



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

VICTOR FERREIRA ZWETKOFF

**METODOLOGIA PROBABILÍSTICA PARA TARIFICAÇÃO DE
SISTEMAS DE TRANSMISSÃO CONSIDERANDO A
INTERMITÊNCIA DA FONTE EÓLICA**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para
obtenção do Título de Mestre em Ciências em
Engenharia Elétrica

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Armando Martins Leite da Silva

Coorientador: Prof. Dr. João Guilherme de Carvalho Costa

Junho de 2020

Itajubá – MG – Brasil

AGRADECIMENTOS

- Em primeiro lugar agradeço a minha amada esposa Juliana Souza Nunes pelo amor incondicional, pelas carinhosas palavras de incentivo e pelo indispensável apoio emocional para a realização deste grande e importante marco em minha vida;
- Aos meus orientadores, os professores Armando Martins Leite da Silva e João Guilherme de Carvalho Costa, pela pronta e cordial disponibilidade para minha orientação, sempre feita de forma precisa e valiosa, bem como pela convivência harmoniosa durante estes preciosos anos de trabalho e convivência;
- Aos meus pais, Harald Peter Zwetkoff e Maria Beatriz Ferreira Zwetkoff, por todo o amor, educação, grande incentivo e por me fornecer as bases para alcançar todos os meus objetivos;
- Aos meus irmãos, Breno Ferreira Zwetkoff e Aline Ferreira Zwetkoff, pelo amor, carinho e proximidade em todos os momentos da minha vida;
- Ao amigo Giordano Bruno Braz de Pinho Matos, gerente de tarifas da CEMIG, pelo apoio prestado;
- A todos os professores do Instituto de Sistemas Elétricos e Energia (ISEE) da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI).

RESUMO

Esta dissertação propõe uma nova metodologia para alocação de custos de sistemas de transmissão considerando a intermitência de fontes eólicas. Inicialmente, apresenta-se a formulação matemática da metodologia de alocação de custos de transmissão em bases semelhantes àquela adotada atualmente no Brasil. Este método decompõe o custo total do sistema de transmissão em duas parcelas: o custo da parcela utilizada da transmissão, alocado aos usuários conforme o uso efetivo da rede; e o custo da parcela não utilizada da transmissão, rateado entre os usuários na proporção de suas magnitudes de geração e consumo.

A principal contribuição desta dissertação consiste na inserção de um esquema de precificação nodal em um ambiente cronológico de simulação, permitindo analisar o comportamento dos encargos de transmissão frente à variação na geração eólica. O objetivo é calcular uma tarifa equivalente para cada participante do mercado nos segmentos de geração e carga, considerando a realidade operacional do sistema elétrico.

O algoritmo proposto é aplicado ao sistema IEEE-RTS (*Reliability Test System*) modificado com a inserção de uma usina eólica. Neste mesmo sistema, são também aplicados métodos determinísticos de tarifação, permitindo a comparação das tarifas resultantes. Diversos testes são realizados e seus resultados amplamente discutidos.

Palavras-chave: Tarifas de transmissão; precificação nodal; fluxo de potência cronológico; fontes renováveis; geração eólica.

ABSTRACT

This dissertation proposes a new method for allocating costs of transmission systems considering the intermittency of wind sources. Initially, the mathematical formulation of the transmission cost allocation method is presented, which is based on that one currently adopted in Brazil. This method breaks down the total cost of the transmission system into two components: the cost of the used portion of the transmission capacity, allocated to users according to the actual use of the network; and the cost of the unused portion of the transmission, rated among users in proportion to the magnitudes of their generation and consumption.

The main contribution of this dissertation is the insertion of a nodal transmission pricing scheme in a chronological simulation environment, which allows analyzing the behavior of transmission charges in relation to the variable power output of wind sources. The objective is to calculate an equivalent tariff for each market participant of generation and load sectors, considering the operational reality of the electrical system.

The proposed method is applied to a modified configuration of the IEEE-RTS (Reliability Test System) with insertion of a wind power plant. In the same system, deterministic pricing methods are also applied, allowing the comparison among resulting tariffs. Several tests are carried out and their results extensively discussed.

Keywords: Transmission tariffs; nodal pricing; chronological power flow; renewable sources; wind power.

SUMÁRIO

Lista de Figuras	v
Lista de Tabelas.....	vi
Lista de abreviaturas e símbolos.....	vii
CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO.....	1
1.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS	1
1.2. DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO	2
1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	9
CAPÍTULO 2 - METODOLOGIA PARA TARIFAÇÃO DO USO DA TRANSMISSÃO.....	10
2.1. INTRODUÇÃO	10
2.2. FLUXO DE POTÊNCIA LINEARIZADO DC	11
2.2.1. Aplicação Numérica	14
2.3. TARIFAÇÃO NODAL – CONCEITOS BÁSICOS	17
2.3.1. Formulação Matemática	17
2.3.2. Eliminação da Dependência da Barra de Referência	19
2.3.3. Recuperação do Custo Total da Transmissão.....	21
2.3.4. Eliminação das alocações negativas	22
2.3.5. Algoritmo para Cálculo da Tarifa Final	24
2.3.6. Aplicação Numérica	26
2.4. COMENTÁRIOS FINAIS	30
CAPÍTULO 3 - CÁLCULO DE TARIFAS INCORPORANDO A INTERMITÊNCIA DA FONTE EÓLICA	32
3.1. INTRODUÇÃO	32
3.2. O RECURSO EÓLICO	32
3.2.1. Teoria elementar de Betz.....	32
3.2.2. Intermitência do vento.....	36
3.2.3. Velocidade do vento e altura	37
3.2.4. Curva de potência de aerogeradores.....	39
3.2.5. Distribuição de frequências da velocidade de vento	40
3.3. SIMULAÇÃO CRONOLÓGICA DE TARIFAS	41
3.3.1. Conceitos preliminares	41
3.3.2. Proposta para simulação.....	43
3.4. AVALIAÇÃO DO IMPACTO SISTÊMICO DA INTERMITÊNCIA DA FONTE EÓLICA SOBRE AS TARIFAS DE TRANSMISSÃO.....	44
3.5. COMENTÁRIOS FINAIS	47
CAPÍTULO 4 - APLICAÇÕES NUMÉRICAS PARA AVALIAÇÃO DO IMPACTO TARIFÁRIO.....	49
4.1. SISTEMA TESTE.....	49

