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

PÂMELLA TABORDA

ANÁLISE DA INJEÇÃO MASSIVA DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA: UM ESTUDO DE CASO SOBRE OS EFEITOS DA RAMPA DE CARGA

FLORIANÓPOLIS, 2025.

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

PÂMELLA TABORDA

ANÁLISE DA INJEÇÃO MASSIVA DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA: UM ESTUDO DE CASO SOBRE OS EFEITOS DA RAMPA DE CARGA

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(a) Eletricista.

Orientador:
Prof. Everthon Taghori Sica, Dr. Eng.

FLORIANÓPOLIS, 2025.

Taborda, Pâmella
ANÁLISE DA INJEÇÃO MASSIVA DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA: UM ESTUDO DE CASO SOBRE OS EFEITOS DA RAMPA DE CARGA / Pâmella Taborda ; orientador, Everthon Taghori Sica , 2025.
90 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Instituto Federal de Santa Catarina, Campus Florianópolis, Graduação em Engenharia eletrica, Florianópolis, 2025.

Inclui referências.

1. Engenharia eletrica. 2. Rampa de Carga. 3. Geração Solar Fotovoltaica. 4. Mini e Microgeração Distribuída (MMGD). 5. ANAREDE. I. Sica , Everthon Taghori . II. Instituto Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia eletrica. III. Título.

ANÁLISE DA INJEÇÃO MASSIVA DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA: UM ESTUDO DE CASO SOBRE OS EFEITOS DA RAMPA DE CARGA

PÂMELLA TABORDA

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheiro(a) 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, 06 de março, 2025.

Banca Examinadora:

gov.br Documento assinado digitalmente
EVERTHON TAGHORI SICA
Data: 21/03/2025 17:22:30-0300
Verifique em https://validar.iti.gov.br

Prof. Everthon Taghori Sica, Dr. Eng.

gov.br Documento assinado digitalmente
DANIEL TENFEN
Data: 26/03/2025 12:48:43-0300
Verifique em https://validar.iti.gov.br

Prof. Daniel Tenfen, Dr. Eng.

Documento assinado digitalmente
MARCO AURELIO MOREIRA SARAN
Data: 26/03/2025 15:58:20-0300
CPF: ***.895.118-**
Valide em https://assina.mec.gov.br/verificador

Prof. Marco Aurelio Moreira Saran, M. Eng.

AGRADECIMENTOS

Inicialmente, gostaria de expressar meu sincero agradecimento ao meu orientador “Professor Sica”, cuja orientação foi fundamental para o desenvolvimento deste trabalho. Sua constante presença, com palavras precisas, foi essencial para garantir que eu permanecesse focada e segura desde o início da pesquisa; além de todo auxílio na organização e direcionamento das ideias.

Em segundo plano, mas igualmente importante, gostaria de agradecer profundamente aos meus pais. Ao meu pai, Gilson, que me acompanhou em inúmeras noites, ouvindo atentamente cada página desenvolvida, à minha mãe, Andréia, que foi minha fonte de incentivo constante, motivando-me em todos os momentos. Ao meu namorado, Eduardo, pelo apoio incondicional, sendo meu suporte e conforto durante os momentos de maior dificuldade.

Não poderia deixar de agradecer, também, à minha amiga e parceira de profissão, Gabriela Klamt, que esteve ao meu lado em todos os momentos decisivos nesta reta final do curso. Agradeço de forma geral a todos da minha família, amigos e colegas, especialmente, ao meu supervisor de estágio, que me proporcionou o suporte necessário para a conclusão deste trabalho.

Estendo meus agradecimentos aos serviços de suporte “Fale conosco” do ONS, os quais forneceram os valores de curva de carga que foram cruciais para as análises realizadas no presente trabalho.

“Se vi mais longe foi por estar de pé sobre ombros de gigantes.”

— Isaac Newton

RESUMO

O crescimento da demanda de carga no sistema elétrico resultou, entre diversas alternativas, na intensiva adoção da geração solar fotovoltaica. Contudo, aumentar a oferta de energia elétrica por meio de fontes de recursos energéticos primários intermitentes não implica, necessariamente, em um aumento proporcional na disponibilidade de energia, o que pode gerar uma percepção equivocada de que existe um equilíbrio estável entre a geração e o consumo de eletricidade. Em um sistema elétrico de potência que apresenta uma participação significativa de fontes de energia renováveis e não esgotáveis, como a solar e a eólica, que são intermitentes, surge a necessidade de considerar um conjunto de restrições e condições operacionais. Essas condições devem ser cuidadosamente atendidas para garantir a segurança da operação do sistema. Desde o início da exploração desses recursos energéticos primários (solar e eólico), notou-se mudanças na operação tanto do sistema elétrico quanto do sistema energético como um todo, sendo a curva de carga uma das principais alterações observadas. Esse fenômeno é explicado pela característica da geração distribuída e da microgeração, que atendem parcialmente a carga de eletricidade, mascarando a configuração real dessa carga em determinados horários, e depois, quando a irradiação solar diminui ou é suprimida, ocorre uma devolução da carga de forma mais abrupta e em maior intensidade. Diante deste cenário, surge a proposta deste trabalho, que visa analisar de forma detalhada e correlacionar os efeitos da volatilidade da carga com a integração da geração solar fotovoltaica no sistema elétrico. Para realizar essa análise, foi feita uma simulação utilizando o software ANAREDE, com a avaliação da penetração de geração solar fotovoltaica em quatro diferentes níveis de Microgeração Distribuída (MMDG) solar, aplicados a seis barras localizadas no estado do Rio Grande do Sul. Durante a simulação, foram monitorados os fluxos elétricos adjacentes a essas barras, a fim de observar o impacto da geração fotovoltaica na distribuição e o comportamento da carga. Além disso, os dados da curva de carga resultante foram analisados e plotados, permitindo identificar que a penetração massiva de geração solar fotovoltaica tem uma relação direta e clara com a formação da chamada "curva de pato". Esta curva é gerada devido a uma íngreme rampa de carga que ocorre justamente no período em que a irradiação solar é suprimida, o que resulta em uma significativa variação da carga, especialmente em horários críticos do dia. Esse comportamento evidencia o impacto da intermitência da geração solar no sistema elétrico, destacando a complexidade do gerenciamento de um sistema elétrico cada vez mais dependente de fontes renováveis intermitentes operados de forma descentralizada.

Palavras-chave: Rampa de Carga. Geração Solar Fotovoltaica. Mini e Microgeração Distribuída (MMGD). ANAREDE.

ABSTRACT

The growth in demand for electricity in the electrical system has resulted, among several alternatives, in the intensive adoption of solar photovoltaic generation. However, increasing the supply of electricity through intermittent primary energy resources does not necessarily imply a proportional increase in energy availability, which can generate a mistaken perception that there is a stable balance between electricity generation and consumption. In an electrical power system that has a significant share of renewable and inexhaustible energy sources, such as solar and wind, which are intermittent, it is necessary to consider a set of restrictions and operational conditions. These conditions must be carefully met to ensure the safety and stability of the system's operation. Since the beginning of the exploration of these primary energy resources (solar and wind), changes have been noted in the operation of both the electrical system and the energy system as a whole, with the load curve being one of the main changes observed. This phenomenon is explained by the characteristics of distributed generation and microgeneration, which partially meet the electricity load, masking the real configuration of this load at certain times, and then, when solar radiation decreases or is suppressed, a return of the load occurs more abruptly and with greater intensity. Given this scenario, the proposal of this work arises, which aims to analyze in detail and correlate the effects of load volatility with the integration of photovoltaic solar generation in the electrical system. To perform this analysis, a simulation was performed using the ANAREDE software, with the evaluation of the penetration of photovoltaic solar generation in four different levels of solar Distributed Microgeneration (MMDG), applied to six bars located in the state of Rio Grande do Sul. During the simulation, the electrical flows adjacent to these bars were monitored in order to observe the impact of photovoltaic generation on the distribution and behavior of the load. In addition, the data from the resulting load curve were analyzed and plotted, allowing us to identify that the massive penetration of photovoltaic solar generation has a direct and clear relationship with the formation of the so-called "duck curve". This curve is generated due to a steep load ramp that occurs precisely during the period in which solar radiation is suppressed, which results in a significant variation in the load, especially at critical times of the day. This behavior highlights the impact of the intermittency of solar generation on the electrical system, highlighting the complexity of managing an electrical system that is increasingly dependent on intermittent renewable sources operated in a decentralized manner.

Keywords: Load Ramp. Solar Photovoltaic Generation. Distributed Mini and Microgeneration (MMGD). ANAREDE.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução de geração solar no Brasil 15

Figura 2 - Projeção da demanda de eletricidade total em TWh..... 17

Figura 3 - Curva de carga em região sob influência de geração solar 19

Figura 4 - Composição de geração de energia em 2024 22

Figura 5 - Composição de geração de energia em 2015 23

Figura 6 - Comparativo de geração elétrica ao longo de um dia 24

Figura 7 - Curva de carga horária 25

Figura 8 - Curva de carga comparativa entre as regiões 26

Figura 9 - Adições líquidas de capacidade de eletricidade renovável por país/região..... 32

Figura 10 - Representação gráfica no ANAREDE 40

Figura 11 - Janela de dados de barra ANAREDE..... 40

Figura 12 - Patamares de carga..... 42

Figura 13 - Patamares de carga..... 46

Figura 14 - Estação meteorológica de Livramento 46

Figura 15 - Estação meteorológica de Quinta 47

Figura 16 - Estação meteorológica de Pelotas..... 47

Figura 17 - Curva de carga Líquida estimada para o cenário de referência (10511) 54

Figura 18 - Curva de carga Líquida estimada para o cenário de referência (10515)..... 55

Figura 19 - Curva de carga Líquida estimada para o cenário de referência (10522)..... 56

Figura 20 - Curva de carga Líquida estimada para o cenário de referência (10525)..... 57

Figura 21 - Curva de carga Líquida estimada para o cenário de referência (10533) 58

Figura 22 - Curva de carga Líquida estimada para o cenário de referência (9203) 59

Figura 23 - Curva de carga Líquida estimada para o cenário de referência (9203) 60

Figura 24 - Representação dos circuitos monitorados nas barras de Pelotas 3 60

Figura 25 - Representação do circuito monitorado na barra de Quinta 60

Figura 26 - Representação do circuito monitorado na barra de Livramento..... 61

Figura 27 - Curva de carga líquida estimada para a barra 10511 (SE Bagé 2 13,8kV) comparação dos 3 cenários em detrimento do cenário de referência. 69

Figura 28 - Curva de carga líquida estimada para a barra 10515 (SE Bagé 2 23kV) comparação dos 3 cenários em detrimento do cenário de referência.... 69

Figura 29 - Curva de carga líquida estimada para a barra 10522 (SE Pelotas 3 13,8kV) comparação dos 3 cenários em detrimento do cenário de referência. 69

Figura 30 - Curva de carga líquida estimada para a barra 10525 (SE Pelotas 3 13,8kV) comparação dos 3 cenários em detrimento do cenário de referência. 70

Figura 31 - Curva de carga líquida estimada para a barra 10533 (SE Quinta 13,8kV) comparação dos 3 cenários em detrimento do cenário de referência. 70

Figura 32 - Curva de carga líquida estimada para a barra 9203 (SE Livramento 13,8kV) comparação dos 3 cenários em detrimento do cenário de referência. 71

Figura 33 - Curva de carga líquida estimada composta pela soma da carga líquida desenvolvida no cenário 3 para as 6 barras de estudo 72

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Consumo de eletricidade na rede em GWh 17

Tabela 2 - Relação dos tipos de barra 38

Tabela 3 - Casos de referência mensal 41

Tabela 4 - Áreas do Rio Grande do Sul 43

Tabela 5 - Barramentos de interesse 45

Tabela 6 - Resultados indicados para a barra 10511 (SE Bagé 13kV) 51

Tabela 7 - Estatísticas da Regressão da barra 10511 (SE Bagé 13,8kV) 53

Tabela 8 - Estatísticas da Regressão da barra 10515 (SE Bagé 23kV) 55

Tabela 9 - Estatísticas da Regressão da barra 10522 (SE Pelotas 3 13,8kV).. 56

Tabela 10 - Estatísticas da Regressão da barra 10525 (SE Pelotas 3 13,8kV) 56

Tabela 11 - Estatísticas da Regressão da barra 10533 (SE Quinta 13,8kV) 57

Tabela 12 - Estatísticas da Regressão da barra 9203 (SE Livramento 13,8kV)58

Tabela 13 - Resumo dos fluxos em Potência ativa para o Cenário de Referência 61

Tabela 14 - Percentual de acréscimo de potência instalada de MMGD por barras do Cenário 1 62

Tabela 15 - Resumo dos fluxos em Potência ativa para o Cenário 1 63

Tabela 16 - Percentual de acréscimo de potência instalada de MMGD por barras do Cenário 2 65

Tabela 17 - Resumo dos fluxos em Potência ativa para o Cenário 2 65

Tabela 18 - Percentual de acréscimo de potência instalada de MMGD por barras do Cenário 3 67

Tabela 19 - Resumo dos fluxos em Potência ativa para o Cenário 3 67

Tabela 20 - Redução nos fluxos do cenário 2 em detrimento do cenário de referência 72

Tabela 21 - Redução nos fluxos do cenário 2 em detrimento do cenário de referência 73

Tabela 22 - Redução nos fluxos do cenário 3 em detrimento do cenário de referência 74

LISTA DE SIGLAS

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANEE	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CMO	Custo Marginal da Operação
DIST	Distribuição
DIT	Demais Instalações de Transmissão
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga
EXPNE	Fluxo de potência de Exportação do Nordeste
IEA	International Energy Agency. Agência Internacional de Energia
INMET	Instituto Nacional de Metereologia
MME	Ministério de Minas e Energia
MMGD	Microgeração e da Minigeração Distribuídas de Energia Elétrica
ONS	Operador Nacional do Sistema
RAP	Relatório de Análise de Perturbação
RSE	Fluxo de potência de Recebimento do Sudeste
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 14

1.1 Justificativa 16

1.2 Definição do Problema 18

1.3 Objetivo Geral 19

1.4 Objetivos Específicos 20

1.5 Estrutura do Trabalho 20

2 MATRIZ ELÉTRICA 22

2.1 Resiliência e segurança energética 26

2.2 Aspectos da mini e microgeração solar fotovoltaica 31

3 METODOLOGIA 37

3.1 Anarede 37

3.2 Objeto de estudo 41

4 MODELAGEM E ANÁLISE DOS RESULTADOS 44

4.1 Cenário de Referência 44

4.2 Cenário 1 62

4.3 Cenário 2 64

4.4 Cenário 3 66

4.5 Resultados 68

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS 76

REFERÊNCIAS 78

APÊNDICES 84

APÊNDICE A – Dados Gerais barra 10511 84

APÊNDICE B – Dados Gerais barra 10515 86

APÊNDICE C – Dados Gerais barra 10522 87

APÊNDICE D – Dados Gerais barra 10525 88

APÊNDICE E – Dados Gerais barra 10533 89

APÊNDICE F – Dados Gerais barra 9203 90

1 INTRODUÇÃO

A crescente demanda por energia elétrica contribuiu com a expansão e diversificação das matrizes de energia elétrica pelo mundo. Diferentes países, de acordo com suas disponibilidades, avançaram em pesquisas e desenvolvimento de novas tecnologias capazes de suprir a demanda vigente. Uma das tecnologias de geração que cada vez mais vem ganhando destaque, é a geração solar fotovoltaica.

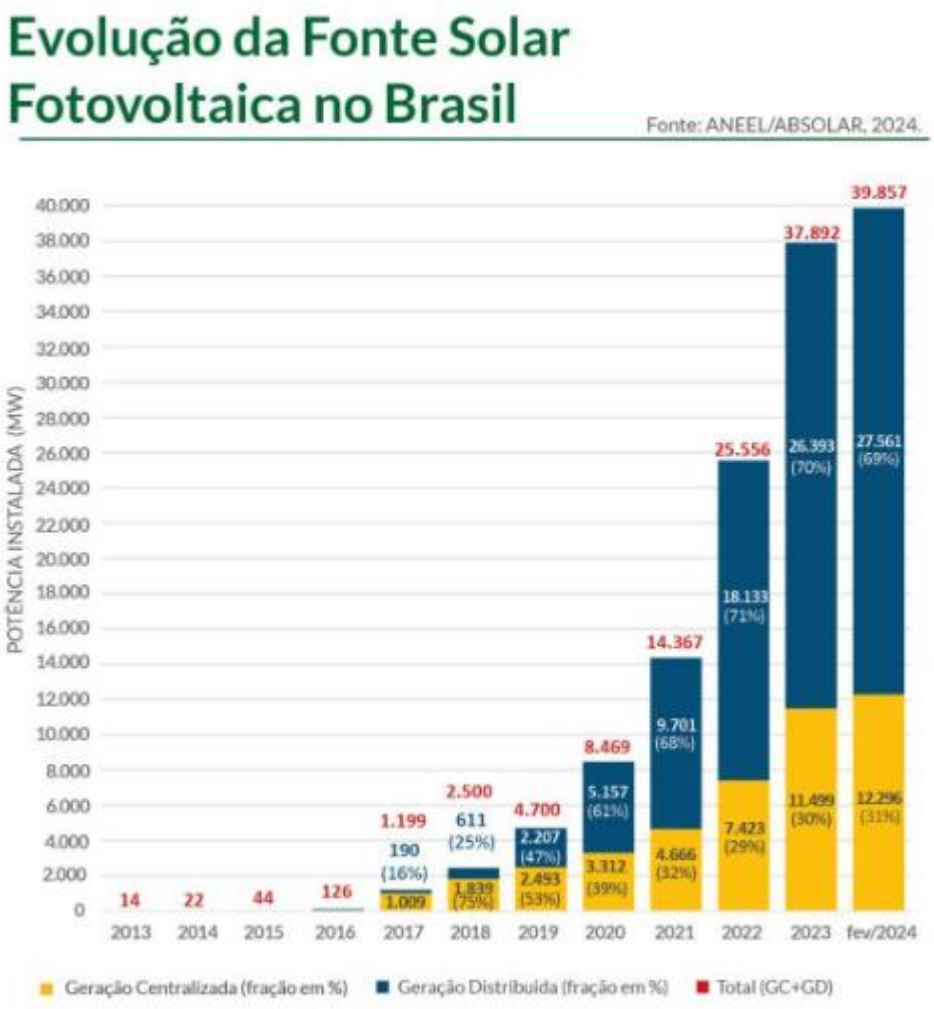
A geração solar fotovoltaica é composta por um conjunto de módulos fotovoltaicos interconectados que funciona com o auxílio de inversores elétricos para o processamento de energia elétrica. A irradiação [Wh/m^2] do sol incide sobre os módulos, provocando uma densidade de corrente e, por conseguinte, um fluxo de corrente contínua, a qual fluirá pelos equipamentos de processamento de energia por um inversor e será transformada em corrente alternada, forma que é disponibilizada para a rede elétrica.

A energia elétrica gerada pode ser usada e armazenada sem ser injetada na rede (*off-grid*) ou ser injetada na rede e contribuir no sistema (*on-grid*), (ABSOLAR, 2024a). Nos sistemas isolados, os equipamentos como controlador de carga e banco de baterias, fazem-se necessários; nos sistemas conectados à rede, por sua vez, o medidor bidirecional, cuja função é calcular o excedente seja de produção ou consumo, passa a ser o equipamento exigido. (BNDES, 2018)

No Brasil o desenvolvimento mais proeminente desta tecnologia ocorreu no ano de 2012, justamente com o processo de regulamentação das micro e minigerações. Assim, no dia 17 de abril de 2012, entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL n°482/2012 (ANEEL, 2012), que deu liberdade para o consumidor para gerar sua própria energia elétrica por fontes renováveis e até mesmo de injetar o excedente na rede. Estes consumidores que atuam de forma híbrida — hora gera, hora consome — são chamados de prossumidores. A partir disso, outras resoluções e adequações foram feitas para chegar na resolução atual: a Resolução Normativa nº 1.049 (ANEEL, 2022).

O Brasil é um dos países que mais se destaca na produção de energia não-esgotável, renovável e sustentável (Figura 1). Em janeiro de 2023, contabilizou um total de 18 mil usinas geradoras, com capacidade de 10,3 GW[1].

Figura 1 - Evolução de geração solar no Brasil



Fonte: ABSOLAR (2024b)

Apesar das normas que regem esse sistema de geração, ainda sim estão presentes algumas inconsistências intrínsecas a forma de funcionamento dessa geração. O fato de a geração ser bastante expressiva em dado momento do dia (horário de disponibilidade do sol) e nula em outro (período de sombreamento, ou quando o sol se põe), permite que flutuações de tensão e

[1] Essa capacidade está sendo contabilizada sem considerar as instalações de micro e minigerações de residências e geradores de menor porte. (MME, 2023).

frequência aconteçam na rede, prejudicando a segurança energética da rede de energia elétrica.

Para contornar este cenário, são necessários que sejam feitos ajustes de tensão e frequência no sistema, o que além de desgastar equipamentos, pode ser o princípio de um colapso para a rede de energia elétrica (Rocha; Radatz; Kagan, 2018).

1.1 Justificativa

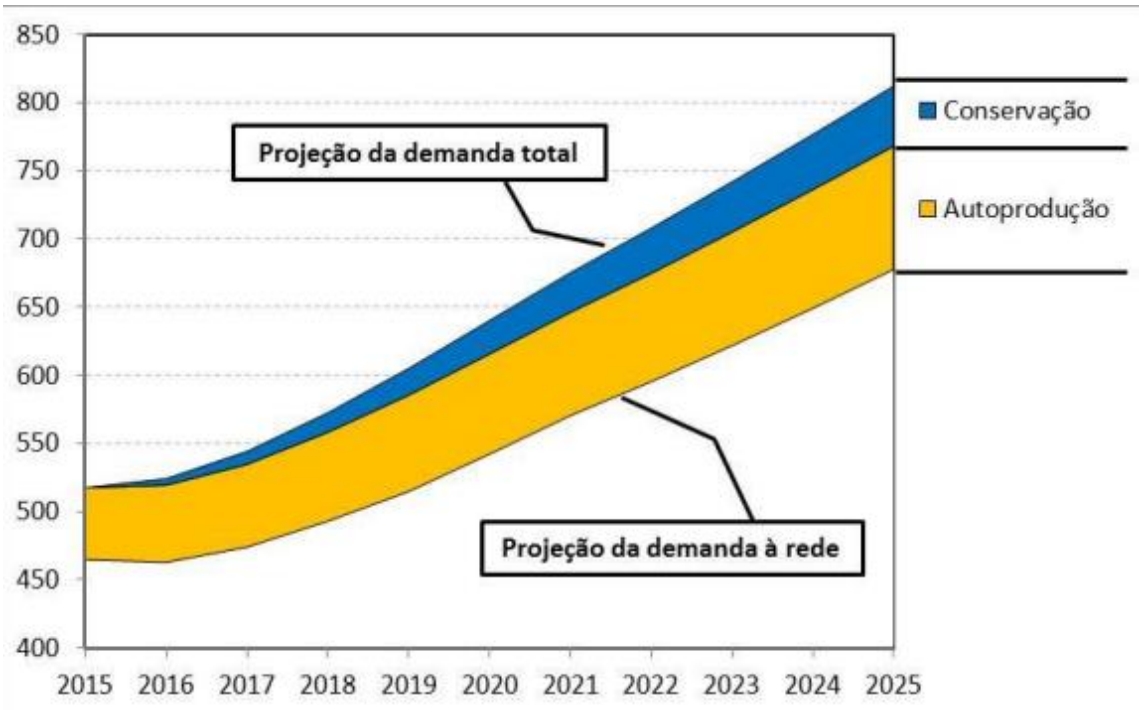
A expansão da geração de energia solar fotovoltaica pode ser explicada como uma resposta do sistema a crescente demanda de energia. A estimativa desenvolvida pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética) no ano de 2016 para os próximos dez anos, previa um aumento considerável de consumo de eletricidade na rede, como é possível identificar na Tabela 1. Porém, em contraponto, existia a perspectiva de que os consumidores também usariam de tecnologias alternativas com o objetivo de suprir sua própria demanda, por meio de conservação e autoprodução, como pode, por outro lado, ser conferido na Figura 2.

Tabela 1 - Consumo de eletricidade na rede em GWh

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2015	131.315	169.615	90.383	73.411	464.724
2016	133.941	161.957	92.643	74.289	462.831
2017	137.695	163.391	96.120	76.837	474.044
2018	143.274	169.459	100.319	79.966	493.018
2019	149.614	176.652	104.996	83.556	514.817
2020	156.160	188.607	110.144	87.305	542.216
2021	163.370	200.023	115.571	91.449	570.413
2022	170.839	207.408	121.276	95.797	595.321
2023	178.561	215.637	127.247	100.317	621.762
2024	186.562	223.906	133.541	105.056	649.065
2025	194.846	232.631	140.157	110.010	677.645
Variação (% ao ano)					
2015-2020	3,5	2,1	4,0	3,5	3,1
2020-2025	4,5	4,3	4,9	4,7	4,6
2015-2025	**4,0**	**3,2**	**4,5**	**4,1**	**3,8**

Fonte: EPE (2016)

Figura 2 - Projeção da demanda de eletricidade total em TWh



Fonte: EPE (2016)

Apresentando como subterfúgio a produção autônoma de energia, os consumidores atenuam parte da carga total do sistema durante o período de autoprodução. Porém, quando a geração usada para reduzir o carregamento do sistema é intermitente, como a geração solar fotovoltaica, é possível de interpretar essa situação como uma “pseudo redução”. Em virtude de a irradiação solar ser “impedida” (por exemplo, pelo pôr do sol) de chegar nos módulos fotovoltaicos, a contribuição desaparecerá de forma instantânea, revelando uma carga previamente mascarada. Essa mudança abrupta provoca afundamentos de tensão na rede e consequentemente flutuações de frequência, provocando a perca de inércia do sistema e desta forma prejudicando a segurança energética. (Soares; Lima; Martins, 2021)

1.2 Definição do Problema

O aumento da demanda de eletricidade concomitante ao aumento de geração distribuída cria uma ideia de equilíbrio, onde teoricamente o que está sendo demandado também está sendo suprido por consumidores. Porém, é de suma importância atentar-se ao fato de que esse equilíbrio apenas existe se a proporção e continuidade forem assumidas como verdade.

O cenário brasileiro atual, em que 84,8% da matriz energética está baseada em geração renovável, com 4,4% de geração solar fotovoltaica[2], aumenta a preocupação em relação à continuidade do fornecimento de energia elétrica no sistema (EPE, 2023).

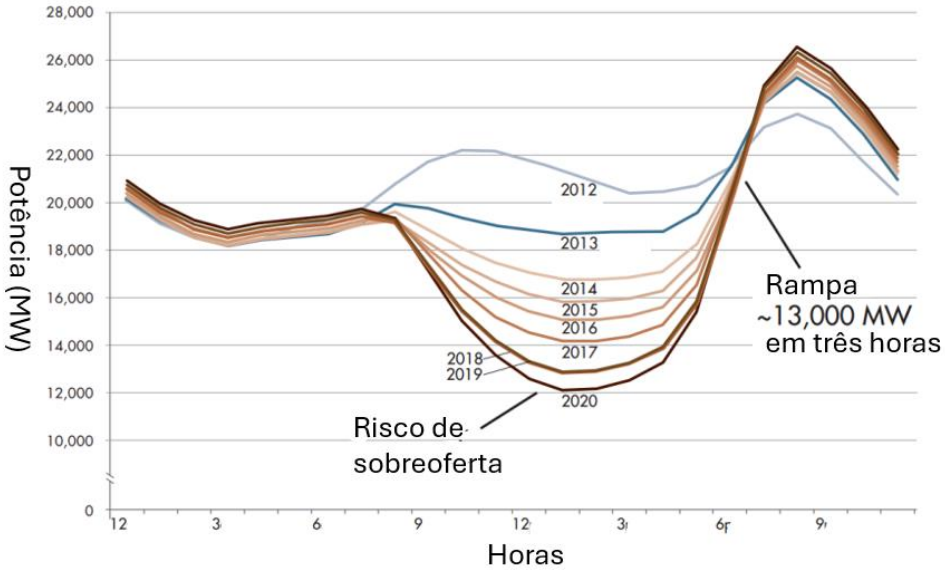
A representação da variação de potência em função do tempo demandado pelo sistema elétrico é feita através da curva de carga (ONS, 2024a). Dessa forma, qualquer alteração da forma de consumo ou fornecimento de energia, impactam profundamente na representação desta curva. Umas das mais recorrentes imagens da curva de pato foi apresentado pelo Operador de Sistema Independente da Califórnia (CAISO), este apresentava os níveis desequilibrados sobre a oferta em dado período do dia (coincidente com horário

[2] Esse valor desconsidera a capacidade instalada de micro e minigeração

de sol a pico) e em sequência uma rampa acentuada de consumo atrelada ao horário de sol poente graças à massiva penetração de geração solar fotovoltaica do sistema. (Giullia Gallo *et al*, 2018)

.

