



Dáfiny Lorena Ribeiro Marques

**Avaliação Probabilística de Impacto de Acesso
de Geradores Renováveis ao Sistema de
Transmissão**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da PUC-Rio.

Orientador: Prof. André Milhorce de Castro

Rio de Janeiro
Abril de 2024



Dáfiny Lorena Ribeiro Marques

**Avaliação Probabilística de Impacto de Acesso
de Geradores Renováveis ao Sistema de
Transmissão**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo:

Prof. André Milhorce de Castro

Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica - DEE – PUC-Rio

Érica Telles Carlos

LAMPS Consultoria e Desenvolvimento LTDA

Marcelo Prais

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

Rio de Janeiro, 26 de Abril de 2024

Todos os direitos reservados. A reprodução, total ou parcial do trabalho, é proibida sem a autorização da universidade, do autor e do orientador.

Dáfiny Lorena Ribeiro Marques

Graduada em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). Atualmente, trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), nas áreas de acesso e integração às instalações de transmissão, geração, distribuição e consumidores livres.

Ficha Catalográfica

Marques, Dáfiny

Avaliação Probabilística de Impacto de Acesso de Geradores Renováveis ao Sistema de Transmissão / Dáfiny Lorena Ribeiro Marques; orientador: André Milhorange de Castro. – 2024.

103 f: il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica - DEE, 2024.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Elétrica – Teses. 2. Acesso de usinas. 3. fontes de energia renovável intermitente. 4. fluxo de potência probabilístico. 5. simulação de Monte Carlo. I. Castro, André. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica - DEE. III. Título.

CDD: 004

Agradecimentos

Primeiramente, agradeço ao meu amor, Irving, cujo apoio constante, compreensão e incentivo foram fundamentais para superar os diversos desafios deste percurso acadêmico. Essa vitória também é sua.

A minha mãe e irmão, cujo amor incondicional e encorajamento foram pilares essenciais em minha jornada.

Um agradecimento especial aos meus amigos e família, cuja presença e apoio tornaram os momentos desafiadores mais leves.

Agradeço imensamente ao meu orientador, cuja expertise e orientação foram essenciais para o desenvolvimento dessa dissertação. Sua paciência, dedicação e comprometimento foram inspiradores, moldando não apenas meu trabalho acadêmico, mas também meu desenvolvimento profissional.

Expresso minha gratidão aos colegas e amigos do ONS, em especial à Gerência de Integração e Acesso, pela parceria valiosa durante meu período de mestrado. A colaboração e troca de conhecimento foram fundamentais para o enriquecimento do meu trabalho. Além disso, agradeço à Gerência de Planejamento Elétrico, cuja contribuição foi crucial para explicação do protocolo de estudos do acesso de geradores ao SIN, adicionando um valor significativo ao meu projeto de pesquisa.

Estendo meus agradecimentos a todos que, de alguma forma, participaram do meu desenvolvimento pessoal e profissional, incluindo colegas e mentores de todas as locais em que tive a oportunidade de estudar e trabalhar.

Ao CNPq e à PUC-Rio, pelos auxílios concedidos, sem os quais este trabalho não poderia ter sido realizado.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

Resumo

Marques, Dáfiny; Castro, André. **Avaliação Probabilística de Impacto de Acesso de Geradores Renováveis ao Sistema de Transmissão**. Rio de Janeiro, 2024. 103p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica - DEE, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

O aumento significativo de pequenas usinas de geração, impulsionado pela privatização do mercado de oferta de energia elétrica e avanços tecnológicos, apresenta desafios no acesso desses empreendimentos ao sistema de transmissão. Em algumas regiões, o aumento da implantação de usinas cria filas para acesso à rede elétrica, potencialmente resultando em uma "escassez de margem de transmissão". Isso é caracterizado pela saturação de escoamento de potência em áreas geográficas com elevado potencial para fontes renováveis (como eólica e solar), impactando negativamente o planejamento e operação do sistema de transmissão.

Esta Dissertação de Mestrado propõe uma abordagem de avaliação probabilística dos riscos associados à entrada de novos geradores, com destaque para fontes eólicas e fotovoltaicas. A utilização do fluxo de potência probabilístico, por meio da simulação de Monte Carlo, estende as capacidades do método determinístico, proporcionando uma melhor representação da intermitência inerente das fontes renováveis variáveis e possíveis contingências de equipamentos.

Os estudos realizados no sistema teste IEEE RTS 79 - 24 barras, considerando a incorporação de usinas renováveis, permitem compreender a importância do método probabilístico no fornecimento de informações mais representativas aos tomadores de decisão. A proposta de reformulação do processo de acesso, adaptando métodos de cálculo para refletir a complexidade do cenário atual de geração de energia, emerge como um caminho promissor à utilização eficiente do sistema de transmissão, especialmente diante da crescente presença de fontes renováveis.

Palavras-chave

Acesso de usinas; fontes de energia renovável intermitente; fluxo de potência probabilístico; simulação de Monte Carlo.

Abstract

Marques, Dáfiny; Castro, André (Advisor). **Probabilistic Impact Assessment of Renewable Generator Connection to the Transmission System**. Rio de Janeiro, 2024. 103p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica - DEE, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The significant increase in small generation plants, driven by the privatization of the electricity supply market and technological advances, presents challenges in terms of their access to the transmission system. In some regions, the increasing deployment of power plants creates queues for access to the grid, potentially resulting in a "transmission margin shortage". This is characterized by the saturation of power flow in geographical areas with high potential for renewable sources (such as wind and solar), negatively impacting the planning and operation of the transmission system.

This Master's Thesis proposes a probabilistic approach to assessing the risks associated with the entry of new generators, especially wind and photovoltaic sources. The use of probabilistic power flow, through Monte Carlo simulation, extends the capabilities of the deterministic method, providing a better representation of the inherent intermittency of variable renewable sources and possible equipment contingencies.

The studies carried out on the IEEE RTS 79 - 24-bus test system, considering the incorporation of renewable power plants, allow us to understand the importance of the probabilistic method in providing decision-makers with more representative information. The proposal to reformulate the access process, adapting calculation methods to reflect the complexity of the current energy generation scenario, emerges as a promising way of making efficient use of the transmission system, especially given the growing presence of renewable sources.

Keywords

Generation interconnection; intermittent renewable energy sources; probabilistic load flow; Monte Carlo simulation.

Sumário

1	Introdução	14
1.1	Considerações Iniciais	14
1.2	Desenvolvimento Histórico	16
1.3	Estrutura da Dissertação	27
2	Processo de Avaliação do Acesso de Usinas aos Sistemas de Transmissão	29
2.1	Introdução	29
2.2	Protocolo de Acesso de Usinas - EUA	29
2.3	Protocolo de Acesso de Usinas - Reino Unido	31
2.4	Protocolo de Acesso de Usinas - Brasil	32
2.5	Considerações Finais	42
3	Metodologia Probabilística de Avaliação do Acesso de Usinas Renováveis	43
3.1	Introdução	43
3.2	Fluxo de Potência Probabilístico	43
3.3	Simulação de Monte Carlo	45
3.4	Metodologia Proposta	47
3.5	Considerações Finais	53
4	Simulações e Resultados	55
4.1	Introdução	55
4.2	Sistema Teste - IEEE RTS 79	56
4.3	Considerações Gerais de Simulação	57
4.4	Características dos Acessantes - Usinas Eólicas e Solares	59
4.5	RTS Caso Base	62
4.6	Protocolo Para Avaliação do Impacto do Acesso de Usinas Renováveis	64
4.7	RTS Eólico 1	66
4.8	RTS Eólico 2	68
4.9	RTS Eólico e Solar	80
4.10	Resultados RTS com Fluxo Determinístico	88
4.11	Comparação dos Casos	91
4.12	Considerações Finais	93
5	Conclusão e Trabalhos Futuros	94
5.1	Trabalhos Futuros	94
	Referências Bibliográficas	95
A	Coeficiente de Variação dos Casos Simulados	102

Lista de Figuras

Figura 1.1	Matriz elétrica mundial.	17
Figura 1.2	Comparações de energia renovável no Brasil e no mundo.	18
Figura 1.3	Matriz elétrica brasileira.	18
Figura 1.4	Capacidade instalada até 2023 (esq.) e capacidade estimada até 2028 (dir.).	19
Figura 1.5	Evolução das filas de acesso nos EUA.	20
Figura 1.6	Evolução das filas de acesso nos EUA por tipo de fonte.	21
Figura 1.7	Principais legislações e procedimentos associados ao acesso de geradores ao sistema de transmissão.	23
Figura 2.1	Fluxograma do processo de acesso dos Estados Unidos.	29
Figura 2.2	Fluxograma de acesso de geradores no Reino Unido.	32
Figura 2.3	Fluxo antigo para acesso de geradores ao sistema de transmissão no Brasil.	33
Figura 2.4	Fluxo atual para acesso de geradores no Brasil.	33
Figura 2.5	Casos de referência para o PAR/PEL 2023, ciclo 2024-2028 – carga e configuração.	38
Figura 2.6	Curva de permanência da geração eólica - Fator de capacidade por patamar de carga.	40
Figura 3.1	Fluxograma algoritmo FPP.	48
Figura 3.2	Curva da banheira.	51
Figura 4.1	Diagrama unifilar para sistema IEEE RTS 79.	57
Figura 4.2	Quantis das curvas de carga geradas.	58
Figura 4.3	Exemplo de curva de disponibilidade sintética de uma linha de transmissão.	59
Figura 4.4	Exemplo de curva de disponibilidade sintética de uma unidade geradora.	59
Figura 4.5	Configuração após acesso das usinas. A) RTS Eólico 1, B) RTS Eólico 2 e C) RTS Eólico e Solar.	60
Figura 4.6	Geração das usinas eólicas.	61
Figura 4.7	Quantis mensais de geração da usina eólica 2.	61
Figura 4.8	Geração do complexo solar.	62
Figura 4.9	Quantis mensais de geração do complexo solar.	62
Figura 4.10	Histograma da frequência de fluxos na linha de transmissão 16-17 do RTS convencional.	63
Figura 4.11	Quantis dos fluxos horários na linha de transmissão 16-17 do RTS convencional.	64
Figura 4.12	Histograma da frequência de fluxos na linha de transmissão 16-17 no RTS eólico 1.	66
Figura 4.13	Quantis dos fluxos horários na linha de transmissão 16-17 no RTS eólico 1.	67
Figura 4.14	Histograma da frequência de fluxos na linha de transmissão 16-17 do RTS Eólico 2 - Capacidade total.	69

Figura 4.15	Quantis dos fluxos horários na linha de transmissão 16-17 no RTS Eólico 2 - capacidade total.	69
Figura 4.16	Histograma da frequência de fluxos na linha de transmissão 16-17 do RTS Eólico 2 - fator médio.	71
Figura 4.17	Quantis dos fluxos horários na linha de transmissão 16-17 no RTS Eólico 2 - fator médio.	71
Figura 4.18	Curva de permanência para os meses de janeiro e agosto.	73
Figura 4.19	Histograma da frequência de fluxos na linha de transmissão 16-17 do RTS Eólico 2 - curva de permanência.	74
Figura 4.20	Quantis dos fluxos horários na linha de transmissão 16-17 no RTS Eólico 2 - curva de permanência.	74
Figura 4.21	Histograma da frequência de fluxos na linha de transmissão 16-17 do RTS Eólico 2 - vento.	76
Figura 4.22	Quantis dos fluxos horários na linha de transmissão 16-17 no RTS Eólico 2 - vento.	76
Figura 4.23	Histograma da frequência de fluxos na linha de transmissão 16-17 do RTS Eólico 2 - vento.	78
Figura 4.24	Quantis dos fluxos horários na linha de transmissão 16-17 no RTS Eólico 2 - vento.	79
Figura 4.25	Histograma da frequência de fluxos na linha de transmissão 16-17 do RTS eólico e solar - fator médio.	81
Figura 4.26	Quantis dos fluxos horários na linha de transmissão 16-17 no RTS eólico e solar - fator médio.	82
Figura 4.27	Histograma da frequência de fluxos na linha de transmissão 16-17 do RTS eólico e solar - curva de permanência.	83
Figura 4.28	Quantis dos fluxos horários na linha de transmissão 16-17 no RTS eólico e solar - curva de permanência.	83
Figura 4.29	Histograma da frequência de fluxos na linha de transmissão 16-17 do RTS eólico e solar - vento.	85
Figura 4.30	Quantis dos fluxos horários na linha de transmissão 16-17 no RTS eólico e solar - vento.	85
Figura 4.31	Histograma da frequência de fluxos na linha de transmissão 16-17 do RTS eólico e solar - dados históricos.	86
Figura 4.32	Quantis dos fluxos horários na linha de transmissão 16-17 no RTS eólico e solar - dados históricos.	87

Lista de Tabelas

Tabela 4.1	Dados das barras de carga.	56
Tabela 4.2	Dados das usinas eólicas 1 e 2.	60
Tabela 4.3	Dados do complexo solar.	61
Tabela 4.4	Probabilidade de inadequação do fluxo por mês considerando o sistema antes do acesso de novas usinas.	64
Tabela 4.5	Probabilidade de inadequação do fluxo por mês com o acesso de uma usina eólica.	67
Tabela 4.6	Probabilidade de inadequação na linha de transmissão 16-17, com a redução gradual de 10% no RTS Eólico 2 - capacidade total.	70
Tabela 4.7	Fator de capacidade médio por mês.	70
Tabela 4.8	Probabilidade de inadequação considerando fator médio da eólica 1 e redução gradual de 10% da eólica 2.	72
Tabela 4.9	Curva de permanência 95% por mês da usina eólica 1.	73
Tabela 4.10	Probabilidade de inadequação considerando curva de permanência para a eólica 1 e redução gradual de 10% da eólica 2.	75
Tabela 4.11	Probabilidade de inadequação considerando o vento para a eólica 1 e redução gradual de 10% da eólica 2.	77
Tabela 4.12	Probabilidade de inadequação considerando o vento para a eólica 1 e eólica 2.	79
Tabela 4.13	Probabilidade de inadequação considerando as eólicas com fator médio e o complexo solar em 100%.	82
Tabela 4.14	Probabilidade de inadequação considerando curva de permanência para as eólicas 1 e 2 e redução gradual de 10% do complexo solar.	84
Tabela 4.15	Probabilidade de inadequação considerando o vento para as eólicas 1 e 2 e complexo solar em 100%.	86
Tabela 4.16	Probabilidade de inadequação considerando o vento para as eólicas 1 e 2 e complexo solar variando de acordo com dados históricos.	87
Tabela 4.17	Fluxo nas linhas de transmissão nos diversos casos simulados.	89
Tabela 4.18	Resumo dos resultados nos diversos casos simulados.	92
Tabela A.1	Coeficiente de variação em porcentagem.	102

Lista de Abreviaturas

AC – *Alternating Current*

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CP – Consulta Pública

CUSD – Contrato de Uso do Sistema de Distribuição

CUST - Contrato de Uso do Sistema de Transmissão

DRO – Despacho de Registro de Requerimento de Outorga

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

EUA – Estados Unidos da América

fdp – Funções de Densidade de Probabilidade

FERC – *Federal Energy Regulatory Commission*

FPP – Fluxo de Potência Probabilístico

FP – Fluxo de Potência

GW – Gigawatts

IA – Informação de Acesso

IEA – *International Energy Agency*

IEEE – *Institute of Electrical and Electronic Engineers*

ISO – *Independent System Operators*

LT – Linha de Transmissão

MMGD – Mini e Micro Geração Distribuída

MME – Ministério de Minas e Energia

MUST – Montante de Uso do Sistema de Transmissão

NGESO – *National Grid ESO*

Ofgem – *Office of Gas and Electricity Markets*

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PA – Parecer de Acesso

PAR/PEL – Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN

PCM – Procedimento Competitivo de Margem RTO – *Regional Transmission*

Organizations

RTS – *Reliability Test System*

SEE – Sistemas Eléctricos de Energia

SIN – Sistema Interligado Nacional

SMC – Simulação de Monte Carlo

FFT – Transformada Rápida de Fourier

*"Uma longa viagem começa com um único
passo."*

Lao-Tsé

1

Introdução

1.1

Considerações Iniciais

O sistema elétrico é caracterizado por uma rede interconectada de componentes, como geradores, transformadores, linhas de transmissão, subestações e consumidores, projetados para gerar, transmitir e distribuir a energia elétrica. Esse sistema tem como objetivo principal garantir o equilíbrio dinâmico entre a oferta e a demanda na operação em tempo real.

Esse objetivo vem se tornando cada vez mais complexo de ser atingido, tendo em vista o crescente aumento dos recursos energéticos renováveis de alta variabilidade, como fontes eólicas e solares. Existem inúmeros desafios que a forte expansão desses geradores traz para a transmissão, no Brasil e em outros países do mundo. Um desses desafios está relacionado com o acesso dessas usinas ao sistema de transmissão, considerando os aspectos de conexão e o uso do sistema.

No passado, o acesso aos sistemas de transmissão se dava normalmente por usinas de grande potência, com localização definida e prazo de construção compatível com a expansão da transmissão.

Entretanto, em virtude da privatização do setor de geração de energia, que resultou na abertura de mercados, e do avanço tecnológico, que trouxe consigo a redução dos custos de equipamentos, juntamente com estímulos ao uso de fontes renováveis, observa-se um aumento significativo na quantidade de usinas de menor porte. Estas se destacam pela rápida implantação e dispersão geográfica, refletindo uma mudança substancial no panorama da geração de energia.

Observa-se uma concentração locacional de projetos de geração renovável em áreas caracterizadas por recursos energéticos favoráveis, com boa incidência solar e ventos, bem como custos fundiários reduzidos. No entanto, essa concentração, aliada à dificuldade de se expandir a transmissão na mesma velocidade, provoca descasamento temporal entre a viabilização dos projetos de transmissão e de geração, pode resultar em limitações no escoamento dessa geração, sendo denominado por alguns como a "escassez da margem de transmissão".

A margem de transmissão pode ser definida como o valor máximo de injeção de potência ativa que o sistema é capaz de transmitir sem violações dos critérios de segurança, considerando uma topologia específica da rede elétrica.

Em outras palavras, o esgotamento da margem de transmissão ocorre quando a demanda por acesso à rede ultrapassa a capacidade de transmissão disponível.

Esse aumento expressivo no número de acessantes concentrados em áreas com esgotamento de margem de transmissão gera impactos multifacetados, como a formação de filas, restrições ao acesso de novos geradores e, consequentemente, limitação das oportunidades de investimento no mercado de geração. Adicionalmente, essa saturação também afeta os órgãos do setor elétrico responsáveis pela análise dos acessos e também introduz complexidades adicionais no planejamento do sistema elétrico.

Este cenário demanda uma abordagem abrangente para mitigar tais impactos e promover um desenvolvimento sustentável no contexto da geração e transmissão de energia. Assim, muito está sendo discutido sobre mudanças no processo de acesso de usinas ao sistema, no Brasil e no mundo.

Uma das etapas do processo de acesso é a avaliação técnica de viabilidade da entrada de um ou mais geradores, de forma que não impacte o sistema existente. Para tal, obrigatoriamente utiliza-se a ferramenta de fluxo de potência (FP) para análises da rede elétrica.

A partir de um conjunto de dados conhecidos, é possível caracterizar o estado de operação e avaliar as condições operativas estáticas do sistema, verificando se aquele estado o leva a operar fora dos valores nominais de capacidade de linha de transmissão (LT) (sobrecarga) ou de magnitude de tensão em barras (sub ou sobretensão). Dessa forma, utilizando a ferramenta de FP padrão (determinístico) é possível analisar a rede elétrica antes e depois do acesso de novos geradores, sabendo o quão afastado das condições de operação normais estão.

No entanto, a forma determinística do FP apresenta uma limitação, pois não consegue mapear adequadamente o impacto causado pelas incertezas nos valores assumidos pelas variáveis de entrada do algoritmo. Isso ocorre porque essa abordagem considera apenas um ou poucos cenários operativos da rede, usualmente em pontos de operação críticos ou mais esperados.

Em 1974, Borkowska introduziu o fluxo de potência probabilístico (FPP), um método estatístico que avalia incertezas e riscos nas redes elétricas, considerando as distribuições de probabilidade das variáveis de entrada, como da geração e flutuações da demanda [1].

Ao longo do tempo, a utilização do FPP tornou-se essencial devido à expansão de fontes renováveis de energia com variabilidade intrínseca e à dificuldade na previsão de geração dessas fontes. A incerteza nas condições de demanda do sistema também justifica a necessidade do FPP. A ferramenta mapeia incertezas estatísticas em funções de densidade de probabilidade (fdp)

das variáveis de saída, como os fluxos nas linhas de transmissão e tensões nos barramentos.

A avaliação do FPP pode ser feita por métodos analíticos ou via simulação Monte Carlo (SMC). Os métodos analíticos são baseados em simplificações e aproximações. A SMC, ao contrário, é flexível e não requer simplificações, garantindo maior precisão na avaliação de eventos de risco.

A SMC é uma ferramenta comum para a estimativa de eventos de risco no FPP, podendo ser utilizada para estimar a probabilidade de ocorrência de um evento alvo ou para estimar a fdp. De modo geral, os estudos na área de FPP frequentemente adotam a SMC, estabelecendo um número fixo de amostras para calcular as funções de densidade das variáveis de saída.

Com base no exposto, este trabalho de Dissertação de Mestrado tem como objetivo realizar uma avaliação probabilística de risco de inadequações de grandezas elétricas decorrentes do acesso de novos geradores ao sistema de transmissão, com ênfase em fontes eólicas e fotovoltaicas. A condução desse estudo empregará a metodologia de FPP, utilizando a SMC.

Essa abordagem permite que os tomadores de decisão tenham informações mais assertivas sobre os impactos da entrada dos novos geradores, abrangendo os diversos cenários de geração, carga e topologia (i.e., contingências em circuitos de transmissão). Além disso, possibilita a avaliação do risco do sistema não atender a critérios operacionais e de segurança, como eventos de sobrecargas em elementos de transmissão.

Os estudos foram realizados no sistema teste IEEE RTS 79 - 24 barras, incluindo versões modificadas que incorporam usinas eólicas e solares. A modelagem abrange a presença de fontes renováveis, disponibilidade de máquinas de geração e contingências na transmissão, bem como flutuações na carga. Os resultados obtidos serão discutidos detalhadamente, proporcionando novas ideias para a compreensão dos desafios e oportunidades vinculados ao acesso de novos geradores ao sistema elétrico.

1.2

Desenvolvimento Histórico

Nessa seção, é discutido o histórico do crescimento das fontes eólicas e solares na matriz elétrica mundial e brasileira. Posteriormente, são mostrados os impactos associados ao acesso aos sistemas de transmissão nos Estados Unidos, Reino Unido e Brasil. Em sequência, é descrito o desenvolvimento histórico do fluxo de potência probabilístico (FPP) na literatura, discutindo-se as metodologias propostas e algumas aplicações dessa ferramenta, em especial envolvendo energias renováveis. Também é abordado o desenvolvimento da

aplicação de SMC à solução de FPP.

1.2.1

Evolução da Geração Renovável no Brasil e no Mundo

Historicamente, a matriz global de energia elétrica fundamentou-se principalmente em fontes tradicionais não renováveis, como petróleo, carvão mineral e gás natural. No entanto, nos últimos anos, o debate em torno de alternativas para a transição energética ganhou destaque, destacando-se os objetivos de descarbonização e descentralização na geração de energia elétrica em escala global.

Essa discussão ganhou impulso com o Acordo de Paris sobre Mudanças Climáticas, firmado em novembro de 2015 [2]. Internacionalmente, observa-se um aumento substancial na penetração de fontes de geração eólica e solar no setor elétrico.

Conforme projeções da *International Energy Agency* (IEA) [3], a participação das energias renováveis intermitentes na oferta de geração global de eletricidade está prevista para atingir entre 40% e 70% até 2050, comparativamente a uma média atual de pouco menos de 10%. A Figura 1.1 mostra a composição da matriz de energia elétrica mundial.

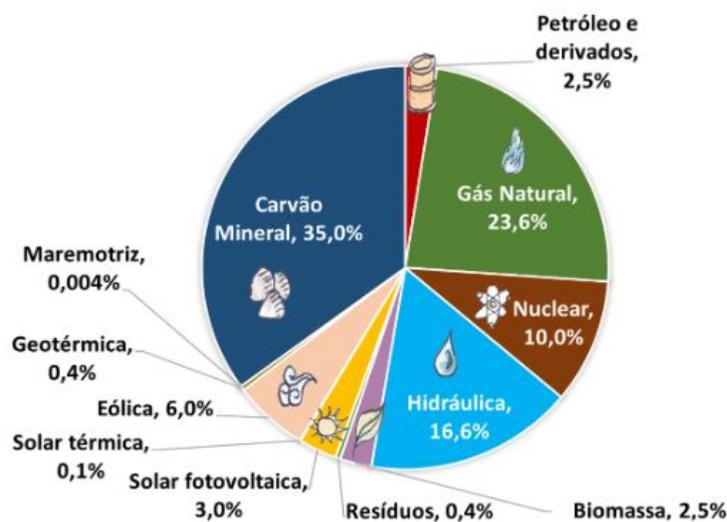


Figura 1.1: Matriz elétrica mundial - EPE 2023 [4].

Com base nos dados do ano de 2023, é possível observar que, enquanto a participação global de energia renovável representa apenas 28,6%, o Brasil destaca-se significativamente com uma parcela aproximada de 82,9% [4], conforme ilustrado na Figura 1.2.

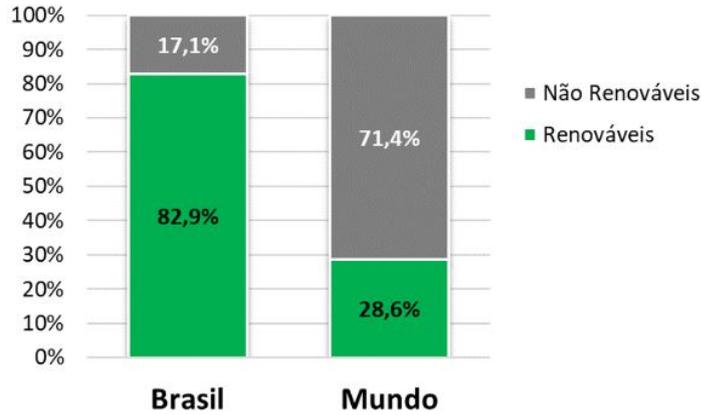


Figura 1.2: Comparações de energia renovável no Brasil e no mundo [4].

No Brasil, o investimento constante em energias renováveis vem desde a década de 60, resultando em uma matriz energética limpa. A maior parcela da produção provém de fontes hidrelétricas, conforme ilustrado na Figura 1.3. No entanto, as limitações impostas pela legislação ambiental e as preocupações com os impactos sociais e ambientais associados à construção de novos reservatórios de usinas hidráulicas motivou iniciativas regulatórias para impulsionar a diversificação da matriz energética. Entre essas medidas, destaca-se a implementação, em 1996, do desconto de 50% da tarifa de uso do sistema de transmissão/distribuição (TUST/D) para fontes incentivadas, juntamente com a redução de custos de implantação, aumentando a participação das fontes de energia solar, eólica e de biomassa.

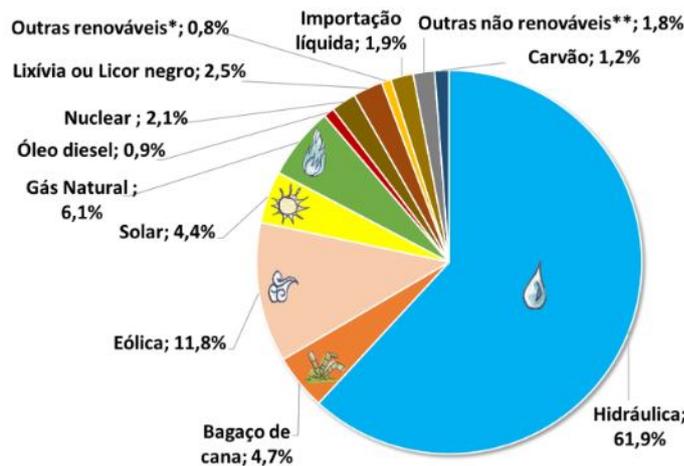


Figura 1.3: Matriz elétrica brasileira - EPE 2023 [4].

Em relação à capacidade instalada, o montante de geração eólica e solar alcançou 37,89 gigawatts (GW) em 2023. Já as projeções para 2028, somando as usinas com contratos assinados e as solicitações de acessos de novos geradores

ao sistema de transmissão, ultrapassam o montante de 109,49 GW, de acordo com o Sumário Executivo PAR/PEL 2023, produzido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) [5]. A Figura 1.4 mostra esses quantitativos.

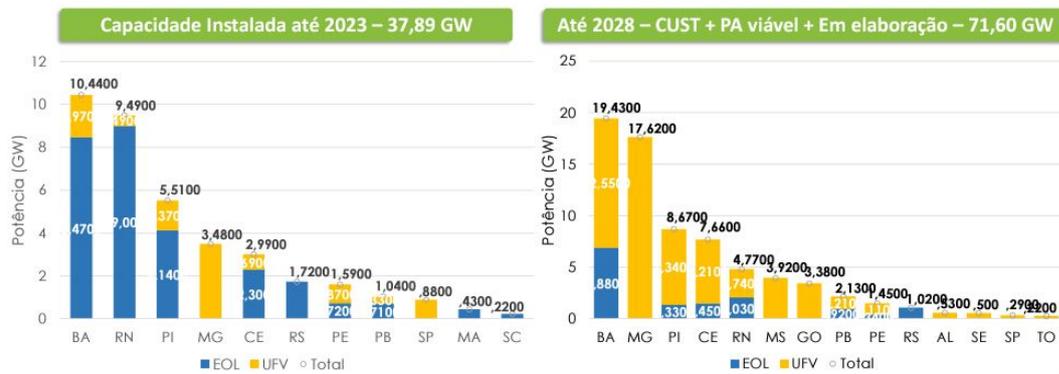


Figura 1.4: Capacidade instalada até 2023 (esq.) e capacidade estimada até 2028 (dir.) [6].