4.2.	MODIFICAÇÕES PROPOSTAS	51
4.3.	SIMULAÇÕES PROPOSTAS.....	52
4.3.1.	Série histórica de geração eólica	52
4.3.2.	Cenários de simulação: Locais de instalação da usina eólica.....	53
4.3.3.	Simulações cronológicas	54
4.3.4.	Simulações determinísticas	54
4.3.5.	Simulações com despacho proporcional	54
4.4.	RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES	55
4.4.1.	Usina eólica na barra 102 com 500 MW de capacidade	55
4.4.1.1.	Encargos das Cargas.....	55
4.4.1.2.	Encargos dos Geradores	59
4.4.2.	Usina eólica na barra 11 com 1230 MW de capacidade	62
4.4.2.1.	Encargos das Cargas.....	62
4.4.2.2.	Encargos dos Geradores	66
4.5.	ANÁLISES DOS RESULTADOS.....	69
4.5.1.	Funcionamento do algoritmo de cálculo tarifário	69
4.5.1.	Inversões de fluxo nas linhas de transmissão e o surgimento de degraus tarifários.....	72
4.6.	PROPOSTA PARA UM NOVO MODELO DE TARIFAÇÃO.....	76
4.7.	COMPARAÇÃO COM O MODELO ATUAL	80
4.8.	COMENTÁRIOS FINAIS	81
CAPÍTULO 5 - CONCLUSÕES.....		83
APÊNDICE.....		86
A.1 -	ENCARGOS DAS CARGAS - USINA EÓLICA NA BARRA 102	86
A.2 -	ENCARGOS DOS GERADORES - USINA EÓLICA NA BARRA 102.....	87
A.3 -	ENCARGOS DAS CARGAS - USINA EÓLICA NA BARRA 11	88
A.4 -	ENCARGOS DOS GERADORES - USINA EÓLICA NA BARRA 11.....	89
A.5 -	INVERSÕES DE FLUXO NO CENÁRIO DA USINA EÓLICA NA BARRA 102	90
A.6 -	INVERSÕES DE FLUXO NO CENÁRIO DA USINA EÓLICA NA BARRA 11	95
Referências.....		106

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 2.1 – SISTEMA EXEMPLO 5 BARRAS.	14
FIGURA 3.1 – ESCOAMENTO DO AR EM ATRAVÉS DE UMA TURBINA EÓLICA [WEH01].	34
FIGURA 3.2 – GRÁFICO DE COEFICIENTE DE POTÊNCIA VS. A RAZÃO DE VELOCIDADES [WTF06].	36
FIGURA 3.3 – VALORES PARA O COMPRIMENTO DE RUGOSIDADE [WTF06].	38
FIGURA 3.4 – CURVA DE POTÊNCIA DA MÁQUINA GAMESA G114 BASEADA EM [GAM12].	40
FIGURA 3.5 – DISTRIBUIÇÕES DE WEIBULL E RAYLEIGH [AEMG10].	41
FIGURA 3.6 – FLUXOGRAMA DO PROGRAMA DE CÁLCULO CRONOLÓGICO DE TARIFAS.	45
FIGURA 4.1 – IEEE-RTS [L12].	50
FIGURA 4.2 – CURVA DE PERMANÊNCIA DE GERAÇÃO DA SÉRIE HISTÓRICA (PU).	53
FIGURA 4.3 – HISTOGRAMA DO ENCARGO TOTAL DA CARGA DA BARRA 2.	56
FIGURA 4.4 – HISTOGRAMA DO ENCARGO TOTAL DA CARGA DA BARRA 4.	57
FIGURA 4.5 – HISTOGRAMA DO ENCARGO TOTAL DA CARGA DA BARRA 15.	57
FIGURA 4.6 – HISTOGRAMA DO ENCARGO TOTAL DA CARGA DA BARRA 18.	58
FIGURA 4.7 – HISTOGRAMA DO ENCARGO TOTAL DO GERADOR DA BARRA 101.	60
FIGURA 4.8 – HISTOGRAMA DO ENCARGO TOTAL DO GERADOR DA BARRA 2.	60
FIGURA 4.9 – HISTOGRAMA DO ENCARGO TOTAL DO GERADOR DA BARRA 102.	61
FIGURA 4.10 – HISTOGRAMA DO ENCARGO TOTAL DO GERADOR DA BARRA 7.	61
FIGURA 4.11 – HISTOGRAMA DO ENCARGO TOTAL DA CARGA DA BARRA 2.	64
FIGURA 4.12 – HISTOGRAMA DO ENCARGO TOTAL DA CARGA DA BARRA 3.	64
FIGURA 4.13 – HISTOGRAMA DO ENCARGO TOTAL DA CARGA DA BARRA 15.	65
FIGURA 4.14 – HISTOGRAMA DO ENCARGO TOTAL DA CARGA DA BARRA 18.	65
FIGURA 4.15 – HISTOGRAMA DO ENCARGO TOTAL DO GERADOR DA BARRA 101.	67
FIGURA 4.16 – HISTOGRAMA DO ENCARGO TOTAL DO GERADOR DA BARRA 2.	68
FIGURA 4.17 – HISTOGRAMA DO ENCARGO TOTAL DO GERADOR DA BARRA 102.	68
FIGURA 4.18 – HISTOGRAMA DO ENCARGO TOTAL DO GERADOR DA BARRA 7.	69
FIGURA A.1 – INVERSÃO NO FLUXO DA LT 138 kV BARRA 4 – BARRA 9.	90
FIGURA A.2 – INVERSÃO NO FLUXO DA LT 138 kV BARRA 1 – BARRA 3.	91
FIGURA A.3 – INVERSÃO NO FLUXO DA LT 138 kV BARRA 5 – BARRA 10.	92
FIGURA A.4 – INVERSÃO NO FLUXO DA LT 138 kV BARRA 1 – BARRA 2.	93
FIGURA A.5 – INVERSÃO NO FLUXO DA LT 138 kV BARRA 2 – BARRA 4.	94
FIGURA A.6 – INVERSÃO NO FLUXO DA LT 230 kV BARRA 19 – BARRA 20.	96
FIGURA A.7 – INVERSÃO NO FLUXO DA LT 230 kV BARRA 11 – BARRA 14.	97
FIGURA A.8 – INVERSÃO NO FLUXO DA LT 230 kV BARRA 15 – BARRA 16.	98
FIGURA A.9 – INVERSÃO NO FLUXO DA LT 138 kV BARRA 3 – BARRA 9.	99
FIGURA A.10 – INVERSÃO NO FLUXO DA LT 138 kV BARRA 3 – BARRA 9.	100
FIGURA A.11 – INVERSÃO NO FLUXO DA LT 138 kV BARRA 1 – BARRA 2.	101
FIGURA A.12 – INVERSÃO NO FLUXO DA LT 138 kV BARRA 1 – BARRA 5.	102
FIGURA A.13 – INVERSÃO NO FLUXO DA LT 138 kV BARRA 2 – BARRA 4.	103
FIGURA A.14 – INVERSÃO NO FLUXO DA LT 138 kV BARRA 1 – BARRA 2.	104
FIGURA A.15 – INVERSÃO NO FLUXO DA LT 138 kV BARRA 11 – BARRA 13.	105