Figura 3 - Curva de carga em região sob influência de geração solar



Fonte: Adaptado de CAISO (2013)

Dessa forma, o problema baseia-se em identificar os efeitos causados pelas abruptas variações no sistema de acordo com a disponibilidade ou não da irradiação.

1.3 Objetivo Geral

O trabalho objetiva analisar as causas da rampa de carga em função do decréscimo da oferta de eletricidade no horário de pôr do sol (redução de irradiação solar), identificando a inserção massiva de geração solar fotovoltaica no sistema elétrico.

1.4 Objetivos Específicos

A fim de alcançar o objetivo geral previamente estabelecido, os tópicos aprofundados serão:

a) apresentar os aspectos da matriz elétrica e do crescimento da oferta de recursos energéticos primários intermitentes;

b) apresentar os conceitos de resiliência e segurança energética;

c) analisar os aspectos condicionantes e pertinentes a operação e despacho dos recursos energéticos primários intermitentes na matriz elétrica;

d) analisar a evolução da geração solar fotovoltaica, a capilaridade e escoamento na rede de distribuição e transmissão; e

e) analisar os efeitos e impactos da rampa de carga ao decréscimo de injeção de potência proveniente da geração solar fotovoltaica.

1.5 Estrutura do Trabalho

O presente trabalho é composto por cinco capítulos os quais aditem como tema central a inserção de micro e minigeração solar fotovoltaica no sistema elétrico.

O primeiro capítulo é responsável por dar abertura ao tema, introduzindo o leitor ao panorama presente, diante dos tempos de construção do trabalho, este é composto pela justificativa e os objetivos propostos.

O segundo capítulo fundamenta os conceitos teóricos a cerca dos assuntos abordados ao longo do trabalho, referenciando os conteúdos acerca do desenvolvimento e transformação da Matriz elétrica brasileira, a resiliência e segurança energética, além dos aspectos gerais da MMGD.

O terceiro capítulo descreve o software utilizado no desenvolvimento do estudo, o ANAREDE, além de identificar detalhar o objeto de estudo usado como base para o trabalho em questão.

O quarto capitulo detalha a modelagem desenvolvida para o estudo e descreve os cenários os quais esta modelagem será submetida.

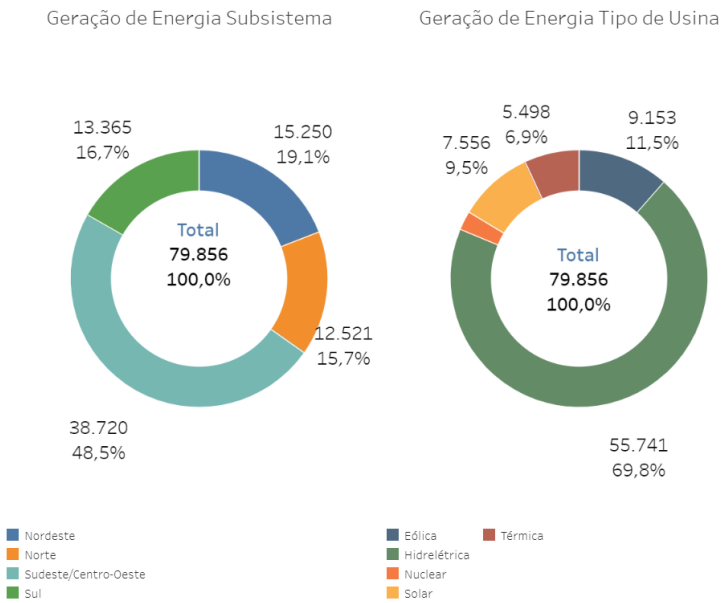
Por fim o quinto capítulo é responsável por concluir em linhas gerais os resultados obtidos ao longo do trabalho e indicar futuros trabalhos desenvolvidos a luz do presente.

2 MATRIZ ELÉTRICA

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é composto por diversas fontes de geração. Alguns recursos energéticos primários são contínuos e possíveis de serem estocados como a térmica, nuclear, e em partes até mesmo o hídrico, e outros que se apropriam de recursos energéticos primários intermitentes e não-estocáveis, como são os casos da solar fotovoltaica e da eólioelétrica.

Com o avanço da tecnologia e aumento da demanda elétrica, fez-se necessário o desenvolvimento de novas formas de oferta de energia elétrica, para que o balanço da demanda e oferta de energia fosse cumprido. Atualmente, o Brasil apresenta uma porcentagem de mais de 80% da sua composição de matriz elétrica, em recursos energéticos primários não-esgotáveis e renováveis, como é possível identificar na Figura 4, um gráfico de composição de operação do setor de energia elétrica disponibilizado pelo ONS.

Figura 4 - Composição de geração de energia em 2024

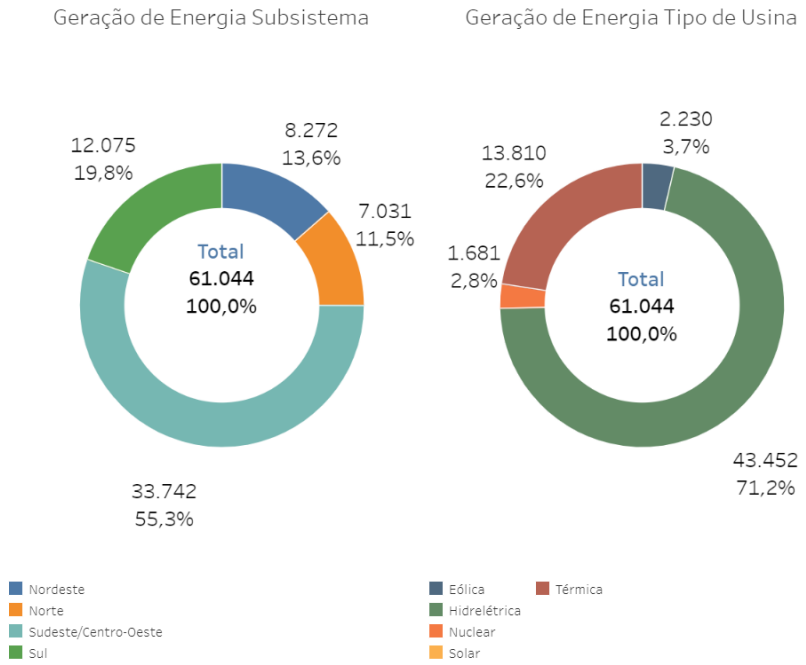


Fonte: ONS (2024b)

Porém, a configuração da matriz elétrica e consequentemente a operação do sistema elétrico, nem sempre foi baseada nesta composição. No

ano de 2015, por exemplo, a participação das fontes de geração de energia elétrica era composta de forma diferente, a geração solar fotovoltaica não era expressiva o suficiente, e a participação da geração eolioelétrica era menor que atualmente, assim como, a participação das usinas térmicas era mais relevante como é possível averiguar na Figura 5.

Figura 5 - Composição de geração de energia em 2015



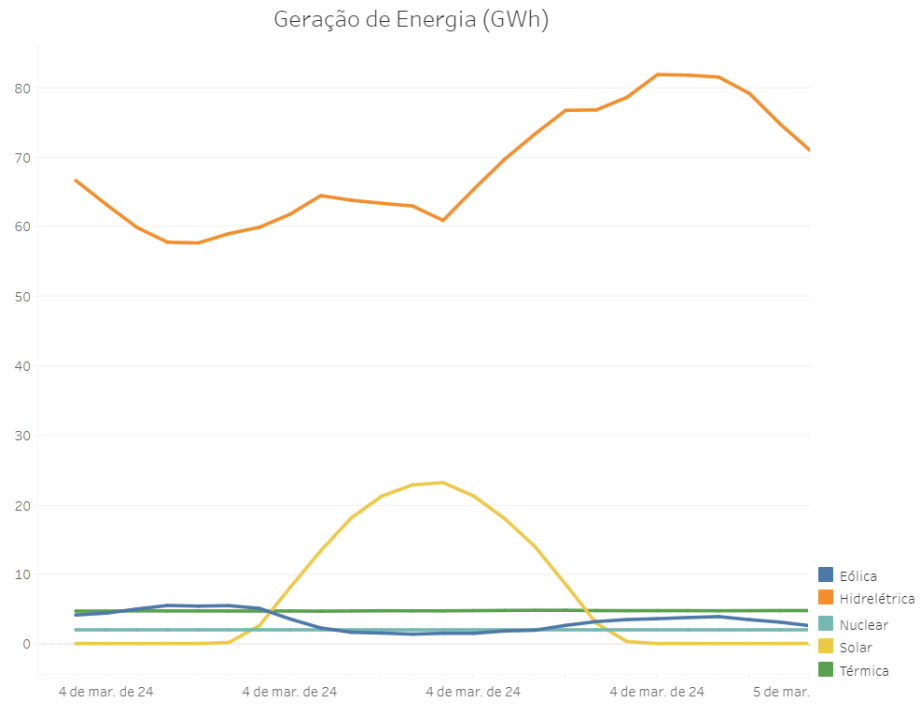
Fonte: ONS (2024b)

Comparando as Figuras 4 e 5, é possível verificar o aumento da penetração de geração solar fotovoltaica e eólioeletrica na matriz de geração de energia elétrica brasileiro. Concomitantemente, a demanda de energia elétrica no país tende a crescer. Assim, no primeiro trimestre do ano de 2024, foi mapeado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) o aumento total de 906 megawatts (MW) de potência instalada, sendo 544,22 MW advindos de geração solar fotovoltaica, e 316,30 MW de geração eólioeletrica (ANEEL, 2024a).

A Figura 6, por sua vez, apresenta um gráfico comparativo disponibilizado pelo ONS. Nele, podemos ver a geração ao longo do dia 04 de março de 2024, sendo possível constatar o balanço entre os tipos de fonte de

geração. Ainda se tratando dessa figura, vemos que a linha laranja indica a geração em megawatts-hora (MWh) de geração hidrelétrica; a linha amarela, por sua vez, a geração solar fotovoltaica; a linha verde, por seu lado, corresponde à geração termelétrica; a linha azul claro, a nuclear e a linha azul escuro, por fim, a eólioelétrica.

Figura 6 - Comparativo de geração elétrica ao longo de um dia



Fonte: ONS (2024b)

A geração de energia elétrica é modelada para atender a curva de carga e esta pode ser caracterizada como o registro por hora do consumo de energia elétrica, o que permite mapear o aumento ou a redução desse consumo e identificar o cotidiano dos consumidores.

Oliveira *et al* (2021) destaca, ao comparar a curva de carga de um dia útil com a de um final de semana, uma redução geral nos valores de consumo, além de variações no comportamento horário das rampas de ascensão e descensão da carga. Um fator diretamente relacionado a essas variações são as condições climáticas. No contexto brasileiro, a temperatura exerce um impacto significativo no consumo de energia elétrica, com

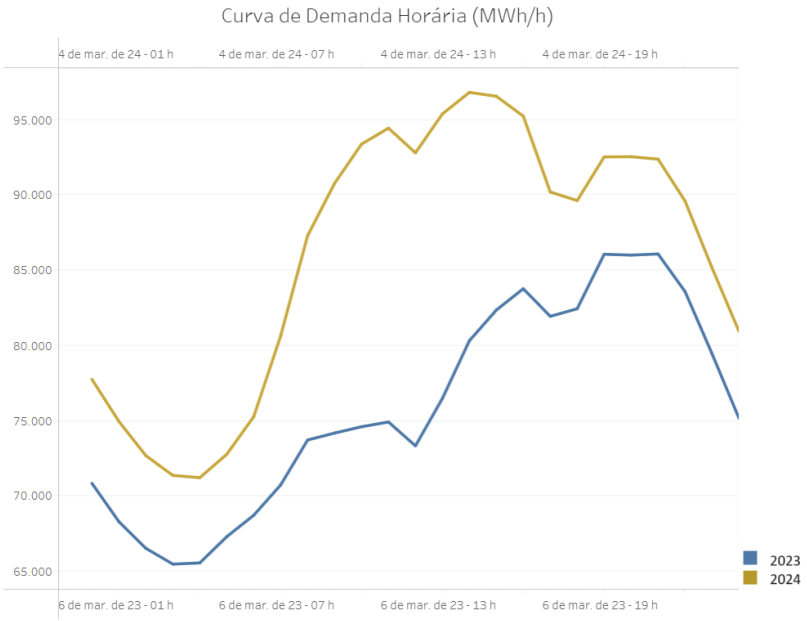
temperaturas mais altas resultando em um maior uso de dispositivos de climatização, como condicionadores de ar.

Como constatado por Oliveira *et al* (2018), o consumo de energia elétrica pouco depende da tarifa empregada, desta forma, o comportamento da demanda por energia elétrica pode ser caracterizado como “levemente” inelástico, em relação ao preço (os consumidores podem até reduzir parte do consumo, porém não deixam de consumir efetivamente), e elástico de acordo com o cotidiano e variações climáticas.

Tendo a base de que alterações no cotidiano dos consumidores ou até mesmo integração de novas tecnologias refletem na curva de carga diretamente, a penetração de geração distribuída também impactou nas curvas de geração. Diante dessa constatação, a partir do dia 29 de abril de 2023, o ONS começou a considerar micro e minigeração em seus dados, sendo assim é possível notar algumas mudanças no comportamento das curvas mesmo em um curto intervalo de tempo.

A Figura 7, abaixo, demonstra a situação da curva de carga do Brasil, ao longo de um dia equivalente em dois anos diferentes, a partir das ofertas de fonte de geração da Figura 6. Ela também apresenta uma relação temporal combinando e comparando os dados de 2023 (linha em azul) e 2024 (linha em verde) para um mesmo período.

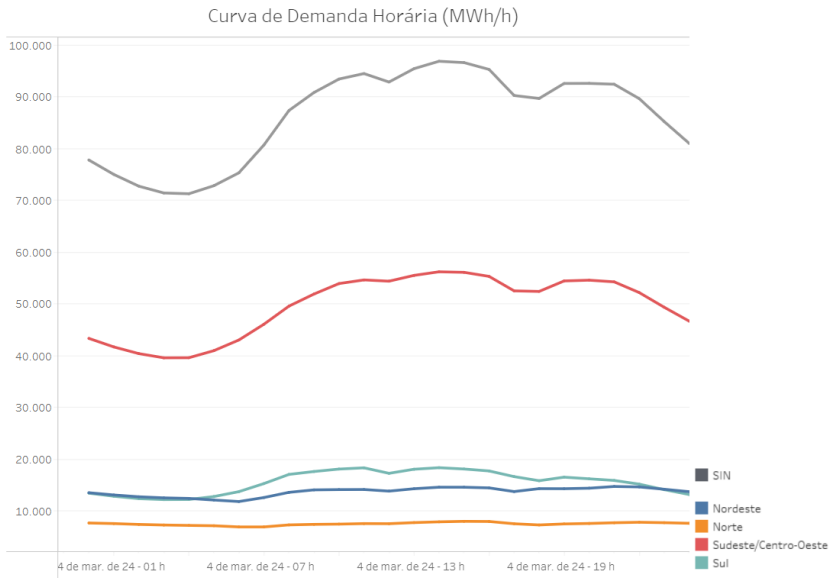
Figura 7 - Curva de carga horária



Fonte: ONS (2024c)

É importante ressaltar que, para as diferentes regiões do Brasil, uma curva de carga diferente é gerada, justamente atrelado as diferentes formas de consumo. Seja em montante de energia consumida ou até mesmo diferença nos horários de maior demanda, desta forma, a Figura 8 retrata justamente esta diferença ao longo do dia 4 de março de 2024.

Figura 8 - Curva de carga comparativa entre as regiões



Fonte: ONS (2024c)

Por esta figura é possível notar que a região Sudeste/Centro-Oeste (representada pela linha vermelha) é quem modela a curva de carga do sistema integrado nacional (representada em cinza). Enquanto as curvas da região Sul (linha em azul claro), Norte (em amarelo) e Nordeste (em azul escuro) têm menor representatividade.

2.1 Resiliência e segurança energética

O Operador Nacional do Sistema (ONS) é responsável por coordenar, controlar e planejar a operação de todo o Sistema Interligado Nacional (SIN) de

forma centralizada. Dessa forma, as atividades referentes à transmissão e geração devem ser primordialmente controladas por este órgão e reguladas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

O processo de operação considera os dados de todo o sistema interligado e com base em estudos diários permite (ou não) que os agentes de geração entrem em operação. A operação segue um conjunto de normas e procedimentos, os Procedimentos de Rede, que são disponibilizados pelo ONS e apresentados em submódulos.

O objetivo da operação do sistema é garantir a segurança e continuidade do fornecimento de energia elétrica para todos os agentes sem discriminação, visando o menor Custo Marginal da Operação (CMO) (ONS, 2024d). Para garantir a continuidade e confiabilidade do sistema é necessário que a frequência, potência e tensão estejam dentro dos limites de operação. Dessa forma, quando ocorre alguma perturbação no sistema é fundamental que exista inércia o suficiente para manter os padrões de operação.

A massiva penetração de fontes intermitentes na matriz elétrica trouxe consigo uma situação indesejada para o Sistema Interligado Nacional (SIN). A configuração a priori basicamente formada por geradores rotativos de elevada inércia, onde a própria massa das máquinas elétricas e das turbinas eram capazes de retornar para os padrões, emergiu ao novo conceito de inércia, a inércia sintética (Liu; Zhao; Liang, 2022)

Ainda segundo os supracitados autores, a inércia pode ser compreendida como uma impedância na mudança de frequência do sistema, quando este é submetido a perturbações. A diferença da inércia em sistemas com muita inserção de fontes intermitentes (eólioelétrica e solar fotovoltaica), para sistemas com geração numerosa em geradores síncronos, pode ser encontrada na fórmula que emula cada uma delas.

A inércia de um sistema com geradores rotativos é dada pela equação 1:

$$H_{sis} = \frac{\sum_{i=1}^{N} H_i \times S_i}{\sum_{i=1}^{N} Si} \quad \textbf{(1)}$$

onde: H_{sis} é a constante de inércia equivalente do sistema; e H_ie S_i são a constante inercial e a potência nominal do i-ésimo do gerador síncrono, respectivamente. E, a inércia de um gerador síncrono é dada pela equação 2:

$$H_i = \frac{J \times W^2}{2 \times S_b} \quad \textbf{(2)}$$

onde: *J* é o momento de inércia do gerador (em kg m²); *W* é a velocidade angular mecânica nominal do rotor do gerador (em rad/s); e S_b é a potência aparente nominal do gerador (em MVA).

Por sua vez, a inércia de um sistema com a penetração de geração distribuída é descrita pela equação 3:

$$H_{sis} \times S_{sis} = \sum_{i=1}^{n} S_{gen,i} \times H_{gen,i} + S_{re} \times H_{re} \quad \textbf{(3)}$$

onde: $S_{gen,i}$ é a capacidade nominal do gerador síncrono; S_{re} é a capacidade nominal das energias renováveis baseadas em conversores; $H_{gen,i}$ é a constante de inércia de gerador síncrono; e H_{re} é a constante de inércia virtual.

O sistema com alta presença de energia intermitente baseada em inversores carece da energia cinética usada para interromper a mudança de frequência presente nos geradores síncronos. Estes são capazes de absorver ou liberar energia cinética, por meio do rotor, e dessa forma fornecer suporte para o sistema elétrico atenuando ou evitando mudanças de frequência. (Tuo; Li, 2021)

Segundo Correa Morais *et al* (2021), a intermitência causada pela geração distribuída implica em oscilações no sistema elétrico interligado que, se não forem sanadas, ocasionam desequilíbrios entre a potência mecânica de entrada e a potência elétrica dos geradores. Este desequilíbrio temporário, pode

vir a resultar num excesso ou escassez de energia nas máquinas, o que faz com que as linhas de transmissão, por exemplo, tenham sua capacidade reduzida.

A fim de reduzir danos e impactos no sistema elétrico, o ONS segue uma série de critérios para o despacho de usinas dotadas de fontes intermitentes não-estocáveis. A usina eolioelétrica, por apresentar intermitência na rede, opera com algumas restrições, dentre elas *constrained-off*. O conceito de *constrained-off* é justamente a ação de reduzir a geração demandada pelo operador centralizado, em relação a programação (ANEEL, 2019).

Em casos em que o dano gera um impacto com maior relevância, pode acontecer outra forma de restrição que será imposta também pelo ONS, esta é denominada *curtailment*, que é justamente a ação de interromper a geração (Espindola, 2023).

No Brasil, na existência de *constrained-off*, as classificações feitas pelo ONS são: em razão de indisponibilidade externa (quando algum equipamento está fora de uso para manutenção, por exemplo); o atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica (a fim de sanar sobrecargas em equipamentos do setor elétrico); e a energética (quando a oferta de energia elétrica sobressai a demanda pela mesma) (ONS, 2022a).

Estas restrições não são exclusividade brasileira, outros países que também vivenciam a expansão das gerações renováveis, a exemplo da eólica, podem ser citados como referenciais. Segundo Espindola (2023), o Japão, a China e a Irlanda são países que, assim como o Brasil, também sofrem com as restrições impostas sobre as gerações renováveis eólica e solar. Os motivos são semelhantes aos enfrentados no Brasil: dificuldade de escoamento de potência; instabilidade no sistema de transmissão (dificuldade no controle de tensão e volatilidade da carga); e no Japão, em específico, dificuldade de ajuste de potência nas usinas nucleares.

O principal contraponto sobre o despacho e elevada penetração de energia das fontes intermitentes na matriz elétrica está atrelada a alta variabilidade, incerteza e dificuldade de previsão dessa geração. A necessidade de participação das usinas eolioelétricas e solares fotovoltaicas no montante total de geração, já é incontestável. Porém, o grande desenvolvimento e

aplicação de usinas eolioelétricas tem provocado rampas de difícil controle para operação. Uma vez que todo o montante gerado é injetado na rede, quando não há *constrained-off* e *curtailment*.

Nesse sentido, o momento de perturbações na velocidade do vento implica que parte dessa energia seja simplesmente suprimida, ocasionando a indesejada rampa no sistema. Aos moldes da geração eolioelétricas, a geração solar fotovoltaica traz impactos controversos para o sistema. A dificuldade de previsão de irradiação solar e a incerteza quanto aos níveis de geração, causam flutuações na potência gerada, afetando a inércia do Sistema Integrado Nacional (SIN) (ONS, 2022a).

O motivo das rampas serem indesejadas é principalmente atrelado a qual usina será despachada para atender a rampa; visto que intermitências não são programadas, e que o despacho deve acontecer de forma ordenada. No momento em que uma intermitência acontece, outra usina de resposta rápida e robusta o suficiente deverá ser acionada para estabilizar a relação potência e frequência operante no sistema.

Ainda que não programadas elas podem ser previstas, como o caso da supressão de geração solar fotovoltaica no horário de sol poente. Esta supressão relativamente rápida, impacta em uma rampa acentuada que quando operada de forma coerente pode ser atenuada com outras formas de geração. Atualmente, a forma mais eficaz é acionar uma usina termelétrica, justamente por sua inércia rotativa para controle de frequência, além da previsibilidade e tempo de resposta para entregar potência suficiente.

O tempo de acionamento de cada termelétrica varia de acordo com a fonte de energia utilizada para a combustão. Uma vez que o princípio de funcionamento das térmicas é baseado na queima de algum combustível que gera calor, aquecendo caldeiras de água que resultam em vapor, e este promove o movimento das turbinas que convertem o movimento em energia elétrica pelo gerador, por exemplo (Carvalho, 2016).

Segundo estudo apresentado por André Lawson e Guilherme Pereira em 2017, as usinas nucleares e a carvão têm um tempo de resposta mais lento, enquanto as usinas a óleo combustível apresentam um tempo de resposta

médio. Já as usinas a gás e a diesel se destacam por sua maior versatilidade e rápida capacidade de acionamento. O estudo também revela que, quanto mais rápida for a resposta de uma usina, maior será o custo variável atrelado.

Além das usinas térmicas, outra forma de garantir a flexibilidade do sistema é por meio das usinas hidrelétricas, que apesar de apresentarem resposta favorável, são limitadas por restrições advindas das próprias características intrínsecas dessa tecnologia, atreladas principalmente ao reservatório e planejamento financeiro. Ainda assim, quando possível, é de relevância que as hidrelétricas assumam uma parcela maior da geração do sistema em detrimento da geração térmica. Para que apenas o mínimo necessário seja despachado (inflexibilidade), de menor valor agregado.

Não obstante, diante do exposto, ou seja, de que as usinas com resposta mais lenta apresentam menor custo associado, as variações na carga ou geração podem impactar em geração de termelétricas acima da inflexibilidade e impor maior custo na operação. (Ramos *et al*, 2015)

A dificuldade da operação está concentrada na variação mais íngreme da rampa, no horário mais recorrente, observada das 17 às 19h. Considerando que uma parcela relevante de geração é suprimida em um curto intervalo de tempo, a questão a ser solucionada é justamente ter recurso suficientemente flexível, para ser acionado neste momento. Logo quanto menor a carga, maior a probabilidade desses recursos estarem disponíveis (EPE, 2023)

Os artifícios de redução citados previamente (*constrained-off* e *curtailment*), servem como subterfúgios do operador para por exemplo atenuar as rampas formadas ao pôr do sol advindas das usinas que operam de forma centralizada. Porém o crescimento massivo de mini e microgeração distribuída, impõem dificuldades além da própria intermitência, atrelado principalmente ao operar de forma individualizada.

2.2 Aspectos da mini e microgeração solar fotovoltaica

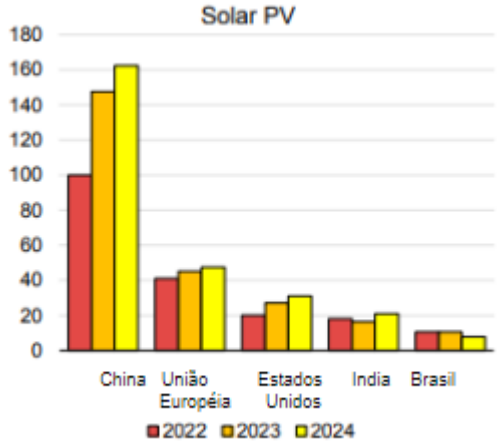
A Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 (ANEEL, 2012), atualmente revogada e substituída pela Resolução Normativa nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023 (ANEEL, 2023), promoveu o início do desenvolvimento de

geração solar fotovoltaica distribuída no sistema elétrico brasileiro. O aumento da demanda por energia elétrica, a preocupação com meio ambiente, e a disposição favorável de irradiação solar pelo território brasileiro, culminaram para a integração dessa fonte de geração no sistema elétrico (ABSOLAR, 2024c).

O fato de a matriz elétrica brasileira ser predominantemente composta por geração hidrelétrica e termelétrica faz com que uma possível crise hídrica resulte, ao mesmo tempo, no aumento das tarifas de energia. Esse cenário contribui ainda mais para o crescimento da geração solar fotovoltaica no Brasil, uma vez que essa fonte de energia se torna uma alternativa mais atrativa e sustentável diante das dificuldades enfrentadas pelas fontes tradicionais. (Nascimento *et al*, 2023)

A implementação de geração de energia solar fotovoltaica no sistema elétrico, visando a diversificação da matriz e o aumento de fontes não-esgotáveis e renováveis, é algo difundido pelo mundo. Obtida nos relatórios da Agência Internacional de Energia (IEA), a Figura 9, apresenta um demonstrativo do aumento da capacidade instalada de geração solar fotovoltaica de 4 países/regiões, com grande potencial de produção nos últimos anos.

Figura 9 - Adições líquidas de capacidade de eletricidade renovável por país/região



Fonte: Adaptado de IEA (2023)

A Resolução Normativa n° 482/2012 (ANEEL, 2012), que propiciou o desenvolvimento da mini e microgeração no sistema elétrico brasileiro,

vislumbrava os impactos positivos que um crescimento ordenado de geração localizada perto da carga tem a oferecer, como o adiamento e redução dos investimentos em transmissão e distribuição. Por meio desta resolução, a compensação de crédito foi criada, onde 100% da energia excedente injetada era convertida em créditos de uso posterior.

