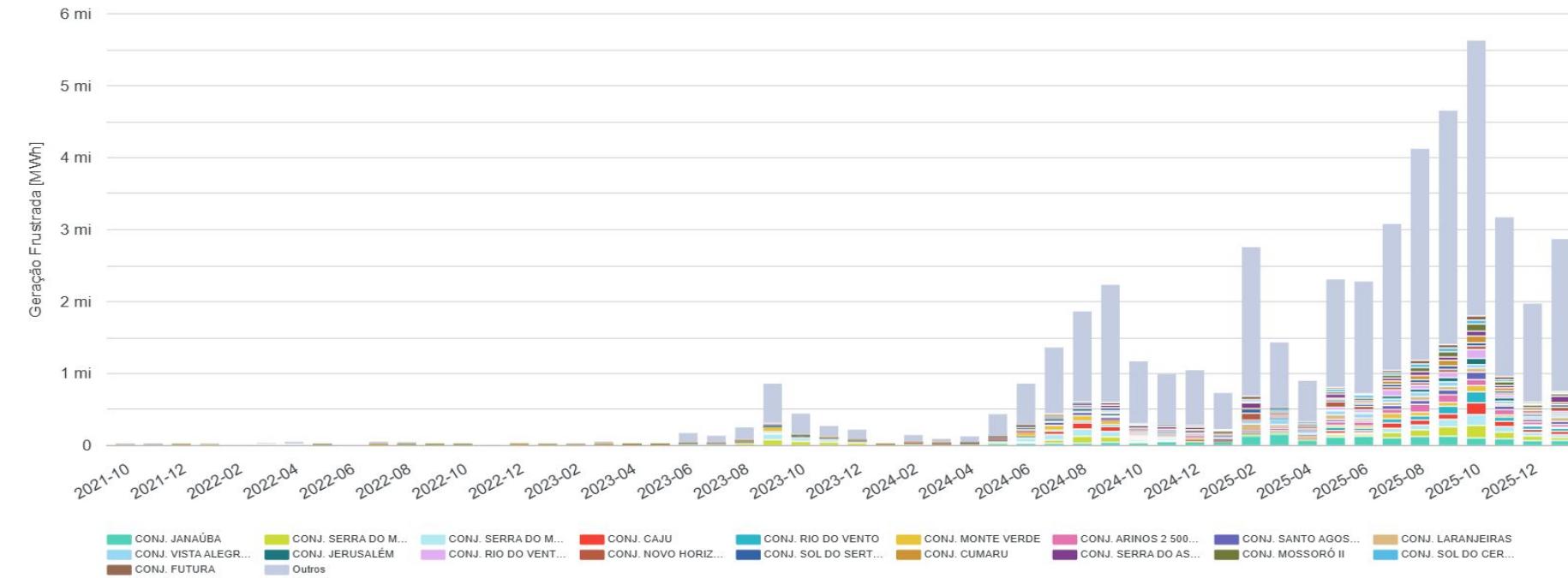


Razão da Restrição / Geração Frustrada [MWh]					
Subestação	Estado	ENE - Razão Energética	CNF - Confiabilidade Elétrica	REL - Razão Externa	Total geral
SE Açu III	Rio Grande do Norte	1.224.702	3.558.771	188.564	4.972.037
SE João Câmara III	Rio Grande do Norte	1.517.463	1.943.606	196.665	3.657.734
SE Monte Verde	Rio Grande do Norte	779.742	1.471.039	87.099	2.337.880

Dashboard disponível na plataforma ePowerBay

Curtailment: Análise por Conjuntos

Os conjuntos que mais sofreram restrições foram **Janaúba, Serra do Mel A e Serra do Mel B**, com mais de **1 milhão de MWh**.