No contexto de expansão da geração renovável, a demanda por acesso à rede de energia elétrica, por projetos de geração de energia, tem sido muito superior à capacidade disponível dos sistemas de transmissão.

Adicionalmente, no Brasil, observa-se um problema da gestão do equilíbrio entre a oferta e a demanda, considerando que atualmente não há previsão de carga suficiente para acomodar toda geração renovável futura contratada.

A seguir, apresenta-se um breve histórico do crescente número de solicitações de acesso de usinas aos sistemas de transmissão nos Estados Unidos, Reino Unido e Brasil. Além disso, são apresentadas algumas medidas, como revisões no processo e mudanças regulatórias, destinadas a lidar de maneira mais eficaz com os desafios atuais.

1.2.2

Histórico do Processo de Acesso de Usinas ao Sistema de Transmissão

1.2.2.1

Processo de Acesso nos EUA

Nos Estados Unidos, existem diversos operadores do sistema de transmissão de eletricidade (*Independent System Operators* (ISOs), *Regional Transmission Organizations* (RTOs) ou empresas de serviços públicos), e as redes elétricas que abrangem vários estados são regulamentadas pela *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC).

Os operadores do sistema de transmissão são responsáveis por avaliar os impactos de um novo projeto de usinas que busquem se conectar à rede de

transmissão, garantindo que passem por uma série de estudos antes de sua construção.

O processo estabelece quais novos equipamentos de transmissão serão necessários para viabilizar o acesso e atribui os custos desses reforços. As listas com as solicitações de acesso são conhecidas nos EUA como "filas de interconexão".

Um estudo publicado pela Lawrence Berkeley National Laboratory [7], demonstra que o montante de capacidade total de geração nessas filas está crescendo, com mais de 2000 GW de capacidade total de geração e armazenamento buscando conexão com a rede até o final de 2022.

O referido estudo analisou as filas de interconexão de todas as sete ISOs/RTOs em conjunto com 35 empresas de serviços públicos não pertencentes a ISOs, representando mais de 85% da carga total de eletricidade dos EUA.

A Figura 1.5 mostra a evolução dessa capacidade de geração nas filas ao longo dos anos.

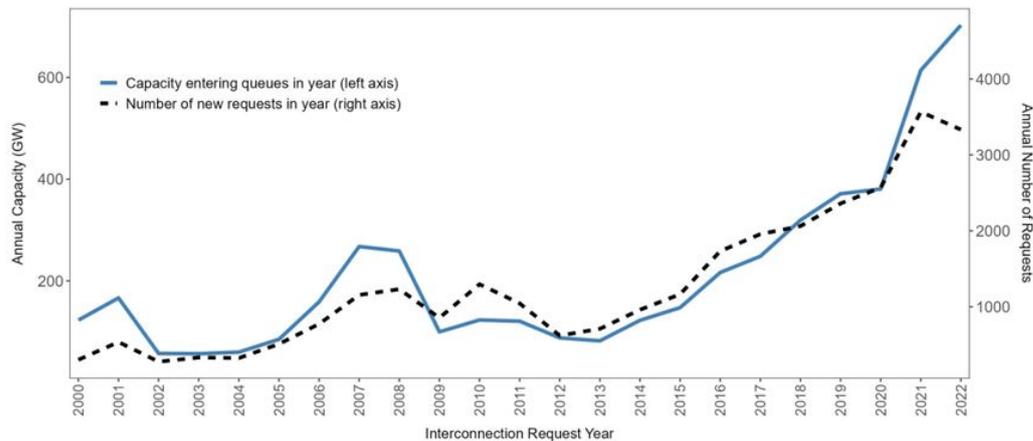


Figura 1.5: Evolução das filas de acesso nos EUA [7].

Conforme mostrado na Figura 1.6, pode-se relacionar esse crescimento com a evolução da geração renovável, principalmente solar, eólica e tecnologias de armazenamento.

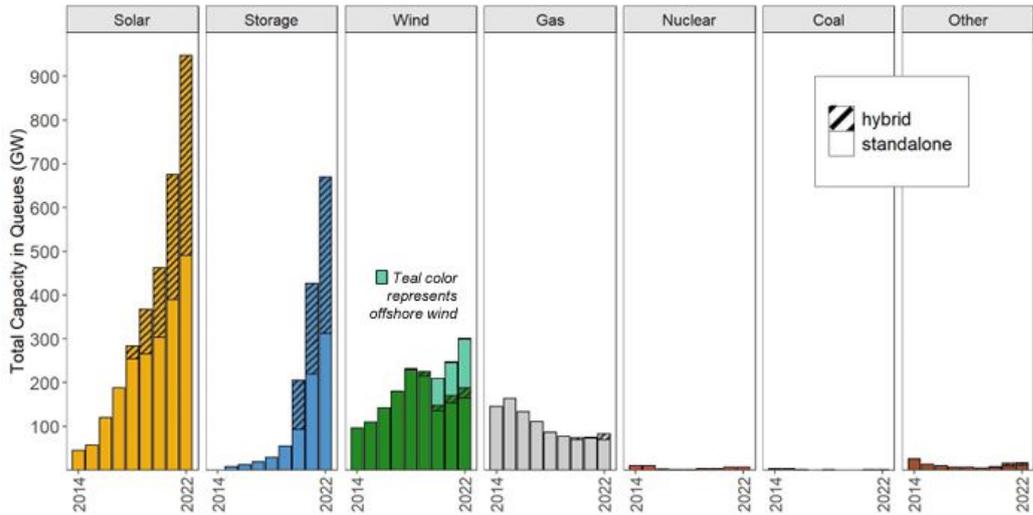


Figura 1.6: Evolução das filas de acesso nos EUA por tipo de fonte [7].

O processo atual nos Estados Unidos é baseado em ordem de acesso cronológica (*“first-come, first-served”*). No entanto, devido ao aumento do número de processos na fila, esse formato tem causado atrasos nos estudos e na implantação dos projetos. Assim, estão sendo debatidas mudanças no processo com a criação de força-tarefa [8].

Em 2022, a FERC publicou um relatório [8], considerando que o tratamento sequencial para o acesso era ineficaz para identificar os projetos que realmente seriam viabilizados, uma vez que o baixo custo para conseguir licenças e garantias incentivava muitos empreendedores a realizarem as solicitações, sem consequências financeiras caso a usina não entrasse em operação.

Dessa forma, a FERC propôs modificações no processo, de forma a incentivar as propostas de acesso compartilhadas (em *clusters*) e priorização das solicitações de acesso de acordo com a maturidade dos projetos (*“first ready, first served”*), estabelecendo também garantias associadas ao cumprimento das etapas de desenvolvimento [8].

1.2.2.2

Processo de Acesso no Reino Unido

No Reino Unido, a *National Grid ESO* (NGESO) é a empresa responsável por operar o sistema de transmissão. Assim como nos EUA, o Reino Unido relata alguns fatores que estão trazendo desafios para a operação do sistema. Um desses desafios está relacionado com o aumento crescente da geração proveniente de fontes renováveis e o acesso dessas usinas ao sistema de transmissão. O documento [9] mostra, que nos últimos anos, um número crescente de solicitações de conexão resultou em um aumento de dez vezes nas

ofertas de conexão a cada ano. E, em 2023, foi estimado que o tamanho geral da fila de projetos aguardando conexão ao sistema de transmissão fica em torno de 400 GW. Entretanto, não há garantia de que todos os projetos chegarão na fase da conexão. Isso impacta a capacidade da NGESO e dos proprietários de transmissão de alocarem efetivamente a capacidade escassa de transmissão e tomar decisões precisas quanto à construção da rede necessária para acomodar novas conexões.

Nesse contexto, em 2018, o Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem), que atua como agência reguladora da Grã-Bretanha, iniciou um processo amplo de revisão de regras de acesso, incluindo definições de prioridades de acesso com base em taxas, tarifas e garantias.

Tal revisão foi aprovada pela Ofgem em 2023. O relatório [10] visa abordar os problemas relacionados à conexão ao sistema de transmissão. A partir de então, a NGESO possui a prerrogativa de alterar a ordem da fila de acordo com o estágio de desenvolvimento dos projetos, incluindo a possibilidade de encerrar contratos que não estão progredindo conforme os marcos acordados, para liberar espaço para projetos que estão. Isso permite garantir que a capacidade seja totalmente utilizada e que os projetos tenham a melhor chance de se conectar quando estiverem prontos.

Assim, atualmente, a prioridade de acesso no Reino Unido ocorre de acordo com a ordem cronológica de solicitação, embora projetos que não cumpram marcos acordados possam ser rebaixados ou removidos da fila de conexão.

1.2.2.3

Processo de Acesso no Brasil

No Brasil, o sistema de produção e transmissão de energia elétrica engloba uma malha de transmissão extensa e um sistema de geração hidro-termo-eólico-solar de grande porte. Dá-se o nome de Sistema Interligado Nacional (SIN) ao conjunto de usinas, linhas de transmissão, subestações e redes que formam um sistema único integrado. O SIN é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. A interconexão desses subsistemas possibilita a transmissão da energia gerada para os centros de carga, interligação das bacias hidrográficas de regiões com regimes hidrológicos diferentes, aproveitamento da complementariedade da produção de fontes renováveis variáveis entre regiões distintas, garantindo o suprimento energético brasileiro com segurança, economicidade e eficiência [11].

A legislação brasileira vigente assegura o livre acesso aos sistemas de transmissão por geradores, consumidores livres, distribuidoras e importador

e/ou exportador de energia elétrica. O Módulo 5 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica [12] é um dos principais normativos setoriais, o qual estabelece as condições gerais para contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão. Em relação ao processo de acesso de um agente gerador ao sistema de transmissão, as principais regras são mostradas na Figura 1.7.

Tipo	Regras e Procedimentos	
Válidas para todos os geradores	Módulo 5 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica - ANEEL	
	Submódulo 7.1 dos Procedimento de Rede do ONS - Procedimental e Responsabilidades	
Específicas por tipo de fonte geradora	Central geradora termelétrica ou autoprodutor com geração maior que a sua carga	Resolução Normativa ANEEL nº 1071/2023
	Central geradora solar fotovoltaica	
	Central geradora eólica	
	Central geradora híbrida (UGH) Central geradora associada	
	Pequena Central Hidrelétrica (PCH)	Resolução Normativa ANEEL nº 875/2020
	Aproveitamento hidrelétrico de 1 a 50 MW, sem característica de PCH	
	Usina Hidrelétrica	Lei nº 9.427/1996, dentre outras

Figura 1.7: Principais legislações e procedimentos associados ao acesso de geradores ao sistema de transmissão. Adaptado de [13].

Atualmente, o processo de análise do acesso de um agente gerador ao sistema de transmissão é baseado em "filas de acesso", critério no qual a ordem cronológica de solicitação de acesso determina a prioridade na contratação do uso do sistema (arcabouço regulatório vigente).

Conforme mencionado, nos últimos anos, a instalação de usinas eólicas e solares, principalmente nas regiões Nordeste, Sudeste e Sul, apresentou um forte crescimento, aumentando a importância dessa geração para o atendimento do mercado e trazendo diversos desafios técnicos e regulatórios para o acesso de usinas, tais como o esgotamento físico da capacidade de escoamento do sistema e o risco de restrições na fase de acesso e de operação.

Assim, estudos recentes têm explorado propostas para aprimorar o cálculo de margens, com o objetivo de obter uma identificação mais realista da margem remanescente.

Destaca-se a dissertação [14], na qual é apresentada uma metodologia baseada em abordagem probabilística para o cálculo de margem de transmissão,

visando subsidiar leilões de energia.

O trabalho [15] apresentou o desenvolvimento de ferramenta para cálculo automático de margem de transmissão, realizando análises do sistema brasileiro na região do estado de São Paulo.

A dissertação [16] aborda uma análise voltada ao potencial de hibridização eólica-solar no estado da Bahia. Para enriquecer sua investigação, Braga não apenas examina estatísticas relacionadas à insolação total e velocidade do vento na região, mas também incorpora um estudo sobre a margem de escoamento de energia. Essa adição visa proporcionar complementaridade ao estudo, ampliando a compreensão do potencial sinérgico entre as fontes eólica e solar na região analisada.

No trabalho [17], o autor abordou sobre o conceito de margem de transmissão, procedimento de cálculo utilizado nos leilões de energia e a relevância que o estudo de margem de transmissão possui para a comercialização de energia no Brasil. Além disso, calculou a capacidade remanescente de um sistema elétrico exemplo do ANAREDE [18] utilizando a ferramenta de cálculo automático de margem de transmissão do software.

Não só o cálculo de margem, como todas as etapas do processo de acesso, estão sendo amplamente discutidas. Intervenções regulatórias nas regras de acesso de geradores ao sistema de transmissão estão ocorrendo com o intuito de mitigar os efeitos das mudanças na dinâmica do mercado de geração que vem ocorrendo ao longo dos anos, para melhor acomodar a atual realidade do setor.

Uma dessas intervenções foi alvo da Consulta Pública (CP) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nº 052/2022 [19], que resultou na Publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 1069/2023 [20]. Essa resolução trata de uma reforma estrutural do processo de acesso e terá vigência a partir de março de 2024.

Nessa CP, foram propostas outras alternativas para a reforma do processo. O ONS, por exemplo, propôs em sua contribuição [21], a implantação do Procedimento Competitivo de Margem (PCM). O PCM se daria a partir do cadastramento dos projetos em um leilão para a disputa pela margem de escoamento do sistema de transmissão, principalmente nos casos em que a demanda for maior do que a oferta. Dessa forma, as análises dos empreendimentos se daria em lote ou "*clusters*".

Nesse contexto desafiador, torna-se cada vez mais relevante uma avaliação criteriosa dos estudos das condições de acesso dos geradores à rede, visando integrar o maior número possível de geradores de maneira eficiente. A tomada de decisão deve ponderar a viabilidade de implantação de geradores em pontos

específicos de conexão, garantindo uma conexão segura, que não comprometa o sistema de transmissão existente sem submeter a condições de sobrecargas e subtensões.

Independente do protocolo adotado para o acesso, é necessário realizar estudos de FP para determinar e monitorar a segurança de um sistema proposto. Em sua maioria, são realizados estudos padrão, com especificação de valores para a geração e patamares de carga, bem como a consideração da rede elétrica constante.

Sabe-se, porém, que a capacidade disponível de geração e a carga requerida em cada ponto são variáveis aleatórias (considerando-as constante em um período pequeno de tempo), regidas por funções de probabilidade contínuas ou discretas. Assim, apesar dos cálculos determinísticos serem realizados com grande acurácia, os resultados são somente tão acurados quanto os dados de entrada [22].

Dessa forma, é relevante a análise tendo em vista a probabilidade das variáveis de entrada e saída para avaliar os riscos de sobrecarga de forma probabilística, considerando o acesso de mais de um gerador de forma cronológica, garantindo uma integração eficiente e segura da geração ao sistema de transmissão.

1.2.3

Fluxo de Potência Probabilístico e a Simulação de Monte Carlo

Essa seção tem como intuito descrever os conceitos mais importantes sobre o FPP, bem como a evolução dos trabalhos e suas aplicações mais recentes.

Em resumo, o FPP é uma técnica que viabiliza a consideração das incertezas nas variáveis de entrada do algoritmo de FP (como contingências, flutuações da demanda e disponibilidade de geração) refletindo-as em informações ou incertezas nas variáveis de saída (como fluxo nos ramos ou tensão nos barramentos).

O FPP foi concebido por Borkowska [1], em 1974, e tem sido amplamente debatido desde então. A literatura conta com diversas revisões da literatura sobre o tema: A referência [23] apresenta os trabalhos até 1988, enquanto a referência [24] revisa as contribuições entre 1988 e 2008. Já a referência [25] faz a revisão da metodologia considerando a correlação entre as variáveis de entrada.

Os métodos de resolução de FPP podem ser classificados em duas categorias: (i) analíticos e (ii) simulação, como a SMC.

A primeira técnica de FPP, proposta em 1974 [1] é analítica e considera uma solução baseada na operação de convolução das funções de probabilidade das variáveis de entrada. Devido à exigência computacional dessa operação, foram estabelecidas algumas simplificações, tais como:

1. Fluxos dos ramos são linearmente relacionadas à potência nodal líquida e todas as magnitudes de tensão nodais são iguais;
2. Fluxos de potência ativa e reativa são independentes entre si;
3. O balanço de potência é restrito a uma barra de referência e as perdas de potência do sistema não são consideradas;
4. A topologia da rede elétrica é considerada imutável.

Após as primeiras abordagens, novas técnicas foram exploradas para lidar com as operações de convolução, incluindo a aplicação da transformada de Laplace em 1976 [26] e, em 1981, o uso da transformada rápida de Fourier (FFT), mantendo as restrições propostas por Borkowska [27].

No mesmo ano de 1981, Allan e Leite da Silva [28] apresentam um método analítico que combina a linearização das equações de FP em pontos distintos com a convolução das fdp de entrada em cada região linearizada. Posteriormente, combina-se esse conjunto para fornecer a representação final da distribuição da variável de saída desejada.

Desde então, uma quantidade significativa de trabalhos tem sido publicada, explorando métodos analíticos, de simulação ou abordagens combinadas para resolver o FPP em contextos relacionados a sistemas elétricos.

Vale destacar que a maioria dos trabalhos realizados por meio desses métodos analíticos necessitam de uma validação dos resultados alcançados com aqueles obtidos por meio da SMC devido à incerteza das premissas de simplificações e às aproximações adotadas.

Em 1985, Leite da Silva, Allan, Soares e Arienti [29] publicam um trabalho que considera também a topologia da rede como uma variável aleatória. As incertezas levam em consideração a disponibilidade de componentes que são sujeitos a falhas e manutenção programada.

Em termos de estudos de FPP com o uso de SMC, foi desenvolvido um trabalho por Leite da Silva e Arienti [30], em 1990, que propõe a combinação de SMC e equações de fluxo de potência multilinearizadas. Nesse mesmo ano, Leite da Silva, Ribeiro, Arienti, Allan e Coutto Filho utilizam FPP como uma ferramenta de análise de alternativas para expansão de um sistema elétrico [31].

Em 1998, foi desenvolvida uma pesquisa que incluiu a mensuração do tempo em que um sistema de distribuição ficaria exposto à sobretensão em um ano a partir de FPP com SMC. Nesse trabalho, foi avaliado também o impacto da integração de geração eólica [32].

Em 2008, Min, Lee, Zhang, Rose e Cole, conduziram pesquisas visando realizar previsões de congestionamento de transmissão no curto prazo explorando a SMC como ferramenta para o FPP [33].

A integração da rede de transmissão para avaliação da confiabilidade de sistemas elétricos, com a combinação de SMC e métodos de entropia cruzada é feita em [34].

Em 2021 [35], foi proposto um método baseado na SMC com método da entropia cruzada para solucionar o FPP para que engenheiros de distribuidoras tomassem melhores decisões em contratos de montante de uso do sistema de transmissão (MUST). Neste método, foi considerada a presença de uma usina eólica e diferentes topologias na rede devido a contingências na transmissão.

A estimativa de riscos em redes elétricas considerando fontes renováveis e contingências de geração e transmissão via FPP é feita em [36].

Em 2023, o artigo [37] apresenta a utilização de FPP para avaliar a influência das incertezas nas microrredes de geração distribuída com inserção de energias renováveis.

Em suma, a ferramenta de FPP pode ser aplicada nas mais diversas áreas do sistema elétrico, como na análise de impacto de energia renováveis [38, 39], no planejamento [31], estabilidade de tensão [40, 41] e confiabilidade [42].

1.3

Estrutura da Dissertação

Essa dissertação foi dividida em cinco capítulos.

O Capítulo 2 apresenta o processo de avaliação de acesso de usinas nos EUA, Reino Unido e Brasil, fundamentados no FP determinístico. Descreve as fases do acesso de uma usina, além de fornecer os procedimentos e protocolos realizados nesse contexto.

O Capítulo 3 introduz a metodologia proposta para avaliar os impactos do acesso de novos geradores ao sistema de transmissão, baseando-se em métodos probabilísticos. Inclui a formulação matemática do problema de FPP, os métodos de solução utilizando SMC e suas vantagens.

No Capítulo 4, são apresentadas as simulações e os resultados. Os estudos são realizados nos sistemas testes IEEE RTS 79, considerando também versões modificadas com a inclusão de usinas eólicas e solares.

No Capítulo 5, são descritas as conclusões e as propostas para trabalhos futuros.

2

Processo de Avaliação do Acesso de Usinas aos Sistemas de Transmissão

2.1

Introdução

Este capítulo visa analisar e comparar os processos de avaliação do acesso de usinas aos sistemas de transmissão nos Estados Unidos, Reino Unido e Brasil. Cada país apresenta uma abordagem única para enfrentar os desafios associados ao acesso de novas usinas, considerando a forma utilizada para ordenar as solicitações, avaliações individuais ou em lote e demais estratégias regulatórias. Para uma compreensão abrangente desses processos, serão apresentados fluxogramas ilustrativos que delineiam as etapas críticas do acesso de uma usina até sua entrada em operação.

2.2

Protocolo de Acesso de Usinas - EUA

Nos Estados Unidos, o acesso de usinas à rede de transmissão é gerenciado por operadores como ISOs e RTOs, regulamentados pela FERC. Atualmente, o processo opera com base na ordem cronológica de solicitações registradas em filas de interconexão, conhecida como "*first-come, first-served*".

O fluxograma da Figura 2.1 mostra etapas do protocolo de acesso, baseado nos procedimentos da PJM (operador de mercado em 13 estados americanos da costa leste e no distrito de Colúmbia). Contudo, esse processo é realizado de forma semelhante pelos demais operadores do sistema dos EUA.



Figura 2.1: Fluxograma do processo de acesso dos Estados Unidos. Adaptado de [7].

De acordo com o manual da PJM [43], em relação aos pedidos de acesso, o desenvolvedor do projeto inicia uma nova solicitação de conexão e, assim, entra na fila. Nesse momento, o gerador deve fornecer diversas informações como ponto de conexão, diagramas, localização e garantias [43].

Posteriormente, são realizados uma série de estudos de interconexão. Os principais estudos são o de viabilidade, impacto no sistema e instalações de interconexão.

2.2.1

Estudo de Viabilidade

O estudo de viabilidade se concentra em determinar estimativas preliminares do tipo, escopo, custo e prazo para a construção das instalações necessárias para interconectar a unidade geradora ao sistema. A análise é limitada a estudos de curto-circuito e análise de fluxo de potência.

Cada solicitação é estudada por um caso base de pico de verão, considerando o ano vigente na fila de acesso. Ambos os casos de fluxo de potência e curto-circuito utilizam o mesmo ano do caso base.

O estudo de viabilidade de fluxo de potência realiza uma análise do sistema em regime normal e em contingência.

Após revisar os resultados do estudo de viabilidade, o desenvolvedor decide se deseja ou não prosseguir com o estudo de impacto no sistema [43].

2.2.2

Estudos de Impacto no Sistema

O estudo de impacto no sistema é uma análise regional que visa identificar a expansão da transmissão necessária para manter a confiabilidade do sistema diante da conexão da nova geração à rede. São estudadas as relações entre o novo gerador, outros novos geradores alocados na fila e o sistema existente como um todo.

Esses estudos são realizado duas vezes por ano e pode agrupar duas ou mais solicitações de interconexão se os projetos tiverem proximidade elétrica e incluem a análise de fluxo de potência AC e análise de curto-circuito.

A análise do fluxo de potência é realizado pelo programa PSS/E da PTI, Inc [44] e pode incluir diferentes conjuntos de análises em vários níveis de carga, como pico de verão, carga leve e pico de inverno. Considera-se também uma previsão de carga de 50/50, isto é, 50% de probabilidade de que a carga real seja maior ou menor do que a carga projetada, para o período aplicável [43].

Nessa análise são verificados se os limites dos equipamentos não foram violados, em condições normais do sistema antes de contingências, e em emergência, após a ocorrência de uma contingência.

Os resultados do estudo são fornecidos a todos os geradores avaliados no estudo e aos proprietários de transmissão interconectados afetados, e são divulgados no site da PJM.

2.2.3 Estudo de Instalações

No estudo de instalações, a análise de estabilidade é realizada, e os resultados do estudo de impacto no sistema são ajustados conforme necessário para refletir as alterações na fila. O estudo de instalações também identifica os equipamentos de controle necessários para acomodar as solicitações e documenta o projeto de engenharia necessário para iniciar a construção de quaisquer instalações de transmissão necessárias.

Os estudos culminam em um acordo de interconexão, que são contratos entre os operadores ou concessionária de serviços públicos e o proprietário da geração. Esses contratos estipulam os termos operacionais e as responsabilidades de custos.

Após a execução do acordo de interconexão, alguns projetos são construídos e entram em operação comercial. Entretanto, a maioria dos projetos propostos não são efetuados, e a retirada pode ocorrer em qualquer ponto do processo.

2.3 Protocolo de Acesso de Usinas - Reino Unido

No cenário britânico, as solicitações de acesso de usinas aos sistemas de transmissão são avaliadas seguindo uma ordem cronológica. Entretanto, após uma significativa revisão conduzida pela Ofgem em 2018 e sua aprovação em 2023, a NGENSO agora possui a prerrogativa de ajustar a ordem da fila, levando em conta o estágio de desenvolvimento dos projetos.

Em geral, o processo de acesso de usinas ao sistema no Reino Unido é tratado entre o gerador que deseja se conectar, o operador do sistema e o proprietário de transmissão da região considerada [9].

O fluxograma do processo de acesso é mostrado na Figura 2.2.



Figura 2.2: Fluxograma de acesso de geradores no Reino Unido. Adaptado de [9].

O gerador que deseja se conectar inicia uma relação com o proprietário da transmissão para realizar uma avaliação preliminar da área escolhida. A partir de então, o gerador deve submeter um pedido formal ao operador do sistema e pagar uma taxa de inscrição que varia com base no tamanho e natureza do projeto.

Nessa solicitação, o gerador deve fornecer diversos detalhes técnicos, tais como capacidade, tipo de fonte e ponto de localização, apoiados pelo proprietário da transmissão. Posteriormente, são realizados os acordos de conexão e de construção. O gerador solicitante é responsável pelos custos dos ativos locais e devem fornecer garantias. O proprietário de transmissão faz o planejamento de soluções para a conexão do agente no ponto, identificando os reforços da transmissão necessários para conectar o gerador à rede [9].

2.4 Protocolo de Acesso de Usinas - Brasil

No Brasil, o processo de acesso de usinas ao SIN é conduzido em grande parte pelo ONS, que efetua as avaliações de viabilidade técnica e regulatória dos requerimentos e estabelece, em conjunto com as partes interessadas, as responsabilidades relativas ao acesso ao sistema de transmissão, observada a regulamentação existente.

O setor energético brasileiro tem enfrentado desafios significativos, e a necessidade de aprimorar o processo de acesso tornou-se uma pauta de debate relevante. Essas discussões visam promover maior eficiência, transparência e agilidade no processo, garantindo uma integração mais eficaz de novas usinas ao SIN. Neste contexto dinâmico, o presente capítulo apresentará um fluxograma detalhado do processo de acesso e também explorará as mudanças recentes.

Até março de 2024, o fluxo resumido que o empreendedor devia seguir para viabilização de um empreendimento de geração com acesso à transmissão é mostrado na Figura 2.3.

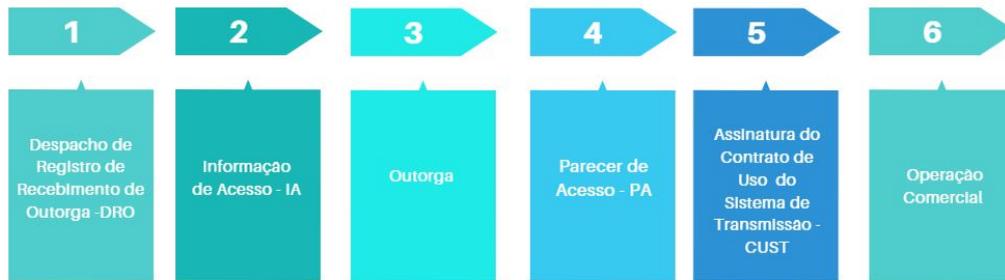


Figura 2.3: Fluxo antigo para acesso de geradores ao sistema de transmissão no Brasil.

No entanto, com a publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 1069/2023 [20], o processo de acesso foi modificado, e o novo fluxo válido a partir de março de 2024 é mostrado na Figura 2.4.



Figura 2.4: Fluxo atual para acesso de geradores no Brasil.

Primeiramente, o agente gerador deve realizar o projeto e estabelecer o cronograma de entrada em operação do empreendimento de geração. Observa-se uma preferência locacional para implantação de empreendimentos de geração eólica e fotovoltaica em regiões com maior potencial de geração e menor custo fundiário.

Com base na data pretendida para entrada em operação do empreendimento e considerando as informações contidas nos documentos de planejamento da transmissão setorial, o acessante poderá realizar as análises de alternativas de conexão no sistema de transmissão para definição do ponto de conexão a esse sistema.

Para tal, o ONS fornece informações periodicamente para subsidiar a tomada de decisão do acessante em relação ao ponto de conexão. Dentre essas informações, estão os pontos de acesso e suas margens, diagramas de subestações, além de condicionantes e restrições do SIN.