LISTA DE TABELAS

TABELA 1.1 – CARACTERÍSTICAS DOS MÉTODOS	7
TABELA 2.1 – DADOS DE BARRA.....	15
TABELA 2.2 – DADOS DE CIRCUITO	15
TABELA 2.3 – PARCELA LOCACIONAL	28
TABELA 2.4 - PARCELA SELO	28
TABELA 2.5 – ENCARGOS TOTAIS	29
TABELA 2.6 – ENCARGOS DE ELIMINAÇÃO DE <i>PAYBACK</i>	29
TABELA 2.7 – ENCARGOS FINAIS	30
TABELA 2.8 – TARIFAS FINAIS	30
TABELA 4.1 – UNIDADES GERADORAS POR BARRA NO IEEE-RTS ORIGINAL	51
TABELA 4.2 – CUSTOS DE GERAÇÃO E INFLEXIBILIDADES DO IEEE-RTS ORIGINAL.....	52
TABELA 4.3 – ENCARGOS DAS CARGAS – GERAÇÃO CRONOLÓGICA	55
TABELA 4.4 – ENCARGOS DAS CARGAS – GERAÇÃO DETERMINÍSTICA	56
TABELA 4.5 – ENCARGOS DAS CARGAS – DESPACHO PROPORCIONAL	56
TABELA 4.6 – ENCARGOS DOS GERADORES – GERAÇÃO CRONOLÓGICA	59
TABELA 4.7 – ENCARGOS DOS GERADORES – GERAÇÃO DETERMINÍSTICA.....	59
TABELA 4.8 – ENCARGOS DOS GERADORES – DESPACHO PROPORCIONAL	59
TABELA 4.9 – ENCARGOS DAS CARGAS – GERAÇÃO CRONOLÓGICA	63
TABELA 4.10 – ENCARGOS DAS CARGAS – GERAÇÃO DETERMINÍSTICA	63
TABELA 4.11 – ENCARGOS DAS CARGAS – DESPACHO PROPORCIONAL.....	63
TABELA 4.12 – ENCARGOS DOS GERADORES – GERAÇÃO CRONOLÓGICA.....	66
TABELA 4.13 – ENCARGOS DOS GERADORES – GERAÇÃO DETERMINÍSTICA	67
TABELA 4.14 – ENCARGOS DOS GERADORES – DESPACHO PROPORCIONAL	67
TABELA 4.15 – SIMULAÇÃO DE DESPACHO PROPORCIONAL – USINA EÓLICA NA BARRA 102 – ENCARGOS E TARIFAS DAS CARGAS	70
TABELA 4.16 – SIMULAÇÃO DE DESPACHO PROPORCIONAL – USINA EÓLICA NA BARRA 102 – ENCARGOS E TARIFAS DOS GERADORES	70
TABELA 4.17 – SIMULAÇÃO DE DESPACHO PROPORCIONAL – USINA EÓLICA NA BARRA 11 - ENCARGOS E TARIFAS DAS CARGAS.....	71
TABELA 4.18 – SIMULAÇÃO DE DESPACHO PROPORCIONAL – USINA EÓLICA NA BARRA 11 – ENCARGOS E TARIFAS DOS GERADORES	71
TABELA 4.19 – ENCARGOS E TARIFAS DOS GERADORES (MÉDIA) – USINA EÓLICA NA BARRA 102	78
TABELA 4.20 – ENCARGOS E TARIFAS DAS CARGAS (MÉDIA) – USINA EÓLICA NA BARRA 102	78
TABELA 4.21 – ENCARGOS E TARIFAS DOS GERADORES (MÉDIA) – USINA EÓLICA NA BARRA 11	79
TABELA 4.22 – ENCARGOS E TARIFAS DAS CARGAS (MÉDIA) – USINA EÓLICA NA BARRA 11	79
TABELA 4.23 – COMPARAÇÃO DAS PROPOSTAS SUGERIDAS COM O MODELO ATUAL.....	81
TABELA A.1 – ENCARGOS DAS CARGAS - USINA EÓLICA NA BARRA 102	86
TABELA A.2 – ENCARGOS DOS GERADORES - USINA EÓLICA NA BARRA 102.....	87
TABELA A.3 – ENCARGOS DAS CARGAS - USINA EÓLICA NA BARRA 11	88
TABELA A.4 – ENCARGOS DOS GERADORES - USINA EÓLICA NA BARRA 11	89

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

<i>ANEEL</i>	Agência Nacional de Energia Elétrica;
<i>CTN</i>	Custo total não utilizado da transmissão (\$/ano);
<i>CTT</i>	Custo total da transmissão (\$/ano);
<i>CTU</i>	Custo total utilizado da transmissão (\$/ano);
<i>RAP</i>	Receita anual permitida;
<i>IEEE-RTS</i>	IEEE <i>Reliability Test System</i>
β	Matriz de Sensibilidade;
<i>PC</i>	Vetor de carga das barras;
<i>PG</i>	Vetor de geração das barras;
pu	Por unidade (valor relativo);
π_0	Vetor de ajuste da dependência da barra de referência (\$/MW.ano);
π_j	Vetor das tarifas nodais sem ajuste da barra j (\$/MW.ano);
<i>m</i>	Constante de ajuste das tarifas para eliminação da dependência da barra de referência;
k_G e k_C	Tarifas selo para recuperação do CTT;
π_j^{final}	Vetor das tarifas nodais finais da barra j (\$/MW.ano);
C_p	Coefficiente de potência de uma turbina eólica;
\bar{v}_h	Velocidade média do vento na altura h;
z_0	Comprimento de rugosidade do terreno;
P50	Mediana;
P75	Percentil 75;
P90	Percentil 90.

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS

OS SISTEMAS de transmissão desempenham um papel fundamental para o funcionamento dos mercados de energia elétrica [SGL89]. Diferentemente dos segmentos de geração e comercialização, o segmento de transmissão trata-se de um monopólio natural, cuja tarifação tem impacto direto na remuneração dos agentes concessionários e no custo dos consumidores do mercado. Assim, uma vez definido o valor total necessário para cobrir os custos de operação, manutenção e investimentos no setor, torna-se necessário determinar a forma com que este montante será rateado entre os usuários da rede.

