



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO DE TECNOLOGIA E CIÊNCIAS
PROGRAMA DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Patrik Henrique da Silva

**Análise dos Impactos da Operacionalização da Redução de Geração por
Constrained-off de Usinas Eólicas: Geração frustrada**

Florianópolis
2022

Patrik Henrique da Silva

**Análise dos Impactos da Operacionalização da Redução de Geração por
Constrained-off de Usinas Eólicas: Geração frustrada**

Trabalho de Conclusão de Curso submetida ao Programa de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.
Orientador: Prof. Erlon Finardi, Dr.
Coorientador: Gustavo Dela Bruna Noronha, Me

Florianópolis
2022

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

da Silva, Patrik Henrique

Análise dos impactos da operacionalização da redução de geração por constrained-off de usinas eólicas : Geração frustrada / Patrik Henrique da Silva ; orientador, Erlon Finardi, coorientador, Gustavo Dela Bruna Noronha, 2022.

69 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2022.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Constrained-off. 3. Regulamentação. 4. Redução de geração. 5. Ressarcimento. I. Finardi, Erlon . II. Dela Bruna Noronha, Gustavo. III. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

Patrik Henrique da Silva

**Análise dos Impactos da Operacionalização da Redução de Geração por
Constrained-off de Usinas Eólicas: Geração frustrada**

Este Trabalho Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de “Bacharel em Engenharia Elétrica” e aceito, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 14 de dezembro de 2022.



Documento assinado digitalmente

Miguel Moreto

Data: 14/12/2022 13:44:39-0300

CPF: ***.850.100-**

Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Miguel Moreto Dr.
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:



Documento assinado digitalmente

Erlon Cristian Finardi

Data: 14/12/2022 13:20:01-0300

CPF: ***.364.749-**

Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Erlon Finardi, Dr.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina

Eng. Mec. Fabiano Araújo
ENGIE Brasil Energia

Eng. Eletric. Jean Petry, Msc.
ENGIE Brasil Energia

Este trabalho é dedicado à minha família.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus, por me dar forças e guiar meus passos para chegar ao fim desse desafio.

Um enorme agradecimento à minha família, Alessandra Terezinha da Silva, Marcelo Veira e Tereza Raizel de Meira, por todo apoio, amor, carinho. Sem vocês nada seria possível.

À minha vó pela ótima criação que tive.

Aos meus amigos Lucas Laitano, Alexsander Camassola, Eliel Ribeiro, Rossano Pillon, Lucas Menegazzo, Vitor Thomé por todos os momentos de descontração e dificuldade que passamos juntos.

À minha namorada Teodora Giacomazzi pela paciência e compreensão durante a execução desse trabalho.

Aos meus colegas da ENGIE, do time da ACE, pela boa convivência e expertise no setor elétrico, pelos momentos de descontração e aprendizado. Em especial ao meu coorientador Gustavo Noronha e ao Julio Vieira, que me aguentaram durante todo o meu estágio com grande paciência e que me motivaram na escolha do tema. Gostaria de fazer uma menção especial a Dianne Desan por todo apoio e experiência que contribuiu para muito na elaboração desse estudo.

À Americo José por sua dedicação e empatia.

Ao meu orientador, Erlon Finardi pela orientação e disponibilidade durante a execução desse trabalho.

RESUMO

Este trabalho avalia os impactos da operacionalização da regulamentação da restrição de geração de usinas eólicas por *constrained-off*, no Sistema Interligado Nacional (SIN), com ênfase nos casos do Estado da Bahia, cuja região é mais atingida. As restrições que objetivam a redução de geração provêm das manobras de operação em tempo real do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e tem o propósito básico de manter o SIN funcionando dentro dos parâmetros necessários. Primeiramente, é apresentado um contexto histórico da geração eólica no Brasil, seguido das definições e uma breve fundamentação do mercado Brasileiro. Na sequência, são apresentados os principais documentos com relação a normativa e seus pontos de destaque. Após obter conhecimento da resolução, é apresentada uma metodologia de cálculo baseada nas premissas do ONS para realização da análise numérica das frustrações energéticas e ressarcimentos financeiros. Por fim, o trabalho traz as considerações sobre os impactos da operacionalização da resolução normativa em questão.

Palavras-chave: *Constrained-off*, Resolução Normativa n° 1.030/2022, Usina Eólica, Regulamentação, Redução de geração, Ressarcimento.

ABSTRACT

This work evaluates the impacts of the operationalization of the regulation of the restriction of generation of wind farms by *constrained-off*, in the National Integrated System - SIN, with emphasis on the cases of the State of Bahia, region that suffers the most. Restrictions aimed at reducing generation come from real-time operation maneuvers by the National System Operator - ONS and have the basic purpose of keeping the SIN working within the necessary parameters. First, a historical context of wind generation in Brazil is presented. Next, definitions and a brief rationale for the market are explored. Soon after, the main documents regarding the regulations and their highlights are presented. After obtaining knowledge of the resolution, a calculation methodology based on the assumptions of the ONS is presented to carry out the numerical analysis of energy frustrations and financial reimbursements. Finally, the work considers the impacts of operationalizing the normative resolution.

Keywords: *Constrained-off*, Normative Resolution n° 1.030/2022, Wind farm, Regulation, Generation reduction, Reimbursement.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução da capacidade instalada no SIN - SETEMBRO 2022/ DEZEMBRO 2026	15
Figura 2 – Esquemático dos Agentes institucionais e suas relações.	21
Figura 3 – Evolução do numero de agentes econômicos do mercado Brasileiro de Energia Elétrica	25
Figura 4 – Quantidade de Agentes por classe em 2022	25
Figura 5 – Energia Nova: Preço Médio Realizado por Fonte Alternativa	29
Figura 6 – Energia Nova: Custo Médio Ajustado por Fonte	29
Figura 7 – Evolução da capacidade Instalada para Geração de Energia Eólica Acumulada e Nova entre 2005 e 2026	30
Figura 8 – Energia Nova: Custo Médio Ajustado por Fonte	30
Figura 9 – Fluxograma de análise e aprovação dos eventos de redução de energia por <i>constrained-off</i> de fontes do tipo eólica.	37
Figura 10 – Fluxograma de Cálculos do ONS para elegibilidade do <i>constrained-off</i> eólico	38
Figura 11 – Montante de redução mensal por <i>constrained-off</i> [MWh] dividido por tipo de evento	42
Figura 12 – Redução de geração eólica no SIN por usina (MWh) – REL	42
Figura 13 – Fluxograma de análise e aprovação dos eventos de redução de energia por <i>constrained-off</i> de fontes do tipo eólica.	45
Figura 14 – Gráfico da Contagem de eventos de <i>Constrained-off</i> Nordeste entre out/21 e out/22	48
Figura 15 – Gráfico do Ranking dos 20 maiores montantes de frustração por <i>constrained-off</i> de fonte eólica entre janeiro e outubro de 2022	49
Figura 16 – Mapa de Conexão da SE Igarorã II	50
Figura 17 – Dados da Análise do montante de redução por <i>constrained-off</i> entre jan/22 e out/22 para fonte eólica no estado da Bahia.	52
Figura 18 – Classificação percentual dos montantes de frustração dos conjuntos conectados na SE IGD - para jan/22 até out/22	54
Figura 19 – Gráfico das Curvas de Geração sem eventos de restrição e Geração Referência do Conjunto Igarorã II	54
Figura 20 – Gráfico da comparação entre a soma da Geração e Geração frustrada com a Geração Referência e a disponibilidade para o Conjunto Igarorã II	55
Figura A.1 – Dicionário de dados ONS	69

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Número de usinas no subsistema Nordeste	31
Tabela 2 – Impacto do Montante mensal de frustração por tipo de restrição [MWh]	41
Tabela 3 – Comparação dos Resultados reportados pelo ONS e as análise realizada no mês de outubro de 2022 [MWh]	45
Tabela 4 – Preço da Liquidação das Diferenças (PLD) mensal por submercado [R\$/MWh]	46
Tabela 5 – Número de eventos de <i>Constrained-off</i> por subsistema entre out/21 e out/22	47
Tabela 6 – Usinas que compõem o Conjunto eólica Igaporã II	51
Tabela 7 – Composição do Ponto de Conexão Igaporã II	51
Tabela 8 – Dados de Redução por <i>constrained-off</i> dos conjuntos eólicos conectados na SE IGD	53
Tabela 9 – Dados de Redução por <i>constrained-off</i> dos conjuntos eólicos conectados na SE IGD classificados	53
Tabela 10 – Análise Financeira do Impacto das reduções de geração por <i>constrained-off</i> dos conjuntos conectados a SE IGD valorado a PLD.	55
Tabela 11 – Listagem das do Conjunto e suas respectivas Usina de Energia Eólica (UEE) conectadas na SE IGD	67
Tabela 12 – Listagem das do Conjunto e suas respectivas UEE conectadas na SE Pindaí II	68

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEEAR	Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNF	Razão de atendimento a requisitos de confiabilidade
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CVU	Custo Variável Unitário
ENE	Razão energética
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargo de Serviço de Sistema
F-NESE	Fluxo Nordeste – Sudeste
GEWC	Conselho de Energia Eólica (<i>Global Wind Energy Council</i>)
GF	Garantia física
IGD	Subestação Igarorã II
kW	Kilo Watt
LER	Leilão de Energia de Reserva
LOC	Restrição de geração local
LT	Linha de Transmissão
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PDO	Programação Diária da Operação
PDP	Programa Diário de produção
PET	Programa de Expansão da Transmissão
PLD	Preço da Liquidação das Diferenças
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
REL	Razão de indisponibilidade externa (elétrica)
REN	Resolução Normativa
SAGIC	Sistema de Apuração de Geração Carga e Intercâmbio
SE	Subestação
SIGA	Sistema de Informação de Geração da ANEEL
SIN	Sistema Interligado Nacional
SINDAT	Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN
SIS	Restrição de geração sistêmica

UEE

Usina de Energia Eólica

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	OBJETIVOS	16
1.1.1	Objetivos Gerais	16
1.1.2	Objetivos Específicos	17
2	FUNDAMENTAÇÃO E DEFINIÇÕES	18
2.1	DEFINIÇÕES	18
2.2	ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	20
2.2.1	Agentes Institucionais e Econômicos	20
2.2.1.1	Agentes Institucionais	21
2.2.1.2	Agentes Econômicos	24
2.2.2	Critérios para classificação da modalidade de operação de usinas	26
2.3	EVOLUÇÃO DAS EÓLICAS NO MERCADO	28
2.4	O POTENCIAL DO SUBSISTEMA NORDESTE	30
3	A REGULAMENTAÇÃO DO <i>CONSTRAINED-OFF</i>	32
3.1	O DESPACHO N° 4.819, DE 16 DE DEZEMBRO DE 2014	32
3.2	PUBLICAÇÃO DA RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 927/2022	33
3.3	PUBLICAÇÃO DA RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 1.030/2022	34
3.4	APURAÇÃO DE RESTRIÇÃO DE OPERAÇÃO POR <i>CONSTRAINED-OFF</i> DE USINAS EOLIOELÉTRICAS	36
3.4.1	Lista de Sensibilidade Elétrica	37
3.4.2	Valores de Referência de Geração Final	37
3.4.3	Acompanhamento das Reduções de Geração pelo ONS	39
3.4.3.1	Análise do Relatório	40
4	METODOLOGIA	43
4.1	DA AQUISIÇÃO DOS DADOS	43
4.2	FORMULAÇÃO DAS EQUAÇÕES	43
4.2.1	Comparação das Análises	45
4.2.2	Análise Financeira	46
5	ANÁLISE DOS NÚMEROS DO <i>CONSTRAINED-OFF</i> PARA A FONTE EÓLICA	47
5.1	O SUBSISTEMA NORDESTE	47
5.2	O ESTADO DA BAHIA EM 2022	47
5.2.1	Igaporã II	49
6	CONSIDERAÇÕES	57
6.1	DA ANÁLISE	57
6.2	DA REGULAMENTAÇÃO	57
6.2.1	Do ACR e ACL	58

6.2.2	Da Apuração dos Montantes	58
6.2.3	Da Classificação dos Eventos	59
6.2.3.1	Do Critério de Sensibilidade	59
6.2.4	Da Consistência dos Dados	60
7	CONCLUSÃO	61
7.1	TRABALHOS FUTUROS	62
	Bibliografia	63
	APÊNDICE A – TABELA DE DADOS - LISTAGEM DAS DO CON- JUNTO E SUAS RESPECTIVAS UEE	67
	ANEXO A – DICIONÁRIO DE DADOS ONS	69

1 INTRODUÇÃO

É impossível imaginar a vida moderna sem algumas coisas que já conquistadas, dentre as quais, pode-se afirmar que somos “reféns” da energia elétrica e precisaríamos retroagir muito tempo para encontrar uma civilização que não dependesse dela. Atualmente, é difícil conceber o adequado funcionamento de qualquer segmento econômico sem este insumo vital. [30].

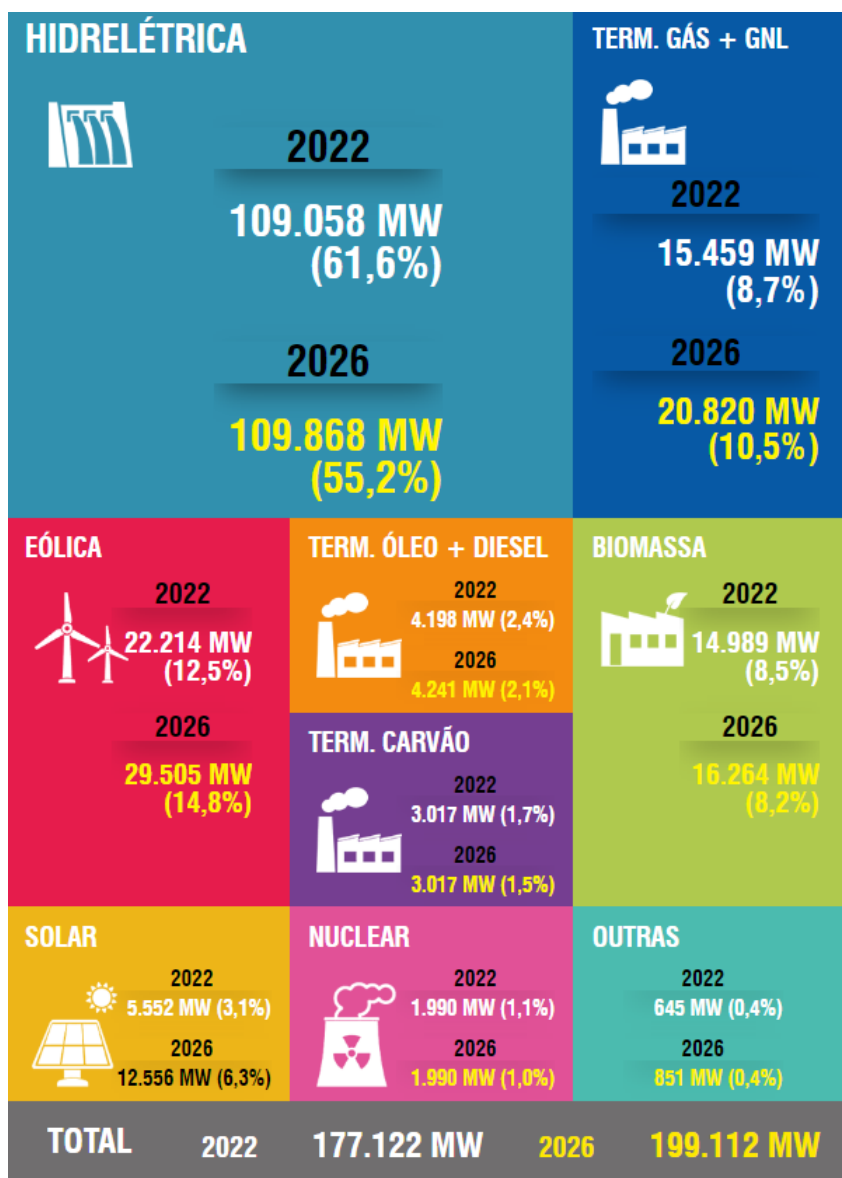
A matriz de energia elétrica do Brasil foi formada décadas atrás pela energia hidráulica e térmica, e vem aos poucos se modificando através de novas fontes, acompanhando o aumento da demanda. Com o objetivo de diminuir os impactos de uma crise hídrica, nestes últimos 10 anos, observou-se uma redução significativa de 9% da energia derivada de hidrelétricas, segundo dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), não por causa do corte deste tipo de fonte, mas sim, por conta da dificuldade de se construir grandes usinas hidrelétrica, em paralelo ao aumento significativo das outras fontes de energia elétrica, principalmente as energias renováveis como a energia eólica, solar, gás e biomassa.

A produção de energia em quantidade suficiente e com custos médios reduzidos consistem em uma das condições para a sustentabilidade da produção e por consequência a expansão do mercado. Esta expansão é um fator determinante no aumento da renda e do emprego e como consequência do crescimento econômico.

A energia obtida a partir dos ventos tornou-se uma alternativa importante, já que, além de inesgotável, tem a grande vantagem de causar baixos impactos ao meio ambiente. A sua utilização para a geração de eletricidade, em escala comercial, teve início há pouco mais de 30 anos e evoluiu rapidamente da prancheta para produtos de alta tecnologia. Uma sólida indústria de componentes e equipamentos foi desenvolvida e foram criados milhares de novos empregos. A indústria de turbinas eólicas vem acumulando crescimentos anuais acima de 30% e movimentando bilhões de dólares em vendas por ano em todo o mundo [31].

No Brasil, a participação da energia eólica ganha destaque ao atingir o patamar de terceira maior capacidade instalada em 2022, saltando de 1% para 12% na última década, uma marca que representa um crescimento expressivo da capacidade instalada, com uma projeção de aumento 2,8%, atingindo 14,8% em 2026 (Figura 1) [24].

Figura 1 – Evolução da capacidade instalada no SIN - SETEMBRO 2022/ DEZEMBRO 2026



Fonte: [23]

Com o intuito de manter a geração de energia elétrica otimizada para os agentes de distribuição, consumidores livres e interligações internacionais, o ONS "apura a geração de energia elétrica de usinas e o fluxo de intercâmbio de empreendimentos de importação de energia, despachados centralizadamente, e para usinas ou conjuntos de usinas eólicas considerados na programação, com base no montante de geração e de intercâmbio de energia programados no Programa Diário de produção (PDP)"[24].

Com as chances reduzidas de construção de novas usinas hidroelétricas de grande porte, outras fontes de energia elétrica renováveis, ganham espaço perante a necessidade do atendimento a demanda.