Adicionalmente, o acessante deve realizar os estudos sob a ótica do critério de mínimo custo global, segundo o qual é escolhida a alternativa de conexão de menor custo de investimentos, considerando as instalações de conexão de responsabilidade dos acessantes, os reforços, ampliações, e os custos decorrentes das perdas elétricas do sistema [12].

2.4.1

Parecer de Acesso (PA)

Antes da solicitação de parecer de acesso ao ONS, o acessante deve apresentar garantia financeira e informações de cunho obrigatório, tais como:

- Montantes de uso do sistema de transmissão (MUST) a serem contratados;
- Ponto de conexão no sistema de transmissão objeto da solicitação;
- Capacidade total da usina;
- Período em que irá ocorrer o uso do sistema de transmissão.
- Nome do empreendimento e sua localização (município, estado);
- Data de primeira sincronização e de entrada em operação comercial, dentre outros.

Adicionalmente, também devem ser enviados ao operador os estudos de integração do empreendimento ao sistema de transmissão, a depender da fonte de energia, como análise de fluxo de potência, análise de curto-circuito e análise da estabilidade eletromecânica e estudo de qualidade de energia elétrica.

O PA é o documento que consolida as avaliações de aspectos regulatórios e de viabilidade sistêmica dos acessos solicitados às instalações sob responsabilidade de transmissora, definindo as condições de acesso, em consonância com a regulação, e é parte integrante do contrato de uso do sistema de transmissão (CUST) e/ou do contrato de uso do sistema de distribuição (CUSD) [45].

A principal finalidade do parecer é analisar a capacidade disponível do sistema de transmissão para atender o acessante, assim como avaliar os impactos da nova conexão sobre o sistema de transmissão, mantendo o atendimento aos demais agentes dentro dos requisitos de segurança, qualidade e confiabilidade, definidos nos procedimentos de rede, além de antecipar questões relevantes de natureza operativa ou aspectos que afetem a qualidade do serviço oferecido por meio das instalações sob responsabilidade de transmissora, quando o caso assim o exigir [45].

O documento é dividido, no geral, em:

1. Caracterização do acesso;

2. Questões regulatórias e contratuais;
3. Impactos no sistema de transmissão;
4. Requisitos técnicos mínimos, dentre outros.

2.4.2

Assinatura de Contratos - Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) e Contrato de Conexão às Instalações de Transmissão (CCT)

O acessante, de posse do seu Parecer de Acesso e apresentação de garantia financeira pré-contratos, está apto para celebrar o CUST com o ONS, com a definição da potência instalada da usina, montante do uso do sistema de transmissão e carga própria da usina. Adicionalmente, o gerador também deve celebrar o CCT com a transmissora a ser acessada.

2.4.3

Obtenção da Outorga

Somente após a assinatura dos contratos, o acessante deverá requerer ao Poder Concedente a outorga para a implantação do seu empreendimento e da sua conexão no sistema de transmissão. Esse documento apresenta as características técnicas do empreendimento, instalações de interesse restrito, área de concessão, prazo da outorga, entre outros.

2.4.4

Entrada em Operação

Posteriormente, o gerador deve seguir as etapas de implantação das obras e de cumprimento de requisitos técnicos, tais como o estudo pré-operacional, que poderá apontar detalhes não previstos no parecer de acesso, supervisão e controle, qualidade de energia, entre outros. Assim, é realizado o processo de integração do empreendimento ao SIN, passando por etapas de testes e culminando na entrada em operação da usina.

Observa-se mudanças significativas no processo, como a extinção da informação de acesso, que era um documento que consolidava a avaliação preliminar de viabilidade sistêmica de acesso pretendido pelo agente gerador.

Outra grande mudança no processo foi a inversão do fluxo do processo de obtenção de outorgas, que passa a ter agora a emissão de PA e assinatura do CUST como requisitos prévios.

Independentemente das mudanças regulatórias ocorridas, os estudos de avaliação do impacto da conexão da geração ao SIN são essenciais para garantir a segurança da rede existente e sua operação, bem como para subsidiar o

planejamento da expansão da transmissão e não serão alterados mesmo com a mudança do fluxo do processo de acesso.

Dessa forma, em relação ao PA, com foco na análise da viabilidade de conexão da geração destacamos o protocolo realizado pelo ONS para análise de fluxo de potência.

2.4.5

Análise de Impacto do Acesso de Usinas no Sistema de Transmissão

Ao solicitar um PA ao ONS, os acessantes devem apresentar os estudos de fluxo de potência, de curto-circuito, qualidade de energia elétrica e de estabilidade eletromecânica de forma a analisar os impactos do acesso da usina ao sistema existente. Tais estudos são analisados e quando necessário, complementados pelo ONS. Essas análises se baseiam nos casos de referência resultantes do Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – PAR/PEL [46].

As análises do PAR/PEL são conduzidas pelo ONS contando com a participação dos agentes proprietários dos equipamentos de transmissão, distribuição, geração e demais agentes conectados ao SIN, além da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que é responsável pelo planejamento da expansão de longo prazo. O plano tem periodicidade anual e seu principal objetivo é avaliar o desempenho do SIN, no horizonte de 5 anos, para que a operação futura seja realizada com níveis de segurança adequados, em consonância com os critérios de confiabilidade estabelecidos nos procedimentos de rede [47].

O plano contém as indicações de obras necessárias para o pleno atendimento à demanda, à integração das novas usinas geradoras e ao funcionamento do setor elétrico no médio prazo. E ainda sintetiza uma visão de futuro acerca dos desafios da operação elétrica do SIN, considerando o aumento de complexidade associado ao aumento de participação das fontes renováveis variáveis centralizadas e dos recursos energéticos distribuídos [46].

As avaliações de desempenho do SIN são realizadas utilizando os casos de referência de fluxo de potência, que será apresentado a seguir:

2.4.6

Montagem do Casos de Referência PAR/PEL

Para a elaboração dos casos de um novo ciclo de estudos com horizonte de análise de cinco anos, o ONS utiliza como ponto de partida a revisão final dos casos do último ciclo desses estudos, e a partir disso, são processados os dados de premissas de carga, geração e cronograma de obras de transmissão, bem como informações de topologia encaminhadas pelos agentes ao ONS.

2.4.6.1

Previsão de Carga

Nos casos de fluxo de potência do PAR/PEL são considerados os valores de carga ativa e reativa, e também a geração de micro e mini geração distribuída (MMGD) por barramento, informados pelos agentes e consolidados pelo ONS.

2.4.6.2

Previsão de Oferta

A previsão da oferta de geração utilizada na elaboração do PAR/PEL baseia-se no acompanhamento dos empreendimentos de geração elaborado pelo Ministério de Minas e Energia (MME). No geral, são consideradas, dentre outras, as seguintes informações:

1. Usinas que se encontram em operação;
2. Usinas novas com CUST assinado;
3. Transferências de potência contratadas em interligações internacionais;
4. Usinas que contrataram em leilões de energia.

2.4.6.3

Cronograma de Obras

São consideradas nos estudos do PAR/PEL as instalações existentes, as novas obras da rede básica e de fronteira com a rede básica, que estejam autorizadas ou licitadas com suas respectivas datas contratuais, as demais instalações de transmissão e os ajustes de cronograma físico informados pelos agentes de transmissão e consolidados pelo MME.

A partir dessas informações, são criados os casos de referência, com diferentes cenários eletroenergéticos, baseados nas condições de carga (leve, média ou pesada) e no período do ano (verão ou inverno), considerando todo o horizonte de 5 anos do estudo. A Figura 2.5 mostra um exemplo de detalhamento dos casos de referência do PAR/PEL 2023 [46] referente a cada condição de carga e configuração.

Para as condições de cargas pesada e média de inverno, a carga adotada para o estudo é a máxima por empresa entre os meses de maio e outubro de cada ano.

Já na condição de carga leve de inverno é adotada a menor carga por agente entre os meses de maio e outubro de cada ano. Nos casos de verão, as condições de cargas pesada e média retratam as maiores cargas por empresa

2024					
PAR/PEL (Viés Conjuntural)	Caso	Patamar	Período de Carga	Configuração	
	Verão 2023/2024	Pesada	Maior carga por agente entre:	Nov/23 a Abr/24	Dez/23
		Média			
		Leve	Menor carga por agente entre:		
	Inverno 2024	Pesada	Maior carga por agente entre:	Mai/24 a Out/24	Jun/24
		Média			
		Leve	Menor carga por agente entre:		
	Verão 2024/2025	Pesada	Maior carga por agente entre:	Nov/24 a Abr/25	Dez/24
		Média			
		Leve	Menor carga por agente entre:		
2025					
Caso	Patamar	Período de Carga	Configuração		
Inverno 2025	Pesada	Maior carga por agente entre:	Mai/25 a Out/25	Jun/25	
	Média				
	Leve	Menor carga por agente entre:			
Verão 2025/2026	Pesada	Maior carga por agente entre:	Nov/25 a Abr/26	Dez/25	
	Média				
	Leve	Menor carga por agente entre:			
2026					
Caso	Patamar	Período de Carga	Configuração		
Inverno 2026	Pesada	Maior carga por agente entre:	Mai/26 a Out/26	Jun/26	
	Média				
	Leve	Menor carga por agente entre:			
Verão 2026/2027	Pesada	Maior carga por agente entre:	Nov/26 a Abr/27	Dez/26	
	Média				
	Leve	Menor carga por agente entre:			
2027					
Caso	Patamar	Período de Carga	Configuração		
Inverno 2027	Pesada	Maior carga por agente entre:	Mai/27 a Out/27	Jun/27	
	Média				
	Leve	Menor carga por agente entre:			
Verão 2027/2028	Pesada	Maior carga por agente entre:	Nov/27 a Abr/28	Dez/27	
	Média				
	Leve	Menor carga por agente entre:			
2028					
Caso	Patamar	Período de Carga	Configuração		
Inverno 2028	Pesada	Maior carga por agente entre:	Mai/28 a Out/28	Jun/28	
	Média				
	Leve	Menor carga por agente entre:			
Verão 2028/2029	Pesada	Maior carga por agente entre:	Nov/28 a Abr/29	Dez/28	
	Média				
	Leve	Menor carga por agente entre:			

Figura 2.5: Casos de referência para o PAR/PEL 2023, ciclo 2024-2028 – carga e configuração [6].

entre os meses de novembro do ano em estudo e abril do ano seguinte, exceto para os estados que possuem uma quantidade significativa de biomassa em sua rede (os estados de São Paulo, Mato Grosso do Sul e Goiás), em que será considerada a maior carga entre dezembro e março. Para o último ano do horizonte, será realizada pelo ONS uma projeção na previsão de carga até abril do ano seguinte. Na condição de carga leve é adotada a menor carga por empresa entre os meses de novembro do ano em estudo e abril do ano seguinte, exceto para os agentes que possuem biomassa, em que será considerada a menor carga entre dezembro e março, de forma análoga às cargas média e pesada [6].

2.4.6.4

Despacho de Usinas

Em relação ao despachos de usinas nos casos de referência são consideradas diretrizes que levam em consideração os valores mais prováveis de ocorrerem em cada região do SIN ao longo do ano, de acordo com os diferentes objetivos do estudo em questão e tipo de fonte de geração, conforme mostrado abaixo:

- Geração mais provável para as usinas hidrelétricas de acordo com o período do ano e a condição de carga analisados;
- Preferencialmente, para as usinas térmicas são adotados despachos de geração mínimos contratuais (inflexibilidade) e/ou por restrições de equipamento;
- Percentual mínimo de reserva girante de 5%;
- Considerar indisponibilidades previstas de geração em hidrelétricas de longa duração, se for o caso;
- Indisponibilidade da maior máquina do sistema interligado (atualmente Angra II), quando o caso assim permitir;
- Para as centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas são adotados despachos a partir do fator de capacidade médio observado por fonte no histórico operativo da região onde as centrais estão localizadas.

O fator de capacidade pode ser definido como a proporção entre a geração efetiva, em MWh, de determinadas usinas em um período específico e a capacidade total máxima naquele mesmo período, em porcentagem [48]. Esse fator é calculado a partir dos dados históricos obtidos do sistema de supervisão do ONS e que podem ser acessados publicamente em [49]. Posteriormente, são elaborados gráficos que relacionam o fator de capacidade médio com a frequência de ocorrências, sendo denominadas "curvas de permanências". São

feitas curvas para cada condição de carga (leve, médio e pesado), tipo de usina e localização.

De posse das curvas de permanência, são obtidos os percentis. Em geral, utiliza-se o percentil 95 nos estudos elétricos, o que significa dizer que o fator de capacidade da geração a ser considerado apresenta uma probabilidade de 95% de que a geração seja igual ou inferior aos valores obtidos. Dessa forma, tem-se um risco de que apenas 5% dos dados serem superiores ao fator de capacidade considerado [6].

Cabe destacar que esse métodos estão sendo frequentemente revistos e aprimorados, de forma a melhor representar o comportamento da geração, como o método proposto em [50] e utilizado no PAR/ PEL 2023 [6].

A Figura 2.6 demonstra um exemplo de curva de permanência da geração eólica, com o percentil 95 destacado para o patamar de carga média (5% da geração com fator de capacidade superior a 73%) [49].

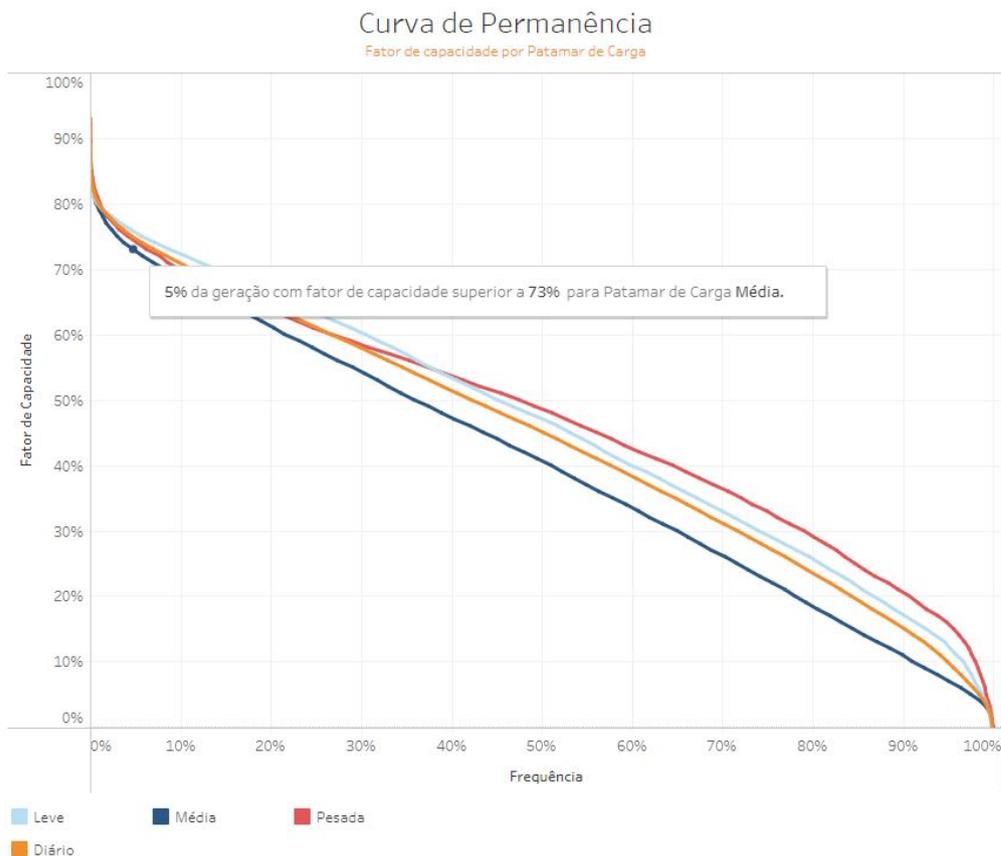


Figura 2.6: Curva de permanência da geração eólica - Fator de capacidade por patamar de carga [49].

Cabe destacar que o SIN é extremamente complexo e existem diretrizes específicas para os despachos de usinas dependendo do tipo de análise e das características da região.

2.4.7

Resultados dos Estudos

A partir desses casos de referência, são disponibilizados versões específicas para subsidiar os estudos elétricos de acesso de usinas ao SIN, contendo os cenários eletroenergéticos mais relevantes para cada região, formando os casos base.

Assim, para avaliação do impacto da inserção de uma nova usina, o agente deverá realizar as devidas adequações nestes casos disponibilizados de modo a retratar a configuração de transmissão e de geração previstas para a data de entrada do empreendimento, caso necessário.

São também disponibilizadas atualizações da lista de usinas que tenham formalizado solicitação de acesso posteriormente à data de publicação dos caso base, de modo que possam ser inseridas. Para acesso de novos geradores, no geral deve-se considerar 100% da potência contratada na subestação pleiteada para acesso, independentemente do tipo de fonte, com algumas exceções específicas.

As simulações e análises de FP utilizam a ferramenta computacional Anarede [18], descritas em [51], com o objetivo de avaliar a conformidade do desempenho do SIN, considerando, dentre outras, as seguintes condições de operação:

- Atendimento à carga em condições normais de operação;
- Atendimento à carga em condições de contingências simples;
- Atendimento à carga em condições de contingências duplas selecionadas.

Nessas simulações são observados os critérios estabelecidos no submódulo 2.3 dos procedimentos de rede [51], de forma que não acarrete sobrecargas inadmissíveis em linhas ou equipamentos do sistema de transmissão da região de interesse do presente acesso.

Em relação à análise de fluxo de potência, após avaliação do ONS, os PA das usinas são emitidos com um status de viabilidade: viável, viável com possível restrição de geração, viável condicionado a alguma obra de transmissão, viável parcialmente e inviável.

2.5

Considerações Finais

Ao refletirmos sobre a abordagem de avaliação do acesso de um gerador ao sistema de transmissão, torna-se evidente a complexidade e dinâmica subjacentes a esse processo. Isso se torna particularmente notável diante da magnitude do SIN e das distintas características regionais de geração que o compõem.

Contudo, ao considerarmos as limitações inerentes ao fluxo determinístico atualmente utilizado, torna-se importante aprimorar as análises de forma a refletir as incertezas e a variabilidade intrínseca das fontes de geração e demanda.

Neste contexto, apresentaremos, a seguir, a metodologia proposta, que tem como objetivo incorporar uma abordagem de fluxo probabilístico na análise do acesso de geradores ao sistema de transmissão. Essa metodologia pode ser utilizada para a tomada de decisões estratégicas, reconhecendo não apenas a complexidade do SIN, mas também sua variabilidade intrínseca.

3

Metodologia Probabilística de Avaliação do Acesso de Usinas Renováveis

3.1

Introdução

O objetivo desta Dissertação de Mestrado consiste em analisar o impacto do acesso de usinas renováveis ao sistema de transmissão, a partir de uma metodologia baseada em fluxo de potência probabilístico (FPP) via simulação de Monte Carlo (SMC). Assim, leva-se em consideração a natureza estocástica tanto da carga quanto das fontes de geração, bem como a consideração de contingências aleatórias de elementos de transmissão e unidades geradoras.

Nesse contexto, esse capítulo apresenta a formulação matemática do problema de fluxo de potência probabilístico na Seção 3.2, a SMC na Seção 3.3 e a metodologia desenvolvida para avaliação do acesso de um gerador ao sistema de transmissão de forma probabilística na Seção 3.4.

3.2

Fluxo de Potência Probabilístico

O fluxo de potência (FP) é um algoritmo essencial em estudos de sistemas elétricos de energia (SEE), utilizado para avaliar e monitorar as condições operativas do sistema. Contudo, sua abordagem tradicional na forma determinística pode não ser suficiente para lidar com a variabilidade inerente da geração e da carga. A técnica de FPP surge como uma alternativa, estendendo a capacidade do FP convencional para analisar a zona de operação viável, com base na estatística conhecida dos dados de entrada. Ao introduzir uma dimensão probabilística nas equações do FP, o FPP oferece uma abordagem mais abrangente e realista para avaliar a segurança e planejar operações em SEE complexos.

O problema padrão de fluxo de potência pode ser dado pelo seguinte conjunto de Equações (3-1) e (3-2):

$$\mathbf{Y} = g_y(\mathbf{X}) \quad (3-1)$$

$$\mathbf{Z} = g_z(\mathbf{X}) \quad (3-2)$$

onde \mathbf{Y} é definido como o vetor de entrada do algoritmo, como injeções de potência ativa e reativa; \mathbf{X} é o vetor de estado, como as magnitudes e ângulos de tensões, enquanto \mathbf{Z} representa o vetor de saída, como os fluxos de potência

nos ramos e perdas. As funções g_y e g_z representam as equações não lineares de fluxo de potência para uma dada configuração de rede.

Assim, no FPP, estados e saídas não são mais determinísticos, e sim regidos por distribuições de probabilidade.

O vetor \mathbf{Y} , por exemplo, pode representar as incertezas da carga e geração, que por sua vez são regidas por um conjunto de funções de probabilidade contínuas ou discretas. Para cargas, essas funções descrevem as incertezas de curto ou longo prazo, representando erros de previsão [31]. Para unidades geradoras, podem caracterizar a indisponibilidade de máquinas e a intermitência da fonte de energia variáveis [52].

Já as funções $g_y(\cdot)$ e $g_z(\cdot)$ também se tornam aleatórias na análise FPP, caso sejam consideradas possíveis contingências na rede de transmissão e/ou flutuações nos parâmetros elétricos dos circuitos [29].

Nesse contexto, o FPP apresenta desafios significativos devido à não linearidade das equações, e sua solução se torna ainda mais complexa com o aumento da escala do sistema. As metodologias de resolução do FPP podem ser divididas em duas: as analíticas e as de simulação (como a SMC). A escolha de qual método utilizar dependerá das características específicas do problema, das capacidades computacionais disponíveis e da precisão necessária da solução.

Os métodos analíticos ou por aproximações normalmente são procedimentos aritméticos aplicados a distribuições de probabilidade [24]. Dentro deste contexto, alguns métodos podem ser citados, devido sua alta aplicabilidade e número de trabalhos: *point estimate method* [53, 54], amostragem por Hipercubo Latino [55], *unscented transform* [56, 57], combinação de cumulantes e expansão de Gram-Charlier [58], métodos de segunda ordem [59], caos polinomial [60] e métodos que combinam redução de ordem do modelo e expansão da série de Neumann para acelerar o cálculo do FPP [61].

Usualmente, requerem simplificações que podem produzir soluções imprecisas, como, a suposição de variáveis aleatórias independentes ou linearmente dependentes.

Já os métodos numéricos ou de simulação, com especial atenção a SMC, permitem a inclusão de equações não lineares de FP. Ademais, pode-se simular procedimentos operativos usuais a sistemas de potência como corte de carga e regras de despacho de geração, tornando a representação do sistema mais realista.

Os métodos de simulação apresentam a desvantagem de exigirem um tempo computacional maior em relação ao tempo dos métodos analíticos.

3.3

Simulação de Monte Carlo

A SMC é uma metodologia numérica eficaz em aplicações de processos estocásticos, caracterizada por sua grande flexibilidade e robustez [62].

Em relação à SMC aplicada ao FPP, pode-se mapear as amostras de estados probabilísticos do sistema por meio da amostragem das variáveis de entrada (geração, carga e transmissão), a partir de suas funções de densidade de probabilidades (fdp). Através dessa amostra, o cálculo do fluxo de potência é realizado e pode-se obter o comportamento da rede.

Duas formas de utilização se adequam ao FPP, a depender do objetivo da análise:

- Estimação de índice de risco (e.g., probabilidade e custo), utilizando um critério de convergência;
- Estimação da distribuição de probabilidade, através de um número fixo de amostras.

Na primeira alternativa, avalia-se o risco de inadequação de grandezas elétricas. Isso se refere à probabilidade de que uma grandeza elétrica do sistema (evento alvo), tais como tensão, corrente, fluxo de potência, entre outras, ultrapasse limites operacionais definidos pelos padrões técnicos ou pelos critérios de segurança adotados pelos operadores do sistema [63]. Para garantir a qualidade dos resultados, é utilizado um critério de parada por convergência amostral, como o coeficiente de variação.

Já na segunda forma, pretende-se gerar as distribuições de probabilidade das variáveis de saída. Quanto maior o número de amostras escolhido, maior será a precisão da fdp resultante e, também, maior será o tempo dispendido pela SMC. Para diminuição da exigência computacional, uma das metodologias utilizadas são as técnicas de redução de variância, entre elas, destaca-se o método da entropia cruzada, que visa reduzir o número de amostras necessárias para atingir a convergência da simulação [63].

Tipicamente, devido ao sistema de amostragem ser baseado na probabilidade de ocorrência, eventos muito raros (caudas das distribuições) serão dificilmente amostrados [34].

Independentemente de qual ferramenta você usa, as técnicas de Monte Carlo envolvem três etapas básicas:

1. Configuração do modelo, identificando tanto a variável dependente a ser prevista quanto as variáveis independentes (também conhecidas como variáveis de entrada ou de risco);

2. Especificação das distribuições de probabilidade das variáveis independentes com o uso de dados históricos e/ou a avaliação subjetiva do analista para definir um intervalo de valores possíveis e atribuir pesos de probabilidade para cada um;
3. Executar simulações repetidamente, gerando valores aleatórios das variáveis independentes, até que se obtenha resultados suficientes para compor uma amostra representativa do número quase infinito de combinações possíveis [62].

A SMC também pode ser utilizada para a avaliação da confiabilidade para as mais diversas condições do sistema elétrico, como em [42, 64], e podem ser divididos em não sequenciais e sequenciais [65].

A abordagem Monte Carlo não sequencial é caracterizada pela amostragem aleatória de estados do sistema sem considerar a ordem temporal. Essa abordagem é valiosa quando o foco está na avaliação probabilística de eventos independentes, proporcionando uma visão da confiabilidade do sistema sem restrições temporais. É uma ferramenta muito útil na avaliação da confiabilidade de geração e/ou transmissão de grandes sistemas [66].

Por outro lado, os métodos baseados em SMC sequencial são especialmente úteis quando se busca simular eventos em uma ordem cronológica, reproduzindo a evolução temporal do sistema. Isso permite capturar a dependência temporal de eventos e avaliar o impacto de falhas ou mudanças no estado do sistema ao longo do tempo, sendo o esforço computacional mais alto em comparação aos métodos não sequenciais.

Nesta Dissertação, empregou-se a abordagem da SMC sequencial, com horizonte temporal anual, para solução do FPP. Para isso, elaboram-se curvas sintéticas de disponibilidade de equipamentos, tais como linhas de transmissão, transformadores e unidades geradoras. A metodologia apresentada adota um número fixo de cenários anuais para a estimação da distribuição de probabilidade, porém é facilmente ajustada caso seja necessária maior precisão na estimação dos eventos de risco avaliados.

3.3.1 Coeficiente de Variação

Quando é necessário garantir a precisão dos índices estimados, o coeficiente de variação do estimador é usualmente utilizado como um critério de convergência. Este coeficiente é uma medida normalizada da incerteza, refletindo a proporção da variância em relação à média do estimador do índice.

A média das amostras representa o valor médio das diferentes observações durante a simulação. Matematicamente, ela é calculada como a soma de todas as medidas dividida pelo número total de amostras (N):

$$\mathbb{E}[\hat{H}] = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N H(\cdot)$$

onde, $H(\cdot)$ denota uma função de teste que define a medida de desempenho a ser avaliada para a amostra i , e N é o número total de amostras geradas.

Por outro lado, a variância do estimador ($V(\mathbb{E}[\hat{H}])$) representa a dispersão ou a extensão das medidas de desempenho em torno da média calculada. Quanto maior a variância, maior a dispersão dos resultados. Matematicamente, a variância amostral é obtida pela seguinte fórmula:

$$V(\mathbb{E}[\hat{H}]) = \frac{V(H)}{N}$$

onde, $V(H)$ é a variância da função de teste H , e N é o número total de amostras.

Por fim, a fórmula para o cálculo do coeficiente de variação β é dada por:

$$\beta = \frac{\sqrt{V(\mathbb{E}[\hat{H}])}}{\mathbb{E}[\hat{H}]}$$

No contexto da SMC, o coeficiente de variação, representado por β , desempenha um papel crucial na avaliação da precisão e incerteza dos resultados obtidos. Em termos práticos, a interpretação de β envolve a compreensão de como a incerteza é distribuída em relação à média estimada. Ao especificar uma tolerância β_{TOL} como critério de parada da SMC, os resultados são interrompidos quando a relação entre a variância e a média atinge um nível aceitável de precisão, garantindo a confiabilidade e a validade das conclusões obtidas por meio da simulação.

Neste estudo, embora β não tenha sido empregado como critério de interrupção, sua análise foi realizada nos resultados, para dar transparências à qualidade da precisão dos índices estimados.

3.4 Metodologia Proposta

Neste capítulo, apresenta-se a formatação genérica da metodologia desenvolvida para a avaliação dos impactos do acesso de usinas, abrangendo tanto geradores em geral, porém mais especificamente os geradores renováveis no sistema de transmissão. A proposta considera diferentes cenários de carga, geração e topologia da rede elétrica.

A metodologia adota a formulação padrão (não linear) FP e baseia-se na SMC cronológica, abrangendo um horizonte anual e considerando um número fixo de cenários. A metodologia consiste em avaliar o fluxo de potência a cada hora do ano, contemplando um conjunto diversificado de cenários anuais. Esta abordagem simula o processo estocástico, amostrando (por meio de sorteios) as variáveis de entrada (incluindo a rede), e calcula a resposta do sistema para o estado o qual foi sorteado.

A metodologia desenvolvida para resolver o problema é apresentada no fluxograma da Figura 3.1 e detalhada a seguir.