Vários métodos de alocação de custos de transmissão tiveram origem nos Estados Unidos com o advento das transações *wheeling*, em que duas empresas firmavam contratos de compra e venda de energia exigindo a utilização do sistema de transmissão de uma terceira. Desta forma surgia a necessidade de traduzir o grau de utilização do sistema em custos para a rede de transmissão. Por esta razão, muitos dos métodos encontrados na literatura estão mais adaptados aos casos em que o sistema elétrico encontra-se organizado em termos de transações bilaterais e não em torno de um mercado de despacho centralizado [SSL02].

A complexidade do método de alocação de custos deve atender às exigências do mercado em que se pretende implantá-lo. Há instâncias em que a facilidade de aplicação é adotada como a principal razão para a utilização de modelos mais simples, em detrimento de métodos mais complexos. De um modo geral, métodos mais complexos refletem melhor o uso da rede pelos agentes, sendo mais justos na alocação dos custos e conduzindo o sistema a uma operação mais eficiente.

Este trabalho apresenta uma metodologia para a alocação dos custos de sistemas de transmissão com sensibilidade a múltiplos cenários de geração eólica. O objetivo principal desta metodologia é avaliar o impacto da intermitência da fonte eólica no cálculo das tarifas de transmissão. Inicialmente, o método permite decompor o custo total do sistema de transmissão em duas parcelas: a primeira, correspondente à capacidade utilizada da rede e a segunda, referente à capacidade de transmissão ainda disponível no sistema. A partir do procedimento aqui descrito, é possível determinar a responsabilidade de cada participante sobre o uso de cada elemento de transmissão.

Os desenvolvimentos propostos nesta dissertação de mestrado são descritos detalhadamente, com a apresentação das equações e algoritmos correspondentes. Características importantes da metodologia proposta, como transparência, imparcialidade e flexibilidade são analisadas e ilustradas tanto com base em aplicações numéricas como com base no *IEEE Reliability Test System*.

1.2. DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO

Conforme [SSL02], as metodologias para alocação de custos de transmissão podem ser divididas em três grupos: métodos que traduzem comportamentos médios, métodos incrementais e métodos marginais. No primeiro grupo são encontrados métodos que dividem os custos do sistema de transmissão entre seus agentes com base na proporção de variáveis regulatórias, como potência de ponta ou energia transmitida, podendo ou não considerar estudos de fluxo de potência.

A técnica *Pro Rata* ou Selo Postal [KS04] é, devido à sua simplicidade de cálculo de aplicação, uma das técnicas mais difundidas. Ela consiste em dividir o custo total da transmissão entre os usuários na proporção de sua geração ou carga. Porém, esse método não é capaz de medir a efetiva utilização dos elementos individuais que compõe a rede. Com isso, a ocorrência de subsídios entre os agentes é uma consequência inevitável. Por exemplo, um gerador próximo a uma região de consumo terá a mesma tarifa que um gerador mais distante, ainda que o impacto imposto à rede de transmissão por cada um deles seja distinto.

O método do Caminho de Contrato, considerado uma particularização da metodologia *Pro Rata*, baseia-se na especificação de um conjunto de circuitos eletricamente contínuos entre os pontos de injeção e retirada de uma transação bilateral. Os custos relativos a cada circuito são

rateados entre as transações através de uma medida de uso, como por exemplo, a potência transmitida. O conjunto de circuitos que compõem o caminho é contratualmente acordado entre o gerador, o consumidor e a transmissora, não levando em conta as leis físicas que definirão o fluxo de potência real. Assim, além de não fornecer sinais econômicos adequados, este método pode originar tarifas demasiadamente elevadas para transações entre barras afastadas. Em conclusão, devido ao caráter arbitrário e não científico, o método do Caminho de Contrato é considerado inapropriado para aplicação no contexto atual dos sistemas elétricos.

Metodologias baseadas no princípio da divisão proporcional [SSL02] admitem que os fluxos de potência que deixam uma barra por um conjunto de circuitos são combinações proporcionais dos fluxos que nela incidem. Partindo de uma solução de fluxo de potência AC, as contribuições de todos os agentes para o fluxo em cada circuito são avaliadas e a mesma proporção é usada para alocar seu custo. Apesar da relativa simplicidade, o método não possui fundamentos econômicos que o tornem capaz de fornecer sinais adequados aos usuários da rede.

Ainda na linha dos métodos de comportamento médio, o método do MW-Milha, proposto em [SGL89], considera o montante da transação e a distância entre as barras de geração e carga. Duas versões foram apresentadas para este método. Na primeira, baseada na distância física entre duas barras associadas a uma transação bilateral, quanto maior o montante de potência e a distância entre as barras de injeção e retirada, maior será o encargo alocado à transação. A segunda utiliza os resultados de um estudo de fluxo de potência para obter uma situação de referência ou caso base. Com o conhecimento dos fluxos em todos os circuitos, determinam-se os valores de MW-milha associados a cada transação.

Apesar de ser um método relativamente simples, que considera a utilização efetiva da rede necessitando apenas do cálculo de um fluxo de potência linearizado, ele não recupera o custo total do sistema de transmissão, já que os fluxos nas linhas de transmissão são geralmente inferiores às suas capacidades nominais. Torna-se necessária a implantação de algum ajuste para garantir a remuneração do custo total e evitar que as companhias de transmissão adiem investimentos para forçar a operação da rede próxima dos limites. O ajuste proposto em [SSL02] consiste no rateio do custo total de transmissão entre as transações, obedecendo à proporção dos encargos calculados inicialmente.

O método do Módulo, também conhecido como método do uso [KL94, M96], assume que os agentes devem pagar pelo uso real e pela reserva da rede de transmissão. Essa reserva existe para que sejam atendidos os critérios de confiabilidade, estabilidade, segurança e incertezas associadas ao processo de planejamento do sistema.

O método do Fluxo Positivo tem a vantagem de indicar aos novos geradores e consumidores as barras mais adequadas para se conectarem, tendo em vista uma menor tarifa de uso e uma melhoria nas condições operativas do sistema no sentido de reduzir o fluxo de potência em um ou mais circuitos, como o caso da instalação de geradores em áreas do sistema com grande concentração de cargas. Como desvantagem, pode-se citar a descontinuidade e a volatilidade das tarifas, principalmente em sistemas pouco carregados ou com poucas transações, onde inversões de fluxos são mais frequentes.

