

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

VICTOR HUGO BITTENCOURT

**ANÁLISE DO MONTANTE DO USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO
DE USINAS EÓLICAS EM FUNÇÃO DA SOBRE E SUBTULIZAÇÃO
DO PONTO DE CONEXÃO EM FUNÇÃO DO CUST**

FLORIANÓPOLIS, 2023.

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

VICTOR HUGO BITTENCOURT

**ANÁLISE DO MONTANTE DO USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO
DE USINAS EÓLICAS EM FUNÇÃO DA SOBRE E SUBTULIZAÇÃO
DO PONTO DE CONEXÃO EM FUNÇÃO DO CUST**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido
ao Instituto Federal de Educação, Ciência e
Tecnologia de Santa Catarina como parte
dos requisitos para obtenção do título de
Engenheiro Eletricista.

Orientador:
Prof. Edison A. C. Aranha Neto, Dr. Eng.

FLORIANÓPOLIS, 2023.

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

Bittencourt, Victor Hugo

ANÁLISE DO MONTANTE DO USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE USINAS EÓLICAS EM FUNÇÃO DA SOBRE E SUBTULIZAÇÃO DO PONTO DE CONEXÃO EM FUNÇÃO DO CUST / Victor Hugo Bittencourt; orientação de Edison A. C. Aranha Neto.
- Florianópolis, SC, 2023.

95 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) - Instituto Federal de Santa Catarina, Câmpus Florianópolis. Bacharelado em Engenharia Elétrica. Departamento Acadêmico de Eletrotécnica.
Inclui Referências.

1. Montante do Uso do Sistema de Transmissão (MUST).
2. Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).
3. Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão (TUST).
4. Contrato do Uso do Sistema de Transmissão (CUST). I. A. C. Aranha Neto, Edison. II. Instituto Federal de Santa Catarina. III. **ANÁLISE DO MONTANTE DO USO DO SISTEMA**

ANÁLISE DO MONTANTE DO USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE USINAS EÓLICAS EM FUNÇÃO DA SOBRE E SUBTULIZAÇÃO DO PONTO DE CONEXÃO EM FUNÇÃO DO CUST

VICTOR HUGO BITTENCOURT

Este trabalho foi julgado e adequado para obtenção do Título de Engenheiro Eletricista e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 15 de dezembro, 2023.

Banca Examinadora:

Edison A. C. Aranha Neto, Dr. Eng.

Everthon Taghori Sica, Dr. Eng.
IFSC

Waleska Karoline Garcia Juvenal, Tecg.º
Way2 Tecnologia

Este trabalho é todo dedicado aos meus pais, pois é graças aos seus esforços que hoje posso concluir o meu curso.

AGRADECIMENTOS

À minha família, alicerce inabalável do meu percurso acadêmico. Agradeço profundamente a meu pai, Sergio Bittencourt, e minha mãe, Milene Márcia Motter Bittencourt, pelo apoio incansável, amor incondicional e por serem fontes inesgotáveis de inspiração.

Aos meus avós, Jorge Ary Bittencourt e Terezinha Maria Bittencourt, que, com sabedoria e carinho, transmitiram valores que moldaram meu caráter e guiaram meus passos nesta jornada.

Ao meu orientador, Prof. Edison A. C. Aranha Neto, Dr. Eng., expresso minha profunda gratidão. Sua orientação, conhecimento e paciência foram cruciais para o desenvolvimento deste trabalho.

Ao Instituto Federal de Santa Catarina, pelo ambiente de aprendizado enriquecedor e pelos recursos disponíveis que possibilitaram a realização deste trabalho. Agradeço por ser parte desta instituição dedicada ao crescimento acadêmico e profissional dos seus alunos.

À Way2 Tecnologia, pela oportunidade de aplicar na prática os conhecimentos adquiridos ao longo do curso. Agradeço a experiência valiosa e pelos desafios que contribuíram significativamente para o meu aprendizado.

Aos meus amigos, verdadeiros pilares desta jornada. Suas palavras de incentivo, apoio mútuo e risadas compartilhadas tornaram os desafios mais leves e as conquistas mais significativas.

Este trabalho é dedicado a todos que, de alguma forma, contribuíram para o meu crescimento e sucesso acadêmico. Cada um de vocês deixou uma marca indelével nesta conquista.

*“Acalente sonhos. Seu futuro está em suas mãos”
(Mestre Masaharu Taniguchi)*

RESUMO

O monitoramento e o controle de injeção de potência elétrica em grandes usinas de energia é um desafio operacional aos agentes do setor, pois a potência injetada na rede básica é definida em contrato firmado com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), portando valores de potência acima do contratado acarretam encargos adicionais na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), assim como uma subutilização da demanda contratada resulta em um valor de TUST acima do ideal. Este trabalho analisa o Montante do Uso do Sistema de Transmissão (MUST) de geradores de energia eólica em relação à Taxa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST). O objetivo é realizar uma análise utilizando dados reais do Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE), obtidos por meio da plataforma operacional da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A pesquisa foca na apuração do MUST de um complexo de usinas eólicas, considerando aspectos regulatórios e sua relação com a contabilização financeira em função da TUST. Para a realização do estudo, foram definidas duas usinas de um complexo eólico com conexão direta à rede básica, onde serão utilizados dados reais, integralizados em 15 minutos, e realizados os cálculos de MUST verificado no ponto de conexão considerando 3 cenários de demanda contratada: contrato ideal, sobrecontratação e subcontratação. Desta forma, foram calculados os Encargos do Uso do Sistema de Transmissão (EUST) de cada usina e cenários, e feita a análise da diferença dos valores e impactos financeiros, considerando o mesmo valor da TUST. Com isso, este trabalho visa mostrar a importância da correta definição da demanda contratada, e os impactos financeiros que valores mal dimensionados de demanda contratada causam aos empreendimentos.

Palavras-chave: Montante do Uso do Sistema de Transmissão (MUST). Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão (TUST). Contrato do Uso do Sistema de Transmissão (CUST).

ABSTRACT

The monitoring and control of electrical power injection in large power plants pose operational challenges for industry stakeholders. The injected power into the grid is contractually defined with the National Electric System Operator (ONS), and exceeding the contracted power values results in additional charges in the Transmission Usage Tariff (TUST). Conversely, underutilization of the contracted demand leads to a TUST value higher than the ideal. This study examines the Transmission Usage Amount (MUST) of wind power generators in relation to the Transmission Usage Tariff (TUST). The goal is to conduct an analysis using real data from the Energy Data Collection System (SCDE), obtained through the operational platform of the Chamber of Electric Energy Commercialization (CCEE). The research focuses on determining the MUST for a wind power plant complex, considering regulatory aspects and its relation to financial accounting based on TUST. For this study, two wind plants directly connected to the grid within a wind complex were selected. Real data, integrated in 15-minute intervals, were used to calculate the MUST at the connection point for three contracted demand scenarios: ideal contract, over-contracting, and under-contracting. The Transmission Usage Charges (EUST) for each plant and scenario were calculated, and the difference in values and financial impacts were analyzed, assuming the same TUST value. Thus, this work aims to demonstrate the importance of accurately defining contracted demand and the financial impacts that improperly dimensioned demand values can have on enterprises.

Keywords: Transmission Use Amount (MUST). National Electric System Operator (ONS). Transmission Use Tariff (TUST). Transmission Use Contract (CUST).

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Sistema Interligado Nacional Brasileiro.....	22
Figura 2 - SAMUST	24
Figura 3 - Relação do módulo de Medição Física com o módulo de Medição Contábil.....	27
Figura 4 - Aquisição e integralização de dados.....	28
Figura 5 - Representação da relação das perdas para as redes compartilhadas y1, y2 e y3.....	29
Figura 6 - Representação da determinação de perda por rede compartilhada	30
Figura 7 - Critério para obtenção do desconto	39
Figura 8 - Conexão direta com rede básica - 1 bay.....	45
Figura 9 - Conexão direta com rede básica - 2 bays.....	46
Figura 10 - Conexão com 1 nível intermediário.....	47
Figura 11 - Topologia de conexão - Complexo Eólico Florianópolis.....	52
Figura 12 - Potência Ativa e MUSTv - UEE Campeche	57
Figura 13 - Potência Ativa e MUSTv - UEE Sambaqui.....	57
Figura 14 – Potência ativa, MUSTv e demanda contratada – UEE Campeche – Caso 2.....	61
Figura 15 - Potência ativa, MUSTv e demanda contratada – UEE Sambaqui – Caso 2.....	61
Figura 16 - Potência ativa, MUSTv e demanda contratada – UEE Campeche – Caso 3.1.....	63
Figura 17 - Potência ativa, MUSTv e demanda contratada – UEE Sambaqui – Caso 3.1.....	63
Figura 18 - Potência ativa, MUSTv e demanda contratada – UEE Campeche – Caso 3.2.....	66
Figura 19 - Potência ativa, MUSTv e demanda contratada – UEE Sambaqui – Caso 3.2.....	66

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Informações UEE Campeche	53
Tabela 2 - Informações UEE Sambaqui	53
Tabela 3 - Valores de MUSTv - Caso 1.....	58
Tabela 4 - Demanda Contratada - Caso 1	58
Tabela 5 - EUST sem desconto TUST - Caso 1.....	59
Tabela 6 - EUST com desconto TUST - Caso 1.....	59
Tabela 7 - Contabilização das usinas - Caso 1	60
Tabela 8 - Demanda contratada - Caso 2	60
Tabela 9 - Valores de MUSTv - Caso 1.....	61
Tabela 10 - EUST sem desconto TUST - Caso 2.....	62
Tabela 11 - EUST com desconto TUST - Caso 2.....	62
Tabela 12 – Demanda contratada e MUSTv – Caso 3.1.....	63
Tabela 13 - Relação MUSTv e demanda contratada - Caso 3.1.....	64
Tabela 14 - EUST com desconto na TUST - Caso 3.1.....	65
Tabela 15 - Demanda contratada e MUSTv – Caso 3.2.....	65
Tabela 16 - Relação MUSTv e demanda contratada - Caso 3.2.....	67
Tabela 17 - EUST sem desconto na TUST - Caso 3.1.....	67
Tabela 18 - Compilado EUST - Todos os cenários	67

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
CCEAR	Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
COG	Centro de Operação da Geração
CONER	Conta de Energia de Reserva
CUST	Contrato do Uso do Sistema de Transmissão
DIT	Demais Instalações de Transmissão
EUST	Encargo do Uso do Sistema de Transmissão
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
MUST	Montante do Uso do Sistema de Transmissão
$MUST_{per}$	Montante de Uso do Sistema de Transmissão contratado em caráter permanente
$MUST_v$	Montante do Uso do Sistema de Transmissão Verificado
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PIE	Produtor Independente de Energia
PIM	Plataforma Integrada de Medição
PIS	Parcela de Ineficiência de Sobrecontratação
Plu	Parcela de Ineficiência por Ultrapassagem
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas

RGR	Reserva Global de Reversão (RGR)
SAMUST	Sistema de Apuração dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão
SCL	Sistema de Contabilização e Liquidação
SCDE	Sistema de Coleta de Dados de Energia
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMF	Sistema de Medição para Faturamento
SSC	Supervisão e Controle
TUST	Tarifa do Uso de Sistema de Transmissão
TUST-RB	Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – Rede Básica
TUSD	Tarifa do Uso de Sistema de Distribuição
UC	Unidade Consumidora
UEE	Usina de Energia Eólica
UCM	Unidades de Coleta de Medição

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	Justificativa	16
1.2	Definição do Problema	17
1.3	Objetivo Geral.....	17
1.4	Objetivos Específicos	18
1.5	Estrutura do Trabalho.....	18
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	20
2.1	O setor elétrico – atual modelo.....	20
2.1.1	O Sistema Interligado Nacional.....	21
2.1.2	Operador Nacional do Sistema Elétrico	22
2.1.2.1	<i>Sistema de Apuração dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão</i>	<i>23</i>
2.1.3	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.....	24
2.1.3.1	<i>Sistema de Coleta de Dados de Energia</i>	<i>25</i>
2.1.4	Medição Física CCEE	26
2.1.4.1	<i>Aquisição de informações do SCDE</i>	<i>27</i>
2.1.4.2	<i>Integralização dos dados</i>	<i>28</i>
2.1.4.3	<i>Referência à rede básica</i>	<i>28</i>
2.1.4.4	<i>Tratamento da topologia para referenciar à rede básica.....</i>	<i>29</i>
2.1.4.5	<i>Participação no rateio de perdas da rede básica</i>	<i>30</i>
2.1.4.6	<i>Tratamento da topologia para referenciar à rede básica.....</i>	<i>31</i>
2.1.5	Medição Contábil CCEE	32
2.1.5.1	<i>Agregação de dados de pontos de medição</i>	<i>32</i>
2.1.5.2	<i>Cálculo dos fatores de perdas da rede básica de consumo e geração.....</i>	<i>33</i>
2.1.5.3	<i>Determinação das perdas da rede básica de consumo e geração</i>	<i>33</i>
2.1.5.4	<i>Consolidação das informações ajustadas de consumo e geração.....</i>	<i>34</i>
3	ASPECTOS REGULATÓRIOS ASSOCIADOS AOS MUST	35
3.1.1	Contratação do Uso do Sistema de Transmissão	35
3.1.1.1	<i>Contratação de uso do sistema de transmissão em caráter permanente ..</i>	<i>35</i>
3.1.2	Definição da metodologia para cálculos das tarifas de uso do sistema de transmissão.....	36
3.1.2.1	<i>Custos unitários e capacidades de transporte</i>	<i>36</i>
3.1.2.2	<i>Encargos e tarifas nodais.....</i>	<i>37</i>
3.1.3	Descontos aplicados à tarifa de uso do sistema de transmissão e distribuição	38
3.1.3.1	<i>Enquadramento de usinas no programa de desconto à tarifa de uso do sistema.....</i>	<i>38</i>
3.1.3.2	<i>Ultrapassagem da potência e perda do incentivo</i>	<i>39</i>
3.1.4	Apuração dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão	41
3.1.4.1	<i>Obtenção dos dados.....</i>	<i>41</i>
3.1.4.2	<i>Apuração mensal de ultrapassagem de Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) e disponibilização dos resultados.....</i>	<i>41</i>
3.1.4.3	<i>Apuração mensal de energia e disponibilização dos resultados para Uso do Sistema de Transmissão em caráter temporário e de importação/exportação</i>	<i>43</i>
3.1.4.4	<i>Parcela de ineficiência por ultrapassagem (PIU)</i>	<i>43</i>

3.1.5	Topologias de interligações com a rede básica e cálculos do MUST verificado.....	45
4	METODOLOGIA	49
4.1	Descrição da metodologia.....	49
4.1.1	Definição das usinas de geração de energia	49
4.1.2	Período dos casos de estudos	50
4.1.3	Obtenção dos dados de potência.....	50
4.1.4	Cálculo do MUST verificado das usinas.....	50
4.1.5	Definição da demanda contratada das usinas	51
4.1.6	Cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST).....	51
4.1.7	Cálculo do faturamento da usina.....	51
4.1.8	Análise dos resultados	51
4.2	Estudo de caso – Complexo Eólico Florianópolis	52
4.2.1	Informações e características das usinas e topologia de conexão – Complexo Eólico Florianópolis.....	52
4.2.2	Cálculos utilizados na apuração do MUST verificado – Complexo Eólico Florianópolis.....	53
4.2.3	Caso 1 - Análise com demanda contratada próxima do MUSTv do Complexo Eólico Florianópolis	57
4.2.4	Caso 2 - Análise com demanda contratada acima do MUSTv do Complexo Eólico Florianópolis	60
4.2.5	Caso 3 - Análise com demanda contratada abaixo do MUSTv do Complexo Eólico Florianópolis	62
4.2.5.1	Caso 3.1 – Sem perda no desconto da TUST.....	62
4.2.5.2	Caso 3.2 – Com perda no desconto da TUST	65
4.2.6	Análise dos resultados	67
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	70
	REFERÊNCIAS	73
	APÊNDICES	77
	APÊNDICE A – Dados de potência e MUSTv do Complexo Eólico Florianópolis	78
	APÊNDICE B – Dados de energia bruta e líquida do Complexo Eólico Florianópolis	83
	APÊNDICE C – Dados de potência ativa e MUSTv horários – Caso 3	86
	ANEXOS	88
	ANEXO A – Datasheet Aerogerador WEG AGW 110 /2.1	89
	ANEXO B – Valores de TUST-RB.....	91
	ANEXO C – PLD horário do submercado sul do mês de janeiro de 2023.....	92

1 INTRODUÇÃO

No final do século 20, mais precisamente na década de 90, o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) passou por uma reestruturação devido a nova regulamentação proposta pelo Ministério de Minas e Energia (MME), com isso, as empresas que compunham o sistema elétrico de potência foram divididas nas quatro vertentes existentes hoje - geração, transmissão, distribuição e comercialização (FILIETAZ, 2019, p.11). Essa reestruturação teve a finalidade de regulamentar o mercado de geração e propor o livre acesso aos sistemas de transmissão e às redes de distribuição de energia elétrica, trazendo às empresas responsáveis pela transmissão e distribuição uma grande padronização econômica, visto que a partir daquele momento começou a existir competição no setor (RUDNICK, 1996).

O órgão regulador brasileiro, Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), estabeleceu que para cada ponto de conexão com a rede de transmissão, denominada de Sistema Interligado Nacional (SIN), as distribuidoras informam um Montante de Uso do Sistema de Transmissão – MUST (LIMA, 2011). A partir destes montantes, são definidas as tarifas de uso da rede de transmissão, denominadas de tarifas nodais, estabelecendo os encargos de transmissão a serem pagos pelos Produtores Independentes de Energia (PIE) e distribuidoras de energia elétrica (JUVENAL, 2019).

O Sistema Interligado Nacional (SIN), o qual é operado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), integram as diferentes fontes de produção de energia e possibilitam o suprimento do mercado consumidor, onde esses consumidores podem ser grandes instalações conectadas diretamente ao SIN, ou a distribuidora de energia elétrica, que repassa a energia aos consumidores através das Demais Instalações de Transmissão – DIT (ONS, 2023b).

Os custos de investimento na rede de transmissão são pagos por todos os agentes que a utilizam, ou seja, geradores e consumidores, conectados na rede de transmissão, os quais remuneram a construção e operação da rede de transmissão através do Encargo do Uso do Sistema de Transmissão (EUST), que é o produto da Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão (TUST) pelo MUST. O cálculo correto dessa tarifa é importante para nortear para o sistema o aumento nos custos de transmissão ocasionados por determinado gerador, resultante da incorporação da TUST no seu

preço de energia, permitindo assim alguma coordenação entre os investimentos em geração e transmissão (PSR, 2018).

1.1 Justificativa

Os grandes produtores independentes de energia elétrica enfrentam, mensalmente, grandes desafios na operação de seus ativos. Entre esses desafios está o controle da potência de geração, tendo em vista que é firmado um contrato com o ONS onde é definido um montante máximo de energia elétrica que pode ser injetada na rede básica.

Esse montante de potência, também conhecido como demanda de geração, é medido em períodos de 15 minutos e integralizados de forma horário. O máximo valor obtido é comparado mensalmente com o MUST contratado e se o valor medido resultar abaixo do contratado, o montante a ser pago para a transmissora corresponderá à multiplicação entre o MUST e a TUST do ponto de conexão. Caso o valor medido ultrapasse o valor contratado, o agente de geração deverá pagar um valor adicional em sua tarifa, o qual refere-se à Parcela de Ineficiência por Ultrapassagem – PIU (LIMA, 2011).

Além da preocupação com os valores máximos que devem ser respeitados, existe a relação entre a potência de geração de energia elétrica e o MUST contratado, pois se o agente estiver com o MUST contratado subutilizado, ele pagará um valor de tarifa acima da capacidade da usina, assim como pagará mensalmente um valor elevado de Parcela de Ineficiência por Sobrecontratação – PIS (SILVA; BRITO; MENEZES; SILVA; BARCELOS; SOUZA, 2019).

Dentre todos os desafios envolvendo o Sistema Elétrico Brasileiro no âmbito operacional e regulatório, o controle da potência elétrica ativa torna-se um processo de suma importância, pois os valores de potência ativa acima da demanda contratada definida no Contrato do Uso do Sistema de Transmissão (CUST) junto ao ONS, geram adicionais no EUST e perda do desconto da tarifa associado ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA) aos agentes de geração.

Analogamente à ultrapassagem de potência ativa no ponto de conexão em relação à demanda contratada, um valor de potência muito abaixo impacta em um

valor do EUST discordante com a capacidade de geração da usina, pois quanto maior a demanda contratada definida no CUST, maior será a TUST, portanto o agente de geração pagará um valor de encargo do uso do sistema acima do necessário.

1.2 Definição do Problema

Um dos desafios dos Centros de Operação da Geração (COG) de grandes usinas de geração centralizada, é manter a potência de geração o mais próximo possível do MUST contratado definido no CUST. As usinas de geração de energia oriundas de fontes eólicas, possuem um desafio maior, pois não é possível ter um armazenamento de vento, diferentemente das usinas hídricas e térmicas, onde é possível controlar a geração através da alimentação de combustível, no caso de térmicas, e através da vazão da água de reservatórios, no caso de hídricas.

Tendo em vista que existem regulamentações associadas à geração de energia, cujo enfoque deste trabalho é o MUST, é preciso que os centros de operações tenham visibilidade acerca do perfil de geração, dos valores máximos e médios de potência medida e calculada.