As mudanças decorrentes do grande acréscimo de usinas eólicas ao Sistema

Elétrico também trazem grades desafios. As fontes possuem a geração variável, ou seja, dependem da disponibilidade instantânea de recursos naturais (vento), e esses recursos são uma variável de difícil previsibilidade, tornando um desafio para a operação em tempo real o controle das usinas eólicas, considerando que a balança de oferta e demanda por energia elétrica deve ser instantaneamente equilibrada em cada ponto do sistema elétrico. Dito isso, é necessário a criação de mecanismos, como o *constrained-off*, para poder realizar um despacho eficiente no SIN e que mantenha um bom equilíbrio entre riscos e benefícios para os personagens envolvidos, respeitando os critérios de segurança e afim de mitigar possíveis acontecimentos indesejáveis

A restrição de operação por *constrained-off* consiste na redução da produção de energia em usinas eólicas despachadas centralizadamente ou consideradas na programação. Conforme a ANEEL explica, a normatização desse tema está contida na Resolução Normativa nº 1.030 de 2022, estabelecendo a definição conceitual das restrições de *constrained-off* em usinas eólicas, as classificações de eventos, o cálculo da energia não fornecida, a forma da valoração da energia não fornecida, a forma de alocação de riscos relativos ao *constrained-off*, as responsabilidades dos agentes de geração, do ONS e da CCEE, a forma de pagamento pelos eventos de *constrained-off*, bem como os pagantes.

Com base no exposto acima, surgem duas principais indagações: O SIN está preparado para absorver o acréscimo de geração eólica? A regulamentação prevê mecanismos de suporte para os problemas sem solução imediata?

A partir dessas perguntas, será explorado o tema da Operacionalização da Redução de Geração por *constrained-off*, objeto deste trabalho de conclusão de curso, que buscar elucidar os agravantes e as possíveis soluções para o tema que é discutido a anos.

1.1 OBJETIVOS

Nas seções a seguir estão descritos o objetivo geral e os objetivos específicos deste Trabalho de Conclusão de Curso.

1.1.1 Objetivos Gerais

O presente trabalho de conclusão de curso tem como objetivo analisar os possíveis efeitos da operacionalização do *constrained-off* de usinas eólicas com o intuito de entender posicionamento estratégico no Mercado de Energia. Como insumos para as análises, serão considerados aspectos relativos à modernização do setor e os principais fatores técnico e financeiros que impactam na geração eólica.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Compreender a importância e as premissas da operacionalização e regulamentação do *constrained-off* para usinas eólicas além do seu contexto histórico e atual;
- Analisar dados consolidados de energia, referente a geração de energia, ressarcimentos, contratos, leilões, contabilizações, Metodologia para Cálculo de Energia não Fornecida Decorrente de *Constrained-off* de Usinas Eólicas [4] entre outros;
- Analisar o impacto para as geradoras e distribuidoras com relação a garantia física e ressarcimentos de leilões baseado na metodologia do ONS;
- Efetuar a validação e documentar os resultados;
- Analisar o impacto técnico e financeiros das operacionalizações propostas.

2 FUNDAMENTAÇÃO E DEFINIÇÕES

Nesta seção serão abordados os principais conceitos e fundamentos para melhor entendimento acerca do tema.

2.1 DEFINIÇÕES

- **Garantia Física:** a garantia física compreende a quantidade de energia que um equipamento de geração consegue suprir dado um critério de suprimento definido. Ela é uma métrica importante para a adequabilidade da oferta do sistema e é utilizada para dois fins fundamentais no Brasil: a garantia física define a quantidade máxima de energia que um equipamento pode comercializar e, no caso das hidrelétricas, define sua cota de participação no Mecanismo de Realocação de Energia. O cálculo da Garantia Física dos empreendimentos de geração, assim como suas revisões, é de competência da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e seguem metodologias e critérios específicos definidos por regulamentações específicas [28].
- **Parecer de Acesso:** o parecer de acesso é o documento formal obrigatório apresentado pela distribuidora/transmissora. Neste documento, você deve informar as condições de acesso, incluindo a conexão e o uso, e os requisitos técnicos que permitam a conexão das suas instalações à rede da distribuidora/transmissora. O processo de acesso viabiliza a conexão e o uso das instalações de transmissão, assegurando o Livre Acesso. Além disso, está baseado na regulamentação vigente relacionada ao acesso de novos usuários ao SIN e no Submódulo 7.1 – Acesso às instalações de transmissão/distribuição.
- **Ambiente de Contratação Regulada (ACR):** os consumidores cativos, que consomem a energia adquirida pelas concessionárias de distribuição de sua localidade. Essa energia é paga por meio de uma fatura mensal e o valor inclui o volume consumido e os serviços de distribuição e de geração de energia. No ACR, os consumidores cativos compram energia de um único vendedor: a empresa distribuidora de energia. Ela é definida por meio da localização geográfica e de contrato de concessão firmado com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A distribuidora adquire a energia que será utilizada em estabelecimentos e residências por meio de leilões. Os custos com as compras são repassados aos consumidores pelas tarifas de energia. Somam-se a esses custos a cobrança eventual das bandeiras tarifárias, além de acréscimos no valor da fatura de acordo com as condições de geração de energia elétrica [13].

- **Ambiente de Contratação Livre (ACL):** os consumidores livres podem negociar diretamente com as empresas geradoras e comercializadoras de energia. Os consumidores livres eram grandes empresas ou estruturas industriais, com demanda contratada igual ou superior a 3.000 Kilo Watt (kW) e liberdade para contratar energia elétrica de qualquer fonte de geração. Essa demanda mínima contratada de classificação dos consumidores livres irá reduzir anualmente, conforme cronograma determinado na Portaria n° 465/2019, do Ministério de Minas e Energia, chegando a 500 kW a partir de janeiro de 2023. Já os consumidores especiais, atualmente, têm demanda contratada entre 500 kW e 1.000 kW. Eles só podem contratar energia elétrica de usinas solares, eólicas, de biomassa ou Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), com potência máxima de 50 MW.[13].
- **SIN:** é um sistema hidrotérmico de grande porte para produção e transmissão de energia elétrica, cuja operação envolve modelos complexos de simulações que estão sob coordenação e controle do ONS, que, por sua vez, é fiscalizado e regulado pela ANEEL. A operação hidráulica dos sistemas de reservatórios integrantes do SIN é uma atividade de tempo real que consiste na operacionalização das diretrizes hidráulicas que, utilizando a capacidade de regulação dos reservatórios, permite o gerenciamento do armazenamento de água nos reservatórios, considerando a otimização energética, o controle de cheias e o atendimento aos usos múltiplos da água. O SIN é composto por quatro subsistemas: Nordeste, Norte, Sudeste/Centro-oeste e Sul. A divisão destes não é a mesma que a estabelecida geopoliticamente. Desta forma, áreas de diferentes regiões geopolíticas podem estar em um mesmo submercado. O subsistema Norte é destacado pelas usinas hidrelétricas de grande porte, o Sudeste é o subsistema que apresenta maior carga e possui o maior número de reservatórios hídricos, enquanto o Sul é o único subsistema qualificado a realizar importação de energia para outros países, enquanto o Nordeste, subsistema de destaque no tema deste trabalho, é responsável por boa parte da geração eólica do SIN e, frequentemente, exporta energia para outros subsistemas.
- **Geração Verificada:** valor de potência ativa bruta, efetivamente produzida por uma usina/conjunto de usinas eólicas, obtido a partir do sistema de supervisão do ONS ou por informações prestadas pelos Agentes.
- **Referência:** valor estimado da potência ativa produzida por uma usina/conjunto de usinas eólicas, nas situações em que não haja ocorrência de uma restrição de operação.
- **Referência de geração final:** valor estimado da potência ativa produzida

por uma usina/conjunto de usinas eolioelétricas ou valor da Disponibilidade eletromecânica em um determinado patamar semi-horário.

- **Reprogramação de geração:** ações efetuadas pelos centros de operação do ONS em tempo real para atendimento a um cenário elétrico e/ou energético diferente do considerado por ocasião da elaboração do PDO. Diz-se, também, reprogramação.
- **Limitação de Geração:** valor de potência ativa, solicitado pelos centros de operação do ONS em tempo real, às usinas/conjuntos de usinas eolioelétricas para atendimento ao cenário elétrico e/ou energético.
- **Disponibilidade eletromecânica:** potência ativa bruta que a usina tem condições de fornecer ao SIN.
- **Curva de produtividade da usina eolioelétrica:** curva que relaciona a potência de saída da usina e a velocidade do vento, conforme Submódulo 2.4 – Critérios para estudos energéticos e hidrológicos da ONS.
- **Rateio da referência de geração:** valor de referência de geração proporcional à capacidade instalada de cada usina eolioelétrica integrante do conjunto eólico.
- **Frustração de Geração:** montante energético utilizado para apuração dos Encargos de Serviços do Sistema – ESS, sob responsabilidade da CCEE.
- **Valor de *constrained-off* eólico:** valor de redução da produção de energia por usinas eolioelétricas despachadas centralizadamente ou usinas/conjuntos de usinas eolioelétricas considerados na programação, decorrente de comando do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, que tenham sido originados externamente às instalações das respectivas usinas.

2.2 ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

No setor elétrico brasileiro, atuam diversos agentes, com objetivos, prerrogativas e atribuições distintos. Para fins explicativos, pode-se adotar uma classificação que distingue agentes econômicos setoriais de agentes institucionais.

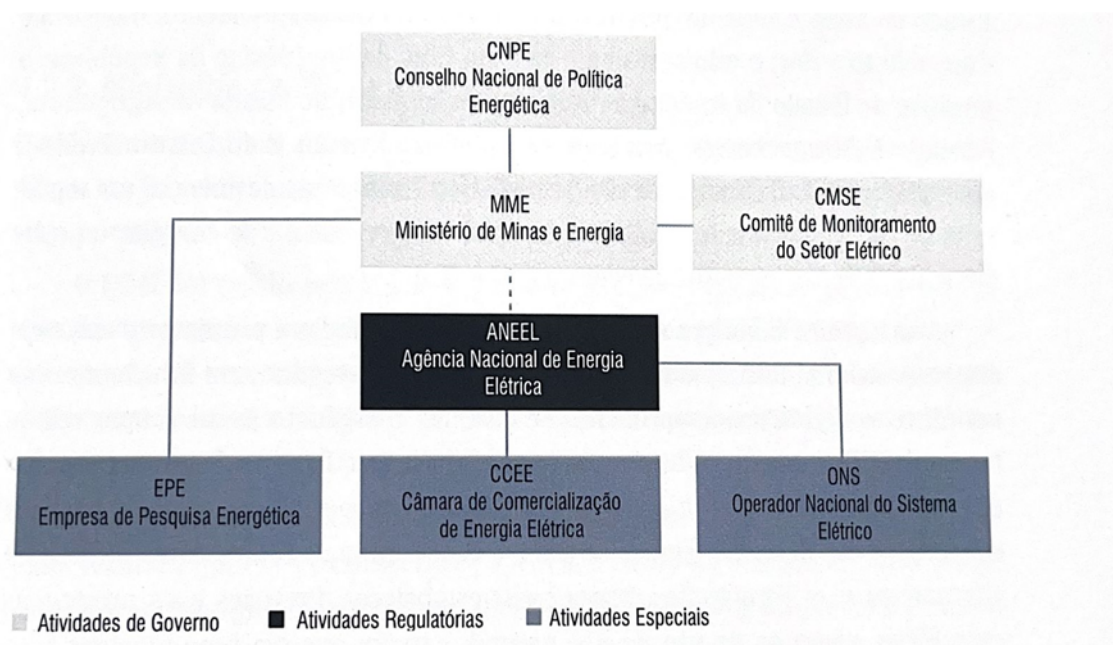
2.2.1 Agentes Institucionais e Econômicos

Agentes institucionais são os que detêm competências e atribuições relacionadas às atividades políticas, regulatórias, fiscalizatórias, de planejamento e viabilização do funcionamento setorial. De outro lado, agentes econômicos são os que detêm concessão, permissão ou autorização para a exploração de atividade econômica de geração, transmissão, distribuição ou comercialização de energia elétrica e aqueles consumidores de energia [34].

2.2.1.1 Agentes Institucionais

Atualmente a conjuntura do setor elétrico brasileiro reúne um complexo sistema de agentes institucionais (Figura 2), com competências e atribuições bem definidas, de modo a garantir o bom funcionamento setorial e alcançar os três objetivos almeçados pelo Novo Modelo, quais sejam, modicidade tarifária, segurança no suprimento e universalização do acesso.

Figura 2 – Esquemático dos Agentes institucionais e suas relações.



Fonte: [34]

- **Conselho Nacional de Política Energética (CNPE):** Criado pela Lei n° 9.478/1997 e regulamentado pelo Decreto n° 3.520/2000, é órgão de governo, vinculado à Presidência da República e presidido pelo ministro de Estado de Minas e Energia. Tem como competência a proposição de políticas e diretrizes relacionadas ao setor energético brasileiro. Cabe ao CNPE indicar medidas específicas destinadas a promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do país; assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso; rever periodicamente as matrizes energéticas das diversas regiões do país, considerando as fontes convencionais e alternativas e as tecnologias disponíveis; estabelecer diretrizes para programas específicos; estabelecer diretrizes para importação e exportação, de modo a atender às necessidades do país [34].
- **Ministério de Minas e Energia (MME):** Recriado pela Lei n° 8.422, em 1992 e a Lei n° 10.683/2003 definiu como competências do MME as áreas de geologia, recursos minerais e energéticos; aproveitamento da energia hidráulica; mineração e metalurgia; e petróleo, combustível e energia elétrica, incluindo a nuclear. Sua estrutura foi regulamentada pelo Decreto n° 5.267/2004, e cabe ao exercício das competências relacionadas aos serviços e instalações de energia elétrica, cuja titularidade é da União, por expressa disposição constitucional. Também como, o estabelecimento de diretrizes para os leilões de energia, a celebração dos contratos de concessão e a expedição dos atos autorizativos, dentre outras atividades definidas na legislação [34].
- **EPE:** A Medida Provisória n° 145 de dezembro de 2003, autorizou criar a EPE na forma de empresa pública, não mais de fundação. A EPE, vinculada ao MME, tem por finalidade realizar estudos e pesquisas destinadas a subsidiar e dar apoio técnico ao planejamento energético. A EPE realiza estudos da matriz energética de longo prazo e estudos de planejamento integrado dos recursos energéticos, além de subsidiar a formulação, o planejamento e a implantação das ações do MME, no âmbito da política energética nacional, e planejar a expansão do sistema de geração e transmissão. A EPE tem importante participação nos leilões de energia do Novo Modelo. Cabe a ela também, habilitar tecnicamente os empreendimentos que participam dos leilões de energia realizados pela ANEEL. Dentre os estudos desenvolvidos pela EPE, destacam-se o Plano Decenal de Energia (PDE), o Plano Nacional de Energia (PNE), o Balanço Energético Nacional (BEN), as resenhas e os boletins mensais de mercado, bem como os estudos de planejamento da transmissão, que resultam no Programa de Expansão da Transmissão (PET). A EPE, constituída por prazo indeterminado, tem sede e foro na capital fede-

ral e escritório central no Rio de Janeiro, mas pode estabelecer escritório ou dependências em outras unidades da federação[34].

- **Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE):** foi criado pela Lei nº 10.848 e constituído pelo Decreto nº 5.175, ambos em 2004, tem como principal função monitorar, de forma permanente, a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético, em todo território nacional [34]
- **ANEEL:** A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia, foi criada para regular o setor elétrico brasileiro, por meio da Lei nº 9.427/1996 e do Decreto nº 2.335/1997. A ANEEL iniciou suas atividades em dezembro de 1997 e tem como principais atribuições: Regular a geração (produção), transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica; Fiscalizar, diretamente ou mediante convênios com órgãos estaduais, as concessões, as permissões e os serviços de energia elétrica; Implementar as políticas e diretrizes do governo federal relativas à exploração da energia elétrica e ao aproveitamento dos potenciais hidráulicos; Estabelecer tarifas; Dirimir as divergências, na esfera administrativa, entre os agentes e entre esses agentes e os consumidores; e promover as atividades de outorgas de concessão, permissão e autorização de empreendimentos e serviços de energia elétrica, por delegação do Governo Federal [19].
- **ONS:** É o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país, sob a fiscalização e regulação da ANEEL. Instituído como uma pessoa jurídica de direito privado, sob a forma de associação civil sem fins lucrativos, o ONS foi criado em 26 de agosto de 1998, pela Lei nº 9.648, com as alterações introduzidas pela Lei nº 10.848/2004 e regulamentado pelo Decreto nº 5.081/2004. Para o exercício de suas atribuições legais e o cumprimento de sua missão institucional, o ONS desenvolve uma série de estudos e ações exercidas sobre o sistema e seus agentes proprietários para gerenciar as diferentes fontes de energia e a rede de transmissão, de forma a garantir a segurança do suprimento contínuo em todo o país, com os objetivos de: Promover a otimização da operação do sistema eletroenergético, visando ao menor custo para o sistema, observados os padrões técnicos e os critérios de confiabilidade estabelecidos nos Procedimentos de Rede aprovados pela ANEEL; garantir que todos os agentes do setor elétrico tenham acesso à rede de transmissão de forma não discriminatória; e contribuir, de acordo com a natureza de suas atividades, para que a expansão do SIN se faça ao menor custo e vise às melhores condições operacionais futuras. O ONS é composto por mem-

bros associados e membros participantes, que são as empresas de geração, transmissão, distribuição, consumidores livres, importadores e exportadores de energia. Também participam o MME e representantes dos Conselhos de Consumidores [26].

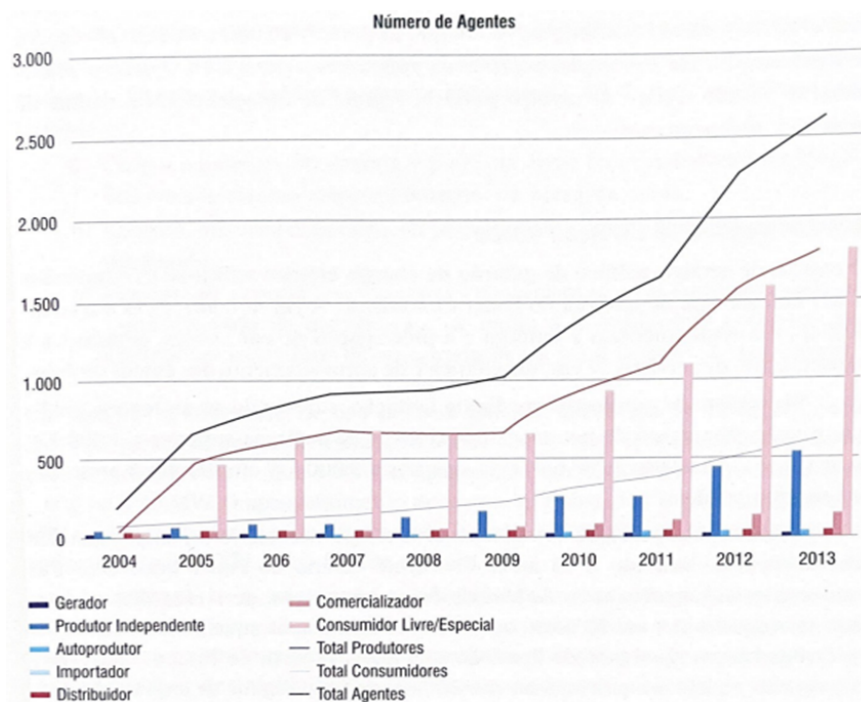
- **CCEE:** É um órgão que foi criado por meio da Lei nº 10.848/2004, que foi posteriormente regulamentada mediante o Decreto nº 5.177/2004. Trata-se de uma entidade sem fins lucrativos que tem a função de viabilizar as transações comerciais de eletricidade no Mercado Livre de Energia. Ela é independente, fiscalizando e gerenciando o setor, influenciando na regulação do mercado e resguardando os demais agentes. Além disso, ela é responsável por trabalhar com o objetivo de promover um ambiente eficiente na compra e na venda de energia elétrica, além de: gerir contratos do ACR e do ACL; apurar infrações cometidas pelos agentes e aplicar penalidades; realizar leilões de compra e venda de energia no ACR; executar Leilão de Energia de Reserva (LER), sob delegação da ANEEL; fazer a liquidação financeira dos montantes contratados nos leilões [12].