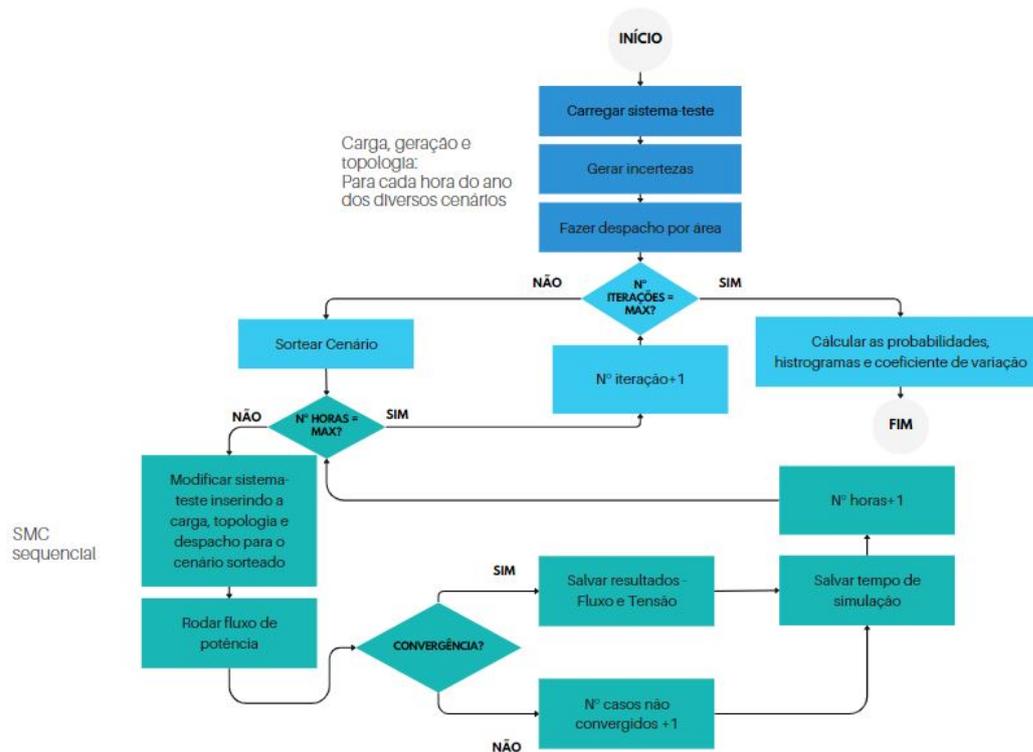


Figura 3.1: Fluxograma algoritmo FPP.

Os principais passos do algoritmo de FPP via SMC foram:

1. Definir o sistema elétrico de teste:

Selecione o sistema elétrico que será utilizado como base para o estudo. Isso inclui a especificação das unidades geradoras, linhas de transmissão e demais elementos relevantes.

2. Definir número máximo de cenários:

Determine o número máximo de cenários que serão considerados durante a simulação. Este número influenciará a abrangência da análise e a precisão dos resultados.

3. Gerar incertezas para a carga, geração e topologia, para cada hora ao longo de um ano para todos os cenários:

Desenvolva um modelo para criar incertezas associadas às cargas e indisponibilidades das unidades geradoras e elementos da rede de transmissão, que será melhor descrito na 3.4.1.

4. Despacho das usinas:

Execute o despacho das usinas para cada hora ao longo de um ano para todos os cenários, com base nas cargas e indisponibilidades geradas.

5. Inicie a SMC sequencial:

Inicie a SMC, onde a cada iteração o algoritmo faz o sorteio aleatório de um conjunto diversificado de cenários anuais.

- 5.1. Para cada hora do ano do cenário sorteado, faça:

- 5.1.1. Modificação do sistema teste:

Modifique o sistema teste com os dados de carga, a configuração da rede e o despacho das usinas do cenário sorteado e da hora do ano. Essas informações serão usadas como entrada do FP.

- 5.1.2. Calcular o fluxo de potência:

Considerando o cenário sorteado, calcule o fluxo de potência para cada hora do ano.

- 5.1.3. Verificar a convergência do fluxo de potência.

- 5.1.4. Armazenar resultados.

Se a simulação convergir, armazene os resultados de fluxo nas linhas e tensão nas barras. Caso contrário, registre os casos não convergidos e salve o tempo de simulação.

- 5.1.5. Incrementar número da hora:

Adicione uma hora e repita o item 5.1. até o fim das horas de um ano.

- 5.2. Incrementar número de iterações:

Incremente o número de iterações e repita o processo de simulação do passo 5 até o número de amostras escolhidos.

6. Calcular as probabilidades de violação dos limites:

Ao final do algoritmo, calcule a probabilidade das tensões nas barras e fluxos nas linhas serem superiores aos limites predefinidos.

7. Calcular o coeficiente de variação β :

Calcule o coeficiente de variação para verificação de que a quantidade de iterações foi adequada para a obtenção de resultados precisos.

3.4.1

Modelagem das Incertezas

Na análise determinística, é comum representar a carga em três patamares: pesada, média e leve, assumindo sua constância ao longo de toda a análise. Além disso, a abordagem usual inclui o critério que considera a falha ou indisponibilidade de apenas um ou dois elementos de transmissão por vez. São elaboradas listas de contingências pré-definidas, nas quais diferentes cenários são considerados individualmente.

Já na análise probabilística, as incertezas associadas à carga e às indisponibilidades das unidades geradoras e elementos de transmissão são baseadas em estatísticas históricas ou modeladas por funções de distribuições que caracterizem adequadamente o fenômeno físico. Assim, diversos cenários estatisticamente plausíveis podem ser avaliados.

3.4.1.1

Incerteza da Carga

A modelagem da incerteza associada à carga frequentemente recorre à distribuição normal, reconhecida por sua versatilidade e aplicabilidade em diversas áreas. Neste estudo, adotamos a geração aleatória de cenários horários para a potência ativa nas barras do sistema, considerando um intervalo temporal de interesse (e.g., um ano) a partir da mencionada distribuição normal. Para essa modelagem, são especificados valores médios e desvios padrão como parâmetros que caracterizam a variabilidade esperada da carga ao longo do período analisado.

Além disso, no contexto da geração dos cenários, destaca-se a consideração da potência reativa, cuja amostragem é realizada de forma proporcional à carga ativa, utilizando uma razão Q/P estimada para cada ponto de carga.

3.4.1.2

Indisponibilidade na Geração e Transmissão

Nesse trabalho, foram modeladas as incertezas associadas à rede elétrica considerando que os equipamentos de transmissão e unidades de geração estão sujeitos a falhas (contingências), causando sua indisponibilidade forçada.

Os componentes reais frequentemente exibem uma variação na taxa de falha ao longo de sua vida útil, conforme representado pela conhecida 'curva da banheira' na Figura 3.2 [67].

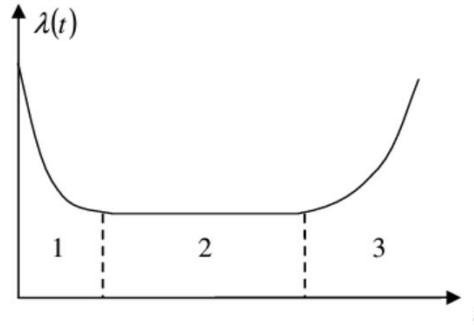


Figura 3.2: Curva da banheira.

Esta curva revela três áreas distintas: a primeira, associada a defeitos de fabricação iniciais; a segunda, caracterizada por uma taxa de risco constante após um certo período de operação; e a terceira, indicando um aumento nas falhas conforme o componente envelhece.

No contexto da modelagem adotada no presente trabalho, considerou-se que o componente permanece exclusivamente na segunda região ao longo de sua vida útil, negligenciando as outras duas regiões da curva.

A modelagem adotada para a função taxa de risco de um componente é baseada na distribuição exponencial. Dessa forma, a função de probabilidade acumulada, com a possibilidade de dois estados (disponível ou indisponível), é descrita por:

$$F(t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad (3-3)$$

E a duração do estado i pode ser amostrada aplicando-se o método da transformação inversa [68]:

$$t_i = -\frac{\ln(1 - U)}{\lambda} \quad (3-4)$$

onde U é uma variável aleatória distribuída uniformemente no intervalo $[0, 1]$, λ é a taxa de transição do estado i e t_i é a duração do estado i .

Foram utilizadas as taxas de falha λ e reparo μ dos equipamentos para cálculo da disponibilidade (A), com base na equação.

$$A = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (3-5)$$

Assim, utilizando Monte Carlo sequencial, foram geradas as curvas sintéticas de disponibilidade horária de cada unidade geradora e equipamento de transmissão, de acordo com o seguinte algoritmo conceitual [68]:

1. Determinar o estado inicial do componente x_0 (disponível ou indisponível);

2. Sortear a duração do estado atual de cada componente do sistema, a partir da equação (3-4);
3. Repetir o passo anterior por um período de tempo determinado, geralmente um ano, armazenando a sequência de operação de todos os componentes. A partir deste processo, obtém-se o processo de transição cronológica de estado dos componentes.

3.4.2

Despacho de Geração por Áreas

Neste estudo, o despacho das usinas foi conduzido por áreas, as quais foram definidas pelo nível de tensão do sistema. Inicialmente, as usinas inseridas nas barras da área de menor nível de tensão foram despachadas para atender à carga da região, seguidas pelo despacho das usinas inseridas nas barras da área de maior nível de tensão. Assim, caso necessário, a geração da área de maior nível de tensão poderia escoar alcançando o equilíbrio entre a carga e a geração.

Adicionalmente, a abordagem adotada para o despacho de usinas é fundamentada na estratégia de ordem de mérito, pautada nos custos marginais de operação. Essa metodologia estabelece a prioridade entre as máquinas disponíveis com base em seus custos por megawatt (\$/MW), resultando em uma sequência de despacho que busca otimizar a eficiência econômica do sistema. Dessa maneira, as unidades com os menores custos são acionadas prioritariamente, promovendo um despacho eficiente e econômico.

As usinas eólicas e solares que acessaram o sistema foram consideradas com custo nulo, para garantir que sempre seriam despachadas, tendo em vista o objetivo de analisar o impacto dessas usinas no sistema.

Importante ressaltar que o método de despacho apresentado era adequado aos estudos de caso específicos desse trabalho. A metodologia proposta não restringe a estratégia de despacho, podendo ser adotada a que for mais conveniente e aderente do caso em avaliação.

3.4.3

Modelagem do Gerador Eólico

A modelagem dos geradores eólicos foi realizada considerando a relação entre a potência de saída de um aerogerador e a velocidade do vento na hora, incorporando as restrições físicas no sistema. Essa relação pode ser expressa pela Equação (3-6).

$$P(v) = \begin{cases} 0, & \text{se } v < v_{\text{cut-in}} \\ \frac{1}{2}\rho AC_p v^3, & \text{se } v_{\text{cut-in}} \leq v < v_r \\ P_r, & \text{se } v_r \leq v < v_{\text{cut-out}} \\ 0, & \text{se } v_{\text{cut-out}} \leq v \end{cases} \quad (3-6)$$

onde P é a potência de saída (watts), ρ é a densidade do ar (kg/m^3), v é a velocidade do vento (m/s), A é a área varrida da turbina (m^2), C_p é o coeficiente de potência, $v_{\text{cut-in}}$ é a velocidade de partida do vento, $v_{\text{cut-out}}$ é a velocidade de corte do vento e v_r é a velocidade nominal.

Para o estudo de caso criado neste trabalho, foram obtidos um conjunto de dados horários por ano de velocidade do vento de uma região onde seria inserida a usina eólica. Porém, o método proposto comporta outras formas de representação da incerteza eólica, como séries históricas de potência ou funções de probabilidade de vento ou potência.

3.4.4 Modelagem do Gerador Solar

Ao longo deste estudo, foram obtidos dados históricos horários de potência provenientes de uma usina solar real, os quais são disponibilizados em [49]. A seleção abrangeu um intervalo temporal abrangente, incorporando informações ao longo de vários anos distintos. Assim, a cada iteração no SMC sorteava-se uma das curvas, incorporando assim as características e flutuações específicas de cada período.

Ressalta-se que, assim como na modelagem da incerteza eólica, o usuário do método proposto possui suficiente autonomia para representação da incerteza solar, que pode também ser caracterizada por alguma distribuição de probabilidade pertinente ao caso avaliado.

3.5 Considerações Finais

A metodologia probabilística desenvolvida proporciona uma abordagem mais robusta para avaliar o impacto do acesso de usinas renováveis ao sistema de transmissão elétrica em comparação com a metodologia determinística.

Com a técnica de FPP é possível inserir as incertezas associadas à carga, geração e topologia. Dessa forma, serve de base para a análise de inadequação do fluxo de potência nos elementos do sistema elétrico com o acesso de novas usinas.

A SMC é o método adotado para resolução do FPP nesse trabalho, a partir do sorteio aleatório de um conjunto diversificado de cenários anuais.

Esse método foi escolhido devido a sua simplicidade, robustez e flexibilidade. Também foi utilizado o Monte Carlo sequencial para gerar as curvas sintéticas de disponibilidade horária de cada unidade geradora e equipamento de transmissão.

Cabe salientar que uma das desvantagens desse método é sua elevada exigência computacional e tempo de processamento, que aumenta à medida em que se aumenta o número de amostras ou topologia da rede.

O próximo capítulo irá se concentrar na implementação prática dessa metodologia, expondo simulações e resultados de estudos de caso específicos.

4

Simulações e Resultados

4.1

Introdução

Neste capítulo, são apresentadas as simulações, resultados e discussões dos estudos realizados, destacando as metodologias empregadas e os dados dos sistemas-teste utilizados. Para demonstrar os efeitos da metodologia probabilística de avaliação dos impactos do acesso de usinas ao sistema de transmissão, optou-se pelo sistema IEEE-RTS (*Reliability Test System*) [69, 70], tendo em vista que esse sistema é ideal para construção de sensibilidade acerca das vantagens e possíveis desvantagens do método em proposição.

Este sistema foi adaptado para incorporar o acesso de usinas eólicas e complexo solar fotovoltaico, localizados em barras distintas, considerando diversos cenários de carga, geração e topologia da rede. Para a comparação dos riscos associados ao acesso das usinas, foram consideradas quatro configurações para a rede elétrica, a partir dos sistemas:

- (i) RTS convencional;
- (ii) RTS com inserção de uma usina eólica, aqui chamado de RTS eólico 1;
- (iii) RTS com inserção de outra usina eólica, sendo o total de dois acessos de usinas eólicas, aqui chamado de RTS eólico 2;
- (iv) RTS com inserção de um complexo solar fotovoltaico no sistema RTS eólico 2, totalizando o acesso de três usinas, denominado RTS eólico e solar.

A análise dos impactos decorrentes do acesso de usinas ao sistema elétrico foi conduzida por meio da abordagem do fluxo de potência probabilístico (FPP), utilizando simulação de Monte Carlo (SMC), em conjunção com a modelagem detalhada das incertezas, conforme descrito na Seção 4.2. Este método visa investigar de maneira aprofundada o impacto provocado pelo novo acessante no sistema, permitindo uma simulação criteriosa da tomada de decisão relacionada à autorização ou não do acesso. Tal decisão é balizada pela probabilidade de risco associada à entrada do novo agente no sistema, constituindo um parâmetro fundamental para o processo de avaliação.

Adicionalmente, com o propósito de estabelecer uma comparação entre as abordagens determinística e probabilística, procedeu-se à simulação do fluxo

de potência no caso base do RTS, sem a inserção de incertezas, contemplando o acesso das mesmas usinas. Este procedimento visa proporcionar uma visão contrastante dos resultados obtidos sob ambas as metodologias, permitindo uma análise discrepâncias e similaridades.

Serão apresentadas as considerações gerais para simulação (o hardware e softwares utilizados) na Seção 4.3. Os resultados e análises para os quatro sistemas são mostrados nas Seções 4.5, 4.7, 4.8 e 4.9. Já os resultados para o caso base foram mostrados na Seção 4.10. A discussão comparativa entre os casos é feita em 4.11.

4.2

Sistema Teste - IEEE RTS 79

A rede elétrica IEEE RTS 79 de 24 barras é utilizada em diversos estudos de sistemas de potência. Os dados da rede são apresentados em [69, 70]. O diagrama unifilar é apresentado na Figura 4.1. O sistema possui duas áreas (230 kV e 138 kV), 24 barras, 38 circuitos e 32 unidades geradoras distribuídas em 14 usinas, tendo capacidade de geração total instalada de 2805 MW e pico de carga anual de 3135 MW.

A Tabela 4.1 mostra os dados de carga dos barramentos no momento de pico do sistema.

Tabela 4.1: Dados das barras de carga.

Barra	MW	MVAr	% carga do sistema
1	108	22	3.8
2	97	20	3.4
3	180	37	6.3
4	74	15	2.6
5	71	14	2.5
6	136	28	4.8
7	125	25	4.4
8	171	35	6.0
9	175	36	6.1
10	195	40	6.8
13	265	54	9.3
14	194	39	6.8
15	317	64	11.1
16	100	20	3.5
18	333	68	11.7
19	181	37	6.4
20	128	26	4.5
TOTAL	2850	580	100.0

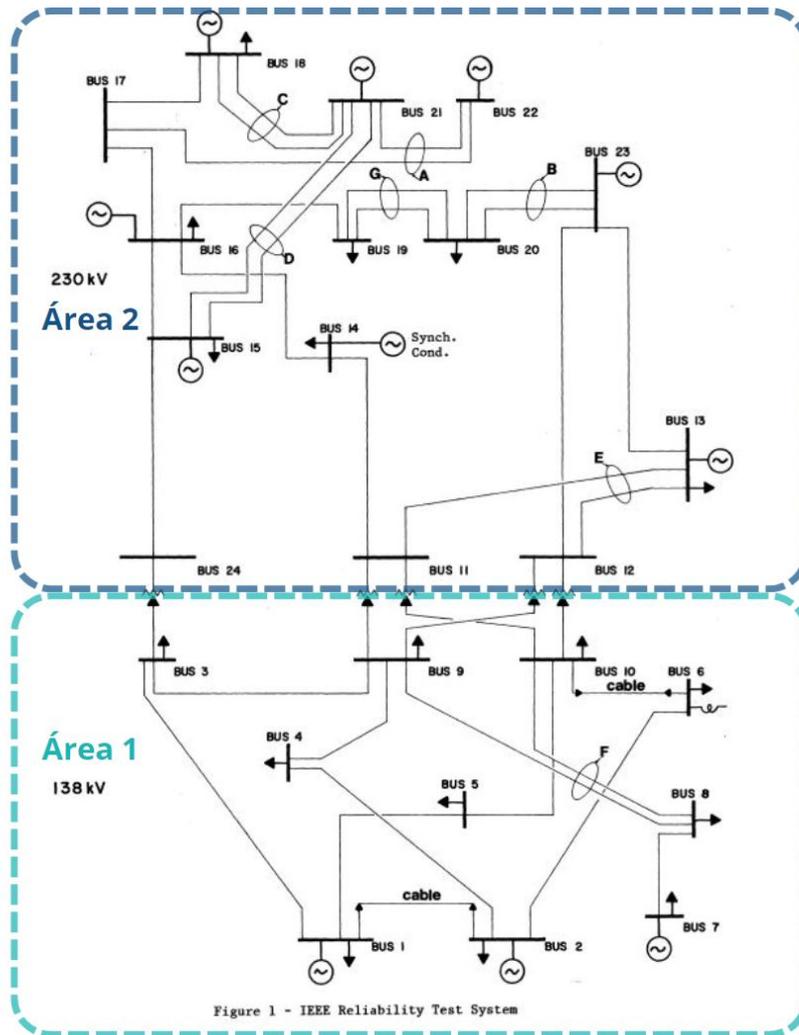


Figura 4.1: Diagrama unifilar para sistema IEEE RTS 79.

4.3

Considerações Gerais de Simulação

Os testes foram realizados em CPU Intel Core i5-1135G7 2.4GHz [71], e a modelagem computacional foi realizada nos seguintes softwares: Excel, para armazenamento da base de dados, e a plataforma MATLAB 2022b [72], utilizando o pacote MATPOWER [73] para realização dos cálculos de fluxo de potência.

4.3.1

Criação dos Cenários de Carga

As curvas de carga utilizadas foram derivadas das curvas do sistema IEEE-RTS [69], que fornecem valores de carga para cada hora ao longo de cerca de um ano, segmentados por barra. Para introduzir incertezas, foram gerados 1000 cenários aleatórios para cada hora por barra, utilizando a distribuição normal. A média μ da distribuição normal foi ajustada para igualar a potência

ativa da respectiva barra, enquanto o desvio padrão σ foi fixado em 0,025 vezes μ para caracterizar a dispersão dos dados.

Para fins ilustrativos, foi realizada a geração de quantis a partir das curvas de carga, representando diferentes percentis da distribuição (0, 5, 50, 95 e 100). Com base nesses quantis, foi elaborada a Figura 4.2, que oferece uma representação visual das variações e incertezas associadas às curvas de carga ao longo do tempo (8736 horas).

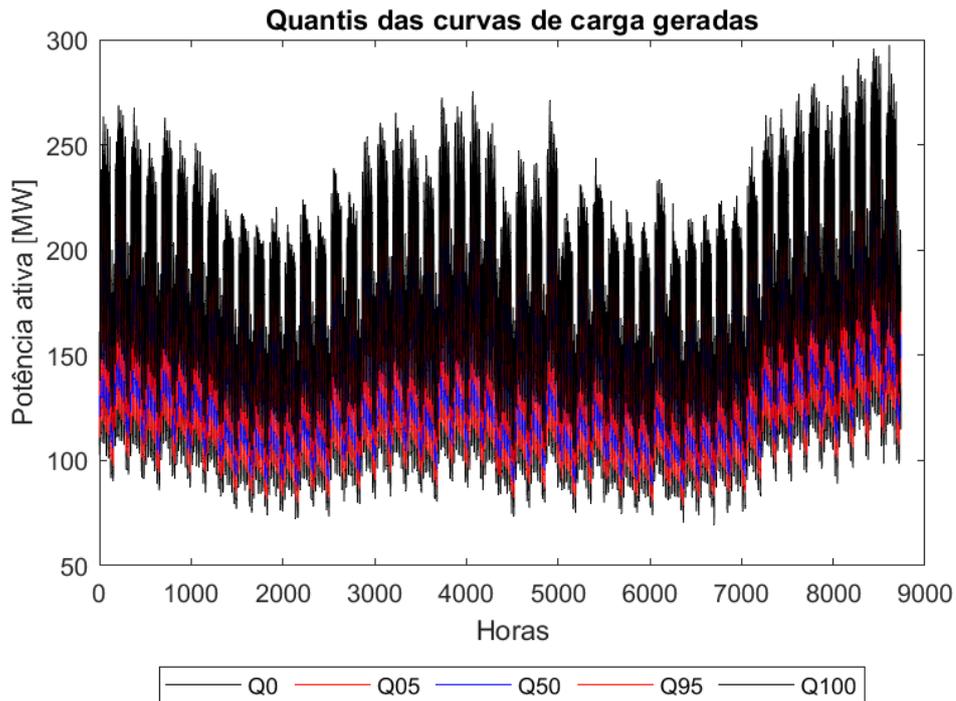


Figura 4.2: Quantis das curvas de carga geradas.

4.3.2

Curvas Sintéticas de Disponibilidade

As curvas sintéticas de disponibilidade horária de cerca de um ano (8736 horas) foram geradas considerando o método Monte Carlo sequencial para cada unidade geradora e equipamento de transmissão, a partir da distribuição exponencial e dados de taxa de falha e reparo dos equipamentos. As Figuras 4.3 e 4.4 mostram um exemplo dessas curvas para uma linha de transmissão e unidade geradora, respectivamente.



Figura 4.3: Exemplo de curva de disponibilidade sintética de uma linha de transmissão.

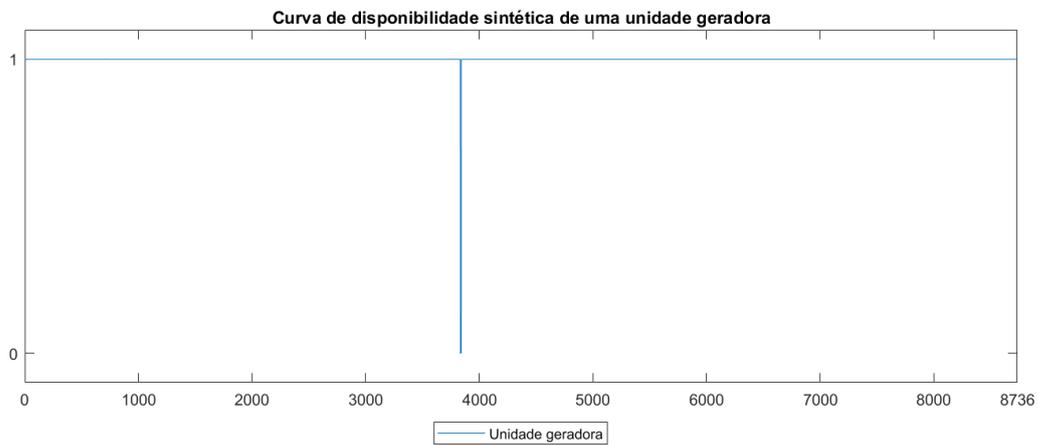


Figura 4.4: Exemplo de curva de disponibilidade sintética de uma unidade geradora.

4.4

Características dos Acessantes - Usinas Eólicas e Solares

O sistema IEEE RTS 79 foi modificado considerando o acesso de duas usinas eólicas e uma usina solar em 3 configurações, mostradas na Figura 4.5.

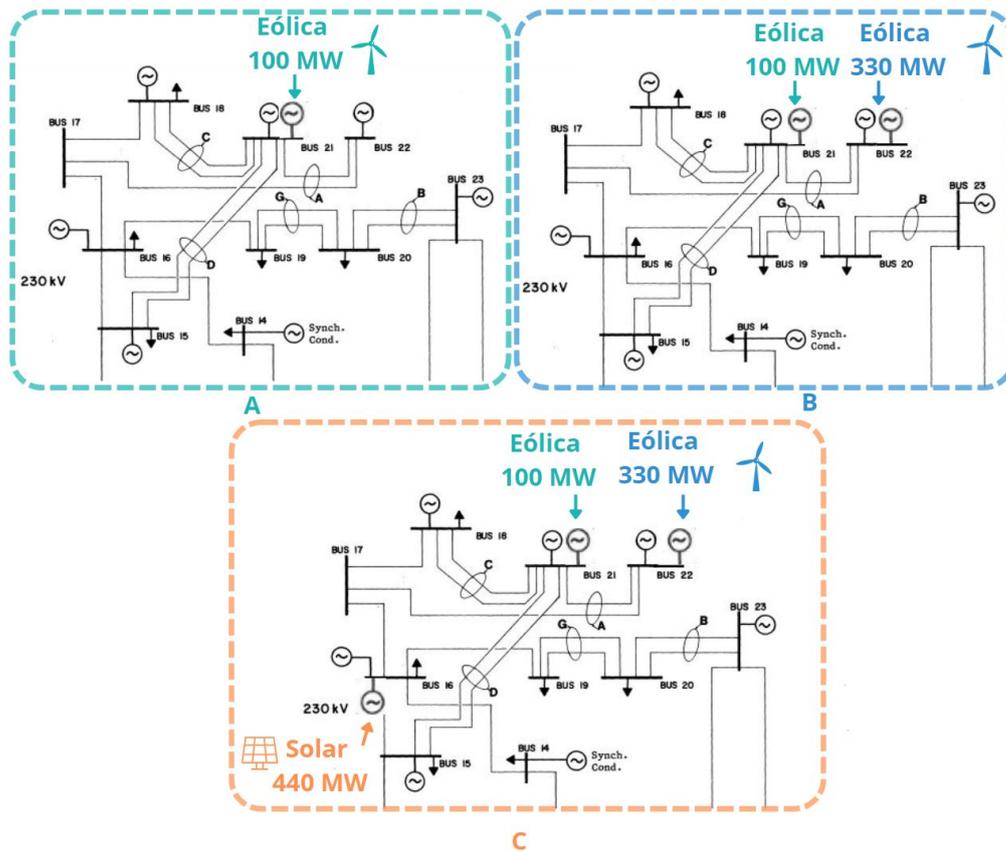


Figura 4.5: Configuração após acesso das usinas. A) RTS Eólico 1, B) RTS Eólico 2 e C) RTS Eólico e Solar.

As características dos acessantes são descritas a seguir:

Para a avaliação dos impactos do acesso de usinas no sistema de transmissão, foram considerados dois parques eólicos, inseridos sequencialmente.

A modelagem incluiu aerogeradores do modelo Vestas V155, cada um com uma capacidade de 3,3 MW [74]. As curvas de vento utilizadas foram obtidas do banco de dados da [75], enquanto os dados de confiabilidade dos equipamentos foram extraídos de [76].

A Tabela 4.2 resume as especificações das usinas eólicas 1 e 2.

Tabela 4.2: Dados das usinas eólicas 1 e 2.

Nº de Aerogeradores usina 1	30
Nº de Aerogeradores usina 2	100
Área Varrida (m ²)	18.869
Velocidade de Início v_{cut-in} (m/s)	3
Velocidade de Corte $v_{cut-out}$ (m/s)	18
Velocidade Nominal v_r (m/s)	16
Potência Nominal P_r (MW)	3,33
Taxa de Falha λ (falhas/ano)	2,721
Taxa de Reparo μ (reparo/ano)	31,286

A Figura 4.6 ilustra um dos cenários de geração das usinas eólicas, em patamares horários, no horizonte de um ano.