Com enfoque nesse cenário, busca-se neste trabalho fazer uma análise real de usinas de geração de energia elétrica no âmbito da geração verificada, ou seja, da demanda de potência de geração, em comparação com o MUST contratado no CUST, elencando cenários com situações de ultrapassagens dos valores de MUST medidos e verificados em relação ao contratado e MUST subcontratados em comparação com o perfil de geração e a capacidade nominal e máxima da usina.

1.3 Objetivo Geral

Analisar, com base em dados reais, a apuração do MUST de um complexo de usinas de geração eólica, visando os aspectos regulatórios, assim como fazendo a relação com a contabilização financeira em função da TUST.

1.4 Objetivos Específicos

Visando atingir o objetivo geral, são definidos os seguintes objetivos específicos para o trabalho:

- a) apresentar os conceitos regulatórios necessários para apuração do MUST;
- b) realizar a apuração do MUST de um complexo de usinas eólicas localizado no submercado energia do sul;
- c) estudar os cenários de sobre e subcontratação do MUST contratado celebrado no CUST, verificando as consequências regulatórios e financeiras aos agentes de geração;
- d) identificar o CUST adequado das usinas em função do montante de geração e da TUST.

1.5 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está dividido em quatro capítulos principais, sendo o primeiro um capítulo introdutório, onde são apresentados os objetivos, justificativas e a problemática.

O segundo capítulo traz a fundamentação teórica com subcapítulos, onde são abordados assuntos que estão relacionados ao tema principal do presente trabalho em um contexto mais geral e abrangente, abordando temas gerais e essências para a execução do estudo. São abordados assuntos como: o setor elétrico e agentes do setor diretamente relacionados com a abordagem do MUST e tópicos de medição física e contábil.

O terceiro capítulo está mais focado aos assuntos relacionados aos aspectos regulatórios associados à apuração do Montante do Uso do Sistema de Transmissão, tais como: as topologias de conexão e equações associada à determinado layout de usinas; critérios associados ao desconto da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão; a obtenção de dados utilizadas nas apurações; e acerca da Parcela de Ineficiência por Ultrapassagem (PIU).

No quarto capítulo é onde se encontra a metodologia do estudo, onde são apresentadas as Usinas de Energia Eólica (UEE) utilizadas no estudo, assim como a topologia de conexão adotada. Também nesse capítulo, são mostrados os equacionamentos utilizados nos cálculos do MUST e os estudos dos cenários de contratação ideal, subcontratação e sobrecontratação da demanda contratada em função do montante verificado.

Por fim, no capítulo 5, são realizadas as considerações finais do estudo, onde são realizadas análises das possíveis causas da má definição da demanda contratada, assim como realizado o comparativo entre os cenários estudados na metodologia e os impactos financeiros entre cada caso.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Os agentes de geração conectados ao Sistema Interligado Nacional (SIN) enfrentam diversos desafios operacionais, tendo em vista que grandes usinas de geração de energia estão submetidas a regulamentações do setor, dentre elas o controle da potência elétrica no ponto de conexão com a Rede Básica (RB), cujo valor da potência que o agente de geração pode injetar é definido em contrato celebrado junto ao Operador Nacional do Sistema – ONS.

O agente de geração que não respeitar o montante de potência injetada ao ponto de ultrapassar o valor da demanda contratada, pode sofrer acréscimos na Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão (TUST), e, em situações mais graves, perder o desconto aplicado ao TUST (FONSECA, 2016). Analogamente à questão da ultrapassagem da demanda contratada, a subgeração em relação ao valor contrato também interfere na contabilização do empreendimento de geração, tendo em vista que o agente de geração pagará um valor de TUST elevado em relação à capacidade de geração da usina.

Assim, considerando todos os pormenores envolvendo a injeção de potência na RB em função da demanda contratada, será apresentado os conceitos julgados importantes para elaboração da fundamentação teórica acerca do tema.

2.1 O setor elétrico – atual modelo

Desde os anos 90, houve duas importantes transformações no modelo institucional do setor de energia elétrica. A primeira ocorreu com a privatização das empresas operadoras, iniciada pela Lei nº 9.427 em dezembro de 1996. Essa lei estabeleceu a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e determinou que a exploração dos recursos hidráulicos fosse concedida por meio de concorrência ou leilão, onde o maior valor oferecido pela outorga determinaria o vencedor (ANEEL, 2008).

A segunda mudança ocorreu em 2004, com a implementação do Novo Modelo do Setor Elétrico. Esse modelo tinha como principais objetivos garantir o suprimento seguro de energia, promover tarifas acessíveis e fomentar a inclusão social, especialmente por meio de programas de universalização, como o Luz para

Todos. Com a sua implementação, o Estado retomou a responsabilidade pelo planejamento do setor de energia elétrica.

Em 2004, uma das mudanças de destaque foi a substituição do critério utilizado para conceder novos empreendimentos de geração. Agora, nos leilões, o investidor que oferecesse o preço mais baixo para a venda da produção das futuras usinas seria o vencedor. Além disso, o novo modelo estabeleceu dois ambientes para a celebração de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), exclusivo para geradoras e distribuidoras, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), no qual participam geradoras, comercializadoras, importadores, exportadores e consumidores livres (ANEEL, 2008).

A nova configuração é fundamentada em grande parte nos alicerces estabelecidos na década de 90, durante o processo de liberalização do setor, após mais de 50 anos de controle governamental. Anteriormente, a maioria das atividades era rigidamente regulamentada e as empresas operadoras eram controladas pelo Estado (a nível federal e estadual), com um modelo verticalizado que abrangia geração, transmissão e distribuição.

2.1.1 O Sistema Interligado Nacional

Criado em 1998, segundo ANEEL (2004) o Sistema Interligado Nacional (SIN) é um “conjunto de instalações e de equipamentos que possibilitam o suprimento de energia elétrica nas regiões do país interligadas eletricamente, conforme regulamentação aplicável”. Em outras palavras, é um sistema hidro-termoeólico de grande porte, formando o sistema de produção e distribuição de energia elétrica (SOUZA, 2018).

O sistema energético brasileiro, abrangendo a geração, a transmissão e a distribuição de energia elétrica, envolve empresas atuantes nas regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Aproximadamente 1% da capacidade de produção elétrica do país ainda está localizada fora do SIN (EPE, 2023).

O sistema de transmissão no Brasil é conhecido como rede básica (RB), que consiste nos ativos de conexão das usinas e possíveis interligações internacionais. A RB engloba linhas de transmissão, barramentos, transformadores de

potência e equipamentos de subestação com tensão igual ou superior a 230 kV, bem como transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV. Os demais equipamentos pertencentes aos sistemas de transmissão, com tensões inferiores a 230 kV, são denominados de Demais Instalações da Transmissão (DIT). A Figura 1 contém o mapa do SIN.

Figura 1 - Sistema Interligado Nacional Brasileiro



Fonte: ONS (2023f).

2.1.2 Operador Nacional do Sistema Elétrico

Segundo ONS (2023a), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) e

pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica – 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 (ONS, 2023a).

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:

- a) 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;
- b) garantir que todos os agentes do setor elétrico tenham acesso à rede de transmissão de forma não discriminatória; e
- c) 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.

2.1.2.1 Sistema de Apuração dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão

O Sistema de Apuração dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (SAMUST) é a plataforma do ONS para apuração das diferenças entre o MUST contratado e o valor medido em cada ponto de conexão, por horário de contratação.

Permite ao agente de medição realizar a contestação dos dados. Assim como, os encargos apurados para cada usuário por ponto de conexão. Tais processos que serão detalhados no decorrer do projeto com os passos utilizados para apuração do MUST, conforme premissas do ONS (JUVENAL, 2019).

A Figura 2 mostra o layout do SAMUST, onde são realizadas as apurações e contestações.

Figura 2 - SAMUST

Início > Apuração da Ultrapassagem > Apuração do MUST
Apuração do MUST

Agente :
Empreendimento :
Ponto Conexão :

Maior Ultrapassagem
Data / Hora : 03/07/2010 02:30
Montante Ultrapassado (MW) : 119,4267
Montante Ultrapassado (%) : 374,38

Tipo Ação: Consistir

Anterior Próximo

C	C	Data / Hora	Origem	Must Verificado MW	Must Verificado (Usuário) MW	Must Atribuído MW	Valores Contratados MW					Ult
							P	T	F	RC	Total	
☐	☐	01/07/2010 00:15	CCEE	141.6442		141.6442	31.9000	0.0000	0.0000	0.0000	31.9000	
☐	☐	01/07/2010 00:30	CCEE	139.7966		139.7966	31.9000	0.0000	0.0000	0.0000	31.9000	
☐	☐	01/07/2010 00:45	CCEE	138.2861		138.2861	31.9000	0.0000	0.0000	0.0000	31.9000	
☐	☐	01/07/2010 01:00	CCEE	143.1518		143.1518	31.9000	0.0000	0.0000	0.0000	31.9000	
☐	☐	01/07/2010 01:15	CCEE	143.8416		143.8416	31.9000	0.0000	0.0000	0.0000	31.9000	
☐	☐	01/07/2010 01:30	CCEE	139.6253		139.6253	31.9000	0.0000	0.0000	0.0000	31.9000	
☐	☐	01/07/2010 01:45	CCEE	141.1848		141.1848	31.9000	0.0000	0.0000	0.0000	31.9000	
☐	☐	01/07/2010 02:00	CCEE	143.2757		143.2757	31.9000	0.0000	0.0000	0.0000	31.9000	
☐	☐	01/07/2010 02:15	CCEE	138.8131		138.8131	31.9000	0.0000	0.0000	0.0000	31.9000	
☐	☐	01/07/2010 02:30	CCEE	140.1624		140.1624	31.9000	0.0000	0.0000	0.0000	31.9000	

Evento(s) 1 a 10 de 2592 -- Página 1 de 260

Agrupar por: 10 Eventos

Consistir Salvar Exportar Cancelar Voltar

Fonte: Juvenal (2019).

2.1.3 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Segundo Brasil (2023a), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que possui regulação e fiscalização pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com a finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica.

A CCEE, dentre outras, possui as seguintes atribuições (BRASIL, 2023b):

- promover leilões de compra e venda de energia elétrica, desde que delegado pela ANEEL;
- manter o registro de todos os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) e os contratos resultantes dos leilões de ajuste, da aquisição de energia proveniente de geração distribuída e respectivas alterações;
- manter o registro dos montantes de potência e energia objeto de contratos celebrados no Ambiente de Contratação Livre - ACL;

- d) promover a medição e o registro de dados relativos às operações de compra e venda e outros dados inerentes aos serviços de energia elétrica;
- e) apurar o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) do mercado de curto prazo por submercado;
- f) efetuar a contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados e a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no mercado de curto prazo;
- g) apurar o descumprimento de limites de contratação de energia elétrica e outras infrações e, quando for o caso, por delegação da ANEEL, nos termos da convenção de comercialização, aplicar as respectivas penalidades; e
- h) apurar os montantes e promover as ações necessárias para a realização do depósito, da custódia e da execução de garantias financeiras relativas às liquidações financeiras do mercado de curto prazo, nos termos da convenção de comercialização.

2.1.3.1 Sistema de Coleta de Dados de Energia

O Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE) desempenha a função de coletar e processar diariamente os dados de medição, onde é nesse sistema que os pontos de medição são identificados e registrados para iniciar o processo de coleta de dados de medição. A aquisição desses dados é realizada de forma automatizada, seja diretamente dos medidores ou através da base de dados do agente (UCM). Esse sistema permite a realização de verificações lógicas com acesso direto aos medidores, garantindo maior confiabilidade e precisão dos dados coletados (CCEE, 2023a).

Com o SCDE, os agentes têm a facilidade de enviar os dados de medição para a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), além de terem a capacidade de acompanhar diariamente as informações enviadas.

O Sistema de Medição para Faturamento (SMF) é composto por medidores de energia, identificados como principal e retaguarda que contém as mesmas

características, por transformadores de potencial e de corrente, por canais de comunicação entre os agentes e a CCEE, bem como o sistema de coleta de dados de medição para faturamento (JUVENAL, 2019).

Segundo Juvenal (2019), os dados obtidos através da coleta do SMF são utilizados para:

- a) apuração dos EUST, bem como para cálculo da eficiência do CUST;
- b) aplicação da contabilização e liquidação da energia elétrica pela CCEE;
- c) questões operacionais de despacho;
- d) cálculo do fator de potência e perdas de transformação;
- e) acompanhamento de relatórios e consistência da medição; e
- f) envio ao ONS para apuração do MUST.

2.1.4 Medição Física CCEE

A geração e o consumo de energia dos agentes, incluindo as perdas associadas, são informações fundamentais para todo o sistema, sendo considerados como dados de entrada para uma contabilização (CCEE, 2023b).

Os dados de energia elétrica, coletados nos pontos de medição, pela CCEE, por meio do SCDE, são usados no Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL). A forma de coleta desses dados pelo SCDE garante a exatidão das grandezas obtidas nos prazos exigidos. O cálculo e a consideração das perdas de energia no sistema elétrico e as respectivas alocações aos pontos de medição são tratados no Processo de Medição, ilustrado na Figura 3, composto de duas etapas (CCEE, 2023b):

- i) medição física: que trata os dados coletados no SCDE, considerando os valores brutos adquiridos e a localização física dos pontos de medição, que impacta na alocação das perdas; e
- j) medição contábil: que trata das especificidades de cada agente, aplicando-lhes as normas legais e regulamentações vigentes, tendo como resultado as perdas associadas a cada ponto de medição de geração ou de consumo do sistema. Essa etapa do processo encontra-se detalhada no módulo de Regras denominado “Medição Contábil”.

A Figura 3 apresenta a relação do módulo de “Medição Física” com os demais módulos das Regras de Comercialização.

Figura 3 - Relação do módulo de Medição Física com o módulo de Medição Contábil



Fonte: CCEE (2023b).

As etapas do processo relacionadas à medição física serão apresentadas a seguir e brevemente explicadas ao longo deste tópico:

- a) aquisição de informações do SCDE;
- b) integralização dos dados;
- c) cálculo de perdas de rede compartilhada;
- d) determinação dos valores medidos ajustados;
- e) determinação das participações no rateio de perdas da rede básica;
- f) tratamento da topologia para referenciar à rede básica.

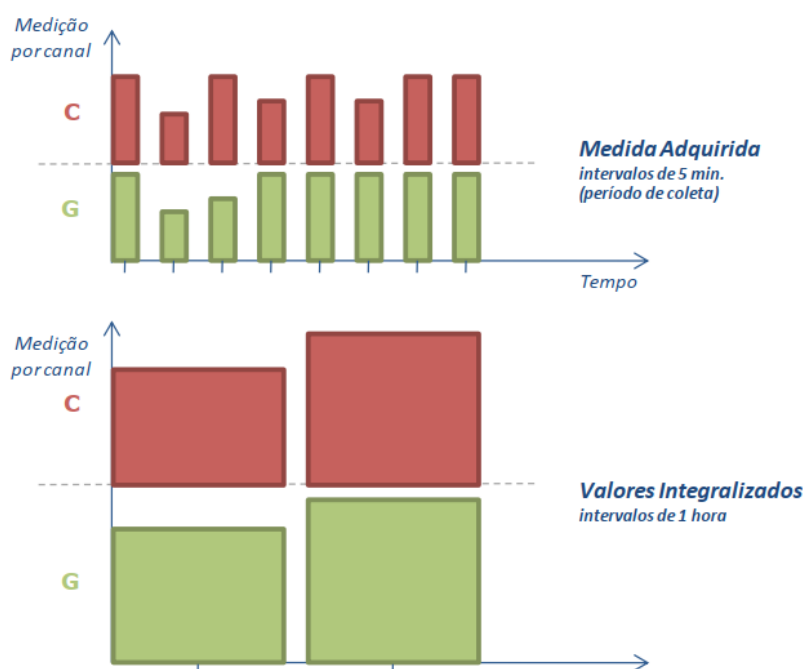
2.1.4.1 Aquisição de informações do SCDE

A medição física é o processo de coletar e preparar dados dos Sistemas de Medição para Faturamento (SMF) de agentes, transformando-os em informações válidas para contabilização. O Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE) adquire esses dados automaticamente das Unidades de Coleta de Medição (UCM) ou pontos de medição que atendem aos requisitos técnicos. O SCDE realiza inspeções lógicas para garantir a precisão dos dados. Quando transferidos para o Sistema de Contabilização (SCL), os dados são categorizados em canais de consumo e geração, bem como em entradas e saídas, ou fornecidos e recebidos, dependendo da terminologia utilizada (CCEE, 2023b).

2.1.4.2 Integralização dos dados

Os dados coletados e consolidados no SCDE estão em integralização de cinco minutos, porém para fins de contabilização, os dados são integralizados de forma horária para ambos os canais de geração e consumo, conforme ilustrado na Figura 4.

Figura 4 - Aquisição e integralização de dados



Fonte: CCEE (2023b).

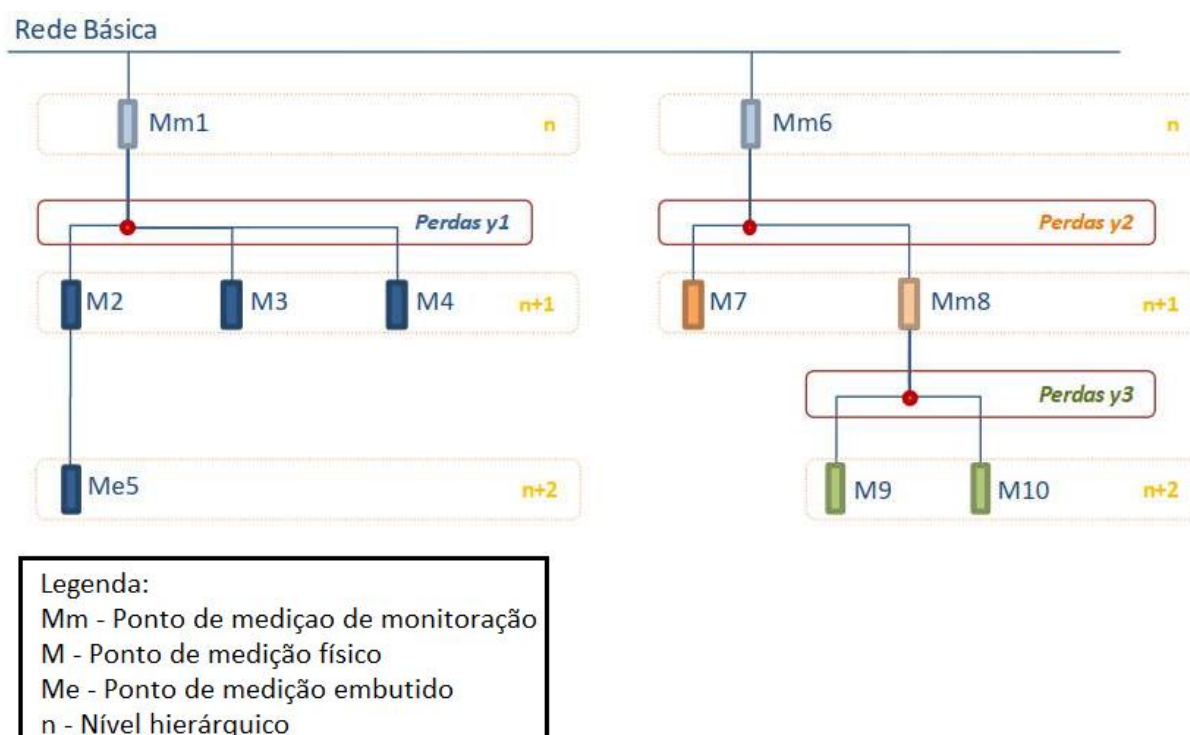
2.1.4.3 Referência à rede básica

Através da CCEE, é possível verificar a modelagem do ponto de medição frente à rede básica, se ele está conectado diretamente na rede básica, ou se existe uma rede secundária com compartilhamentos de outros pontos. Quando a topologia é relacionada a uma rede secundária, é realizado um cálculo, o qual é denominado cálculo de perdas de rede compartilhada, para refletir as medidas de geração e consumo referenciadas à Rede Básica – RB.

2.1.4.4 Tratamento da topologia para referenciar à rede básica

As perdas internas em uma rede compartilhada representam as perdas resultantes do transporte e transformação de energia dentro da própria rede. Ao utilizar a representação da topologia em árvore, essas perdas podem ser calculadas pela diferença entre os consumos, ou gerações, líquidos associados a dois níveis hierárquicos consecutivos na rede. A Figura 5 ilustra duas topologias indicadas por Mm, que se refere a um ponto de medição de monitoração, e Me, referente a um ponto de medição embutido (CCEE, 2023b).