2.2.1.2 Agentes Econômicos

Adjunto aos agentes institucionais, estão os agentes econômicos, estes constituídos pelos consumidores de energia elétrica e os detentores de concessão, permissão ou autorização para explorar as quatro atividades do setor.

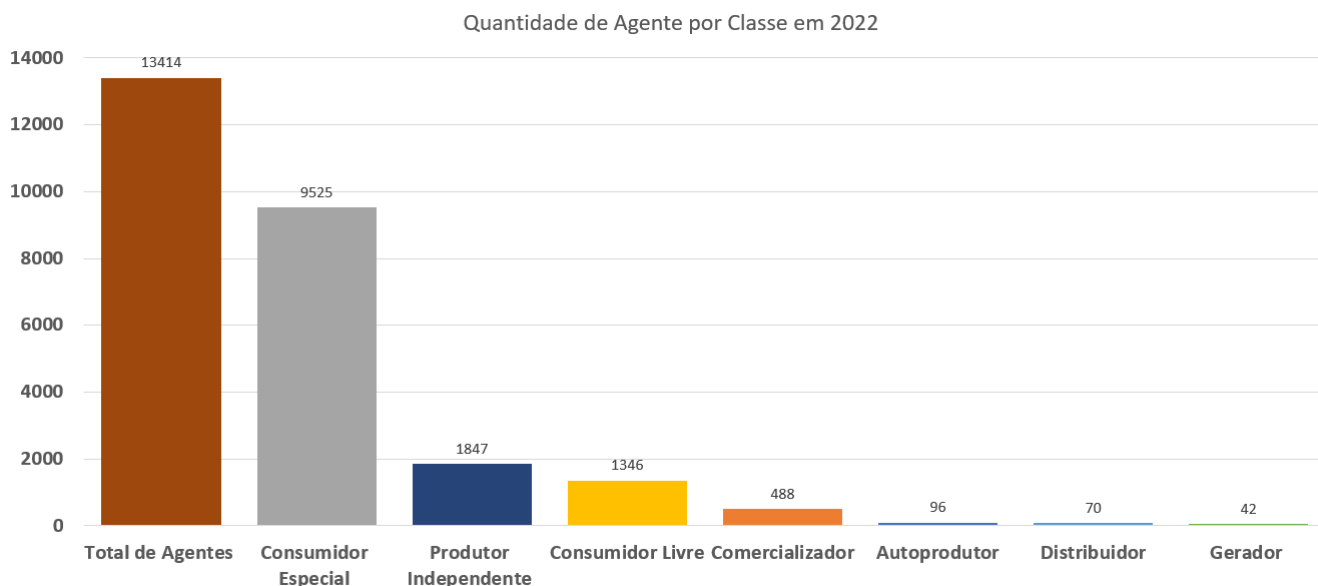
Após a instituição do Novo Modelo, o número de agentes cresceu consideravelmente, como podemos ver na Figura 3, sendo reflexo da abertura de mercado, que vem sendo feita durante duas décadas. Na Figura 4, pode-se constatar os números atual de Agentes cadastrados na CCEE.

Figura 3 – Evolução do número de agentes econômicos do mercado Brasileiro de Energia Elétrica



Fonte: [34]

Figura 4 – Quantidade de Agentes por classe em 2022



Fonte: [11]

Do ponto de vista econômico, a indústria da eletricidade compreende as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização, segundo a EPE, tais atividades compreendem as seguintes responsabilidades:

- **AGENTES DE GERAÇÃO (OU PRODUÇÃO):** O serviço de geração (ou

produção) de energia elétrica é definido pelo Decreto no 41.019/1957 como a transformação de qualquer outra forma de energia em energia elétrica, seja qual for sua origem. Em outros termos, a geração de energia elétrica é a transformação de fonte primária de energia (gás natural, carvão mineral, petróleo, água, sol, vento, biomassa), em secundária (eletricidade) [18]. A atividade de geração é considerada competitiva. Os agentes de geração podem vender contratos de energia tanto no ACR quanto no ACL. A Lei nº 10.848/2004, para efetivar a desverticalização, vedou que as geradoras desenvolvam atividades de distribuição. Há três regimes jurídicos aplicáveis à geração de energia, analisados a seguir: regime de serviço público, regime de autoprodução e regime de produção independente [34].

- **AGENTES DE TRANSMISSÃO:** A transmissão corresponde ao transporte de energia elétrica do sistema produtor à central de distribuição ou à interligação de sistemas geradores. As empresas de transmissão são responsáveis pela implantação e pela operação da rede que liga as usinas às instalações das distribuidoras localizadas junto aos centros de carga. Assim como a distribuição, a atividade de transmissão é um setor fortemente regulado, por se enquadrar como monopólio natural. Os serviços públicos de transmissão são prestados por agentes concessionários, que celebram contratos de concessão de serviço público com o Estado [34].
- **AGENTES DE DISTRIBUIÇÃO:** A distribuição, última etapa da cadeia de suprimento do setor elétrico, tem como objetivo levar a energia entregue pelo sistema de transmissão até os usuários finais: residenciais, comerciais e industriais. As empresas de distribuição devem firmar contratos de concessão de serviços público com o Poder concedente, representado pela ANEEL, nos quais se estabelecem, entre outras, regras a respeito de tarifa, regularidade, continuidade, segurança, atualidade e qualidade dos serviços e do atendimento prestado aos consumidores, assim como penalidades para o caso do descumprimento [34].
- **AGENTES DE COMERCIALIZAÇÃO:** A comercialização não envolve aspectos físicos, mas somente a negociação do lastro de empreendimentos de geração através de contratos. Atuam predominantemente no mercado livre, comprando energia de outras comercializadoras ou geradoras e vendendo para consumidores livres e especiais.

2.2.2 Critérios para classificação da modalidade de operação de usinas

Para melhor funcionamento do SIN, adotou-se critérios de classificação para a modalidade de usina, descritas no submódulo 26.2 dos Procedimentos de Rede

da ONS [27]. De forma sucinta, as principais características desta classificação que contemplam as eólicas são:

- **Tipo II:** São classificadas em três subgrupos, onde todos compartilham da premissa que usinas conectadas ou não a rede básica que não tem impacto na segurança elétrica da operação do SIN, porém afetam os processos de planejamento, programação, operação e normatização do sistema e necessitam de representação nestes processos. Além disso, cada subclassificação possui suas características específicas, onde somente duas delas podem enquadrar as usinas eólicas.

– **Tipo II-B:**

- * Usinas que em função das características da fonte primária de geração, apresentam limitações que impedem o atendimento ao despacho centralizado de forma sistemática, tais como: PCH, biomassa, cogeração, eólica e fotovoltaica.
- * As usinas eólicas classificadas como Tipo II-B deverão repassar ao ONS os dados e informações necessárias para a previsão de geração eólica.
- * As usinas classificadas nesta modalidade de operação se caracterizam por não ter de forma rotineira o seu programa de geração estabelecido de forma coordenada e centralizada pelo ONS, nem o seu despacho de geração coordenado e estabelecido ou controlado pelo ONS em tempo real. O agente deve apenas informar ao ONS o seu despacho programado (fase de programação) e as suas reprogramações em tempo real. Entretanto, excepcionalmente para atendimento de condições operativas específicas, estas usinas poderão ter a sua programação da operação centralizada e estabelecida pelo ONS (em bases mensais, semanais e diárias) e o seu despacho de geração no tempo real coordenado, estabelecido ou controlado pelo ONS.

- **Tipo II-C:** Usinas que constituírem um Conjunto de Usinas, que embora individualmente não impactam a operação do SIN, mas quando analisadas em conjunto com outras usinas que compartilham o mesmo ponto de conexão, totalizam uma injeção de potência significativa em uma determinada subestação do SIN, e que pelo impacto na rede de operação se identifica a necessidade de

relacionamento com o ONS, para possibilitar a sua operação em forma de Conjunto

- **Tipo III:** Usinas conectadas fora da rede básica ou empreendimentos de autoprodução conectados a rede básica, cuja demanda seja permanentemente superior a geração, ou seja, não contribuem para operação eletroenergética do SIN.

2.3 EVOLUÇÃO DAS EÓLICAS NO MERCADO

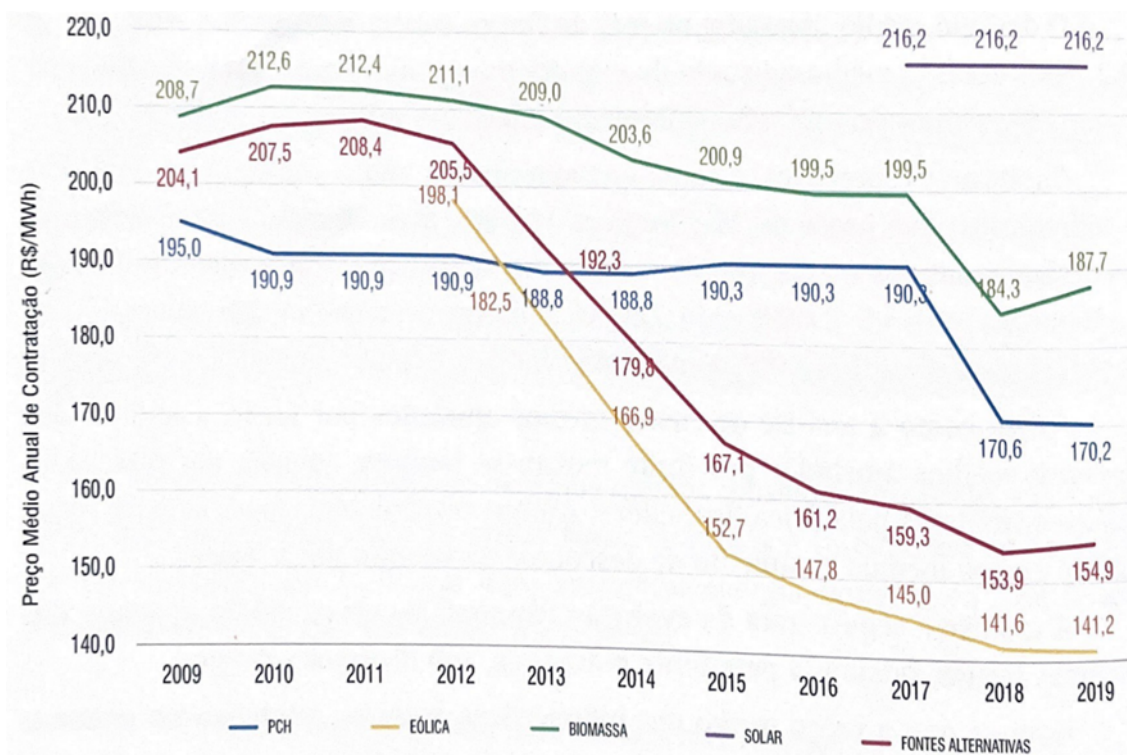
No ano de 1992 foi instalada e operada em Fernando de Noronha o primeiro aerogerador no Brasil. No decorrer dos dez anos seguintes, a energia eólica não se fortaleceu a ponto de se estabelecer, com isso, o Governo, um ano depois da crise energética de 2001, criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) para a utilização de fontes renováveis como a eólica, a biomassa e as PCHs.

Além de incentivar o desenvolvimento das fontes renováveis na matriz energética, o PROINFA abriu caminho para a fixação da indústria de componentes e turbinas eólicas no Brasil com exigências de conteúdo nacional para os aerogeradores fruto desse programa. Porém, a tecnologia de geração de energia eólica ainda era muito cara e o desenvolvimento em leilões competitivos só viria mais tarde. No final de 2009, ocorreu o primeiro leilão de comercialização de energia voltado exclusivamente para a fonte eólica. Este leilão, denominado LER, foi um sucesso com a contratação de 1,8 GW e abriu portas para novos leilões que ocorreram nos anos seguintes.

Um dos principais indicativos que viabilizaram a ascensão da criação de novos parques eólicos, foi a redução do preço médio de lance nos leilões, este que era bem elevado em meados de 2012 e não tornava este tipo de fonte competitiva como podemos ver na Figura 5.

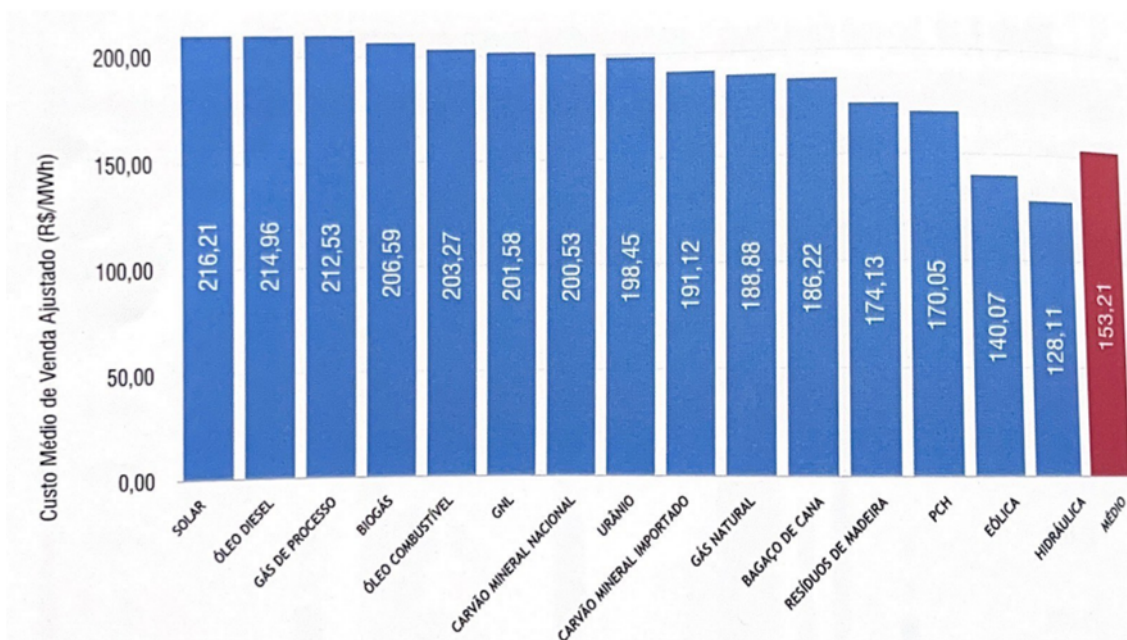
Atualmente quando olhamos o custo médio por fonte (Figura 6) considerando toda a energia contratada e viabilizada nos leilões até dezembro de 2014, é de 153,21 R\$/MWh. Abaixo desse custo, aparecem apenas as fontes hidráulica e eólica, evidenciando a importante contribuição dessas fontes para a modicidade tarifária [34].

Figura 5 – Energia Nova: Preço Médio Realizado por Fonte Alternativa



Fonte: [34]

Figura 6 – Energia Nova: Custo Médio Ajustado por Fonte

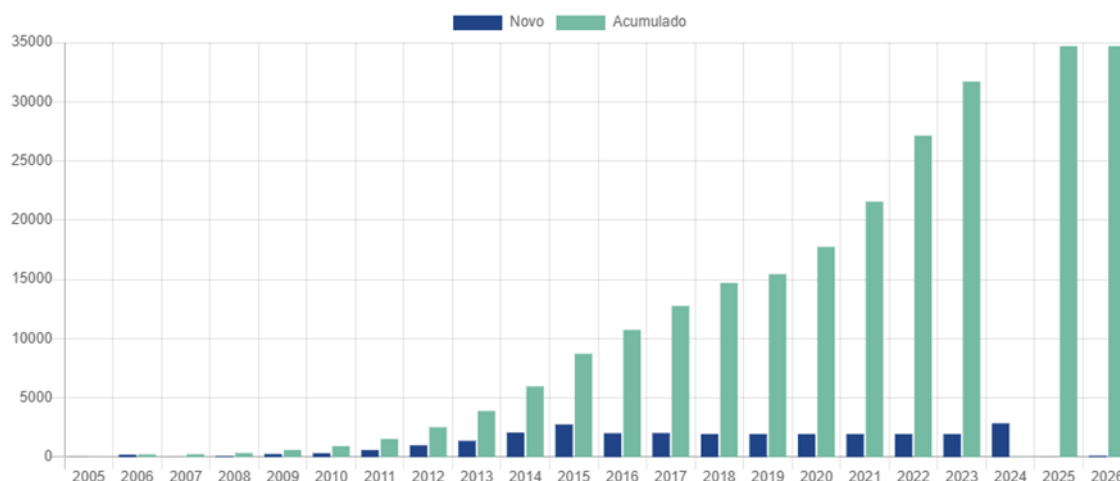


Fonte: [34]

O progresso das usinas eólicas já acumula cerca de 42 bilhões de dólares nos últimos 11 anos no Brasil [1]. Ocupando espaço no cenário de sexto lugar no Ranking de Capacidade Instalada do Conselho de Energia Eólica (GEWC, *Global Wind Energy*

Council), em 2022, e já chegou a ocupar o décimo quinto lugar em 2012. Na Figura 7, é possível constatar o crescimento excepcional da potência instalada nos períodos entre 2005 e 2026.

Figura 7 – Evolução da capacidade Instalada para Geração de Energia Eólica Acumulada e Nova entre 2005 e 2026



Fonte: [3]

2.4 O POTENCIAL DO SUBSISTEMA NORDESTE

Tomando como base a geográfica e os relevos do Brasil, a região nordeste é a que comporta maior potencial de aproveitamento dos ventos para geração de energia eólica, tão prova disso que a ABEEólica reportou em seu boletim anual de 2021 (Figura 8), que o Nordeste, sozinho, é responsável por 88,7% da produção de energia eólica do Brasil.

Figura 8 – Energia Nova: Custo Médio Ajustado por Fonte

Região	2020		2021		% de crescimento
	Geração (TWh)	Representatividade	Geração (TWh)	Representatividade	
Sudeste	0,05	0,1%	0,06	0,1%	4%
Sul	6,33	11,5%	6,20	8,7%	-2%
Nordeste	47,00	85,6%	63,20	88,7%	34%
Norte	1,50	2,7%	1,76	2,5%	17%
Total	54,89	100%	71,22	100%	29,7%

Fonte: [2]

Na dimensão de empreendimentos e geração, são 842 parques eólicos em operação no país, sendo 734 parques no Nordeste, totalizando 21843,597 MW de potência outorgada [5]. Tem-se que os cinco estados com maior geração no ano de 2021 foram Rio Grande do Norte (21,23 TWh), Bahia (21,15 TWh), Piauí (9,10

TWh), Ceará (7,91 TWh) e Rio Grande do Sul (5,63 TWh), ou seja, quatro estados do Nordeste e apenas um na região sul.