Razão da Restrição / Geração Frustada [MWh]					
Conjunto	ENE - Razão Energética	CNF - Confiabilidade Elétrica	REL - Razão Externa	Total geral	
CONJ. JANAÚBA	661.407	432.123	242.750	1.336.281	
CONJ. SERRA DO MEL A	243.213	932.938	38.805	1.214.955	
CONJ. SERRA DO MEL B	204.423	971.749	35.225	1.211.397	

Dashboard disponível na plataforma ePowerBay

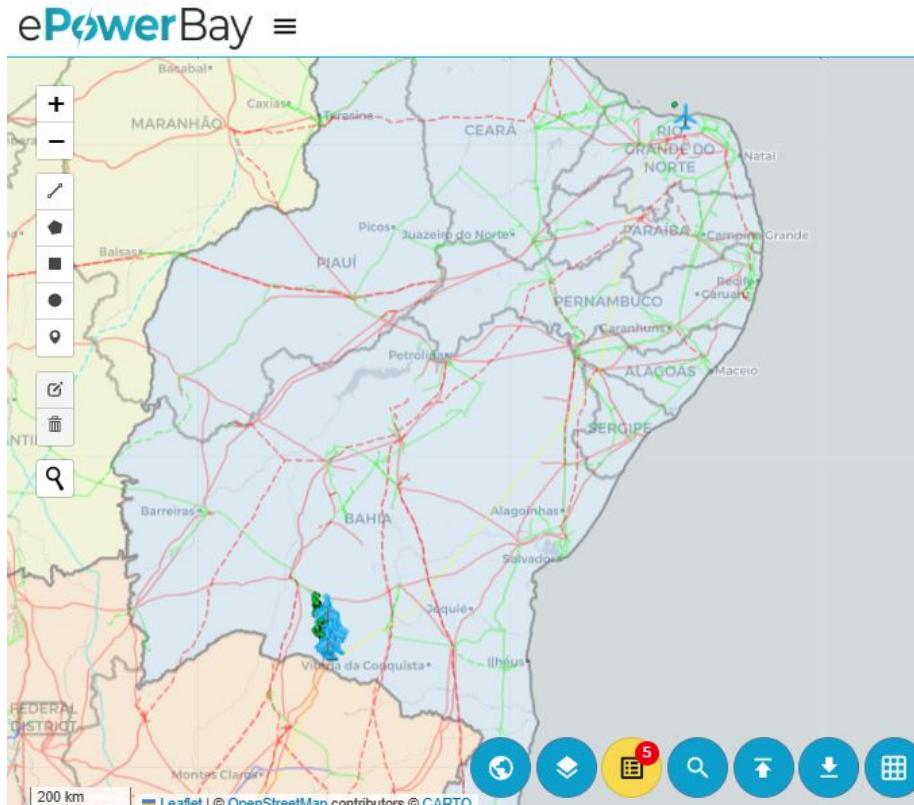
Curtailment: 10 conj. Eólico Perdas Percentuais



Tomando como referência os 10 conjuntos com maiores **restrições percentuais**, todos estão na **BA e RN**.

Estes conjuntos se conectam em **04** subestações:

Igaporã II e III, Açu II e Pindaí II



	Conjunto	Subestação	UF	% Corte
1.	CONJ. TAMBORIL II	SE Igaporã III	BA	65,8%
2.	CONJ. IGAPORÃ III 500 KV	SE Igaporã III	BA	64,3%
3.	CONJ. PINDAÍ II 230 KV	SE Pindaí II	BA	60,7%
4.	CONJ. MORRÃO	SE Igaporã II	BA	59,9%
5.	CONJ. ARAÇÁS	SE Igaporã II	BA	59,7%
6.	REI DOS VENTOS 1	SE Açu II	RN	59,0%
7.	CONJ. GPEXPAN	SE Pindaí II	BA	57,9%
8.	CONJ. PELOURINHO	SE Pindaí II	BA	57,3%
9.	CONJ. CAETITÉ 123	SE Igaporã II	BA	56,2%
10.	CONJ. BW GUIRAPÁ II	SE Pindaí II	BA	55,6%