Figura 5 - Representação da relação das perdas para as redes compartilhadas y1, y2 e y3



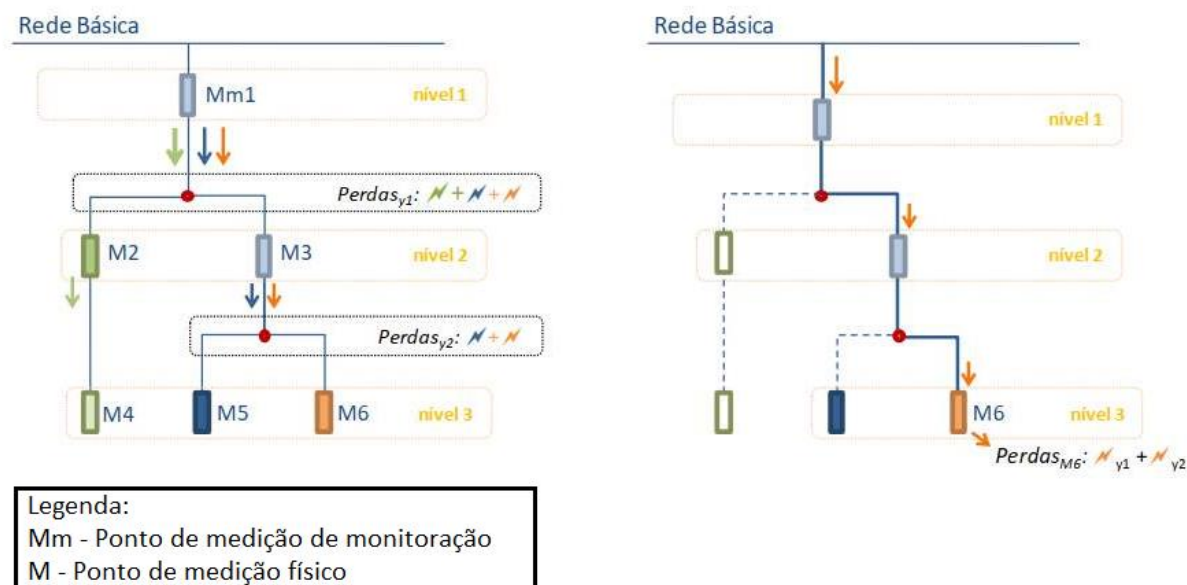
Fonte: Adaptado de CCEE (2023b).

O cálculo de rateio de perdas é realizado de forma equânime, onde há uma proporção do rateio de perdas em função da geração e consumo de energia elétrica do empreendimento localizado em uma rede secundária.

Para que o rateio seja feito de forma equânime, as perdas em uma rede compartilhada são alocadas por canal, na proporção dos valores medidos em cada ponto de medição, em cada nível hierárquico (n , $n+1$, $n+2$,...). As redes compartilhadas que estiverem modelando Demais Instalações de Transmissão (DIT) somente apresentarão dois níveis hierárquicos, tendo em vista o que consta em regulamentação específica. Entretanto, eventuais instalações compartilhadas poderão ser modeladas no segundo nível das DITs (CCEE, 2023b, p. 9).

Conforme ilustrado na Figura 6, a perda associada ao ponto de medição M6 corresponde a uma parcela da perda apurada na rede compartilhada y1, somada a uma parcela da perda apurada na rede compartilhada y2, uma vez que a energia medida no ponto M6 percorreu todo o caminho, desde a Rede Básica até o ponto de consumo, passando pelas redes y1 e y2.

Figura 6 - Representação da determinação de perda por rede compartilhada



Fonte: Adaptado de CCEE (2023b).

2.1.4.5 Participação no rateio de perdas da rede básica

Além das perdas internas em uma rede compartilhada, os pontos de medição também são afetados pelas perdas na rede básica. O tratamento das redes secundárias envolve a medição do consumo e geração para a rede básica, avaliando a conexão de cada ponto de medição com a rede básica. A contribuição de uma informação de consumo e geração para o cálculo das perdas na rede básica se refere apenas à quantidade de energia trocada entre a rede compartilhada onde estão localizados e a própria rede. Os pontos de medição que não fazem parte de uma rede compartilhada contribuem integralmente para as perdas de transmissão.

Em casos em que uma rede compartilhada tem um perfil consumidor, apenas a quantidade de energia consumida da rede básica é considerada no cálculo das perdas da rede básica. Já, para uma rede compartilhada com a característica

geradora, somente o montante entregue à rede básica é considerado para efeito do rateio de perdas da rede básica (CCEE, 2023b).

2.1.4.6 Tratamento da topologia para referenciar à rede básica

O tratamento dos dados em redes secundárias é fundamental para vinculá-las à Rede Básica e padronizar as informações coletadas dos pontos de medição. Isso é crucial para o processamento de contabilização de energia elétrica na CCEE. A estruturação dos pontos de medição em uma topologia lógica, como uma árvore, reflete as relações físicas, permitindo atribuir medições contábeis aos agentes de geração ou consumo com precisão. Essa abordagem segue a representação das conexões físicas no SCDE.

Uma rede compartilhada é composta por pontos de medição chamados de "raiz" ou "raízes", que se conectam à rede básica. Essas raízes podem estar ligadas a outros pontos de medição chamados de "descendentes", que por sua vez podem ter seus próprios descendentes. Os medidores que não têm descendentes são chamados de "terminais". Essa hierarquia ajuda a organizar e categorizar os pontos de medição em uma rede elétrica.

A descendência entre pontos de medição ocorre quando não há uma conexão direta com a rede básica. Isso pode acontecer de duas maneiras: o ponto de medição pode influenciar outro ponto de medição, ou pode estar conectado a uma rede secundária que é considerada uma rede compartilhada. Essa relação de descendência reflete como os pontos de medição estão interligados e organizados em uma rede elétrica.

Uma rede compartilhada é estruturada com base em uma topologia que começa com um ou mais pontos de medição de monitoração denominados "raiz" e inclui a identificação de todos os pontos de medição que fazem parte da mesma rede. Caso ocorra uma abertura na estrutura hierárquica, uma rede dependente ou secundária é iniciada por um medidor de monitoração. Essas redes compartilhadas são organizadas em camadas que correspondem aos diferentes níveis hierárquicos.

O primeiro nível inclui os pontos de medição que conectam a instalação principal à Rede Básica (raízes), enquanto os níveis subsequentes compreendem os

pontos de medição descendentes e os terminais. Essa estrutura hierárquica ajuda a organizar e categorizar os pontos de medição em uma rede elétrica compartilhada.

2.1.5 Medição Contábil CCEE

A medição contábil envolve os procedimentos de correção e agrupamento dos dados de medição, transformando-os em informações consolidadas que são categorizadas por tipo de ativo, podendo ser carga ou geração, e por agente associado à CCEE, onde esse processo é subsequente à medição física, que, conforme citado neste trabalho, trata dos dados coletados do SCDE (CCEE, 2023c).

O processo de medição contábil refere-se ao agrupamento de dados e atribui propriedade às informações coletadas dos pontos de medição, ao agregar essas informações em ativos de geração ou consumo de energia. Existem 4 etapas envolvidas no processo, as quais são:

- a) agregação de dados de pontos de medição;
- b) cálculo dos fatores de perdas da rede básica de consumo e geração;
- c) determinação das perdas da rede básica de consumo e geração;
- d) consolidação das informações ajustadas de consumo e geração.

2.1.5.1 Agregação de dados de pontos de medição

O processo de agregar os dados dos pontos de medição envolve a consolidação dos valores fornecidos pelos canais de consumo e de geração dos pontos de medição referenciados à rede básica, transformando-os em informações por ativos, que são contabilizados como cargas ou usinas. Esse conceito se aplica, por exemplo, quando se precisa determinar o consumo total de uma planta industrial com vários pontos de medição associados ou a geração total de uma usina que possui diversos pontos de medição de geração líquida. O processo de agregação simplifica a análise e a contabilização desses valores, tornando mais fácil o acompanhamento e o gerenciamento dos ativos de consumo e geração de energia (CCEE, 2023c).

A consolidação dos dados de medição depende da configuração elétrica e da localização dos pontos de medição, exigindo um tratamento individualizado

refletido no sistema de contabilização. A CCEE cadastra expressões exclusivas para cada ativo com base na análise de sua ligação elétrica ao Sistema Interligado Nacional e em sua influência sobre outros ativos. O resultado desse processamento são informações de medição não ajustadas, representando contabilmente o cenário físico dos agentes, antes de aplicar os fatores de perdas de geração e consumo da Rede Básica (CCEE, 2023c).

2.1.5.2 Cálculo dos fatores de perdas da rede básica de consumo e geração

As perdas elétricas no SIN, que ocorrem durante o transporte de energia pela rede básica, causam um desequilíbrio entre os dados de medição de produção e o consumo total de energia coletados pelo SCDE. Essas perdas representam a diferença entre a quantidade de energia produzida e a quantidade de energia efetivamente consumida devido a dissipações ao longo do processo de transmissão. Isso requer considerações especiais no tratamento dos dados de medição para garantir a precisão nos cálculos e na contabilização da energia elétrica (CCEE, 2023c).

O rateio das perdas elétricas, que considera a diferença entre a geração e o consumo total na rede básica, é fundamental no setor elétrico para evitar um desequilíbrio contábil. Sem esse rateio, os geradores seriam registrados com volumes de energia superiores ao consumo dos pontos de carga, causando um déficit contábil. Incorporar as perdas da rede básica nas medições dos agentes resolve esse problema, assegurando que a produção e o consumo estejam em equilíbrio e consistentes no mercado elétrico.

2.1.5.3 Determinação das perdas da rede básica de consumo e geração

Para garantir medições precisas de energia elétrica, é necessário ajustar os valores de geração e consumo levando em conta as perdas na Rede Básica. Esses ajustes são feitos aplicando as perdas calculadas aos dados de geração e consumo que participam do rateio. É importante destacar que usinas não interligadas à rede básica, com exceção das consideradas em contratos iniciais, não devem ser incluídas

no cálculo das perdas elétricas. Isso assegura a acurácia das medições no sistema elétrico.

Em contrapartida, todas as parcelas de carga participam do rateio de perdas da rede básica na proporção de seu consumo suprido por energia proveniente dessa rede.

2.1.5.4 Consolidação das informações ajustadas de consumo e geração

Após identificar os volumes participantes e isentos do rateio de perdas na Rede Básica, os dados de medição dos ativos cadastrados são ajustados nos seguintes aspectos:

- e) geração final por usina;
- f) geração final de teste por usina;
- g) consumo por carga; e
- h) consumo da geração final por usina.

Uma vez concluído o processo de ajuste dos dados de medição contábil, ocorre a consolidação das informações de consumo e geração, propriedade de cada agente, categorizadas por período de comercialização e o submercado de energia elétrica. Esse processo visa a compilar os dados de maneira organizada e útil para análise e gestão no setor elétrico.

3 ASPECTOS REGULATÓRIOS ASSOCIADOS AOS MUST

Os aspectos regulatórios associados ao MUST vão desde a celebração do Contrato do Uso do Sistema de Transmissão (CUST) até os impactos da alta injeção de potência no ponto de conexão. Os conceitos regulatórios serão abordados neste tópico.

3.1.1 Contratação do Uso do Sistema de Transmissão

Os Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST) são devidos por todos os usuários a partir do produto entre as Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e os Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUST), por ponto de conexão e horário de contratação (ANEEL, 2015).

Os MUST são determinados pelo maior valor entre o contratado e o verificado por medição de potência elétrica em cada ponto de conexão e horário de contratação, sendo esses separados em horário de ponta e horário fora de ponta.

3.1.1.1 Contratação de uso do sistema de transmissão em caráter permanente

Os tópicos elencados abaixo citam as principais informações relacionadas ao contrato do uso do sistema de transmissão em caráter permanente (ANEEL, 2015):

- a) CUST permanente deve conter o MUST para 4 anos civis subsequentes;
- b) definido em horário de ponta e fora de ponta;
- c) os pontos de conexão a serem utilizados para a contratação dos MUST por distribuidoras são as fronteiras com a Rede Básica ou com as Demais Instalações de Transmissão (DIT) de uso em caráter compartilhado entre distribuidoras, a partir dos quais elas demandem potência elétrica;
- d) MUST contratado por Unidade Consumidora (UC) é o máximo valor anual de demanda de potência elétrica por ponto de conexão e horário de contratação;

- e) os MUST para os 4 anos civis deverão ser informados ao ONS até o dia 31 de outubro de cada ano, para vigorar a partir de 1º de janeiro do ano subsequente;
- f) caso não seja informado o MUST até a data prevista, será contratado o valor do terceiro ano para o quarto;
- g) os MUST de contratos em caráter permanente de unidades consumidoras e de distribuidoras poderão ser aumentados mediante Parecer de Acesso específico;
- h) limitado a 4 aumentos do MUST por ponto de conexão e período de contratação para o ano civil em curso; e
- i) a solicitação de aumento deve ser realizada com antecedência de 90 dias.

3.1.2 Definição da metodologia para cálculos das tarifas de uso do sistema de transmissão

A abordagem utilizada para calcular as tarifas é fundamentada na estimativa dos custos que os usuários impõem à rede durante os períodos de máxima demanda, considerando a condição de operação normal ou permanente. Esses cálculos levam em consideração os custos de investimento, operação e manutenção da infraestrutura mínima necessária para transportar os fluxos de energia que ocorrem durante tais períodos (ANEEL, 2015).

Os encargos são ajustados ao montante necessário para cobrir os custos de serviço do sistema de transmissão, através de valor aditivo à tarifa de cada barra, de forma a preservar a relatividade dos encargos entre os diversos agentes usuários (ANEEL, 2022).

3.1.2.1 Custos unitários e capacidades de transporte

Na determinação das tarifas e encargos nodais, são empregados custos unitários para cada componente do sistema, com base no Banco de Preços de Referência da ANEEL. Além disso, são considerados os valores padronizados de capacidade de transporte, segmentados por nível de tensão. Essa abordagem visa

estabelecer uma base consistente para o cálculo e a alocação dos custos relacionados aos elementos do sistema elétrico (ANEEL, 2022).

3.1.2.2 Encargos e tarifas nodais

Para calcular os encargos dos usuários dos sistemas de transmissão, são determinadas as tarifas nodais por meio da resolução do modelo locacional. Essa resolução é obtida construindo-se uma matriz de sensibilidade que relaciona os fluxos de potência nas diferentes instalações com a potência injetada em cada barra do sistema. Essa matriz de sensibilidade é derivada da matriz de impedâncias calculada durante o processo de solução do fluxo de potência linear. Cada sensibilidade é determinada pela Equação 1 (ANEEL, 2022):

$$\beta_{Lb} = \frac{d F_L}{d l_b} \quad (1)$$

Onde:

β_{Lb} = é o fluxo incremental resultante na instalação L devido ao incremento da demanda ou da geração na barra b

F_L = é o fluxo de potência na instalação L

l_b = é a potência injetada ou retirada na barra b

Através destes coeficientes determinam-se os custos associados a uma unidade de incremento na demanda ou na geração em cada barra do sistema de acordo com a Equação 2:

$$\pi_b = \sum_{L=1}^{Linhas} \beta_{Lb} \times Cust_L \times Carr_L \quad (2)$$

Onde:

π_b = tarifa nodal da barra b

β_{Lb} = é a sensibilidade da instalação L em relação à barra b

$Cust_L$ = é o custo unitário da instalação L

$Carr_L$ = fator de carregamento da instalação L

3.1.3 Descontos aplicados à tarifa de uso do sistema de transmissão e distribuição

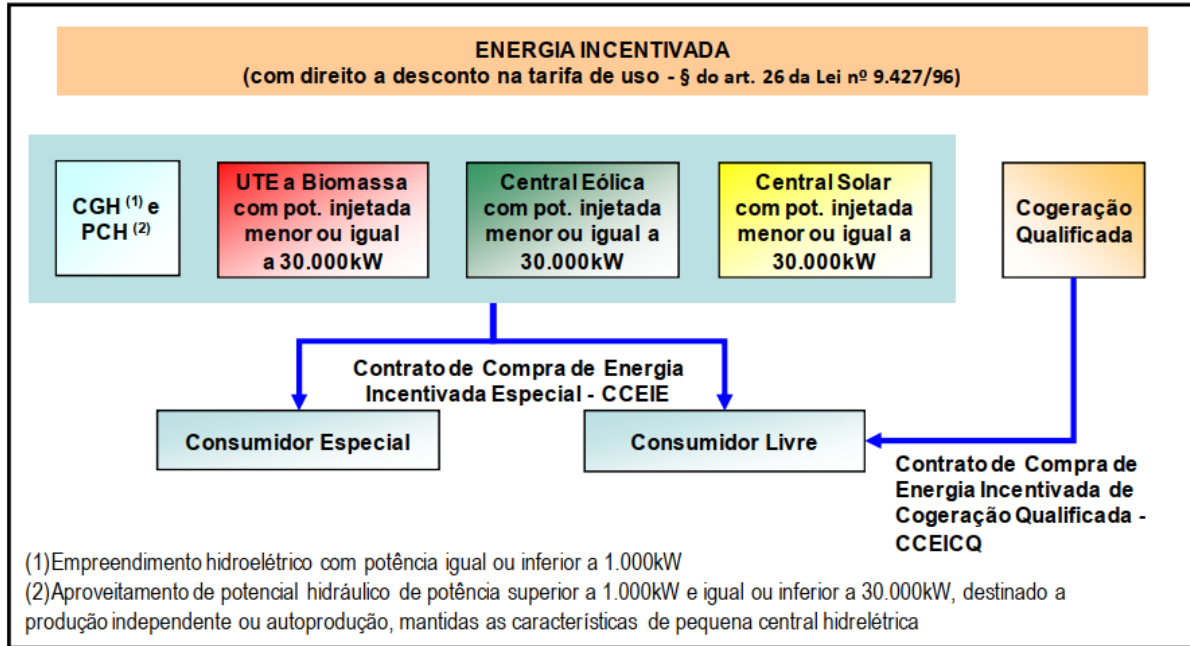
A legislação brasileira busca promover o desenvolvimento de fontes alternativas de energia elétrica, oferecendo incentivos tanto para empreendedores quanto para consumidores que investem nesse setor. Visto esse incentivo, a Lei nº 9.427, de 1996, permitiu que empreendimentos enquadrados em critérios específicos, como Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e usinas de fontes renováveis (solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada), obtivessem descontos de pelo menos 50% nas Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST) e de Distribuição (TUSD), afetando a produção e o consumo da energia comercializada (CCEE, 2023d).

A Resolução Normativa nº 77/2004 estabeleceu procedimentos relacionados a esse desconto, enquanto a Resolução Normativa nº 247/2006 definiu condições para a comercialização de energia elétrica de empreendimentos de fontes primárias incentivadas, abrangendo consumidores especiais com cargas iguais ou superiores a 500 kW. Essas medidas visam fomentar o uso de fontes alternativas de energia e promover o crescimento sustentável do setor elétrico (CCEE, 2023d).

3.1.3.1 Enquadramento de usinas no programa de desconto à tarifa de uso do sistema

De acordo com a Resolução Normativa nº 77/2004, os empreendimentos de geração de energia incentivada podem ter direito a uma redução nas tarifas de transporte (TUSD/TUST) de 50%, 80% ou 100%. Essa redução é aplicada tanto à produção quanto ao consumo da energia comercializada. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é responsável por emitir um ato autorizativo que determina o percentual de desconto ao qual a usina terá direito, com base em critérios estabelecidos pela legislação. A Figura 7 mostra os critérios para obtenção do desconto:

Figura 7 - Critério para obtenção do desconto



Fonte: CCEE (2023b).

3.1.3.2 Ultrapassagem da potência e perda do incentivo

Para empreendimentos de geração de energia que participam da comercialização de Energia Especial, a verificação mensal da potência injetada é realizada. Se houver ultrapassagem dos limites estabelecidos em mais de três períodos de comercialização, a usina perde completamente o desconto aplicado às TUST e TUSD (CCEE, 2023d).

Para usinas não hidráulicas de geração incentivada especial ou de cogeração qualificada, o sinalizador mensal de ultrapassagem do limite de potência injetada de 30MW é calculado para cada mês, verificando a ultrapassagem horária do limite de potência estabelecido. Isso é feito conforme a Equação 3:

$$\begin{cases} \sum_{jem} UPI_{30_{p,j}} > 3 \therefore ULPI_{30_{p,j}} = 1 \\ \sum_{jem} UPI_{30_{p,j}} \leq 3 \therefore ULPI_{30_{p,j}} = 0 \end{cases} \quad (3)$$

Onde:

$ULPI_{30_{p,j}}$ = é o sinalizador mensal de ultrapassagem da potência injetada acima de 30 MWm da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$UPI_{30_{p,j}}$ = é o sinalizador horário de ultrapassagem da potência injetada acima de 30 MWm da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

A verificação de ultrapassagem horária do limite de potência injetada acima de 30 MW é realizada a partir da medição de geração da usina não ajustada pelas perdas da rede básica, acrescida das perdas da rede compartilhada que foram abatidas da geração usina. Desta forma, o sinalizador horário de ultrapassagem da potência injetada no ponto de conexão será determinado conforme Equação 4:

$$\begin{cases} MED_{G_{p,j}} + \left(\sum_{\substack{i \in p \\ i \in IA}} (P_{G_{i,j}} + P_{C_{i,j}}) \right) > 30 \therefore UPI_{30_{p,j}} = 1 \\ MED_{G_{p,j}} + \left(\sum_{\substack{i \in p \\ i \in IA}} (P_{G_{i,j}} + P_{C_{i,j}}) \right) \leq 30 \therefore UPI_{30_{p,j}} = 0 \end{cases} \quad (4)$$

Onde:

$UPI_{30_{p,j}}$ = é o sinalizador horário de ultrapassagem da potência injetada acima de 30 mw médios da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MED_{G_{p,j}}$ = é a medição de geração da usina não ajustada por parcela de usina “p” por período de comercialização “j”

$P_{G_{i,j}}$ = é a perda associada ao canal de geração do ponto de medição “i” no período de comercialização “j”

$P_{C_{i,j}}$ = é a perda associada ao canal de consumo do ponto de medição “i” no período de comercialização “j”

IA = é o conjunto de pontos de medição cujas perdas associadas devem ser atribuídas ao medidor “i”

Após a determinação do sinalizador mensal de ultrapassagem, é verificado se ocorreu reincidência na ultrapassagem da potência injetada de 30 MW e 50 MW para cada usina, considerando um histórico de 12 meses anteriores ao mês de

apuração. Se for identificada a reincidência da ultrapassagem, a usina estará sujeita a alterações em sua modelagem como uma penalidade (CCEE, 2023d).