Os investidores encontraram nesse desenvolvimento, uma forma de lucro, onde a geração de eletricidade que deveria atender o consumo direto e próximo, passa a apresentar excedentes desenfreados capazes de reverter o efeito positivo de adiamento, transformando em adiantamento de obras de reforço do sistema elétrico, a fim de comportar o novo montante dessa energia. Isto pode ser comprovado por exemplo, com o caso de Jequitibá, que como foi exposto pela CEMIG (distribuidora de energia elétrica do estado de Minas Gerais) para o ONS (2023b) para o Sistema de Consolidação da Previsão de Cargas por Barramento (SCPCB), uma subestação que teria esgotamento de sobrecarga devido a carga apenas no ano de 2043, teve seu reforço antecipado uma vez que o aumento de geração distribuída na região fez com que obras de desenvolvimento entrassem em operação no plano de 2018 para execução em 2022.

Em meio a este paradoxo, a Lei nº 14.300/2022, de 6 de janeiro de 2022 (BRASIL, 2022), foi instaurada para controlar esse crescimento acentuado, e cobrar taxas sobre o excedente injetado na rede. Dessa forma a compensação de créditos por parte da distribuidora não é mais de 100%, devendo seguir um conjunto de regras referenciado a cada ano de entrada em operação. Sendo assim, parte desses créditos são retidos pela distribuidora, a fim de custear os investimentos para a robustez do sistema de distribuição (Rocha, 2022).

Aos moldes da lei supracitada, a Resolução Normativa nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023, publicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2023), consolida as proposições referentes à Microgeração e da Minigeração Distribuídas de Energia Elétrica (MMGD) e ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), além de aprimorar as questões de conexão e faturamento. (ANEEL, 2022)

Visando um aumento considerável e a consolidação das usinas solares fotovoltaicas no Brasil, o ONS em 2023 passou a considerar as injeções

de potência da MMGD em seus estudos. Essa mudança ocorreu principalmente devido ao fato de que, embora a contribuição dessas usinas seja bastante vantajosa, elas também trazem desafios ao sistema, especialmente relacionados à instabilidade e à inércia sintética (ONS, 2022b).

Os impactos dessa instabilidade afetam todo o sistema elétrico integrado, tanto a rede de distribuição quanto de transmissão e geração. No cenário em que os módulos de geração solar fotovoltaica injetam potência na rede, um dos efeitos causados é a inversão de fluxo, fenômeno crítico para as linhas de distribuição que têm suas proteções de tensão ativadas, fazendo com que cada vez mais ajustes tenham de ser feitos. (Rocha; Radatz; Kagan, 2018)

O fluxo de potência é previamente prospectado em um único sentido, sendo este: geração centralizada, rede básica de transmissão, rede de distribuição apenas para atendimento da carga; na atualidade foi alterado onde, da mesma forma que existe carga absorvendo energia da rede básica, coexiste o escoamento da energia excedente advinda da MMGD. Dessa forma instaura-se um fluxo bidirecional no sistema.

Essa configuração propicia um ambiente com maiores perdas, tanto perda física de energia por questão elétrica e de robustez de equipamentos como perdas tarifárias. Estas perdas tarifárias impactam diretamente no consumidor que não possui geração distribuída, uma vez que este não conta com os mesmos créditos de compensação que os prossumidores (Silveira, 2024)

Um estudo desenvolvido por André G. Nogueira *et al* (2024), expõe a necessidade da incorporação da Geração Distribuída solar fotovoltaica no modelo de cálculo das perdas, uma vez que, a depender do nível de penetração e até mesmo da distância do ponto de consumo, a MMGD tem impacto direto nas mesmas. Nesse sentido, existe um limite onde as MMGD são benéficas ao sistema contribuindo na redução das perdas do sistema de distribuição. Porém, além desse percentual benéfico, o resultado é o oposto e a injeção dessa potência passa a aumentar as perdas técnicas, visto que a injeção de potência das MMGD impacta no fator de carga do sistema.

O fator de carga, segundo a ANEEL (2010), é definido como a razão entre a demanda média e máxima ocorridas em um determinado tempo. Em

outras palavras, a introdução de MMGD no sistema impacta o fator de carga e este, quanto menor, resulta em maiores perdas e o oposto acontece quanto mais próximo de 1 (Oliveira, 2023).

Outro aspecto a ser considerado é o de que, antes da abertura do mercado de energia e do avanço das gerações distribuídas, a construção de usinas geradoras e a ampliação dos sistemas de transmissão e distribuição, ocorriam de maneira sincronizada. Isto assegurava o escoamento seguro da energia injetada. Contudo, com a abertura do mercado e o crescimento desordenado das usinas de pequeno porte, essa coordenação foi perdida, o que resultou no surgimento de possíveis sobrecargas no sistema de transmissão, colocando em risco o escoamento eficiente da energia, que passou a ser alocada de forma mais rápida e sem o devido planejamento (Marques, 2024)

Outro aspecto que deve ser ressaltado é devido à falta de robustez e permanência que provocam instabilidades na rede, ocasionando as rampas de carga. Esse fenômeno já está sendo estudado em outros lugares que também inseriram esta forma de geração em sua matriz, caso do Japão.

O fenômeno analisado expõe que em redes com alta penetração de geração solar fotovoltaica, pode-se visualizar um aumento considerável de demanda no período noturno, isso graças a falta de recurso para a geração (falta de irradiação solar). Como é um evento instantâneo, é necessário que o sistema tenha recursos flexíveis, como um suporte de geração disponível e ágil o suficiente para manter os níveis de frequência e tensão dentro dos padrões exigidos. (Omine; Hatta; Ueno, 2019)

Paul Denholm *et al*, já abordavam, em 2015, sobre as dificuldades de operação de um sistema elétrico com grande representação de geração solar fotovoltaica em seu portfólio. Tendo o sistema da Califórnia como base de estudo, expõe-se que, além da dificuldade repercutida da rampa da carga, outra encontrada são as reduções de geração solar fotovoltaica por geração em excesso. Essas reduções ou cortes ocorrem tanto pelo recurso excessivo combinado a uma demanda descasada (pico de demanda mais proeminente no horário em que não se tem mais a radiação solar), quanto pela necessidade de despacho mesmo que mínimo, ainda que diante da existência de usinas térmicas

e hidrelétricas para manutenção dos níveis de confiabilidade de tensão e frequência do sistema.

A dificuldade encontrada na operação do sistema está além dos aspectos supracitados. No dia 15 de agosto de 2023, por exemplo, ocorreu um evento atípico no Brasil, cerca de 31% da carga atendida pelo sistema elétrico brasileiro foi cortada em razão da incerteza nas informações comunicadas pelos agentes para o ONS. Diante desse evento, esse órgão emitiu o documento: Relatório de Análise de Perturbação (RAP), cuja função é explicar e detalhar eventos atípicos de perturbações no sistema. A partir disso, declarou-se que o corte de carga iniciado pelo desarme de uma linha por proteção e o efeito em cascata que ocasionou a atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) — o sistema de alívio de cargas com a finalidade de equilibrar geração com a demanda após contingências graves no sistema. E, deste modo, consequentemente houve uma grande perda no sistema, devido a incoerência dos dados de campo e os dados simulados (ONS, 2023a).

Após tornar os dados fidedignos à realidade encontrada em campo, e simular incansavelmente a operação ocorrida no dia 15 de agosto de 2023, a conclusão obtida pelo Operador Nacional do Sistema é que a única forma capaz de amenizar o ocorrido, seria um sistema com maior potencial de escoamento, ou seja, com mais linhas de transmissão, trazendo maior capilaridade de sistema e a capacidade de manter maior estabilidade. Porém, o ONS reforça que foi uma situação de controle de tensão, e o maior problema é a discrepância nos dados simulados, e os de campo, referente as gerações eolioelétrica e solares fotovoltaicas (ONS, 2023).

Contudo, sendo problemas de coerência de dados ou realmente a intermitência atrelada a nova modalidade de geração, é inegável a contribuição da MMGD tanto de forma positiva quanto negativa ao sistema elétrico brasileiro. Portanto, cabe apenas as partes responsáveis introduzir e regulamentar um planejamento viável capaz de coordenar este crescimento notório de geração distribuída no país.

3 METODOLOGIA

Frente aos impactos previamente apresentados, com destaque para o crescimento de MMGD em um sistema elétrico, pretende-se desenvolver uma metodologia de análise em fluxos de potência por meio do software ANAREDE, com base em casos desenvolvidos e disponibilizados pelo ONS.

A proposta contempla simulações ao longo das 24 horas de um dia típico do mês de outubro, submetido a diferentes cenários de projeção de crescimento de MMGD. O produto obtido nesta metodologia foram 4 diferentes cenários com 24 situações horárias baseadas na variação de geração advinda de 6 barramentos escolhidos no Rio Grande do Sul.

3.1 Anarede

O software ANAREDE é um aplicativo desenvolvido pelo CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica S.A.) que possibilita a criação de um sistema elétrico simulando uma rede elétrica, com todos os seus elementos e especificações técnicas. Através do ANAREDE, é possível: representar as barras; as linhas de transmissão e distribuição elétrica; os circuitos dos transformadores de potência, geradores de energia; além dos componentes de suporte à tensão, como reatores e bancos de capacitores, por exemplo. A interligação desses elementos ocorre por meio do fluxo de potência, que é apresentado em diferentes formas de grandeza, podendo ser detalhado em componentes de potência ativa e reativa ou até mesmo em termos de percentuais da capacidade total (CEPEL, 2025).

O software permite uma análise em regime permanente, o que implica dizer que a resposta entregue por este considera que as oscilações transitórias (como curtos-circuitos ou mudanças rápidas de carga) já se estabilizaram e o sistema opera de forma contínua e previsível. Esse tipo de análise é fundamental para avaliar a capacidade de distribuição de energia, a eficiência do sistema e

identificar possíveis problemas como quedas de tensão, sobrecarga ou condições de operação inadequadas (Mendonça, 2013).

A resolução do fluxo de potência baseia-se em calcular a injeção líquida de potência em cada barra. Logo, para cada uma, existe um conjunto de equações que definem a potência e tensão envolvida. Para diferentes barras, diferentes valores de entrada são requeridos enquanto outros são calculados

A barra *swing* ou de referência fornece a referência angular do sistema e é utilizada para fechar o balanço de potência dele. Existe apenas uma *swing* em todo o sistema. A barra PQ ou de carga contém, como o próprio nome sinaliza, informações de carga e geração fixos em todo o processo de cálculo e não apresentam controle de tensão. Por outro lado, a barra PV apresenta controle de tensão e potência ativa (Pequeno, 2010).

A Tabela 2 apresenta um resumo da relação entre tipo de barramento, dados de entrada e valores calculados na simulação. Onde *k* refere-se a barra em questão, *V* a tensão, *Q* a potência reativa, *P* a potência ativa e *θ* a abertura angular.

Tabela 2 - Relação dos tipos de barra

Tipo de barra:	**Dados de entrada:**	**Dados calculados:**
Referência	V_k, θ_k	P_k, Q_k
PQ	P_k, Q_k	V_k, θ_k
PV	P_k, V_k	Q_k, θ_k

Fonte: Elaborada pela autora (2025)

O ANAREDE detém de três métodos matemáticos para a solução do fluxo de potência. O primeiro deles é o método de Newton Raphson, considerado robusto e capaz de convergir com poucas iterações, mesmo com sistemas de dimensões maiores. O segundo, chamado Desacoplado Rápido, por sua vez, é uma variação do Newton Raphson, considerado mais ágil, porém aplicado a uma gama menor de casos. Por fim, temos o método Linearizado, também chamado de fluxo DC, que apenas analisa o fluxo de potência ativa.

Segundo o anteriormente citado, Pequeno (2010) o problema do fluxo de potência envolve duas equações principais para cada barra, uma de potência ativa (P_k) e outra de potência reativa (Q_k) descritas nas equações 3 e 4.

$$P_{k=} V_k \times [\sum_{m=1}^{n} \quad V_m \times \{G_{km} \times coscos\,(\theta_{km}) + B_{km} \times sen(\theta_{km})\}\,], \;\; k \in \{PQ,PV\} \tag{3}$$

$$Q_{k=} V_k \times [\sum_{m=1}^{n} \quad V_m \times \{G_{km} \times (\theta_{km}) - B_{km} \times cos(\theta_{km})\}\,], \;\; k \in \{PQ\} \tag{4}$$

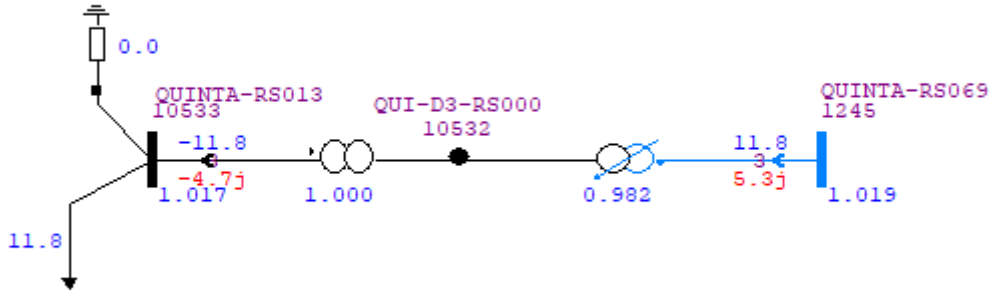
A fórmula de atualização de Newton-Raphson é baseada em uma matriz jacobiana, que contém as derivadas parciais das potências ativas e reativas em relação aos ângulos de fase e magnitudes das tensões. A matriz jacobiana é calculada iterativamente. A fórmula que resume a resolução dos fluxos de potência pelo método Newton Raphson é dada pela equação 5.

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta|V| \end{bmatrix} = -J^{-1} \times \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \tag{5}$$

O processo é repetido inúmeras vezes, seu critério de parada é o momento em que as variações nas potências ΔP e ΔQ atinjam valores suficientemente pequenos, indicando que o sistema atingiu a solução de equilíbrio.

O software também apresenta uma interface gráfica, que facilita a visualização dos dados necessários para a análise. Para que exista a representação gráfica é necessário o fornecimento de um conjunto de dados de entrada (arquivos de extensão .SAV ou PWF podem ser carregados), que forneçam os dados elétricos dos equipamentos a serem representados. Na Figura 10, abaixo, é possível observar um modelo de representação gráfica da barra de número 10533 referente a subestação de distribuição de Quinta 13,8kV. Junto a este são apresentados a representação de carga, transformador elevador de fronteira e banco de capacitor *shunt* para controle de tensão.

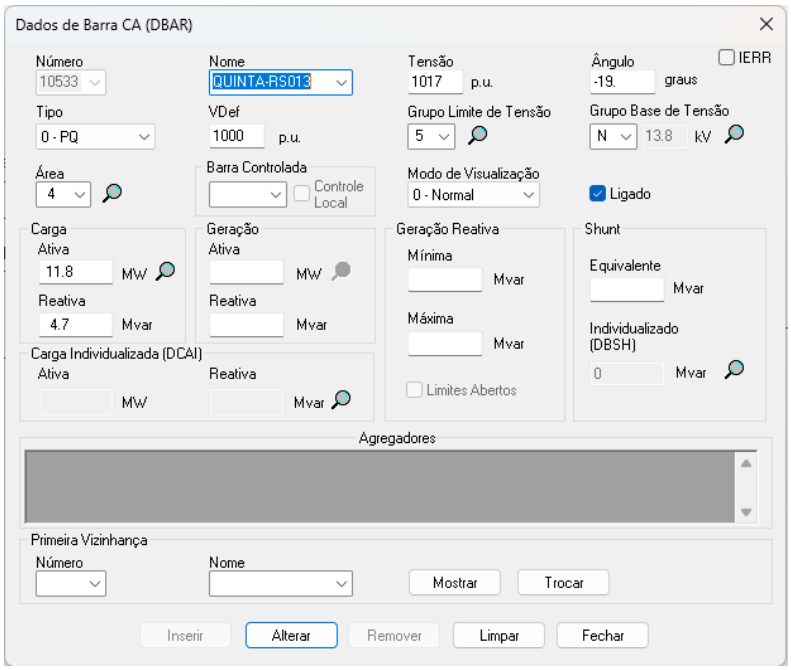
Figura 10 - Representação gráfica no ANAREDE



Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Os valores representados na linha, com a cor azul refere-se à potência ativa, enquanto os da cor vermelha à potência reativa; as setas representadas nas linhas indicam o sentido do fluxo. Nas barras também são apresentados os valores de tensão em pu, na cor azul. A interface gráfica que permite a alteração dos valores na barra é apresentada na Figura 11.

Figura 11 - Janela de dados de barra ANAREDE



Fonte: Elaborada pela autora (2025)

O conjunto de dados de entrada para o ANAREDE, utilizado como base para este estudo, refere-se ao caso de referência mensal de outubro de

2024, disponibilizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) por meio da plataforma SINtegre.

O SINtegre é uma plataforma online que fornece informações detalhadas sobre a operação do Sistema Elétrico Nacional (SIN). Nesta, é possível acessar dados de relevância, como geração de energia, consumo, carga e outros parâmetros, permitindo aos usuários acompanhar a performance do sistema em tempo real. Além disso, a plataforma disponibiliza relatórios históricos, facilitando a análise e o acompanhamento do comportamento do sistema elétrico ao longo do tempo.

3.2 Objeto de estudo

> Documento, elaborado mensalmente, que estabelece as diretrizes para operação da Rede de Operação com configuração completa, considerando o desempenho do sistema interligado nacional (SIN) sob o ponto de vista do atendimento aos critérios e aos padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede, definindo também a geração térmica necessária por restrição elétrica e que subsidia a programação e a operação em tempo real. A elaboração de diretrizes para a operação elétrica de horizonte mensal tem o objetivo de atualizar as diretrizes para a operação elétrica de horizonte quadrimestral (ONS, 2024)

A fim de que o material divulgado compreenda o comportamento mais verossímil com a realidade, estão dispostos 12 casos dentro do arquivo de referência mensal, que compreendem os cenários projetados com base nos dados informados pelos agentes ao ONS, dentro do horizonte indicado. A Tabela 3 informa os cenários abarcados no caso de referência mensal de outubro de 2024.

Tabela 3 - Casos de referência mensal

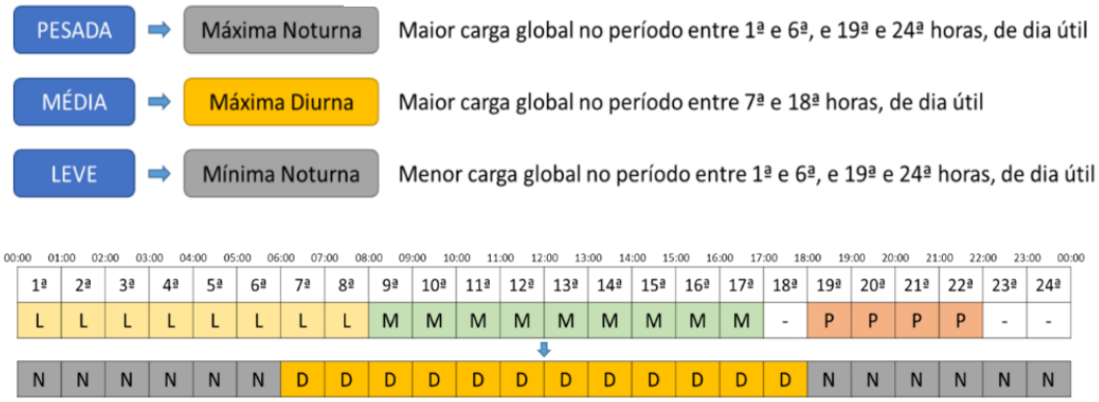
1	ONS - MENSAL - Outubro 2024 – Pesada
2	ONS - MENSAL - Outubro 2024 - Média EXPNE
3	ONS - MENSAL - Outubro 2024 - Leve EXPNE
4	ONS - MENSAL - Outubro 2024 – Mínima
5	ONS - MENSAL - Outubro 2024 - Sábado Dia

6	ONS - MENSAL - Outubro 2024 - Sábado Noite
7	ONS - MENSAL - Outubro 2024 - Domingo Dia
8	ONS - MENSAL - Outubro 2024 - Domingo Noite
9	ONS - MENSAL - Outubro 2024 - Média da Média
10	ONS - MENSAL - Outubro 2024 - Média SER
11	ONS - MENSAL - Outubro 2024 - Leve SER
12	ONS - MENSAL - Outubro 2024 - Pesada teste

Fonte: Elaborada pela autora (2025)

As variáveis envolvidas dentre os casos têm relação com as cargas e geração horárias, além da configuração de fluxo predominante na região nordeste. A Figura 12 apresenta a relação horária que cada caso compreende dentro do patamar por ele apresentado.

Figura 12 - Patamares de carga



Fonte: Adaptado de ONS (2025)

Para o estudo de caso desenvolvido neste trabalho foram usados apenas 3 dos 12 casos disponibilizados sendo estes, caso 1 “ONS - MENSAL - Outubro 2024 - Pesada”, 2 “ONS - MENSAL - Outubro 2024 - Média EXPNE” e 3 “ONS - MENSAL - Outubro 2024 - Leve EXPNE”. O caso titulado “Pesada” formula um cenário de maior carga compreendido dentro do intervalo de 01:00 e 06:00 horas e 19:00 até 24:00 horas, enquanto “Média EXPNE” maior carga entre 07:00 e 18:00 horas, diferentemente da “Leve EXPNE” que evidencia a menor carga entre 01:00 e 06:00 horas e 19:00 até 24:00 horas.

Os casos contemplam os dados elétricos de todo o SIN, mais detalhadamente da rede básica (equipamentos submetidos tensão maior que 230kV), porém apresentam de forma mais reduzida as fronteiras com a rede de distribuição (valores de carga e MMGD nas barras), justamente onde será a atuação desde trabalho. O SIN é divido dentro do software em áreas e o estado alvo do estudo, Rio Grande do Sul é dividido em 6, estas são apresentadas na Tabela 3.

Tabela 4 - Áreas do Rio Grande do Sul

N° da área	Descrição
1	RS-525 kV
2	RS-230 Kv
3	RS-DIT/DIST
4	RS-DIT/DIST (Sul +Livramento 2)
5	RS- Consumidores RB
6	RS- Autoprodutores 230 Kv

Fonte: Elaborada pela autora (2025)

De forma a delimitar a região de estudo e analisar os impactos causados pela variação de MMGD, a área escolhida foi a “RS-DIT/DIST (Sul +Livramento 2)”. Essa área contempla parte da rede de distribuição do Rio Grande do Sul (DIST) além de demais instalações de transmissão (DIT), é formada por 42 barras, todas do tipo “PQ” submetidas a tensão de 13,8kV a 130 kV. Dentre essas barras, seis contém carga e MMGD injetadas, sendo, portanto, escolhidas como objeto de estudo.

4 MODELAGEM E ANÁLISE DOS RESULTADOS

O estudo contempla a análise dos impactos elétricos por meio das simulações no ANAREDE para averiguar questões de inversão de fluxo em questão, e a construção da curva de carga horária em cada barramento escolhido. A fim de modelar a curva de carga de cada barramento, foi solicitado ao ONS dados da curva de carga horária do estado do Rio Grande do Sul e por meio desses dados base, aliados aos dados disponibilizados nos três patamares de carga dos casos de horizonte mensal, uma aproximação foi feita usando transformação não linear logarítmica a qual, foi melhor desenvolvida no capítulo 4.1. Outro ponto de atenção para o estudo é a curva de geração das MMGD de cada barramento que também foi projetada baseada no valor fornecido no caso de referência do ONS e discretizado baseado na irradiância incidente na região da barra escolhida disponibilizados no INMET (Instituto de Nacional de Meteorologia).

Com o objetivo de avaliar os impactos da alta penetração de MMGD no sistema, são analisados quatro cenários. O primeiro é o cenário de referência, onde se utiliza uma descrição mais detalhada; a partir de três casos são gerados 24 casos que simulam, hora a hora, o comportamento da geração e da carga nos barramentos. O cenário um, por seu turno, considera o percentual máximo de crescimento da potência instalada, sem suprir 50% da carga bruta em nenhum horário. Em se tratando do cenário dois, por outro lado, considera-se o percentual mínimo de crescimento da potência instalada capaz de suprir mais de 50% da carga bruta em pelo menos 50% (ao menos seis das doze horas) do período diurno. Finalmente, o cenário três contempla o percentual mínimo de crescimento da potência instalada capaz de inverter o fluxo de potência em pelo menos 25% (ao menos quatro das doze horas) do período diurno.

4.1 Cenário de Referência

Para a construção do cenário de referência foram utilizados os dados de curva de carga do Rio Grande do Sul do dia 17 de outubro de 2024, fornecidos

pelo ONS. Estes serviram de base para a variação de carga nos seis barramentos focos desse estudo, estes podem ser conferidos na Tabela 5, que apresenta a relação dos números da barra encontrado no ANAREDE, a forma como é indicada no mesmo e a subestação a qual é referenciado.

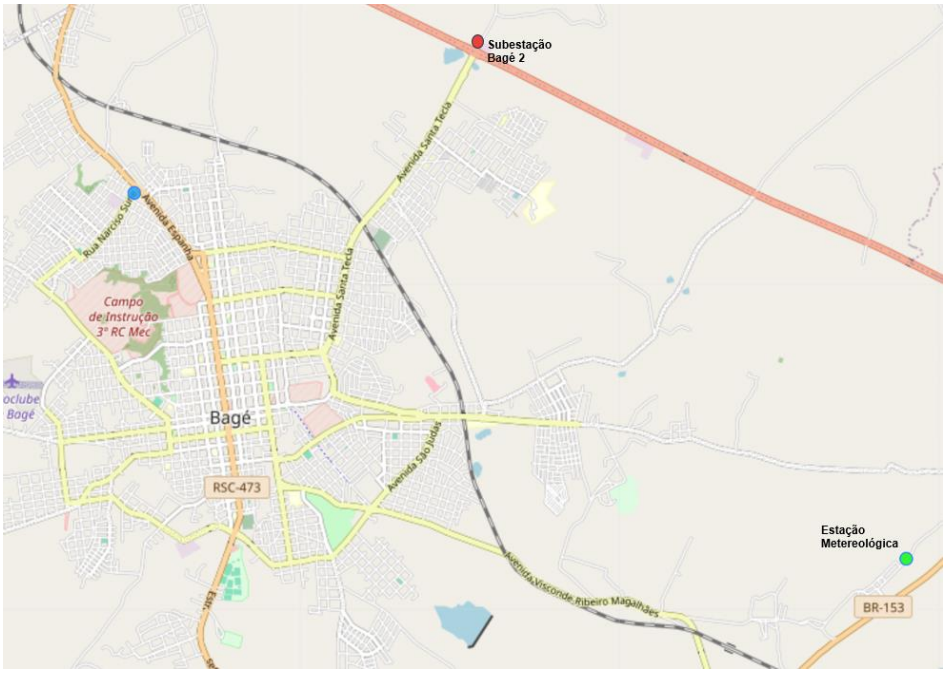
Tabela 5 - Barramentos de interesse

Barramento	Identificação Anarede	Subestação
10511	BG2-3--RS013	SE 13 kV Bagé 2
10515	BG2-4--RS023	SE 23 kV Bagé 2
10522	PEL3D3-RS013	SE 13 kV Pelotas 3
10525	PEL3D4-RS013	SE 13 kV Pelotas 3
10533	QUINTA-RS013	SE 13 kV Quinta
9203	LIV--4-RS013	SE 13 kV Livramento 4

Fonte: Elaborada pela autora (2025)

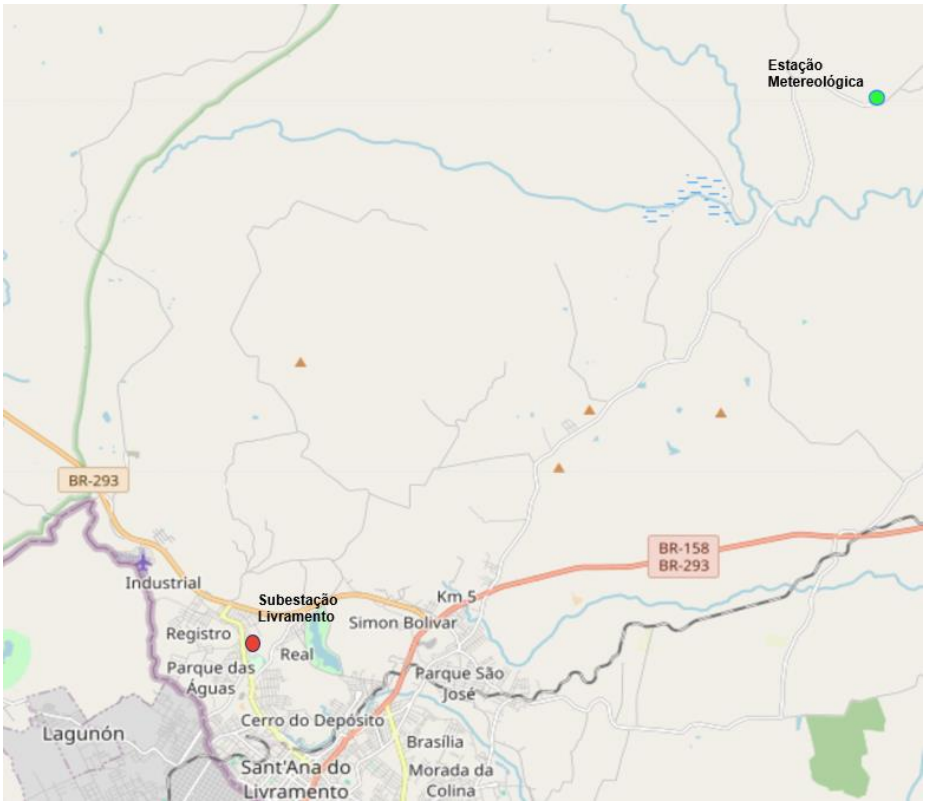
Com o propósito de compor os dados de geração advinda de MMGD, foram coletados os dados de irradiância fornecidos pelo INMET. O INMET fornece uma gama de dados meteorológicos que são apurados em diferentes estações meteorológicas. Sendo assim foi averiguado a estação meteorológica mais próxima de cada uma das subestações referidas as barras do estudo. As Figuras 13, 14 e 15 ilustram a proximidade entre as subestações e a estação meteorológica utilizada para a coleta dos dados.