O método do Fluxo Dominante é uma combinação entre os métodos do Módulo e do Fluxo Positivo. Neste método, os agentes que provocam fluxo de potência na direção dominante dos ramos da rede repartem o custo deste ramo na proporção de seus fluxos. Esta metodologia se baseia na hipótese de que a redução no fluxo dominante é benéfica ao sistema, ainda que não se explore totalmente a capacidade do ramo.

Os métodos de tarifação até então apresentados possuem a deficiência de não produzir sinais econômicos adequados para a expansão do sistema de transmissão. Esta deficiência é agravada em sistemas que apresentam taxas elevadas de crescimento de demanda, como o caso do sistema elétrico brasileiro.

Uma maneira de introduzir sinais econômicos para a expansão do sistema é a adoção de métodos incrementais, estabelecendo-se uma situação base à qual serão sobrepostas novas transações. O custo incremental associado a uma transação corresponderá à diferença entre os custos do sistema (operação, manutenção, expansão e reforços) na presença e na ausência da mesma.

Porém, os métodos incrementais apresentam deficiências apontadas em [SSL02]. Entre as deficiências estão a complexidade associada a cada transação (crescente quanto maior foi o seu número), e a dependência dos resultados com relação à sequência de inclusão das transações, introduzindo um caráter discriminatório no processo de alocação de custos.

Assim, conclui-se que metodologias incrementais têm boa aplicabilidade somente em sistemas com número reduzido de transações *wheeling*, onde é possível definir um cenário de referência para a análise incremental.

Diferentemente dos métodos incrementais, as metodologias marginais consistem basicamente em avaliar, em relação a um determinado ponto de operação, a variação nos custos do sistema de transmissão provocada pela variação marginal de alguma grandeza (como a injeção ou retirada de potência), sendo capaz de promover uma alocação de custos justa e compatível com uma utilização eficiente da rede de transmissão. Os sinais econômicos transmitidos pelos preços marginais [CBS82] têm justificado a utilização de tais métodos nos sistemas tarifários de diversos países.

O conceito de tarifa marginal [SCT88] está estreitamente ligado a problemas de otimização. No caso de sistemas hidrotérmicos, deseja-se minimizar o custo de produção de energia elétrica solucionando-se a equação da água sujeito a restrições de geração e de transmissão. A aplicação de custos marginais de curto prazo normalmente não é capaz de recuperar o custo total da transmissão, uma vez que ele está diretamente associado à produção de energia elétrica, necessitando de ajustes que igualem o valor recuperado à receita permitida das empresas. Quando esses ajustes são pequenos, a eficiência obtida na alocação marginal dos custos não é prejudicada. Porém, a magnitude dos ajustes é, em geral, relativamente grande, o que acaba por introduzir distorções nas tarifas, comprometendo a qualidade da sinalização econômica resultante.

As tarifas podem se tornar mais aderentes à atividade de transmissão se na função objetivo forem incluídos os custos de investimentos [CDP93]. Assim, os custos marginais passam a ser de longo prazo e os problemas da não recuperação total da receita da transmissão é mitigado. Contudo, existe grande dificuldade na formulação desses custos, pois esbarra-se sempre na necessidade de se conhecer um plano de expansão ótimo, o que é uma tarefa difícil, tendo em vista o elevado alto grau de incertezas associadas ao futuro.

Uma simplificação bastante utilizada para contornar este problema consiste no uso do custo médio incremental de longo prazo, obtido a partir de um planejamento acordado entre as concessionárias envolvidas.

Outra possibilidade para simplificar o cálculo dos custos marginais de longo prazo baseia-se na troca da função objetivo do problema, que passa a buscar o mínimo custo total de transmissão

(*CTT*), solucionando o fluxo de potência DC sujeito às restrições de fluxo nos circuitos. O objetivo é modelar um sistema de transmissão que atenda os padrões de geração e carga de cada agente do sistema supondo que as capacidades dos circuitos pudessem ser ajustadas arbitrariamente.

A metodologia Nodal [A99] é a formulação atualmente utilizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para a alocação dos custos da transmissão no Setor Elétrico Brasileiro. Países como Inglaterra, Colômbia e Panamá também utilizam a metodologia nodal, com pequenas variações em relação ao modelo em vigor no Brasil.

O método é baseado no cálculo de tarifas de uso por barra, levando em consideração a localização elétrica do agente na malha de transmissão e a magnitude de sua injeção de potência. Esta metodologia resulta da combinação entre métodos marginais e o *Pro Rata*, objetivando uma sinalização econômica consistente e garantindo, ao final, a recuperação total dos custos do sistema de transmissão. Como características principais do método, têm-se:

- i. Capacidade de fornecer sinais econômicos que conduzem ao uso eficiente da rede de transmissão, considerando custos marginais de longo prazo, i.e., reforços e expansão da rede;
- ii. Dependência dos resultados com relação à escolha da barra de referência, pois o método se baseia em um estudo de fluxo de potência;
- iii. Recuperação de custos inferiores ao custo total da transmissão, que é uma característica dos métodos marginais.

Para corrigir os problemas “ii” e “iii” são necessários alguns ajustes (parcelas aditivas às tarifas), cujo cálculo e a interpretação serão feitos detalhadamente no Capítulo 2.

Pode-se demonstrar que a tarifa de cada barra será composta por uma parcela que depende do posicionamento da barra no sistema (locacional) e uma parcela selo (*Pro Rata*). Uma vez feitas as correções necessárias, as tarifas tornam-se independentes da escolha da barra de referência e capazes de alocar o custo total na proporção 50:50% entre geradores e cargas, enquanto a sinalização locacional é parcialmente preservada.

A Tabela 1.1 (baseada em [L12]) apresenta uma comparação com base em algumas questões e características fundamentais dos métodos analisados para alocação de custos de transmissão.