3.1.4 Apuração dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão

A apuração do MUST envolve várias etapas, desde a obtenção dos dados até o cálculo da potência líquida, considerando o rateio de perdas proporcional à geração, e contestação dos valores apurados pelo ONS no SAMUST.

3.1.4.1 Obtenção dos dados

O ONS obtém o Montante de Uso do Sistema de Transmissão Verificado ($MUST_v$) em intervalos de 15 minutos por ponto de conexão dos agentes que possuem CUST. Essa obtenção é baseada nos dados coletados no SMF da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (ONS, 2023e).

Em caso de falta ou inconsistência de dados do SMF, o ONS considera os dados do Sistema de Supervisão e Controle (SSC) do ONS. Atrelados à questão de falta, ou inconsistência de dados, é possível que seja solicitada dados e informações complementares necessários ao processo de apuração de MUST aos agentes envolvidos.

3.1.4.2 Apuração mensal de ultrapassagem de Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) e disponibilização dos resultados

O ONS compara o $MUST_v$ por ponto de conexão dos agentes de distribuição, agentes de geração e unidades consumidoras com o Montante de Uso do Sistema de Transmissão contratado em caráter permanente ($MUST_{per}$), conforme estabelecido nos CUST. Se forem identificados períodos em que o $MUST_v$ é superior ao $MUST_{per}$, esses períodos são considerados eventos de ultrapassagem de MUST.

O ONS, durante os eventos de ultrapassagem de Metas de Uso do Sistema de Transmissão (MUST), realiza a identificação daqueles que são passíveis de aplicação da Parcela de Ineficiência por Ultrapassagem (PIU), levando em consideração o tipo de agente envolvido. Nesse processo de apuração, são

considerados tanto a execução flexível dos Cálculos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) quanto a reserva de capacidade, de acordo com o tipo do agente em questão:

- a) no caso de agentes de distribuição, a execução do CUST em caráter flexível é realizada mediante solicitação do agente;
- b) no caso de unidades consumidoras, a execução do CUST em caráter flexível ocorre automaticamente quando o $MUST_v$ excede 105% do valor contratado em caráter permanente. A execução do CUST em caráter de reserva de capacidade é feita mediante solicitação do agente; e
- c) no caso de unidades consumidoras com $MUST_{per}$ igual a zero, a execução do CUST em caráter de reserva de capacidade ocorre quando há demanda de potência elétrica no ponto de conexão contratado.

São disponibilizados aos agentes envolvidos os $MUST_v$ classificados como ultrapassagem de MUST, aqueles passíveis de aplicação da Parcela de Ineficiência por Ultrapassagem (Plu), os pontos de medição, as equações utilizadas para obter os $MUST_v$ e os valores financeiros correspondentes.

Os agentes envolvidos revisam os $MUST_v$ classificados como ultrapassagem de MUST e, se necessário, informam ao ONS sobre divergências relacionadas às medidas ou previsão de exclusão da PIU. Os que discordarem da apuração dos dados, informações ou classificações dos eventos podem formalizar ao ONS a existência de divergências.

As contestações feitas pelos agentes e as indicações de previsão de exclusão da Parcela de Ineficiência por Ultrapassagem (PIU) são analisadas pelo ONS, quando apresentadas. Essa análise ocorre sem prejudicar a continuidade do processo de apuração do MUST e da apuração dos serviços e encargos da transmissão. Caso não haja manifestação do agente no prazo estabelecido, o ONS considera os eventos consistidos automaticamente por decurso de prazo.

3.1.4.3 Apuração mensal de energia e disponibilização dos resultados para Uso do Sistema de Transmissão em caráter temporário e de importação/exportação

No caso de haver CUST em caráter temporário e CUST relacionados à importação/exportação de energia, o ONS verifica, por ponto de conexão, se há ocorrência de *MUST* maior que zero e disponibiliza, desta forma, aos agentes envolvidos os períodos em que foi constatado o *MUST* maior que zero, por ponto de conexão, bem como o valor financeiro correspondente à energia total medida no mês.

Os agentes envolvidos revisam os dados, informações e classificações dos eventos apurados e, caso discordem, formalizam ao ONS a existência de divergências, onde, no caso de ausência de manifestação do agente dentro do prazo estabelecido, o ONS considera os eventos como confirmados automaticamente devido à expiração do prazo.

A Equação 5 define a condição para aplicação da PIU:

$$MUST_v > 101\% \text{ de } MUST_{per} \quad (5)$$

Onde:

$MUST_v$ = MUST Verificado

$MUST_{per}$ = MUST em caráter permanente

3.1.4.4 Parcela de ineficiência por ultrapassagem (PIU)

Conforme descrito por ANEEL (2015), para as centrais e geração, a tarifa de ultrapassagem será aplicada por ponto de conexão à potência injetada que for superior a 101% (cento e um por cento) do MUST contratado, onde, nos meses em que houverem as ultrapassagens de potência injetada associada a central de geração, o ONS apurará a parcela de ineficiência por ultrapassagem segundo a Equação 6:

$$PI_{U-G} = 3 \times \sum [(P_{maxi} - 1,01 \times MUST_i) \times TUST_{GER}] \quad (6)$$

Onde:

PI_{U-G} = parcela de ineficiência por ultrapassagem a ser cobrada da central de geração, em R\$, quando seu valor for maior que zero

P_{maxi} = potência elétrica máxima mensal medida no ponto de conexão i, em kW

$MUST_i$ = MUST contratado em caráter permanente no ponto de conexão i, em kW

$TUST_{GER}$ = TUST do ciclo tarifário vigente estabelecida para a central de geração, em R\$/kW.mês

Para usinas centralizadoras de geração com finalidade de autoprodução ou classificada como produtor independente de energia com CUST em caráter de reserva de capacidade, a tarifa de ultrapassagem será aplicada por ponto de conexão à demanda que exceder 105% (cento e cinco por cento) do MUST contratado nesta modalidade, e a parcela de ineficiência por ultrapassagem será calculada conforme Equação 7.

$$PI_{U-GR} = 3 \times \sum [(D_{max-Pi} - 1,05 \times MUST_{PiRC}) \times TUST_{RB-Pi}] + 3 \times \sum [(D_{max-FPi} - 1,05 \times MUST_{FPiRC}) \times TUST_{RB-FPi}] \quad (7)$$

Onde:

PI_{U-GR} = parcela de ineficiência por ultrapassagem ao MUST contratado em caráter de reserva de capacidade a ser cobrada, em R\$, quando seu valor for maior que zero

D_{max-Pi} = demanda máxima mensal medida no ponto de conexão i, em kW

$MUST_{PiRC}$ = MUST contratado em caráter de reserva de capacidade no ponto de conexão i no horário de ponta, em kW

$TUST_{RB-Pi}$ = TUST-RB para o ponto de conexão i, no horário de ponta no mês da ultrapassagem, em R\$/kW.mês

$D_{max-FPi}$ = demanda máxima mensal medida no ponto de conexão i no horário fora de ponta, em kW

$MUST_{FPiRC}$ = MUST contratado em caráter de reserva de capacidade no ponto de conexão i no horário fora de ponta, em kW

$TUST_{RB-FPi}$ = TUST-RB para o ponto de conexão i, no horário fora de ponta no mês da ultrapassagem, em R\$/kW.mês

Os valores verificados pelo ONS serão encaminhados aos agentes responsáveis até o 16º dia útil do mês seguinte ao da ocorrência para que os usuários

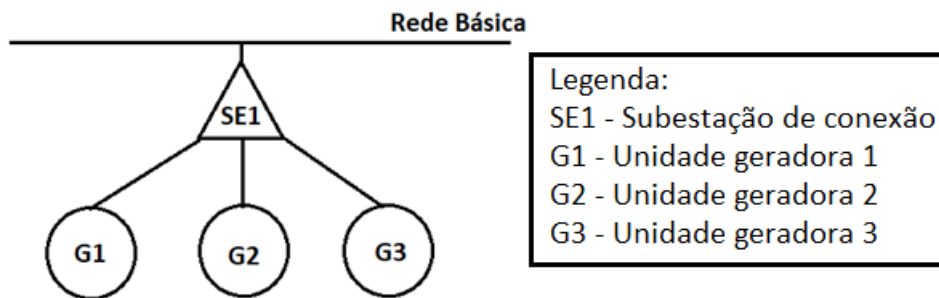
possam realizar a contestação em um prazo de até 10 dias úteis, sendo identificado o remanescente dos encargos de uso do sistema de transmissão e destinado à modicidade da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão Rede Básica – TUST-RB.

3.1.5 Topologias de interligações com a rede básica e cálculos do MUST verificado

Existem diversas topologias de conexão à rede básica de usinas de geração de energia eólica, porém as mais convencionais são as que estão conectadas à rede básica, podendo ser através de um único bay de conexão com a rede básica, ou mais de um; ou usinas que possuem compartilhamento de rede interna, onde existe um nível intermediário, ou mais, antes da conexão com a rede básica.

A Figura 8 mostra uma topologia onde as usinas de geração de energia elétrica, as quais estão classificadas como G1, G2 e G3, estão conectados diretamente à rede básica através do bay de conexão, identificado como SE1.

Figura 8 - Conexão direta com rede básica - 1 bay



Fonte: Elaboração própria (2023).

Para essa situação, o cálculo do Montante do Uso do Sistema de Transmissão será conforme Equação 8:

$$\begin{cases} MUSTv_{G_i} = \frac{G_i}{\sum_{i=1}^j \left(\frac{G_i + |G_i|}{2} \right)} \times SE1 \Leftrightarrow (SE1 > 0) \wedge (G_i > 0) \\ MUSTv_{G_i} = 0 \Leftrightarrow (SE1 \leq 0) \vee (G_i \leq 0) \end{cases} \quad (8)$$

Onde:

$MUSTv_{G_i}$ = montante do uso do sistema de transmissão da usina G em MW

G_i = potência ativa de geração menos o consumo, em MW e na integralização de quinze minutos, da usina G_i

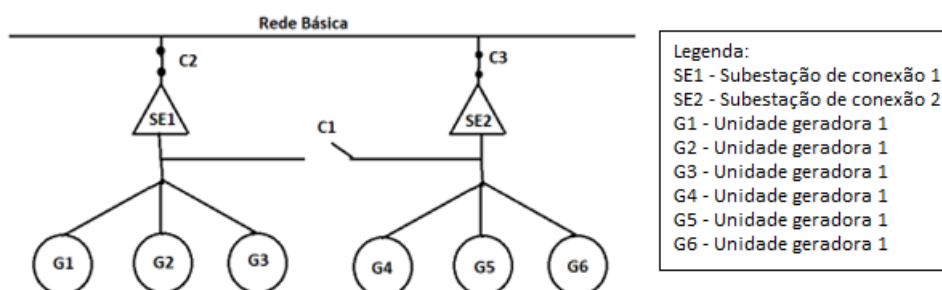
$SE1$ = potência ativa de geração menos o consumo, em MW e na integralização de quinze minutos, do bay de conexão com a rede básica $SE1$

j = quantidade de usinas de geração conectadas à $SE1$

Conforme observado na Equação 6, existe uma condição para que o cálculo seja efetuado, onde é verificado se há potência injetada de G_i em $SE1$, e se há injeção de potência de $SE1$ na rede básica. Essa condição é efetuada de modo a considerar somente injeção de potência na rede, onde se for verificado consumo de potência pela SE , ou usina de geração de energia, o resultado ficará em zero, pois o consumo da usina é muito inferior à geração. Além disso, também é realizada a normalização da geração de todas as usinas, também com intuito de considerar somente potência injetada na rede.

Para o mesmo cenário de usinas conectadas diretamente na rede básica, pode existir uma topologia de mais de um bay de conexão à rede básica, onde é possível comutar a potência entre os pontos de conexão. A Figura 9 exemplifica uma situação de dois bays de conexão com a rede básica:

Figura 9 - Conexão direta com rede básica - 2 bays



Fonte: Elaboração própria (2023).

Para a topologia da Figura 9, em situações normais, a potência de $G1$, $G2$ e $G3$ é injetada na rede básica através de $SE1$, e as potências de $G4$, $G5$ e $G6$ por $SE2$. Porém, em situações de manutenções, ou incontingências, a potência de todas as usinas G_s pode ou passar por $SE1$, ou $SE2$, bastando abrir a $C2$ ou $C3$ e fechando $C1$.

Nessas situações, a equação do $MUST_v$ é descrita conforme a Equação 9:

$$\begin{cases} MUSTv_{G_i} = \frac{G_i}{\sum_{i=1}^j \left(\frac{G_i + |G_{il}|}{2} \right)} \times (SE1 + SE2) \Leftrightarrow (SE1 + SE2 > 0) \wedge (G_i > 0) \\ MUSTv_{G_i} = 0 \Leftrightarrow (SE1 + SE2 \leq 0) \vee (G_i \leq 0) \end{cases} \quad (9)$$

Onde:

$MUSTv_{G_i}$ = montante do uso do sistema de transmissão da usina G em MW

G_i = potência ativa de geração menos o consumo, em MW e na integralização de quinze minutos, da usina G_i

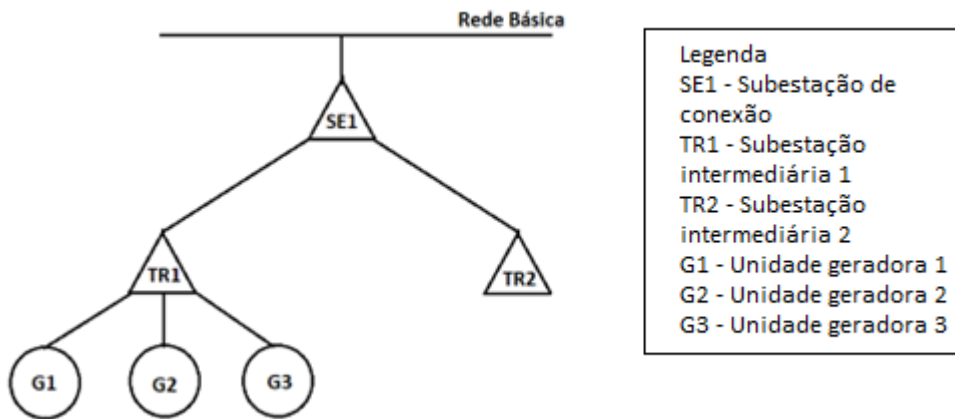
$SE1$ = potência ativa de geração menos o consumo, em MW e na integralização de quinze minutos, do bay de conexão com a rede básica $SE1$

$SE2$ = potência ativa de geração menos o consumo, em MW e na integralização de quinze minutos, do bay de conexão com a rede básica $SE1$

j = quantidade de usinas de geração conectadas à $SE1$

Para topologias em que há mais de um nível de conexão, conforme Figura 10, o algoritmo de calcula o MUSTv do ONS faz mais de uma validação para efetuação do cálculo.

Figura 10 - Conexão com 1 nível intermediário



Fonte: Elaboração própria (2023).

A topologia da Figura 10 é muito comum em situações em que há um compartilhamento do ponto de conexão com a rede básica entre agentes distintos de geração. Para esse caso, os dados de potência das usinas conectadas em $TR2$ não são necessários para cálculo do MUSTv de $G1$, por exemplo, basta ter os dados de

TR2.A equação do MUST_v para as usinas G1, G2 e G3, dar-se-á conforme a Equação 10:

$$\begin{cases} MUSTv_{G_i} = \frac{G_i}{\sum_{i=1}^j \left(\frac{G_i + |G_i|}{2} \right)} \times \left(\frac{SE1}{TR1 + TR2} \right) \Leftrightarrow (SE1 > 0) \wedge (TR1 > 0) \wedge (G_i > 0) \\ MUSTv_{G_i} = 0 \Leftrightarrow (SE \leq 0) \vee (TR1 \leq 0) \vee (G_i \leq 0) \end{cases} \quad (10)$$

Onde:

$MUSTv_{G_i}$ = montante do uso do sistema de transmissão da usina G em MW

G_i = potência ativa de geração menos o consumo, em MW e na integralização de quinze minutos, da usina G_i

$SE1$ = potência ativa de geração menos o consumo, em MW e na integralização de quinze minutos, do bay de conexão com a rede básica $SE1$

$TR1$ = potência ativa de geração menos o consumo, em MW e na integralização de quinze minutos, da conexão intermediária à $SE1$ das usinas conectadas à $TR1$

$TR2$ = potência ativa de geração menos o consumo, em MW e na integralização de quinze minutos, da conexão intermediária à $SE1$ das usinas conectadas à $TR2$

j = quantidade de usinas de geração conectadas à $TR1$

4 METODOLOGIA

O estudo foi realizado com base em dados reais de usinas centralizadores de geração de energia elétrica, onde o objeto de estudo foi um complexo de usinas com empreendimentos de geração de energia com fonte eólica.

A fim de manter em sigilo os empreendimentos, foram criados nomes fictícios, de modo a não expor os agentes de geração. Foram utilizados nomes fictícios de bairros do município de Florianópolis, Santa Catarina, porém os dados de potência e energia são reais e os mesmos são utilizados em apurações do MUSTv e contabilizados na CCEE.

Conforme descrito anteriormente, o estudo foi baseado em dados reais de potência e energia, assim como os valores do TUST e do PLD, os quais serão mostrados no decorrer dos estudos de casos e nos apêndices e anexos.

4.1 Descrição da metodologia

Para a realização deste estudo e das análises propostas, foram definidas etapas as quais serão definidas e explicadas no decorrer deste tópico.

4.1.1 Definição das usinas de geração de energia

Foram definidas duas usinas de geração de energia elétrica de fonte de geração de energia eólica, as quais foram os objetos dos estudos e análises em função dos objetivos definidos neste trabalho

A escolha das usinas foi determinada em função do tamanho do complexo no qual estão inseridas, onde optou-se por um complexo com topologia mais simplificada, havendo somente um nível de conexão, ou seja, será uma usina conectada diretamente a uma subestação de ponto de conexão com o SIN, sem níveis intermediários de conexão.

4.1.2 Período dos casos de estudos

A fim de não tornar o trabalho e estudo muito longo e com excesso de informações prolixas, foi realizado o estudo com base em um único mês, o qual optou-se pelo mês de janeiro de 2023.

4.1.3 Obtenção dos dados de potência

Tendo em vista que este trabalho visa representar de forma fiel e real os cálculos do Montante do Uso do Sistema de Transmissão Verificado (MUSTv), os dados utilizados são os mesmos consolidados no Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE) da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), onde o SCDE é a fonte utilizada pelo ONS na apuração, salvo quando os dados não são enviados ao órgão comercializador.

Os dados disponíveis nos relatórios SCDE são integralizados em hora, portanto não seria possível utilizá-los para a apuração do $MUST_v$, pois a integralização do montante é feita em 15 minutos. Visto essa problemática, serão utilizados os dados de uma empresa que presta serviço ao setor elétrico, denominada Way2 Tecnologia S.A, onde a mesma possui uma plataforma que faz a coleta de dados da memória de massa dos medidores em 5 minutos e envia à CCEE, portanto pode-se assumir que os dados utilizados neste trabalho são os mesmos da CCEE.

4.1.4 Cálculo do MUST verificado das usinas

Com as usinas definidas e dados obtidos, foram calculados os valores do $MUST_v$ em função das equações de rateio de perdas proporcionais definidas pelo ONS.

Conforme previamente informado, os dados foram obtidos da Way2 Tecnologia S.A através da Plataforma Integrada de Medição (PIM), com integralização de 15 minutos e todos os pontos de medição necessários para o cálculo em função da equação do ONS.

As ferramentas utilizadas para os cálculos foram: Excel e PIM.

4.1.5 Definição da demanda contratada das usinas

Foram definidos os valores de demanda contratada para cada usina conforme descrito abaixo:

- a) um valor de demanda contratada, para cada usina, de forma a serem valores que ultrapassem o MUSTv;
- b) um valor de demanda contratada, para cada usina, de forma a serem valores que sejam inferiores ao MUSTv; e
- c) um valor de demanda contratada, para cada usina, de forma a serem valores que sejam iguais ao MUSTv, portanto sem ultrapassagem e sobre contratação da demanda contratada.

4.1.6 Cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST)

Definidos os valores de demanda contratada, foram realizados os cálculos da TUST em função da relação do MUSTv e dos cenários de sub e sobrecontratação da demanda contratada. Para este cálculo, foi realizado via ferramenta Excel.

4.1.7 Cálculo do faturamento da usina

Com a finalidade de complementar o estudo, foi realizada uma análise do montante de geração de energia elétrica contabilizada por cada usina, aplicando-se os cálculos de perdas compartilhadas e perdas da rede básica (CCEE, 2023c). Como o intuito deste trabalho não é a contabilização das usinas, mas sim uma análise entre a demanda contratada e o MUSTv em função da TUST, o valor de contabilização de cada usina será realizada através do montante de geração do mês e o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) para cada hora e com referência ao submercado de energia Sul, que é o submercado no qual as usinas estão inseridas.

4.1.8 Análise dos resultados

Finalizados todos os cálculos, o resultado foi obtido mostrando as principais consequências financeiras de sobre e subcontratação da demanda contratada,

elencando impactos regulatórios como acréscimo do EUST devido à PIU, e da perda de incentivo no desconto da TUST para empreendimentos do PROINFA.