Figura 13 - Patamares de carga



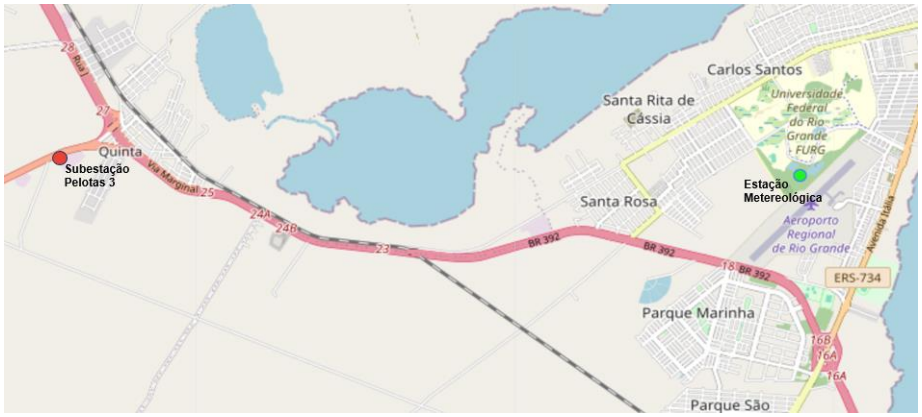
Fonte: adaptado do INMET (2025)

Figura 14 - Estação meteorológica de Livramento



Fonte: adaptado do INMET (2025)

Figura 15 - Estação meteorológica de Quinta



Fonte: adaptado do INMET (2025)

Figura 16 - Estação meteorológica de Pelotas

Fonte: adaptado do INMET (2025)

Os dados de irradiância são divulgados em quilo *joules* por metro quadrado [kJ/m²], porém o dado teve de ser tratado para que pudesse ser usado em [MWh/m²], para isso foi feito a conversão para quilo *watts* hora por metro quadrado [kWh/m²] (equação 6). Segundo o Sistema Internacional de unidades (SI) temos que 1 joule de energia, equivale a $kg.m^2.s^{-2}$ enquanto 1 watts de potência a $kg.m^2.s^{-3}$ logo a transformação para quilo watts hora se basta em

dividir o valor fornecido de irradiância por 3600, justamente a quantidade de segundos que compõe 1 hora.

$$irradiância\ \left[\frac{kWh}{m^2}\right] = \frac{irradiância\ [kJ/m^2]}{3600} \tag{6}$$

Obtendo a irradiância em kilowatts hora por metro quadrado, devemos dividir a mesma por 1000 para que alcancemos o valor de irradiância em megawatts hora por metro quadrado (equação 7)

$$irradiância\ \left[\frac{MWh}{m^2}\right] = \frac{irradiância\ [kWh/m^2]}{1000} \tag{7}$$

Nos casos divulgados pelo ONS, apenas o patamar de carga média fornece o valor de geração por MMGD para cada barramento. Para realizar a análise, foi utilizado o valor de MMGD correspondente ao horário de maior carga dentro do patamar de carga média. Esse valor foi então relacionado com a irradiância solar para a hora equivalente, permitindo uma aproximação para estimar a potência instalada de MMGD em cada barramento.

A equação 8, baseada na equação de geração solar fotovoltaica foi empregada para a aproximação. Nesta é considerado o valor de geração, disponibilizado no caso base divulgado pelo ONS, dividido pelo valor de irradiância da hora correspondente, multiplicado pela taxa de eficiência dos painéis usados para a geração. Para este estudo de caso foi fixado em 0,8 uma vez que essa informação não é de domínio público.

$$P_{ins}[MWp] = \frac{(E_{(MMGD)}\ [MWh] \times 10^{-3})\ [MWh/m2]}{H_{Irradiância}\left[\frac{MWh}{m2h}\right] \times 1h \times 0.8} \tag{8}$$

Dessa forma, com os valores de irradiância horária e a capacidade instalada de MMGD em cada barramento, é possível calcular os valores horários

de geração. Isso é feito multiplicando os dados de irradiância horária pela potência instalada em cada barra, obtendo assim a geração de energia correspondente para cada intervalo de tempo.

Para obter os valores de carga bruta e líquida estimada em cada barra discretizados hora a hora, por outro lado, foi feito uma regressão linear, baseada nos valores observados nos casos de horizonte mensal e a curva de carga de um dia típico de outubro de 2024 fornecido pelo ONS.

Segundo a teoria estatística de regressão linear em Montgomery e Runger (2012, p. 265-287) e em Walfole *et al* (2009, p. 247-283), o par (x, y) de observações pode ser reduzida para uma função linear. Assim, considerando-se $(x_1; y_1)$, $(x_2; y_2), \ldots, (x_i; y_i)$, tem-se a equação 9.

$$\widehat{y_i} = \widehat{\alpha_1} + \widehat{\alpha_2} x_i \tag{9}$$

Todavia, considerando que a demanda por energia elétrica é uma grandeza de natureza não linear; uma função linear, não seria capaz de parametrizar a curva estimada necessária para cada um dos barramentos, que serão analisados. Uma vez que além de o comportamento de consumo de carga não ser linear, o comportamento de consumo de um barramento para o outro também não é o mesmo.

Segundo desenvolvimento apresentado por J. Darmstadter (1971 *apud* Carvalho Soares, 2017) o consumo de energia elétrica *per capita* poderia até ser relacionado com a renda *per capita*, porém não de uma forma unitária uma vez que para diferentes países ou grupos a regra não se mantinha. Sendo assim, a forma mais eficaz encontrada para apresentar a variação de consumo com base na renda, foi por meio equação 10.

$$log\ log\ \frac{E}{P} = \alpha + \beta \frac{Y}{P} \tag{10}$$

Onde E/P representa o consumo de energia *per capita*, enquanto Y/P a renda *per capita*.

Defendendo uma relação semelhante, de que o consumo de energia tem relação com o PIB, porém não de forma direta e unitária, Janosi e Grayson (1972 *apud* Carmo Rodrigues, 2008) obtém uma equação, correlacionando o crescimento do PIB em 30 diferentes países com o consumo de energia elétrica, de acordo com o que é exposto na equação 11.

$$log\ log\ E = \alpha + \beta PIB \tag{11}$$

Seguindo os modelos usados para consumo de energia elétrica que já foram previamente desenvolvidos e testados, propõe se um modelo log-linear transformado, como exposto por Gujarat, (2000, p. 249-260), apresentado na equação 12.

$$ln\ ln\ \widehat{y_i} = \widehat{\beta_1} + \widehat{\beta_2}.ln\ ln\ x_{2t} + \widehat{\beta_3}\ ln\ ln\ x_{3t} + \widehat{\epsilon_t} \tag{12}$$

Assim, considerando-se um modelo univariável, transformado e reduzido, será utilizado o modelo apresentado na equação 13, para este trabalho.

$$ln\ ln\ \widehat{y_i} = \widehat{\beta_1} + \widehat{\beta_2}.ln\ ln\ x_i + \hat{\epsilon} \tag{13}$$

onde; β_1 e β_2 são os parâmetros; x_i é a carga observada no Rio Grande do Sul, fornecido pelo ONS; $\widehat{y_i}$ é a carga líquida na barra do subsistema elétrico selecionado; e é o erro residual.

A partir dos parâmetros $\widehat{\beta_1}$ e $\widehat{\beta_2}$ estimados, tem-se o valor estimado de $\widehat{y_i}$ conforme apresentado na equação 14.

$$\widehat{\gamma_i} = e^{\widehat{\beta_1}+\widehat{\beta_2}.lnln\, x_i\, +\hat{\epsilon}} \tag{14}$$

Em que o erro residual estimado é dado pela equação 15.

$$\hat{\epsilon} = y_i - \widehat{\gamma_i} \tag{15}$$

Dessa forma foram obtidos os valores horários de carga líquida estimada, referentes a cada uma das barras inspecionadas. Somando os valores de carga líquida horária ao valor de geração MMGD equivalente, têm-se o valor de carga bruta estimada que será usada nos cenários adiante.

Tabela 6 - Resultados indicados para a barra 10511 (SE Bagé 13kV)

Hora	Curva de Carga observada no Rio Grande do Sul [MW]	Carga indicada pelo ONS no ANAREDE na barra [MW]	Irradiação [MWh/m²]	Geração estimada de MMGD na barra 10511 [MWh]	Carga Líquida estimada na barra 10511 [MW]	Carga Bruta estimada na barra 10511 [MW]
00:00	3470		0,000E+00	0,0000	5,8049	5,8049
01:00	3145		0,000E+00	0,0000	5,1533	5,1533
02:00	2906		0,000E+00	0,0000	4,6850	4,6850
03:00	2839		0,000E+00	0,0000	4,5547	4,5547
04:00	2765	4,4	0,000E+00	0,0000	4,4115	4,4115
05:00	2835		0,000E+00	0,0000	4,5457	4,5457
06:00	3135		9,447E-05	0,6707	5,1338	5,8045
07:00	3817		3,296E-04	2,3397	6,5132	8,8528
08:00	4365		5,763E-04	4,0913	7,6619	11,7532
09:00	4496		7,803E-04	5,5396	7,9404	13,4800
10:00	4637		9,436E-04	6,6994	8,2426	14,9419
11:00	4868	9	9,156E-04	6,5000	8,7402	15,2402
12:00	4586		8,885E-04	6,3079	8,1312	14,4391
13:00	4377		9,104E-04	6,4631	7,6858	14,1489
14:00	4702		8,242E-04	5,8516	8,3825	14,2341
15:00	4663		6,739E-04	4,7841	8,2986	13,0827
16:00	4524		3,177E-04	2,2557	7,9992	10,2549
17:00	4661		1,511E-04	1,0726	8,2928	9,3654

18:00	4550		1,997E-05	0,1418	8,0549	8,1967
19:00	5145	9,1	0,000E+00	0,0000	9,3460	9,3460
20:00	5080		0,000E+00	0,0000	9,2036	9,2036
21:00	4763		0,000E+00	0,0000	8,5132	8,5132
22:00	4439		0,000E+00	0,0000	7,8191	7,8191
23:00	4062		0,000E+00	0,0000	7,0218	7,0218

Fonte: Elaborada pela autora (2025)

A indicação de cores presente na coluna “Hora” indicam o patamar de carga do caso mensal usado para desenvolver o caso de simulação, onde amarela indica o caso ONS - MENSAL - Outubro 2024 - Leve EXPNE, a cor salmão ONS - MENSAL - Outubro 2024 - Média EXPNE e a vermelha ONS - MENSAL - Outubro 2024 – Pesada.

Em se tratando das colunas, encontramos em “Curva de Carga observada no Rio Grande do Sul [MW]”, os valores fornecidos pelo ONS de curva de carga do Rio Grande do Sul, esta é separada com as cores de acordo com patamares de carga máxima diurna e noturna semelhante a Figura 12 de Patamares de carga. Na coluna “Carga indicada pelo ONS no ANAREDE na barra [MW]”, por outro lado, indica-se o valor de carga presente na barra 10511 em cada um dos 3 casos mensais apresentados brevemente. A alocação horária destes valores se deu pelo conceito apresentado em casa caso, sendo assim 4,4 MW foi associado a menor carga encontrada no período noturno destacado em cinza na coluna, enquanto 9,0 MW a maior carga no período noturno evidenciado pela cor laranja na coluna e por fim 9,1 MW correlato a maior carga noturna, evidenciado pela cor cinza novamente.

Ainda tratando das colunas, “Irradiação [MWh/m²]” é o resultado adquirido hora a hora do que foi exposto na equação 7 com base nos dados coletados do INMET. Na sequência, temos a coluna “Geração estimada de MMGD na barra 10511 [MWh]” evidencia na cor azul o valor de geração MMGD informado pelo ONS, no caso “ONS - MENSAL - Outubro 2024 - Média EXPNE”, de 6,5 MW para a barra de 10511. Com base neste valor e na equação 8 é adquirido a potência instalada de MMGD no barramento de 8,874 MWp. E multiplicando este valor a cada um dos elementos da coluna anterior de

irradiação, chega-se nos valores da coluna “Geração estimada de MMGD na barra 10511 [MWh]”.

Posteriormente, a coluna “Carga Líquida estimada na barra 10511 [MW]” é resultado da regressão log-linear transformado exposta brevemente. Considerando os parâmetros $\widehat{\beta_1}$ e $\widehat{\beta_2}$ igual a -8,09671 e 1,20897 consecutivamente substituídos na equação 14, obtém-se a equação 16 capaz de entregar os valores apresentados na coluna.

$$\widehat{\gamma_i} = e^{-8,\widehat{09671} + 1,\widehat{20897} \,.lnln\, x_i} \tag{16}$$

Logo a cada valor de x_i (representados na coluna “Curva de Carga observada no Rio Grande do Sul [MW]”), tem-se um valor de carga líquida apresentado na coluna “Carga Líquida estimada na barra 10511 [MW]”. É importante frisar que estes valores dos parâmetros $\widehat{\beta_1}$ e $\widehat{\beta_2}$ estimados foram calculados por meio da ferramenta de regressão presente no excel. Esta ferramenta além de entregar os parâmetros da regressão, também indica os dados de estatísticas da regressão formado por 4 itens, os quais podem ser observados na Tabela 7.

Tabela 7 - Estatísticas da Regressão da barra 10511 (SE Bagé 13,8kV)

Estatística de regressão	
R múltiplo	0,997724557
Quadrado de R	0,995454291
Quadrado de R ajustado	0,990908582
Erro-padrão	0,03970233
Observações	3

Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Onde, o “R múltiplo” mede a correlação entre as variáveis independentes e a dependente, o “Quadrado de R” indica a proporção da variação na variável dependente explicada pelo modelo. O “Quadrado de R ajustado” corrige o “Quadrado de R”, penalizando a inclusão de variáveis

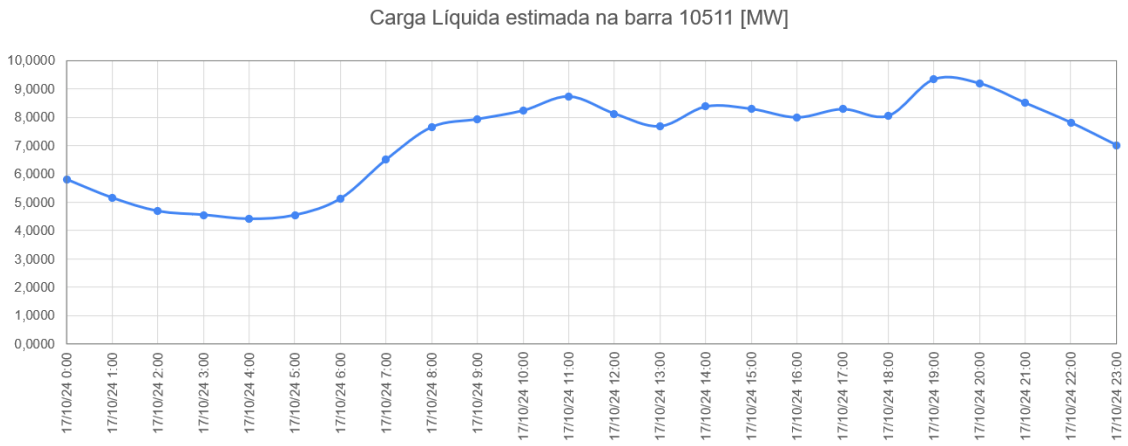
irrelevantes. O erro padrão reflete a precisão das estimativas dos coeficientes do modelo; valores menores indicam maior precisão. Juntos, esses indicadores ajudam a avaliar a qualidade do modelo de regressão, com o erro padrão impactando a confiança nas estimativas e o “Quadrado de R ajustado” garantindo que o modelo não seja sobreajustado. (Anderson, 2023)

Sendo assim quanto mais próximo de 1 for o quadrado de R ajustado mais confiável a regressão realizada e o contrário se faz verdade para o erro-padrão.

Por fim a coluna “Carga Bruta estimada na barra 10511 [MW]” é calculada a partir da soma das duas colunas anteriores.

A Figura 17 ilustra a coluna “Carga Líquida estimada na barra 10511 [MW]” plotada ao longo das 24 horas de um dia típico de outubro.

Figura 17 - Curva de carga Líquida estimada para o cenário de referência (10511)



Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Aos moldes do que foi desenvolvido previamente para a barra 10511 também foram feitos para as demais barras. As tabelas referentes a cada uma encontram-se no apêndice do trabalho em questão. As equações da regressão bem como as tabelas de estatísticas da regressão e curvas de carga líquida plotadas são apresentadas para cada uma barra na sequência.

A equação 17 modela a curva de carga apresentada na Figura 18 da barra 10515 da SE Bagé 2 23kV e obtém como coeficientes de determinação os valores apresentados na Tabela 8.

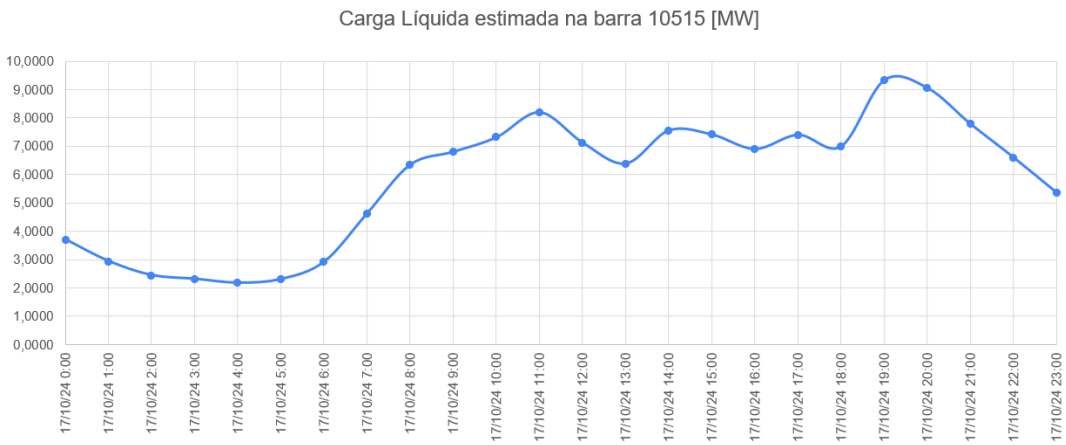
$$\widehat{y_i} = e^{-\widehat{17,81779} + \widehat{2,34651} \, .lnln \, x_i} \tag{17}$$

Tabela 8 - Estatísticas da Regressão da barra 10515 (SE Bagé 23kV)

Estatística de regressão	
R múltiplo	0,990441112
Quadrado de R	0,980973597
Quadrado de R ajustado	0,961947193
Erro-padrão	0,15881167
Observações	3

Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 18 - Curva de carga Líquida estimada para o cenário de referência (10515)



Fonte: Elaborada pela autora (2025)

A equação 18 modela a curva de carga apresentada na Figura 19 da barra 10522 da SE Pelotas 3 13,8kV e obtém como coeficientes de determinação os valores apresentados na Tabela 9.

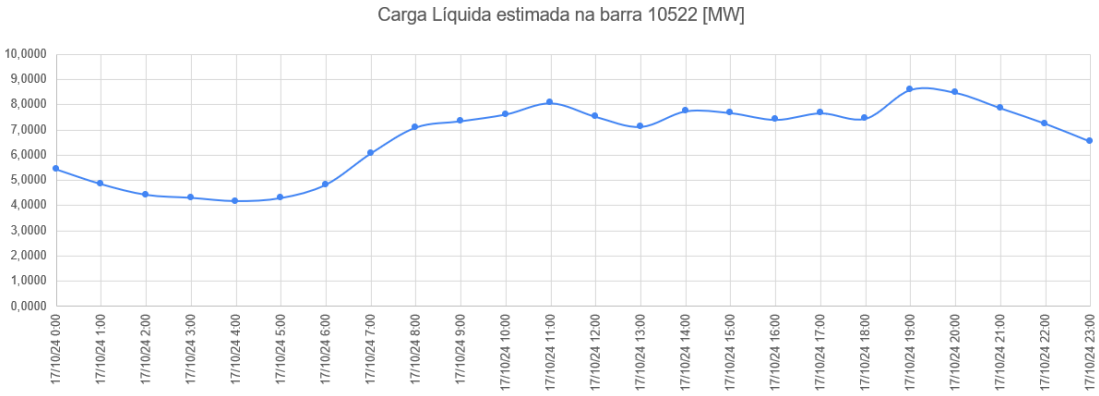
$$\widehat{y_i} = e^{-\widehat{7,81217} + \widehat{1,16604} \, .lnln \, x_i} \tag{18}$$

Tabela 9 - Estatísticas da Regressão da barra 10522 (SE Pelotas 3 13,8kV)

Estatística de regressão	
R múltiplo	0,985055465
Quadrado de R	0,970334269
Quadrado de R ajustado	0,940668539
Erro-padrão	0,099081227
Observações	3

Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 19 - Curva de carga Líquida estimada para o cenário de referência (10522)



Fonte: Elaborada pela autora (2025)

A equação 19 modela a curva de carga apresentada na Figura 20 da barra 10525 da SE Pelotas 3 13,8kV e obtém como coeficientes de determinação os valores apresentados na Tabela 10.

$$\widehat{Y_i} = e^{-\widehat{10,63}405 + \widehat{1,42}513 \,.lnln\, x_i} \tag{19}$$

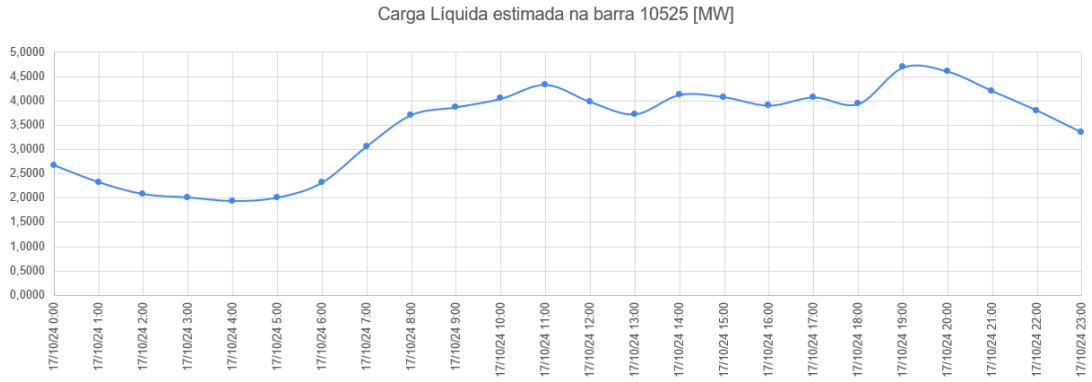
Tabela 10 - Estatísticas da Regressão da barra 10525 (SE Pelotas 3 13,8kV)

Estatística de regressão	
R múltiplo	0,930036538
Quadrado de R	0,864967962
Quadrado de R ajustado	0,729935925
Erro-padrão	0,273641272

Observações	3

Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 20 - Curva de carga Líquida estimada para o cenário de referência (10525)



Fonte: Elaborada pela autora (2025)

A equação 20 modela a curva de carga apresentada na Figura 21 da barra 10533 da SE Quinta 13,8kV e obtém como coeficientes de determinação os valores apresentados na Tabela 11.

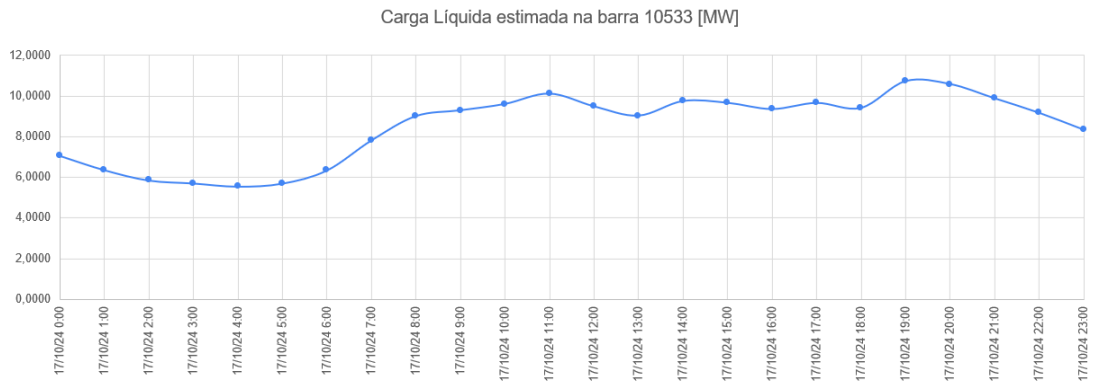
$$\widehat{y_i} = e^{-6,\widehat{69580} \ \ +1,\widehat{06111}\,.lnln\,x_i} \tag{20}$$

Tabela 11 - Estatísticas da Regressão da barra 10533 (SE Quinta 13,8kV)

Estatística de regressão	
R múltiplo	0,96382764
Quadrado de R	0,92896372
Quadrado de R ajustado	0,85792744
Erro-padrão	0,142597652
Observações	3

Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 21 - Curva de carga Líquida estimada para o cenário de referência (10533)



Fonte: Elaborada pela autora (2025)

A equação 21 modela a curva de carga apresentada na Figura 22 da barra 9203 da SE Livramento 13,8kV e obtém como coeficientes de determinação os valores apresentados na Tabela 12.