Tabela 1 – Número de usinas no subsistema Nordeste

Estado	Usinas	Garantia Física (MWm)	Potência Outorgada (MW)
BA	261	1.748,35	7.504,82
RN	260	2.371,69	8.228,98
CE	102	894,23	2.853,14
PB	68	315,58	1.942,32
PI	25	248,51	869,60
PE	17	167,84	410,25
SE	1	10,50	34,50
Total Geral	734	5.756,70	21.843,60

Fonte: [5] - Adaptado pelo autor

3 A REGULAMENTAÇÃO DO *CONSTRAINED-OFF*

Neste capítulo serão ressaltados os principais pontos para o entendimento das diretrizes trazidas pela regulamentação da restrição de geração por *constrained-off* de usinas eólicas.

3.1 O DESPACHO N° 4.819, DE 16 DE DEZEMBRO DE 2014

Em 2014 foi reconhecido o primeiro evento de *constrained-off* do Brasil, onde a Linha de Transmissão (LT) 230 kV Ceará Mirim II – João Câmara, de propriedade da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF), foi desligada a partir das 8h50min do dia 10 de novembro de 2014 até às 18:15 do dia 14 de novembro de 2014, devido a um acidente, de responsabilidade externa, acarretado por um guindaste que tentou cruzar a referida LT, conforme informação contida na carta ONS 1805/100/2014, de 18 de novembro de 2014.

Tal evento prejudicou o Complexo eólico União dos Ventos, por não poder escoar a energia necessária para honrar os contratos de compra e venda de energia celebrados tanto no ACR quanto no ACL. Buscando meios de mitigar as punições previstas ao complexo, no dia 24 de novembro de 2014 os controladores apresentaram à SEM a Carta Conjunta ENEL-SRVG-01, nos termos da qual requereram [14]:

- (i) que fosse expurgada da contabilização da CCEE e da Contabilização anual e quadrienal dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CEEAR) a indisponibilidade dos Parques Eólicos oriundo da restrição do sistema de transmissão da CHESF.
- (ii) que lhes fosse aplicada a regra de *constrained-off* na contabilização de novembro de 2014.
- (iii) que fosse considerado durante as horas em que ocorreu a restrição de geração dos Parques Eólicos e no período necessário à normalização da geração o valor de disponibilidade mensal (MWm) considerado no cálculo da garantia física.
- (iv) que fosse considerado o valor da disponibilidade mensal (MWm) para cálculo do valor da Garantia Financeira da liquidação do mês de novembro.

Para todos os efeitos no dia seguinte à apresentação da Carta Conjunta os controladores do complexo protocolaram uma petição com pedido de medida cautelar na ANEEL expondo os fatos e requerendo a suspensão das obrigações de aporte de garantias financeiras e da própria liquidação financeira a ser realizada junto à CCEE, afastando a aplicação de quaisquer penalidades nos seguintes termos [14]:

- (i) Que seja aplicada, em atenção ao princípio da isonomia e, por analogia, a regra de *Constrained Off* para as requerentes na contabilização do período que vai das 8:50 do dia 10 de novembro de 2014 até às 18:15 do dia 14 de novembro de 2014; e
- (ii) Que a ANEEL envie comunicação à CCEE para que durante o período de *Constrained Off*, seja considerado como recurso (geração e garantia física) das requerentes, distribuído uniformemente por todas as horas, o valor da disponibilidade mensal de novembro (em MW médio, conforme documento que enviou em anexo, para efeito de aporte de garantias financeiras, contabilização e liquidação financeira do mês de novembro de 2014.

Tais apelos resultaram num precedente para deliberação da inclusão de um tratamento para os casos de *constrained-off* por restrição elétrica para usinas sem Custo Variável Unitário (CVU) nas Regras de Comercialização de Energia Elétrica. Considerando uma analogia as regras para as usinas térmicas do Tipo I-A e Tipo II-A, que preveem encargo por restrição operativa resultante de uma situação caracterizada como *constrained-off*. Esse caso foi o precursor de todas as discussões desse tema, servindo de precedente para solicitar reconhecimentos semelhantes, acarretando a necessidade de se estabelecer regras claras e justas, que diminuam o prejuízo das partes envolvidas.

Em 2019, através do despacho n° 2.303/19, a ANEEL determinou, até a decisão final sobre o Resultado da Audiência Pública n° 034/2019, a suspensão dos ressarcimentos apurados a partir de agosto de 2019. Com o surgimento da Resolução Normativa (REN) n° 927/2021 esperava-se a resolução dos problemas relacionados ao reconhecimento do *constrained-off*.

Entretanto, devido à grande complexidade do tema, até o momento da publicação deste trabalho, não foi publicado algum documento definitivo que resolva de maneira que agrade a todas as partes envolvidas, sendo a REN n° 1.030/2022 a última publicação que refere os procedimentos e critérios para apuração e pagamento de restrição de operação por *constrained-off* de usinas eólicas, esta que será abordado adiante.

3.2 PUBLICAÇÃO DA RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 927/2022

Advinda da Audiência Pública ANEEL n° 034/2019, a Resolução Normativa n° 927/2022 estabelece os procedimentos e critérios para apuração e pagamento de restrição de operação por *constrained-off* de usinas eólicas. Esta determinou a distinção de tratamento para os casos que ocorrem no ACR e no ACL, o que foi grande objeto de discussão entre os anos de 2014 e 2022.

- ACR: Para ocorrer o ressarcimento de eventos antes da vigência da REN, conforme aprovação do despacho n° 3.080/2021, este deve ter seu pedido protocolado antes de outubro de 2021. Já para os eventos após a vigência da REN, haverá ressarcimentos de todos os eventos que tenham sido originados externamente às instalações das respectivas usinas.
- ACL Não há possibilidade de ressarcimento para o ambiente livre antes da vigência da REN, conforme definido no despacho n° 1.095/2021. Já para os eventos após a REN, análogo ao ACR, serão atendidos conforme ocorrência externa às instalações das usinas.

Em complemento a normativa, o Despacho N° 1.151 aprova a versão 2.0 da Regra de Comercialização que estabelece Metodologia para Cálculo de Energia não

Fornecida Decorrente de *constrained-off* de Usinas Eólicas objeto de CEEAR por disponibilidade e Contratos de Energia de Reserva - CER [6] em cumprimento ao art. 8º da REN nº 927.

3.3 PUBLICAÇÃO DA RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 1.030/2022

O primeiro ponto a ser abordado é a definição do conceito de *constrained-off* [15]:

Art. 13. Para efeitos deste Título, eventos de restrição de operação por *constrained-off* são definidos como a redução da produção de energia por usinas eolioelétricas despachadas centralizadamente ou usinas/conjuntos de usinas eolioelétricas considerados na programação, decorrente de comando do ONS, que tenham sido originados externamente às instalações das respectivas usinas.

Imediatamente, a REN delimita o que são instalações externas, ou seja, as instalações de transmissão, sejam Rede Básica ou instalações no âmbito da distribuição. Também é esclarecido na resolução que as instalações, mesmo que externas, que sejam de uso do gerador exclusivo ou compartilhado, não são consideradas como instalações externas no que diz respeito ao *constrained-off*.

Para efeitos de cálculo o caput 8º desconsidera as reduções associadas às restrições indicadas no parecer de acesso dos empreendimentos da geração referência utilizada na apuração.

Além desta delimitação nas instalações há também a classificação dos eventos de *constrained-off* segundo o artigo 14, e é responsabilidade do ONS informar a motivação de cada evento, classificando-os conforme as seguintes causas:

- I. **Razão de indisponibilidade externa (elétrica) (REL):** motivados por indisponibilidades em instalações externas às respectivas usinas, sejam nas instalações de transmissão ou no âmbito de distribuição.
- II. **Razão de atendimento a requisitos de confiabilidade (CNF):** motivados por razões de confiabilidade elétrica dos equipamentos pertencentes as instalações externas e que não tenham origem em indisponibilidade dos respectivos equipamentos, ou seja, situações como o atingimento do limite de linhas de transmissão ou de requisitos de estabilidade dinâmica, são passíveis desta classificação.
- III. **Razão energética (ENE):** motivados pela impossibilidade de alocação de geração de energia na carga.

Para estas classificações ainda há uma subclassificação de origem, que pode ser sistêmica ou local.

- a. **Restrição de geração sistêmica (SIS):** é imposta por limitação no sistema de transmissão decorrente de intervenções no SIN (indisponibilidades programadas e não programadas) em subsistema diferente do empreendimento

de geração ou por razão energética. Não se aplica o conceito de Rede de Operação Sistêmica, RT-RD.BR.01 – Módulo 5 dos Procedimentos de Rede do ONS.

- b. **Restrição de geração local (LOC):** é imposta por limitação no sistema de transmissão decorrente de intervenções no SIN (indisponibilidades programadas e não programadas) no mesmo subsistema do empreendimento de geração.

No que diz respeito as questões de ressarcimento, somente os eventos classificados no inciso I, são suscetíveis ao ressarcimento, já para o inciso II e III, a ANEEL tem o entendimento de que nem toda redução de geração potencial deve ser considerada *constrained-off*. Em certos momentos existe o excesso de produção, limitação da capacidade das linhas entre distintas regiões ou necessidade de se reduzir a geração para atendimento a requisitos de confiabilidade da rede. Tais fenômenos são riscos usuais de mercado os quais todos os agentes geradores estão sujeitos e, portanto, devem ser precificados pelos agentes e não deve ser alvo de compensação. [16].

A resolução ressalta que é dever do ONS elaborar todos os cálculos inerentes ao montante de frustração de geração devido ao evento de *constrained-off*. Tais procedimentos serão abordados na sequência, na seção que trata o Manual de Procedimentos da Operação Módulo 5 - Submódulo 5.13. Com base no § 4º da REN, o montante energético para apuração dos ESS é compreendido pela seguinte formulação da Equação (1):

$$\text{Frustração de Geração} = \text{mín}(G_{\text{anem}}; E_{\text{cont}}) - G_{\text{ver}} \quad (1)$$

Onde:

- G_{anem} : geração estimada em função da velocidade do vento medido no anemômetro;
- E_{cont} : montante de energia vendida em contratos associados à respectiva usina eólicoelétrica, no caso de CCEAR, CER e PROINFA; e garantia física, no caso de usinas não contratadas dessa forma.
- G_{ver} : energia gerada.

Para efeitos de cálculo, o inciso IV do Art. 19 delimita o montante de frustração de geração ao montante mínimo para tornar nulo o ressarcimento previsto nos contratos.

E quanto ao direito de compensação, para o inciso I, tem-se que o montante de frustração de geração deve superar o período indisponibilidade média das Funções de Transmissão. Este indicador é determinado através da média móvel da disponibilidade das funções de transmissão, dos últimos cinco anos, que é publicado pelo

ONS no Relatório de Análise Estatística de Indisponibilidades Programadas e Não Programadas.

Para o período entre 2014 e 2018, verificou-se uma disponibilidade de 99,1077%, logo a taxa de indisponibilidade esperada, foi de 0,8923%, que representa as 78 horas, num total de 8760, para o período de um ano, já para o período de 2017 a 2021 uma taxa de 0,67% de indisponibilidade, resultando em 59 horas por ano [17]. Ressalva-se que o ressarcimento será efetuado através do Encargo de Serviço de Sistema (ESS), ou seja, o consumidor que vai arcar com estes custos.

3.4 APURAÇÃO DE RESTRIÇÃO DE OPERAÇÃO POR *CONSTRAINED-OFF* DE USINAS EOLIOELÉTRICAS

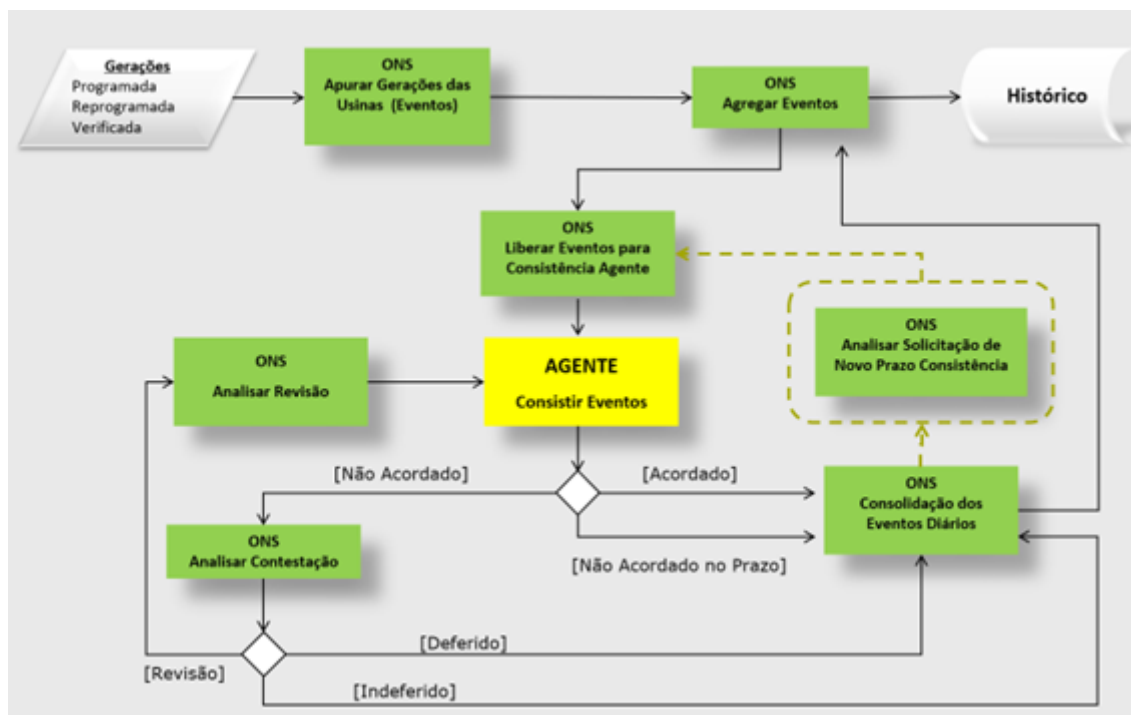
O documento que conduz os cálculos da frustração é o Submódulo 5.13 dos Procedimentos de Rede, e este tem como objetivo estabelecer procedimentos para apuração de restrição de operação por *constrained-off* de usinas e conjuntos de usinas eolioelétricas necessários para o acompanhamento e análise da operação e, também, para subsidiar o processo de contabilização da CCEE, onde devem ser apurados e contabilizados os ressarcimentos aos agentes perante a regulamentação vigente.

Os principais pontos de atenção para esses procedimentos são:

- O ONS deverá desconsiderar as reduções de geração associadas às restrições indicadas no parecer de acesso das usinas ou dos conjuntos de usinas.
- O Agente de geração eólica deverá disponibilizar ao ONS, em tempo real, os registros das medições anemométricas, geração verificada e as disponibilidades de potência nominal dos aerogeradores em operação comercial, em conformidade com critérios técnicos estabelecidos nos Procedimentos de Rede.
- O ONS deverá calcular a referência de geração de energia das usinas/conjuntos de usinas eolioelétricas, a partir da curva de produtividade da usina eolioelétrica, que relaciona a potência de saída da usina e a velocidade do vento de cada parque, em cada semi-hora (30 minutos).
- Para efeito de apuração diária será admitida uma tolerância de 5% ou 5 MW, o que for menor, da “Geração Verificada” em relação à “Geração Limitada”.

Além disso, o ONS conta com o Sistema de Apuração de Geração Carga e Intercâmbio (SAGIC), no apoio da apuração das atividades de restrição de geração, onde o agente tem a possibilidade de avaliar e contestar os eventos, conforme o fluxograma apresentado na Figura 9.

Figura 9 – Fluxograma de análise e aprovação dos eventos de redução de energia por *constrained-off* de fontes do tipo eólica.



Fonte: [33]

3.4.1 Lista de Sensibilidade Elétrica

No dia 02 de agosto de 2021, foi publicado através da CTA-ONS DOP 1571/2021 [7], o uso de uma lista de sensibilidade elétrica que classifica os conjuntos eólicos segundo sua sensibilidade ao controle do Fluxo Nordeste – Sudeste (F-NESE), conforme a justificativa:

Cabe destacar que o uso do redespacho de geração nas usinas com maior sensibilidade minimiza o montante de corte a ser realizado nas usinas elegíveis, favorecendo a otimização energética do sistema e redução de manobras operativas na operação em tempo real.

Sendo assim, desde julho de 2021, é utilizado este critério na Programação Diária da Operação (PDO), para definir a ordem de restrição em relação ao atendimento aos limites de transmissão de energia de acordo com os critérios de segurança operativa.

3.4.2 Valores de Referência de Geração Final

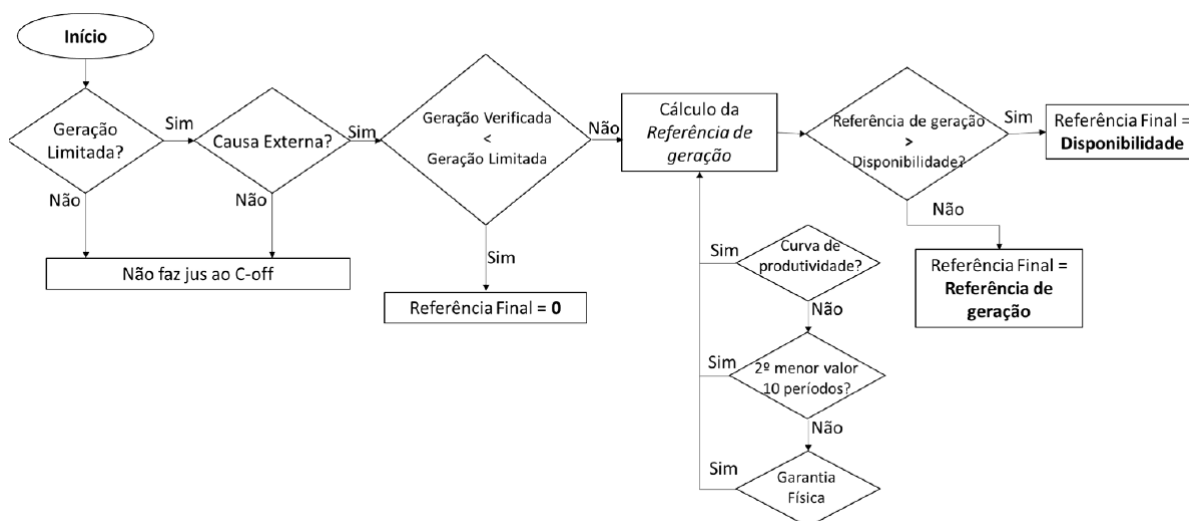
Para a apuração dos valores de referência de geração, o ONS considera uma sequência de informações conforme disponibilidade desses dados, para valorar a Geração final, sendo em ordem de prioridade:

- Curva de produtividade da usina eólicoelétrica, que relaciona a potência de saída da usina e a velocidade do vento, conforme Submódulo 2.4 – Critérios para estudos energéticos e hidrológicos;
- o segundo menor valor de energia gerada nos 10 períodos imediatamente anteriores coincidentes com o horário da restrição de operação em análise, excluindo os períodos em que eventualmente tenham ocorrido eventos de *constrained-off*;
- a garantia física da usina eólicoelétrica;

Após determinar o valor da Referência de geração, para o obter o valor da referência de geração final, será verificado se a “Referência de Geração” utilizada é menor do que a disponibilidade da usina ou conjunto de usinas eólicoelétricas. Neste caso, o valor da referência de geração final será igual ao valor da referência de Geração. No caso em que o valor de referência de geração for maior do que a disponibilidade da usina ou conjunto de usinas eólicoelétricas, o valor da referência de geração final será igual ao valor da disponibilidade.