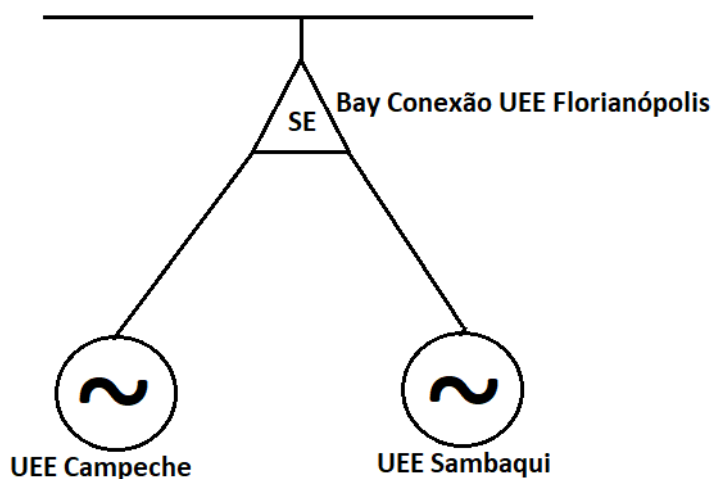
4.2 Estudo de caso – Complexo Eólico Florianópolis

Antes de iniciar os cálculos relacionados aos estudos, é importante explicar a topologia de conexão do Complexo Eólico Florianópolis e as características de cada usina pertinentes ao estudo como um todo. As informações do Complexo Eólico Florianópolis serão descritas no decorrer deste tópico.

4.2.1 Informações e características das usinas e topologia de conexão – Complexo Eólico Florianópolis

O Complexo Eólico Florianópolis é composto por duas Usinas de Energia Eólicas (UEE), uma denominada UEE Campeche, e outra denominada UEE Sambaqui. Essas duas usinas estão conectadas em uma subestação de conexão com a rede básica, denominada Bay Conexão UEE Florianópolis, onde o nível de tensão de conexão é de 230 kV. A Figura 11 mostra a topologia de conexão do Complexo Eólico Florianópolis.

Figura 11 - Topologia de conexão - Complexo Eólico Florianópolis



Fonte: Elaboração própria (2023).

As características da UEE Campeche estão descritas na Tabela 1, onde são informadas as quantidades de aerogeradores da usina, a fabricante dos equipamentos, a potência elétrica nominal e total, submercado de energia e tensão de conexão.

Tabela 1 - Informações UEE Campeche	
Dados	UEE Campeche
Quantidade de aerogeradores [unidades]	15
Fabricante aerogerador	WEG
Modelo do aerogerador	AGW 110 /0.1
Potência unitária [MW]	2,1
Potência total [MW]	31,5
Submercado [s.u]	Sul
Tensão de conexão [kV]	230

Fonte: Elaboração própria (2023).

Assim como informado para UEE Campeche, a Tabela 2 mostra as informações referentes à UEE Sambaqui.

Tabela 2 - Informações UEE Sambaqui	
Dados	UEE Sambaqui
Quantidade de aerogeradores [unidades]	15
Fabricante aerogerador	WEG
Modelo do aerogerador	AGW 110 /0.1
Potência unitária [MW]	2,1
Potência total [MW]	31,5
Submercado [s.u]	Sul
Tensão de conexão [kV]	230

Fonte: Elaboração própria (2023).

O Anexo A contém as informações mais detalhadas do fabricante e modelo do aerogerador utilizado no complexo eólico.

4.2.2 Cálculos utilizados na apuração do MUST verificado – Complexo Eólico Florianópolis

Conforme descrito na fundamentação teórica, o Operador Nacional do Sistema (ONS), define equações para cálculos de rateio de perdas proporcionais de modo a estimar a potência líquida de cada usina refletida no ponto de conexão. Visto isso, a equação do MUST_v da usina UEE Campeche está descrita na Equação 11.

$$\begin{cases} MUSTv_{UEE\ Campeche_i} = \frac{UEE\ Campeche_i}{(1.a)} \times (2.a) \Leftrightarrow (3.a) \\ MUSTv_{UEE\ Campeche_i} = 0 \Leftrightarrow (4.a) \end{cases} \quad (11)$$

$$\frac{UEE\ Campeche_i + |UEE\ Campeche_i|}{2} + \frac{UEE\ Sambaqui_i + |UEE\ Sambaqui_i|}{2} \quad (1.a)$$

$$Bay\ Conexão\ UEE\ Florianópolis_i \quad (2.a)$$

$$(MUSTv_{UEE\ Campeche_i} > 0) \wedge (Bay\ Conexão\ UEE\ Florianópolis_i > 0) \quad (3.a)$$

$$(MUSTv_{UEE\ Campeche_i} \leq 0) \vee (Bay\ Conexão\ UEE\ Florianópolis_i \leq 0) \quad (4.a)$$

Onde:

$MUSTv_{UEE\ Campeche_i}$ = montante do uso do sistema de transmissão da usina UEE Campeche, em MW, no instante i

$Bay\ Conexão\ UEE\ Florianópolis_i$ = potência ativa de geração menos o consumo, em MW e na integralização de quinze minutos, do ponto de conexão com a rede básica do Complexo Eólico Florianópolis no instante i

$UEE\ Campeche_i$ = potência ativa de geração menos o consumo, em MW e na integralização de quinze minutos, da usina UEE Campeche no instante i

$UEE\ Sambaqui_i$ = potência ativa de geração menos o consumo, em MW e na integralização de quinze minutos, da usina UEE Sambaqui no instante i

i = instante i em 15 minutos

Analogamente à equação do $MUSTv$ de UEE Campeche, a equação do $MUSTv$ de UEE Sambaqui está descrita na Equação 12.

$$\begin{cases} MUSTv_{UEE\ Sambaqui_i} = \frac{UEE\ Sambaqui_i}{(1.a)} \times (2.a) \Leftrightarrow (1.b) \\ MUSTv_{UEE\ Sambaqui_i} = 0 \Leftrightarrow (2.b) \end{cases} \quad (12)$$

$$(MUSTv_{UEE\ Sambaqui_i} > 0) \wedge (Bay\ Conexão\ UEE\ Florianópolis_i > 0) \quad (1.b)$$

$$(MUSTv_{UEE\ Sambaqui_i} \leq 0) \vee (Bay\ Conexão\ UEE\ Florianópolis_i \leq 0) \quad (2.b)$$

Onde:

$MUSTv_{UEE\ Sambaqui_i}$ = montante do uso do sistema de transmissão da usina UEE Campeche, em MW, no instante i

$Bay\ Conex\tilde{a}\ UEE\ Florian\acute{o}polis_i$ = potência ativa de geração menos o consumo, em MW e na integralização de quinze minutos, do ponto de conexão com a rede básica do Complexo Eólico Florianópolis no instante i

$UEE\ Campeche_i$ = potência ativa de geração menos o consumo, em MW e na integralização de quinze minutos, da usina UEE Campeche no instante i

$UEE\ Sambaqui_i$ = potência ativa de geração menos o consumo, em MW e na integralização de quinze minutos, da usina UEE Sambaqui no instante i

i = instante i em 15 minutos

Até o 16º dia útil do mês subsequente, o ONS disponibiliza os valores de MUSTV correspondentes a todos os períodos de 15 minutos do mês de referência para os quais MUSTV for maior que o MUST contratado para cada ponto de conexão, bem como os valores financeiros correspondentes ao maior MUSTU do mês em cada posto horário, para consistência dos agentes (ONS, 2023f).

Os agentes têm 10 dias úteis para realizar a contestação das ultrapassagens. Ao final deste período, não havendo manifestação dos agentes, os eventos serão considerados consistidos automaticamente por decurso de prazo (ONS, 2023f). O Quadro 1 mostra os prazos definidos pelo ONS com relação à rotina operacional do uso do sistema de transmissão.

Quadro 1 - Prazos para a apuração do MUST

	Atividade	Responsável	Prazo	Periodicidade
1	Disponibilização dos eventos classificados como ultrapassagem de MUST aos agentes envolvidos	ONS	Até o 16º dia útil do mês subsequente ao da medição	Mensal
2	Consistência dos dados e eventos apurados pelo ONS referentes a ultrapassagens de MUST	Agentes envolvidos	Até 10 dias úteis após a Atividade (1)	Mensal
3	Disponibilização dos eventos classificados como sobrecontratação de MUST aos agentes de distribuição	ONS	Até 31 de janeiro	Anual
4	Consistência dos eventos classificados como sobrecontratação de MUST	Agentes de distribuição	Até 1º de março	Anual
5	Encaminhamento dos dados e informações complementares necessários às apurações	Agentes envolvidos	Até 03 dias úteis após a solicitação do ONS	Sob demanda

Fonte: ONS (2023f).

O ONS envia, até o 16º dia útil do mês subsequente, um e-mail aos agentes de geração informando a quantidade de ultrapassagens da demanda contratada de cada empreendimento, assim como informações básicas do agente, ponto de conexão e equação. O Quadro 2 exemplifica o a tabela que é enviada aos agentes de geração.

Quadro 2 - Tabela resumo da apuração do MUST

Agente	Empreendimento	Ponto de Conexão	Equação	Quantidade de Ultrapassagens
Usina de Energia Eólica Campeche S.A.	CAMPECHE	BAY CONEXÃO UEE FLORIANÓPOLIS	(11)	10
Usina de Energia Eólica Sambaqui S.A.	SAMBAQUI	BAY CONEXÃO UEE FLORIANÓPOLIS	(12)	7

Fonte: Elaboração própria (2023).

Esse quadro enviado por e-mail, tem o intuito de informar o agente de geração acerca do início do período de apuração do MUST. Assim que o e-mail é enviado, os dados estarão disponíveis no Sistema de Apuração do Montante do Uso do Sistema de Transmissão (SAMUST), local onde é possível fazer as devidas contestações em caso de análises equivocadas do ONS. Lá também é possível extrair as equações das usinas e a tabela de dados utilizados na apuração realizada pelo operador nacional do sistema elétrico.

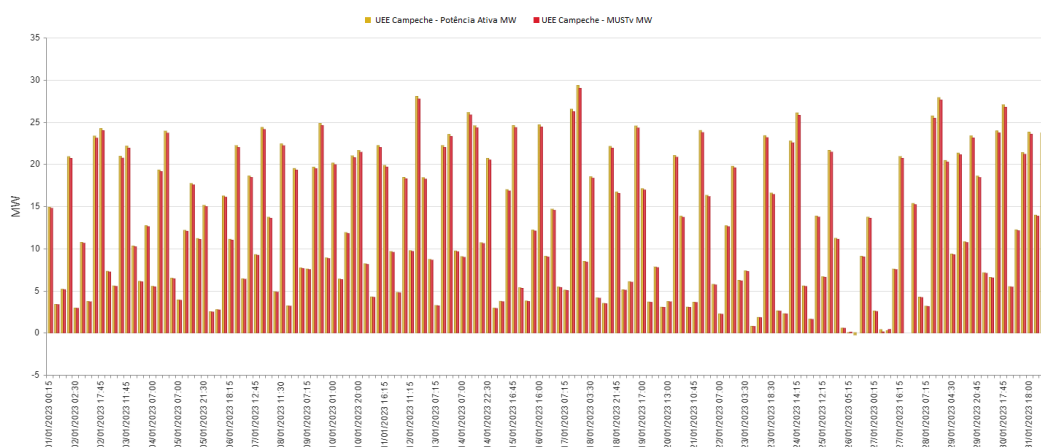
4.2.3 Caso 1 - Análise com demanda contratada próxima do MUSTv do Complexo Eólico Florianópolis

A primeira situação de estudo de caso é definir um valor de demanda contratada mais próxima do valor do MUSTv e fazer o cálculo do Encargo do Uso do Sistema de Transmissão, assim como a contabilização das usinas em função do PLD.

O Apêndice A mostra o dia do mês de janeiro de 2023 em que foi verificado o maior valor de MUSTv, que foi no dia 17 de janeiro de 2023. Não foi possível inserir todos as medições do mês de janeiro devido ao grande tamanho da tabela, portanto é mostrado os dados do dia em que houve o maior valor de MUSTv.

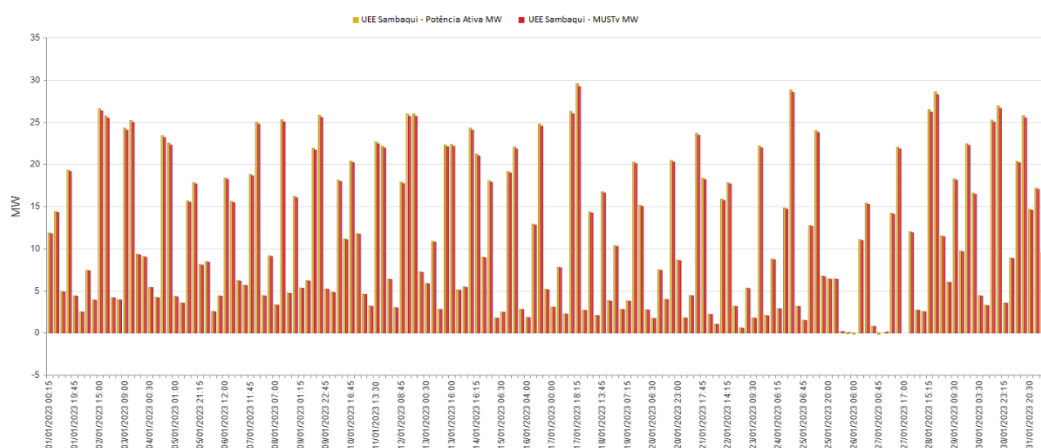
A Figura 12 e 13 mostra o gráfico de potência ativa e MUSTv da usina UEE Campeche e UEE Sambaqui, respectivamente.

Figura 12 - Potência Ativa e MUSTv - UEE Campeche



Fonte: Plataforma Integrada de Medição (2023).

Figura 13 - Potência Ativa e MUSTv - UEE Sambaqui



Fonte: Plataforma Integrada de Medição (2023).

Conforme verificado na Figura 12 e 13, onde as colunas em amarelo representam as potências ativas brutas e as colunas em vermelho os valores do MUSTv, os quais foram calculados em conformidade com as equações de rateio de perdas definidas pelo ONS.

Os valores de MUSTv de ambas as usinas estão descritas na Tabela 3, onde o maior valor do MUSTv é considerado no cálculo do EUST.

Tabela 3 - Valores de MUSTv - Caso 1

Usina	MUSTv [MW]
UEE Campeche	28,97502267
UEE Sambaqui	29,18132321

Fonte: Elaboração própria (2023).

Os valores de demanda contratada foram definidos para os mais próximos do MUSTv, onde estão descritos na Tabela 4.

Tabela 4 - Demanda Contratada - Caso 1

Usina	Demanda Contratada [MW]
UEE Campeche	29
UEE Sambaqui	30

Fonte: Elaboração própria (2023).

O Anexo 2 mostra os valores de TUST para determinado barramento de subestação conectado ao Sistema Interligado Nacional. Foi definido o valor de TUST-RB para o barramento 5461 (ANEEL, 2023) para utilização do cálculo do EUST para este caso. Considerando os valores de MUSTv, e a definição da tarifa de uso do sistema de transmissão em determinado barramento de subestação conectado à rede básica, os valores da EUST são calculados da seguinte forma:

$$EUST_i = MUST_{per\ i} \times TUST_{RB\ barra\ i} \quad (13)$$

Onde:

$EUST_i$ = Encargo do uso do sistema de transmissão para a usina i

$MUST_{per\ i}$ = montante do uso do sistema de transmissão em caráter permanente da usina i

$TUST_{RB\ barra\ i}$ = tarifa do uso do sistema de transmissão do empreendimento conectado na barra i

Aplicando-se os valores de $MUST_{per}$ e $TUST_{RB}$ para a usinas UEE Campeche e UEE Sambaqui, os valores de EUST resultam conforme Tabela 5.

Tabela 5 - EUST sem desconto TUST - Caso 1

Usina	EUST [R\$]
UEE Campeche	297163,00
UEE Sambaqui	307410,00

Fonte: Elaboração própria (2023).

O valor da EUST indicado na Tabela 5, não considera o desconto da tarifa para usinas com fonte de energia renováveis, portanto a Tabela 6 mostra os valores com desconto de 50% na TUST.

Tabela 6 - EUST com desconto TUST - Caso 1

Usina	EUST [R\$]
UEE Campeche	148581,50
UEE Sambaqui	153705,00

Fonte: Elaboração própria (2023).

A Apêndice B mostra os valores de energia diária, onde são discriminados os valores de energia bruta, e os valores da energia líquida considerando as perdas de rede compartilhada, em conformidade com a cartilha de medição contábil da CCEE (CCEE, 2023c).

O Anexo C informa o valor do PLD horário do submercado de energia Sul. É possível verificar que o PLD do submercado Sul do mês de janeiro/23 apresentou patamar constante, com valor de 69,04 R\$/MWh para todos os horários.

Para calcular a contabilização de determina usina valorada pelo PLD, faz-se uso da Equação 14, onde considera-se o valor da energia líquida, as perdas da rede básica e o valor do PLD, todas as informações calculadas com base horário.

$$Contabilização_i = EnergiaLíquida_i \times PerdasRB \times PLD_i \quad (14)$$

Onde:

$Contabilização_i$ = contabilização da usina na hora i, em R\$

$EnergiaLíquida_i$ = energia líquida considerando as perdas de rede compartilhada da hora i, em MWh

$PerdasRB$ = perdas da rede básica, sem unidade

PLD_i = PLD da hora i , em R\$/MWh

Aplicando-se a os valores de energia líquida total de cada usina, as perdas de rede básica, as quais foram utilizadas com valor de 2%, e o PLD, obtém-se a contabilização de cada usina, a qual é demonstrada na Tabela 7.

Tabela 7 - Contabilização das usinas - Caso 1

Usina	Contabilização [R\$]
UEE Campeche	606696,5721
UEE Sambaqui	530893,3337

Fonte: Elaboração própria (2023).

A Equação 14 só é possível ser utilizada em situações em que o PLD horário não vária durante o mês de referência. Como, para o caso de estudo em questão, o PLD manteve-se constante, foi possível realizar o cálculo com o montante total final de energia líquida, considerando perdas de rede compartilhada e de rede básica, e multiplicando pelo PLD constante. Caso o valor de PLD variasse conforme as horas do mês, seria necessário aplicar o cálculo da Equação 14 para cada hora e somar o resultado de todas as horas do mês.

4.2.4 Caso 2 - Análise com demanda contratada acima do MUSTv do Complexo Eólico Florianópolis

Para este caso, será definido um valor de demanda contratada acima do MUSTv, onde serão utilizados os mesmos dados de potência ativa do caso 1, e os cálculos serão os mesmos, respeitando as Equações 11 e 12, portanto em conformidade com as equações definidas pelo ONS. Os valores da demanda contratada para este caso estão descritos na Tabela 8.

Tabela 8 - Demanda contratada - Caso 2

Usina	Demanda Contratada [MW]
UEE Campeche	35
UEE Sambaqui	35

Fonte: Elaboração própria (2023).

Analisando a Tabela 8, a qual mostra os valores de demanda contratada utilizadas no estudo deste caso para as usinas UEE Campeche e UEE Sambaqui, percebe-se que os valores contratados estão acima dos MUSTv de cada usina, os quais permanecem os mesmos do Caso 1, pois não houve qualquer alteração

estruturar de cada empreendimento. A fim de facilitar a identificação dos valores de MUST, a Tabela 3 é mostrada novamente abaixo.

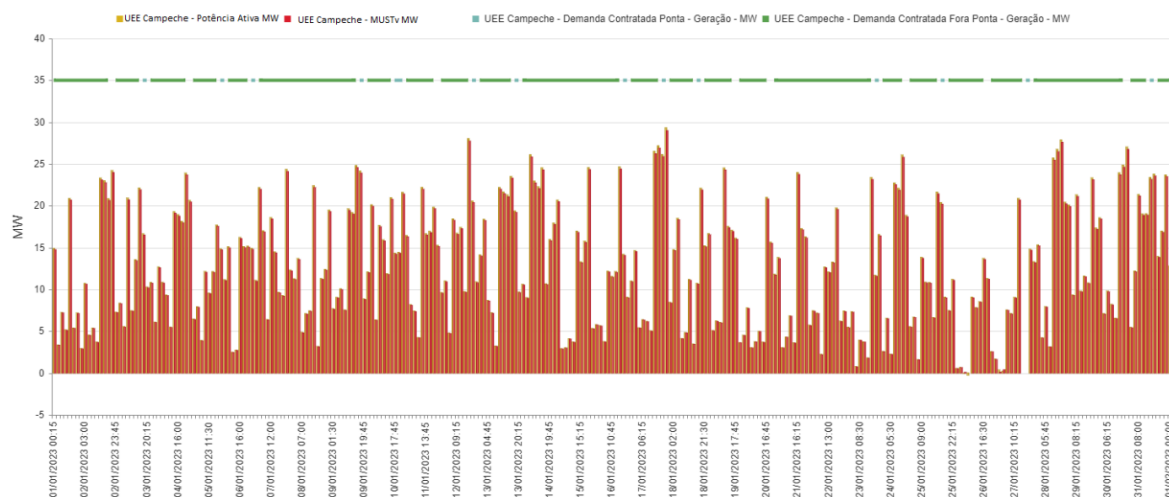
Tabela 9 - Valores de MUSTv - Caso 1

Usina	MUSTv [MW]
UEE Campeche	28,97502267
UEE Sambaqui	29,18132321

Fonte: Elaboração própria (2023).