TABELA 1.1 – CARACTERÍSTICAS DOS MÉTODOS

Questão	Método ¹				
	PR	CC	DP	FP	NOD
É aplicável ao modelo de mercado centralizado?	Sim	Não	Sim	Não	Sim
É aplicável ao modelo de mercado baseado em transações bilaterais?	Sim	Sim	Não	Sim	Não
Aloca os custos totais do sistema de transmissão?	Sim	Sim	Sim	Sim ²	Sim ²
Pode-se definir a proporção para alocar os custos entre geradores e cargas?	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Considera a operação real do sistema?	Não	Não	Sim ³	Sim	Sim ⁴
Possui fundamentação econômica?	Não	Não	Não	Sim	Sim
Possibilita alocações negativas de custos?	Não	Não	Não	Sim ⁵	Sim ⁵
Qual a modelagem utilizada para a rede?	–	–	AC	DC	DC
<p>Observações:</p> <p>¹ As siglas utilizadas são: PR – <i>Pro Rata</i>; CC – Caminho de Contrato; DP – Divisão Proporcional; FP – Métodos baseados em fluxo de potência englobando o MW-milha, módulo, fluxo positivo e fluxo dominante; NOD – Nodal.</p> <p>² Nestes métodos, a igualdade entre o valor recuperado e o custo total da transmissão é garantida através de ajustes que podem envolver o <i>Pro Rata</i>.</p> <p>³ Na verdade, o método usa um critério arbitrário (divisão proporcional) aplicado sobre um ponto de operação definido por uma simulação de fluxo de potência ótimo AC.</p> <p>⁴ O método é capaz de considerar a operação do sistema, pois utiliza a modelagem de fluxo de potência DC. No entanto, a condição de despacho utilizada atualmente não condiz com a operação real.</p> <p>⁵ As alocações negativas são possíveis, pois alguns participantes podem provocar reduções em fluxos de potência em determinados circuitos. No entanto, os métodos possuem mecanismos para evitar as alocações negativas.</p>					

Com relação a métodos mais modernos de alocação de custos de sistema de transmissão, em [OH13] os autores apresentam uma proposição inovadora, que consiste na consideração das incertezas na geração de energia por fontes renováveis no cálculo das tarifas de transmissão baseado na metodologia nodal, para o sistema elétrico sueco. A nova metodologia de tarifação modela a demanda e a disponibilidade de geração renovável com variáveis probabilísticas e resolve o problema do balanço carga/geração utilizando um algoritmo de otimização, com o objetivo de minimizar o custo total de geração para atendimento da demanda submetido às restrições de capacidade de transmissão e limites de geração. Assim, quantidades ótimas de geração eólica e convencional (no caso, energia nuclear) em cada nó do sistema de transmissão são definidas e as tarifas referentes a estes cenários são calculadas.

A referência [TLCA16] propõe um novo modelo de alocação de tarifas de transmissão baseado em otimização bi-nível. O nível superior maximiza a congestão nas redes levando em consideração as tarifas obtidas no nível inferior com os custos marginais de longo prazo. O modelo utiliza fatores de troca nodais, que representam trocas bilaterais entre geradores e consumidores para acoplar os níveis do modelo. As tarifas de transmissão têm a sua faixa de variação minimizada através do estabelecimento de limites de forma a mitigar o impacto tarifário para geradores renováveis distantes dos centros de carga. Os resultados mostram que o modelo é flexível suficiente para determinar tanto o nível de congestionamento do sistema como as tarifas locais em diferentes condições de utilização da rede.

Uma avaliação da Metodologia Nodal utilizada no sistema de transmissão brasileiro é realizada por [LCBB19]. Nesta publicação, os autores realizam uma análise de sensibilidade das tarifas calculadas pela metodologia frente a variações nos parâmetros elétricos das linhas de transmissão (capacidade e impedância) e variações na carga/geração. O estudo conclui que, para o caso de aumento de carga em uma determinada barra, o método nodal apresenta um sinal econômico ineficiente. A barra em que ocorreu o aumento de carga sofrerá um aumento na tarifa de carga e, uma vez que a Receita Anual Permitida (*RAP*) é constante no período, barras adjacentes sofrerão um decréscimo tarifário. De acordo com os autores, esta ineficiência pode levar à saturação do sistema, pois o processo de expansão da transmissão pode ser mais lento que o crescimento de carga.

1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Este trabalho está dividido em cinco capítulos, brevemente descritos a seguir.

O presente capítulo descreve os motivos pelos quais os problemas de alocação de custos vêm sendo estudados, além de apresentar o desenvolvimento histórico, citando as vantagens e desvantagens das metodologias de tarifação do uso do sistema de transmissão.

O Capítulo 2 apresenta o método de cálculo de fluxo de potência linearizado, bem como a metodologia de alocação dos custos de sistemas de transmissão entre os agentes do sistema elétrico baseado na metodologia nodal. São apresentados os métodos para determinar a parcela locacional, que representa a utilização da rede e a parcela aditiva, utilizada para recuperar o custo total da transmissão. Todos esses métodos são exemplificados com aplicações numéricas a um sistema teste de 5 barras.

O Capítulo 3 apresenta de forma resumida os conceitos da geração eólica. Propõe-se então uma abordagem cronológica como forma de incorporar a volatilidade da geração eólica ao cálculo tarifário. Em seguida, apresenta-se o algoritmo desenvolvido para simulação tarifária cronológica, com o objetivo de possibilitar uma avaliação da influência do ponto de operação do sistema elétrico em conjunto com a volatilidade da fonte eólica frente ao cálculo das tarifas de uso do sistema de transmissão.

O Capítulo 4 apresenta as aplicações numéricas da metodologia proposta com o *IEEE Reliability Test System (IEEE-RTS)*.

Por fim, o Capítulo 5 apresenta as conclusões relacionadas aos problemas estudados nesta dissertação e algumas questões que ainda devem ser estudadas em trabalhos posteriores.

CAPÍTULO 2

METODOLOGIA PARA TARIFAÇÃO DO USO DA TRANSMISSÃO

2.1. INTRODUÇÃO

ESTE capítulo apresenta a metodologia para alocação dos custos de sistemas de transmissão entre os geradores e consumidores interligados, calculando-se a responsabilidade de cada participante do mercado sobre o uso de elementos da rede.

Inicialmente apresenta-se uma breve descrição da formulação matemática aplicada à análise de sistemas em regime permanente por meio do modelo linear DC para a solução do fluxo de potência [MMN99, M83, SA68]. Em função da topologia da rede e das condições de geração e carga, calculam-se as magnitudes e ângulos de tensões nas barras do sistema, carregamentos das linhas de transmissão e outras grandezas.

Em seguida, apresenta-se a formulação matemática da metodologia de alocação de custos de transmissão proposta em [L12], com bases semelhantes à metodologia atualmente adotada no Brasil [MMN99]. Em linhas gerais, este método decompõe o custo total do sistema de transmissão (*CTT*) em duas parcelas: o custo da parcela utilizada da transmissão (*CTU*), alocado aos usuários conforme utilização efetiva da rede; e o custo da parcela não utilizada da transmissão (*CTN*), rateado entre os usuários na proporção de suas magnitudes de geração e consumo. Avalia-se ainda um método para eliminar alocações de custos negativos, que podem ocorrer quando um usuário se encontra eletricamente “bem posicionado” na rede considerando-se as condições de geração e carga avaliadas.