De maneira simplificada, a Figura 10, traz um fluxograma que expressa os critérios do submódulo 5.13, para determinação da referência a ser utilizada para efetuar o a compensação das reduções.

Figura 10 – Fluxograma de Cálculos do ONS para elegibilidade do *constrained-off* eólico



Fonte: [32]

É importante lembrar que no processo de apuração para um conjunto de usinas, a referência final é rateada proporcionalmente à potência instalada das usinas que compõem o conjunto.

3.4.3 Acompanhamento das Reduções de Geração pelo ONS

Com impacto gerado pela operacionalização do *constrained-off* para as usinas eólicas, e a falta de definições enquanto ao processo de ressarcimento, o ONS começou a publicar mensalmente um relatório de Acompanhamento das Reduções de Geração, que contempla o período de junho de 2020 até setembro de 2022, enquanto este trabalho é escrito.

Para análises mais profundas, foi liberado na página de dados abertos do ONS, o conjunto de dados nomeado como “DADOS DE RESTRIÇÃO DE OPERAÇÃO POR CONSTRAINED-OFF DE USINAS EÓLICAS” que contém Informações associadas à apuração das restrições de operação por *constrained-off* nas usinas eólicas classificadas nas modalidades Tipo II-B e Tipo II-C, do período entre outubro de 2021 e novembro de 2021.

No que diz respeito aos critérios para restrição de geração no SIN, o relatório de Acompanhamento das Reduções de Geração, explicita os principais critérios para realizar a restrição das usinas, conforme os itens abaixo:

- Critérios adotados pelo ONS para restrição de geração, em situações de necessidade, devido à impossibilidade de alocação de geração na carga (Restrição Energética). Segue a seguinte ordem de prioridade:
 - Redução de geração em usinas hidrelétricas sem vertimentos, respeitando as restrições operativas existentes;
 - Redução de geração em usinas termelétricas despachadas fora da ordem de mérito de custo (exceto usinas despachadas por inflexibilidade ou razão elétrica);
 - Redução de geração em usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito de custo, respeitando-se as restrições operativas existentes;
 - Redução de geração em usinas hidrelétricas que apresentem vertimentos, mesmo que turbináveis, respeitando-se as restrições operativas existentes;
 - Esgotados todos os recursos, redução de geração em usinas eólicas e fotovoltaicas.
- Para as demais restrições de geração, seja por restrições elétricas locais ou sistêmicas, as reduções ocorrem de acordo com a necessidade da operação em tempo real do SIN, respeitando-se as restrições operativas existentes.

- O Programa Diário de Operação – PDO estabelece no Relatório de Recomendações e Diretrizes Eletroenergéticas – RDE, os critérios para restrição de geração, em situações de necessidade, por Razão de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica.
- Para controle de violações dos limites de intercâmbios, orienta-se que sejam seguidos os fatores de sensibilidade, com efeito de minimizar os redespachos que se façam necessários, conforme informados na tabela de Análise de sensibilidade - Fluxos Sistêmicos.
- Essas opções de corte são distribuídas entre fontes, onde as usinas com maior fator de sensibilidade são priorizadas, sempre que possível, o que significa menores reduções de geração para atingir o objetivo do controle do fluxo.
- Caso haja necessidade de controle individual do Fluxo Norte/Sudeste (FNS) e/ou Fluxo Nordeste/Sudeste (FNESE), deverão ser realizados conforme informados na tabela de Análise de sensibilidade – Fluxos Sistêmicos.
- Excepcionalmente, o controle da composição do fluxo FNS+FNESE deverá ser realizado conforme a seguir:
 - Hidráulicas dos subsistemas N/NE de forma proporcional, mesmo que haja elevação da energia vertida turbinável;
 - Esgotados todos os recursos acima, reduzir geração nas usinas eólicas e/ou fotovoltaicas.

3.4.3.1 Análise do Relatório

Com base nas informações contidas no relatório do ONS de outubro de 2022, compreendendo junho de 2020 até setembro de 2022, conforme a Tabela 2 e a Figura 11, tem-se um montante expressivo de 793.151,00 MWh de geração restringidos, o que em termos financeiros estimados, representa R\$ 232.422.542,45. Outro ponto a se observar, é o montante que representa as reduções de geração em atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica ser um tanto quanto maior do que os outros motivos.

Tabela 2 – Impacto do Montante mensal de frustração por tipo de restrição [MWh]

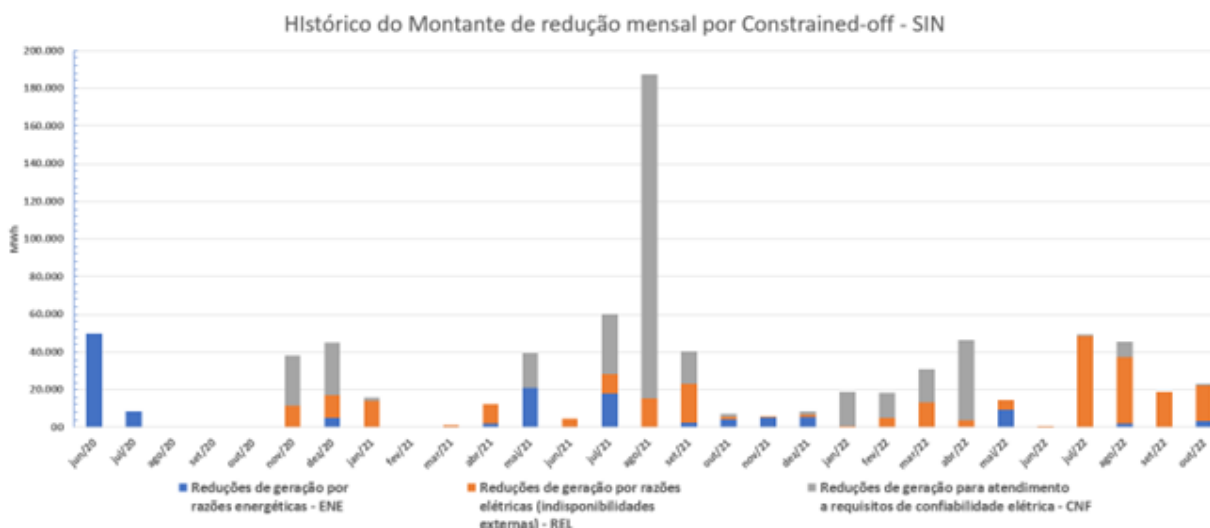
MÊS	ENE	REL	CNF	PLD [R\$/MWh]	Financeiro [R\$]
06/20	49.768,00	-	-	69,41	3.454.396,88
07/20	8.730,00	-	-	88,82	775.398,60
08/20	592,00	-	-	85,15	50.408,80
09/20	-	-	-	100,84	-
10/20	-	-	-	288,64	-
11/20	-	11.440,00	26.878,00	502,70	19.262.458,60
12/20	5.064,00	11.900,00	28.027,00	267,49	12.034.642,59
01/21	-	14.218,00	1.544,00	240,40	3.789.184,80
02/21	-	572,00	-	162,50	92.950,00
03/21	-	1.087,00	-	55,57	60.404,59
04/21	2.199,00	10.378,00	-	77,27	971.824,79
05/21	20.920,00	40,00	18.643,00	189,12	7.489.719,36
06/21	-	4.888,00	-	335,72	1.640.999,36
07/21	18.078,00	10.135,00	31.723,00	583,88	34.995.431,68
08/21	448,00	15.173,00	171.810,00	583,88	109.437.212,28
09/21	2.638,00	20.522,00	17.216,00	577,37	23.311.891,12
10/21	4.320,00	1.422,00	1.686,00	249,36	1.852.246,08
11/21	5.272,00	138,00	516,00	88,10	522.080,60
12/21	5.464,00	1.403,00	1.568,00	66,31	559.324,85
01/22	-	923,00	18.046,00	55,71	1.056.762,99
02/22	-	5.277,00	13.252,00	55,70	1.032.065,30
03/22	-	13.413,00	17.292,00	55,70	1.710.268,50
04/22	-	3.975,00	42.504,00	55,70	2.588.880,30
05/22	9.373,00	5.310,00	-	55,70	817.843,10
06/22	-	660,00	-	55,71	36.768,60
07/22	189,00	48.265,00	1.067,00	66,32	3.284.232,72
08/22	2.182,00	35.281,00	7.896,00	76,90	3.488.107,10
09/22	-	18.753,00	-	56,08	1.051.668,24
10/22	3.183,00	19.415,00	745	55,70	1.300.205,10
TOTAL	138.420,00	254.318,00	400.413,00	-	233.722.747,00

Fonte: [22] - [10] - Adaptado pelo autor

Em termos de comparação, isto representa a energia gerada pelo Conjunto de Usinas Cercará II (GF:), no mesmo período, ou o consumo de todo o estado do Maranhão no mês de junho de 2022, segundo os dados da CCEE [9]. Obviamente esta comparação não contrapõe os motivos das restrições, mas traz uma sensibilidade mais tangível de quanto de energia está sendo desperdiçada.

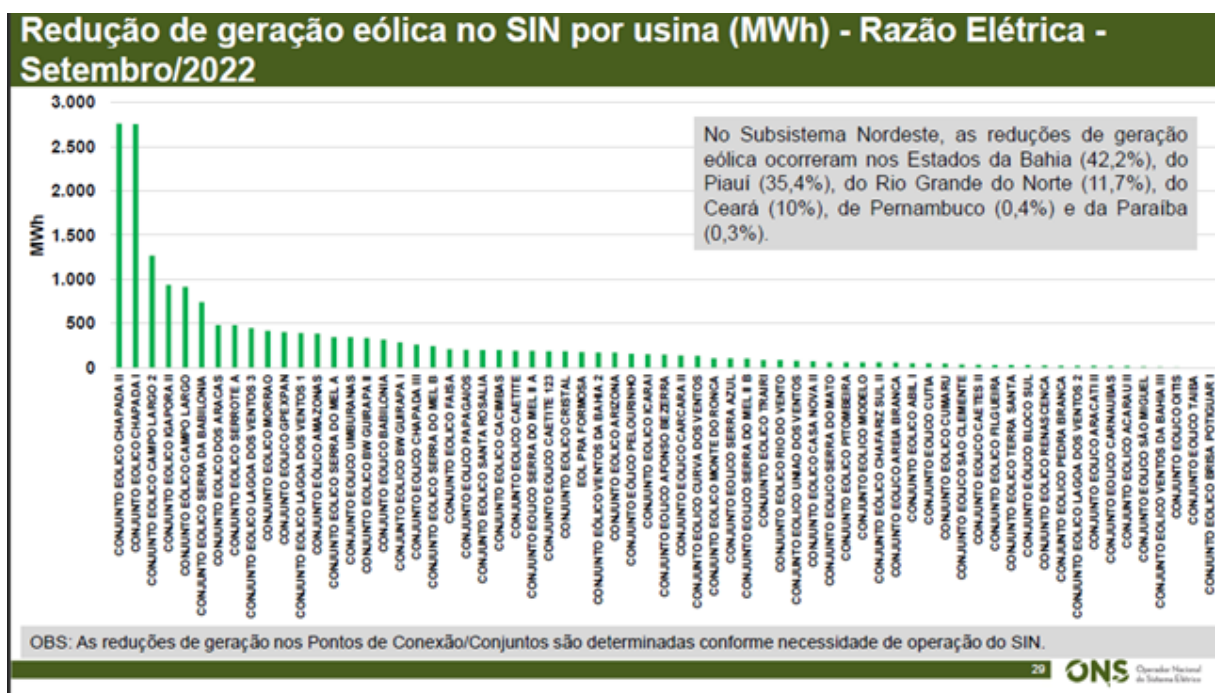
E quanto ao ressarcimento, somente o montante que compreende a redução por razões de indisponibilidade elétrica pode ser usado para análise de compensação aos geradores, ao analisar caso a caso, este possivelmente seria reduzido levando em conta as outras limitações impostas pela legislação atual.

Figura 11 – Montante de redução mensal por *constrained-off* [MWh] dividido por tipo de evento



Fonte: [21] - Adaptado pelo Autor

Figura 12 – Redução de geração eólica no SIN por usina (MWh) – REL



Fonte: [22]

Para ter uma breve noção de valores mensais, conforme o relatório do ONS, a Figura 12 apresenta os valores reduzidos por conjunto eólico, sendo a Bahia a que mais sofre em função das restrições, representado 46% do resultado de setembro de 2022, para a restrição passível de ressarcimento.

4 METODOLOGIA

Este capítulo abordará a aplicação de uma metodologia simplificada, baseada na REN n° 1.030 e procedimentos de rede do ONS, para estimar o montante de frustração de geração causado por *constrained-off* para usinas eólicas, para eventos ocorridos a partir de janeiro de 2022.

Serão expostas as considerações realizadas, com o intuito de adaptação, para buscar os resultados mais adequados com as ferramentas disponíveis, tendo como base os relatórios disponibilizados pelo ONS e os dados dos Agentes. Vale ressaltar, que todas as informações contidas neste trabalho, são públicas e estão disponíveis conforme referência bibliográfica. Para efeitos de consulta, o memorial de cálculo está disponível nos apêndices.

4.1 DA AQUISIÇÃO DOS DADOS

Diante da grande relevância do tema aqui exposto, das inúmeras consultas públicas e publicações de resoluções normativas e o interesse dos agentes em buscar uma solução viável para o tópico, o ONS disponibiliza no seu portal de dados abertos, informações associadas à apuração das restrições de operação por *constrained-off* nas usinas eólicas do SIN, classificadas nas modalidades, Tipo II-B e Tipo II-C, agrupadas por conjunto de usinas, contemplando o período entre outubro de 2021 e outubro de 2022. Complementando a base de dados existe um arquivo chamado Dicionário de Dados que descreve os detalhes contidos nos arquivos, sendo anexado por ser de suma importância para entendimento das variáveis a serem calculadas.

Também foram utilizados dados do portal da ANEEL, o Sistema de Informação de Geração da ANEEL (SIGA), tais dados, inteiram inúmeras características dos empreendimentos eólicos, como a Garantia Física, localização, potência outorgada, proprietário entre outros.

Para compreender e destrinchar o agrupamento dos conjuntos de usinas e seu ponto de conexão, consultou-se o portal do ONS, no Relatório de Dados de Geração Eólica e Solar - Tabela de Relação de Usinas e o Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN (SINDAT).

4.2 FORMULAÇÃO DAS EQUAÇÕES

Nessa perspectiva, considerando o regramento vigente aplicado para usinas eólicas, estabelecido na REN n° 1.030/2022, para a equação 1, considerou-se duas análises diferentes. A resolução estabelece que a frustração de geração é igual o mínimo entre a geração estimada pela medição anemométrica e a energia vendida em no ACR ou garantia física, para o caso de usinas do ACL.

Para facilitar o entendimento das formulações, alterou-se os nomes das variáveis contidas no relatório, tais variáveis foram nomeadas da seguinte forma:

- $val_disponibilidade = G_{disp}$
- $val_geraoreferencia = G_{ref}$
- $val_geracaoreferenciafinal = G_{final}$
- $val_geracao = G$
- $val_geracaolimitada = G_{limit}$

A primeira premissa, desconsidera a franquia de horas e a limitação do ressarcimento pela Garantia física (GF).

A análise adotará como segunda premissa que, o fato de as Garantias Físicas estarem desatualizadas e não serão atualizadas enquanto não definirem de fato a operacionalização dessas restrições.

Neste caso, para suprimir a ausência de dados no Cálculo da Referência de geração, conforme a Figura 10, é utilizado o mínimo entre G_{disp} , G_{ref} e G_{final} , tais informações, estão contidas no relatório "RESTRICOES_CONSTRAINED_OFF_EOLICAS-2022 – 10".

A terceira premissa, é considerar tolerância entre a G_{limit} e G , esta considera que os valores considerados como *constrained-off* terão que respeitar a seguinte regra: A diferença entre a G_{limit} e a G não pode ser maior que o mínimo entre cinco por cento de G_{limit} e 5 MW, caso o valor de G for menor que o G_{limit} .

• **Formulação Análise:**

Se

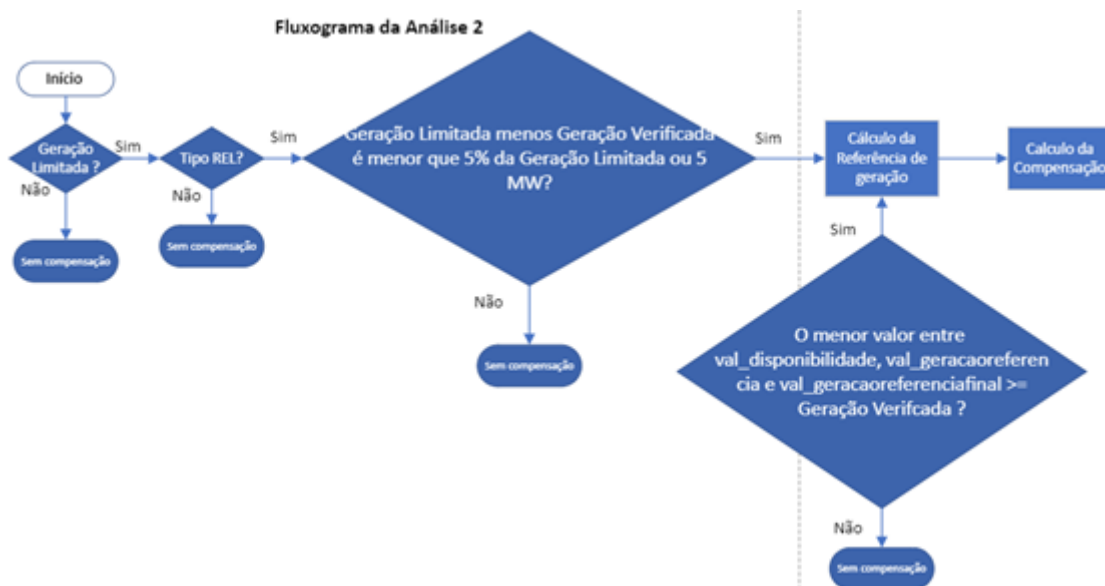
$$G_{limit} - G < \text{mínimo}(5\% \text{ de } G_{limit}; 5MW) \quad (2)$$

Então:

$$\text{Frustração de Geração} = \text{mínimo}(G_{disp}; G_{ref}; G_{final}) - G \quad (3)$$

- Fluxograma da Análise conforme Figura 13

Figura 13 – Fluxograma de análise e aprovação dos eventos de redução de energia por *constrained-off* de fontes do tipo eólica.



Fonte: [32]

Ressalva-se que somente serão considerados os eventos que geram frustração energética, ou seja, que estão dentro da tolerância estabelecida. Como pode-se observar a formulação busca na medida, do possível ser idêntica a formulação apresentada na REN nº 1.030/2022.