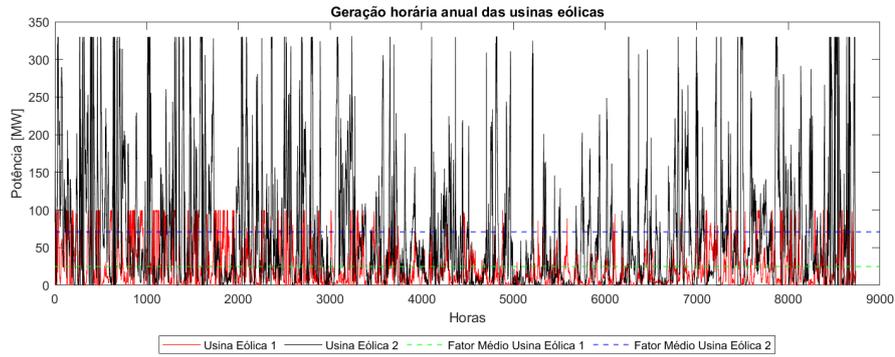


Figura 4.6: Geração das usinas eólicas.

E a Figura 4.7 mostra os quantis mensais de geração da usina eólica 2 para os 1000 cenários.

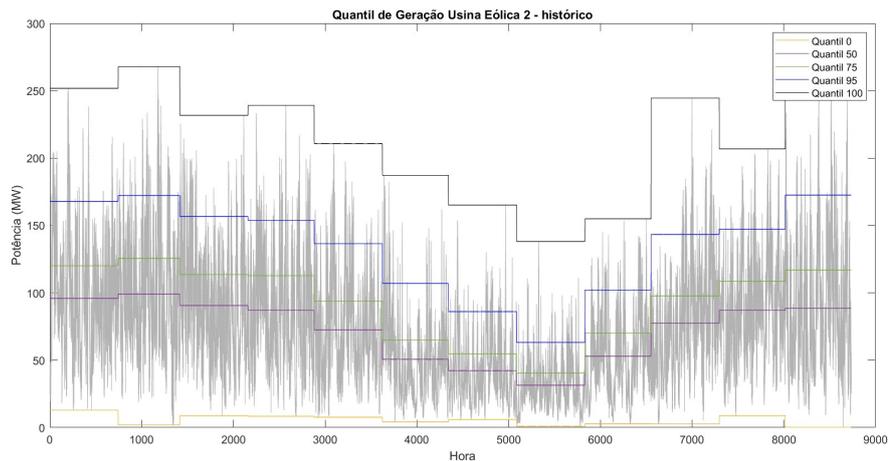


Figura 4.7: Quantis mensais de geração da usina eólica 2.

Já o complexo solar foi modelado a partir de unidades geradoras, cada uma com uma capacidade de 4,44 MW. As cinco curvas de geração solar anuais utilizadas foram obtidas do banco de dados do ONS [49], enquanto os dados de confiabilidade dos equipamentos foram extraídos de [77].

Tabela 4.3: Dados do complexo solar.

Nº de unidades geradores	100
Potência Nominal P_r (MW)	4,44
Taxa de Falha λ (falhas/ano)	2,721
Taxa de Reparo μ (reparo/ano)	31,286

A Figura 4.8 ilustra um dos cenários de geração da usina solar, em patamares horários, no horizonte de um ano.

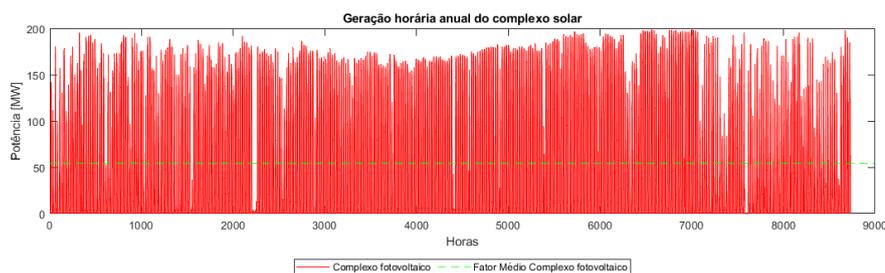


Figura 4.8: Geração do complexo solar.

A Figura 4.9 mostra os quantis mensais de geração do complexo solar.

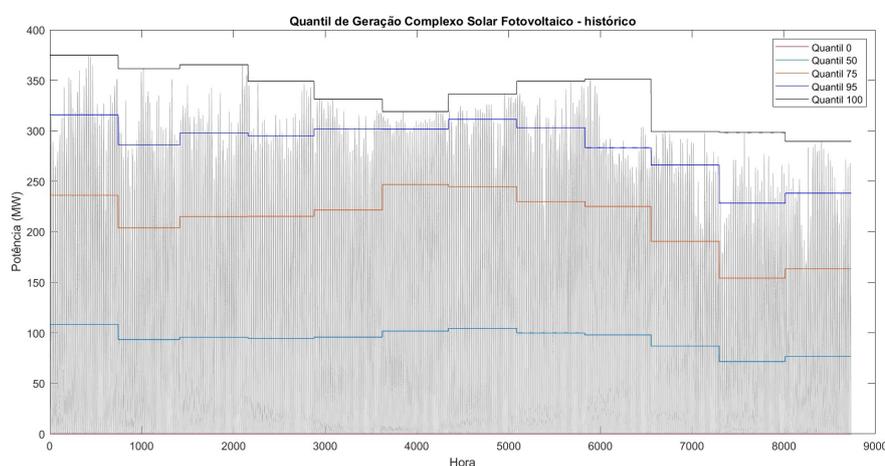


Figura 4.9: Quantis mensais de geração do complexo solar.

4.5 RTS Caso Base

Inicialmente, foi realizada uma avaliação dos resultados do sistema elétrico sem a inclusão de fontes renováveis, considerando cenários de incerteza na carga e indisponibilidade de linhas de transmissão e unidades geradoras. Utilizou-se os cálculos de fluxo de potência probabilístico para avaliar a probabilidade de adequação aos critérios estabelecidos, isto é, que o fluxo nas linhas não ultrapasse os limites térmicos para cada uma delas e que as tensões nas barras não excedam os valores entre 0,95 pu e 1,05 pu.

Cabe ressaltar que a apresentação dos resultados irá se concentrar em exemplos específicos, proporcionando uma compreensão prática e eficiente, embora a análise abranja todas as linhas e barras do sistema. Essa abordagem focalizada permite uma análise detalhada sem sobrecarregar o texto com dados

extensos. A princípio, destaca-se que a linha entre a barra 16 e a 17 será a mais crítica da análise.

A Figura 4.10 exibe um histograma de frequência para o fluxo [MVA] na linha de transmissão entre a barra 16 e a 17. O limite térmico da referida linha de transmissão foi representado por uma linha pontilhada verde, nesse caso, 500 MVA, facilitando a identificação de inadequações.

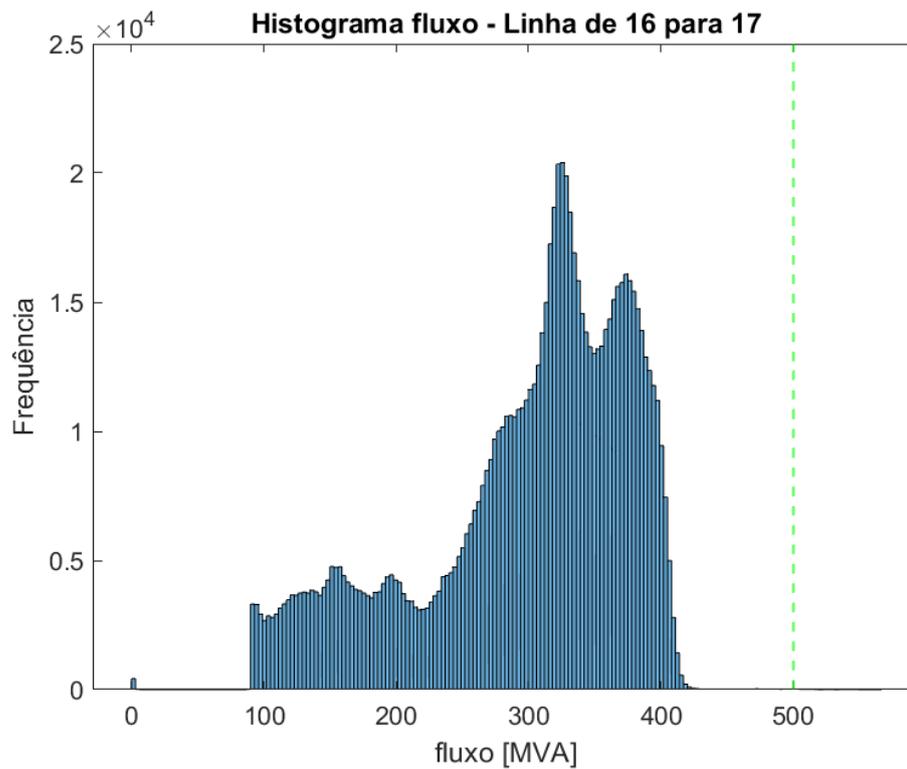


Figura 4.10: Histograma da frequência de fluxos na linha de transmissão 16-17 do RTS convencional.

Para uma análise visual mais detalhada da variabilidade horária do fluxo ao longo do ano nos 1000 cenários, criou-se um gráfico com as curvas de quantis (percentis 0, 5, 50, 95 e 100). Esses quantis, estatísticas que dividem a distribuição de dados, oferecem percepções sobre extremos e tendências centrais.

A curva do percentil 0, por exemplo, representa os valores mais brandos de fluxo na linha, enquanto o percentil 50 oferece uma visão do ponto central e o percentil 100 destaca a curva dos valores extremos de fluxo na linha registrados entre todos os cenários analisados. A Figura 4.11 apresenta os quantis para os fluxos na linha de transmissão entre a barra 16 e a 17.

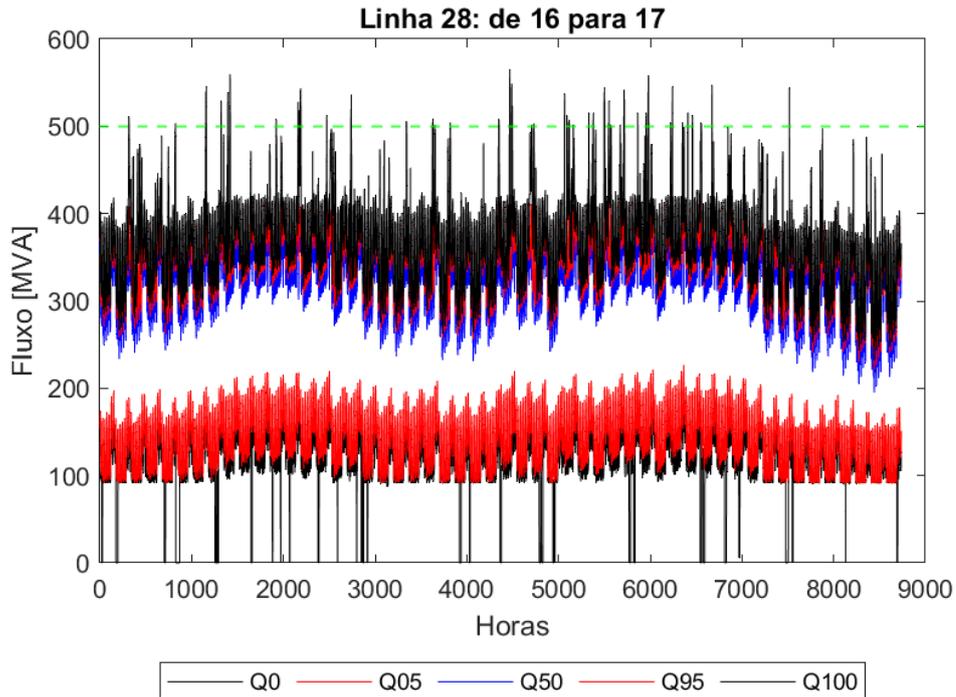


Figura 4.11: Quantis dos fluxos horários na linha de transmissão 16-17 do RTS convencional.

A Tabela 4.4 destaca a probabilidade praticamente nula de sobrecarga nos equipamentos de interesse nesse primeiro caso.

Tabela 4.4: Probabilidade de inadequação do fluxo por mês considerando o sistema antes do acesso de novas usinas.

	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Linha 14-16	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%
Linha 16-17	0.003%	0.021%	0.008%	0.025%	0.003%	0.008%	0.032%	0.036%	0.029%	0.007%	0.001%	0.000%
Linha 16-19	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%

Esses resultados preliminares indicam a integridade operacional do sistema elétrico na ausência de usinas renováveis. A próxima fase da análise explorará os potenciais impactos do acesso dessas usinas, visando uma análise comparativa do sistema antes e depois desse acesso.

4.6

Protocolo Para Avaliação do Impacto do Acesso de Usinas Renováveis

A avaliação do impacto do acesso de usinas renováveis visa determinar o maior montante de geração que pode ser viabilizado para o acessante, garantindo que a probabilidade de inadequação de carregamento dos equipamentos de transmissão permaneça abaixo de um limiar estipulado de 5%. Para cada

um dos casos, foram estabelecidas três possíveis situações do acesso: viável, viável com redução de potência ou inviável.

Procurou-se aplicar protocolos similares aos utilizados no acesso de usinas no Brasil, conforme apresentado na Seção 2.4, e também considerar condições que levem em conta a variabilidade das fontes renováveis, utilizando dados históricos de vento e sol específicos da região.

A motivação para utilizar dados históricos reside na compreensão das características físicas das usinas eólicas e solares. Essas usinas, distribuídas por vastas áreas, não operam continuamente em sua capacidade máxima devido à dependência de condições climáticas específicas, como ventos excepcionalmente fortes ou irradiação solar intensa. Portanto, considerar dados históricos é essencial para refletir com precisão as variações na geração de energia ao longo do tempo, proporcionando uma visão mais realista da capacidade efetiva de geração.

Os protocolos contemplados foram os seguintes:

1. Máxima potência instalada: usinas eólicas e/ou solares existentes com a máxima potência instalada;
2. Fator de capacidade médio: usinas eólicas e/ou solares existentes considerando seu fator médio;
3. Curva de Permanência em 95%: usinas eólicas e/ou solares existentes considerando sua curva de permanência no valor de 95%;
4. Dados históricos de vento e de sol e máxima potência instalada: usinas eólicas e/ou solares existentes considerando os dados históricos de vento e de geração solar e e máxima potência instalada para os acessantes;
5. Dados históricos de vento e de geração solar: usinas eólicas e/ou solares existentes e acessante consideradas com dados de vento e de geração solar.

Nos protocolos de 1 a 4, o acessante começa com a alocação da capacidade máxima solicitada e, se houver probabilidade de inadequações na rede elétrica superiores a 5%, a capacidade é reduzida gradualmente até que fique dentro do limite estipulado. No protocolo 5, a geração do acessante, assim como a das demais usinas renováveis, é determinada com base nos dados históricos.

Salienta-se que após essa etapa, são consideradas a disponibilidade das unidades geradoras e o despacho do caso para determinar a geração final das usinas, conforme apresentado no Capítulo 3. Os resultados para o RTS Eólico 1, RTS Eólico 2 e RTS Eólico e Solar serão apresentados a seguir.

4.7 RTS Eólico 1

A etapa atual da análise centra-se nos resultados obtidos após o acesso de uma usina eólica de 100 MW na barra 21 do sistema elétrico. Esta inserção foi simulada considerando a usina operando sempre em sua capacidade máxima (100 MW), seguindo o protocolo 1, apresentado na Seção 4.6.

A Figura 4.12 exibe o histograma do fluxo de potência na linha de transmissão entre as barras 16 e 17, com a presença da usina eólica. Este histograma oferece uma visão clara da variabilidade do fluxo, destacando diferentes faixas de fluxo [MVA].

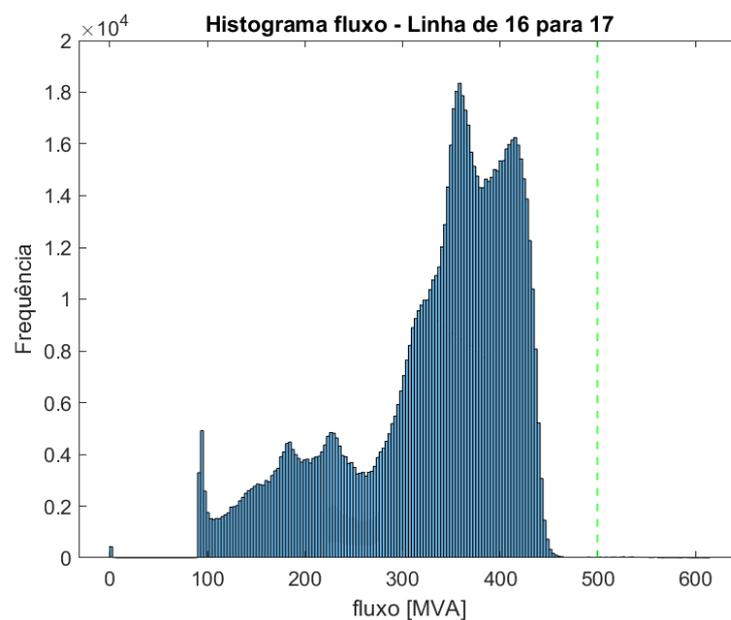


Figura 4.12: Histograma da frequência de fluxos no RTS eólico 1.

Além disso, na Figura 4.13, apresenta-se o gráfico de quantis da variabilidade horária do fluxo na linha entre a barra 16 e a barra 17 com o acesso de uma usina eólica.

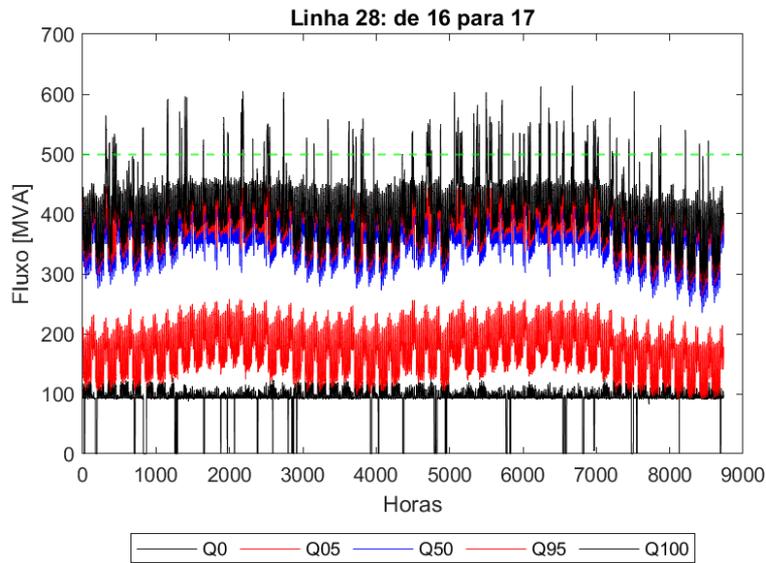


Figura 4.13: Quantis dos fluxos horários na linha de transmissão 16-17 no RTS eólico 1.

Nessas condições, percebe-se que houve um aumento no fluxo da linha de transmissão 16-17 em relação ao caso anterior ao acesso da usina, entretanto, ainda dentro dos limites de carregamento.

A Tabela 4.5 destaca a probabilidade de inadequação do fluxo por mês para diferentes linhas de transmissão, evidenciando que a inserção da usina eólica manteve a probabilidade de sobrecarga próxima a zero. Cabe ressaltar que a probabilidade das outras linhas é ainda menor.

Tabela 4.5: Probabilidade de inadequação do fluxo por mês com o acesso de uma usina eólica.

	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Linha 14-16	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.001%	0.000%	0.000%	0.000%
Linha 16-17	0.040%	0.054%	0.040%	0.100%	0.017%	0.047%	0.056%	0.141%	0.092%	0.075%	0.024%	0.008%
Linha 16-19	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%

Esses resultados indicam que o acesso da usina eólica na barra 21 não afeta a integridade operacional do sistema elétrico, mantendo níveis adequados de segurança nas linhas de transmissão. Dessa forma, de acordo com os critérios definidos, o acesso dessa usina seria viável, não sendo necessária a aplicação dos outros casos de protocolo.

A próxima seção irá explorar os impactos do acesso de mais uma usina eólica na barra 22, em uma região próxima à usina eólica inserida anteriormente.

4.8

RTS Eólico 2

Nessa seção, são apresentados os resultados considerando diversos cenários relacionados ao acesso de uma usina eólica de 100 MW na barra 21 e outra usina de 330 MW na barra 22 do sistema elétrico. Essa configuração simula uma preferência locacional dos geradores nesta região.

Foram exploradas as seguintes situações:

1. Máxima potência instalada:

Usina eólica 1 com 100% da potência total e usina eólica 2: 100% da potência total com redução gradual de 10% em 10%;

2. Fator de capacidade médio:

Usina eólica 1 considerando o fator de capacidade médio mensal e usina eólica 2 de 100% com redução gradual de 10% em 10%;

3. Curva de Permanência em 95%:

Usina eólica 1 considerando a curva de permanência em 95% e usina eólica 2 de 100% com redução gradual de 10% em 10%;

4. Dados históricos de vento e máxima potência instalada:

Usina eólica 1 variando de acordo com os dados históricos de vento e usina eólica 2 de 100% com redução gradual de 10% em 10%;

5. Dados históricos de vento:

Usina eólica 1 e usina 2 variando de acordo os dados históricos de vento.

4.8.1

Máxima Potência Instalada

Para a análise do acesso de ambas as usinas eólicas com 100% de suas potências nominais, foram conduzidas simulações detalhadas considerando todos os meses do ano.

A Figura 4.14 exibe o histograma de frequência de fluxo, com a distribuição de probabilidade do fluxo de potência na linha de transmissão entre as barras 16 e 17, com a presença das duas usinas eólicas em 100 % da capacidade total.

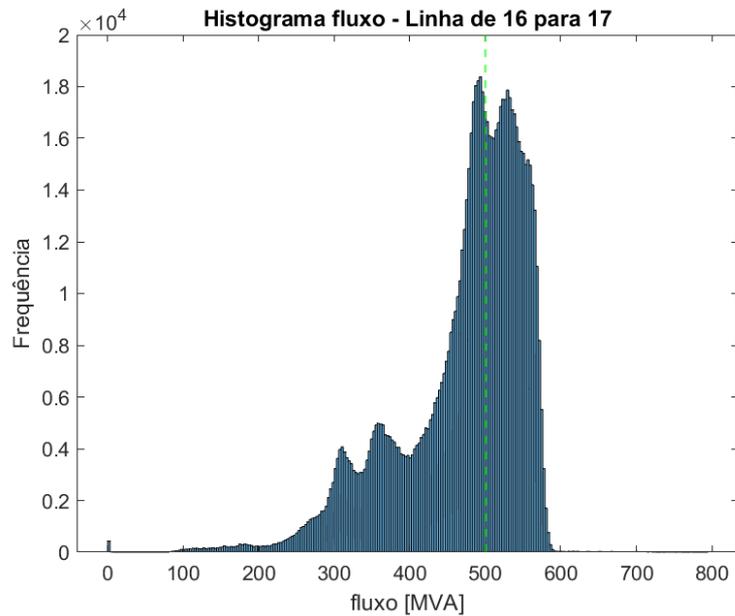


Figura 4.14: Histograma da frequência de fluxos na linha de transmissão 16-17 do RTS Eólico 2 - capacidade total

Além disso, na Figura 4.15, é apresentado o gráfico de quantis da variabilidade horária do fluxo na linha entre a barra 16 e a barra 17 com o acesso das duas usinas eólicas. Cabe ressaltar que as outras LTs não estão sendo mostradas pois a 16-17 é a mais crítica.

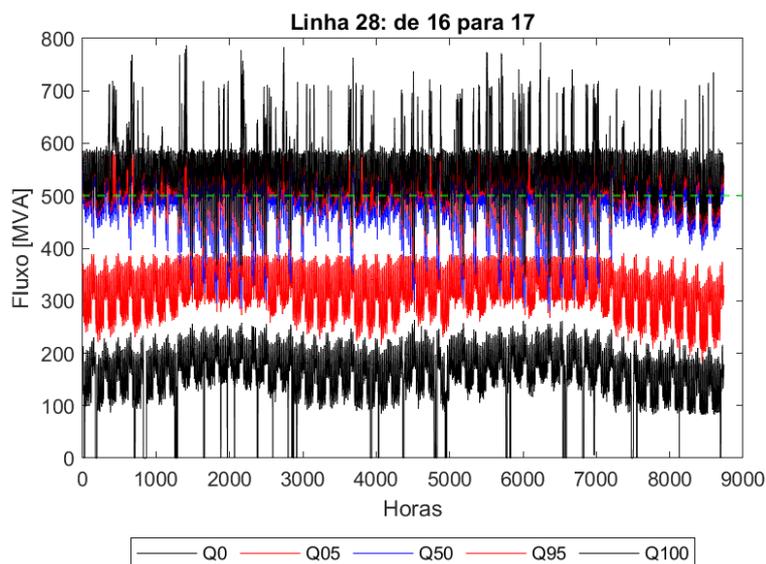


Figura 4.15: Quantis dos fluxos horários na linha de transmissão 16-17 no RTS Eólico 2 - capacidade total.

Os resultados mostram uma probabilidade de inadequação de carregamento significativa na linha de transmissão 16-17, de até 40% no mês de março,

indicando um risco substancial de sobrecarga nessas condições, conforme mostrado na Tabela 4.6.

Esse cenário inicial sugeriu que o acesso da usina eólica 2 ao sistema seria negado, devido ao impacto na transmissão.

Para determinar um valor aceitável de potência da usina que permitisse o seu acesso sem comprometer a segurança operacional do sistema, foram realizadas simulações adicionais. Mantendo a usina eólica 1 em 100%, a potência da usina eólica 2 foi gradualmente reduzida de 10% em 10%. A análise foi conduzida até que a probabilidade de inadequação de carregamento atingisse um patamar aceitável de 5% de risco.

Tabela 4.6: Probabilidade de inadequação na linha de transmissão 16-17, com a redução gradual de 10% no RTS Eólico 2 - capacidade total.

Caso	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Eólica1-100 Eólica2-100	34.872%	35.926%	40.360%	36.360%	30.848%	32.614%	31.434%	36.999%	39.794%	36.442%	33.758%	31.660%
Eólica1-100 Eólica2-90	29.431%	30.095%	29.630%	28.307%	25.489%	26.160%	25.378%	27.891%	30.633%	28.241%	27.524%	24.311%
Eólica1-100 Eólica2-80	22.374%	22.940%	21.544%	22.297%	18.255%	19.393%	18.987%	21.317%	22.793%	21.956%	20.178%	16.504%
Eólica1-100 Eólica2-70	14.950%	14.930%	15.956%	16.500%	12.522%	13.263%	12.047%	15.160%	16.632%	16.030%	12.753%	8.590%
Eólica1-100 Eólica2-60	6.749%	7.765%	8.866%	8.514%	6.815%	6.781%	5.815%	7.888%	9.172%	8.058%	5.133%	3.372%
Eólica1-100 Eólica2-50	0.160%	0.122%	0.095%	0.301%	0.081%	0.103%	0.188%	0.238%	0.208%	0.207%	0.086%	0.050%

Os resultados indicaram que, somente com uma redução de 50% na capacidade da usina eólica 2 o risco de inadequação de carregamento ficaria abaixo do limite tolerável. Assim, considerando uma potência de 165 MW para a usina eólica 2 o acesso poderia ser considerado viável.

4.8.2 Fator de Capacidade Médio

Outro caso simulado foi a consideração do fator de capacidade médio mensal da usina eólica 1, utilizando os dados históricos, conforme mostrado na Seção 2.4.6.4. Os resultados, expressos na Tabela 4.7, indicam os fatores de capacidade por mês e anual, com valor em torno de 25% da potência nominal da usina.

Tabela 4.7: Fator de capacidade médio por mês.

Fator Médio de Capacidade												
Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Médio Anual
35.74%	41.95%	32.63%	27.97%	21.33%	21.00%	15.82%	13.91%	13.62%	23.11%	29.98%	22.14%	24.93%

A Figura 4.16 exibe o histograma de frequência de fluxo, com a distribuição de probabilidade do fluxo de potência na linha de transmissão entre as

barras 16 e 17, com a presença da usina eólica 1, considerando seu fator médio, e a usina eólica 2 em 100 % da capacidade total.

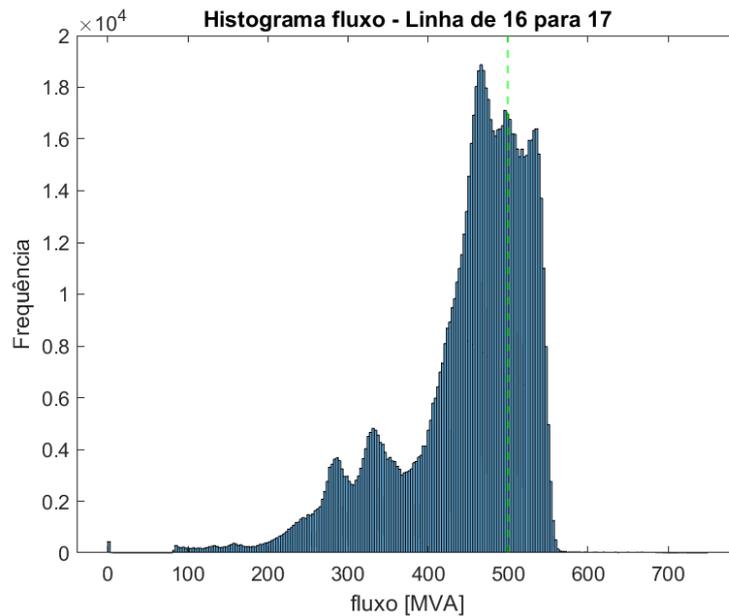


Figura 4.16: Histograma da frequência de fluxos na linha de transmissão 16-17 do RTS Eólico 2 - fator médio

Além disso, na Figura 4.17, é apresentado o gráfico de quantis da variabilidade horária do fluxo na linha entre a barra 16 e a barra 17 com o acesso das duas usinas eólicas.