Para facilitar o entendimento e as características do fluxo de potência linear DC e da metodologia de alocação de custos, o desenvolvimento é ilustrado com base em um sistema de 5 barras [SA68].

2.2. FLUXO DE POTÊNCIA LINEARIZADO DC

Partindo-se do modelo não linear AC [MMN99, M83], o fluxo de potência ativa no circuito entre duas barras i e k será dado por:

$$P_{ik} = V_k(G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sen \theta_{ik}) - G_{ik}V_i^2 + V_i \quad (2.1)$$

onde:

- V_i e V_k : módulos das tensões das barras i e k (pu);
- θ_{ik} : diferença angular entre as tensões das barras i e k (radianos);
- G_{ik} e B_{ik} : parte real (condutância) e parte imaginária (susceptância) do termo ik da matriz de admitância nodal (pu).

Analisando-se somente a potência ativa, tem-se para cada barra i :

$$P_i = V_i \sum_{k=1}^{nb} V_k(G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sen \theta_{ik}) \quad (2.2)$$

onde nb corresponde ao número de barras do sistema.

Devido ao fluxo de potência ativa em uma linha de transmissão ser aproximadamente proporcional à abertura angular entre as tensões das barras das extremidades da linha, pode-se desenvolver um modelo linear aproximado que permite estimar, com baixo esforço computacional e precisão aceitável, os fluxos de potência ativa de uma rede.

Assim, aplicam-se as seguintes premissas:

- Pequenas aberturas angulares:

$$\sen(\theta_{ik}) \cong \theta_{ik} \quad (2.3a)$$

$$\cos(\theta_{ik}) \cong 1 \quad (2.3b)$$

- Despreza-se a resistência dos ramos:

$$G_{ik} \cong 0 \quad (2.3c)$$

- Considera-se a tensão próxima de 1 pu:

$$V_i \cong V_k \cong 1 \text{ pu} \quad (2.3d)$$

- Desprezam-se os ramos *shunt* do sistema:

$$b_{i0} \cong 0 \quad (2.3e)$$

De (2.2) e (2.3) obtém-se:

$$P_i \cong \sum_{k=1}^{nb} B_{ik}(\theta_i - \theta_k) \quad (2.4)$$

Desenvolvendo-se (2.4), pode-se demonstrar que:

$$P_i \cong \theta_i \sum_{k=1}^{nb} B_{ik} - \sum_{k=1}^{nb} B_{ik}\theta_k$$

$$P_i \cong - \sum_{k=1}^{nb} B_{ik}\theta_k \quad (2.5)$$

Quando se aplica a equação (2.5) para todas as barras do sistema, monta-se o seguinte conjunto de equações matriciais.

$$P = B' \times \theta \quad (2.6)$$

onde:

- P : vetor $nb \times 1$, contendo a potência ativa injetada em cada barra (pu);
- θ : vetor $nb \times 1$, contendo o ângulo da tensão para cada barra (radianos);
- B' : matriz $nb \times nb$ tipo admitância nodal tal que:

$$B'_{ik} = -B_{ik} \quad (2.7)$$

$$B'_{ii} = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{nb} B_{ik} \quad (2.8)$$

Para se resolver o sistema descrito em (2.6), faz-se necessária a exclusão de uma das equações, haja vista que a matriz B' é singular. Convenientemente, adotando-se uma barra de referência angular do sistema, é possível a eliminação da equação correspondente a esta barra. Com isto a dimensão do sistema de equações fica reduzida de uma unidade, passando a $(nb-1)$ equações e permitindo o cálculo dos ângulos das tensões das barras restantes em função das injeções de potência ativa. A referência terá sua incógnita conhecida ($\theta = 0$).

A solução deste sistema é dada por:

$$\theta = (B')^{-1} \times P \quad (2.9)$$

Salienta-se que os vetores P , θ e a matriz B' são diferentes dos em (2.6), ainda que apresentem a mesma notação. Em (2.9), os termos relativos à barra de referência são suprimidos.

Os fluxos de potência ativa para cada um dos nl circuitos podem ser obtidos na forma matricial, por:

$$F = D \times C \times X \times P \quad (2.10)$$

onde:

- D : matriz diagonal $nl \times nl$ com a susceptância B_{ik} de cada circuito em (pu);
- C : matriz incidência nodal $nl \times nb$ (e.g., se j é o circuito entre as barras i e k , então $C_{ji} = +1$ e $C_{jk} = -1$);

- X : inversa da matriz de rede, com zeros na linha e coluna relativas à barra de referência;
- P : vetor $nb \times 1$, contendo a potência ativa injetada em cada barra (pu);

Como a relação entre os fluxos nos circuitos e as injeções de potência ativa nas barras é linear, pode-se reescrever a equação (2.10) como:

$$F = \beta \times P \quad (2.11)$$

onde:

$$\beta = D \times C \times X \quad (2.12)$$

A matriz sensibilidade β de dimensão $nl \times nb$ armazena os fatores de sensibilidade dos fluxos nos ramos com relação à potência injetada nos barramentos. Assim:

$$\beta = \frac{\partial F}{\partial P} \quad (2.13)$$

2.2.1. Aplicação Numérica

Propõe-se o sistema fictício da Figura 2.1 para ilustrar o cálculo e algumas propriedades da matriz de sensibilidade β . A Barra 1 é utilizada como referência angular.

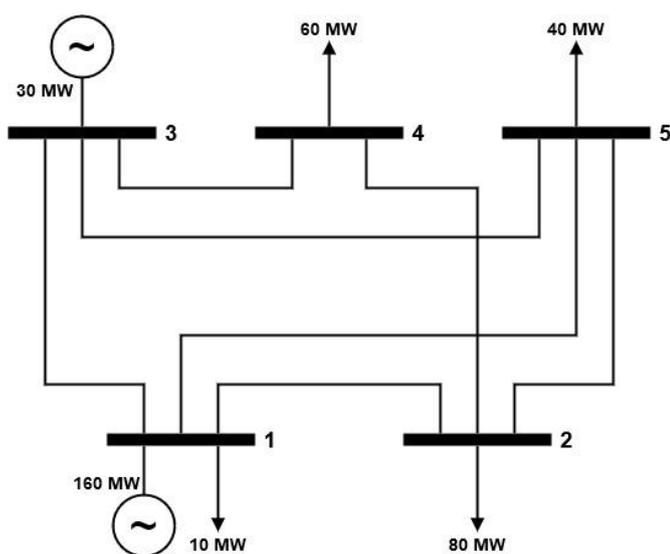


Figura 2.1 – Sistema exemplo 5 barras.