4.2.1 Comparação das Análises

Para uma usina qualquer, extraiu-se os eventos de *constrained-off* no mês de outubro de 2022, conforme a tabela 2. Em comparação com os montantes mensais disponibilizados pelo ONS, a análise tem margens aceitáveis de erro, para os casos de ENE e de CNF, já para o caso REL, ocorreu uma diferença de 37%. Nesse caso acredita-se que a diferença se justifica por conta da desconsideração da franquia de horas.

Tabela 3 – Comparação dos Resultados reportados pelo ONS e as análise realizada no mês de outubro de 2022 [MWh]

out/22	ONS (MWh)	Análise (MWh)	Diferença (%)
ENE	3.183	3.099,38	-3 %
REL	19.145	26.307,02	37 %
CNF	745	758,67	2 %

Fonte: [22] - Adaptado pelo autor

4.2.2 Análise Financeira

Para os parâmetros financeiros, foram adotadas as médias mensais do PLD para o submercado do Nordeste, conforme disponibilizado pela CCEE. Tais parâmetros serão analisados em MWh, evitando a conversão em MWm, conforme Tabela 5

Tabela 4 – PLD mensal por submercado [R\$/MWh]

Mês/Ano	NORDESTE
out/21	248,97
nov/21	88,08
dez/21	66,46
jan/22	57,22
fev/22	55,70
mar/22	55,70
abr/22	55,70
mai/22	55,70
jun/22	55,71
jul/22	66,30
ago/22	76,90
set/22	56,08
out/22	55,70

Fonte: [10] - Adaptado pelo autor

Segundo a CCEE:

o PLD é calculado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) diariamente para cada hora do dia seguinte, considerando a aplicação dos limites máximos (horário e estrutural) e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada submercado. Este cálculo é realizado por modelos computacionais (Newave, Decomp e Dessem) e tem como base o Custo Marginal de Operação (CMO) [8].

Sendo assim, o PLD é um ótimo parâmetro para mensurar financeiramente a energia frustrada, pois também é utilizado no mercado de curto prazo como referência de preço.

5 ANÁLISE DOS NÚMEROS DO *CONSTRAINED-OFF* PARA A FONTE EÓLICA

Esse Capítulo, primeiramente expõe uma análise numérica da quantidade de eventos já registrados entre o período de outubro de 2021 e outubro de 2022. Em seguida é apresentado a análise do ano de 2022, entre os meses de janeiro e outubro, feita no estado da Bahia, trazendo os montantes de energia frustrados e uma noção financeira desses ressarcimentos através do PLD.

5.1 O SUBSISTEMA NORDESTE

É tendencioso imaginar que a maior parte dos eventos de *constrained-off*, se localizam no Nordeste. Analisando os dados abertos do ONS, no período entre outubro de 2021 e outubro de 2022, ao verificar a contagem de eventos, o Nordeste detém 93%, representando uma quantidade expressiva no número de eventos, o que era esperado, segundo as características supracitadas, além de outras características que podem estar relacionadas a classificação dos eventos.

Tabela 5 – Número de eventos de *Constrained-off* por subsistema entre out/21 e out/22

SUBSISTEMA	CONTAGEM DE EVENTOS	REPRESENTAÇÃO %
NORDESTE	156.427	93 %
SUL	9.069	5 %
NORTE	2.668	2 %

Fonte: [22] - Adaptado pelo autor

Restringindo a análise de dados ao subsistema em questão, é evidenciado um número expressivo para a Bahia, representando 51% na contagem de eventos, enquanto o Rio grande do Norte, estado que possui características similares tanto de geração quanto de número de parques, tem somente 23% dos casos, conforme Figura 14

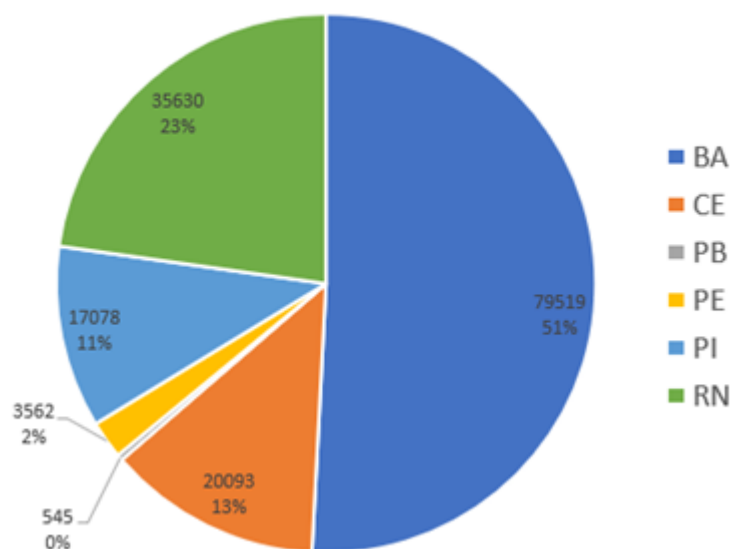
5.2 O ESTADO DA BAHIA EM 2022

A fim de tomar conclusões mais claras acerca do *constrained-off*, neste item, será analisado a Bahia, por apresentar o maior número de casos de restrições, quando comparado com outros estados do mesmo subsistema.

Consolidando os dados do ano de 2022 entre os meses de janeiro e outubro, os três maiores parques já acumulam montantes expressivos de frustração de energia, considerando que a segunda metade do ano tem a tendência de se ter uma geração eólica elevada em comparação com a primeira e os dados analisados abrangem 10 meses do ano. Outro aspecto a ser ressaltado na Figura 15 é que dentre os 20 maiores montantes de frustração, 18 são na Bahia.

Figura 14 – Gráfico da Contagem de eventos de *Constrained-off* Nordeste entre out/21 e out/22

Contagem de eventos de constrained-off Nordeste entre out/21 e out/22

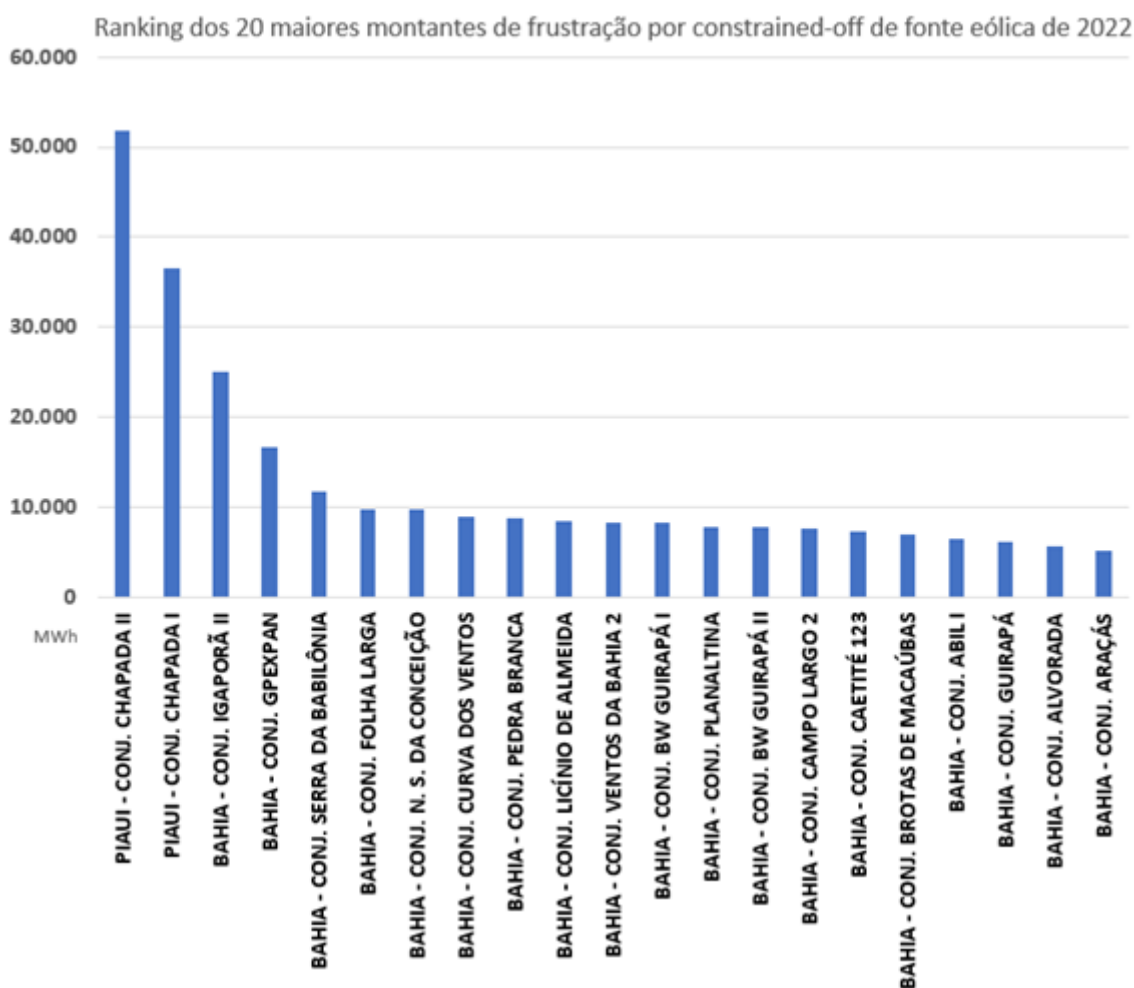


Fonte: [22]

O estado da Bahia possui 444 parques eólicos em quarenta e três municípios, sendo 247 (6.432,670 MW) em operação, 79 (2.842,600 MW) em construção e 118 (4.196,100 MW) com a construção não iniciada, totalizando 13.471,370 MW de potência outorgada. Tais dados demonstram que a potência instalada tende a duplicar nos próximos anos, conforme os parques entrarem em operação comercial.

Sendo um ponto de atenção, enquanto aos problemas já existentes e os possíveis problemas que irão aparecer devido ao excesso de oferta de energia. Essa informação vem de encontro com os casos de *constrained-off*, que tendem a aumentar, à medida que os parques entram em operação.

Figura 15 – Gráfico do Ranking dos 20 maiores montantes de frustração por *constrained-off* de fonte eólica entre janeiro e outubro de 2022



Fonte: [22] - Adaptado pelo Autor

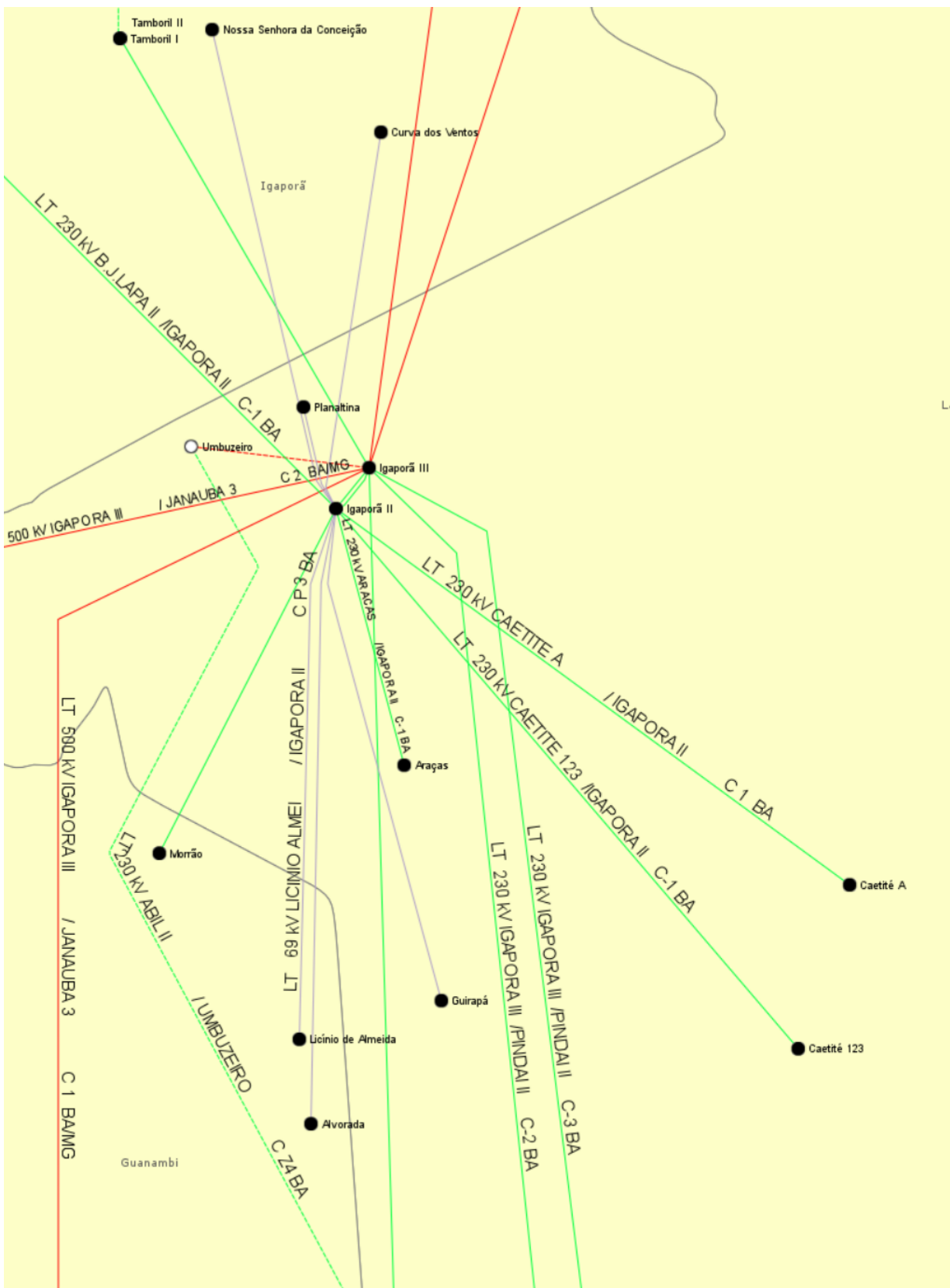
5.2.1 Igaporã II

Por fim, buscando realizar uma análise minuciosa do tema, nesta seção será analisado o caso do Conjunto Eólico Igaporã II e a composição do seu ponto de conexão, a Subestação Subestação Igaporã II (IGD), este que tem sido o principal alvo das reduções de geração por *constrained-off* do estado da Bahia.

O conjunto eólico Igaporã II, é fruto da junção de 14 usinas eólicas (Tabela 6) formadas por 184 aerogeradores e seu agente operador é a Elera Renováveis, e esta conectada na Subestação (SE) IGD, localizada no Município de Caetité no estado da Bahia.

A Construção da SE Igaporã II foi motivada pela necessidade de escoar a energia eólica provenientes dos parques daquela região. A conexão da SE IGD à Rede Básica é feita através da Linha de Transmissão 230 kV Bom Jesus da Lapa II e mantém conexão em sistema radial para a SE Igaporã III – IGT e está para a SE Pindaí II – PND, conforme podemos observar na Figura 16.

Figura 16 – Mapa de Conexão da SE Igaporã II



Fonte: [25]

Tabela 6 – Usinas que compõem o Conjunto eólica Igaporã II

Usina	Pot. Outorgada (kW)	GF (kWm)	Município
UEE Alvorada	8.000	3.970	Caetité
UEE Candiba	9.600	4.280	Guanambi
UEE Guanambi	20.800	8.480	Guanambi
UEE Guirapá	28.800	13.600	Guanambi
UEE Igaporã	30.400	13.950	Igaporã
UEE Ilhéus	11.200	5.040	Guanambi
UEE Licínio de Almeida	24.000	10.940	Guanambi
UEE N. S. da Conceição	28.800	12.430	Igaporã
UEE Pajeú do Vento	25.600	11.800	Caetité
UEE Pindaí	24.000	11.050	Guanambi
UEE Planaltina	27.200	12.270	Caetité
UEE Porto Seguro	6.400	2.730	Igaporã
UEE Rio Verde	30.400	16.610	Caetité
UEE Serra do Salto	19.200	7.460	Guanambi
Total	294.400	134.610	

Fonte: [22] - Adaptado pelo autor

Além do Conjunto Igaporã II, a SE IGD recebe a conexão de outros 5 conjuntos, conforme Tabela 7 (A composição de usinas destes conjuntos é encontrada na Tabela 11, nos apêndices). Também passam pela SE a geração dos conjuntos eólicos oriundos da Subestação Pindaí II, que somam uma potência outorgada de 592,9 MW (A composição de usinas dos conjuntos conectados na Subestação Pindaí II encontra-se na Tabela 12, nos apêndices).

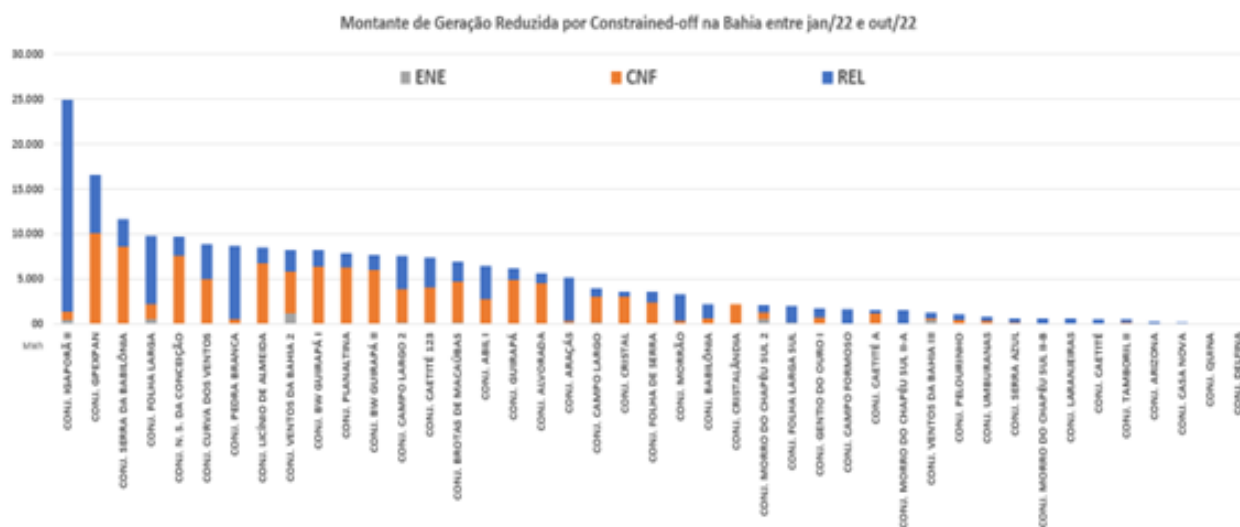
Tabela 7 – Composição do Ponto de Conexão Igaporã II

Ponto de Conexão	Conjunto	Pot. Outorgada (kW)	GF (kWm)
IGD - 230 kV (B)	Araçás	167.700	73.100
IGD - 230 kV (B)	Caetité 123	90.000	25.900
IGD - 230 kV (B)	Morrão	117.600	54.300
IGD - 230 kV (B)	Caetité A	54.400	27.300
IGD - 69 kV (A)	Curva dos Ventos	56.400	27.700
IGD - 69 kV (A)	Igaporã II	294.400	134.610

Fonte: [22] - Adaptado pelo autor

Tomando como base esta informação e analisando o montante de frustração dos conjuntos eólicos da Bahia (Figura 17), todos os conjuntos que compõe a SE IGD estão presentes na análise, o que demonstra a necessidade de atenção especial neste ponto de conexão, que é o ponto de conexão vinculado ao maior número de eventos de redução por *constrained-off* no Brasil no período desta análise.