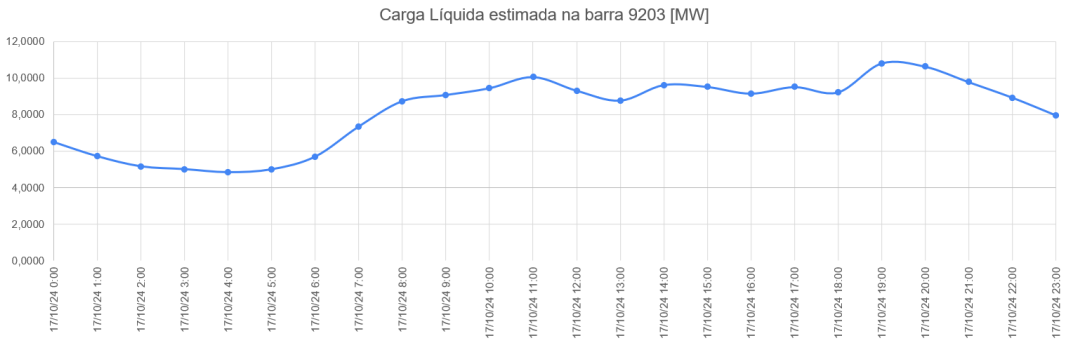
$$\widehat{\gamma_i} = e^{-8,\widehat{65642} \quad +1,\widehat{29146}\,.lnln\,x_i} \tag{21}$$

Tabela 12 - Estatísticas da Regressão da barra 9203 (SE Livramento 13,8kV)

Estatística de regressão	
R múltiplo	0,974158943
Quadrado de R	0,948985646
Quadrado de R ajustado	0,897971292
Erro-padrão	0,145514517
Observações	3

Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 22 - Curva de carga Líquida estimada para o cenário de referência (9203)

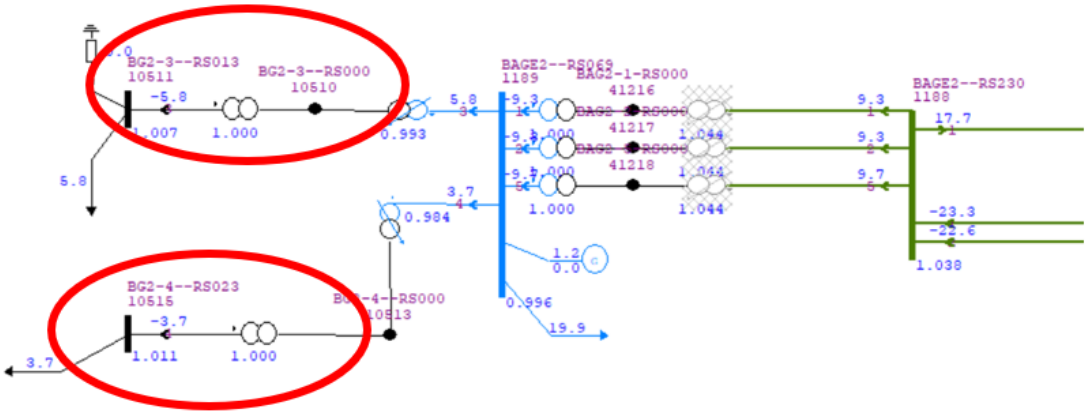


Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Considerando que, ao final, obtemos a carga bruta estimada (coluna “Carga Bruta estimada na barra 10511 [MW]” da tabela R) e a geração injetada em cada barra (Geração estimada de MMGD na barra 10511 [MWh] da Tabela 5), esses valores foram utilizados como entradas nas barras de interesse do estudo, que são do tipo PQ, no ANAREDE. O objetivo foi analisar o estado do fluxo em cada uma dessas barras.

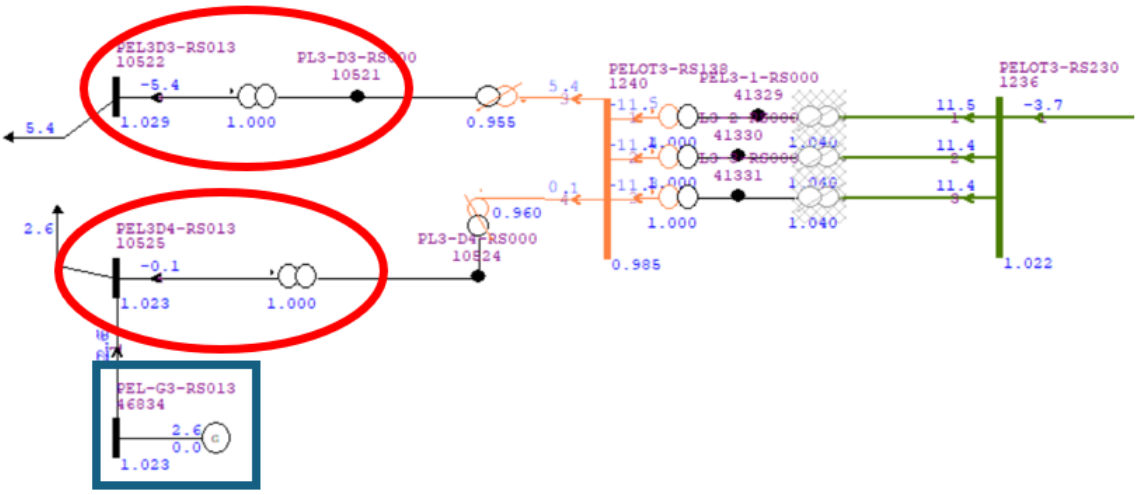
Para cumprir esse objetivo e resumir a situação em cada barra, foram coletados os valores do fluxo de potência ativa no transformador de fronteira de cada circuito de interligação entre a barra de carga e a barra mais próxima da rede básica, responsável por fornecer energia à barra de distribuição. As Figuras 23, 24, 25 e 26 ilustram a identificação das barras monitoradas e sua interligação com a barra mais próxima do sistema. Em seguida, a Tabela 13 apresenta os fluxos mencionados para cada hora.

Figura 23 - Curva de carga Líquida estimada para o cenário de referência (9203)



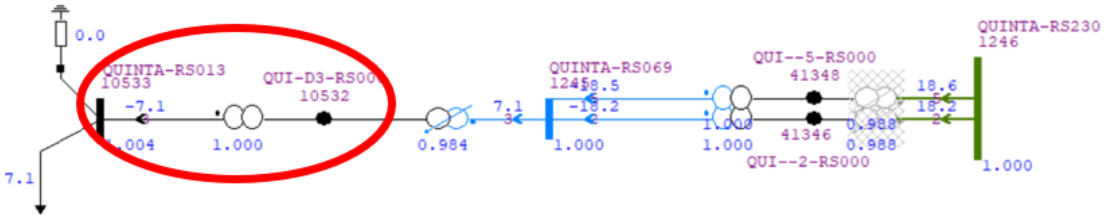
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 24 - Representação dos circuitos monitorados nas barras de Pelotas 3



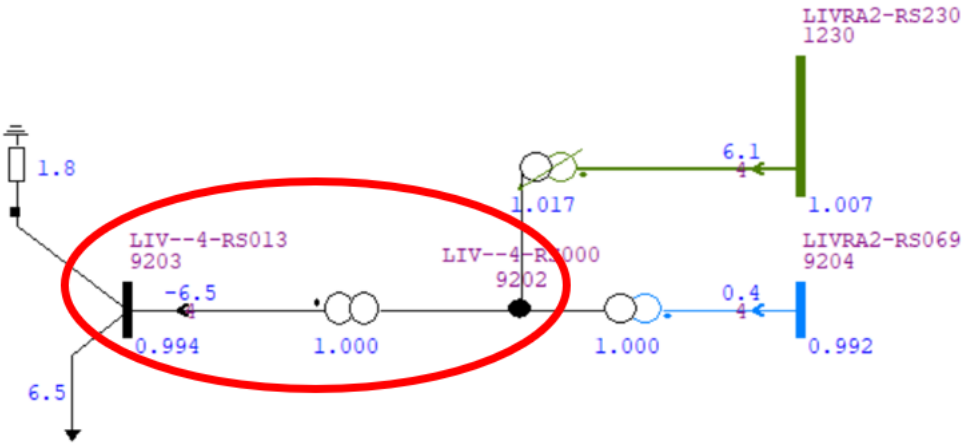
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 25 - Representação do circuito monitorado na barra de Quinta



Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 26 - Representação do circuito monitorado na barra de Livramento



Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Tabela 13 - Resumo dos fluxos em Potência ativa para o Cenário de Referência

Referência	Fluxo Bagé (10511)	Fluxo Bagé (10515)	Fluxo Livramento (9203)	Fluxo Pelotas (10522)	Fluxo Pelotas (10525)	Fluxo Quinta (10533)
00:00	6	4	7	5	0	7
01:00	5	3	6	5	0	6
02:00	5	2	5	4	-1	6
03:00	5	2	5	4	-1	6
04:00	4	2	5	4	-1	6
05:00	5	2	5	4	-1	6
06:00	5	3	6	5	0	6
07:00	7	5	7	6	0	8
08:00	8	6	9	7	1	9
09:00	8	7	9	7	1	9
10:00	8	7	9	8	1	10
11:00	9	8	10	8	2	10
12:00	8	7	9	8	1	9
13:00	8	6	9	7	1	9
14:00	8	8	10	8	2	10
15:00	8	7	10	8	1	10
16:00	8	7	9	7	0	9
17:00	8	7	10	8	1	10
18:00	8	7	9	6	1	9
19:00	9	9	11	8	2	11

20:00	9	9	11	8	2	11
21:00	9	8	10	8	2	10
22:00	8	7	10	7	1	9
23:00	7	5	8	7	1	8

Fonte: Elaborada pela autora (2025)* (Fluxos obtidos por meio de uma macro de obtenção de dados, a qual entrega os valores arredondados)

Analisando a tabela resumo, observamos que o fluxo no transformador de fronteira da barra 10525, em Pelotas, já está invertido. No entanto, essa inversão está relacionada ao alimentador da barra 46834, o qual é destacado com um retângulo na Figura 24. Todos os outros fluxos seguem o comportamento esperado, com a barra absorvendo potência ativa do sistema.

4.2 Cenário 1

Seguindo o modelo do cenário de referência, o cenário 1 apresenta uma variação exclusiva da potência instalada de MMGD nas barras de estudo. Dessa forma, em cada barra, é adicionado um percentual de geração, o qual aumenta a geração injetada no barramento. No entanto, mesmo com esse acréscimo, a geração continua insuficiente para suprir metade da carga presente em qualquer hora do dia projetado. Ao iniciar a análise do percentual de acréscimo, que não foi o mesmo para todas as barras, a Tabela 14 apresenta o percentual correspondente para cada uma.

Tabela 14 - Percentual de acréscimo de potência instalada de MMGD por barras do Cenário 1

Barramento	Identificação Anarede	Subestação	Percentual de acréscimo de potência instalada MMGD (Cenário 1)
10511	BG2-3--RS013	SE 13 kV Bagé 2	9%
10515	BG2-4--RS023	SE 23 kV Bagé 2	125%
10522	PEL3D3-RS013	SE 13 kV Pelotas 3	5%
10525	PEL3D4-RS013	SE 13 kV Pelotas 3	5%
10533	QUINTA-RS013	SE 13 kV Quinta	135%

9203	LIV--4-RS013	SE 13 kV Livramento 4	43%

Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Ao iniciar o processo de incremento de potência instalada é possível verificar (por meio do apêndice disponibilizado ao fim do trabalho), que a disparidade de carga e MMGD (já instalada no caso prévio) entre os barramentos influencia diretamente no percentual encontrado. Podemos observar que em Quinta por exemplo o percentual é bastante expressivo em comparação ao de Bagé 2. Assim como no cenário de referência, para projetar a geração injetada de MMGD estimada, a potência instalada foi multiplicada pela irradiância correspondente a cada hora. No entanto, no cenário 1, a potência instalada entregue pela equação 8, foi multiplicada pelo percentual de acréscimo informado na Tabela 6. Mantendo a carga bruta constante, o que foi realizado nesse cenário foi a redução do valor da carga bruta pela geração horária, a fim de obter a curva líquida de carga para cada barramento.

Da mesma maneira que foram coletados os fluxos no cenário de referência foram coletados os fluxos resultantes do cenário 1 que serão apresentados na Tabela 15.

Tabela 15 - Resumo dos fluxos em Potência ativa para o Cenário 1

Cenário 1	Fluxo Bagé (10511)	Fluxo Bagé (10515)	Fluxo Livramento (9203)	Fluxo Pelotas (10522)	Fluxo Pelotas (10525)	Fluxo Quinta (10533)
00:00	6	4	7	5	0	7
01:00	5	3	6	5	0	6
02:00	5	2	5	4	-1	6
03:00	5	2	5	4	-1	6
04:00	4	2	5	4	-1	6
05:00	5	2	5	4	-1	6
06:00	5	3	6	5	0	6
07:00	6	4	7	6	0	8
08:00	7	5	8	7	1	9
09:00	7	5	8	7	1	8
10:00	8	5	8	8	1	8
11:00	8	6	9	8	2	8

12:00	8	5	8	7	1	7
13:00	7	4	7	7	1	6
14:00	8	6	8	7	1	7
15:00	8	6	9	7	1	6
16:00	8	6	8	7	1	8
17:00	8	7	9	7	1	8
18:00	8	7	9	7	1	9
19:00	9	9	11	9	2	11
20:00	9	9	11	8	2	11
21:00	9	8	10	8	2	10
22:00	8	7	10	7	1	9
23:00	7	5	8	7	1	8

Fonte: Elaborada pela autora (2025)* (Fluxos obtidos por meio de uma macro de obtenção de dados, a qual entrega os valores arredondados)

É possível encontrar a mesma anomalia registrada no cenário anterior no fluxo do transformador de Pelotas 3. Enquanto os demais fluxos seguem no sentido coerente a análise, de que a carga ainda não foi suprida nem pela metade nas barras. Ainda que não tenha sido suprida de forma expressiva já é possível verificar algumas reduções nos fluxos em relação ao caso de referência previamente apresentado.

4.3 Cenário 2

Assim como já foram apresentados os métodos do cenário um, o cenário dois é refletido, sendo diferido apenas pelo percentual de potência instalada imposto ao barramento. Neste cenário, o percentual foi acrescido até que a potência instalada fosse capaz de suprir mais de 50% da carga bruta em pelo menos 50% (ao menos seis das doze horas) do período diurno. A Tabela 16 informa os valores percentuais usados para alcançar a proposta.

Tabela 16 - Percentual de acréscimo de potência instalada de MMGD por barras do Cenário 2

Barramento	Identificação Anarede	Subestação	Percentual de acréscimo de potência instalada MMGD (Cenário 2)
10511	BG2-3--RS013	SE 13 kV Bagé 2	36%
10515	BG2-4--RS023	SE 23 kV Bagé 2	220%
10522	PEL3D3-RS013	SE 13 kV Pelotas 3	50%
10525	PEL3D4-RS013	SE 13 kV Pelotas 3	40%
10533	QUINTA-RS013	SE 13 kV Quinta	310%
9203	LIV--4-RS013	SE 13 kV Livramento 4	93%

Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Novamente presencia-se uma disparidade quanto ao percentual necessário de crescimento da protência instalada de MMGD, enquanto Pelotas 3 e Bagé 2 (13,8kV) são necessários valores em torno de 36% a 50% em Quinta são necessários 320%. Seguindo os mesmos métodos da projeção estimada de geração MMGD injetada nos barramentos e mantendo os dados de carga bruta, foi calculada a curva de carga líquida estimada para cada uma das barras.

Na sequência o mesmo modelo adotado para a coleta dos fluxos nos cenários de referência e cenário um, também foram coletados os fluxos resultantes do cenário dois, os quais serão apresentados na Tabela 17.

Tabela 17 - Resumo dos fluxos em Potência ativa para o Cenário 2

Cenário 2	Fluxo Bagé (10511)	Fluxo Bagé (10515)	Fluxo Livramento (9203)	Fluxo Pelotas (10522)	Fluxo Pelotas (10525)	Fluxo Quinta (10533)
00:00	6	4	7	5	0	7
01:00	5	3	6	5	0	6
02:00	5	2	5	4	-1	6
03:00	5	2	5	4	-1	6
04:00	4	2	5	4	-1	6
05:00	5	2	5	4	-1	6
06:00	5	3	5	5	0	6

07:00	6	5	7	6	0	7
08:00	6	4	7	6	1	8
09:00	6	3	6	6	1	7
10:00	6	3	5	6	1	7
11:00	6	4	7	6	1	5
12:00	6	3	5	4	0	4
13:00	5	2	4	4	0	2
14:00	6	4	6	5	2	4
15:00	7	5	6	5	0	3
16:00	7	6	7	5	0	5
17:00	8	7	9	6	1	7
18:00	8	7	9	7	1	8
19:00	9	9	11	9	2	11
20:00	9	9	11	8	2	11
21:00	9	8	10	8	2	10
22:00	8	7	10	7	1	9
23:00	7	5	8	7	1	8

Fonte: Elaborada pela autora (2025)* (Fluxos obtidos por meio de uma macro de obtenção de dados, a qual entrega os valores arredondados)

As reduções encontradas previamente no cenário anterior, para este são intensificadas nos horários de irradiância solar ainda que o suprimento da carga por MMGD não seja pleno sobretudo ainda é possível encontrar a mesma anomalia registrada nos cenários anteriores no fluxo do transformador de Pelotas 3.

4.4 Cenário 3

Seguindo os mesmos passos do cenário um e dois segue sendo o cenário três, alterando apenas o percentual de potência instalada estabelecido ao barramento. Neste cenário, foi imposto o percentual mínimo de crescimento da potência instalada capaz de inverter o fluxo de potência em pelo menos 25% (ao menos quatro das doze horas) do período diurno. A Tabela 18 informa os valores percentuais usados para alcançar a proposta.

Tabela 18 - Percentual de acréscimo de potência instalada de MMGD por barras do Cenário 3

Barramento	Identificação Anarede	Subestação	Percentual de acréscimo de potência instalada MMGD (Cenário 3)
10511	BG2-3--RS013	SE 13 kV Bagé 2	135%
10515	BG2-4--RS023	SE 23 kV Bagé 2	450%
10522	PEL3D3-RS013	SE 13 kV Pelotas 3	150%
10525	PEL3D4-RS013	SE 13 kV Pelotas 3	150%
10533	QUINTA-RS013	SE 13 kV Quinta	600%
9203	LIV--4-RS013	SE 13 kV Livramento 4	260%

Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Neste momento os percentuais são intensificados, no sentido de serem bastante expressivos justamente para atender a premissa imposta para este cenário. Com base na projeção estimada de geração MMGD injetada nos barramentos e utilizando os mesmos dados de carga bruta dos cenários anteriores, foi calculada a curva de carga líquida estimada para cada barra. Seguindo o mesmo modelo utilizado para a coleta dos fluxos nos cenários de referência, um e dois, também foram coletados os fluxos do cenário três, que serão apresentados na Tabela 19.

Tabela 19 - Resumo dos fluxos em Potência ativa para o Cenário 3

Cenário 3	Fluxo Bagé (10511)	Fluxo Bagé (10515)	Fluxo Livramento (9203)	Fluxo Pelotas (10522)	Fluxo Pelotas (10525)	Fluxo Quinta (10533)
00:00	6	4	7	5	0	7
01:00	5	3	6	5	0	6
02:00	5	2	5	4	-1	6
03:00	5	2	5	4	-1	6
04:00	4	2	5	4	-1	6
05:00	5	2	5	4	-1	6
06:00	4	2	5	5	0	6
07:00	3	2	6	5	0	7

08:00	2	1	3	4	-1	7
09:00	0	0	-1	3	-1	6
10:00	-2	-2	-4	4	-1	4
11:00	0	0	0	1	-2	1
12:00	-1	-1	-3	-5	-5	-1
13:00	-2	-3	-7	-4	-5	-11
14:00	0	0	1	-3	-4	-3
15:00	2	1	1	-1	-3	-6
16:00	5	4	4	0	-2	1
17:00	7	6	8	7	-2	4
18:00	8	7	9	6	0	7
19:00	9	9	11	8	2	10
20:00	9	9	11	8	2	11
21:00	9	8	10	8	2	10
22:00	8	7	10	7	1	9
23:00	7	5	8	7	1	8

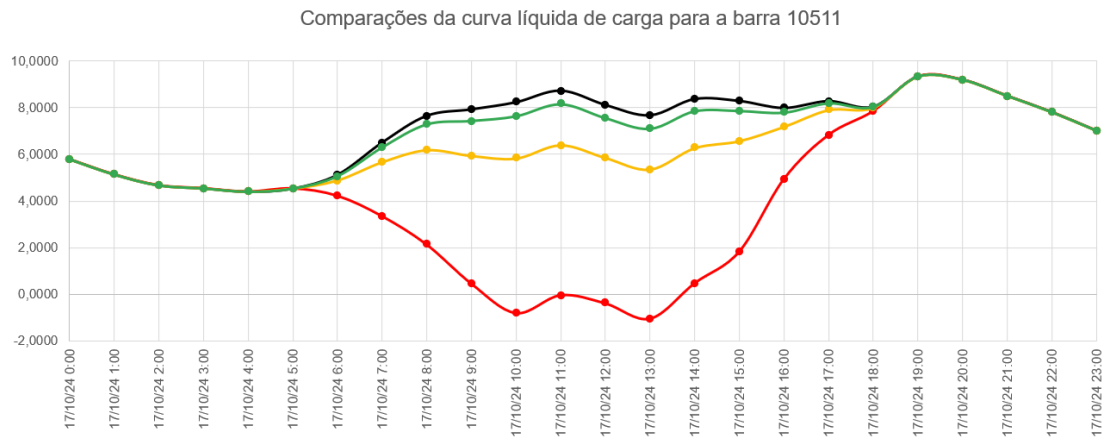
Fonte: Elaborada pela autora (2025)* (Fluxos obtidos por meio de uma macro de obtenção de dados, a qual entrega os valores arredondados)

Neste momento a alteração nos fluxos torna-se mais evidente uma vez que a penetração de MMGD foi suficientemente grande para inverter os fluxos nos circuitos monitorados, como foi proposto pelo cenário em questão. É possível encontrar a mesma anomalia registrada nos cenários anteriores no fluxo do transformador de Pelotas 3.

4.5 Resultados

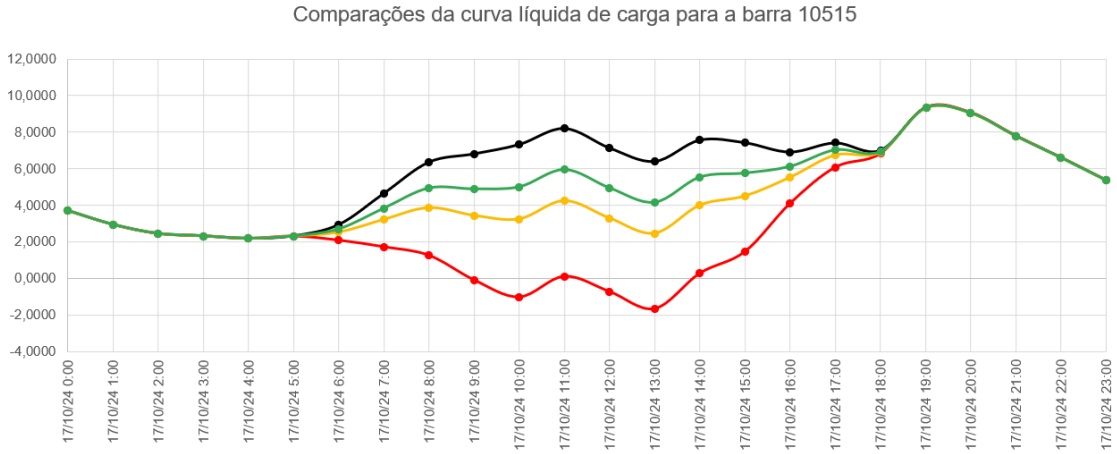
Frente ao que foi brevemente exposto a respeito dos cálculos envolvendo as curvas líquidas de carga nos seis barramentos, foco deste trabalho, são apresentados as Figuras 27, 28, 29, 30, 31 e 32 como forma breve de resumo e comparação dentre os cenários propostos.

Figura 27 - Curva de carga líquida estimada para a barra 10511 (SE Bagé 2 13,8kV) comparação dos 3 cenários em detrimento do cenário de referência.



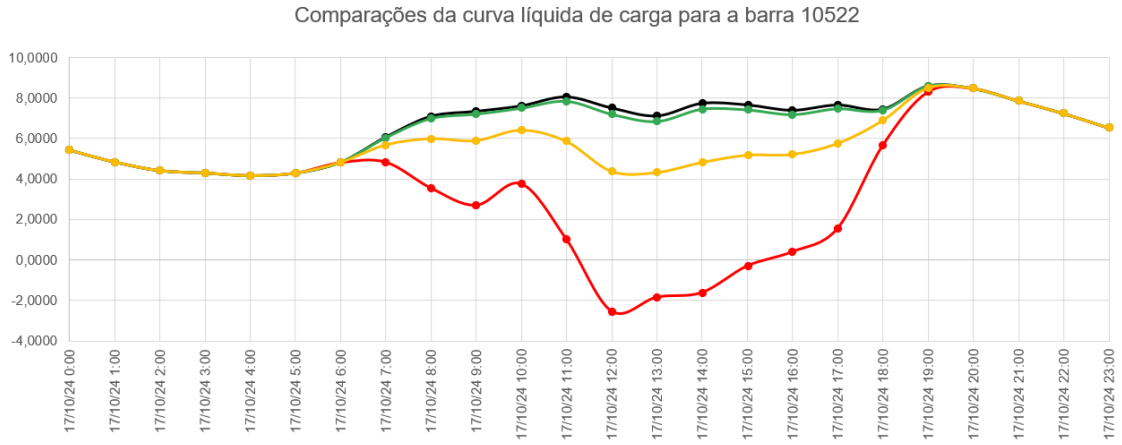
Fonte: elaboração própria, 2025

Figura 28 - Curva de carga líquida estimada para a barra 10515 (SE Bagé 2 23kV) comparação dos 3 cenários em detrimento do cenário de referência.



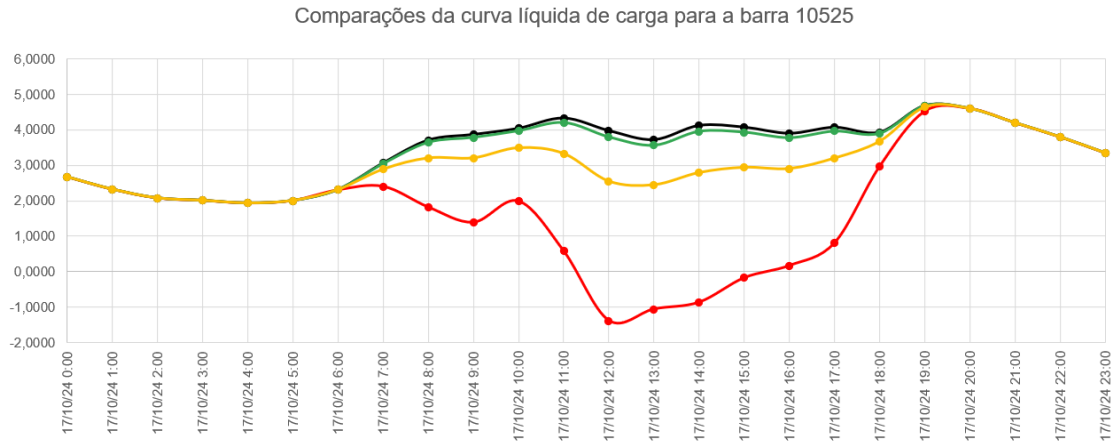
Fonte: elaboração própria, 2025

Figura 29 - Curva de carga líquida estimada para a barra 10522 (SE Pelotas 3 13,8kV) comparação dos 3 cenários em detrimento do cenário de referência.



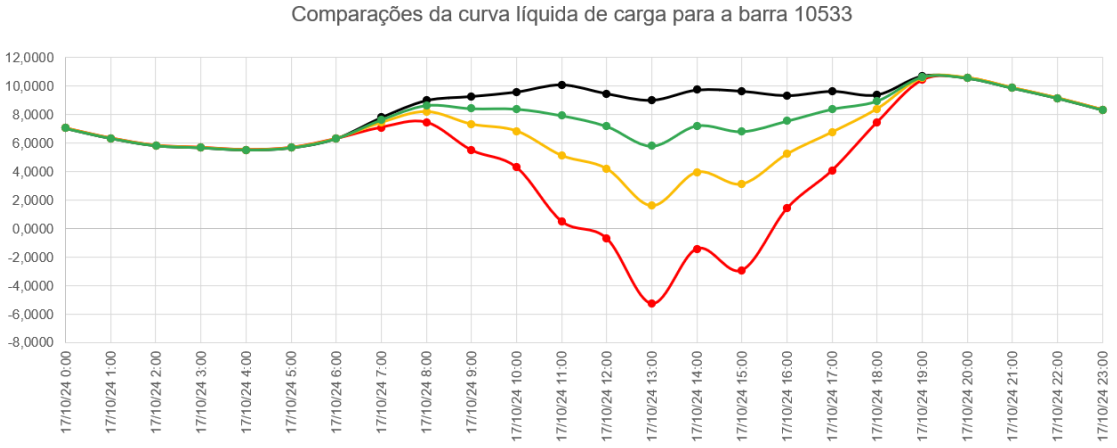
Fonte: elaboração própria, 2025

Figura 30 - Curva de carga líquida estimada para a barra 10525 (SE Pelotas 3 13,8kV) comparação dos 3 cenários em detrimento do cenário de referência.