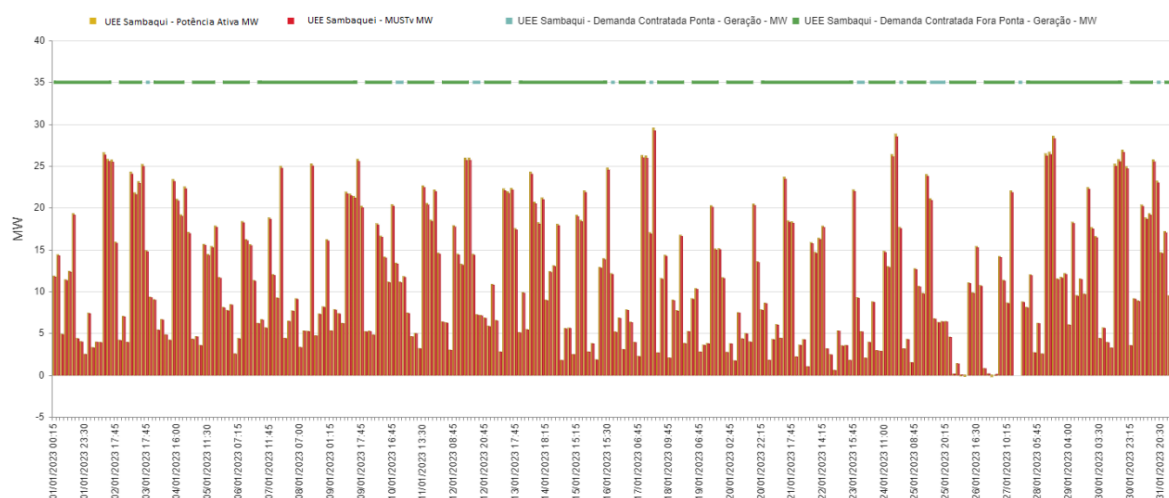
As Figuras 14 e 15 mostram os gráficos de potência ativa, MUSTv e demanda contratada da UEE Campeche e UEE Sambaqui, respectivamente.

Figura 14 – Potência ativa, MUSTv e demanda contratada – UEE Campeche – Caso 2



Fonte: Plataforma Integrada de Medição (2023).

Figura 15 - Potência ativa, MUSTv e demanda contratada – UEE Sambaqui – Caso 2



Fonte: Plataforma Integrada de Medição (2023).

Assim como para o Caso 1, foi definido o valor de TUST-RB para o barramento 5461 (ANEEL, 2023) para utilização do cálculo do EUST, portanto a Tabela 9 mostra os valores de EUST para cada empreendimento, onde utilizou-se a Equação 13 para obtenção do resultado.

Tabela 10 - EUST sem desconto TUST - Caso 2

Usina	EUST [R\$]
UEE Campeche	358645
UEE Sambaqui	358645

Fonte: Elaboração própria (2023).

A Tabela 10 informa os valores da EUST do Caso 2 sem o desconto da TUST, portanto a Tabela 11 mostra os valores da EUST com desconto aplicado de 50% sobre a TUST de cada usina.

Tabela 11 - EUST com desconto TUST - Caso 2

Usina	EUST [R\$]
UEE Campeche	179322,5
UEE Sambaqui	179322,5

Fonte: Elaboração própria (2023).

Acerca da contabilização das usinas para este caso, segue sendo os mesmos valores do Caso 1, pois as usinas continuam com o mesmo perfil e montante de geração.

4.2.5 Caso 3 - Análise com demanda contratada abaixo do MUSTv do Complexo Eólico Florianópolis

Para este cenário, serão realizadas duas análises de estudo: uma considerando um valor de demanda contratada abaixo do MUSTv de modo a não perder o incentivo do desconto da TUST, e outra considerando a demanda contratada abaixo do MUSTv de modo a perder o desconto.

4.2.5.1 Caso 3.1 – Sem perda no desconto da TUST

Os valores de demanda contratada da UEE Campeche e UEE Sambaqui estão descritos na Tabela 12, assim como os valores de MUSTv e a porcentagem de ultrapassagem.

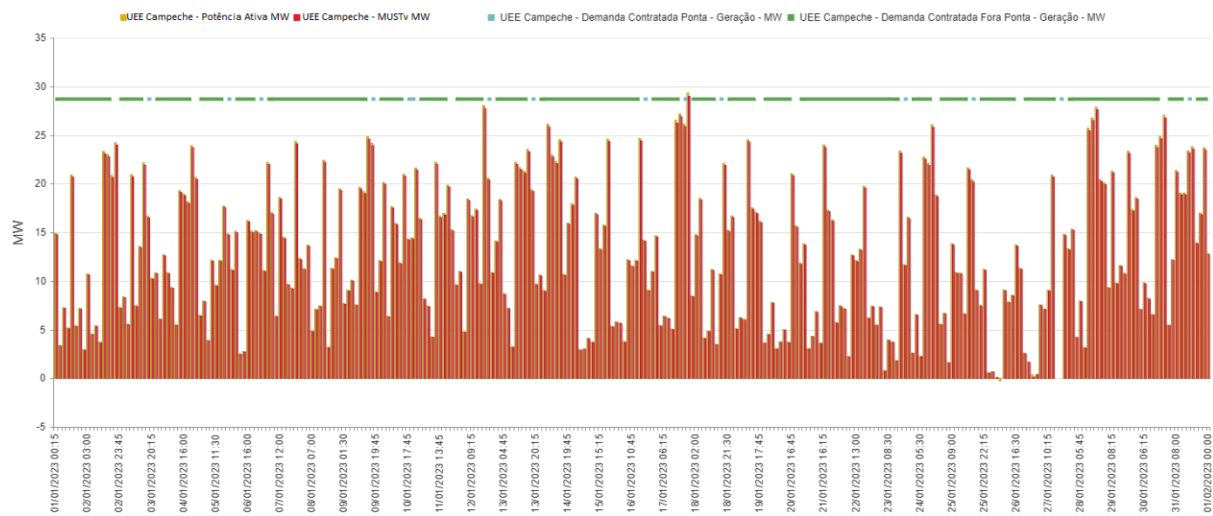
Tabela 12 – Demanda contratada e MUSTv – Caso 3.1

Usina	MUSTv [MW]	Demanda contratada [MW]	Ultrapassagem [%]
UEE Campeche	28,97502267	28	3,482
UEE Sambaqui	29,18132321	28	4,219

Fonte: Elaboração própria (2023).

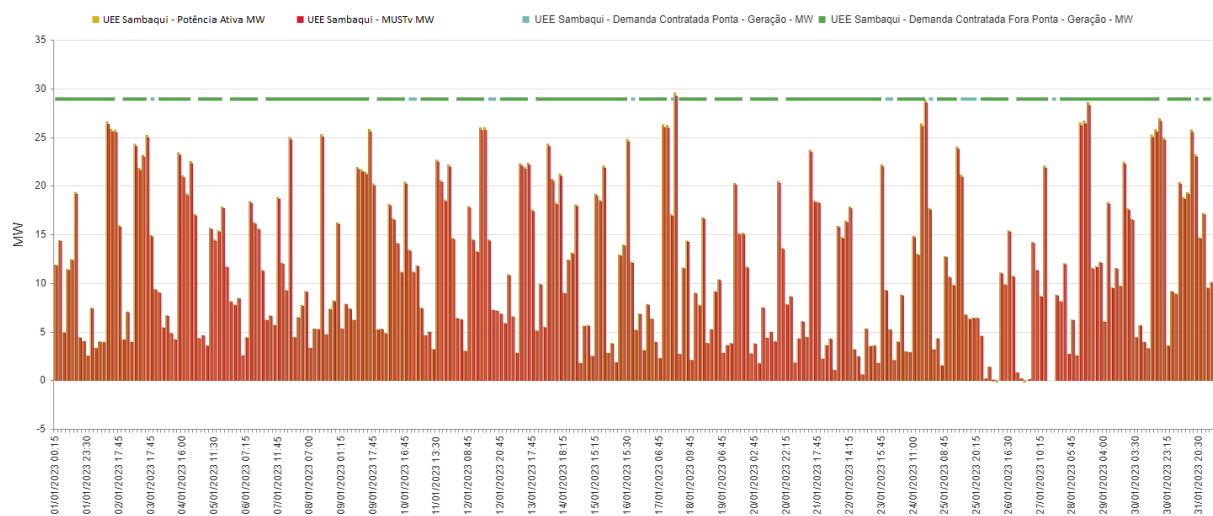
As Figuras 16 e 17 mostram os gráficos de potência ativa, MUSTv e demanda contratada da UEE Campeche e UEE Sambaqui para o cenário de subcontratação da demanda sem perda do desconto, respectivamente.

Figura 16 - Potência ativa, MUSTv e demanda contratada – UEE Campeche – Caso 3.1



Fonte: Plataforma Integrada de Medição (2023).

Figura 17 - Potência ativa, MUSTv e demanda contratada – UEE Sambaqui – Caso 3.1



Fonte: Plataforma Integrada de Medição (2023).

Ao verificar a ultrapassagem acima de 1%, é preciso fazer a análise da potência ativa em integralização horária, onde constatada a incidência de 3 ultrapassagens, a usina perde o desconto da TUST. É possível, no Apêndice C, os dados horários de potência ativa e MUSTV, onde foram apresentados os dados somente do dia em que houve o maior valor de MUST por questões de tamanho tabela. A Tabela 13 informa o valor de MUSTv e o percentual de ultrapassagem com relação à demanda contratada.

Tabela 13 - Relação MUSTv e demanda contratada - Caso 3.1

Usina	MUSTv [MW]	Demanda contratada [MW]	Ultrapassagem [%]
UEE Campeche	27,21634131	28	-2,799%
UEE Sambaqui	27,92755356	28	-0,259%

Fonte: Elaboração própria (2023).

Verifica-se, na Tabela 13, que os valores máximos horários de MUSTv não ultrapassam a demanda contratada, portanto não haverá perda do desconto da TUST para ambos os empreendimentos de geração. Tendo em vista os valores de MUSTv da Tabela 12, os quais são superiores à demanda contratada da respectiva usina, será acrescido um adicional na EUST em decorrência da Parcela de Ineficiência por Ultrapassagem (PIU), onde a Equação 15 representa o cálculo da EUST quando há incidência de ultrapassagem do MUSTv maior que 101% em relação ao MUSTper.

$$EUST_i = MUST_{per\ i} \times TUST_{RB\ barra\ i} + 3 \times (15.1) \quad (15)$$

$$\sum [(P_{maxi} - 1,01 \times MUST_{per\ i}) \times TUST_{RB\ barra\ i}] \quad (15.1)$$

Onde:

$EUST_i$ = Encargo do uso do sistema de transmissão para a usina i

$MUST_{per\ i}$ = montante do uso do sistema de transmissão em caráter permanente da usina i

$TUST_{RB\ barra\ i}$ = tarifa do uso do sistema de transmissão do empreendimento conectado na barra i

P_{maxi} = potência elétrica máxima mensal medida no ponto de conexão i

Aplicando os dados da Tabela 12 à Equação 15, obtêm-se os valores de EUST de cada usina, os quais estão descritos na Tabela 14, utilizando-se do mesmo valor de TUST da barra 5461 do Anexo B.

Tabela 14 - EUST com desconto na TUST - Caso 3.1

Usina	EUST [R\$]
UEE Campeche	159136,3746
UEE Sambaqui	163364,2979

Fonte: Elaboração própria (2023).

4.2.5.2 Caso 3.2 – Com perda no desconto da TUST

Para este cenário, será determinado um valor de MUSTper de modo a haver 3 ultrapassagens, com integralização horária, em relação ao MUSTv, portanto atingindo o critério para perder o desconto da TUST. Os valores de demanda contratada da UEE Campeche e UEE Sambaqui estão descritos na Tabela 15, assim como os valores de MUSTv e a porcentagem de ultrapassagem.

Tabela 15 - Demanda contratada e MUSTv – Caso 3.2

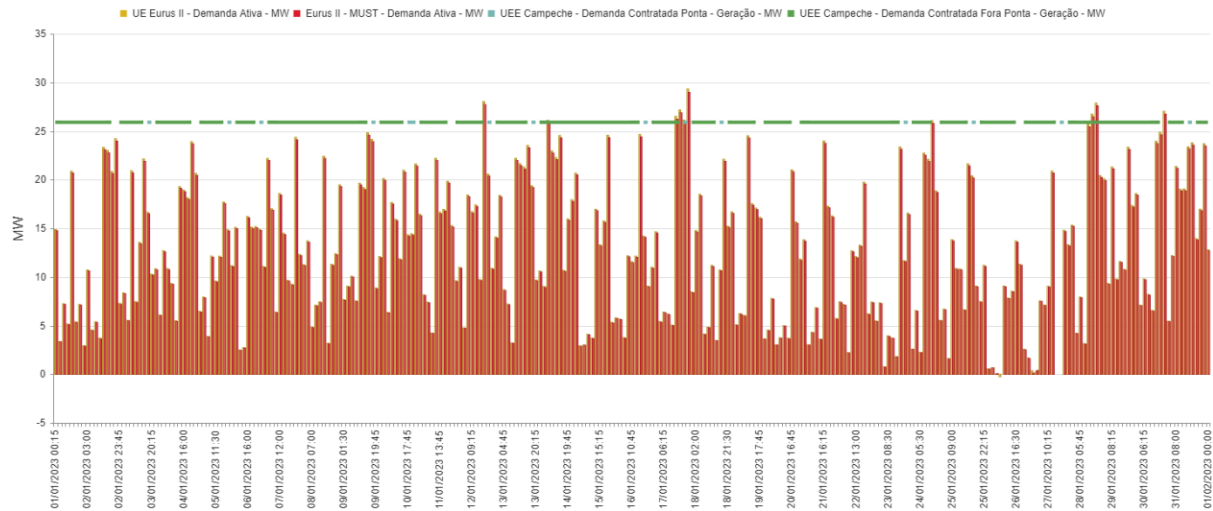
Usina	MUSTv [MW]	Demanda contratada [MW]	Ultrapassagem [%]
UEE Campeche	28,97502267	25,9	13,184
UEE Sambaqui	29,18132321	26,4	10,535

Fonte: Elaboração própria (2023).

Para este cenário, será determinado um valor de MUSTper de modo a haver 3 ultrapassagens

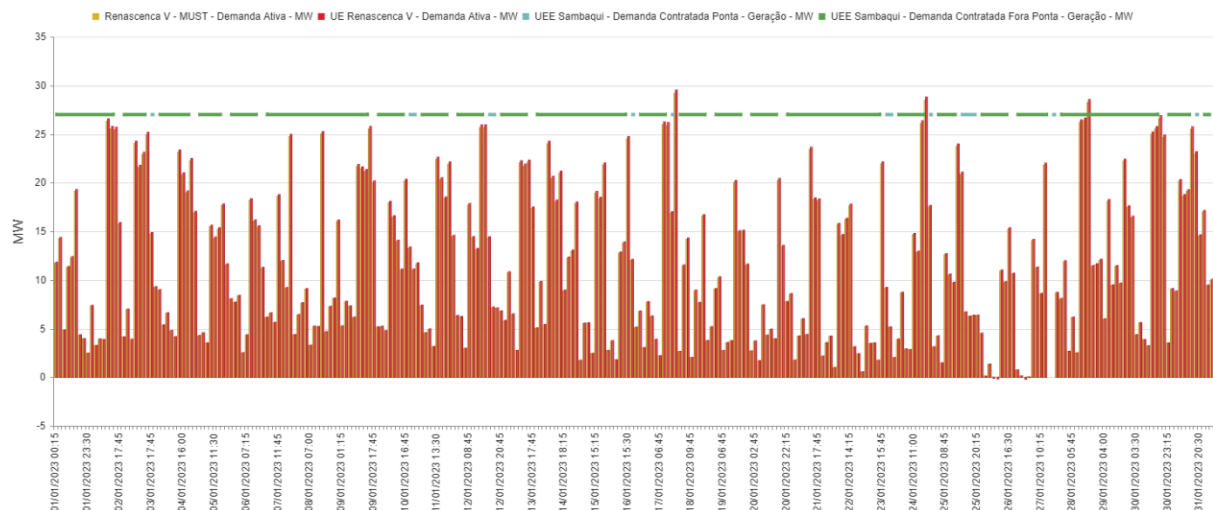
As Figuras 18 e 19 mostram os gráficos de potência ativa, MUSTv e demanda contratadas da UEE Campeche e UEE Sambaqui para o cenário de subcontratação da demanda sem perda do desconto, respectivamente.

Figura 18 - Potência ativa, MUSTv e demanda contratada – UEE Campeche – Caso 3.2



Fonte: Plataforma Integrada de Medição (2023).

Figura 19 - Potência ativa, MUSTv e demanda contratada – UEE Sambaqui – Caso 3.2



Fonte: Plataforma Integrada de Medição (2023).

Conforme citado no Caso 3.1, é previsto validar as ultrapassagens do MUSTper, na integralização horária e de cada empreendimento de geração, superiores à 1%. O Apêndice C mostra que o dia 28/01 apresentou 3 instantes de ultrapassagem horária, as quais são mostradas de forma resumida na Tabela 16.

Tabela 16 - Relação MUSTv e demanda contratada - Caso 3.2

Usina	Data e horário	MUSTv [MW]	Demanda contratada [MW]	Ultrapassagem [%]
UEE Campeche	28/01/2023 17:00	26,16156509	25,6	2,194%
	28/01/2023 18:00	25,94856065		1,362%
	28/01/2023 21:00	26,922705		5,167%
UEE Sambaqui	28/01/2023 16:00	26,75686348	26,4	1,352%
	28/01/2023 17:00	27,92755356		5,786%
	28/01/2023 18:00	27,07119668		2,542%

Fonte: Elaboração própria (2023).

A Tabela 16 mostra que houve 3 ultrapassagens acima de 1% para cada empreendimento, portanto o critério de perda de desconto da TUST foi atingido. Visto isso, a Tabela 17 mostra os valores de EUST, onde foi utilizada a Equação 15 e o valor de TUST da barra 5461 do Anexo B.

Tabela 17 - EUST sem desconto na TUST - Caso 3.1

Usina	EUST [R\$]
UEE Campeche	392788,9332
UEE Sambaqui	376406,0517

Fonte: Elaboração própria (2023).

4.2.6 Análise dos resultados

Com o propósito de facilitar a identificação dos Encargos do Uso do Sistema de Transmissão (EUST) para cada usina e cenário de estudo, foi elaborada a Tabela 18, onde consta o compilado de todos os cálculos realizados e resultados obtidos na metodologia.

Tabela 18 - Compilado EUST - Todos os cenários

Usina	Caso 1	Caso 2	Caso 3.1	Caso 3.2
	EUST [R\$]	EUST [R\$]	EUST [R\$]	EUST [R\$]
UEE Campeche	148581,5	179322,5	159136,3746	392788,9332
UEE Sambaqui	153705	179322,5	163364,2979	376406,0517

Fonte: Elaboração própria (2023).

Iniciando a análise dos resultados pelo Caso 1, constata-se que, como previsto, possui o menor EUST, tendo em vista que a demanda contratada, denominada Montante do Uso do Sistema de Transmissão Permanente (MUSTper), firmada com o ONS é o mais próximo do Montante do Uso do Sistema de Transmissão

Verificado (MUSTv) das usinas, portanto não houve adicional da EUST devido à Parcela de Ineficiência de Ultrapassagem (PIU), a qual é aplicada quando é verificada ultrapassagem de 1% do MUSTv em relação à demanda contratada, portanto foi aplicado o desconto de 50% sobre a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST).

Acerca do Caso 2, onde o MUSTper é consideravelmente superior ao MUSTv, percebe-se que o EUST reflete um aumento em comparação com o Caso 1, pois quanto maior o MUSTper, maior será a TUST, portanto refletindo no EUST. A situação do Caso 2 é muito comum quando há falhas, ou manutenções prolongadas, em aerogeradores de determinada usina, fazendo, desta forma, com que a potência nominal da usina diminua, portanto, diminuindo o MUSTv do empreendimento. Ainda com relação ao Caso 2, seria importante verificar a necessidade de diminuir o MUSTper para um valor mais próximo da capacidade de geração da usina, quando de fato a usina estiver em situação com interrupção de operação de aerogeradores.

O Caso 3.1, onde o MUST verificado é maior que o MUSTper, porém sem perda no incentivo de desconto da TUST, portanto sem a verificação de 3 incidências de ultrapassagem horária, mostra que os valores da EUST ficam superiores ao Caso 1, entretanto ficam inferiores ao Caso 2.

A situação da EUST do Caso 3.1 ser inferior ao Caso 2 pode ser uma falsa impressão que é preferível que a usina ultrapassasse o MUSTper, sem perda no desconto, do que contratar um MUSTper acima do ideal, contudo o Centro de Operação da Geração (COG) deve ter uma operação muito precisa de modo a potência não atingir valores que façam o empreendimento perder o desconto da tarifa. Além disso, haverá a possibilidade restringir a geração, através de controladores de potência, o que resultará em perda de geração e impacto na contabilização da usina. O ideal é que o MUSTper esteja condizente com a potência de geração nominal da usina, visto que, desta forma, não haverá impacto na contabilização da usina, tanto no quesito de receita de geração, quanto nos encargos do uso do sistema.

O pior cenário de todos certamente é o Caso 3.1, onde são verificadas ultrapassagens de modo a perder o desconto da tarifa de uso do sistema. Para esse cenário, o agente de geração das usinas deverá tomar algumas ações a fim de diminuir os encargos, e um deles seria restringir a potência ativa, o que impactaria, de

forma negativa, na contabilização da usina. Uma outra possibilidade é alterar o MUSTper firmado no Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST), com um valor que esteja adequado com o perfil de geração das usinas.