Informações disponíveis na plataforma ePowerBay

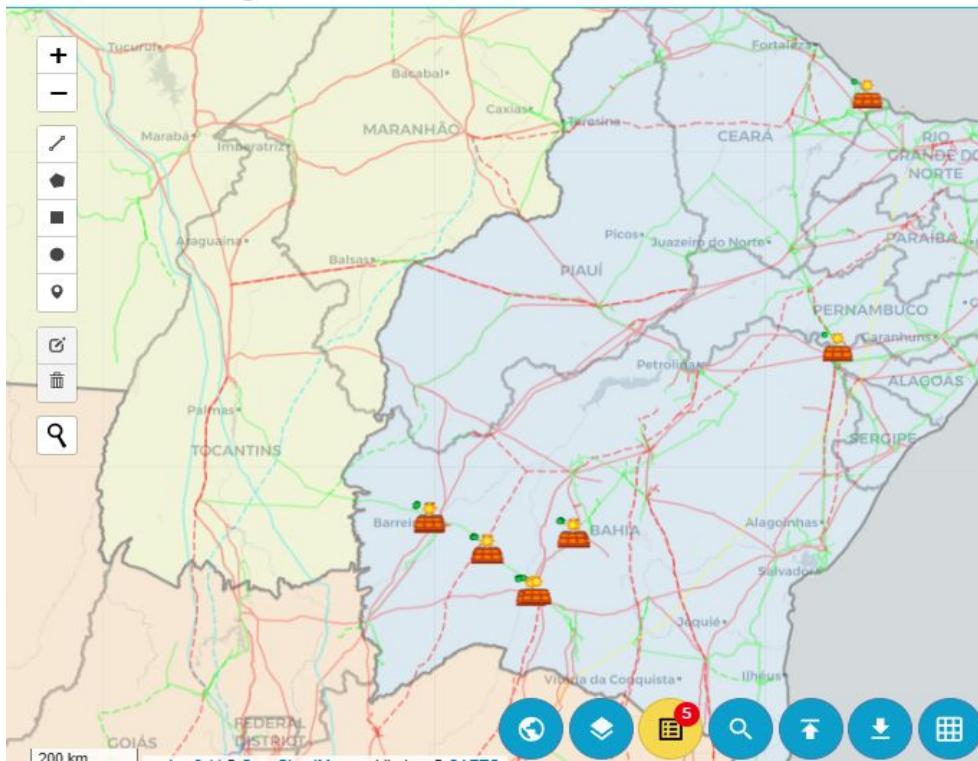
Curtailment: 10 conj. Solares Perdas Percentuais



Tomando como referência os 10 conjuntos com maiores **restrições percentuais**, todos estão na **BA, PE e CE**.

Estes conjuntos se conectam em **08** subestações: **Bom Jesus da Lapa, Sol do Sertão, Tabocas do Brejo Velho, Barreiras II, Tacaratu, Gentio do Ouro II, Barreiras e Russas II**.

ePowerBay ≡



	Conjunto	Subestação	UF	% Corte
1.	CONJ. BJL	SE Bom Jesus da Lapa	BA	43,1%
2.	CONJ. SOL DO SERTÃO	SE Sol do Sertão	BA	37,7%
3.	CONJ. HORIZONTE	SE Tabocas do Brejo Velho	BA	37,7%
4.	CONJ. ITUVERAVA	SE Tabocas do Brejo Velho	BA	37,1%
5.	CONJ. BARREIRAS II 500 KV	SE Barreiras II	BA	37,0%
6.	CONJ. TACARATU	SE Tacaratu	PE	36,6%
7.	CONJ. EOL. VENTOS SANTA EUGÉNIA	SE Gentio do Ouro II	BA	36,6%
8.	CONJ. SÃO PEDRO	SE Bom Jesus da Lapa	BA	36,5%
9.	CONJ. SERTÃO SOLAR BARREIRAS	SE Barreiras	BA	35,4%
10.	PITOMBEIRA	SE Russas II	CE	33,0%