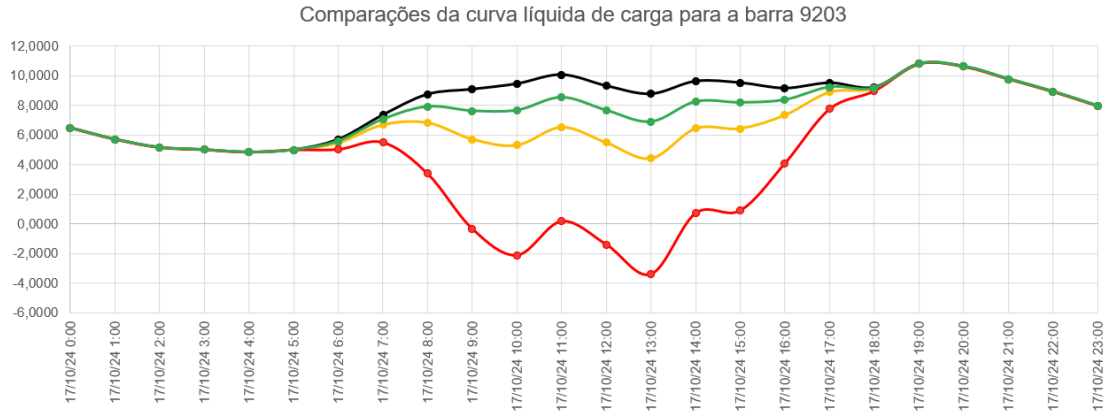
Fonte: elaboração própria, 2025

Figura 31 - Curva de carga líquida estimada para a barra 10533 (SE Quinta 13,8kV) comparação dos 3 cenários em detrimento do cenário de referência.



Fonte: elaboração própria, 2025

Figura 32 - Curva de carga líquida estimada para a barra 9203 (SE Livramento 13,8kV) comparação dos 3 cenários em detrimento do cenário de referência.

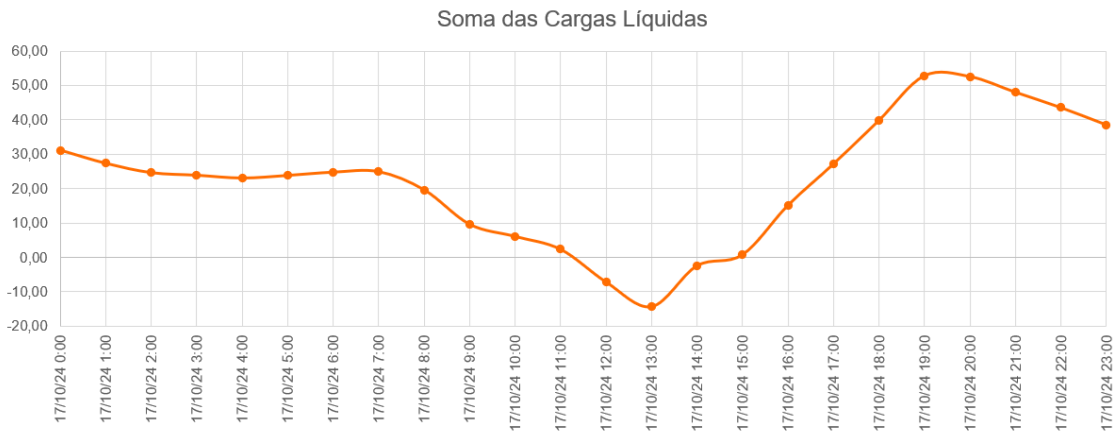


Fonte: elaboração própria, 2025

A linha preta indica a curva de carga líquida estimada no cenário de referência; a verde, no cenário um; amarela, no cenário dois; e a vermelha no cenário três. Nota-se que, quanto maior a penetração de MMGD no sistema, mais acentuada a rampa de carga tende a ficar, independente do barramento analisado essa premissa pode ser observada. A relação de MMGD instalada e carga efetiva tem impacto direto nos percentuais usados para alcançar as premissas de cada cenário apresentado. Dessa forma a conclusão direta que se pode tirar é de que existem pontos de maior tolerância de crescimento em detrimento de outros, a Subestação de Quinta é um exemplo que detém de uma margem maior para alocação de MMGD uma vez que o percentual precisou ultrapassar os 600% de potência instalada para que o fluxo fosse invertido.

Fazendo um somatório das cargas líquidas apenas dos seis barramentos monitorados a “curva de pato”, fica ainda mais evidente como pode ser conferido no Figura 33.

Figura 33 - Curva de carga líquida estimada composta pela soma da carga líquida desenvolvida no cenário 3 para as 6 barras de estudo



Fonte: elaboração própria, 2025.

Para um intervalo de três horas (das 16 às 19 horas), considerando o cenário três simulado, com apenas 6 dos barramentos propostos, o operador teria de suprir uma rampa de aproximadamente 37 MW de potência. Quando maximizado o exemplo e aplicado para a realidade de operação do SIN essa rampa toma valores bastante expressivos e de grande impacto o sistema.

Além do comportamento da curva de carga monitorada nas figuras previamente apresentadas, foi possível averiguar que a penetração de MMGD tende a reduzir o fluxo nos transformadores de potência de modo que as Tabelas 20, 21 e 22 evidenciam a progressão de redução nos circuitos com o aumento de MMGD presente nos casos.

Tabela 20 - Redução nos fluxos do cenário 2 em detrimento do cenário de referência

	Fluxo Bagé (10511)	Fluxo Bagé (10515)	Fluxo Livramento (9203)	Fluxo Pelotas (10522)	Fluxo Pelotas (10525)	Fluxo Quinta (10533)
00:00	0	0	0	0	0	0
01:00	0	0	0	0	0	0
02:00	0	0	0	0	0	0
03:00	0	0	0	0	0	0
04:00	0	0	0	0	0	0
05:00	0	0	0	0	0	0
06:00	0	0	0	0	0	0
07:00	1	1	0	0	0	0

08:00	1	1	1	0	0	0
09:00	1	2	1	0	0	1
10:00	0	2	1	0	0	2
11:00	1	2	1	0	0	2
12:00	0	2	1	1	0	2
13:00	1	2	2	0	0	3
14:00	0	2	2	1	1	3
15:00	0	1	1	1	0	4
16:00	0	1	1	0	-1	1
17:00	0	0	1	1	0	2
18:00	0	0	0	-1	0	0
19:00	0	0	0	-1	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0

Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Tabela 21 - Redução nos fluxos do cenário 2 em detrimento do cenário de referência

	Fluxo Bagé (10511)	Fluxo Bagé (10515)	Fluxo Livramento (9203)	Fluxo Pelotas (10522)	Fluxo Pelotas (10525)	Fluxo Quinta (10533)
00:00	0	0	0	0	0	0
01:00	0	0	0	0	0	0
02:00	0	0	0	0	0	0
03:00	0	0	0	0	0	0
04:00	0	0	0	0	0	0
05:00	0	0	0	0	0	0
06:00	0	0	1	0	0	0
07:00	1	0	0	0	0	1
08:00	2	2	2	1	0	1
09:00	2	4	3	1	0	2
10:00	2	4	4	2	0	3
11:00	3	4	3	2	1	5
12:00	2	4	4	4	1	5
13:00	3	4	5	3	1	7
14:00	2	4	4	3	0	6
15:00	1	2	4	3	1	7
16:00	1	1	2	2	0	4

17:00	0	0	1	2	0	3
18:00	0	0	0	-1	0	1
19:00	0	0	0	-1	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0

Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Tabela 22 - Redução nos fluxos do cenário 3 em detrimento do cenário de referência

	Fluxo Bagé (10511)	Fluxo Bagé (10515)	Fluxo Livramento (9203)	Fluxo Pelotas (10522)	Fluxo Pelotas (10525)	Fluxo Quinta (10533)
00:00	0	0	0	0	0	0
01:00	0	0	0	0	0	0
02:00	0	0	0	0	0	0
03:00	0	0	0	0	0	0
04:00	0	0	0	0	0	0
05:00	0	0	0	0	0	0
06:00	1	1	1	0	0	0
07:00	3	2	1	1	0	1
08:00	5	4	5	3	2	2
09:00	7	5	9	4	2	2
10:00	10	7	12	4	2	4
11:00	8	6	9	7	4	7
12:00	9	6	11	12	6	8
13:00	9	7	14	11	6	17
14:00	8	6	7	10	5	10
15:00	6	5	8	8	4	12
16:00	3	2	4	7	3	7
17:00	1	1	1	0	3	4
18:00	0	0	0	1	1	2
19:00	0	0	0	1	0	1
20:00	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0

Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Como já era esperado a redução de maior impacto é justamente uma inversão de fluxo, resultado do suprimento total da carga e injeção do que excedeu para a rede. E importante ressaltar que esse estudo em questão utilizou barramentos com uma quantidade pequena de MMGD para critério de partida e dessa forma além de serem poucos barramentos a carga não foi suficientemente grande para evidenciar maiores problemas na área.

Outro ponto de ressalva é de que os fluxos na rede básica que deveriam injetar potência para atendimento de carga também foram reduzidos. O que instiga o pensamento de que assim como a inversão de fluxo ocorreu nos circuitos de fronteira, pode ocorrer na rede básica, caso a injeção de MMGD fosse maior.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com base nos resultados obtidos ao longo deste estudo, é possível concluir que a crescente expansão da geração solar fotovoltaica descentralizada tem um impacto significativo no sistema elétrico nacional. À medida que a capacidade de geração solar aumenta, a demanda para o atendimento da rampa de carga pelo ONS tende a ser intensificada, o que pode resultar em desafios operacionais e de gestão do sistema agravando ainda mais os problemas da rede. Como pode ser observado nos resultados, o crescimento na geração distribuída de energia solar gera fluxos bidirecionais nas linhas de transmissão e distribuição dessas redes.

Outra questão pertinente observada neste trabalho é em relação a margem existente para o aumento de integração de MMGD nesses barramentos estudados, pode-se notar especialmente que quando o objetivo a ser alcançado era inversão de fluxo, foi necessário extrapolar o crescimento para 600% no barramento de Quinta por exemplo enquanto para Bagé 2 apenas 135% já foram suficientemente expressivos para a inversão de fluxo. Isso retorna justamente a ideia de que é menos danoso e existe uma margem maior a ser explorada de MMGD no barramento de Quinta.

Uma outra ressalva deve ser feita atentando ao fato de que os dados coletados no INMET são disponibilizados em um plano horizontal, o qual não foi manipulado para o alcance do melhor ângulo o qual projetaria uma melhor configuração de geração. Diante deste destaque também é viável a observação que principalmente para os barramentos de Pelotas é notório uma “quina”, um comportamento não costumeiro as 10 h da manhã fruto de um possível sombreamento na estação meteorológica utilizada para captação dos dados, já que neste momento acontece uma redução considerável na irradiância e consequentemente observa-se um aumento na carga horaria plotada na curva de carga das Figuras 29 e 30.

Diante do exposto é esperado que a coordenação do despacho de energia pelo ONS também se torna mais complexa. O aumento da geração solar fotovoltaica descentralizada implica que uma maior quantidade de usinas

centralizadas precisará ser restringida ou desligada para garantir o equilíbrio do sistema elétrico. Isso ocorre porque o sistema precisa manter o balanço entre a oferta e a demanda de energia, e a variabilidade da geração solar (especialmente em períodos de alta irradiância), podendo resultar diretamente na necessidade de geração de fontes mais seguras para controle de frequência e inércia do sistema.

Portanto, pode-se afirmar que o avanço da geração solar fotovoltaica descentralizada exige uma adaptação nas práticas de operação e controle das redes de energia, além de demandar uma gestão mais estratégica por parte do ONS em colaboração com as distribuidoras. Sendo assim a proposta provocada por este trabalho para trabalhos futuros é de explorar as demais áreas também afetadas pelo aumento da MMGD que não foram exploradas no presente trabalho. São exemplos os estudos de proteção por meio do software ANAFAS, ou até mesmo estudos de transitório pelo ANATEM. Ou então explorar o estudo de fluxo de potência, com foco em outra região com maior concentração de MMGD no sistema atual, além de investigar outros períodos no ano de maior impacto para o sistema elétrico.

REFERÊNCIAS

ABSOLAR. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR. **Estatísticas e análises exclusivas do mercado solar fotovoltaico.** 2024c. Disponível em: https://www.absolar.org.br/mercado/ Acesso em: 09 mai. 2024.

ABSOLAR. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR. **Infográfico**. 2024b. Disponível em: https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/. Acesso em: 8 abr.2024.

ABSOLAR. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR. **O que é Energia Solar Fotovoltaica?** 2024a. Disponível em: https://www.absolar.org.br/mercado/o-que-e-energia-solar-fotovoltaica/. Acesso em: 8 abr. 2024.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa n° 482, de 17 de abril de 2012.** Estabelece as condições para acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 17 abr. 2012.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023.** Aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica; altera as Resoluções Normativas nº 920, de 23 de fevereiro de 2021, 956, de 7 de dezembro de 2021, 1.000, de 7 de dezembro de 2021, e dá outras providências. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 7 fev. 2023.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Micro e Minigeração Distribuída**. 2023. Disponível em: https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida. Acesso em: 8 abr. 2024.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Acompanhamento da implantação das centrais geradoras de energia elétrica.** 2024c. Disponível em: https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiMGYyZWI0NzgtMGRlOC00M2ZjLTljZDYtZTVkYjljZjkxZDBkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9 Acesso em: 09 mai. 2024.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Geração distribuída.** 2024b. Disponível em: https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiY2VmMmUwN2QtYWFiOS00ZDE3LWI3NDMtZDk0NGI4MGU2NTkxIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9 Acesso em: 13 mai. 2024.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Primeiro trimestre de 2024 tem expansão de 2,6 GW na matriz elétrica**. Publicações de notícias da ANEEL, abril de 2024. 2024a.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Tratamento regulatório à situação de Constrained-off de usinas eólicas:** Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 001/2019-SRG/ANEEL Anexo da Nota Técnica nº 147/2018-SRG/ANEEL Processo nº 48500.006218/2017-10 Brasília, 11 de abril de 2019.

ANDERSON, Benjamin. Como interpretar a saída da regressão no excel. In: **STATORIALS.** [s.l], 24 jul. 2023. Disponível em: https://statorials.org/pt/interpretar-a-saida-da-regressao-no-excel/. Acesso em: 17 fev. 2025

BNDES. BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. **A energia solar no Brasil.** 2018. Disponível em: https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/conhecimento/noticias/noticia/energia-solar. Acesso em: 8 abr. 2024.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Lei nº 14.300/2022.** Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 2022.

CAISO. CALIFORNIA INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR. OPERADOR INDEPENDENTE DO SISTEMA DA CALIFÓRNIA. 2016. **What the duck curve tells us about managing a green grid?** Disponível em: flexibl https://www.caiso.com/documents/flexibleresourceshelprenewables_fastfacts.pdf eresourceshelprenewables_fastfacts.pdf Acesso em: 23 fev. 2025

CARVALHO, Guilherme Eduardo Ferreira Bustesloff. **Estudos e análises de sistema de desfacho econômico em usinas termelétricas.** 2016. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso Superior de Engenharia Elétrica) – Universidade do Sul de Minas, Varginha, 2016.

CEPEL. CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **ANAREDE: Análise de sistemas elétricos de potência em regime permanente.** Rio de Janeiro: CEPEL, [s.d]. Disponível em: https://www.cepel.br/produtos/anared-2/anarede/. Acesso em: 21 fev. 2025.

DENHOLM, Paul; O'CONNELL, Matthew; BRINKMAN, Gregory; JORGENSON, Jennie. **Overgeneration from Solar Energy in California. A Field Guide to the Duck Chart.** Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2015.

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Matriz energética.** 2024. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica. Acesso em 9 abr. 2024.

EPE. EMPRESAS DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Projeção da demanda de energia elétrica**. Nota Técnica DEA 24/16. Rio de Janeiro. 2016.

EPE. EMPRESAS DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Metodologia de projeção de carga horária.** Nota Técnica EPE-NT-EPE-DEA-005-2020. Rio de Janeiro: EPE. 2020.

EPE. EMPRESAS DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Metodologia de Estimativa de Requisitos e Recursos de Flexibilidade no SIN.** Nota Técnica EPE/DEE/076/2023-R0. Rio de Janeiro. 2023.

ESPINDOLA, Gean Lucas Rafael. **Avaliação dos impactos causados por limitações arbitrárias de potência ativa em plantas eolioelétricas: um estudo de caso inferencial descritivo e bayesiano**. 2023. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso de Graduação em Engenharia Elétrica) – Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, Instituto Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2023.

GALLO, Giulia; GERKE, Brian; LIU, Jingjing; PIETTE, Mary Ann; SCHWARTZ, Peter; ALSTONE, Peter. **Mobilizing the Anti-Duck Brigade: Technology and Market Pathways for Load-Shifting Demand Response in California.** Berkeley: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2018. DOI: 10.20357/B7C885

GUAJARATI, Damodar N. **Econometria Básica.** 3. ed. São Paulo: Pearson Makron Books, 2000.

IEA. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Renewable Energy Market Update**: Outlook for 2023 and 2024. Revised version, June 2023.

LAWSON, André; PEREIRA, Guilherme. Termelétricas e seu papel na matriz energética brasileira. **Caderno de Opinião FGV Energia**, Rio de Janeiro, p. 4-9, mar. 2018.

LIU, Y.; ZHAO, Q.; LIANG, D., Inertia Characteristic Analysis and Inertia Estimation of New Energy Power System. **2022 IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia (I&CPS Asia)**, Xangai, China, 2022, p. 1355. DOI: 10.1109/ICPSAsia55496.2022.9949746. 2022

MARQUES, Dáfiny Lorena Ribero. **Avaliação Probabilística de Impacto de Acesso de Geradores Renováveis ao Sistema de Transmissão.** 2024. Dissertação de Mestrado (Programa de Pós–Graduação em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2023.

MENDONÇA, Cauê Melgarejo**. Análise em regime permanente da conexão da usina eólica Cerro Chato no sistema elétrico brasileiro.** 2013. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso Superior de Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Pampa, Alegrete, 2013.

MME. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Ministério de Minas e Energia Brasil bate recorde de expansão da energia solar em 2023.** 2024. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/brasil-bate-recorde-de-expansao-da-energia-solar-em-2023. Acesso em: 8 abr. 2024.

MONTGOMERY, Douglas C; RUNGER, George C. **Estatística aplicada e probabilidade para engenheiros.** Tradução: Verônica Calado. 5. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2012.

MORAIS Marcelo Augusto Correa *et al*. Análise da estabilidade a pequenas perturbações em sistemas elétricos de potência sob efeito de variações randômicas de carga. In: **Conferência Internacional IEEE sobre aplicações industriais – INDUSCON**, 14., 2021, São Paulo: IEEE, 2021. p. 53-60, DOI: 10.1109/INDUSCON51756.2021.9529512. 2021

NASCIMENTO A. L.L.; ALBUQUERQUE B.S.; FILHO ROZAL E. O. R.; JORGE L.R.M.; CARVALHO.C. C.M.M.; TOSTES. M.E.L. Estimativa de payback de um sistema fotovoltaico híbrido para um prédio público educacional, **2023 XV Brazilian Conference on Quality of Power (CBQEE)**, São Luiz, Brazil, 2023, pp. 1-6, doi: 10.1109/CBQEE59548.2023.10503872.

NOGUEIRA, André G.; AGUERA, Roger; PEREIRA JÚNIOR, Benvindo R. Metodologia para Incorporação da Geração Distribuída Fotovoltaica ao Modelo de Cálculo de Perdas Técnicas por Fluxo de Potência. **Sociedade Brasileira de Automática**, 2024.

OLIVEIRA, Daiane; AGUILAR, Soraida; SOUZA, Reinaldo Castro. Previsão da curva de carga horária do Sistema Interligado Nacional (SIN) utilizando métodos de suavização exponencial. In: **Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional**. João Pessoa-PB, 3 a 5 de novembro de 2021

OLIVEIRA, Guilherme Ramalho de. **Análise da flexibilidade operativa do sistema elétrico brasileiro no contexto da integração de fontes renováveis prevista no plano decenal.** 2023. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2023.

OLIVEIRA, Víctor Henriques de; TAVARES, Ricardo de Souza; TAVARES, Luís Antônio. Demanda residencial por energia elétrica no Brasil (2004-2015). **Revista Catarinense de Economia**, [s.l.], v.2, n. 1, p. 142-162, 2018. DOI: 10.54805/RCE.2527-1180.v2.n1.32. 2018

OMINE E.; HATTA H.; UENO T. A Proposal of Demand Response Program for Suppressing Duck-curve's Ramp Rate with Large Penetration of Photovoltaic Generation Systems, **2019 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)**, Washington, DC, EUA, 2019, pp. 1-5, doi: 10.1109/ISGT.2019.8791676. 2019

ONS. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Análise da perturbação do dia 15/08/2023 às 08h30min.** Relatório de análise de Perturbação - RAP-ONS 00012/2023. ONS: Rio de Janeiro. Outubro de 2023a.

ONS. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Histórico da Operação. Geração de Energia**. 2024b.

ONS. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **O que é ONS?** 2024d.

ONS. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Plano da Operação da Operação Energética 2022/2026 - PEN 2022: relatório das condições de atendimento**. NT - ONS DPL 0102/2022. ONS: Rio de Janeiro. Outubro de 2022

ONS. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Processo de Projeção e verificado de MMGD por barramentos CEMIG Distribuição.** Ciclo de estudos SCPCB 2024-2028/06. Julho de 2023b

ONS. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Resultado da Operação.** 2024c. Disponível em: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx Acesso em: 06 mai. 2024c.

ONS. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Submódulo 6.5 Apuração da geração e de indisponibilidade de empreendimentos de geração.** 2022.

ONS. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Conhecimento Glossário**. 2024a.

ONS. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos de Rede Vigentes.** Rio de Janeiro: ONS. 2021.

PEQUENO, Luíz Eduardo Benevides. **Novas facilidades de operação do programa Anarede.** 2010. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso Superior de Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

RAMOS, Dorel Soares; MOROZOWSKI FILHO, Marciano; SCHILLING, Marcus Theodor; ROSA, José Antonio de Oliveira. Expansão da capacidade do atendimento de ponta no Sistema Interligado Brasileiro. **Revista USP**, São Paulo, Brasil, n. 104, p. 103–124, 2015. DOI: 10.11606/issn.2316-9036.v0i104p103-124.

ROCHA C.; RADATZ P.; KAGAN N. Voltage regulators operational stress analysis and reduction in distribution systems with distributed Generation. In:

Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), Niterói, Brasil, 2018, pp. doi: 10.1109/SBSE.2018.8395806

ROCHA, Samile Rocha e. **Análise das modificações dos instrumentos regulatórios associados a Lei n. 14.300 e seus impactos no mercado de geração fotovotaica.** 2022. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso Superior de Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2022.

RODRIGUES, Marcelo do Carmo. **Economia, energia e meio-ambiente. Elementos para a formulação de políticas públicas e análise de oportunidades de investimentos.** 2008. Dissertação (Mestrado em Economia) – Universidade do Vale do Rio dos Sinos, 2008.

SILVEIRA, Vitor Rafael Morais. **Impacto da geração distribuída nas perdas técnicas do sistema de distribuição.** 2024. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso Superior de Engenharia Elétrica – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2024.

SOARES T. G.; LIMA F J. L.; MARTINS F. R. Generating Solar Irradiance Data Series with 1-minute Time Resolution Based on Hourly Observational Data, em **IEEE Latin America Transactions** , vol. 19, não. 02, pp. 191-198, fevereiro de 2021, doi: 10.1109/TLA.2021.9443060. 2021

TUO M.; LI X. Optimal Allocation of Virtual Inertia Devices for Enhancing Frequency Stability in Low-Inertia Power Systems, **2021 North American Power Symposium (NAPS)**, College Station, TX, EUA, 2021, pp. doi: 10.1109/NAPS52732.2021.9654729. 2021.

APÊNDICES

APÊNDICE A – Dados Gerais barra 10511

Hora	Curva de carga modelada			Curva de Carga observada no Rio Grande do Sul [MW]	Carga indicada pelo ONS no ANAREDE na barra [MW]	Carga Líquida estimada na barra 10511 [MW]	[kJ/m²]	[kWh/m²]	[MWh/m²]	Geração estimada de MMGD na barra 10511 [MWh]		Carga Bruta estimada na barra 10511 [MW]	Cenário de Referência: Carga Líquida estimada na barra 10511 [MW]	Cenário de Referência: Geração estimada de MMGD na barra 10511 [MWh]	Cenário 1: Carga Líquida estimada na barra 10511 [MW]	Cenário 1: Geração prospectada de MMGD [MW] | +9% de potência instalada estimada	Cenário 2: Carga Líquida estimada na barra 10511 [MW]	Cenário 2: Geração prospectada de MMGD [MW] | +36% de potência instalada estimada	Cenário 3: Carga Líquida estimada na barra 10511 [MW]	Cenário 3: Geração prospectada de MMGD [MW] | +135% de potência instalada estimada
00:00	2024-10-17 00:00:00	beta 1	-8,09671	3470		5,8049		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	5,8049	**5,80**	**0,00**	5,80	0,00	5,80	0,00	5,80	0,00
01:00	2024-10-17 01:00:00	beta 2	1,20897	3145		5,1533		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	5,1533	**5,15**	**0,00**	5,15	0,00	5,15	0,00	5,15	0,00
02:00	2024-10-17 02:00:00			2908		4,6850		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	4,6850	**4,69**	**0,00**	4,69	0,00	4,69	0,00	4,69	0,00
03:00	2024-10-17 03:00:00			2839		4,5547		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	4,5547	**4,55**	**0,00**	4,55	0,00	4,55	0,00	4,55	0,00
04:00	2024-10-17 04:00:00			2765	4,4	4,4115		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	4,4115	**4,41**	**0,00**	4,41	0,00	4,41	0,00	4,41	0,00
05:00	2024-10-17 05:00:00			2835		4,5457		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	4,5457	**4,55**	**0,00**	4,55	0,00	4,55	0,00	4,55	0,00
06:00	2024-10-17 06:00:00			3135		5,1338	340,1000	0,0945	9,447E-05	0,6707	0,6707	5,8045	**5,13**	**0,67**	5,67	0,73	4,89	0,91	4,23	1,58
07:00	2024-10-17 07:00:00			3817		6,5132	1186,4000	0,3296	3,296E-04	2,3397	2,3397	8,8528	**6,51**	**2,34**	6,30	2,55	5,67	3,18	3,35	5,50
08:00	2024-10-17 08:00:00			4365		7,6819	2074,8000	0,5763	5,763E-04	4,0913	4,0913	11,7532	**7,66**	**4,09**	7,29	4,46	6,19	5,56	2,14	9,61
09:00	2024-10-17 09:00:00			4498		7,9404	2809,0000	0,7803	7,803E-04	5,5396	5,5396	13,4800	**7,94**	**5,54**	7,44	6,04	5,95	7,53	0,46	13,02
10:00	2024-10-17 10:00:00			4637		8,2426	3397,1000	0,9436	9,436E-04	6,6994	6,6994	14,9419	**8,24**	**6,70**	7,64	7,30	5,83	9,11	-0,80	15,74
11:00	2024-10-17 11:00:00			4868	9	8,7402	3296,0000	0,9156	9,156E-04	6,5000	6,5000	15,2402	**8,74**	**6,50**	8,16	7,09	6,40	8,84	-0,03	15,28
12:00	2024-10-17 12:00:00			4586		8,1312	3198,6000	0,8885	8,885E-04	6,3079	6,3079	14,4391	**8,13**	**6,31**	7,56	6,88	5,88	8,58	-0,38	14,82
13:00	2024-10-17 13:00:00			4377		7,6858	3277,3000	0,9104	9,104E-04	6,4631	6,4631	14,1489	**7,69**	**6,46**	7,10	7,04	5,36	8,79	-1,04	15,19
14:00	2024-10-17 14:00:00			4702		8,3825	2967,2000	0,8242	8,242E-04	5,8516	5,8516	14,2341	**8,38**	**5,85**	7,86	6,38	6,28	7,96	0,48	13,75
15:00	2024-10-17 15:00:00			4663		8,2966	2425,9000	0,6739	6,739E-04	4,7841	4,7841	13,0827	**8,30**	**4,78**	7,87	5,21	6,58	6,51	1,84	11,24
16:00	2024-10-17 16:00:00			4524		7,9992	1143,8000	0,3177	3,177E-04	2,2557	2,2557	10,2549	**8,00**	**2,26**	7,80	2,46	7,19	3,07	4,95	5,30
17:00	2024-10-17 17:00:00			4861		8,2928	543,9000	0,1511	1,511E-04	1,0726	1,0726	9,3654	**8,29**	**1,07**	8,20	1,17	7,91	1,46	6,84	2,52
18:00	2024-10-17 18:00:00			4550		8,0549	71,9000	0,0200	1,997E-05	0,1418	0,1418	8,1967	**8,05**	**0,14**	8,04	0,15	8,00	0,19	7,86	0,33
19:00	2024-10-17 19:00:00			5145	9,1	9,3460		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	9,3460	**9,35**	**0,00**	9,35	0,00	9,35	0,00	9,35	0,00
20:00	2024-10-17 20:00:00			5080		9,2036		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	9,2036	**9,20**	**0,00**	9,20	0,00	9,20	0,00	9,20	0,00
21:00	2024-10-17 21:00:00			4763		8,5132		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	8,5132	**8,51**	**0,00**	8,51	0,00	8,51	0,00	8,51	0,00
22:00	2024-10-17 22:00:00			4439		7,8191		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	7,8191	**7,82**	**0,00**	7,82	0,00	7,82	0,00	7,82	0,00
23:00	2024-10-17 23:00:00			4062		7,0218		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	7,0218	**7,02**	**0,00**	7,02	0,00	7,02	0,00	7,02	0,00
				Dados oferecidos pelo ONS	Desenvolvido em cima dos dados públicos	ONS (referência caso mensal outubro, admitido como premissa o valor disposto na hora associada no caso base como valor inicial e aplicação da transformação linear positiva para os demais horários não informados, com base no valores observados da curva de carga do Rio Grande do Sul.	Dados de irradiação retirados do INMET (https://tempo.inmet.gov.br/)	[kJ/m²]/3600	[kWh/m²]/1000 para transformar em MW	E [MWh] = (P[MWp] x [H (MWh/m²)] x 1h x TD) / (1.10⁻³ [MWh/m²])	[MWh]	Geração MMGD + Carga			Carga Bruta (MW) - Geração (MW) do cenário 1		Carga Bruta (MW) - Geração (MW) do cenário 2		Carga Bruta (MW) - Geração (MW) do cenário 3	

Legenda
99
Indica inversão de fluxo (carga líquida negativa)
99
Indica geração prospectada maior que 50% da Carga Bruta

Etapa de verificação

Valor de geração de MMGD coletado no caso mensal do ONS inserido no barramento, este valor é associado a irradiância da hora coincidente para obter a potência instalada estimada conectada ao barramento: 6,5 MWh

{ P_fv-inicial } capacidade instalada estimada: 8,6743932 P[MWp] = (E [MWh] x 1.10^{-3}) [MWh/m²] / (H [MWh/m²h] x 1h x TD)

O símbolo deve estar sob acento circunflexo

(TD) 0,8

Cenário 1 (+9%)	9,67308859	P_fv-cenário1=(P_fv-inicial)*1,09
Cenário 2 (+36%)	12,0691748	P_fv-cenário2=(P_fv-inicial)*1,36
Cenário 3 (+135%)	20,854824	P_fv-cenário2=(P_fv-inicial)*2,35

O percentual máximo de crescimento da potência instalada, sem suprir 50% da carga bruta em nenhum horário.
O percentual mínimo de crescimento da potência instalada capaz de suprir mais de 50% da carga bruta em pelo menos 50% (ao menos 6hs das 12hs) do período diurno, entre a 7a e 18a horas no dia útil
O percentual mínimo de crescimento da potência instalada capaz de inverter o fluxo de potência em pelo menos 25% (ao menos 4hs das 12hs) do período diurno, entre a 7a e 18a horas no dia útil.