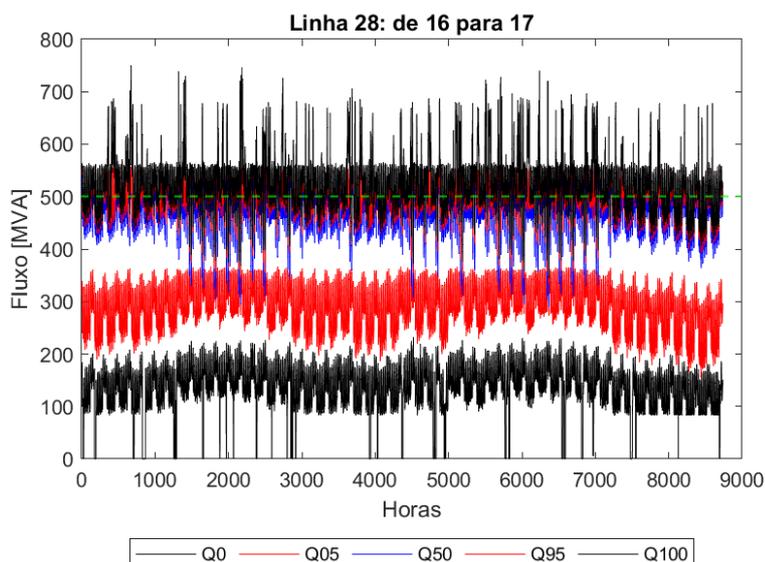


Figura 4.17: Quantis dos fluxos horários na linha de transmissão 16-17 no RTS Eólico 2 - fator médio.

Os resultados das probabilidades de inadequação na linha 16-17 são apresentados na Tabela 4.8.

Como a potência da usina eólica 1 foi considerada a partir de seu fator médio de geração e não a sua capacidade total, era esperado que a probabilidade de inadequação de carregamento do sistema reduzisse em relação ao caso anterior. Entretanto, ainda permaneceu inadequado, isto é, maior que 5%, tornando o acesso da segunda usina inviável.

Assim, com o objetivo de mitigar o risco de inadequação de carregamento, foram conduzidas simulações adicionais. Nestas simulações, a usina 1 gerou de acordo com seu fator de potência médio mensal, enquanto a usina 2 teve sua geração reduzida de 10% em 10% até que a probabilidade de inadequação atingisse um nível aceitável de 5%.

O resultado é de que ao reduzir a geração para 70% da potência nominal da usina 2, o acesso poderia ser permitido, indicando uma abordagem mais realista e favorável para o acesso comparado à simulação das usinas em sua capacidade total.

Tabela 4.8: Probabilidade de inadequação considerando fator médio da eólica 1 e redução gradual de 10% da eólica 2.

Caso	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Eólica1-medio Eólica2-100	23.10%	23.93%	22.53%	23.23%	19.28%	20.21%	19.87%	22.17%	23.80%	22.83%	20.87%	17.27%
Eólica1-medio Eólica2-90	15.81%	16.08%	16.98%	17.53%	13.49%	14.14%	13.02%	16.23%	17.80%	17.03%	13.54%	9.28%
Eólica1-medio Eólica2-80	7.66%	8.88%	10.03%	9.75%	7.88%	7.77%	6.74%	9.06%	10.65%	9.20%	5.89%	3.89%
Eólica1-medio Eólica2-70	1.50%	2.06%	2.22%	2.54%	2.06%	1.80%	1.85%	2.30%	2.66%	2.18%	0.96%	0.87%

4.8.3

Curva de Permanência em 95%

Para uma análise mais refinada, foi construída a curva de permanência mensal da usina eólica 1, um cenário amplamente considerado em avaliações de pareceres de acesso no contexto brasileiro.

A curva de permanência mostra a relação entre o fator de capacidade de geração e a frequência acumulada das horas do ano, mostrando a porcentagem do tempo em que a usina opera abaixo de determinada capacidade. No caso específico, a curva de permanência 95% representa que a usina excede o fator de capacidade desse ponto apenas durante 5% do tempo ao longo do ano.

A Figura 4.18 apresenta um exemplo de curva de permanência para os meses de janeiro (onde o fator de capacidade ultrapassa 98,17% em apenas 5% do tempo) e agosto (onde o fator de capacidade ultrapassa 37,09% em apenas

5% do tempo). A Tabela 4.9 apresenta os percentuais de fator de capacidade considerando um risco de 5% para todos os meses do ano e a média anual.

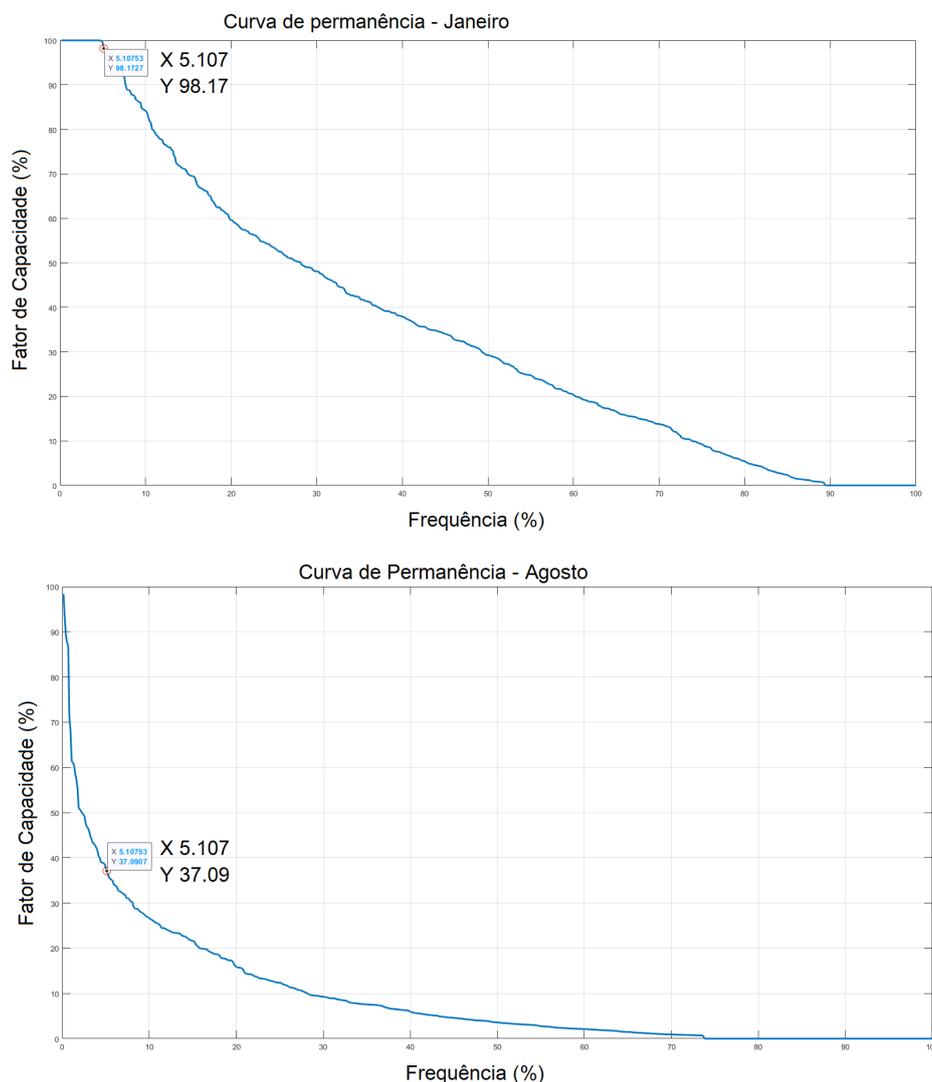


Figura 4.18: Curva de permanência para os meses de janeiro e agosto.

Tabela 4.9: Curva de permanência 95% por mês da usina eólica 1.

Curva de Permanência 95% (Fator de capacidade (%))												
Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Média
98.17	90.41	97.62	92.36	74.74	51.65	62.90	37.09	49.98	70.05	92.18	96.15	76.11

A complementação dessa análise incluiu a avaliação do acesso da usina eólica 2, mantendo a usina com os valores determinados na curva de permanência, enquanto a usina 2 teve sua potência reduzida gradualmente de 10% em 10%. Essas simulações visaram determinar a potência aceitável da usina 2, assegurando que a probabilidade de inadequação de carregamento permanecesse abaixo do limiar aceitável de 5%.

A Figura 4.19 exibe o histograma de frequência de fluxo, com a distribuição de probabilidade do fluxo de potência na linha de transmissão entre as barras 16 e 17, com a presença das duas usinas eólicas em 100 % da capacidade total.

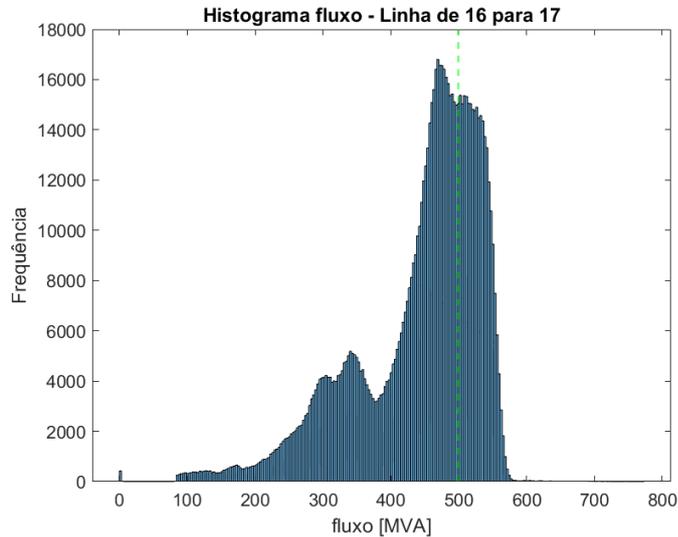


Figura 4.19: Histograma da frequência de fluxos na linha de transmissão 16-17 do RTS Eólico 2 - curva de permanência.

Além disso, na Figura 4.20 é apresentado o gráfico de quantis da variabilidade horária do fluxo na linha entre a barra 16 e a barra 17 com o acesso das duas usinas eólicas.

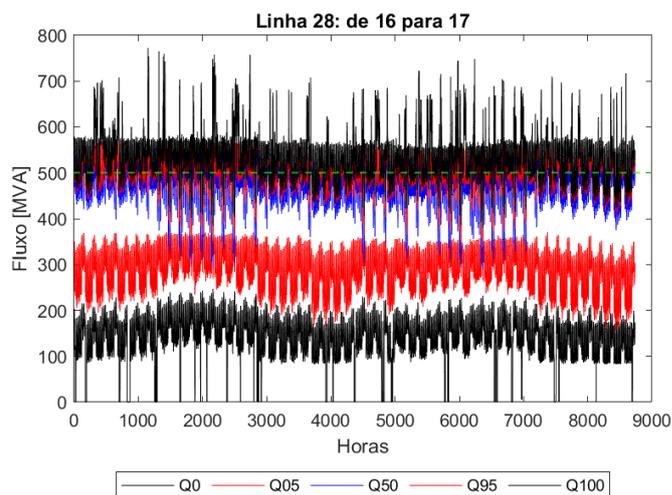


Figura 4.20: Quantis dos fluxos horários na linha de transmissão 16-17 no RTS Eólico 2 - curva de permanência.

A Tabela 4.10 destaca a probabilidade de inadequação do fluxo por mês para a linha de transmissão 16-17.

Tabela 4.10: Probabilidade de inadequação considerando curva de permanência para a eólica 1 e redução gradual de 10% da eólica 2.

Caso	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Eólica1-curva Eólica2-100	34.649%	34.609%	39.706%	34.688%	27.933%	24.808%	25.940%	24.052%	28.678%	30.145%	32.739%	30.964%
Eólica1-curva Eólica2-90	29.171%	28.583%	29.069%	27.026%	20.968%	18.222%	19.616%	18.317%	21.486%	23.485%	26.149%	23.590%
Eólica1-curva Eólica2-80	22.000%	21.022%	21.222%	21.379%	14.652%	12.249%	12.645%	11.441%	15.444%	17.827%	18.718%	15.704%
Eólica1-curva Eólica2-70	14.613%	13.310%	15.620%	15.147%	9.215%	5.594%	6.433%	3.983%	7.349%	10.245%	11.263%	7.958%
Eólica1-curva Eólica2-60	6.382%	6.018%	8.359%	6.910%	3.171%	0.806%	1.659%	0.487%	1.165%	2.808%	3.846%	2.985%
Eólica1-curva Eólica2-50	0.027%	0.004%	0.016%	0.060%	0.009%	0.026%	0.027%	0.003%	0.024%	0.007%	0.013%	0.039%

Considerando esses resultados, percebe-se que a linha 16-17 apresentou alta probabilidade de sobrecarga. Dessa forma, com a usina 2 em sua potência nominal, seu acesso seria negado.

Ao ajustar progressivamente a potência da usina eólica 2 em 10%, buscou-se atingir um valor que permitisse o acesso seguro e eficiente ao sistema elétrico. Esse processo foi repetido até alcançar 50% de sua capacidade total, representando 165 MW, e viabilizando seu acesso, conforme destacado na Tabela 4.10. Essa abordagem adiciona uma camada adicional de precisão à avaliação de integração, levando em consideração a variabilidade temporal inerente à geração eólica e a análise da frequência de ocorrência.

4.8.4

Dados Históricos de Vento e Máxima Potência Instalada

Neste cenário, buscamos uma representação um pouco mais fiel à realidade, ao considerar a variabilidade do vento e suas incertezas na operação da usina eólica 1, enquanto a usina 2 é considerada com 100% de sua potência nominal.

Para realizar esta análise, utilizou-se dados históricos ao longo de 6 anos do vento na região de acesso das usinas para simular como a geração se comportaria, incorporando suas flutuações naturais ao longo do tempo.

A Figura 4.21 exibe o histograma de frequência de fluxo, com a distribuição de probabilidade do fluxo de potência na linha de transmissão entre as barras 16 e 17, com a usina eólica 1 variando sua geração com o vento ao longo do ano e a usina eólica 2 em 100 % da capacidade total.

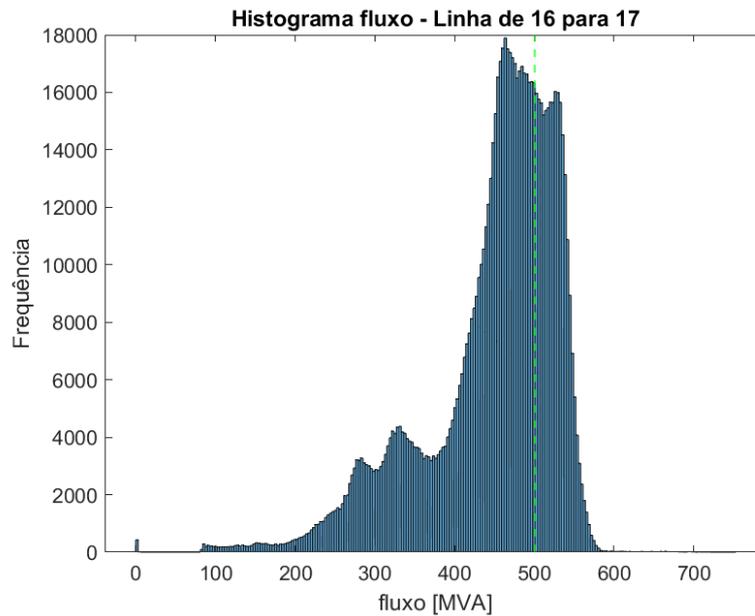


Figura 4.21: Histograma da frequência de fluxos na linha de transmissão 16-17 do RTS Eólico 2 - vento.

Além disso, na Figura 4.22 é apresentado o gráfico de quantis da variabilidade horária do fluxo na linha entre a barra 16 e a barra 17 com o acesso das duas usinas eólicas.

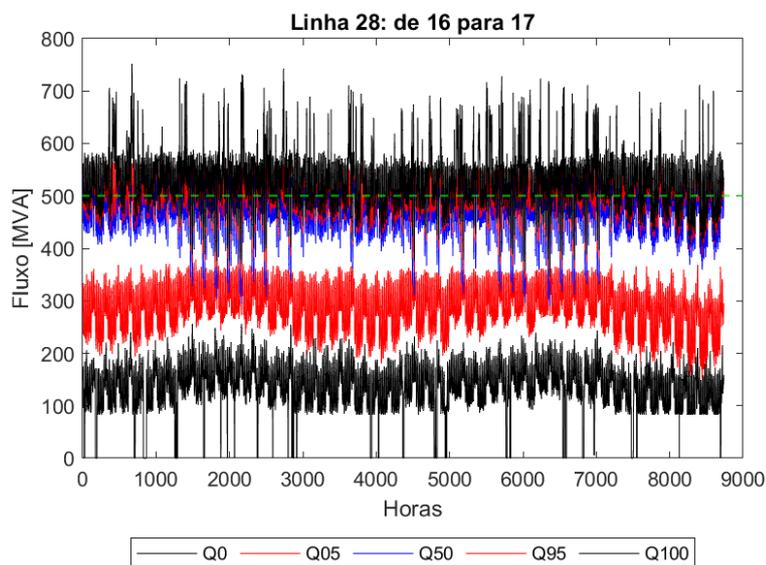


Figura 4.22: Quantis dos fluxos horários na linha de transmissão 16-17 no RTS Eólico 2 - vento.

A Tabela 4.11 destaca a probabilidade de inadequação do fluxo por mês para a linha de transmissão 16-17.

Tabela 4.11: Probabilidade de inadequação considerando o vento para a eólica 1 e redução gradual de 10% da eólica 2.

Caso	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Eólica1-vento Eólica2-100	32.173%	33.113%	32.671%	31.404%	25.906%	25.704%	24.610%	26.632%	30.743%	29.641%	29.639%	26.390%
Eólica1-vento Eólica2-90	24.105%	24.698%	24.386%	24.483%	18.638%	19.103%	17.147%	20.087%	22.656%	23.261%	21.744%	17.014%
Eólica1-vento Eólica2-80	15.858%	16.598%	16.562%	16.315%	12.765%	11.951%	9.448%	12.199%	15.101%	15.386%	13.014%	9.707%
Eólica1-vento Eólica2-70	7.435%	8.109%	7.558%	7.738%	6.152%	4.500%	3.409%	3.661%	5.694%	6.360%	5.363%	4.656%
Eólica1-vento Eólica2-60	2.397%	2.991%	2.560%	2.406%	2.060%	0.792%	0.581%	0.535%	1.169%	1.901%	1.621%	1.881%

A probabilidades de inadequação de carregamento na linha 16-17 é mostrada na Tabela 4.11. Como a potência da usina eólica 1 foi considerada a partir de dados históricos do vento e não a sua capacidade total, fator médio ou curva de permanência, era esperado que a probabilidade de inadequação de carregamento do sistema refletisse melhor o comportamento real.

Assim, com o objetivo de mitigar o risco de inadequação de carregamento, foram conduzidas simulações adicionais. Nestas simulações, a usina 1 gerou de acordo com o vento, enquanto a usina 2 reduziu sua potência em decrementos de 10% até que a probabilidade de inadequação atingisse um nível aceitável de 5%.

O resultado é de que ao reduzir a geração para 60% da potência nominal da usina 2 (198 MW), o acesso poderia ser permitido, indicando uma abordagem mais realista e favorável.

4.8.5 Dados Históricos de Vento

Esta simulação considerou os dados históricos de vento na região de acesso das usinas para simular como a geração das usinas eólicas 1 e 2 se comportaria, incorporando suas incertezas intrínsecas. A variabilidade do vento é uma das principais influências na geração eólica, dessa forma, essa condição reflete com maior fidelidade as condições reais de operação do sistema elétrico.

A Figura 4.23 exibe o histograma de frequência de fluxo, com a distribuição de probabilidade do fluxo de potência na linha de transmissão entre as barras 16 e 17, com as duas usinas eólicas variando de acordo com o vento.

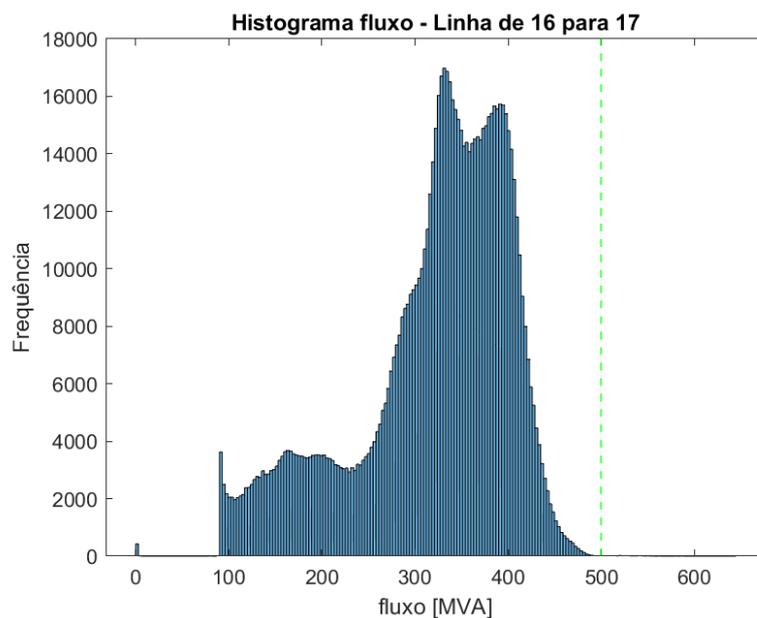


Figura 4.23: Histograma da frequência de fluxos na linha de transmissão 16-17 do RTS Eólico 2 - vento

Além disso, na Figura 4.24, é apresentado o gráfico de quantis da variabilidade horária do fluxo na linha entre a barra 16 e a barra 17 com o acesso das duas usinas eólicas. Essa curva reflete a sazonalidade da geração eólica ao longo do ano e segue o mesmo padrão das curvas de quantis de geração eólica para os 1000 cenários, conforme mostrado na Figura 4.7. Observa-se que, de maio a agosto, a geração de energia eólica é menor, resultando em um carregamento reduzido da linha de transmissão 16-17.

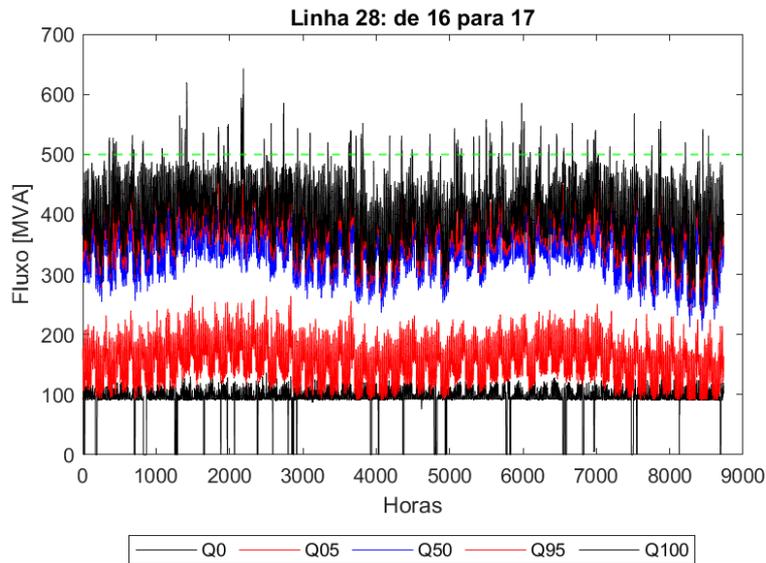


Figura 4.24: Quantis dos fluxos horários na linha de transmissão 16-17 no RTS Eólico 2 - vento.

As probabilidades de inadequação estimadas são numericamente desprezíveis, conforme detalhado na Tabela 4.12, refletindo que o acesso poderia ser viável considerando a potência nominal de ambas as usinas, desde que se considere as incertezas dessas usinas.

Tabela 4.12: Probabilidade de inadequação considerando o vento para a eólica 1 e eólica 2.

Caso	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Eólica1-vento	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%
Eólica2-vento	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%

4.8.6

Comentários Finais

Os resultados revelaram que, tanto para a máxima potência instalada quanto para o fator de capacidade médio e a curva de permanência, o acesso da usina eólica 2 seria inviável devido à sobrecarga na linha de transmissão entre as barras 16 e 17, acarretando em riscos de inadequação de carregamento acima dos limites estabelecidos.

No que diz respeito ao montante máximo autorizado, conforme previsto, a situação mais restritiva ocorre quando ambas as usinas operam em sua capacidade máxima, permitindo o acesso de apenas 40% da capacidade total da usina eólica 2. No entanto, ao recorrer aos dados históricos de vento para ambas as usinas, o acesso se torna viável, possibilitando o uso total da potência da usina eólica 2. Isso levanta a questão de que a avaliação dos

impactos do acesso, baseada unicamente na capacidade máxima instalada, pode ser excessivamente limitante, dado que as usinas eólicas não operam consistentemente em sua capacidade máxima ao longo do tempo, dependendo diretamente da disponibilidade de ventos fortes e constantes.

Em resumo, os resultados destacam a importância de levar em conta dados históricos e probabilísticos na análise do acesso das usinas eólicas ao sistema de transmissão, visando uma abordagem mais flexível e realista.

4.9

RTS Eólico e Solar

Nessa seção, são apresentados os resultados considerando diversos cenários relacionados ao acesso de um complexo solar na barra 16, já considerando as usinas eólicas 1 e 2 nas barras 21 e 22, respectivamente. Essa configuração simula uma preferência locacional tanto dos geradores eólicos quanto das usinas fotovoltaicas nesta região.

Foram exploradas as seguintes situações:

1. Fator de capacidade médio:

Usinas eólicas 1 e 2 considerando o fator de capacidade médio mensal e complexo solar fotovoltaico em 100% com redução gradual de 10% em 10%;

2. Curva de permanência em 95%:

Usinas eólicas 1 e 2 considerando a curva de permanência em 95% e complexo solar fotovoltaico com 100% com redução gradual de 10% em 10%;

3. Dados históricos de vento e máxima potência instalada:

Usinas eólicas 1 e 2 variando de acordo com os dados históricos de vento e complexo solar fotovoltaico de 100% com redução gradual de 10% em 10%;

4. Dados históricos de vento e geração solar:

Usinas eólicas 1 e 2 variando de acordo os dados históricos de vento e complexo solar fotovoltaico de acordo os dados históricos de geração solar.

4.9.1 Fator de Capacidade Médio

Para o primeiro caso simulado, as usinas eólicas 1 e 2 existentes foram consideradas com o seu fator de capacidade médio mensal utilizando os dados históricos. Já para o complexo solar, foi considerada sua potência nominal até que a probabilidade de inadequação atingisse um nível aceitável de 5%. A Figura 4.25 exhibe o histograma de frequência de fluxo de potência na linha de transmissão entre as barras 16 e 17, com a presença das usinas eólicas 1 e 2 ajustadas de acordo com seu fator médio e o complexo solar em 100% da capacidade total.

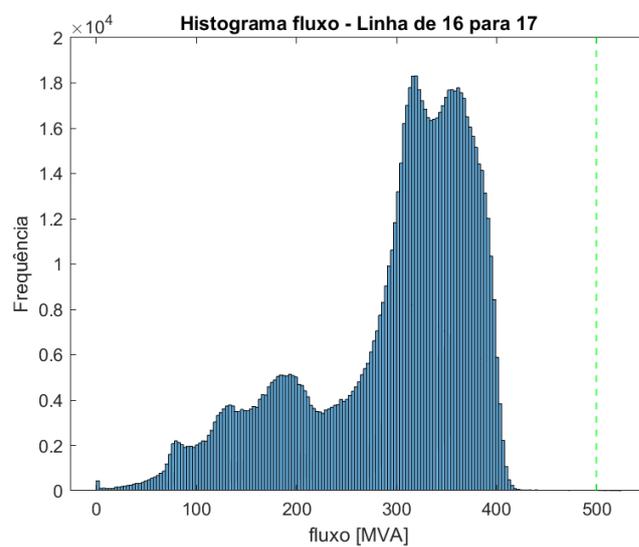


Figura 4.25: Histograma da frequência de fluxos na linha de transmissão 16-17 do RTS eólico e solar - fator médio.

Além disso, na Figura 4.26, é apresentado o gráfico de quantis da variabilidade horária do fluxo na linha entre a barra 16 e a barra 17 com o acesso do complexo solar.

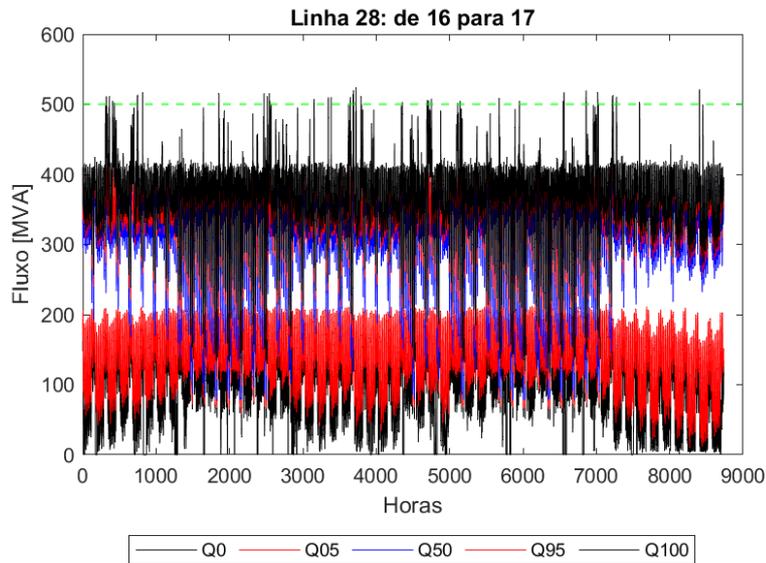


Figura 4.26: Quantis dos fluxos horários na linha de transmissão 16-17 no RTS eólico e solar - fator médio.