Já para o melhor cenário, o caso 1 certamente é o mais adequado, pois não haverá qualquer acréscimo no valor do Encargo do Uso do Sistema de Transmissão (EUST), porém pode ocorrer situações durante a operação das usinas que podem acarretar um ultrapassagens de demanda contratada. Diante dessas situações de ultrapassagem, é extremamente importante que não ocorram de modo a ultrapassar o valor em 1%, na hora, em três situações dentro do mesmo ano cível, pois isso acarretaria em perda do incentivo do desconto da TUST.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O controle e operação de usinas eólicas, conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN), é um grande desafio para os grandes agentes de geração do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB). Entre os desafios enfrentados, está o controle da potência injetada no SIN, onde a correta injeção de potência, em referência a contratos de uso do sistema de transmissão firmados com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), é de suma importância, pois disparidades entre a potência injetada e o contrato podem trazer impactos significativos na definição e cálculo dos Encargos do Uso do Sistema de Transmissão (EUST).

As usinas de geração de energia Eólicas, assim como as demais usinas de diferentes fontes, possuem custos mensais atrelados às áreas de operação, manutenção, e demais áreas necessárias para o funcionamento de um empreendimento de geração de energia, e um desses custos mensais é o EUST. Tendo em vista que a receita das usinas está pautada na geração e comercialização de energia, a contribuição do custo do EUST pode impactar na contabilização da usina como um todo, podendo tornar o projeto inviável caso mensal esteja em desacordo com o previsto e orçado.

Visto essa problemática, o presente trabalho analisou e estudou o montante do uso do sistema de transmissão de usinas eólicas, considerando cenários de sobre e subcontratação da demanda contratada no ponto de conexão com a rede básica.

Conforme proposto nos objetivos, foram realizadas análises, com base em dados reais, da apuração do Montante do Uso do Sistema de Transmissão em um complexo eólico com duas usinas conectadas à rede básica no nível de tensão de 230 kV. Para que o objetivo principal fosse atingido, foram apresentados os conceitos regulatórios necessários para a apuração dos montantes. Com os conceitos apresentados, realizaram-se as apurações para as duas usinas, e traçados cenários de sobre e subcontratação da demanda contratada e os impactos financeiros na EUST em decorrência dos cenários apresentados.

Com os devidos cálculos efetuados e aplicados aos cenários de sobre e subcontratação da demanda contratada, resultou-se que a definição correta da demanda contratada, com valor próximo do MUSTv, contribui majoritariamente para a

definição do EUST, onde o principal contribuidor para o aumento dos encargos é a perda do incentivo de desconto da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST). Conforme verificado na metodologia, o cenário com perda de desconto da tarifa pode contribuir no aumento da EUST em, aproximadamente, 250% em relação ao cenário ideal, o que comprova a importância da correta operação e definições de contratos junto ao ONS.

Visto todo o estudo apresentado neste trabalho, concluiu-se que o processo de cálculo do MUSTv é extremamente analítico, onde, dependendo da topologia de conexão e de quantidade de usinas geradoras conectadas na mesma subestação de conexão com a rede básica, podem ocorrer muitos erros nos cálculos, o que afetaria diretamente o agente de geração. Além disso, como trata-se de uma equação envolvendo uma divisão, se uma usina apresentar uma inconsistência de medição, afetará todas as demais usinas conectadas à mesma subestação de conexão.

Tendo em vista essa situação de compartilhamento do ponto de conexão e do impacto a todas as usinas quando um empreendimento apresenta falha de medição, poderiam ser implementados medições ponta a ponta para cada empreendimento, ou seja, um ponto de medição exatamente na subestação de conexão para cada usina. Com isso, a medição apurada seria fielmente o que a usina está injetando à rede básica, não mais dependendo de um cálculo para estimar a medição líquida em função de uma média aritmética ponderada. Além de extinguir os cálculos excessivos, o agente de geração poderia ter visibilidade da potência entregue à rede básica e aplicar melhorias na rede interna, e transformadores, de modo a diminuir as perdas internas do sistema e ter maiores ganhos contábeis.

Além da questão da medição ponta a ponta, poderia haver uma metodologia de realocação de demanda contratada para os empreendimentos conectados à mesma subestação de conexão. Para usina hídricas, existe o Mecanismos de Realocação de Energia (MRE), onde, explicando de forma resumida, podem ceder o excesso de geração, em relação a garantia física, para demais usinas hídricas que não atingem a garantia física estipulada em contratos, com isso sendo remuneradas através de uma tarifa muito abaixo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Visto esse conceito, poderia existir um mecanismo similar para a demanda contratada, onde se uma usina apresentar geração abaixo da demanda

contratada, ela poderia ceder a diferença para outra usina conectada na mesma barra, e ser remunerada por isso. Com isso, a usina excedente deixa de pagar um valor muito elevado da EUST, e quem saiba evitar a perda do desconto, e a usina que cedeu a diferença é remunerada.

Outra questão muito importante é com relação ao *constrained-off*, onde é uma operacionalidade do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) que limita a geração de usinas geradoras de energia elétrica devido às limitações de capacidade das linhas de transmissão conectados entre submercados de energia. Nessas situações, a usina pode ser enquadrada, de forma similar, ao cenário 2, onde a potência de geração injetada na rede é muito inferior ao contrato, com isso subutilizando o ponto de conexão. Como o agente de geração não tem contribuição e não consegue evitar esses cenários, por se tratar de limitação das linhas, poderia haver uma compensação na tarifa, onde haveria a flexibilização quando verificado o *constrained-off*. Um exemplo é uma usina ter o valor de contratado de demanda em 30 MW e, devido ao *constrained-off*, ter o valor de MUSTv de 20 MW. Em cenários normais, o agente pagaria o valor da TUST pelo contrato de 30 MW, porém, caso o valor seja verificado em decorrência do *constrained-off*, poderia ocorrer a definição do EUST como sendo o valor de 20 MW pela TUST, com isso haveria uma compensação ao agente de geração.

REFERÊNCIAS

ANEEL. **Atlas da Energia Elétrica no Brasil**. 3. ed. Brasília: Aneel, 2008.

ANEEL. **Resolução Homologatória Nº 3.217**, de 04 de julho de 2023. Estabelece o valor das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST de energia elétrica, componentes do Sistema Interligado Nacional para o ciclo 2023-2024, e dá outras providências. 2004a. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20233217ti.pdf>. Acesso em: 17 nov. 2023.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 067**, de 08 de junho de 2004. Dispõe sobre as garantias financeiras e a efetivação de registros de contratos de compra e venda de energia elétrica, associados à comercialização no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e dá outras providências. 2004a. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2014622.pdf>. Acesso em: 20 maio 2023.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 666**, de 23 de junho de 2015. Regulamenta a contratação do uso do sistema de transmissão em caráter permanente, flexível, temporário e de reserva de capacidade, as formas de estabelecimento dos encargos correspondentes e dá outras providências. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015666.pdf>. Acesso em: 20 maio 2023.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 559**, de 27 de junho de 2013. Estabelece o procedimento de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2013559.pdf>. Acesso em: 20 maio 2023.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 1.005**, de 15 de fevereiro de 2022. Altera a Resolução Normativa ANEEL nº 905, de 8 de dezembro de 2020, que estabelece as regras dos serviços de transmissão de energia elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Regras de Transmissão, formada a partir da Consolidação da Regulamentação dos Serviços de Transmissão, revoga as Resoluções Normativas nº 861, de 26 de novembro de 2019, nº 873, de 3 de março de 2020; nº 884, de 9 de junho de 2020 e dá outras providências. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221005.pdf>. Acesso em: 20 maio 2023.

BRASIL. **Lei Nº 10.848, de 15 de março de 2004**. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis Nºs 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm. Acesso em: 23 dez. 2023a.

BRASIL. **Decreto Nº 5.177, de 12 de agosto de 2004**. Regulamenta a Lei Nº 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis Nºs 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Disponível em: <https://legis.senado.leg.br/norma/407744/publicacao/15746561>. Acesso em: 23 dez. 2023b.

CCEE. **Medição**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/mercado/medicao>. Acesso em: 20 maio 2023a.

CCEE. **Painel de Preços**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/en/precos/painel-precos>. Acesso em: 17 nov. 2023b.

CCEE. **Regras de Comercialização** – Medição Física, 4 ed, 2023b. Disponível em: [https://www.ccee.org.br/documents/80415/919404/01%20-%20Medi%C3%A7%C3%A3o%20F%C3%ADsica_2023.4.0%20\(jan-23\).pdf/ae7cf720-e2f0-65c7-09ac-2e0fb941bc3b](https://www.ccee.org.br/documents/80415/919404/01%20-%20Medi%C3%A7%C3%A3o%20F%C3%ADsica_2023.4.0%20(jan-23).pdf/ae7cf720-e2f0-65c7-09ac-2e0fb941bc3b). Acesso em: 25 maio 2023.

CCEE. **Regras de Comercialização** – Medição Contábil, 4 ed, 2023c. Disponível em: https://www.ccee.org.br/documents/80415/919404/02%20-%20Medi%C3%A7%C3%A3o%20Cont%C3%A1bil_2022.5.0_1.pdf/b0c94b65-aed6-53ef-7747-28945b392015. Acesso em: 17 set. 2023.

CCEE. **Regras de Comercialização** – Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST, 4 ed, 2023d. Disponível em: https://www.ccee.org.br/documents/80415/919404/15%20-%20C%C3%A1lculo%20do%20Desconto%20Aplicado%20%C3%A0%20TUSD%20TUST_2023.3.1_2023-JAN.pdf/b83c3705-d120-274f-2f38-5a79f729940c. Acesso em: 17 set. 2023.

EPE. **Planejamento da Expansão**. 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-geracao/planejamento-da-expans%C3%A3o>. Acesso em: 20 maio 2023.

FILIETAZ, Débora Cordasco; MARTINS, Lucas Pablo; SANTOS, Thiago Hanisch dos. **Estudo do MUST - Montante do uso do sistema de transmissão nos pontos de conexão entre rede básica e a rede de alta tensão da distribuidora**. 2019. 101 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2019.

FONSECA, Thales R.; SANTANA, Larissa de Carvalho T. Prevenção de ultrapassagens do MUST contratado e do limite de potência injetada para fontes incentivadas utilizando telemedição e análise de dados do SMF. **Brazil Wind Power**, Rio de Janeiro, 2016.

JUVENAL, Waleska Karoline Garcia. **Análise da apuração do Montante de Uso do Sistema de Transmissão para Geradores Eólicos com base em dados reais**. 2019. 59 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnológica de Santa Catarina – Câmpus Florianópolis, Florianópolis, 2019.

LIMA, Bernardo Medeiros Marangon. **Metodologia para contratação ótima do montante de uso da transmissão**. 2011. 73 f. Dissertação (Mestrado) - Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2011.

ONS. **O que é ONS?** Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>. Acesso em: 20 maio 2023a.

ONS. **O Sistema Interligado Nacional.** Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 22 abril 2023b.

ONS. **Procedimentos de Rede.** Módulo 8, Submódulo 8.1 – Administração de contratos. 1. ed. Disponível em: https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/S%C3%BAAbmodulo%208.1-RS_2023.1.pdf. Acesso em: 20 maio 2023c.

ONS. **Procedimentos de Rede.** Módulo 8, Submódulo 8.3 – Apuração de serviços e encargos da transmissão e encargos setoriais. 12. ed. Disponível em: https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%208.3-RS_2020.12.pdf. Acesso em: 20 maio 2023d.

ONS. **Procedimentos de Rede.** Módulo 6, Submódulo 8.3 – Apuração dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão. 11. ed. Disponível em: https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/S%C3%BAAbmodulo%206.8-PR_2022.11.pdf. Acesso em: 20 maio 2023e.

ONS. **Procedimentos de Rede.** Módulo 5, Submódulo 5.13 – Apuração de Uso do Sistema de Transmissão. 9. ed. Disponível em: https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F4.%20Rotinas%20Operacionais%20-%20SM%205.13%2F4.3.%20Rotinas%20P%C3%B3s-Opera%C3%A7%C3%A3o%2F4.3.2.%20Apura%C3%A7%C3%A3o%20de%20Dados%2FRO-AO.BR.12_Rev.09.pdf. Acesso em: 19 nov. 2023f.

ONS. **SINDATA.** Disponível em: <http://sindat.ons.org.br/SINDAT/Home/ControleSistema>. Acesso em: 08 jun. 2023f.

PSR. **Caderno de infraestrutura:** custos e benefícios das fontes de geração elétrica. Rio de Janeiro: Instituto Escolhas, 2018.

RUDNICK, Hugh; PALMA, Rodrigo; CURA, E.; SILVA, C. Economically adapted transmission systems in open access schemes-application of genetic algorithms. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 11, n. 3, p. 1427-1440, ago. 1996. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/59.535684>.

SOUSA, Felipe Alves Pinheiro. **Análise da energia elétrica no Brasil.** 2018. 40 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Controle e Automação, Colegiado do Curso de Engenharia de Controle e Automação, Universidade Federal de Ouro Preto – Escola de Minas, Ouro Preto, 2018.

SILVA, Felipe Mendonça Ildefonso da; BRITO, Ricardo Cirino de; MENEZES, Tiago Vilela; SILVA, José Antônio da; BARCELOS, Marcelo de Calazans; SOUZA, Aguinaldo Antônio de. Desafios da Área de Planejamento Operativo e Operação em Tempo Real da Cemig - D Para a Definição da Contratação, Acompanhamento e

Gestão do MUST. **Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, Belo Horizonte, 2019.

WAY2 TECNOLOGIA. **Plataforma Integrada de Medição**. Versão 5.45.1. Florianópolis: Way2 Tecnologia, 2023.

WEG. **Aerogerador**. AGW 110 / 2.1. Disponível em:
<https://static.weg.net/medias/downloadcenter/h87/h07/WEG-aerogerador-agw-110-2.1-50030583-catalogo-portugues.pdf>. Acesso em: 18 nov. 2023.

APÊNDICES

APÊNDICE A – Dados de potência e MUSTv do Complexo Eólico Florianópolis

Data/Hora	Bay Conexão UEE Florianópolis	UEE Campeche	UEE Campeche	UEE Sambaqui	UEE Sambaqui
	Potência Ativa [MW]	Potência Ativa [MW]	MUST Verificado [MW]	Potência Ativa [MW]	MUST Verificado [MW]
17/01/2023 00:00	9,281819824	6,34308679	6,267400208	3,050822449	3,0144196
17/01/2023 00:15	9,986947021	6,60743945	6,532341977	3,494320068	3,454605
17/01/2023 00:30	11,44726245	6,51676538	6,448151164	5,052306396	4,9991113
17/01/2023 00:45	11,64560034	6,13102051	6,068635809	5,634294922	5,5769645
17/01/2023 01:00	9,647944824	5,40843359	5,348583047	4,347471558	4,2993618
17/01/2023 01:15	10,92755981	6,29025232	6,224008194	4,753613037	4,7035516
17/01/2023 01:30	11,79480518	7,59841211	7,517670268	4,32307251	4,2771349
17/01/2023 01:45	11,67039575	7,99084424	7,905866161	3,80499353	3,7645296
17/01/2023 02:00	13,00074512	8,43012231	8,343353388	4,705827515	4,6573917
17/01/2023 02:15	11,86823047	7,57916821	7,49922086	4,415586548	4,3690096
17/01/2023 02:30	10,25443042	7,12251318	7,04211433	3,248990662	3,2123161
17/01/2023 02:45	9,551159912	6,26023462	6,188077724	3,402297852	3,3630822
17/01/2023 03:00	10,77526172	6,93995239	6,863549548	3,955256104	3,9117122
17/01/2023 03:15	12,26545801	6,43676025	6,371460079	5,954404663	5,8939979
17/01/2023 03:30	13,01529443	7,77839185	7,699635323	5,370030884	5,3156591
17/01/2023 03:45	13,13565283	8,10681323	8,024523794	5,163542358	5,111129
17/01/2023 04:00	11,80363477	7,10675244	7,03258818	4,821361084	4,7710466
17/01/2023 04:15	12,15185376	8,02964404	7,944984865	4,251695923	4,2068689
17/01/2023 04:30	11,43255005	7,36113672	7,282454936	4,19493396	4,1500951
17/01/2023 04:45	13,19824756	7,77892432	7,70035692	5,553986084	5,4978906
17/01/2023 05:00	13,4842168	7,95842822	7,878574484	5,662458618	5,6056423

Data/Hora	Bay Conexão UEE Florianópolis	UEE Campeche	UEE Campeche	UEE Sambaqui	UEE Sambaqui
	Potência Ativa [MW]	Potência Ativa [MW]	MUST Verificado [MW]	Potência Ativa [MW]	MUST Verificado [MW]
17/01/2023 05:15	13,09122461	6,81621509	6,748565514	6,406239746	6,3426591
17/01/2023 05:30	13,1167085	7,23808911	7,16542497	6,011635132	5,9512835
17/01/2023 05:45	12,23664355	7,59671973	7,518197241	4,767727295	4,7184463
17/01/2023 06:00	14,63267676	6,9934043	6,926258626	7,781126953	7,7064181
17/01/2023 06:15	12,56017285	6,37743823	6,313799356	6,309332764	6,2463735
17/01/2023 06:30	9,968905762	6,17761536	6,10948649	3,902456909	3,8594193
17/01/2023 06:45	7,61172998	5,4903584	5,420612468	2,219310181	2,1911175
17/01/2023 07:00	9,529483154	6,10257544	6,03488813	3,533790405	3,494595
17/01/2023 07:15	11,67724878	5,04395801	4,994534888	6,748842285	6,6827139
17/01/2023 07:30	16,7295293	7,52074634	7,452312006	9,362409668	9,2772173
17/01/2023 07:45	21,80225244	9,59962573	9,513625363	12,39971265	12,288627
17/01/2023 08:00	26,25736426	10,2852488	10,19112077	16,21463574	16,066243
17/01/2023 08:15	29,0004502	12,2159644	12,10236261	17,05670557	16,898088
17/01/2023 08:30	30,38571875	15,8020723	15,65528804	14,86854346	14,730431
17/01/2023 08:45	30,38282812	13,3564531	13,23212303	17,31185449	17,150705
17/01/2023 09:00	24,84418945	11,9297144	11,8210395	13,14287622	13,02315
17/01/2023 09:15	26,7802666	16,6562056	16,4995049	10,37840112	10,280762
17/01/2023 09:30	34,24946289	15,465312	15,31493664	19,12044189	18,934526
17/01/2023 09:45	28,59372949	17,1164678	16,95558318	11,74857593	11,638146
17/01/2023 10:00	32,93948145	16,4634722	16,30943445	16,78711279	16,630047
17/01/2023 10:15	38,06777344	18,4444341	18,26379556	19,99984961	19,803978
17/01/2023 10:30	33,5777334	11,1602632	11,04881837	22,75615479	22,528915

Data/Hora	Bay Conexão UEE Florianópolis	UEE Campeche	UEE Campeche	UEE Sambaqui	UEE Sambaqui
	Potência Ativa [MW]	Potência Ativa [MW]	MUST Verificado [MW]	Potência Ativa [MW]	MUST Verificado [MW]
17/01/2023 10:45	43,7093125	20,8005576	20,58529963	23,36581787	23,124013
17/01/2023 11:00	44,11426855	20,7131841	20,49830407	23,86352637	23,615964
17/01/2023 11:15	43,03347949	22,5509941	22,32166239	20,92460938	20,711817
17/01/2023 11:30	40,89995801	21,0464414	20,835599	20,26739697	20,064359
17/01/2023 11:45	41,82124414	19,9733291	19,77257024	22,27254297	22,048674
17/01/2023 12:00	46,14893457	22,8849263	22,64515549	23,75264111	23,503779
17/01/2023 12:15	44,64091699	24,0625562	23,8148486	21,04268848	20,826068
17/01/2023 12:30	45,24892383	24,0368652	23,78771259	21,68599609	21,461211
17/01/2023 12:45	44,63046484	23,2191045	22,97874416	21,8782002	21,651721
17/01/2023 13:00	43,88616797	22,319666	22,08934727	22,02408936	21,796821
17/01/2023 13:15	47,94001758	25,9956084	25,7205	22,4571792	22,219518
17/01/2023 13:30	47,76241309	25,2607373	24,99323746	23,01287158	22,769176
17/01/2023 13:45	45,51284082	23,6637671	23,41850719	22,32572559	22,094334
17/01/2023 14:00	47,32303125	25,4129854	25,14572823	22,41301074	22,177303
17/01/2023 14:15	46,2955498	22,9094819	22,67026808	23,87457275	23,625282
17/01/2023 14:30	48,22153125	24,7539619	24,4925914	23,98216113	23,72894
17/01/2023 14:45	47,73473633	23,9136636	23,66082814	24,33115771	24,073908
17/01/2023 15:00	48,72964063	25,9897949	25,71418187	23,262146	23,015459
17/01/2023 15:15	46,1537168	22,9761978	22,73580218	23,66552246	23,417915
17/01/2023 15:30	44,94287402	21,8642676	21,63840424	23,54772363	23,30447
17/01/2023 15:45	49,72482617	25,680374	25,40476313	24,58390625	24,320063
17/01/2023 16:00	52,1705957	26,504707	26,21383157	26,24478711	25,956764