Informações disponíveis na plataforma ePowerBay

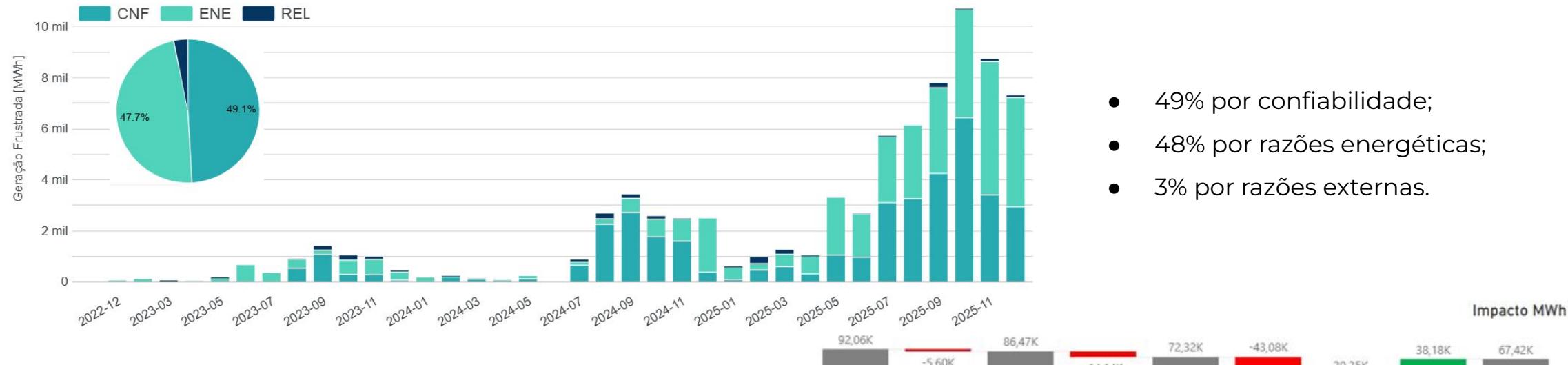
Curtailment: CP 210/2025 - Cláusula 5^a - Apuração de Cortes



Esta cláusula traz avanços relevantes e podem gerar ganhos reais para os agentes. O **Item 5.2** é de grande importância pois indica que o ONS conceda prazo de **30 dias** ao gerador impactado por corte de geração para fornecer os registros atualizados de **medição anemométrica e solarimétrica, dados de geração verificada, dados de disponibilidade e curva de produtividade das usinas**.

Os dados fornecidos novamente pelo gerador podem estar contidos no período de 1/09/23 até 25/11/25, independentemente do período em que verificado o corte. Ao permitir o reenvio de dados o potencial de recuperação de receita é maximizado.

Usando como exemplo o **Conjunto Rei dos Ventos 1**, que foi o 3º com maiores perdas percentuais em dezembro, e que teve cortes da ordem de **67 mil MWh**, sendo:



Ajustando dados inválidos e indisponibilidade, e considerando que a metodologia de cálculo dos corte seguirá a última versão por todo período, os cortes sobem de 67 mil MWh, para 92 mil MWh o que representa, em termos financeiros, um montante de **~R\$ 22,7 milhões**, sendo **~ R\$ 7 milhão por reajuste de dados**.

Auxílio ePowerBay: Apuração dos Cortes

A ePowerBay pode auxiliar nos seguintes pontos



Produtos Curtailment



Atendimento termo de compromisso - Lei nº 15.269



Eseopo



Ajustes de curva de produção

Monitoramento Curtailment

Avaliação dos dados públicos de cada SPE/Conjunto



Montagem da nova base de dados ajustada



Cálculo da nova curva de produtividade



Cálculo da nova energia frustrada a partir da nova base de dados e da nova curva de produtividade



Informações cadastrais de cada parque/SPE

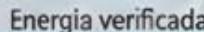


Documentos necessários



Dados por SPE
De: 01/09/2023 até 25/11/2025
Frequência: 10, 15 ou 30 minutal

Vento



Energia verificada



Disponibilidade



Planiilha exportada do SAGER

Diagrama unifilar operacional



Parecer de acesso



Utilize a expertise e os
dados da ePowerBay
**para auxiliar no
processo**



Entre em contato
para saber mais:
contato@epowerbay.com

ePowerBay

CONTATOS

NOSSA EQUIPE

Fernando Witzel - CEO
fernando@epowerbay.com

André Felber - Diretor Técnico
andre.felber@epowerbay.com

Yan Teixeira - Estudos Elétricos
yan.teixeira@epowerbay.com

Afonso Lugo - Inteligência de Mercado
afonso.lugo@epowerbay.com

Ileine Ribeiro - Comercial
ileine.ribeiro@epowerbay.com

MANTENHA-SE ATUALIZADO

Mantenha-se atualizado sobre nossos estudos e o mercado de energia!



facebook.com/epowerbay



instagram.com/epowerbay_br



linkedin.com/company/epowerbay



twitter.com/ePowerBay

☎ Fixo: +55 11 2844 1839

✉ contato@epowerbay.com

🌐 www.epowerbay.com

📍 Av. das Nações Unidas, 12.495
15º Andar, Brooklin, São Paulo - SP

ePowerBay