Figura 17 – Dados da Análise do montante de redução por *constrained-off* entre jan/22 e out/22 para fonte eólica no estado da Bahia.



Fonte: [22] - Adaptado pelo Autor

O fato dos conjuntos conectados na SE IGD estarem presentes na Figura 17 não é mera coincidência, essa ocorrência pode ser fortemente relacionada com a lista de sensibilidade elétrica. Ou seja, possivelmente esses conjuntos compõe os primeiros lugares desta lista. Elucidando as ocorrências, a Tabela 10 e Tabela 9 exibem os números dos seis parques mencionados.

Existem diferenças entre várias características de cada conjunto, o que pode pesar no critério de cada restrição. Ao analisar o percentual da razão entre a geração frustrada e geração efetiva, os números estão na mesma ordem, não é notado grande diferença.

Tabela 8 – Dados de Redução por *constrained-off* dos conjuntos eólicos conectados na SE IGD

Conjunto	Geração (MWh)	Frustração (MWh)	% de geração frustrada
Araçás	662.567,23	5.140,77	0,776 %
Caetité 123	510.602,81	7.370,46	1,443 %
Caetité A	254.598,26	1.547,66	0,608 %
Curva dos Ventos	286.303,95	8.886,20	3,104 %
Igaporã II	1.245 .008,45	24.988,23	2,007 %
Morrão	495.449,64	3.340,88	0,674 %
Total	3.454 .530,34	51.274,19	1,484 %

Fonte: [22] - Adaptado pelo autor

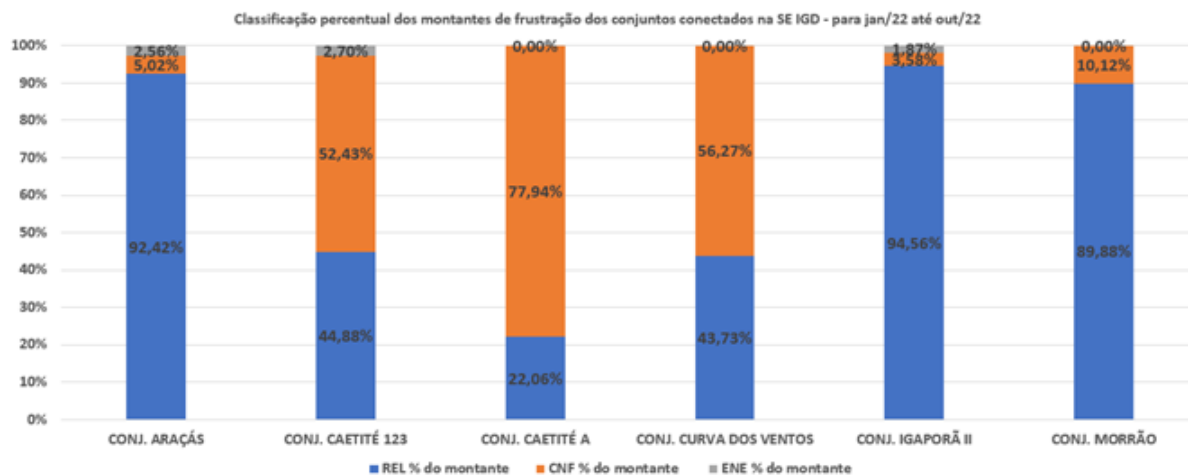
Tabela 9 – Dados de Redução por *constrained-off* dos conjuntos eólicos conectados na SE IGD classificados

Conjunto	REL [MWh]	CNF [MWh]	ENE [MWh]	TOTAL DE EVENTOS
Araçás	4.751,25	258,06	131,45	219
Caetité 123	3.307,56	3.864,00	198,91	608
Caetité A	341,46	1.206,20	-	478
Curva dos Ventos	3.885,96	5.000,23	-	615
Igaporã II	23.628,32	893,58	466,33	236
Morrão	3.002,76	338,13	-	225
Total	38.917,31	11.560,19	796,69	2381

Fonte: [22] - Adaptado pelo autor

Analisando a composição de cada montante de frustração, do seu respectivo conjunto, é evidenciado uma grande diferença na distribuição dos montantes conforme as classificações (Figura A.1). O que causa impacto para o gerador no cálculo de ressarcimento, quando grande parte da sua frustração não é compensável, como no caso dos conjuntos Caetité A, Caetité 123 e Curva dos Ventos que possuem mais restrições por CNF. É importante ressaltar que ainda não estão disponíveis publicamente as justificativas de cada evento, portanto não é possível fazer uma conclusão baseada nos fatos ocorridos. Considerando a importância ressaltada, espera-se que os envolvidos tenham acesso à justificativas de maneiras suficientes para compreender que a proporção de eventos passível de ressarcimento e não passível esteja consistente com o ocorrido e com regras vigentes.

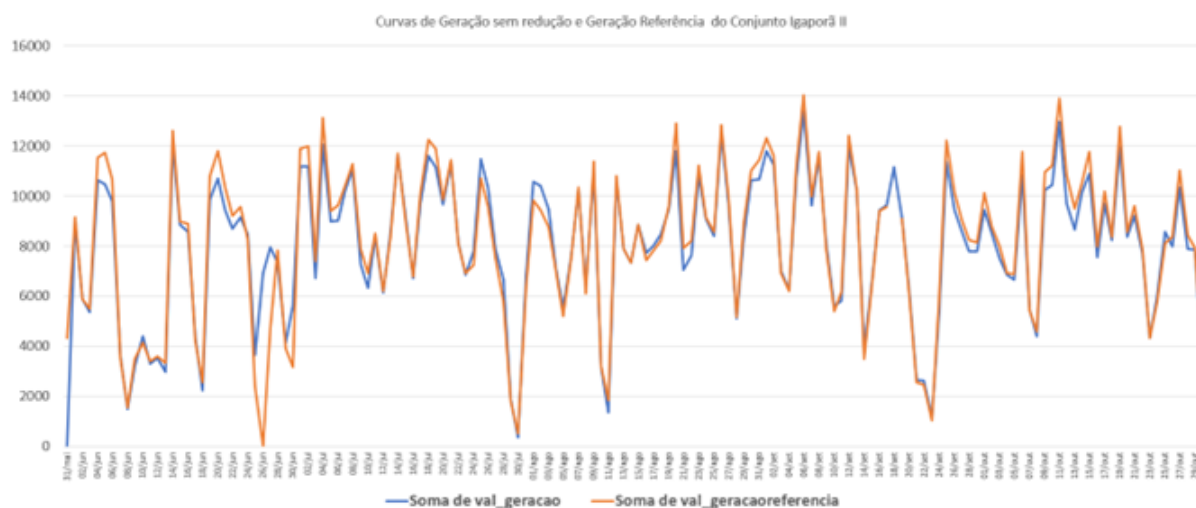
Figura 18 – Classificação percentual dos montantes de frustração dos conjuntos conectados na SE IGD - para jan/22 até out/22



Fonte: Autor

Analisando os dados de geração verificada sem eventos de restrição e geração referência do Conjunto Igaporã II, tem-se como resultado a Figura 19. Pode-se dizer que na soma dos montantes, a geração referência tem um de erro aceitável de 1,05% em relação a geração verificada. O que aparentemente demonstra uma boa aproximação para ser utilizada na apuração do ressarcimento.

Figura 19 – Gráfico das Curvas de Geração sem eventos de restrição e Geração Referência do Conjunto Igaporã II



Fonte: Autor

Porém, quando filtramos as curvas de Geração com eventos de restrição (Figura 20), o erro entre a geração referência e a soma da geração frustrada com a geração verificada sobe para 9%, isso pode ser explicado pela margem de tolerância que esta análise considera, com base no ONS.

Figura 20 – Gráfico da comparação entre a soma da Geração e Geração frustrada com a Geração Referência e a disponibilidade para o Conjunto Igaporã II



Por fim, mas não menos importante, a Tabela 10 traz uma simples visão do impacto financeiro destas usinas. Lembrando que para usinas do ACR, a apuração financeira é baseada no preço de leilão, que em média é duas vezes maior que o PLD acumulado de 2022, o que pode indicar uma redução renda muito maior para os empreendimentos.

Tabela 10 – Análise Financeira do Impacto das reduções de geração por *constrained-off* dos conjuntos conectados a SE IGD valorado a PLD.

mês	ARACÁS [R\$]	CAETITÉ 123[R\$]	CAETITÉ A [R\$]	Curva VENTOS [R\$]	IGAPORÃ II [R\$]	MORRÃO [R\$]
jan	-	-	-	175.668,32	-	-
fev	-	92.452,48	-	70.864,94	-	-
mar	-	22.282,17	8.692,43	-	-	-
abr	-	109.370,01	69.782,63	84.097,42	-	-
mai	11.931,72	22.602,56	274,16	19.995,02	-	6.875,83
jun	7.507,37	4.090,01	-	1.561,66	13.177,98	4.139,53
jul	136.443,81	57.461,75	7.876,11	86.024,05	703.837,49	45.234,77
ago	63.843,15	59.434,86	246,62	84.368,60	594.287,81	52.791,62
set	32.560,33	20.358,83	-	14.156,16	97.057,21	38.396,07
out	73.691,38	48.192,64	659,88	-	260.507,79	60.696,07
total	325.977,75	436.245,30	87.531,82	536.736,18	1.668.868,27	208.133,88

Fonte: [22] - Adaptado pelo autor

É importante frisar que esses valores não representam o ressarcimento efetivo, e sim uma comparação, com o objetivo de dar dimensão aos montantes de energia

frustrados, até por que efetivamente teria que ser considerado somente os casos do tipo REL para efeitos de ressarcimento, o que reduziria bastante esses valores, em alguns casos, como exemplo o Conjunto Caetité 123 poderia receber em torno de 45% do valor apurado a PLD, já para o Conjunto Igaporã II o valor poderia ser de 94,5% do valor apurado a PLD.

6 CONSIDERAÇÕES

A primeira consideração a ser realizada é que o corte de geração não deve ser tratado como uma solução eficiente e deve ser evitado ao máximo a necessidade de redução de energia de fontes renováveis. Uma vez que o custo marginal é nulo, carecemos de soluções para aproveitar parte dessa energia, que faz sentido econômico injetar nas redes e ser entregue aos consumidores.

Apesar do Brasil como um todo favorecer a produção de energia renovável, não devemos desperdiçá-la, pois países que não possuem grande oferta de recursos naturais para a produção desta, implementam outras soluções como: integração com outros mercados, resposta da demanda, usinas reversíveis, aperfeiçoamento dos preços e geração flexível, afim de evitar o desperdício de recurso, uma vez que escasso. Trazer o *constrained-off* como solução final, pode conduzir ao detrimento da busca de alternativas ao tratamento da origem do problema.

6.1 DA ANÁLISE

As análises consideradas neste estudo conseguiram valorar como esperado o cenário atual das situações de restrição. O método de cálculo apresenta valores satisfatórios, carregando uma margem de erro mínima, o que permite quantificar e qualificar tais dados.

6.2 DA REGULAMENTAÇÃO

A regulamentação do *constrained-off* tinha como motivação definir um regramento normativo para o tratamento dos casos, proporcionando segurança jurídica e evitando o imenso número de protocolização de pedidos de reconhecimento de eventos. Com isso, por meio do Despacho n° 2.303/19, a ANEEL deliberou a suspensão dos ressarcimentos protocolados a partir de agosto de 2019, considerando que o resultado da AP n° 034/2019 traria solvência aos pedidos.

A publicação da REN n° 927/2021, que ordenava os procedimentos e critérios de tratamento para eventos de *constrained-off*, presumia a solução para todos os casos. No entanto, ao contrário disso, criou-se uma atmosfera de descontentamento por parte dos agentes geradores, por de certa forma se sentirem prejudicados com a nova normativa.

Contudo, todas as partes envolvidas não medem esforços para busca por uma solução que esteja de acordo com o cenário atual do mercado, contribuindo sempre que solicitado nas consultas públicas inerentes a este tema, como por exemplo a CP n° 022/2022 e a CP n° 045/2019.

Sendo assim, adiante, será abordado as considerações realizadas acerca do tema.

6.2.1 Do ACR e ACL

Anterior a publicação da REN eram considerados para efeitos de ressarcimento todos os pedidos protocolados, sem distinção de mercado (ACR e ACL). Após sua publicação deliberou-se a diferenciação dos mercados aos casos protocolados antes da REN, ou seja, somente usinas do ACR teriam direito a ressarcimento, sendo que seriam considerados todos os casos que corresse após a publicação, independente do mercado.

Tal determinação gera um impacto financeiro negativo as geradoras do ACL, uma vez que, em certas decisões dos pedidos, foi concedido o direito de ressarcimento. Entretanto, o reconhecimento do ressarcimento para as usinas do ACL, após a REN, é um ótimo avanço na regulamentação deste assunto.

6.2.2 Da Apuração dos Montantes

A Resolução normativa ANEEL n° 109/2004, delibera a distinção do ambiente físico do ambiente contratual. Em resumo, a comercialização de energia, não necessariamente obriga a entrega física da energia. A natureza dos eventos de restrição, são de origem no ambiente físico.

O formato do cálculo do montante de frustração não faz tratamento adequado aos critérios de ambiente físico e do contratual, tomando como base o ressarcimento mensal. Ao analisar as variáveis utilizadas na apuração, no que diz respeito ao ACR, é necessário avaliar as características de cada leilão, a exemplo do leilão de energia nova por disponibilidade, onde se tem uma contabilização de entrega e ressarcimentos anual e quadrienal sem compromissos mensais, ou seja, o descasamento temporal pode gerar impactos negativos no ressarcimento do leilão, tendo em mente o conceito de contratação por quantidade.

Além disso, em resumo, a normativa busca o menor valor entre uma estimativa de geração e o compromisso no ACR, ou garantia física no caso do ACL, subtraindo da geração verificada. Tal equação impacta gravemente os geradores, dado que a sazonalização destes contratos é flat e a garantia física é uma média anual da geração, diferentemente da curva de geração que segue um perfil sazonal.

No que diz respeito a franquias de horas, este não pode ser inerente a análise de risco do empreendimento, pois a contratação da disponibilidade da rede elétrica é feita através do CUST, criando um contraponto, uma vez que os gerados pagam pela disponibilidade e não serão ressarcidos pela falta dela. Além disso, os agentes de geração não calcularam esta variável no levantamento do risco do empreendimento eólico, uma vez que o *constrained-off* para este tipo de fonte foi criado recentemente,

sendo levado em conta as orientações gerais da época [29]. Aliás, este critério gera impacto negativo uma vez que não se ajusta as características da sazonalidade da geração.

6.2.3 Da Classificação dos Eventos

A resolução classifica os eventos que devem ou não serem ressarcidos, sendo somente a razão de indisponibilidade externa passível de ressarcimento. Mas, independentemente da natureza da redução de geração, esta resultará em perdas financeiras para o agente gerador, por serem comandos imperativos do ONS, o gerador não possui controle ou previsibilidade.

Ou seja, apesar de existir uma previsão de ressarcimento, este ainda não contempla outras duas classificações de eventos, gerando prejuízos financeiros para ambos os ambientes de contratação, causados por um risco que não pode ser valorado ou mitigado por parte dos geradores.

Mesmo que, nos eventos de redução por razão de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica, não tenham origem no gerador, isto é, o gerador é obrigado a limitar sua geração, por indisponibilidade de equipamentos externos a suas instalações, estes não dão direito ao ressarcimento, apesar da similaridade a classificação compensável.

Ressalva-se que o dimensionamento do SIN é planejado pelo critério de confiabilidade n-1, assim dizendo, não ocorre interrupção do fornecimento, mesmo com a perda de qualquer elemento. Algumas medidas de afrouxamento dos critérios de confiabilidade foram executadas com sucesso em 2021, para encarar a crise hídrica e tiveram impactos positivos no aumento da exportação entre subsistemas.

Já para as restrições de razão energética, é de fácil entendimento que a impossibilidade de alocação de geração na carga se configura como um risco de mercado, sendo de responsabilidade do agente gerador, desde que, para outros motivos que não sejam este, não deverão ser classificados como razão energética. O que pode gerar dúvida sobre as peculiaridades desta classificação, ocasionando interpretações indevidas, quanto a breve descrição desta.

6.2.3.1 Do Critério de Sensibilidade

Desde o mês de julho de 2021, é adotado para programação diária da operação o uso de uma tabela de sensibilidade elétrica para definição da ordem de restrição de geração com critérios de segurança operativa [CTA-ONS DOP 1571/2021], ou seja, quanto maior o grau de sensibilidade da usina, menor será o montante de corte e o número de manobras operativas.

Com base no disposto acima, conforme a APINE se manifesta na CP 045/2019:

A adoção de um critério puramente técnico faz sentido apenas quando todas as fontes tiverem previsão de ressarcimento por *constrained-off* e que tal previsão seja isonômica. O problema agrava quando se considera apenas a sensibilidade como critério, uma vez que os fluxos de potência que se desejam controlar estão concentrados em determinadas regiões, geralmente nas interligações entre submercados, principalmente o FNESE. A aplicação do critério sensibilidade faz com que as restrições sejam comandadas pelo ONS reiteradamente nos mesmos empreendimentos, tornando injusto que apenas alguns agentes sejam impactados reiteradamente por algo que eles não deram causa. Ainda que haja uma espécie de “rodízio” entre as usinas restringidas, aquelas que estão localizadas mais distantes dos locais de maior sensibilidade sofrem pouca ou nenhuma restrição, em detrimento das demais. Essa constatação é percebida em análise expedita dos relatórios mensais emitidos pelos ONS.

O ONS, busca a melhor solução para o controle do SIN, entretanto, algumas soluções como esta, acabam não sendo a melhor opção, no que diz respeito a redução sem ressarcimento, sendo necessária a reavaliação das reações causadas pelo uso deste critério.

6.2.4 Da Consistência dos Dados

A realização dos cortes de geração, evidenciaram a necessidade de um modelo para estimar o potencial de geração nos momentos de restrição, caso nenhuma restrição fosse aplicada, objetivando um ressarcimento justo pela frustração.

Tem sido um grande desafio para o ONS adquirir dados consistentes para suas previsões, uma vez que lhe foi atribuído o dever da construção de modelos para auxiliar no ressarcimento do *constrained-off*. Apesar de o ONS disponibilizar vários recursos para que os agentes realizem correções em seus dados, os dados em tempo real ainda apresentam muitas inconsistências.

O que de certa forma prejudica tanto o ONS, na realização de boas estimativas, quanto o agente gerador, na hora de calcular o ressarcimento, tendo em mente que algumas das variáveis deste cálculo são estimadas através de dados anemométricos e é de responsabilidade do agente a entrega destes dados.

7 CONCLUSÃO

É impossível ignorar o crescimento substancial da produção de energia proveniente de usinas eólicas no Brasil. Tomando como referência as agendas mundiais do meio ambiente, o Brasil explora seu potencial de produção de energia através de fontes renováveis com sucesso.

A construção de empreendimentos de transmissão e distribuição, muitas vezes, não acompanha o crescimento acelerado da participação das usinas eólicas na matriz elétrica brasileira, o que certas vezes, estabelece um cenário de incerteza quando a disponibilidade do sistema para atender a geração desses novos empreendimentos, considerando a imprevisibilidade de geração desta fonte.