Nesse caso, a solar muda o perfil de despacho da região elétrica próxima, alterando os equipamentos críticos do sistema. As probabilidades de inadequação nas linhas 16-17 e 16-19 ficaram praticamente nulas e a da linha entre as barras 14 e 16, foram inferiores à 5%, conforme destacado na Tabela 4.13. Logo, nessas condições, o acesso do complexo solar seria viável.

Tabela 4.13: Probabilidade de inadequação considerando as eólicas com fator médio e o complexo solar em 100%.

Caso	Linha	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Eólica 1 - médio	Linha 14-16	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%
Eólica 2 - médio	Linha 16-17	1.603%	0.402%	0.001%	0.144%	1.328%	2.426%	0.642%	0.012%	0.040%	0.370%	3.397%	4.000%
Solar - 100%	Linha 16-19	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%

4.9.2

Curva de Permanência em 95%

Para uma análise mais refinada, foram utilizadas as curvas de permanência mensais das usinas eólicas 1 e 2 existentes. Esse cenário é considerado nas avaliações de pareceres de acesso no contexto brasileiro.

Considerou-se primeiramente a potência nominal do complexo fotovoltaico, e em seguida, a potência foi reduzida gradualmente de 10% em 10%.

Nesse caso, a probabilidade de inadequação do carregamento ficou acima de 5% para as linhas de transmissão da barra 14 para barra 16, da barra 16 para barra 17 e da barra 16 para barra 19. Isso se deve ao escoamento da geração do complexo solar conectado na barra 16, ocasionando altas probabilidades

de sobrecarga nas linhas conectadas nessa barra. Ademais, a linha 16-17 apresentou um percentual menor de sobrecarga, quando comparado ao caso de acesso de duas usinas eólicas, considerando a sua curva de permanência.

A Figura 4.27 exibe o histograma de frequência de fluxo de potência na linha de transmissão entre as barras 16 e 17, com o acesso do complexo solar com 100% da potência nominal.

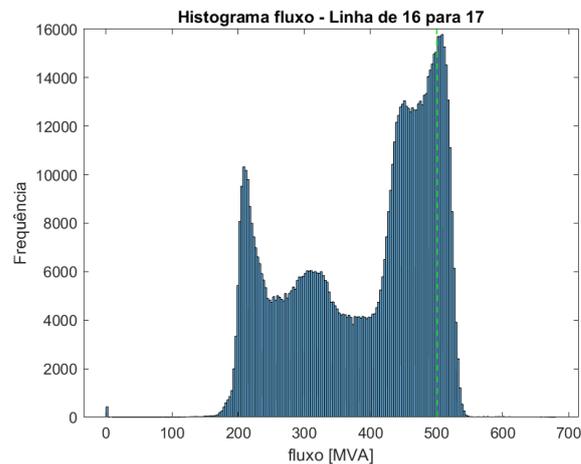


Figura 4.27: Histograma da frequência de fluxos na linha de transmissão 16-17 do RTS eólico e solar - curva de permanência.

Além disso, na Figura 4.28 é apresentado o gráfico de quantis da variabilidade horária do fluxo na linha entre a barra 16 e a barra 17 com o acesso do complexo solar.

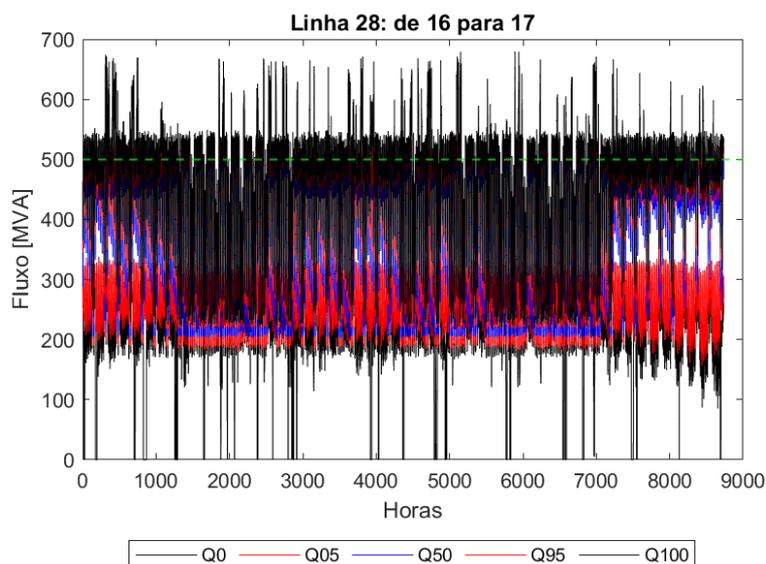


Figura 4.28: Quantis dos fluxos horários na linha de transmissão 16-17 no RTS eólico e solar - curva de permanência.

A Tabela 4.14 destaca a probabilidade de inadequação do fluxo por mês para as linhas de transmissão 14-16, 16-17 e 16-19.

Tabela 4.14: Probabilidade de inadequação considerando curva de permanência para as eólicas 1 e 2 e redução gradual de 10% do complexo solar.

Caso	Linha	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Eólica 1 - curva	Linha 14-16	4.249%	1.329%	0.649%	0.560%	3.406%	6.314%	1.728%	0.579%	0.644%	1.289%	8.797%	20.690%
Eólica 2 - curva	Linha 16-17	3.114%	2.896%	6.288%	4.013%	3.237%	4.278%	2.941%	4.758%	5.351%	4.429%	3.878%	3.963%
Solar - 100%	Linha 16-19	17.747%	18.366%	30.237%	23.500%	17.398%	18.247%	18.739%	26.079%	26.478%	24.077%	19.965%	23.936%
Eólica 1 - curva	Linha 14-16	3.602%	0.848%	0.031%	0.185%	2.677%	5.471%	1.325%	0.086%	0.065%	0.794%	7.824%	19.546%
Eólica 2 - curva	Linha 16-17	5.825%	5.289%	9.621%	5.924%	6.437%	6.957%	5.140%	7.196%	8.521%	6.515%	6.803%	6.721%
Solar - 90%	Linha 16-19	14.441%	13.580%	20.876%	14.074%	14.755%	15.107%	12.866%	16.325%	18.938%	14.927%	15.908%	17.264%
Eólica 1 - curva	Linha 14-16	3.358%	0.766%	0.012%	0.181%	2.457%	5.135%	1.204%	0.066%	0.051%	0.738%	7.297%	18.586%
Eólica 2 - curva	Linha 16-17	9.118%	8.473%	12.495%	8.069%	9.911%	9.314%	7.871%	9.496%	11.669%	8.661%	9.990%	10.278%
Solar - 80%	Linha 16-19	9.708%	8.856%	9.874%	6.436%	10.453%	8.721%	7.832%	7.399%	9.656%	6.800%	9.696%	9.872%
Eólica 1 - curva	Linha 14-16	2.956%	0.640%	0.011%	0.164%	2.148%	4.453%	1.063%	0.050%	0.046%	0.642%	6.438%	16.396%
Eólica 2 - curva	Linha 16-17	12.532%	12.176%	14.945%	10.171%	12.548%	11.861%	11.050%	11.981%	14.388%	10.909%	12.931%	14.286%
Solar - 70%	Linha 16-19	3.550%	3.350%	2.375%	1.903%	3.460%	2.515%	2.910%	1.978%	2.643%	1.871%	2.931%	3.611%
Eólica 1 - curva	Linha 14-16	2.181%	0.494%	0.005%	0.142%	1.637%	3.317%	0.806%	0.030%	0.043%	0.507%	4.814%	12.168%
Eólica 2 - curva	Linha 16-17	15.767%	15.868%	17.430%	13.021%	14.573%	14.725%	14.472%	14.817%	16.933%	13.691%	16.196%	18.364%
Solar - 60%	Linha 16-19	0.456%	0.423%	0.262%	0.331%	0.353%	0.364%	0.374%	0.245%	0.240%	0.266%	0.279%	0.478%
Eólica 1 - curva	Linha 14-16	1.294%	0.307%	0.003%	0.128%	1.020%	2.050%	0.535%	0.007%	0.039%	0.300%	2.914%	7.144%
Eólica 2 - curva	Linha 16-17	19.198%	19.457%	20.286%	16.474%	16.671%	17.907%	17.856%	18.426%	20.019%	17.253%	19.993%	22.154%
Solar - 50%	Linha 16-19	0.160%	0.074%	0.122%	0.172%	0.108%	0.126%	0.118%	0.065%	0.069%	0.117%	0.074%	0.172%
Eólica 1 - curva	Linha 14-16	0.590%	0.140%	0.000%	0.125%	0.476%	0.994%	0.267%	0.001%	0.036%	0.159%	1.325%	2.911%
Eólica 2 - curva	Linha 16-17	23.087%	22.690%	23.702%	20.490%	19.366%	21.083%	21.132%	22.297%	23.644%	21.285%	24.450%	25.425%
Solar - 40%	Linha 16-19	0.128%	0.037%	0.102%	0.136%	0.074%	0.093%	0.070%	0.024%	0.053%	0.082%	0.058%	0.144%
Eólica 1 - curva	Linha 14-16	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%
Eólica 2 - curva	Linha 16-17	27.597%	26.138%	28.487%	25.294%	22.421%	24.204%	24.177%	26.620%	27.779%	26.328%	28.604%	27.853%
Solar - 30%	Linha 16-19	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%

Considerando esses resultados, percebe-se que as linhas 14-16, 16-17 e 16-19 apresentaram alta probabilidade de sobrecarga. Dessa forma, o acesso do complexo solar seria inviável.

4.9.3

Dados Históricos de Vento e Máxima Potência Instalada

Neste cenário, buscou-se considerar a variabilidade do vento e suas incertezas na operação das usinas eólicas 1 e 2, enquanto para o complexo solar foi considerado com 100% de sua potência nominal.

A Figura 4.29 exibe o histograma de frequência de fluxo, com a distribuição de probabilidade do fluxo de potência na linha de transmissão entre as barras 16 e 17, com as usinas eólicas 1 e 2 variando sua geração com o vento ao longo do ano e o complexo solar em 100% da capacidade total.

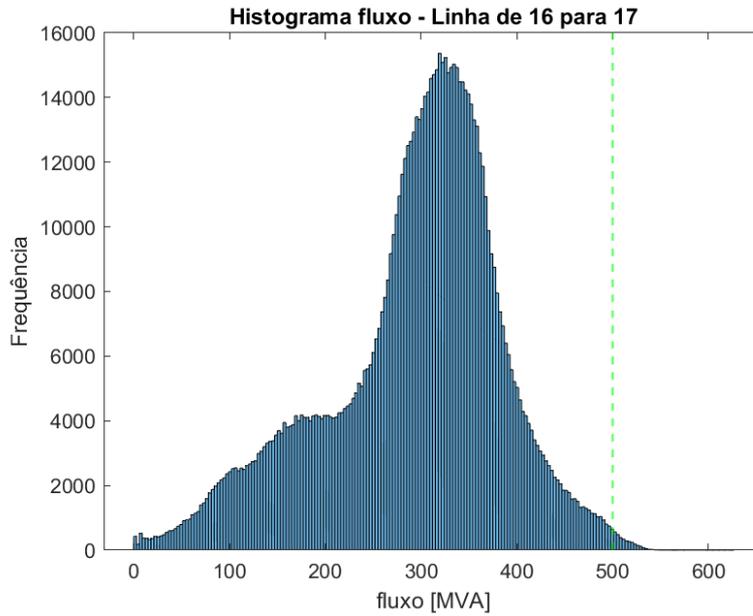


Figura 4.29: Histograma da frequência de fluxos na linha de transmissão 16-17 do RTS eólico e solar – vento.

Além disso, na Figura 4.30 é apresentado o gráfico de quantis da variabilidade horária do fluxo na linha 16-17 - entre a barra 16 e a barra 17 com o acesso do complexo solar.

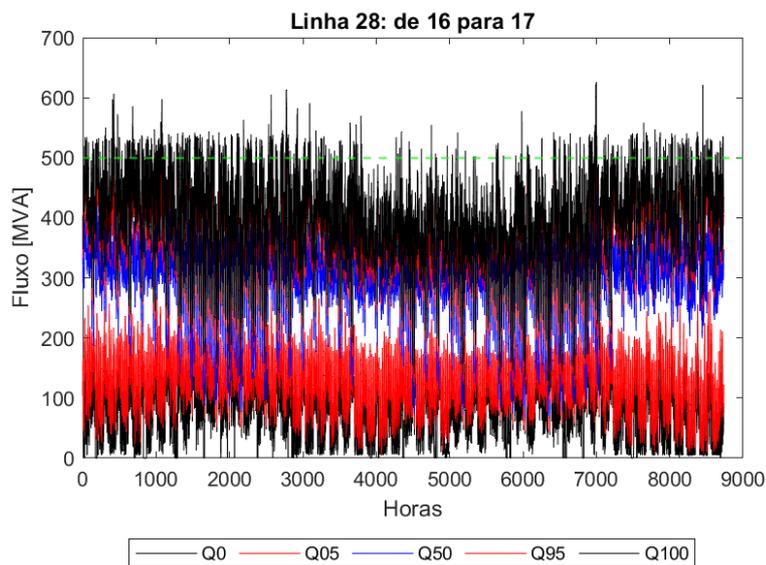


Figura 4.30: Quantis dos fluxos horários na linha de transmissão 16-17 no RTS eólico e solar - vento.

A Tabela 4.15 destaca a probabilidade de inadequação do fluxo por mês para as linhas de transmissão 14-16, 16-17 e 16-19.

Tabela 4.15: Probabilidade de inadequação considerando o vento para as eólicas 1 e 2 e complexo solar em 100%.

Caso	Linha	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Eólica 1 - vento	Linha 14-16	2.293%	0.563%	0.001%	0.146%	1.559%	1.644%	0.403%	0.005%	0.040%	0.499%	4.031%	4.000%
Eólica 2 - vento	Linha 16-17	0.024%	0.003%	0.001%	0.007%	0.004%	0.007%	0.001%	0.001%	0.000%	0.012%	0.007%	0.000%
Solar - 100%	Linha 16-19	0.594%	0.677%	0.375%	0.324%	0.183%	0.117%	0.083%	0.023%	0.074%	0.379%	0.485%	0.840%

Ao analisar os resultados das probabilidades de inadequação, observou-se que o risco ficou abaixo de 5% para as linhas de transmissão consideradas. Dessa forma, o acesso dessa usina seria viável.

4.9.4 Dados Históricos de Vento e Geração Solar

Essa simulação buscou simular as condições do sistema considerando os dados históricos de vento na região de acesso das usinas eólicas 1 e 2 e dados históricos de geração de uma usina solar.

A Figura 4.31 exibe o histograma de frequência de fluxo, com a distribuição de probabilidade do fluxo de potência na linha de transmissão entre as barras 16 e 17, com as duas usinas eólicas variando de acordo com o vento e a solar de acordo com dados históricos de geração.

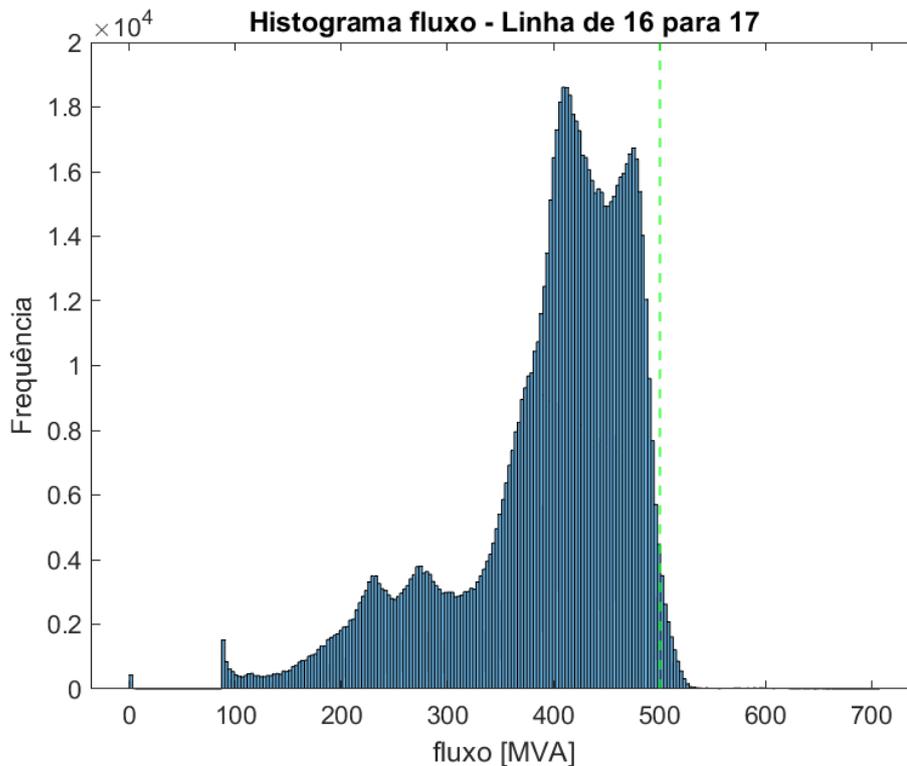


Figura 4.31: Histograma da frequência de fluxos na linha de transmissão 16-17 do RTS eólico e solar – dados históricos.

Além disso, na Figura 4.32, é apresentado o gráfico de quantis da variabilidade horária do fluxo na linha entre a barra 16 e a barra 17 com o acesso do complexo solar.

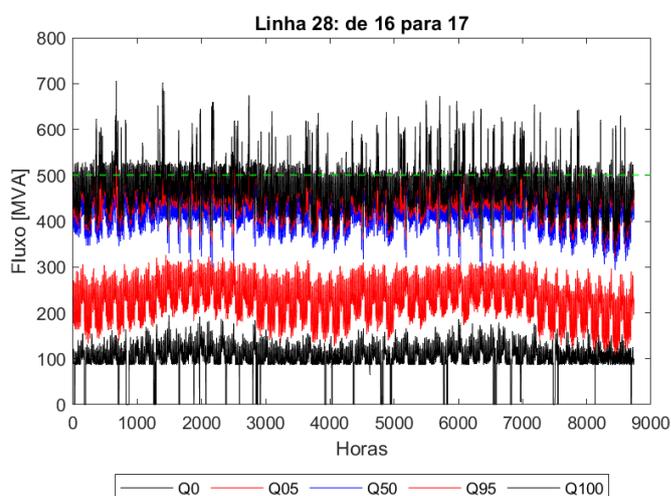


Figura 4.32: Quantis dos fluxos horários na linha de transmissão 16-17 no RTS eólico e solar - dados históricos.

Nesse caso, as probabilidades de inadequação nas linhas 14-16 e 16-19 ficaram praticamente nulas e as da linha 16-17 foram inferiores à 5%, conforme destacado na Tabela 4.16, refletindo que o acesso poderia ser viável ao considerar os dados históricos para análise.

Tabela 4.16: Probabilidade de inadequação considerando o vento para as eólicas 1 e 2 e complexo solar variando de acordo com dados históricos.

Caso	Linha	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Eólica 1 - vento	Linha 14-16	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%
Eólica 2 - vento	Linha 16-17	4.000%	5.000%	4.094%	3.440%	3.098%	0.835%	0.492%	0.308%	1.133%	3.059%	3.879%	4.000%
Solar - histórico	Linha 16-19	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%

4.9.5

Comentários Finais

A integração do complexo solar fotovoltaico teve um impacto significativo no despacho de geração da região, afetando os equipamentos mais suscetíveis à inadequação. Dada a restrição imposta pela consideração da máxima potência para todas as usinas renováveis, optou-se por adotar protocolos baseados exclusivamente no fator de capacidade médio, na curva de permanência e nos dados históricos das usinas eólicas.

No que concerne ao montante máximo autorizado, a restrição mais acentuada ocorreu ao considerar a curva de permanência das usinas eólicas e a capacidade máxima do complexo solar, tornando inviável o acesso da usina

solar. Contudo, ao utilizar os dados históricos de vento e geração solar para as usinas, o acesso tornou-se viável, permitindo a operação com a máxima potência do complexo solar. Isso reforça a indicação de que uma avaliação baseada unicamente na capacidade máxima instalada pode ser excessivamente limitante.

4.10

Resultados RTS com Fluxo Determinístico

Esta seção apresenta os resultados obtidos a partir de simulações de fluxo de potência determinístico no sistema elétrico em estudo. Ressalta-se que o ponto de carga utilizado foi o do pico anual de 3135 MW. O objetivo principal é estabelecer uma base de comparação para avaliar a eficácia do fluxo de potência probabilístico previamente analisado. Os resultados foram consolidados na Tabela 4.17 e posteriormente discutidos.

Tabela 4.17: Fluxo nas linhas de transmissão nos diversos casos simulados.

	Limite (MVA)	Sem acesso de usina	Usina Eólica 1: 100%	Usina Eólica 1: 100%		Fluxo (MVA)		Usina Eólica 1: curva 95		Usina Eólica 1: curva 95		Usina Eólica 1: curva 95	Usina Eólica 2: curva 95 de 70% do total	Usina Solar: 5%
				Usina Eólica 1: 100%	Usina Eólica 2: 100%	Usina Eólica 1: curva 95	Usina Eólica 2: 100%	Usina Eólica 1: curva 95	Usina Eólica 2: 70%	Usina Solar: 100%	Usina Solar: 100%			
Linha 1	175.0	29.4	30.8	35.5	35.4	33.9	39.3	39.6	33.9	39.3	39.3	32.7	36.1	
Linha 2	175.0	27.4	30.9	44.2	43.7	43.7	55.7	69.5	67.5	75.0	75.0	65.6	44.9	
Linha 3	175.0	60.2	62.6	69.8	46.5	46.5	49.4	54.6	53.2	57.9	57.9	52.0	50.6	
Linha 4	175.0	43.0	43.8	46.6	66.9	66.9	89.7	273.3	260.2	307.9	307.9	248.7	35.7	
Linha 5	175.0	48.5	50.1	54.6	34.8	34.8	35.2	34.8	35.2	33.9	33.9	12.2	156.0	
Linha 6	175.0	28.5	38.3	67.9	10.9	10.9	11.5	154.7	155.5	151.8	151.8	118.5	39.5	
Linha 7	400.0	215.1	230.0	274.8	27.4	27.4	26.2	118.9	118.9	120.0	120.0	26.9	105.6	
Linha 8	175.0	37.1	36.5	40.8	102.2	102.2	98.6	40.1	40.1	42.6	42.6	109.9	158.4	
Linha 9	175.0	15.2	13.7	10.9	68.8	68.8	159.3	147.3	147.3	131.9	131.9	155.3	71.7	
Linha 10	175.0	157.6	157.0	154.6	102.7	102.7	102.2	100.2	79.8	206.5	206.5	268.7	44.2	
Linha 11	175.0	118.1	118.2	118.9	293.7	293.7	358.0	321.4	288.8	447.4	447.4	270.5	306.8	
Linha 12	175.0	37.9	38.6	40.8	358.0	358.0	532.1	497.1	497.1	685.9	685.9	497.5	304.9	
Linha 13	175.0	27.8	27.4	26.2	251.1	251.1	251.1	221.7	221.7	289.4	289.4	278.2	278.2	
Linha 14	400.0	108.6	106.8	102.2	325.3	325.3	325.3	300.6	300.6	297.8	297.8	278.2	257.5	
Linha 15	400.0	127.0	119.7	98.6	284.9	284.9	530.7	270.3	270.3	324.5	324.5	442.3	224.3	
Linha 16	400.0	155.4	156.2	159.4	304.6	304.6	300.2	259.2	259.2	451.7	451.7	240.8	240.8	
Linha 17	400.0	168.3	163.0	146.8	277.1	277.1	281.2	280.6	280.6	231.6	231.6	205.9	205.9	
Linha 18	500.0	102.2	79.4	102.7	99.7	99.7	99.7	97.8	97.8	87.8	87.8	88.0	88.0	
Linha 19	500.0	178.8	213.9	324.9	78.3	78.3	78.3	60.8	60.8	136.1	136.1	26.2	26.2	
Linha 20	500.0	69.1	51.1	68.8	44.1	44.1	44.1	60.8	60.8	136.1	136.1	47.6	47.6	
Linha 21	500.0	236.6	250.3	293.7	89.0	89.0	89.0	59.2	59.2	79.5	79.5	47.6	47.6	
Linha 22	500.0	231.4	262.1	358.0	153.9	153.9	349.1	349.7	349.7	276.4	276.4	235.6	235.6	
Linha 14-16	500.0	381.2	418.0	535.8	532.1	532.1	532.1	497.1	497.1	685.9	685.9	497.5	497.5	
Linha 24	500.0	116.9	156.7	255.1	251.1	251.1	251.1	221.7	221.7	289.4	289.4	304.9	304.9	
Linha 25	500.0	224.3	251.9	325.3	325.3	325.3	325.3	300.6	300.6	297.8	297.8	278.2	278.2	
Linha 26	500.0	224.3	251.9	325.3	325.3	325.3	325.3	300.6	300.6	297.8	297.8	278.2	278.2	
Linha 27	500.0	220.9	237.1	286.5	284.9	284.9	284.9	270.3	270.3	324.5	324.5	442.3	442.3	
Linha 16-17	500.0	330.5	372.1	534.9	530.7	530.7	530.7	482.3	482.3	466.9	466.9	224.3	224.3	
Linha 16-19	500.0	123.0	166.2	304.6	304.6	304.6	304.6	259.2	259.2	451.7	451.7	240.8	240.8	
Linha 30	500.0	197.1	232.6	277.1	277.1	277.1	277.1	259.7	259.7	240.1	240.1	240.8	240.8	
Linha 31	500.0	141.8	147.7	281.2	281.2	281.2	281.2	280.6	280.6	231.6	231.6	205.9	205.9	
Linha 32	500.0	61.3	80.0	99.7	99.7	99.7	99.7	97.8	97.8	87.8	87.8	88.0	88.0	
Linha 33	500.0	61.3	80.0	99.7	99.7	99.7	99.7	97.8	97.8	87.8	87.8	88.0	88.0	
Linha 34	500.0	51.4	44.1	78.3	44.1	44.1	44.1	60.8	60.8	136.1	136.1	26.2	26.2	
Linha 35	500.0	51.4	44.1	78.3	44.1	44.1	44.1	60.8	60.8	136.1	136.1	26.2	26.2	
Linha 36	500.0	106.9	89.0	59.2	59.2	59.2	59.2	79.5	79.5	47.6	47.6	47.6	47.6	
Linha 37	500.0	106.9	89.0	59.2	59.2	59.2	59.2	79.5	79.5	47.6	47.6	47.6	47.6	
Linha 38	500.0	159.8	153.9	349.1	349.7	349.7	349.7	291.0	291.0	276.4	276.4	235.6	235.6	

4.10.1

Caso Base - Antes do Acesso das Novas Usinas

Inicialmente, foram realizadas simulações considerando o sistema elétrico antes do acesso das novas usinas. A Tabela 4.17 revela condições operacionais normais no sistema, sem sobrecarga nas linhas de transmissão.

4.10.2

Acesso de Uma Usina Eólica

Em seguida, analisou-se o impacto do acesso de uma usina eólica, considerando a geração de 100% de sua potência nominal, ou seja 100 MW. Os resultados indicaram novamente operação dentro dos limites aceitáveis, sem sobrecarga nas linhas de transmissão ou sub e sobretensão.

4.10.3

Acesso de Duas Usinas Eólicas

Para o caso de duas usinas eólicas, foram exploradas os cenários:

1. Máxima potência instalada:

Usina eólica 1 com 100% da potência total e usina eólica 2: 100% da potência total com redução gradual de 10% em 10%;

2. Curva de Permanência em 95%:

Usina eólica 1 considerando a curva de permanência em 95% e usina eólica 2 de 100% com redução gradual de 10% em 10%;

4.10.3.1

Máxima Potência Instalada

Neste cenário, as simulações identificaram sobrecargas inadmissíveis nas linhas 14-16 e 16-17, sinalizando que o acesso seria inviável. Uma abordagem de redução gradual da potência foi realizada, reduzindo o valor da usina de 10% em 10%. Os resultados indicaram que a usina 2 com 60% da potência nominal não apresentou problemas operacionais.

4.10.3.2

Curva de Permanência em 95%

Considerando o valor médio anual da curva de permanência de 95%, ou seja, um fator de capacidade de 70%, as simulações apontaram sobrecargas inadmissíveis nas linhas 14-16 e 16-17. Apenas com 70% da potência nominal da usina 2 o sistema não apresentou problemas operacionais.

4.10.4

Acesso do Complexo Fotovoltaico

Ao considerar as usinas eólicas 1 e 2 com a curva de permanência e a complexo solar fotovoltaico com a máxima capacidade e redução gradual de 10% em 10%.

Finalmente, ao considerar o acesso de duas usinas eólicas e uma usina solar, as simulações apontaram sobrecarga inadmissível na linha 14-16, mesmo considerando apenas 10% da geração do complexo fotovoltaico.