Data/Hora	Bay Conexão UEE Florianópolis	UEE Campeche	UEE Campeche	UEE Sambaqui	UEE Sambaqui
	Potência Ativa [MW]	Potência Ativa [MW]	MUST Verificado [MW]	Potência Ativa [MW]	MUST Verificado [MW]
17/01/2023 16:15	52,74902344	27,1593408	26,85871023	26,18010449	25,890313
17/01/2023 16:30	49,45872266	26,4534746	26,1702619	23,54048682	23,288461
17/01/2023 16:45	50,79651563	26,8916514	26,60097576	24,45993066	24,19554
17/01/2023 17:00	46,36272754	26,5564541	26,28056466	20,29298242	20,082163
17/01/2023 17:15	42,04992969	23,4027666	23,16759834	19,07400098	18,882331
17/01/2023 17:30	41,93841406	24,5606924	24,31344783	17,80419531	17,624966
17/01/2023 17:45	42,69457031	26,1223643	25,85512484	17,01349854	16,839445
17/01/2023 18:00	46,69372949	28,8083506	28,49761482	18,39452368	18,196115
17/01/2023 18:15	56,39608594	27,5345146	27,21476273	29,52418066	29,181323
17/01/2023 18:30	48,84675	23,1594307	22,90403517	26,23199365	25,942715
17/01/2023 18:45	37,52314844	20,0624214	19,86501157	17,83361572	17,658137
17/01/2023 19:00	41,52637207	22,4041455	22,17758324	19,54645264	19,348789
17/01/2023 19:15	54,68770313	29,3179561	28,97502267	26,01700244	25,71268
17/01/2023 19:30	51,16507715	24,8291377	24,53855974	26,94182031	26,626517
17/01/2023 19:45	34,39965332	15,196896	15,03806356	19,5660874	19,36159
17/01/2023 20:00	29,38758984	18,6117944	18,4258528	11,07235571	10,961737
17/01/2023 20:15	28,38294434	18,8791426	18,697161	9,780056152	9,6857833
17/01/2023 20:30	24,36930029	14,343958	14,21074003	10,25379126	10,15856
17/01/2023 20:45	16,98570117	11,9561577	11,83750151	5,199803955	5,1481997
17/01/2023 21:00	11,01467847	8,48255127	8,389104108	2,654820923	2,6255744
17/01/2023 21:15	11,08562158	8,449573	8,357447223	2,758247559	2,7281744
17/01/2023 21:30	12,81828882	10,2891904	10,17908322	2,667753906	2,6392056

Data/Hora	Bay Conexão UEE Florianópolis	UEE Campeche	UEE Campeche	UEE Sambaqui	UEE Sambaqui
	Potência Ativa [MW]	Potência Ativa [MW]	MUST Verificado [MW]	Potência Ativa [MW]	MUST Verificado [MW]
17/01/2023 21:45	16,81806104	12,1015674	11,98530983	4,879628906	4,8327512
17/01/2023 22:00	16,65150098	11,077915	10,97312371	5,732604736	5,6783773
17/01/2023 22:15	16,28028125	8,99237671	8,909970147	7,438477661	7,3703111
17/01/2023 22:30	19,95993115	9,89964355	9,811281645	10,2400498	10,14865
17/01/2023 22:45	24,38531104	11,0569436	10,95779283	13,54901611	13,427518
17/01/2023 23:00	29,19270117	15,0192075	14,88172642	14,44318311	14,310975
17/01/2023 23:15	27,31080762	14,9899062	14,85362701	12,5714729	12,457181
17/01/2023 23:30	25,09552832	12,6008135	12,48818624	12,72104395	12,607342
17/01/2023 23:45	27,71152734	14,9948169	14,85824371	12,97142773	12,853284

Fonte: Plataforma Integrada de Medição (2023)

APÊNDICE B – Dados de energia bruta e líquida do Complexo Eólico Florianópolis

Data	UEE Campeche - Energia bruta [MWh]	UEE Campeche - Energia líquida [MWh]	UEE Sambaqui - Energia bruta [MWh]	UEE Sambaqui - Energia líquida [MWh]
01/01/2023 00:00	246,0695138	243,733239	245,8658103	243,5524374
02/01/2023 00:00	281,790025	279,0164469	266,6393349	264,0186835
03/01/2023 00:00	298,9796578	296,0445271	303,3927602	300,4132672
04/01/2023 00:00	321,8366959	318,7504251	291,9810765	289,1784373
05/01/2023 00:00	260,1838177	257,7279384	245,3842077	243,086822
06/01/2023 00:00	260,3563973	257,8415833	218,5282226	216,4329416
07/01/2023 00:00	365,1875157	361,6755952	281,2577996	278,5585527
08/01/2023 00:00	293,2118099	290,3788864	235,2426207	232,9729761
09/01/2023 00:00	356,0253672	352,5227193	312,5551472	309,4673308
10/01/2023 00:00	362,5200634	359,0934026	274,5626812	271,9779268
11/01/2023 00:00	330,890751	327,7360617	283,4115037	280,7118894
12/01/2023 00:00	335,4583044	332,2176633	276,1137582	273,4399695

Data	UEE Campeche - Energia bruta [MWh]	UEE Campeche - Energia líquida [MWh]	UEE Sambaqui - Energia bruta [MWh]	UEE Sambaqui - Energia líquida [MWh]
13/01/2023 00:00	304,7846842	301,8461027	256,4462144	253,9740124
14/01/2023 00:00	402,4135706	398,5119101	334,0047393	330,7645433
15/01/2023 00:00	238,0709632	235,7367748	213,2248054	211,1458604
16/01/2023 00:00	269,3699092	266,6774451	238,6093411	236,2436987
17/01/2023 00:00	371,8361524	368,015109	331,1269813	327,7289715
18/01/2023 00:00	252,1069996	249,702815	202,4277765	200,5057447
19/01/2023 00:00	283,9902359	281,2746113	230,5882594	228,393179
20/01/2023 00:00	206,5957887	204,5190537	176,7110751	174,9504683
21/01/2023 00:00	226,6766987	224,3934109	197,6228998	195,6551957
22/01/2023 00:00	211,1182585	208,9921265	173,9078723	172,1893644
23/01/2023 00:00	169,6622507	167,7884914	135,0105849	133,5435063
24/01/2023 00:00	269,6598818	266,9364494	234,9730204	232,6065975
25/01/2023 00:00	230,7948231	228,496613	216,4993912	214,3889709
26/01/2023 00:00	146,9693586	145,3479286	124,9966476	123,7026605
27/01/2023 00:00	212,9211369	210,6734405	196,2053645	194,2365694

Data	UEE Campeche - Energia bruta [MWh]	UEE Campeche - Energia líquida [MWh]	UEE Sambaqui - Energia bruta [MWh]	UEE Sambaqui - Energia líquida [MWh]
28/01/2023 00:00	431,4652461	427,0266445	409,068057	404,8573982
29/01/2023 00:00	361,1590752	357,7887231	310,496488	307,6052405
30/01/2023 00:00	338,6191177	335,3388846	321,3107217	318,204562
31/01/2023 00:00	415,0663032	411,1436277	385,7268685	382,0723423
Total [MWh]	9055,790373	8966,94865	7923,892031	7846,58012

Fonte: Plataforma Integrada de Medição (2023)

APÊNDICE C – Dados de potência ativa e MUSTv horários – Caso 3

Data	Bay Conexão UEE Florianópolis	UEE Campeche	UEE Campeche	UEE Sambaqui	UEE Sambaqui
	Potência Ativa [MW]	Potência Ativa [MW]	MUST Verificado [MW]	Potência Ativa [MW]	MUST Verificado [MW]
28/01/2023 01:00	23,69454102	14,14562256	14,01649907	9,767198486	9,678041947
28/01/2023 02:00	17,29518701	11,05966467	10,95552987	6,399917023	6,339657141
28/01/2023 03:00	12,48631946	8,189335022	8,105550096	4,426052216	4,380769362
28/01/2023 04:00	11,22343134	7,016227905	6,94253195	4,326341736	4,280899385
28/01/2023 05:00	7,534819031	4,743478882	4,682985722	2,888672287	2,851833309
28/01/2023 06:00	12,07561627	7,047067932	6,975162504	5,153033234	5,100453768
28/01/2023 07:00	10,58362494	6,479974396	6,410760267	4,217917236	4,172864672
28/01/2023 08:00	14,05736456	5,610890732	5,559126405	8,5773703	8,498238158
28/01/2023 09:00	33,07459985	15,03793604	14,89857806	18,34603625	18,1760218
28/01/2023 10:00	40,91787329	18,77126782	18,58598316	22,55451794	22,33189013
28/01/2023 11:00	39,71989063	19,57265381	19,38174226	20,53848059	20,33814837
28/01/2023 12:00	41,03058569	20,1329281	19,93413137	21,30684253	21,09645432

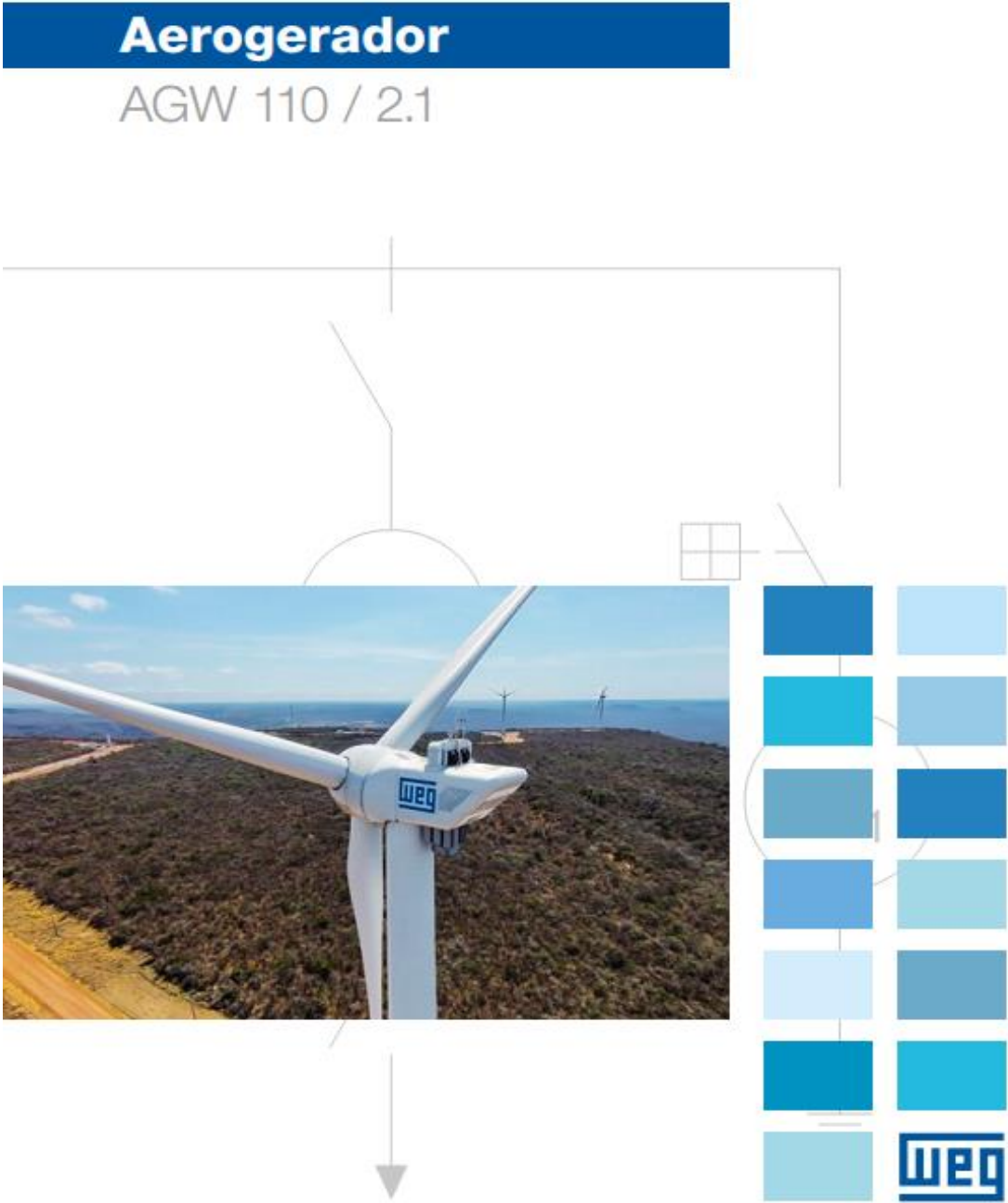
Data	Bay Conexão UEE Florianópolis	UEE Campeche	UEE Campeche	UEE Sambaqui	UEE Sambaqui
	Potência Ativa [MW]	Potência Ativa [MW]	MUST Verificado [MW]	Potência Ativa [MW]	MUST Verificado [MW]
28/01/2023 13:00	37,9704502	19,9607489	19,7671234	18,3816344	18,2033268
28/01/2023 14:00	41,941802	19,93187708	19,73260835	22,43347205	22,20919365
28/01/2023 15:00	48,56159131	24,30445374	24,0475066	24,77601721	24,5140847
28/01/2023 16:00	52,3579541	25,88556787	25,60109062	27,05418359	26,75686348
28/01/2023 17:00	54,08911865	26,45543604	26,16156509	28,24126172	27,92755356
28/01/2023 18:00	53,01975732	26,23611841	25,94856065	27,37119531	27,07119668
28/01/2023 19:00	49,98775488	24,1673667	23,91064824	26,35708545	26,07710665
28/01/2023 20:00	49,70256372	25,0707146	24,8061052	25,16203174	24,89645853
28/01/2023 21:00	52,38231738	27,21634131	26,922705	25,73729126	25,45961238
28/01/2023 22:00	44,27144434	24,16084558	23,91600764	20,56382361	20,35543669
28/01/2023 23:00	44,10489966	25,27339844	25,01835619	19,2811156	19,08654347
29/01/2023 00:00	39,80053613	24,99532959	24,74578684	15,20656519	15,0547493

Fonte: Plataforma Integrada de Medição (2023)

ANEXOS

ANEXO A – Datasheet Aerogerador WEG AGW 110 /2.1

Motores | Automação | Energia | Transmissão & Distribuição | Tintas



Fonte: WEG (2023).

Aerogerador com Acoplamento Direto e Ímãs Permanentes

Dados Operacionais

Modelo	AGW 110 / 2.1
Potência nominal	2.100 kW
Classe de vento (IEC)	5 ($V_{ref} = 9,0 \text{ m/s} / I_{ref} = 0,14 / V_{ref} = 52,5 \text{ m/s}$)

Rotor

Diâmetro	110 m
Controle de potência	Regulação de passo independente por pá

Gerador

Tipo	Síncrono de ímãs permanentes
Acoplamento mecânico	Direto (gearless)
Conexão à rede	Conversor de potência plena
Resfriamento	Fluido térmico
Impregnação do estator	VPI (Vacuum Pressure Impregnation)

Conversor

Tipo	Back-to-back IGBT
Tensão/Frequência	690 V / 60 Hz
Fator de potência	$\pm 0,95$
Resfriamento	Fluido térmico

Nacele

Sistema de posicionamento	Ativo, acionado por motores redutores elétricos
Freio principal	Aerodinâmico
Freio secundário	Eletromecânico
Freio auxiliar	Pino trava eletromecânico
Ventilação	Aberta (padrão), para atmosfera comum Fechada (opcional), para atmosfera marítima

Transformador

Tensão de entrada/saída	690 V / 34,5 kV
Resfriamento	Ar

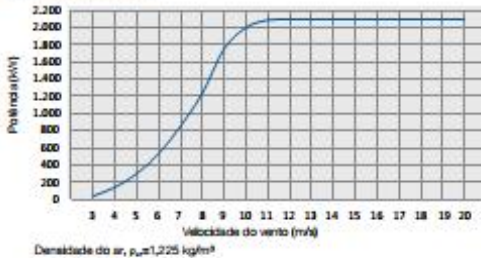
Torre

Altura do cubo	80 m ou 120 m
Construção	Aço (80 m) ou concreto (120 m)
Acesso à nacela	Elevador e escada de serviço

Informações Adicionais

Vida útil de projeto	20 anos
Temperatura de operação	De -10 °C a 40 °C
Sistema de controle	PLC programável mais UPP
Proteção contra descargas atmosféricas	Integrada nas pás, no cubo e na torre
Requisitos de conexão	Atende aos Procedimentos de Rede, submódulo 3.6, do ONS
Guincho de serviço	750 kg, interno à nacela

Curva de Potência



Grupo WEG - Unidade Energia
Jaraguá do Sul - SC - Brasil
Telefone: (47) 3276-4000
energia@weg.net
www.weg.net
[@weg_wr](http://www.youtube.com/wegvideos)



Código: 5030983 | Rev: 05 | Data (mês/ano): 09/2015
Sujeito a alterações sem aviso prévio. As informações contidas são valores de referência.

Fonte: WEG (2023).

ANEXO B – Valores de TUST-RB

Barra	Nome	TUST-RB
542	TRES IRMAOS - 440	10,755
8344	ABAIARA - 230	10,737
9739	ABDON BATISTA - 230	7,583
9738	ABDON BATISTA - 525	7,235
6930	ABUNA - 230	14,751
6700	ACAILANDIA - 500	9,617
5923	ACARAT CE - 230	8,947
5318	ACARAT-CE500	8,898
5486	ACARAU II – 230	8,963
1596	ACESITA - 230	5,654
5461	ACU II - 230	10,247
5351	ACU III - 230	10,166
5350	ACU III - 500	10,118
140	ADRIANOPOLIS - 345	7,810
106	ADRIANOPOLIS - 500	8,210
2987	AG.LINDAS230	7,442
453	AGUA AZUL - 440	7,462
4043	AIMORES - 230	8,330
6000	ALAGOAS 2 - 230	7,003
1186	ALEGRETE2 - 230	6,587
8163	ALEX - 230	9,966
6521	ALTAMIRA - 230	7,641
668	ALTA PAULISTA - 400	10,088
1078	ANASTACIO - 230	8,846
44594	ANEMUS - 230	10,970
5100	ANGELIM - 500	8,736
5101	ANGELIM - 230	8,307
105	ANGRA - 500	8,662
760	ANHANGUERA GO - 230	9,025
431	ANHANGUERA SP - 230	6,189
439	ANHANGUERA - 345	6,994
458	APARECIDA - 230	7,694
878	APUCARANA - 230	6,998
5381	AQUIRAZ - 230	7,899
4070	ARACUAI - 230	10,137
6081	ARAPIRACA III - 230	5,148
559	ARARAQUARA - 440	8,804
101	ARARAQUARA - 500	9,429
99	ARARAQUARA - 525	9,429

Fonte: ANEEL (2023).

ANEXO C – PLD horário do submercado sul do mês de janeiro de 2023

Hora	Submercado	01/01/2023	02/01/2023	03/01/2023	04/01/2023	05/01/2023	06/01/2023	07/01/2023	08/01/2023	09/01/2023	10/01/2023
0	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
1	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
2	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
3	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
4	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
5	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
6	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
7	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
8	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
9	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
10	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
11	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
12	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
13	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
14	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
15	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
16	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
17	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
18	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
19	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
20	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
21	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
22	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
23	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04

Hora	Submercado	11/01/2023	12/01/2023	13/01/2023	14/01/2023	15/01/2023	16/01/2023	17/01/2023	18/01/2023	19/01/2023	20/01/2023
0	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
1	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
2	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
3	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
4	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
5	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
6	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
7	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
8	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
9	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
10	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
11	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
12	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
13	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
14	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
15	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
16	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
17	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
18	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
19	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
20	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
21	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
22	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
23	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04

Hora	Submercado	21/01/2023	22/01/2023	23/01/2023	24/01/2023	25/01/2023	26/01/2023
0	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
1	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
2	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
3	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
4	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
5	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
6	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
7	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
8	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
9	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
10	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
11	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
12	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
13	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
14	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
15	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
16	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
17	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
18	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
19	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
20	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
21	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
22	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
23	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04

Hora	Submercado	27/01/2023	28/01/2023	29/01/2023	30/01/2023	31/01/2023
0	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
1	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
2	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
3	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
4	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
5	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
6	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
7	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
8	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
9	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
10	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
11	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
12	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
13	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
14	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
15	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
16	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
17	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
18	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
19	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
20	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
21	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
22	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
23	SUL	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04

Fonte: CCEE (2023b).



Datas e horários baseados no fuso horário (GMT -3:00) em Brasília, Brasil
Sincronizado com o NTP.br e Observatório Nacional (ON)
Certificado de assinatura gerado em 26/02/2024 às 15:40:35 (GMT -3:00)

TCC_-_Victor_Hugo_Bittencourt_-_Entrega_Final_-_assinado_assinado

 ID única do documento: #c8e2ea02-3f3b-48d0-b400-814353f8b361

Hash do documento original (SHA256): 9560630CE87142CE026E5D1383CBC8D46626DE0F6DFAFB81B78544B071823C88

Este Log é exclusivo ao documento número #c8e2ea02-3f3b-48d0-b400-814353f8b361 e deve ser considerado parte do mesmo, com os efeitos prescritos nos Termos de Uso.

Assinaturas (1)

✓ **Waleska Karoline Garcia Juvenal (Contratante)**
Assinou em 26/02/2024 às 15:41:14 (GMT -3:00)

Histórico completo

Data e hora

26/02/2024 às 15:40:36
(GMT -3:00)

26/02/2024 às 15:41:14
(GMT -3:00)

26/02/2024 às 15:41:15
(GMT -3:00)

Evento

Michel Muller solicitou as assinaturas.

Waleska Karoline Garcia Juvenal (CPF 088.084.079-00; E-mail waleska.garcia@way2.com.br; IP 177.174.248.219), assinou.
Autenticidade deste documento poderá ser verificada em <https://verificador.contraktor.com.br>. Assinatura com validade jurídica conforme MP 2.200-2/01, Art. 10º, §2º.

Documento assinado por todos os participantes.