O aumento de geração advindas da fonte eólica, tem contribuído para fortalecer o SIN em relação aos riscos da crise hídrica como o racionamento de energia. Contudo, as características do SIN unidas a grande oferta de energia intermitente, causam a necessidade de manobras na Operação em Tempo Real pelo ONS, resultando em impactos aos geradores. Tais manobras, muitas vezes implicam na redução de geração, para aliviar certo prejuízo por parte do gerador, foi regulamentado o reconhecimento destes eventos denominados como redução de geração por *constrained-off*, que estabelece os procedimentos e critérios para apuração e pagamento. No entanto, a solução para esta situação, se demonstrou muito mais complexa do que o esperado, acarretando grandes discussões sobre o tema.

Com base nas considerações realizadas, é questionável que a regulamentação da redução por *constrained-off* de usinas eólicas está para ser resolvida, sendo necessária atenção de todas as partes envolvidas, na busca por um regramento que pondera e faz tratamento a todos os casos de forma concisa. A necessidade de se ter modelos com capacidade boa de previsão de ventos e geração de energia eólica, junto a aquisição de dados para operação em tempo real, ainda é um grande desafio a ser enfrentado.

O Brasil já está implementando e aprimorando soluções como o programa de Resposta da Demanda e a exportação de energia, para diminuir a necessidade de redução. Mas, além disso, é necessário reavaliar critérios e parâmetros que podem estar desatualizados, tendo como base a grande inserção de fontes renováveis que está mudando a antiga matriz hidrotérmica brasileira.

Organicamente, a redução dos ressarcimentos será consequência da melhora da qualidade dos sistemas de distribuição e transmissão de energia, trazendo benefícios tanto para o gerador quanto para os consumidores.

Por fim, a iniciativa do ONS de criar um site para dar transparência aos dados é louvável, porém a possibilidade de reprodução dos cálculos e a descrição dos motivos das classificações, ainda carece de atenção.

7.1 TRABALHOS FUTUROS

Considerando a necessidade da buscas de alternativas ao tratamento do *constrained-off*, adiante são sugeridos os temas para trabalhos futuros:

- Análise do *constrained-off* para usinas fotovoltaicas;
- Análise dos impactos das soluções que estão sendo implementadas no Brasil como: Resposta a demanda e exportação;
- Aprofundamento dos tópicos abordados nas reuniões e alterações futuras da legislação ou Reanalise na conclusão da discussão//implementação efetiva da resolução abordada neste trabalho.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Bloomberg New Energy Finance (BNEF). *ENERGIA EÓLICA. Boletim Anual de Geração Eólica*. Bloomberg New Energy Finance (BNEF). 2022.
- [2] ABEEólica. *BOLETIM DE GERAÇÃO EÓLICA NO BRASIL 2021. Os bons ventos do Brasil*. ABEEólica. 2021. Disp. em: <https://abeeolica.org.br/energia-eolica/dados-abeeolica/?slug=boletim-anual>.
- [3] ABEEólica. *ENERGIA EÓLICA. Os bons ventos do Brasil*. ABEEólica. 2022. Disp. em: <https://abeeolica.org.br/#>.
- [4] ANEEL. *Consulta 022/2022. Obter subsídios para o aprimoramento das Regras de Comercialização em atendimento à Resolução Normativa nº 927/2021, que estabeleceu procedimentos e critérios para apuração e pagamento de restrição de operação por Constrained-off de Usinas Eólicas*. Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL. 2021. Disp. em: <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas>.
- [5] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA ANEEL. *Sistema de Informação de Geração da ANEEL - SIGA. Capacidade de Geração do Brasil*. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA ANEEL. 2022. Disp. em: <https://antigo.aneel.gov.br/siga>.
- [6] ALESSANDRO D'AFONSECA CANTARINO. *DESPACHO Nº 1.151, DE 29 DE ABRIL DE 2022. SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS DE GERAÇÃO*. 2022. Disp. em: <https://pesquisa.in.gov.br/imprensa/>.
- [7] Sr. Alessandro D'Afonseca Cantarino. *CTA-ONS DOP 1571/2021. Limitação de geração para atendimento aos limites de transmissão de energia de acordo com critérios de segurança operativa*. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL – Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração – SRG. 2021. Disp. em: <http://www.ons.org.br/>.
- [8] Camara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. *CONCEITOS DE PREÇO. PLD*. CCEE. 2022. Disp. em: <https://www.ccee.org.br/precos/conceitos-precos>.
- [9] Camara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. *InfoMercado. Dados Horários de Consumo - Setembro/2022*. CCEE. 2022. Disp. em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/consumo>.
- [10] Camara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. *PAINEL DE PREÇOS. PLD*. CCEE. 2022. Disp. em: <https://www.ccee.org.br/precos/painel-precos>.

- [11] Camara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. *TODOS OS AGENTES DA CCEE. Quantidade de Agentes por Classe*. CCEE. 2022. Disp. em: <https://www.ccee.org.br/en/nossos-associados>.
- [12] Omega Energia. *O que é a CCEE e como ela funciona? CCEE*. Omega Energia. 2022. Disp. em: <https://www.omegaenergia.com.br/news/o-que-e-a-ccee-e-como-ela-funciona-omega-energia>.
- [13] Omega Energia. *O que é Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Livre (ACL)?* Omega Energia. 2022. Disp. em: <https://www.omegaenergia.com.br/news/o-que-e-ambiente-de-contratacao-regulada-acr-e-livre-acl?>.
- [14] Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL. *RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.030, DE 26 DE JULHO DE 2022. 27ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria*. Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL. 2022. Disp. em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp20144819_1.pdf.
- [15] Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL. *RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.030, DE 26 DE JULHO DE 2022. Consolida os atos regulatórios relativos ao programa da Resposta da Demanda; à prestação de serviços ancilares e adequação de instalações de centrais geradoras motivada por alteração na configuração do sistema elétrico; aos procedimentos e critérios para apuração e pagamento de restrição de operação por Constrained-off de usinas eólioelétricas; ao montante de energia elegível, a valoração e as condições de pagamento para os participantes do Mecanismo de Realocação de Energia do custo do deslocamento da geração hidrelétrica decorrente de geração termelétrica que exceder aquela por ordem de mérito e de importação de energia sem garantia física; e ao Excedente Financeiro e das Exposições Financeiras na contabilização de energia elétrica no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE*. Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL. 2022. Disp. em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211030.pdf>.
- [16] Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL. *RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 927, DE 22 DE MARÇO DE 2021. 1ª Reunião Pública Extraordinária da Diretoria*. Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL. 2021. Disp. em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021927_1.pdf.
- [17] Sinval Zaidan Gama. *CTA-ONS DOP 0261/2022. Atualização da indisponibilidade média das Funções de Transmissão*. Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. 2022. Disp. em: <http://www.ons.org.br/>.
- [18] JUSCELINO KUBITSCHEK. *Regulamenta os serviços de energia elétrica. DECRETO No 41.019, DE 26 DE FEVEREIRO DE 1957*. Casa Civil. 1957. Disp. em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/antigos.

- [19] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA MME. A ANEEL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA MME. 2021. Disp. em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/acesso-a-informacao/institucional>.
- [20] *NBR 10520. Informação e documentação — Citações em documentos — Apresentação*. Associação Brasileira de Normas Técnicas. Rio de Janeiro, ago. de 2002.
- [21] ONS. *ACOMPANHAMENTO DAS REDUÇÕES DE GERAÇÃO. Reduções de Geração por Razões Energéticas Elétricas – 2022 – 09_v1*. Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. 2022. Disp. em: <https://sintegre.ons.org.br/>.
- [22] ONS. *DADOS DE RESTRIÇÃO DE OPERAÇÃO POR CONSTRAINED-OFF DE USINAS EÓLICAS. Informações associadas à apuração das restrições de operação por Constrained-off nas usinas eólicas classificadas nas modalidades Tipo I, Tipo II-B e Tipo II-C*. Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. 2022. Disp. em: https://dados.ons.org.br/dataset/restricao_constrained_off_eolica.
- [23] ONS. *O sistema em números. EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA NO SIN - SETEMBRO 2022/ DEZEMBRO 2026*. Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. 2022. Disp. em: <http://www.ons.org.br/>.
- [24] ONS. *Procedimentos de Rede - Módulo 6 - Avaliação da Operação. Apuração da geração e de indisponibilidade de empreendimentos de geração - submódulo 6.5*. Operador Nacional do Sistema Elétrico- ONS. 2022.
- [25] ONS. *SINDAT - SISTEMA DE INFORMAÇÕES GEOGRÁFICAS CADASTRAIS DO SIN. Base de Dados Técnica*. Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. 2022. Disp. em: <http://sindat.ons.org.br/SINDAT/Home/ControleSistema>.
- [26] ONS. *SOBRE O ONS. O QUE É ONS*. Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. 2022. Disp. em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons>.
- [27] ONS. *Submódulo 26.2. Critérios para classificação da modalidade de operação de usinas*. Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. 2022. Disp. em: <http://www.ons.org.br/>.
- [28] Empresa de Pesquisa Energética - EPE. *Garantia Física*. Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Disp. em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/garantia-fisica>.
- [29] Presidência da República. *LEI Nº 13.655, DE 25 DE ABRIL DE 2018. AO-CE.NE.2SO - Operação dos Conjuntos Eólicos da Área 230 kV Sudoeste da Região Nordeste*. Presidência da República, Secretaria-Geral, Subchefia para

- Assuntos Jurídicos. 2022. Disp. em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2018/lei/113655.htm.
- [30] Juliana Melcop Schor. *Abertura do Mercado Livre de Energia Elétrica Vantagens e possibilidades do retail whelling no Brasil*. Vol. 1. Synergia, 2018.
- [31] Comércio e Mineração Secretaria da Indústria. *ENERGIA EÓLICA. DECRETO N 41.019, DE 26 DE FEVEREIRO DE 1957*. Bahia, governo - terra de todos nós. 2022. Disp. em: http://www.mdic.gov.br/sistemas_web/renai/public/arquivo/arq1345555081.pdf.
- [32] Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. *Manual de Procedimentos da Operação: Módulo 5 - Submódulo 5.13. RO-AO.BR.13 - Apuração de Restrição de Operação por Constrained-off de Usinas Eólicas*. Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. 2022. Disp. em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/mpo>.
- [33] Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. *Manual do SAGIC-WEB - Sistema de Apuração da Geração, Intercâmbio e Carga*. Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. 2022. Disp. em: <http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/>.
- [34] Mauricio T. Tomalsquim. *Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro*. Vol. 2. Synergia, 2015.

APÊNDICE A – TABELA DE DADOS - LISTAGEM DAS DO CONJUNTO E SUAS RESPECTIVAS UEE

Tabela 11 – Listagem das do Conjunto e suas respectivas UEE conectadas na SE IGD

Conjunto	Usina	Pot. Outorgada (kW)	Garantia Física (kW)
Araçás	Da Prata	21.840,00	10.100,00
Araçás	Dos Araçás	31.860,00	15.500,00
Araçás	Maron	30.240,00	12.100,00
Araçás	Pilões	30.240,00	11.400,00
Araçás	Tanque	30.000,00	13.900,00
Araçás	Ventos do Nordeste	23.520,00	10.100,00
Caetité 123	Caetité 1	29.400,00	-
Caetité 123	Caetité 2	29.400,00	12.900,00
Caetité 123	Caetité 3	29.400,00	11.200,00
Caetité A	Caetité A	23.800,00	12.100,00
Caetité A	Caetité B	22.100,00	10.900,00
Caetité A	Caetité C	8.500,00	4.300,00
Curva dos Ventos	Emiliana	28.200,00	14.200,00
Curva dos Ventos	Joana	28.200,00	13.500,00
Igaporã II	Alvorada	8.000,00	3.970,00
Igaporã II	Candiba	9.600,00	4.280,00
Igaporã II	Guanambi	20.800,00	8.480,00
Igaporã II	Guirapá	28.800,00	13.600,00
Igaporã II	Igaporã	30.400,00	13.950,00
Igaporã II	Ilhéus	11.200,00	5.040,00
Igaporã II	Licínio de Almeida	24.000,00	10.940,00
Igaporã II	N. S. da Conceição	28.800,00	12.430,00
Igaporã II	Pajeú do Vento	25.600,00	11.800,00
Igaporã II	Pindaí	24.000,00	11.050,00
Igaporã II	Planaltina	27.200,00	12.270,00
Igaporã II	Porto Seguro	6.400,00	2.730,00
Igaporã II	Rio Verde	30.400,00	16.610,00
Igaporã II	Serra do Salto	19.200,00	7.460,00
Morrão	Dourados	28.560,00	10.400,00
Morrão	Seraíma	30.240,00	17.500,00
Total	-	778.700,00	341.110,00

Fonte: [5] - Adaptado pelo autor

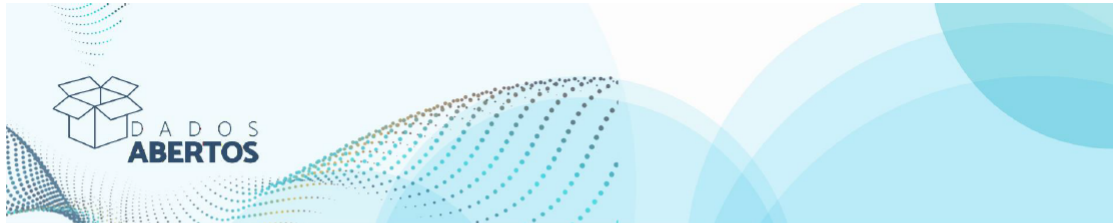
Tabela 12 – Listagem das do Conjunto e suas respectivas UEE conectadas na SE Pindaí II

Conjunto	Usina	Pot. Outorgada (kW)	Garantia Física (kW)
Folha de Serra	Jacarandá do Cerrado	21.000,00	9.500,00
Folha de Serra	Folha de Serra	21.000,00	9.700,00
Abil I	Abil	23.700,00	11.000,00
GPEXPAN	Coqueirinho 2	16.000,00	7.400,00
Abil I	Jabuticaba	9.000,00	4.500,00
Abil I	Pau Santo	18.900,00	9.200,00
Abil I	Tabua	15.000,00	7.400,00
Abil I	Vaqueta	23.400,00	10.700,00
GPEXPAN	Papagaio	10.000,00	4.900,00
GPEXPAN	Arapapá	4.000,00	2.200,00
GPEXPAN	Angical 2	10.000,00	5.100,00
GPEXPAN	Corrupião 3	10.000,00	4.200,00
GPEXPAN	Carcará	10.000,00	4.600,00
GPEXPAN	Acauã	6.000,00	3.100,00
GPEXPAN	Caititu 2	10.000,00	5.100,00
GPEXPAN	Caititu 3	10.000,00	4.700,00
GPEXPAN	Teiú 2	8.000,00	4.200,00
GPEXPAN	Tamanduá Mirim 2	16.000,00	7.400,00
GPEXPAN	Ararinha Azul	21.150,00	-
GPEXPAN	Corrupião II	18.800,00	-
GPEXPAN	Inhambú 2	16.450,00	-
GPEXPAN	Teiú 3	23.500,00	-
Caetité	Caetité	30.240,00	16.600,00
Caetité	Serra do Espinhaço	18.480,00	10.600,00
Caetité	Espigão	10.080,00	5.800,00
Pelourinho	Pelourinho	21.840,00	12.400,00
Pelourinho	Borgo	20.160,00	-
BW Guirapá I	Corrupião	27.750,00	13.700,00
BW Guirapá I	Angical	12.950,00	6.000,00
BW Guirapá I	Inhambu	31.450,00	15.500,00
BW Guirapá I	Teiu	16.650,00	8.200,00
BW Guirapá II	Tamanduá Mirim	29.600,00	13.600,00
BW Guirapá II	Coqueirinho	29.600,00	13.500,00
BW Guirapá II	Caititu	22.200,00	10.500,00
Total	-	592.900,00	241.300,00

Fonte: [5] - Adaptado pelo autor

ANEXO A – DICIONÁRIO DE DADOS ONS

Figura A.1 – Dicionário de dados ONS

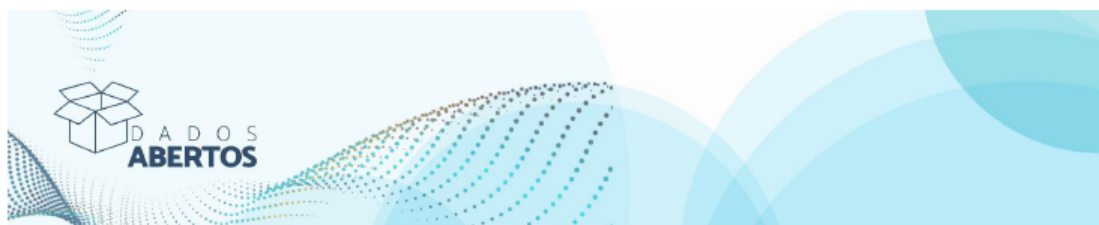


Data: 07-10-2022 - Página 1

RESTRIÇÃO DE OPERAÇÃO POR CONSTRAINED-OFF DE USINAS EÓLICAS

Descrição do Dado: Informações associadas à apuração das restrições de operação por Constrained-off nas usinas eólicas classificadas nas modalidades Tipo I, Tipo II-B e Tipo II-C.

Descrição	Código	Tipo de Dado	Formato	Permite valor nulo	Permite valor zerado	Permite valor negativo
Identificador do subsistema	id_subsistema	TEXTO	2 POSIÇÕES	Não	Não	Não
Nome do subsistema	nom_subsistema	TEXTO	60 POSIÇÕES	Não	Não	Não
Sigla do Estado	id_estado	TEXTO	2 POSIÇÕES	Não	Não	Não
Nome do Estado	nom_estado	TEXTO	30 POSIÇÕES	Não	Não	Não
Nome da Usina ou Conjunto de Usinas	nom_usina	TEXTO	60 POSIÇÕES	Sim	Não	Não
Data/Hora	din_instante	DATETIME	YYYY-MM-DD hh:mm:ss	Não	Não	Não
Valor da Geração	val_geracao	FLOAT		Não	Sim	Não
Valor da Geração Limitada por alguma Restrição	val_geracaolimitada	FLOAT		Sim	Sim	Não
Valor da Disponibilidade Verificada no Tempo Real	val_disponibilidade	FLOAT		Sim	Sim	Não



Data: 07-10-2022 - Página 2

Descrição	Código	Tipo de Dado	Formato	Permite valor nulo	Permite valor zerado	Permite valor negativo
Valor da Geração de referência (ou estimada)	val_geracaoreferencia	FLOAT		Sim	Sim	Não
Valor da Geração de Referência Final	val_geracaoreferenciafinal	FLOAT		Sim	Sim	Não
Código da razão da restrição, podendo ser: • REL – Razão de indisponibilidade externa (elétrica). • CNF – Razão de atendimento a requisitos de confiabilidade. • NE – Razão energética	cod_razao restricao	TEXTO	3 POSIÇÕES	Sim	Não	Não
Código da origem da restrição, podendo ser: • LOC – Local. • SIS – Sistemática	cod_origem restricao	TEXTO	3 POSIÇÕES	Sim	Não	Não

Fonte: [22]