Esses resultados determinísticos fornecem uma visão abrangente das condições operacionais sob diferentes cenários, servindo como base para a análise comparativa com os resultados obtidos através do fluxo de potência probabilístico.

4.11

Comparação dos Casos

A Tabela 4.18 mostra um resumo da comparação entre os resultados obtidos entre os casos simulados de fluxo de potência, tanto no contexto determinístico quanto no probabilístico. Este resumo destaca a viabilidade ou inviabilidade de acesso para cada cenário, identificando limitações e a porcentagem da potência que apresentaria probabilidade de sobrecarga.

Tabela 4.18: Resumo dos resultados nos diversos casos simulados.

Casos	Usina com solicitação de acesso	Status acesso	Violação	Potência viável para acesso da usina
Determinístico	Usina 1 - 100%	Viável	-	100%
	Usina 1 - 100%	Inviável	Sobrecarga nas linhas 14-16 e 16-17	60%
	Usina 2 - 100 % com redução de 10 em 10%	Inviável	Sobrecarga nas linhas 14-16 e 16-17	70%
	Usina 1 - curva de permanência	Inviável	Sobrecarga linha 14-16	0%
	Usina 2 - 100 % com redução de 10 em 10%	Viável	-	100%
	Usinas eólicas 1 e 2 - curva de permanência	Inviável	Sobrecarga linha 16-17	40%
	Complexo solar - 100 % com redução de 10 em 10%	Inviável	Sobrecarga linha 16-17	70%
	Usina 1 - fator médio e usina 2 - 100 % com redução de 10 em 10%	Inviável	Sobrecarga linha 16-17	50%
	Usina 1 - curva de permanência e dados históricos	Inviável	Sobrecarga linha 16-17	60%
	Usina 2 - 100% com redução de 10 em 10%	Viável	-	100%
Probabilístico	Usinas eólicas 1 e 2 - dados históricos	Inviável	Sobrecarga linhas 14-16, 16-17 e 16-19	0%
	Usinas eólicas 1 e 2 - curva de permanência	Viável	-	100%
	Complexo solar - 100 % com redução de 10 em 10%	Viável	-	100%
	Usinas eólicas 1 e 2 - fator médio	Viável	-	100%
	Complexo solar - 100 %	Viável	-	100%
	Usinas eólicas 1 e 2 - dados históricos	Viável	-	100%
	Complexo solar - 100 %	Viável	-	100%
	Usinas eólicas 1 e 2 - dados históricos	Viável	-	100%
Complexo solar - dados históricos	Viável	-	100%	

4.12

Considerações Finais

As simulações realizadas mostram que a consideração de dados históricos, em contraposição ao simples uso do fator de potência médio, curva de permanência ou potência nominal das usinas, proporciona uma representação mais fidedigna da realidade. Tal abordagem possibilita o acesso de um maior montante de potência ao sistema de transmissão, maximizando o número de acessos autorizados.

No caso das usinas eólicas e solares, um grande número de unidades geradoras está distribuído por uma extensa área. Assim, essas usinas não injetam na rede toda a capacidade instalada de forma contínua. A geração total da capacidade instalada requer ventos excepcionalmente fortes em todos os aerogeradores simultaneamente, uma condição pouco frequente na prática. O mesmo princípio se aplica às usinas fotovoltaicas, que dependem da intensidade da irradiação solar e, portanto, apresentam variações temporais que são mais precisamente refletidas quando se consideram dados históricos.

Dessa forma, recomenda-se a utilização dessa metodologia, que se mostrou mais realista para avaliação de impacto de acesso de geradores, principalmente baseados em fontes renováveis ao sistemas de energia.

No entanto, cabe salientar que o SMC pode requerer um alto tempo de processamento e demanda computacional. Para as simulações realizadas para o IEEE RTS de 24 barras, o tempo médio de processamento foi de aproximadamente 3 horas por caso e foram simulados cerca de 50 casos, totalizando o número médio de 50000 fluxos de potências realizados. Este tempo, já significativo, tende a aumentar consideravelmente com a expansão do escopo da simulação.

A inclusão de um maior número de cenários, amostras ou até mesmo a complexidade adicional da topologia da rede, como o aumento do número de barras, inevitavelmente estenderia o tempo necessário para concluir as simulações.

Ao se considerar a aplicação do método SMC em sistemas de potência reais, como o Sistema Interligado Nacional (SIN) essa abordagem pode ser impraticável. Uma solução viável para contornar essa questão é a divisão do sistema em áreas menores. Além disso, é fundamental explorar metodologias que otimizem o desempenho da SMC, reduzindo o tempo de computação sem comprometer a precisão dos resultados, tais como as simulações Monte Carlo quase sequenciais [78] e pseudo sequenciais [79]. Pode-se também citar o método da entropia cruzada como estratégia viável para utilização em sistemas reais de grande porte [35].

5

Conclusão e Trabalhos Futuros

A expansão global das usinas renováveis, especialmente eólicas e fotovoltaicas, evidencia-se como uma tendência. O aumento significativo na demanda por acesso a essas fontes tem gerado filas de espera crescentes em diversos países, impondo desafios substanciais ao planejamento e à operação eficiente dos sistemas elétricos. Consolidado como uma realidade, esse fenômeno impacta diretamente o sistema de transmissão, a alocação de investimentos em geração e outros aspectos cruciais.

Há uma necessidade de reformular o processo de acesso em relação aos métodos de avaliação do impacto do acesso de usinas ao sistema de transmissão. Nesse contexto, esta Dissertação de Mestrado explora um método probabilístico de avaliação de acesso para usinas renováveis mais robusto em comparação com o fluxo de potência determinístico, uma vez que mapeia as incertezas presentes nas variáveis de entrada.

Os resultados enfatizam que a abordagem probabilística em comparação com métodos determinísticos mostram que os determinísticos podem ser excessivamente restritivos, dificultando a integração eficaz de novas usinas no sistema.

Além disso, mesmo dentro do método probabilístico, é necessário reconsiderar os protocolos utilizados para considerar a geração das usinas renováveis. Os resultados indicam que o uso de dados históricos de geração, em contraste com o fator de capacidade médio, da curva de permanência ou da potência nominal das usinas, oferece uma representação mais precisa da realidade e possibilita o acesso de um maior montante de geração ao sistema de transmissão, otimizando o número de conexões permitidas.

Conclui-se que a incorporação de abordagens probabilísticas, como o FPP com SMC, apresenta-se como um caminho promissor para uma avaliação mais precisa e adaptável no contexto do acesso de geradores, e também no planejamento e operação de sistemas de energia baseados em fontes renováveis.

5.1

Trabalhos Futuros

Como uma extensão natural deste trabalho, diversas oportunidades de pesquisa e aprimoramento podem ser exploradas, proporcionando contribuições significativas para a compreensão e eficiência do processo de acesso de

usinas renováveis aos sistemas de transmissão. Algumas sugestões para trabalhos futuros incluem:

1. Ampliação da simulação:

Uma expansão significativa da simulação, incluindo um número mais expressivo de geradores, poderia enriquecer ainda mais a compreensão dos impactos da integração de usinas renováveis no sistema elétrico. O aumento na escala da simulação permitiria uma análise mais abrangente das interações entre os geradores e suas consequências para o sistema de transmissão.

2. Consideração de distribuições de probabilidades alternativas:

Para aprimorar ainda mais a modelagem das incertezas associadas às usinas renováveis, seria relevante explorar e considerar diferentes distribuições de probabilidades. A aplicação de distribuições alternativas poderia proporcionar uma visão mais completa das variações possíveis na geração de energia, contribuindo para uma análise mais robusta e adaptável aos diversos cenários.

3. Validação em sistemas de grande porte:

A aplicação da metodologia desenvolvida em sistemas reais de grande porte, tais como o SIN, é uma etapa crucial para validar e aprimorar a aplicabilidade dos resultados obtidos. Para tal, seria necessário utilizar técnicas para redução do esforço computacional.

4. Consideração de métodos para reduzir o tempo computacional das simulações.

Utilização de técnicas de redução de variância, como o método de entropia cruzada, e outras estratégias de simulações Monte Carlo, como a quase sequencial e a pseudo sequencial.

Referências Bibliográficas

- 1 BORKOWSKA, B. Probabilistic load flow. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, IEEE, n. 3, p. 752–759, 1974.
- 2 UNITED NATIONS CLIMATE CHANGES (UNFCCC). **21ª Conferência das Partes (COP21)**. Acordo de Paris sobre Mudanças Climáticas. Acesso em: Outubro de 2023.
- 3 ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). **Annual Energy Outlook 2020 with Projections to 2050**. Relatório. Acesso em: Outubro de 2023.
- 4 EMPRESA DE PESQUISA ENERGETICA (EPE). **Matriz Energética e Elétrica**. Site. Acesso em: Dezembro de 2023.
- 5 OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Apresentação PARPEL 2023**. Sumário Executivo. Acesso em: Dezembro de 2023.
- 6 OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **PARPEL 2023**. Termo de Referência. Acesso em: Dezembro de 2023.
- 7 ELECTRICITY MARKETS POLICY (EMP). **Characteristics of Power Plants Seeking Transmission Interconnection As of the End of 2022**. Queued Up. Acesso em: Dezembro de 2023.
- 8 FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC). **Order No. 2023 - Summaries of comments that were submitted in Docket No. RM22-14-000**. Relatório. Acesso em: Janeiro de 2024.
- 9 NATIONAL GRID ELECTRICITY SYSTEM OPERATOR (NGESO). **Connections Reform Consultation**. Relatório. Acesso em: Dezembro de 2023.
- 10 THE OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (OFGEM). **Connection and Use of System Code (CUSC) CMP376**. Relatório. Acesso em: Janeiro de 2024.
- 11 OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **O que é o Sistema Interligado Nacional**. SIN. Acesso em: Dezembro de 2023.
- 12 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Acesso ao Sistema de Transmissão das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica**. Módulo 5. Acesso em: Dezembro de 2023.
- 13 OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Acesso e Conexão ao Sistema Elétrico Nacional**. Site. Acesso em: Dezembro de 2023.
- 14 LIMA, S. F. F. **Metodologia de cálculo da margem de transmissão visando subsidiar leilões de energia**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019. Engenharia Elétrica.

- 15 FERNANDES, R. P. et al. Utilização de ferramenta para cálculo automático de margem de transmissão em estudos para leilões de energia. **Anais do XXV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, Belo Horizonte, 2019.
- 16 BRAGA, N. **Análise do Potencial de Híbridização e Capacidade de Escoamento no SIN de Usina Eólica-Solar no Estado Brasileiro da Bahia**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro, 2021.
- 17 NETO, S. A. **Cálculo da capacidade remanescente de um sistema Elétrico para escoamento de geração de energia**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal Rural de Pernambuco, Cabo de Santo Agostinho, 2022. 47 f.
- 18 CEPEL. **ANAREDE 2**. Site. Acesso em: Novembro de 2023.
- 19 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Consulta Pública da ANEEL**. CP nº 052/2022. Acesso em: Dezembro de 2023.
- 20 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa ANEEL nº 1069, de 29 de agosto de 2023**.
- 21 OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **2ª Fase da Consulta Pública ANEEL nº 052/2022 - Contribuições ONS**. CP nº 052/2022. Acesso em: Julho de 2023.
- 22 ALLAN, R. N.; BORKOWSKA, B.; GRIGG, C. H. Probabilistic analysis of power flows. **Proceedings of the Institution of Electrical Engineers**, v. 121, n. 12, p. 1551–1556, Dezembro 1974.
- 23 SCHILLING, M. T. et al. Bibliography on power system probabilistic analysis (1962-88). **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 5, n. 1, p. 1–11, Fevereiro 1990.
- 24 CHEN, P.; CHEN, Z.; BAK-JENSEN, B. Probabilistic load flow: A review. **2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies**, p. 1586–1591, Abril 2008.
- 25 CAI, D. et al. Probabilistic load flow algorithms considering correlation between input random variables: A review. **2015 IEEE 10th Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA)**, p. 1139–1144, Junho 2015.
- 26 ALLAN, R. N.; GRIGG, C. H.; AL-SHAKARCHI, M. R. G. Numerical techniques in probabilistic load flow problems. **International Journal for Numerical Methods in Engineering**, v. 10, n. 4, p. 853–860, Junho 1976.
- 27 ALLAN, R. N.; LEITE DA SILVA, A. M.; BURCHETT, R. C. Evaluation methods and accuracy in probabilistic load flow solutions. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-100, n. 5, p. 2539–2546, Maio 1981.
- 28 ALLAN, R. N.; LEITE DA SILVA, A. M. Probabilistic load flow using multilinearizations. **IEE Proceedings C - Generation, Transmission and Distribution**, v. 128, n. 5, p. 280–287, Setembro 1981.

- 29 LEITE DA SILVA A. M.; ALLAN, R. N.; SOARES, S. M.; ARIENTI, V. L. Probabilistic load flow considering network outages. **IEE Proceedings C - Generation, Transmission and Distribution**, v. 132, n. 3, p. 139–145, Maio 1985.
- 30 LEITE DA SILVA, A. M.; ARIENTI, V. L. Probabilistic load flow by a multi-linear simulation algorithm. **IEE Proceedings C - Generation, Transmission and Distribution**, v. 137, n. 4, p. 276–282, Julho 1990.
- 31 LEITE DA SILVA A. M.; RIBEIRO, S. et al. Probabilistic load flow techniques applied to power system expansion planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 5, n. 4, p. 1047–1053, Novembro 1990.
- 32 JORGENSEN, P.; CHRISTENSEN, J. S.; TANDE, J. Probabilistic load flow calculation using monte carlo techniques for distribution network with wind turbines. **8th International Conference on Harmonics and Quality of Power. Proceedings**, v. 2, p. 1146–1151 vol.2, Outubro 1998.
- 33 MIN, L. et al. Short-term probabilistic transmission congestion forecasting. **2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies**, p. 764–770, Abril 2008.
- 34 MILHORANCE, A. **Fluxo de Potência Probabilístico via Simulação Monte Carlo e Método da Entropia Cruzada**. Dissertação (Mestrado) — Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), 2017.
- 35 MILHORANCE, A. **Aplicações do Método da Entropia Cruzada em Estimativa de Risco e Otimização de Contrato de Montante de Uso do Sistema de Transmissão**. Tese (Doutorado) — Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), 2021.
- 36 PEREIRA, T. **Estimativa de riscos em redes Elétricas considerando fontes renováveis e contingências de geração e transmissão via fluxo de potência probabilístico**. Dissertação (Mestrado) — Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), 2023.
- 37 WANG, H. et al. Probabilistic power flow analysis of microgrid with renewable energy. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 114, p. 105393, Janeiro 2020.
- 38 VILLANUEVA, D.; PAZOS, J. L.; FEIJOO, A. Probabilistic load flow including wind power generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 26, n. 3, p. 1659–1667, Janeiro 2011.
- 39 SUN, Y. et al. Probabilistic load flow calculation of ac/dc hybrid system based on cumulant method. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, v. 139, p. 107998, Julho 2022.
- 40 LE, D.; BERIZZI, A.; BOVO, C. A probabilistic security assessment approach to power systems with integrated wind resources. **Renewable Energy**, v. 85, p. 114–123, Janeiro 2016.

- 41 HASAN, K. N.; PREECE, R.; MILANOVIC, J. V. Existing approaches and trends in uncertainty modelling and probabilistic stability analysis of power systems with renewable generation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 101, p. 168–180, Março 2019.
- 42 BREVE, M. M. et al. Flow-network-based method for the reliability analysis of decentralized power system topologies with a sequential monte-carlo simulation. **IEEE Transactions on Reliability**, IEEE, Dezembro 2023.
- 43 PJM INTERCONNECTION. **PJM Manual 14B: PJM Region Transmission Planning Process**. Site. Acesso em: Janeiro de 2024.
- 44 SIEMENS. **Store**. PSS-E Inc. Acesso em: Novembro de 2023.
- 45 OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **ONS: Submódulo 7.1 dos Procedimentos de Rede ONS**. Site. Acesso em: Dezembro de 2023.
- 46 OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN - Ciclo 2024-2028**. PAR/PEL. Acesso em: Janeiro de 2024.
- 47 OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **ONS: Submódulo 3.1 dos Procedimentos de Rede ONS**. Site. Acesso em: Dezembro de 2023.
- 48 MEGAWHAT. **Fator de Capacidade**. Site. Acesso em: Janeiro de 2024.
- 49 OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Dados Gerais - Histórico da Operação**. Site. Acesso em: Janeiro de 2024.
- 50 BARROS, A. M. et al. Avaliação dos percentuais de despacho da geração eólica e solar do subsistema nordeste a serem considerados nos estudos de acesso e parpel. **XXVII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, Novembro 2023.
- 51 OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **ONS: Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede ONS**. Site. Acesso em: Dezembro de 2023.
- 52 USAOLA, J. Probabilistic load flow in systems with wind generation. **IET Generation, Transmission & Distribution**, IET, v. 3, n. 12, p. 1031–1041, Dezembro 2009.
- 53 SU, C. L. Probabilistic load-flow computation using point estimate method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 20, n. 4, p. 1843–1851, nov. 2005.
- 54 MORALES, J. M.; PEREZ-RUIZ, J. Point estimate schemes to solve the probabilistic power flow. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 4, p. 1594–1601, nov. 2007.
- 55 YU, H. et al. Probabilistic load flow evaluation with hybrid latin hypercube sampling and cholesky decomposition. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 24, n. 2, p. 661–667, 2009.

- 56 OKE, O. A. et al. Probabilistic load flow for distribution systems with wind production using unscented transform method. p. 1–7, jan. 2011.
- 57 AIEN, M.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; AMINIFAR, F. Probabilistic load flow in correlated uncertain environment using unscented transformation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 4, p. 2233–2241, 2012.
- 58 ZHANG, P.; LEE, S. T. Probabilistic load flow computation using the method of combined cumulants and gram-charlier expansion. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 1, p. 676–682, 2004.
- 59 SANDOVAL, N.; GONG, Y.; CHUNG, C. Y. Three-phase second-order analytic probabilistic load flow with voltage-dependent load. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 38, n. 1, p. 229–241, jan. 2023.
- 60 GRUOSSO, G. et al. Joined probabilistic load flow and sensitivity analysis of distribution networks based on polynomial chaos method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 35, n. 1, p. 618–627, jan. 2020.
- 61 CHEVALIER, S.; SCHENATO, L.; DANIEL, L. Accelerated probabilistic power flow in electrical distribution networks via model order reduction and neumann series expansion. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 37, n. 3, p. 2151–2163, maio 2022.
- 62 RUBINSTEIN, R. Y.; KROESE, D. P. **Simulation and the Monte Carlo method**. 3rd. ed. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Ltd, 2017.
- 63 LEITE DA SILVA, A. M.; MILHORANCE, A. Risk assessment in probabilistic load flow via monte carlo simulation and cross-entropy method. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 34, n. 2, p. 1193–1202, Março 2019.
- 64 LEITE DA SILVA, A. M. et al. Composite reliability evaluation with renewable sources based on quasi-sequential monte carlo and cross entropy methods. p. 1–6, 2014.
- 65 GONZÁLEZ-FERNÁNDEZ, R. A.; LEITE DA SILVA, A. M. Reliability assessment of time-dependent systems via sequential cross-entropy monte carlo simulation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 26, n. 4, p. 2381–2389, Novembro 2011.
- 66 BILLINTON, R.; LI, W. **Reliability Assessment of Electrical Power Systems Using Monte Carlo Methods**. [S.l.]: Plenum, 1994.
- 67 SELLITTO, M. A. Formulação estratégica da manutenção industrial com base na confiabilidade dos equipamentos. **Production**, v. 15, n. 1, p. 44–59, 2005.
- 68 PEREIRA, M.; BALU, N. Composite generation/transmission reliability evaluation. **Proceedings of the IEEE**, v. 80, n. 4, p. 470–491, Abril 1992.
- 69 UNIVERSITY OF WASHINGTON. **Power system test case archive**. IEEE RTS 79 bus. Acesso em: Novembro de 2023.
- 70 SUBCOMMITTEE, P. M. IEEE Reliability Test System. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-98, n. 6, p. 2047–2054, nov. 1979.

- 71 INTEL CORPORATION. **Intel Core i5 Processors**. Site. Acesso em: Novembro de 2023.
- 72 THE MATHWORKS INC. **MATLAB**. Site. Acesso em: Novembro de 2023.
- 73 MATPOWER. **Software**. Site. Acesso em: Janeiro de 2023.
- 74 VESTAS. **Especificações técnicas v155-3.3 MW**. Site. Acesso em: Abril de 2023.
- 75 NREL. **Wind prospector**. Site. Acesso em: Abril de 2023.
- 76 SULAEMAN, S. et al. A wind farm reliability model considering both wind variability and turbine forced outages. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 8, n. 2, p. 629–637, Abril 2017.
- 77 NETO, J. C. S. A. et al. Proposta de metodologia para avaliação da taxa equivalente de indisponibilidade forçada para sistemas fotovoltaicos. **IX Congresso Brasileiro de Energia Solar**, Maio 2022.
- 78 GUIMARÃES, I. O. et al. Reliability assessment of distribution grids with dg via quasi-sequential monte carlo simulation. **Electr. Power Syst. Res.**, v. 229, Abril 2023.
- 79 LEITE DA SILVA, A. M. et al. Pseudo-chronological simulation for composite reliability analysis with time varying loads. **IEEE Trans. Power Syst.**, v. 15, 2000.

A

Coeficiente de Variação dos Casos Simulados

Tabela A.1: Coeficiente de variação em porcentagem.

Caso	Linha	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Eólica 1- 100	Linha 16-17	0,368	0,336	0,192	0,247	0,366	0,371	0,307	0,242	0,197	0,257	0,396	0,428
Eólica1-100 Eólica2-100	Linha 16-17	0,501	0,515	0,446	0,493	0,549	0,536	0,541	0,478	0,458	0,484	0,522	0,548
Eólica1-100 Eólica2-90		0,568	0,588	0,565	0,593	0,627	0,626	0,629	0,589	0,561	0,584	0,605	0,658
Eólica1-100 Eólica2-80		0,683	0,707	0,700	0,696	0,776	0,760	0,757	0,704	0,686	0,691	0,741	0,838
Eólica1-100 Eólica2-70		0,874	0,921	0,841	0,838	0,969	0,953	0,991	0,867	0,834	0,839	0,975	1,216
Eólica1-100 Eólica2-60		1,363	1,330	1,175	1,222	1,356	1,382	1,476	1,253	1,173	1,238	1,602	1,995
Eólica1-100 Eólica2-50		2,456	2,183	2,876	2,696	3,060	3,254	3,154	2,790	2,671	2,890	2,348	3,540
Eólica1-medio Eólica2-100	Linha 16-17	0,510	0,525	0,462	0,508	0,557	0,546	0,554	0,494	0,472	0,500	0,532	0,562
Eólica1-medio Eólica2-90		0,582	0,602	0,586	0,609	0,646	0,645	0,644	0,608	0,580	0,601	0,622	0,680
Eólica1-medio Eólica2-80		0,708	0,733	0,719	0,712	0,804	0,786	0,787	0,724	0,707	0,708	0,770	0,882
Eólica1-medio Eólica2-70		0,917	0,963	0,870	0,874	1,007	0,994	1,041	0,905	0,866	0,875	1,033	1,307
Eólica1-medio Eólica2-60		1,515	1,454	1,286	1,339	1,470	1,508	1,599	1,374	1,283	1,369	1,807	2,214
Eólica1-medio Eólica2-50		2,122	2,912	2,566	2,181	2,640	2,038	2,688	2,374	2,223	2,431	2,332	2,587
Eólica1-curva Eólica2-100	Linha 16-17	0,669	0,688	0,680	0,677	0,750	0,740	0,736	0,687	0,667	0,674	0,726	0,816
Eólica1-curva Eólica2-90		0,846	0,881	0,811	0,808	0,929	0,918	0,948	0,833	0,801	0,809	0,942	1,165
Eólica1-curva Eólica2-80		1,273	1,235	1,098	1,134	1,254	1,284	1,364	1,161	1,080	1,151	1,489	1,852
Eólica1-curva Eólica2-70		2,972	2,662	2,435	2,310	2,531	2,756	2,674	2,387	2,255	2,458	2,786	2,973
Eólica1-curva Eólica2-60		3,325	3,705	3,847	3,191	3,654	3,044	3,465	3,907	3,529	3,304	3,317	3,426
Eólica1-curva Eólica2-50		4,183	4,876	4,696	3,060	3,254	3,154	2,790	2,671	2,890	2,348	3,540	4,426
Eólica1-vento Eólica2-100	Linha 16-17	0,646	0,661	0,658	0,669	0,755	0,763	0,783	0,725	0,687	0,670	0,705	0,795
Eólica1-vento Eólica2-90		0,806	0,838	0,795	0,793	0,921	0,949	1,020	0,908	0,832	0,803	0,903	1,095
Eólica1-vento Eólica2-80		1,119	1,124	1,047	1,094	1,204	1,364	1,502	1,380	1,194	1,142	1,346	1,604
Eólica1-vento Eólica2-70		2,252	1,937	2,031	2,029	2,152	2,999	3,151	3,267	2,627	2,251	2,841	2,612
Eólica1-vento Eólica2-60		3,109	3,442	3,365	3,925	3,508	3,993	3,972	3,776	3,706	3,276	3,024	3,997
Eólica1-vento Eólica2-50		3,105	3,429	3,613	3,129	3,674	3,009	3,840	3,571	3,044	3,840	3,245	3,566

Caso	Linha	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Eólica1-vento Eólica2-vento	Linha 16-17	0,384	0,352	0,208	0,263	0,382	0,386	0,322	0,257	0,213	0,272	0,412	0,443
Eólica 1 - curva	Linha 14-16	0,427	0,423	0,348	0,382	0,467	0,460	0,440	0,366	0,367	0,378	0,444	0,448
Eólica 2 - curva	Linha 16-17	1,951	1,537	1,080	1,289	2,804	2,760	1,526	1,357	1,066	1,425	1,534	1,180
Solar - 100%	Linha 16-19	1,897	2,171	2,848	2,663	2,210	1,549	3,163	2,495	3,582	3,097	1,279	0,756
Eólica 1 - curva	Linha 14-16	2,045	2,234	1,415	1,823	2,005	1,763	2,106	1,640	1,567	1,703	1,855	1,835
Eólica 2 - curva	Linha 16-17	0,789	0,813	0,557	0,672	0,799	0,789	0,763	0,617	0,621	0,651	0,746	0,664
Solar - 90%	Linha 16-19	1,740	3,324	4,535	3,967	1,952	1,436	2,764	3,803	3,627	3,208	1,200	0,730
Eólica 1 - curva	Linha 14-16	0,376	0,343	0,198	0,253	0,373	0,378	0,313	0,248	0,203	0,263	0,404	0,436
Eólica 2 - curva	Linha 16-17	1,474	1,632	1,124	1,485	1,398	1,363	1,575	1,317	1,221	1,389	1,379	1,388
Solar - 80%	Linha 16-19	0,892	0,973	0,714	0,921	0,881	0,883	0,954	0,830	0,771	0,875	0,857	0,816
Eólica 1 - curva	Linha 14-16	0,376	0,343	0,198	0,253	0,374	0,378	0,313	0,248	0,203	0,263	0,404	0,436
Eólica 2 - curva	Linha 16-17	1,157	1,268	0,970	1,258	1,105	1,163	1,254	1,132	1,025	1,191	1,119	1,101
Solar - 70%	Linha 16-19	1,118	1,238	1,108	1,421	1,073	1,206	1,258	1,297	1,140	1,357	1,137	1,126
Eólica 1 - curva	Linha 14-16	0,376	0,343	0,198	0,253	0,374	0,378	0,313	0,248	0,203	0,263	0,404	0,437
Eólica 2 - curva	Linha 16-17	0,969	1,036	0,875	1,108	0,968	1,016	1,040	0,994	0,909	1,048	0,967	0,913
Solar - 60%	Linha 16-19	1,911	2,072	2,351	2,676	1,937	2,320	2,118	2,581	2,262	2,655	2,145	1,925
Eólica 1 - curva	Linha 14-16	0,376	0,343	0,199	0,254	0,374	0,378	0,313	0,248	0,203	0,263	0,404	0,437
Eólica 2 - curva	Linha 16-17	0,847	0,888	0,798	0,963	0,888	0,897	0,891	0,879	0,825	0,921	0,848	0,786
Solar - 50%	Linha 16-19	3,419	3,921	3,152	3,471	3,155	3,167	3,986	3,403	3,594	3,097	3,044	3,379
Eólica 1 - médio	Linha 14-16	0,376	0,343	0,199	0,254	0,374	0,379	0,313	0,248	0,203	0,264	0,404	0,437
Eólica 2 - médio	Linha 16-17	0,669	0,712	0,658	0,734	0,748	0,721	0,708	0,684	0,670	0,705	0,655	0,638
Solar - 100%	Linha 16-19	1,069	2,122	2,724	5,901	1,204	0,937	1,811	6,327	3,777	2,450	0,810	0,564
Eólica 1 - vento	Linha 14-16	0,376	0,343	0,199	0,254	0,374	0,379	0,313	0,248	0,203	0,264	0,404	0,437
Eólica 2 - vento	Linha 16-17	1,048	2,072	2,997	4,658	1,181	0,921	1,777	4,986	3,308	2,418	0,797	0,559
Solar - 100%	Linha 16-19	2,872	2,074	2,985	3,799	3,160	2,363	4,559	3,332	1,566	3,019	1,987	1,303
Eólica 1 - vento Eólica 2 - vento Solar - histórico	Linha 16-17	0,369	0,336	0,190	0,247	0,367	0,371	0,306	0,241	0,195	0,257	0,398	0,430