Curva de Carga observada no Rio Grande do Sul [MW]	Carga Líquida estimada na barra 10511 [MW]
2765	4,4
4868	9
5145	9,1
Matriz ln	
7,924861251	1,481604541
8,490396526	2,197224577
8,54582753	2,208274414

SUMÁRIO DOS RESULTADOS

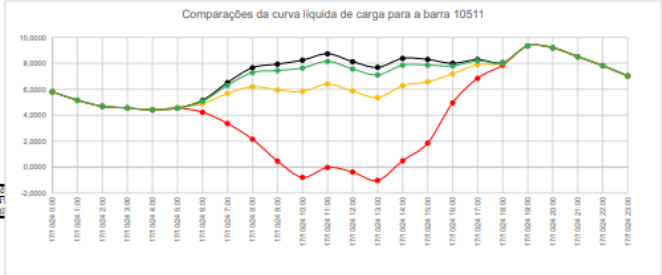
Estatística de regressão	
R múltiplo	0,997724557
Quadrado de R	0,995454291
Quadrado de R ajustado	0,990908582
Erro-padrão	0,03970233
Observações	3

ANOVA

	gl	*SQ*	*MQ*	*F*	*de significância*
Regressão	1	0,345184805	0,345184805	218,987677	0,04295468
Residual	1	0,001576275	0,001576275		
Total	2	0,34676108			

	Coeficientes	*Erro-padrão*	*Stat t*	*valor P*	*95% inferior*	*95% superior*	*Inferior 95,0%*	*Superior 95,0*
Interceptar	-8,096710115	0,880134697	-11,90456328	0,05338517	-18,738645	0,54522441	-18,738645	0,54522441
Variável X 1	1,208971225	0,081697003	14,79823222	0,04295468	0,17091238	2,24703007	0,17091238	2,24703007

A correlação R2 indica o coeficiente de determinação, em quem a Carga Líquida estimada pela regressão não linear logarítmica é explicada, ou melhor determinada, pela Curva de Carga Observada, segundo o percentual obtido de: 99,09%



APÊNDICE B – Dados Gerais barra 10515

Hora	Curva de carga modelada			Curva de Carga observada no Rio Grande do Sul [MW]	Carga indicada pelo ONS no ANAREDE na barra [MW]	Carga Líquida estimada na barra 10515 [MW]	[kJ/m²]	[kWh/m²]	[MWh/m²]	Geração estimada de MMGD na barra 10515 [MWh]		Carga Bruta estimada na barra 10515 [MW]	Cenário de Referência: Carga Líquida estimada na barra 10515 [MW]	Cenário de Referência: Geração estimada de MMGD na barra 10515 [MWh]	Cenário 1: Carga Líquida estimada na barra 10515 [MW]	Cenário 1: Geração prospectada de MMGD [MW] | +125% de potência instalada estimada	Cenário 2: Carga Líquida estimada na barra 10515 [MW]	Cenário 2: Geração prospectada de MMGD [MW] | +220% de potência instalada estimada	Cenário 3: Carga Líquida estimada na barra 10515 [MW]	Cenário 3: Geração prospectada de MMGD [MW] | +450% de potência instalada estimada
00:00	2024-10-17 00:00:00	beta 1	-17,81779	3470		3,7090		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	3,7090	**3,71**	**0,00**	3,71	0,00	3,71	0,00	3,71	0,00
01:00	2024-10-17 01:00:00	beta 2	2,34651	3145		2,9436		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	2,9436	**2,94**	**0,00**	2,94	0,00	2,94	0,00	2,94	0,00
02:00	2024-10-17 02:00:00			2906		2,4467		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	2,4467	**2,45**	**0,00**	2,45	0,00	2,45	0,00	2,45	0,00
03:00	2024-10-17 03:00:00			2839		2,3164		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	2,3164	**2,32**	**0,00**	2,32	0,00	2,32	0,00	2,32	0,00
04:00	2024-10-17 04:00:00			2765	2,2	2,1771		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	2,1771	**2,18**	**0,00**	2,18	0,00	2,18	0,00	2,18	0,00
05:00	2024-10-17 05:00:00			2835		2,3074		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	2,3074	**2,31**	**0,00**	2,31	0,00	2,31	0,00	2,31	0,00
06:00	2024-10-17 06:00:00			3135		2,9220	340,1000	0,0945	9,447E-05	0,1857	0,1857	3,1078	**2,92**	**0,19**	2,69	0,42	2,51	0,59	2,09	1,02
07:00	2024-10-17 07:00:00			3817		4,6376	1186,4000	0,3296	3,296E-04	0,6479	0,6479	5,2855	**4,64**	**0,65**	3,83	1,46	3,21	2,07	1,72	3,56
08:00	2024-10-17 08:00:00			4365		6,3564	2074,6000	0,5763	5,763E-04	1,1330	1,1330	7,4894	**6,36**	**1,13**	4,94	2,55	3,86	3,63	1,26	6,23
09:00	2024-10-17 09:00:00			4496		6,8126	2809,0000	0,7803	7,803E-04	1,5340	1,5340	8,3466	**6,81**	**1,53**	4,90	3,45	3,44	4,91	-0,09	8,44
10:00	2024-10-17 10:00:00			4637		7,3247	3397,1000	0,9436	9,436E-04	1,8552	1,8552	9,1799	**7,32**	**1,86**	5,01	4,17	3,24	5,94	-1,02	10,20
11:00	2024-10-17 11:00:00			4868	7,3	8,2074	3296,0000	0,9156	9,156E-04	1,8000	1,8000	10,0074	**8,21**	**1,80**	5,96	4,05	4,25	5,76	0,11	9,90
12:00	2024-10-17 12:00:00			4586		7,1338	3198,6000	0,8885	8,885E-04	1,7468	1,7468	8,8806	**7,13**	**1,75**	4,95	3,93	3,29	5,59	-0,73	9,61
13:00	2024-10-17 13:00:00			4377		6,3950	3277,3000	0,9104	9,104E-04	1,7898	1,7898	8,1848	**6,39**	**1,79**	4,16	4,03	2,46	5,73	-1,86	9,84
14:00	2024-10-17 14:00:00			4702		7,5679	2967,2000	0,8242	8,242E-04	1,6204	1,6204	9,1884	**7,57**	**1,62**	5,54	3,65	4,00	5,19	0,28	8,91
15:00	2024-10-17 15:00:00			4663		7,4216	2425,9000	0,6739	6,739E-04	1,3248	1,3248	8,7465	**7,42**	**1,32**	5,77	2,98	4,51	4,24	1,46	7,29
16:00	2024-10-17 16:00:00			4524		6,9108	1143,8000	0,3177	3,177E-04	0,6246	0,6246	7,5354	**6,91**	**0,62**	6,13	1,41	5,54	2,00	4,10	3,44
17:00	2024-10-17 17:00:00			4661		7,4115	543,9000	0,1511	1,511E-04	0,2970	0,2970	7,7086	**7,41**	**0,30**	7,04	0,67	6,76	0,95	6,07	1,63
18:00	2024-10-17 18:00:00			4550		7,0046	71,9000	0,0200	1,997E-05	0,0393	0,0393	7,0438	**7,00**	**0,04**	6,96	0,09	6,92	0,13	6,83	0,22
19:00	2024-10-17 19:00:00			5145	10,4	9,3475		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	9,3475	**9,35**	**0,00**	9,35	0,00	9,35	0,00	9,35	0,00
20:00	2024-10-17 20:00:00			5080		9,0729		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	9,0729	**9,07**	**0,00**	9,07	0,00	9,07	0,00	9,07	0,00
21:00	2024-10-17 21:00:00			4763		7,7988		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	7,7988	**7,80**	**0,00**	7,80	0,00	7,80	0,00	7,80	0,00
22:00	2024-10-17 22:00:00			4439		6,6119		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	6,6119	**6,61**	**0,00**	6,61	0,00	6,61	0,00	6,61	0,00
23:00	2024-10-17 23:00:00			4062		5,3663		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	5,3663	**5,37**	**0,00**	5,37	0,00	5,37	0,00	5,37	0,00
				Dados oferecidos pelo ONS	Desenvolvido em cima dos dados públicos	ONS (referência caso mensal outubro, admitido como premissa o valor disposto na hora associada no caso base como valor inicial e aplicação da transformação linear positiva para os demais horarios não informados, com base no valores observados da curva de carga do Rio Grande do Sul.	Dados de irradiação retirados do INMET (https://tempo.inmet.gov.br/)	kJ/m²*1000	[kWh/m²]/1000 para transformar em MW	E [MWh] = (P[MWp] x (H [MWh/m²h] x 1h x TD) (1.10⁻³ [MWh/m²]))	[MWh]	Geração MMGD + Carga			Carga Bruta (MW) - Geração (MW) do cenário 1		Carga Bruta (MW) - Geração (MW) do cenário 2		Carga Bruta (MW) - Geração (MW) do cenário 3	

Legenda

99 — Indica inversão de fluxo (carga líquida negativa)

99 — Indica geração prospectada maior que 50% da Carga Bruta

Etapa de verificação

Valor de geração de MMGD coletado no caso mensal do ONS inserido no barramento, este valor é associado a irradiância da hora coincidente para obter a potência instalada estimada conectada ao barramento: 1,8 MWh

{ P_fv-inicial } capacidade instalada estimada: 2,45752427 P[MWp[= (E [MWh] x 1.10⁻³) [MWh/m²]) / (H [MWh/m²h] x 1h x TD)

O símbolo deve estar sob acento circunflexo

(TD) 0,8

Cenário 1 (+125%)	5,52942961	P_fv-cenário1=[P_fv-inicial]*2,25
Cenário 2 (+220%)	7,86407767	P_fv-cenário2=[P_fv-inicial]*3,2
Cenário 3 (+450%)	13,5163835	P_fv-cenário3=[P_fv-inicial]*5,5

O percentual máximo de crescimento da potência instalada, sem suprir 50% da carga bruta em nenhum horário.
O percentual mínimo de crescimento da potência instalada capaz de suprir mais de 50% da carga bruta em pelo menos 50% (ao menos 6hs das 12hs) do período diurno, entre a 7a e 18a horas no dia útil.
O percentual mínimo de crescimento da potência instalada capaz de inverter o fluxo de potência em pelo menos 25% (ao menos 4hs das 12hs) do período diurno, entre a 7a e 18a horas no dia útil.

Curva de Carga observada no Rio Grande do Sul [MW]	Carga Líquida estimada na barra 10515 [MW]
2765	2,2
4868	7,3
5145	10,4
Matriz In	
7,924861251	0,78845736
8,490398526	1,987874348
8,54582753	2,341805806

A correlação R2 indica o coeficiente de determinação, em quem a Carga Líquida estimada pela regressão não linear logarítmica é explicada, ou melhor determinada, pela Curva de Carga percentual obtido de: 98,19%

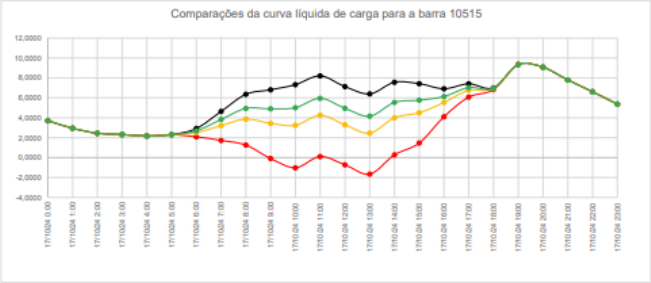
SUMÁRIO DOS RESULTADOS

Estatística de regressão	
R múltiplo	0,990441112
Quadrado de R	0,980973597
Quadrado de R ajustado	0,961947193
Erro-padrão	0,15881167
Observações	3

ANOVA

	gl	*SQ*	*MQ*	*F*	*de significância*
Regressão	1	1,300365514	1,300365514	51,5585407	0,0880938
Residual	1	0,025221147	0,025221147		
Total	2	1,325586661			

	Coeficientes	*Erro-padrão*	*Stat t*	*valor P*	*95% inferior*	*95% superior*	*Inferior 95,0%*	*Superior 95,0%*
Interceptar	-17,81778612	2,720580239	-6,549259551	0,096459983	-52,386036	16,7504634	-52,386036	16,7504634
Variável X 1	2,346512387	0,326792948	7,180427611	0,0880938	-1,8057844	6,49880922	-1,8057844	6,49880922



APÊNDICE C – Dados Gerais barra 10522

Hora	Curva de carga modelada			Curva de Carga observada no Rio Grande do Sul [MW]	Carga indicada pelo ONS no ANAREDE na barra [MW]	Carga Líquida estimada na barra 10522 [MW]	[kJ/m²]	[kWh/m²]	[MWh/m²]	Geração estimada de MMGD na barra 10522 [MWh]		Carga Bruta estimada na barra 10522 [MW]	Cenário de Referência: Carga Líquida estimada na barra 10522 [MW]	Cenário de Referência: Geração estimada de MMGD na barra 10522 [MWh]	Cenário 1: Carga Líquida estimada na barra 10522 [MW]	Cenário 1: Geração prospectada de MMGD [MW] | +5% de potência instalada estimada	Cenário 2: Carga Líquida estimada na barra 10522 [MW]	Cenário 2: Geração prospectada de MMGD [MW] | +50% de potência instalada estimada	Cenário 3: Carga Líquida estimada na barra 10522 [MW]	Cenário 3: Geração prospectada de MMGD [MW] | +160% de potência instalada estimada
00:00	2024-10-17 00:00:00	beta 1	-7,81217	3470		5,4374		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	5,4374	**5,44**	**0,00**	5,44	0,00	5,44	0,00	5,44	0,00
01:00	2024-10-17 01:00:00	beta 2	1,16604	3145		4,8475		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	4,8475	**4,85**	**0,00**	4,85	0,00	4,85	0,00	4,85	0,00
02:00	2024-10-17 02:00:00			2906		4,4219		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	4,4219	**4,42**	**0,00**	4,42	0,00	4,42	0,00	4,42	0,00
03:00	2024-10-17 03:00:00			2839		4,3033		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	4,3033	**4,30**	**0,00**	4,30	0,00	4,30	0,00	4,30	0,00
04:00	2024-10-17 04:00:00			2765	4,2	4,1727		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	4,1727	**4,17**	**0,00**	4,17	0,00	4,17	0,00	4,17	0,00
05:00	2024-10-17 05:00:00			2835		4,2950		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	4,2950	**4,29**	**0,00**	4,29	0,00	4,29	0,00	4,29	0,00
06:00	2024-10-17 06:00:00			3135		4,8298	3,2000	0,0009	8,889E-07	0,0084	0,0084	4,8381	**4,83**	**0,01**	4,83	0,01	4,83	0,01	4,82	0,02
07:00	2024-10-17 07:00:00			3817		6,0759	294,9000	0,0819	8,192E-05	0,7705	0,7705	6,8464	**6,08**	**0,77**	6,04	0,81	5,69	1,16	4,84	2,00
08:00	2024-10-17 08:00:00			4365		7,1064	847,6000	0,2354	2,354E-04	2,2146	2,2146	9,3210	**7,11**	**2,21**	7,00	2,33	6,00	3,32	3,56	5,76
09:00	2024-10-17 09:00:00			4498		7,3554	1112,2000	0,3089	3,089E-04	2,9060	2,9060	10,2614	**7,36**	**2,91**	7,21	3,05	5,90	4,36	2,71	7,56
10:00	2024-10-17 10:00:00			4837		7,6252	921,3000	0,2559	2,559E-04	2,4072	2,4072	10,0324	**7,63**	**2,41**	7,50	2,53	6,42	3,61	3,77	6,26
11:00	2024-10-17 11:00:00			4868	7,5	8,0687	1684,0000	0,4678	4,678E-04	4,4000	4,4000	12,4687	**8,07**	**4,40**	7,85	4,52	5,87	6,60	1,03	11,44
12:00	2024-10-17 12:00:00			4596		7,5258	2407,3250	0,6687	6,687E-04	6,2899	6,2899	13,8157	**7,53**	**6,29**	7,21	6,60	4,38	9,43	-2,54	16,35
13:00	2024-10-17 13:00:00			4377		7,1278	2146,8750	0,5964	5,964E-04	5,6094	5,6094	12,7372	**7,13**	**5,61**	6,85	5,89	4,32	8,41	-1,85	14,58
14:00	2024-10-17 14:00:00			4702		7,7500	2240,5500	0,6224	6,224E-04	5,8542	5,8542	13,6041	**7,75**	**5,85**	7,46	6,15	4,82	8,78	-1,62	15,22
15:00	2024-10-17 15:00:00			4863		7,6752	1908,3000	0,5301	5,301E-04	4,9861	4,9861	12,6612	**7,68**	**4,99**	7,43	5,24	5,18	7,48	-0,30	12,96
16:00	2024-10-17 16:00:00			4524		7,4079	1675,8000	0,4655	4,655E-04	4,3786	4,3786	11,7865	**7,41**	**4,38**	7,19	4,60	5,22	6,57	0,40	11,38
17:00	2024-10-17 17:00:00			4661		7,6700	1463,4000	0,4065	4,065E-04	3,8236	3,8236	11,4936	**7,67**	**3,82**	7,48	4,01	5,76	5,74	1,55	9,94
18:00	2024-10-17 18:00:00			4550		7,4577	430,3000	0,1195	1,195E-04	1,1243	1,1243	8,5820	**7,46**	**1,12**	7,40	1,18	6,90	1,69	5,66	2,92
19:00	2024-10-17 19:00:00			5145	9,2	8,6075	70,2000	0,0195	1,950E-05	0,1834	0,1834	8,7909	**8,61**	**0,18**	8,60	0,19	8,52	0,28	8,31	0,48
20:00	2024-10-17 20:00:00			5080		8,4809		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	8,4809	**8,48**	**0,00**	8,48	0,00	8,48	0,00	8,48	0,00
21:00	2024-10-17 21:00:00			4763		7,8666		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	7,8666	**7,87**	**0,00**	7,87	0,00	7,87	0,00	7,87	0,00
22:00	2024-10-17 22:00:00			4439		7,2470		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	7,2470	**7,25**	**0,00**	7,25	0,00	7,25	0,00	7,25	0,00
23:00	2024-10-17 23:00:00			4062		6,5329		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	6,5329	**6,53**	**0,00**	6,53	0,00	6,53	0,00	6,53	0,00
				Dados oferecidos pelo ONS	Desenvolvido em cima dos dados públicos	ONS (referência caso mensal outubro, admitido como premissa o valor disposto na hora associada no caso base como valor inicial e aplicação da transformação linear positiva para os demais horários não informados, com base no valores observados da curva de carga do Rio Grande do Sul.	Dados de irradiação retirados do IMET (https://tempo.inmet.gov.br/)	[kJ/m²]/3600	[kWh/m²]/1000 para transformar em MW	E [MWh] = (P[MWp] x (H [MWh/m²h] x th x TD) / (1.10⁻³ [MWh/m²])		[MWh]	Geração MMGD + Carga		Carga Bruta (MW) - Geração (MW) do cenário 1		Carga Bruta (MW) - Geração (MW) do cenário 2		Carga Bruta (MW) - Geração (MW) do cenário 3	

Legenda

99 — Indica inversão de fluxo (carga líquida negativa)

99 — Indica geração prospectada maior que 50% da Carga Bruta

Etapa de verificação

Valor de geração de MMGD coletado no caso mensal do ONS inserido no barramento, este valor é associado a irradiância da hora coincidente para obter a potência instalada estimada conectada ao barramento: 4,4 MWh

{ P_fv-inicial } capacidade instalada estimada: 11,7577197 P[MWp] = (E [MWh] x 1.10⁻³) [MWh/m²]) / (H [MWh/m²h] x th x TD)

O símbolo deve estar sob acento circunflexo

{TD} 0,8

Cenário 1 (+5%)	12,3456057	P_fv-cenário1=(P_fv-inicial)*1,05
Cenário 2 (+50%)	17,6365796	P_fv-cenário2=(P_fv-inicial)*1,5
Cenário 3 (+160%)	30,5700713	P_fv-cenário2=(P_fv-inicial)*2,6

O percentual máximo de crescimento da potência instalada, sem suprir 50% da carga bruta em nenhum horário.

O percentual mínimo de crescimento da potência instalada capaz de suprir mais de 50% da carga bruta em pelo menos 50% (ao menos 6hs das 12hs) do período diurno, entre a 7a e 18a horas no dia útil.

O percentual mínimo de crescimento da potência instalada capaz de inverter o fluxo de potência em pelo menos 25% (ao menos 4hs das 12hs) do período diurno, entre a 7a e 18a horas no dia útil.

Curva de Carga observada no Rio Grande do Sul [MW]	Carga Líquida estimada na barra 10522 [MW]
2765	4,2
4868	7,5
5145	9,2
Matriz In	
7,924861251	1,435084525
8,490398526	2,014903021
8,54582753	2,219203484

SUMÁRIO DOS RESULTADOS

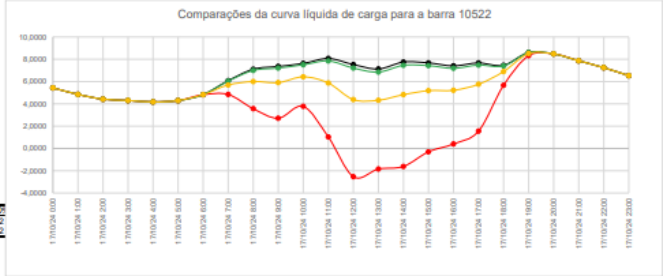
Estatística de regressão	
R múltiplo	0,985055465
Quadrado de R	0,970334269
Quadrado de R ajustado	0,940668539
Erro-padrão	0,099081227
Observações	3

ANOVA

	gl	*SQ*	*MQ*	*F*	*de significância*
Regressão	1	0,32110648	0,32110648	32,7089288	0,11019926
Residual	1	0,009817089	0,009817089		
Total	2	0,330923569			

A correlação R2 indica o coeficiente de determinação, em quem a Carga Líquida estimada pela regressão não linear logarítmica é explicada, ou melhor determinada, pela Curva de Carga percentual obtido de: 94,07%

	Coeficientes	*Erro-padrão*	*Stat t*	*valor P*	*95% inferior*	*95% superior*	*Inferior 95,0%*	*Superior 95,0%*
Interceptar	-7,812171449	1,697346464	-4,602579152	0,13620121	-29,379003	13,7546602	-29,379003	13,7546602
Variável X 1	1,166043264	0,203883229	5,719172039	0,11019926	-1,4245388	3,75662532	-1,4245388	3,75662532



APÊNDICE D – Dados Gerais barra 10525

Hora	Curva de carga modelada			Curva de Carga observada no Rio Grande do Sul [MW]	Carga indicada pelo ONS no ANAREDE na barra [MW]	Carga Líquida estimada na barra 10525 [MW]	[kJ/m²]	[kWh/m²]	[MWh/m²]	Geração estimada de MMGD na barra 10525 [MWh]		Carga Bruta estimada na barra 10525 [MW]	Cenário de Referência: Carga Líquida estimada na barra 10525 [MW]	Cenário de Referência: Geração estimada de MMGD na barra 10525 [MWh]	Cenário 1: Carga Líquida estimada na barra 10525 [MW]	Cenário 1: Geração prospectada de MMGD [MW] | -10% da potência instalada estimada	Cenário 2: Carga Líquida estimada na barra 10525 [MW]	Cenário 2: Geração prospectada de MMGD [MW] | +40% de potência instalada estimada	Cenário 3: Carga Líquida estimada na barra 10525 [MW]	Cenário 3: Geração prospectada de MMGD [MW] | +110% de potência instalada estimada
00:00	2024-10-17 00:00:00	beta 1	-10,63405	3470		2,6736		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	2,6736	**2,67**	**0,00**	2,67	0,00	2,67	0,00	2,67	0,00
01:00	2024-10-17 01:00:00	beta 2	1,42513	3145		2,3235		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	2,3235	**2,32**	**0,00**	2,32	0,00	2,32	0,00	2,32	0,00
02:00	2024-10-17 02:00:00			2906		2,0767		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	2,0767	**2,08**	**0,00**	2,08	0,00	2,08	0,00	2,08	0,00
03:00	2024-10-17 03:00:00			2839		2,0088		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	2,0088	**2,01**	**0,00**	2,01	0,00	2,01	0,00	2,01	0,00
04:00	2024-10-17 04:00:00			2765	1,9	1,9345		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	1,9345	**1,93**	**0,00**	1,93	0,00	1,93	0,00	1,93	0,00
05:00	2024-10-17 05:00:00			2835		2,0041		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	2,0041	**2,00**	**0,00**	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00
06:00	2024-10-17 06:00:00			3135		2,3131	3,2000	0,0009	8,889E-07	0,0048	0,0048	2,3179	**2,31**	**0,00**	2,31	0,00	2,31	0,01	2,31	0,01
07:00	2024-10-17 07:00:00			3817		3,0622	294,9000	0,0819	8,192E-05	0,4378	0,4378	3,5000	**3,06**	**0,44**	3,04	0,46	2,89	0,61	2,41	1,09
08:00	2024-10-17 08:00:00			4365		3,7084	847,8000	0,2354	2,354E-04	1,2583	1,2583	4,9668	**3,71**	**1,26**	3,65	1,32	3,21	1,76	1,82	3,15
09:00	2024-10-17 09:00:00			4496		3,8679	1112,2000	0,3089	3,089E-04	1,6511	1,6511	5,5190	**3,87**	**1,65**	3,79	1,73	3,21	2,31	1,39	4,13
10:00	2024-10-17 10:00:00			4837		4,0420	921,3000	0,2559	2,559E-04	1,3677	1,3677	5,4097	**4,04**	**1,37**	3,97	1,44	3,49	1,91	1,99	3,42
11:00	2024-10-17 11:00:00			4868	5,3	4,3312	1684,0000	0,4678	4,678E-04	2,5000	2,5000	6,8312	**4,33**	**2,50**	4,21	2,63	3,33	3,50	0,58	5,25
12:00	2024-10-17 12:00:00			4596		3,9777	2407,3250	0,6687	6,687E-04	3,5738	3,5738	7,5515	**3,98**	**3,57**	3,80	3,75	2,55	5,00	-1,38	8,93
13:00	2024-10-17 13:00:00			4377		3,7221	2146,8750	0,5964	5,964E-04	3,1872	3,1872	6,9093	**3,72**	**3,19**	3,56	3,35	2,45	4,46	-1,06	7,97
14:00	2024-10-17 14:00:00			4702		4,1230	2240,5500	0,6224	6,224E-04	3,3262	3,3262	7,4492	**4,12**	**3,33**	3,96	3,49	2,79	4,66	-0,87	8,32
15:00	2024-10-17 15:00:00			4663		4,0744	1908,3000	0,5301	5,301E-04	2,8330	2,8330	6,9073	**4,07**	**2,83**	3,93	2,97	2,94	3,97	-0,18	7,08
16:00	2024-10-17 16:00:00			4524		3,9016	1675,8000	0,4655	4,655E-04	2,4878	2,4878	6,3895	**3,90**	**2,49**	3,78	2,61	2,91	3,48	0,17	6,22
17:00	2024-10-17 17:00:00			4661		4,0710	1463,4000	0,4065	4,065E-04	2,1725	2,1725	6,2435	**4,07**	**2,17**	3,96	2,28	3,20	3,04	0,81	5,43
18:00	2024-10-17 18:00:00			4650		3,9337	430,3000	0,1195	1,195E-04	0,6388	0,6388	4,5725	**3,93**	**0,64**	3,90	0,67	3,68	0,89	2,98	1,60
19:00	2024-10-17 19:00:00			5145	3,9	4,6872	70,2000	0,0195	1,950E-05	0,1042	0,1042	4,7914	**4,69**	**0,10**	4,68	0,11	4,65	0,15	4,53	0,26
20:00	2024-10-17 20:00:00			5080		4,6031		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	4,6031	**4,60**	**0,00**	4,60	0,00	4,60	0,00	4,60	0,00
21:00	2024-10-17 21:00:00			4763		4,1989		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	4,1989	**4,20**	**0,00**	4,20	0,00	4,20	0,00	4,20	0,00
22:00	2024-10-17 22:00:00			4439		3,7983		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	3,7983	**3,80**	**0,00**	3,80	0,00	3,80	0,00	3,80	0,00
23:00	2024-10-17 23:00:00			4082		3,3460		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	3,3460	**3,35**	**0,00**	3,35	0,00	3,35	0,00	3,35	0,00
				Dados oferecidos pelo ONS	Desenvolvido em cima dos dados públicos	ONS (referência caso mensal outubro, admitido como premissa o valor disposto na hora associada no caso base como valor inicial e aplicação da transformação linear positiva para os demais horários não informados, com base no valores observados da curva de carga do Rio Grande do Sul.	Dados de irradiação retirados do INMET (https://tempo.inmet.gov.br/)	$\frac{kJ/m^2}{3600}$	[kWh/m²]/1000 para transformar em MW	E [MWh] = (P[MWp] x (H [MWh/m²h] x 1h x TD) / (1.10⁻³ [MWh/m²])		[MWh]	Geração MMGD + Carga		Carga Bruta (MW) - Geração (MW) do cenário 1		Carga Bruta (MW) - Geração (MW) do cenário 2		Carga Bruta (MW) - Geração (MW) do cenário 3	

Legenda

99
Indica inversão de fluxo (carga líquida negativa)
99
Indica geração prospectada maior que 50% da Carga Bruta

Etapa de verificação

Valor de geração de MMGD coletado no caso mensal do ONS inserido no barramento, este valor é associado a irradiância da hora coincidente para obter a potência instalada estimada conectada ao barramento: 2,5 MWh

(P_fv-inicial) capacidade instalada estimada: 6,68052257 P[MWp] = (E [MWh] x 1.10^{-3}) [MWh/m²]) / (H [MWh/m²h[x 1h x TD)

O símbolo deve estar sob acento circunflexo

(TD) 0,8

Cenário 1 (+5%)	7,01454869	P_fv-cenário1=(P_fv-inicial)*1,05
Cenário 2 (+40%)	9,35273159	P_fv-cenário2=(P_fv-inicial)*1,4
Cenário 3 (+150%)	16,7013064	P_fv-cenário2=(P_fv-inicial)*2,5

O percentual máximo de crescimento da potência instalada, sem suprir 50% da carga bruta em nenhum horário.

O percentual mínimo de crescimento da potência instalada capaz de suprir mais de 50% da carga bruta em pelo menos 50% (ao menos 6hs das 12hs) do período diurno, entre a 7a e 18a horas no dia útil.

O percentual mínimo de crescimento da potência instalada capaz de inverter o fluxo de potência em pelo menos 25% (ao menos 4hs das 12hs) do período diurno, entre a 7a e 18a horas no dia útil.

Curva de Carga observada no Rio Grande do Sul [MW]	Carga Líquida estimada na barra 10525 [MW]
2765	1,9
4868	5,3
5145	3,9
Matriz In	
7,924861251	0,641853886
8,490306526	1,667706821
8,54582753	1,360976553

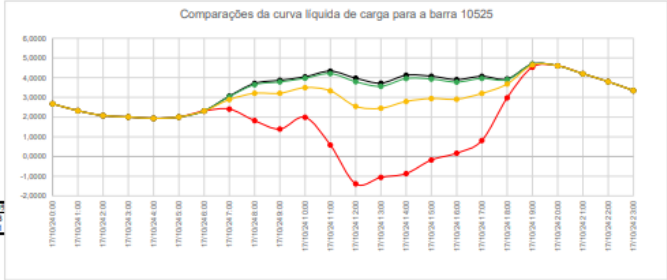
SUMÁRIO DOS RESULTADOS

Estatística de regressão	
R múltiplo	0,930036538
Quadrado de R	0,864957962
Quadrado de R ajustado	0,729935925
Erro-padrão	0,273641272
Observações	3

ANOVA	*gl*	*SQ*	*MQ*	*F*	*de significância*
Regressão	1	0,479652158	0,479652158	6,40564993	0,23954687
Residual	1	0,074879546	0,074879546		
Total	2	0,554531703			

	Coeficientes	*Erro-padrão*	*Stat t*	*valor P*	*95% inferior*	*95% superior*	*Inferior 95,0%*	*Superior 95,0%*
Interceptar	-10,6340533	4,687709891	-2,268496461	0,26432082	-70,197055	48,9289483	-70,197055	48,9289483
Variável X 1	1,42512622	0,563082111	2,530938548	0,23954987	-5,7295104	8,57976281	-5,7295104	8,57976281

A correlação R2 indica o coeficiente de determinação, em quem a Carga Líquida estimada pela regressão não linear logarítmica é explicada, ou melhor determinada, pela Curva de Carga percentual obtido de: 72,99%



APÊNDICE E – Dados Gerais barra 10533

Hora	Curva de carga modelada			Curva de Carga observada no Rio Grande do Sul [MW]	Carga indicada pelo ONS no ANAREDE na barra [MW]	Carga Líquida estimada na barra 10533 [MW]	[kJ/m²]	[kWh/m²]	[MWh/m²]	Geração estimada de MMGD na barra 10533 [MWh]		Carga Bruta estimada na barra 10533 [MW]	Cenário de Referência: Carga Líquida estimada na barra 10533 [MW]	Cenário de Referência: Geração estimada de MMGD na barra 10533 [MWh]	Cenário 1: Carga Líquida estimada na barra 10533 [MW]	Cenário 1: Geração prospectada de MMGD [MW] | +135% de potência instalada estimada	Cenário 2: Carga Líquida estimada na barra 10533 [MW]	Cenário 2: Geração prospectada de MMGD [MW] | +310% de potência instalada estimada	Cenário 3: Carga Líquida estimada na barra 10533 [MW]	Cenário 3: Geração prospectada de MMGD [MW] | +600% de potência instalada estimada
00:00	2024-10-17 00:00:00	beta 1	-6,69580	3470		7,0589		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	7,0589	**7,06**	**0,00**	7,06	0,00	7,06	0,00	7,06	0,00
01:00	2024-10-17 01:00:00	beta 2	1,06111	3145		6,3584		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	6,3584	**6,36**	**0,00**	6,36	0,00	6,36	0,00	6,36	0,00
02:00	2024-10-17 02:00:00			2906		5,8484		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	5,8484	**5,85**	**0,00**	5,85	0,00	5,85	0,00	5,85	0,00
03:00	2024-10-17 03:00:00			2839		5,7054		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	5,7054	**5,71**	**0,00**	5,71	0,00	5,71	0,00	5,71	0,00
04:00	2024-10-17 04:00:00			2765	5,6	5,5477		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	5,5477	**5,55**	**0,00**	5,55	0,00	5,55	0,00	5,55	0,00
05:00	2024-10-17 05:00:00			2835		5,6954		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	5,6954	**5,70**	**0,00**	5,70	0,00	5,70	0,00	5,70	0,00
06:00	2024-10-17 06:00:00			3135		6,3373	4,0000	0,0011	1,111E-06	0,0032	0,0032	6,3405	**6,34**	**0,00**	6,33	0,01	6,33	0,01	6,32	0,02
07:00	2024-10-17 07:00:00			3817		7,8094	146,6000	0,0407	4,072E-05	0,1167	0,1167	7,9262	**7,81**	**0,12**	7,65	0,27	7,45	0,48	7,11	0,82
08:00	2024-10-17 08:00:00			4365		9,0061	322,0000	0,0894	8,944E-05	0,2564	0,2564	9,2625	**9,01**	**0,26**	8,66	0,60	8,21	1,05	7,47	1,79
09:00	2024-10-17 09:00:00			4496		9,2928	792,5000	0,2201	2,201E-04	0,6311	0,6311	9,9239	**9,29**	**0,63**	8,44	1,48	7,34	2,59	5,51	4,42
10:00	2024-10-17 10:00:00			4637		9,6025	1109,9000	0,3083	3,083E-04	0,8838	0,8838	10,4863	**9,60**	**0,88**	8,41	2,08	6,86	3,62	4,30	6,19
11:00	2024-10-17 11:00:00			4966	9,1	10,1095	2009,3000	0,5581	5,581E-04	1,6000	1,6000	11,7095	**10,11**	**1,60**	7,95	3,76	5,15	6,96	0,51	11,20
12:00	2024-10-17 12:00:00			4586		9,4885	2131,0000	0,5919	5,919E-04	1,6969	1,6969	11,1854	**9,49**	**1,70**	7,20	3,99	4,23	6,96	-0,69	11,88
13:00	2024-10-17 13:00:00			4377		9,0308	2993,4000	0,8315	8,315E-04	2,3836	2,3836	11,4144	**9,03**	**2,38**	5,81	5,60	1,64	9,77	-5,27	16,69
14:00	2024-10-17 14:00:00			4702		9,7454	2335,1000	0,6486	6,486E-04	1,8594	1,8594	11,6048	**9,75**	**1,86**	7,24	4,37	3,98	7,62	-1,41	13,02
15:00	2024-10-17 15:00:00			4663		9,6597	2633,6000	0,7316	7,316E-04	2,0971	2,0971	11,7568	**9,66**	**2,10**	6,83	4,93	3,16	8,60	-2,92	14,68
16:00	2024-10-17 16:00:00			4524		9,3531	1660,0000	0,4611	4,611E-04	1,3219	1,3219	10,6750	**9,35**	**1,32**	7,57	3,11	5,26	5,42	1,42	9,25
17:00	2024-10-17 17:00:00			4661		9,6538	1164,4000	0,3234	3,234E-04	0,9272	0,9272	10,5810	**9,65**	**0,93**	8,40	2,18	6,78	3,80	4,09	5,49
18:00	2024-10-17 18:00:00			4550		9,4103	404,2000	0,1123	1,123E-04	0,3219	0,3219	9,7322	**9,41**	**0,32**	8,98	0,76	8,41	1,32	7,48	2,25
19:00	2024-10-17 19:00:00			5145	11,8	10,7219	59,5000	0,0165	1,653E-05	0,0474	0,0474	10,7693	**10,72**	**0,05**	10,66	0,11	10,58	0,19	10,44	0,33
20:00	2024-10-17 20:00:00			5080		10,5784		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	10,5784	**10,58**	**0,00**	10,58	0,00	10,58	0,00	10,58	0,00
21:00	2024-10-17 21:00:00			4783		9,8787		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	9,8787	**9,88**	**0,00**	9,88	0,00	9,88	0,00	9,88	0,00
22:00	2024-10-17 22:00:00			4439		9,1680		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	9,1680	**9,17**	**0,00**	9,17	0,00	9,17	0,00	9,17	0,00
23:00	2024-10-17 23:00:00			4062		8,3422		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	8,3422	**8,34**	**0,00**	8,34	0,00	8,34	0,00	8,34	0,00
				Dados oferecidos pelo ONS	Desenvolvido em cima dos dados públicos	ONS (referência caso mensal outubro, admitido como premissa o valor disposto na hora associada no caso base como valor inicial e aplicação da transformação linear positiva para os demais horários não informados, com base no valores observados da curva de carga do Rio Grande do Sul.	Dados de irradiação retirados do IMET (https://tempo.inmet.gov.br/)	[kJ/m²]/3600	[kWh/m²]/1000 para transformar em MW	E [MWh] = (P[MWp] x (H [MWh/m²h] x th x TD) / (1.10³ [MWh/m²])	[MWh]	Geração MMGD + Carga			Carga Bruta (MW) - Geração (MW) do cenário 1		Carga Bruta (MW) - Geração (MW) do cenário 2		Carga Bruta (MW) - Geração (MW) do cenário 3	

Legenda

99 — Indica inversão de fluxo (carga líquida negativa)

99 — Indica geração prospectada maior que 50% da Carga Bruta

Etapa de verificação

Valor de geração de MMGD coletado no caso mensal do ONS inserido no barramento, este valor é associado a irradiância da hora coincidente para obter a potência instalada estimada conectada ao barramento: 1,6 MWh

{ P_fv-inicial } capacidade instalada estimada: 3,58333748 P[MWp] = (E [MWh] x 1.10⁻³) [MWh/m²]) / (H [MWh/m²h] x th x TD)

O símbolo deve estar sob acerto circunflexo

{TD} 0,8

Cenário 1 (+135%)	8,42084308	P_fv-cenário1=(P_fv-inicial)*2,35
Cenário 2 (+310%)	14,69168837	P_fv-cenário2=(P_fv-inicial)*4,1
Cenário 3 (+600%)	25,0833824	P_fv-cenário2=(P_fv-inicial)*7

O percentual máximo de crescimento da potência instalada, sem suprir 50% da carga bruta em nenhum horário.

O percentual mínimo de crescimento da potência instalada capaz de suprir mais de 50% da carga bruta em pelo menos 50% (ao menos 6hs das 12hs) do período diurno, entre a 7a e 18a horas no dia útil.

O percentual mínimo de crescimento da potência instalada capaz de inverter o fluxo de potência em pelo menos 25% (ao menos 4hs das 12hs) do período diurno, entre a 7a e 18a horas no dia útil.

Curva de Carga observada no Rio Grande do Sul [MW]	Carga Líquida estimada na barra 10533 [MW]
2765	5,6
4868	9,1
5145	11,8
Matriz In	
7,924861251	1,722766598
8,490396526	2,208274414
8,54562753	2,48609553

SUMÁRIO DOS RESULTADOS

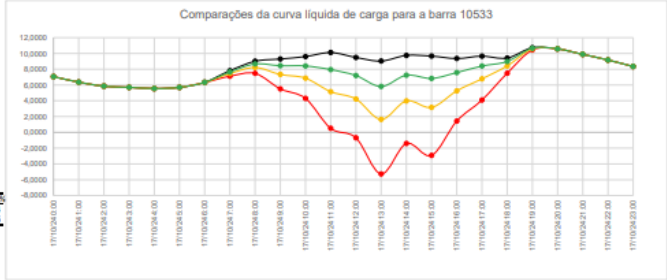
Estatística de regressão	
R múltiplo	0,96382764
Quadrado de R	0,92896372
Quadrado de R ajustado	0,85792744
Erro-padrão	0,142597652
Observações	3

ANOVA

	gl	*SQ*	*MQ*	*F*	*de significância*
Regressão	1	0,265915281	0,265915281	13,0773138	0,17175185
Residual	1	0,02033409	0,02033409		
Total	2	0,286249371			

	Coeficientes	*Erro-padrão*	*Stat t*	*valor P*	*95% Inferior*	*95% superior*	*Inferior 95,0%*	*Superior 95,0%*
Intercestar	-6,695800066	2,442820192	-2,741012249	0,22270469	-37,734774	24,3431734	-37,734774	24,3431734
Variável X 1	1,061113346	0,293428643	3,616256873	0,17175185	-2,8672511	4,78947775	-2,8672511	4,78947775

A correlação R2 indica o coeficiente de determinação, em quem a Carga Líquida estimada pela regressão não linear logarítmica é explicada, ou melhor determinada, pela Curva de Carga percentual obtido de: 85,79%



APÊNDICE F – Dados Gerais barra 9203

												Cenário de Referência		Cenário 1		Cenário 2		Cenário 3	
Hora	Curva de carga modelada			Curva de Carga observada no Rio Grande do Sul [MW]	Carga indicada pelo ONS no ANAREDE na barra [MW]	Carga Líquida estimada na barra 9203 [MW]	[kJ/m²]	[kWh/m²]	[MWh/m²]	Geração estimada de MMGD na barra 9203[MWh]		Carga Bruta estimada na barra 9203 [MW]	**Carga Líquida estimada na barra 9203 [MW]**	**Geração estimada de MMGD na barra 9203 [MWh]**	Carga Líquida estimada na barra 9203 [MW]	Geração prospectada de MMGD [MW] | +40% de potência instalada estimada	Carga Líquida estimada na barra 9203 [MW]	Geração prospectada de MMGD [MW] | +93% de potência instalada estimada	Carga Líquida estimada na barra 9203 [MW]	Geração prospectada de MMGD [MW] | +260% de potência instalada estimada
00:00	2024-10-17 00:00:00	beta 1	-8,65642	3470		6,4975		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	6,4975	**6,50**	**0,00**	6,50	0,00	6,50	0,00	6,50	0,00
01:00	2024-10-17 01:00:00	beta 2	1,29146	3145		5,7214		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	5,7214	**5,72**	**0,00**	5,72	0,00	5,72	0,00	5,72	0,00
02:00	2024-10-17 02:00:00			2906		5,1678		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	5,1678	**5,17**	**0,00**	5,17	0,00	5,17	0,00	5,17	0,00
03:00	2024-10-17 03:00:00			2839		5,0145		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	5,0145	**5,01**	**0,00**	5,01	0,00	5,01	0,00	5,01	0,00
04:00	2024-10-17 04:00:00			2765	4,8	4,8462		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	4,8462	**4,85**	**0,00**	4,85	0,00	4,85	0,00	4,85	0,00
05:00	2024-10-17 05:00:00			2835		5,0038		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	5,0038	**5,00**	**0,00**	5,00	0,00	5,00	0,00	5,00	0,00
06:00	2024-10-17 06:00:00			3135		5,6983	181,6000	0,0504	5,044E-05	0,2555	0,2555	5,9537	**5,70**	**0,26**	5,60	0,38	5,46	0,49	5,03	0,92
07:00	2024-10-17 07:00:00			3817		7,3477	502,1000	0,1395	1,395E-04	0,7063	0,7063	8,0540	**7,35**	**0,71**	7,07	0,99	6,69	1,38	5,51	2,54
08:00	2024-10-17 08:00:00			4365		8,7399	1458,0000	0,4050	4,050E-04	2,0511	2,0511	10,7910	**8,74**	**2,05**	7,92	2,87	6,83	3,96	3,41	7,38
09:00	2024-10-17 09:00:00			4496		9,0798	2570,6000	0,7141	7,141E-04	3,6163	3,6163	12,6961	**9,08**	**3,62**	7,63	5,06	5,72	6,95	-0,32	13,02
10:00	2024-10-17 10:00:00			4637		9,4493	3162,5000	0,8785	8,785E-04	4,4489	4,4489	13,8982	**9,45**	**4,45**	7,67	6,23	5,31	8,59	-2,12	16,02
11:00	2024-10-17 11:00:00			4868	11,2	10,0800	2701,2000	0,7503	7,503E-04	3,8000	3,8000	13,8600	**10,06**	**3,80**	8,54	5,32	6,53	7,33	0,18	13,68
12:00	2024-10-17 12:00:00			4586		9,3130	2924,9000	0,8125	8,125E-04	4,1147	4,1147	13,4277	**9,31**	**4,11**	7,67	5,76	5,49	7,94	-1,39	14,81
13:00	2024-10-17 13:00:00			4377		8,7691	3325,5000	0,9238	9,238E-04	4,6783	4,6783	13,4473	**8,77**	**4,68**	6,90	6,55	4,42	9,03	-3,39	16,84
14:00	2024-10-17 14:00:00			4702		9,6207	2431,2000	0,6753	6,753E-04	3,4202	3,4202	13,0409	**9,62**	**3,42**	8,25	4,79	6,44	8,60	0,73	12,31
15:00	2024-10-17 15:00:00			4663		9,5179	2353,5000	0,6538	6,538E-04	3,3109	3,3109	12,8288	**9,52**	**3,31**	8,19	4,64	6,44	8,39	0,91	11,92
16:00	2024-10-17 16:00:00			4524		9,1516	1380,2000	0,3834	3,834E-04	1,9416	1,9416	11,0932	**9,15**	**1,94**	8,37	2,72	7,35	3,75	4,10	6,99
17:00	2024-10-17 17:00:00			4661		9,5108	475,8000	0,1322	1,322E-04	0,6693	0,6693	10,1801	**9,51**	**0,67**	9,24	0,94	8,89	1,29	7,77	2,41
18:00	2024-10-17 18:00:00			4550		9,2197	64,2000	0,0178	1,783E-05	0,0903	0,0903	9,3100	**9,22**	**0,09**	9,18	0,13	9,14	0,17	8,98	0,33
19:00	2024-10-17 19:00:00			5145	9,8	10,8065		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	10,8065	**10,81**	**0,00**	10,81	0,00	10,81	0,00	10,81	0,00
20:00	2024-10-17 20:00:00			5080		10,6307		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	10,6307	**10,63**	**0,00**	10,63	0,00	10,63	0,00	10,63	0,00
21:00	2024-10-17 21:00:00			4763		9,7811		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	9,7811	**9,78**	**0,00**	9,78	0,00	9,78	0,00	9,78	0,00
22:00	2024-10-17 22:00:00			4439		8,9316		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	8,9316	**8,93**	**0,00**	8,93	0,00	8,93	0,00	8,93	0,00
23:00	2024-10-17 23:00:00			4062		7,9622		0,0000	0,000E+00	0,0000	0,0000	7,9622	**7,96**	**0,00**	7,96	0,00	7,96	0,00	7,96	0,00
				Dados oferecidos pelo ONS	Desenvolvido em cima dos dados públicos	ONS (referência caso mensal outubro, admitido como premissa o valor disposto na hora associada no caso base como valor inicial e aplicação da transformação linear positiva para os demais horarios não informados, com base no valores observados da curva de carga do Rio Grande do Sul.	Dados de irradiação retirados do IMET (https://tempo.inmet.gov.br/)	[kJ/m²]*0,2600	[kWh/m²]/1000 para transformar em MW	E [MWh] = (P[MWp] x (H [MWh/m²h] x h x TD) / (1 x10⁻³ [MWh/m²]))	[MWh]	Geração MMGD + Carga			Carga Bruta (MW) - Geração (MW) do cenário 1		Carga Bruta (MW) - Geração (MW) do cenário 2		Carga Bruta (MW) - Geração (MW) do cenário 3	

Legenda

99 — Indica inversão de fluxo (carga líquida negativa)

99 — Indica geração prospectada maior que 50% da Carga Bruta

Etapa de verificação

Valor de geração de MMGD coletado no caso mensal do ONS inserido no barramento, este valor é associado a irradiância da hora coincidente para obter a potência instalada estimada correctada ao barramento: 3,8 MWh

{ P_fv-inicial } capacidade instalada estimada: 6,33051977 P[MWp] = (E [MWh] x 1.10^{-3}) [MWh/m²]) / (H [MWh/m²h] x 1h x TD)

O símbolo deve estar sob acento circunflexo

{TD} 0,8

Cenário 1 (+40%)	8,86272768	P_fv-cenário1=(P_fv-inicial)*1,4
Cenário 2 (+93%)	12,2179032	P_fv-cenário2=(P_fv-inicial)*1,93
Cenário 3 (+260%)	22,7898712	P_fv-cenário2=(P_fv-inicial)*3,6

O percentual máximo de crescimento da potência instalada, sem suprir 50% da carga bruta em nenhum horário.

O percentual mínimo de crescimento da potência instalada capaz de suprir mais de 50% da carga bruta em pelo menos 50% (ao menos 6hs das 12hs) do período diurno, entre a 7a e 18a horas no dia útil.

O percentual mínimo de crescimento da potência instalada capaz de inverter o fluxo de potência em pelo menos 25% (ao menos 4hs das 12hs) do período diurno, entre a 7a e 18a horas no dia útil.

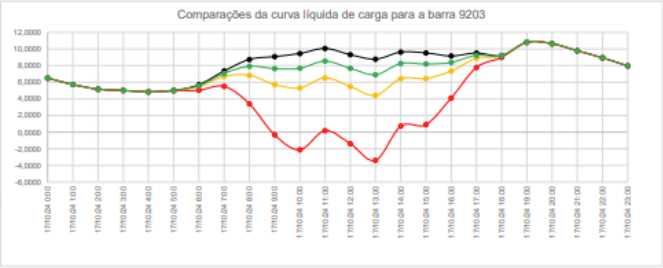
Curva de Carga observada no Rio Grande do Sul [MW]	Carga Líquida estimada na barra 9203 [MW]
2765	4,8
4868	11,2
5145	9,8
Matriz in	
7,924861251	1,568615918
8,492396526	2,415913778
8,54582753	2,282382386

SUMÁRIO DOS RESULTADOS

Estatística de regressão	
R múltiplo	0,974158943
Quadrado de R	0,948985646
Quadrado de R ajustad	0,897971292
Erro-padrão	0,145514517
Observações	3

A correlação R2 indica o coeficiente de determinação, em quem a Carga Líquida estimada pela regressão não linear logarítmica é explicada, ou melhor determinada, pela Curva de Carga percentual obtido de: 89,80%

ANOVA

	gl	*SQ*	*MQ*	*F*	*de significância*
Regressão	1	0,393894481	0,393894481	18,602326	0,14504072
Residual	1	0,021174475	0,021174475		
Total	2	0,415068956			

	Coeficientes	*Erro-padrão*	*Stat t*	*valor P*	*95% inferior*	*95% superior*	*Inferior 95,0%*	*Superior 95,0%*
Intercetar	-8,656421893	2,492788594	-3,472585848	0,17849784	-40,330304	23,0174603	-40,330304	23,0174603
Variável X 1	1,291457377	0,299430787	4,313041382	0,14504072	-2,5131715	5,09608627	-2,5131715	5,09608627