Os dados dos circuitos e barras do sistema de cinco barras são apresentados nas Tabelas 2.1 e 2.2. Nas tabelas estão informados os ângulos de fase (θ) e a resistência (r) e reatância (x) de cada circuito. A potência base utilizada para este circuito é de 100 MVA.

TABELA 2.1 – DADOS DE BARRA

Barra	Cap. Instalada (MW)	Geração (MW)	Carga (MW)	θ (Rad.)
1	200	160	10	0
2	0	0	80	-
3	50	30	0	-
4	0	0	60	-
5	0	0	40	-

TABELA 2.2 – DADOS DE CIRCUITO

Circuito	De	Para	r (pu)	x (pu)	Capacidade (MW)	Custo Anual (1000 R\$)
1	1	2	0,01	0,08	80	80
2	1	3	0,02	0,18	30	30
3	1	5	0,02	0,06	80	80
4	2	4	0,03	0,08	70	70
5	2	5	0,06	0,15	50	50
6	3	4	0,01	0,08	60	60
7	3	5	0,06	0,15	30	30
Soma	-	-	-	-	-	400

Para este sistema, a matriz diagonal de susceptâncias dos circuitos e a matriz de incidência nodal são respectivamente:

$$D = \begin{bmatrix} 12,5 & & & & & & \\ & 5,5556 & & & & & \\ & & 16,6667 & & & & \\ & & & 12,5 & & & \\ & & & & 6,6667 & & \\ & & & & & 12,5 & \\ & & & & & & 6,6667 \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

$$C = \begin{bmatrix} 1 & -1 & & & \\ 1 & & -1 & & \\ 1 & & & & -1 \\ & 1 & & -1 & \\ & 1 & & & -1 \\ & & 1 & -1 & \\ & & 1 & & -1 \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

A matriz de susceptância B' (após suprimir a linha 1 e a coluna 1) é:

$$B' = \begin{bmatrix} 31,6667 & 0 & -12,5 & -6,6667 \\ 0 & 24,7222 & -12,5 & -6,6667 \\ -12,5 & -12,5 & 25,0 & 0 \\ -6,6667 & -6,6667 & 0 & 30,0 \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

A aproximação $x_{ik} > r_{ik}$ foi utilizada no cálculo das matrizes D e B' , de modo que:

$$B_{ik} = \frac{x_{ik}}{r_{ik}^2 + x_{ik}^2} = \frac{1}{x_{ik}} \quad (2.17)$$

Invertendo B' e realizando a montagem da matriz X , obtém-se:

$$X = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,048979 & 0,022287 & 0,035633 & 0,015837 \\ 0 & 0,022287 & 0,068997 & 0,045642 & 0,020285 \\ 0 & 0,035633 & 0,045642 & 0,080638 & 0,018061 \\ 0 & 0,015837 & 0,020285 & 0,018061 & 0,041361 \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

A matriz de sensibilidade dos fluxos de potência nas linhas em relação às potências injetadas nas barras pode ser obtida por (2.12), resultando em:

$$\beta = \begin{bmatrix} 0 & -0,61223 & -0,27859 & -0,44541 & -0,19796 \\ 0 & -0,12382 & -0,38332 & -0,25357 & -0,11270 \\ 0 & -0,26395 & -0,33809 & -0,30102 & -0,68934 \\ 0 & 0,16682 & -0,29194 & -0,56256 & -0,02780 \\ 0 & 0,22095 & 0,01335 & 0,11715 & -0,17016 \\ 0 & -0,16682 & 0,29194 & -0,43744 & 0,02780 \\ 0 & 0,04300 & 0,32475 & 0,18387 & -0,14050 \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

Por exemplo, de (2.19), nota-se que a injeção de 1 MW na Barra 3 causará uma redução de 0,29194 MW no Circuito 4 (Barra 2 - Barra 4) e um aumento de 0,29194 MW no circuito 6 (Barra 3- Barra 4). Para a Barra 1 (referência), variações são compensadas localmente. Por isso, a coluna referente à Barra 1 é composta de zeros.

Aplicando-se a equação (2.11) determina-se o vetor dos fluxos de potência nos circuitos. No modelo DC utilizado, não são consideradas as perdas da rede de transmissão e, portanto, a injeção da barra de referência é calculada de forma que a soma algébrica de todas as injeções seja zero. Assim:

$$P = \begin{bmatrix} 1,50 & -0,80 & 0,30 & -0,60 & -0,40 \end{bmatrix}^T \quad \text{pu} \quad (2.20)$$

Os fluxos nos circuitos são:

$$F = \beta \times P = \begin{bmatrix} 0,753 & 0,181 & 0,566 & 0,128 & -0,175 & 0,472 & 0,009 \end{bmatrix}^T \quad \text{pu} \quad (2.21)$$

2.3. TARIFAÇÃO NODAL – CONCEITOS BÁSICOS

A metodologia de tarifação nodal baseia-se na estimativa dos custos que cada usuário impõe à rede nos períodos de exigência máxima em condições de regime permanente de operação. Os custos são calculados a partir do investimento de construção e dos custos de operação e manutenção da rede mínima capaz de suprir as demandas máximas [MMN99, A13].

A tarifação nodal é uma combinação de dois métodos: o método marginal e o “selo postal” [M96], para que o custo total da transmissão seja alocado entre todos os agentes do sistema em função da demanda (kW) e de sua localização elétrica.

A seguir, são apresentados os conceitos básicos da metodologia de tarifação nodal.

2.3.1. Formulação Matemática

As tarifas para a geração e para a carga devem ser calculadas para cada barra do sistema conforme o impacto da variação marginal da carga ou da geração da barra no custo da rede ideal de custo mínimo [MMN99]. Assim, de maneira simplificada, a tarifa nodal em um período de tempo de apuração T , pode ser escrita como:

$$\pi_j = \frac{\partial K}{\partial P_j} \quad (\$/\text{MW.T}) \quad (2.22)$$

onde:

- K : custo de reposição ou custo de investimento da rede ideal de custo mínimo ($\$/T$);
- P_j : injeção de potência na barra j .

Em outros termos, a elevação marginal da demanda (carga ou a geração) em uma barra do sistema leva a uma variação dos fluxos nos elementos da rede ideal de custo mínimo. Como

nesta rede ideal não há folgas na capacidade de transmissão, tais variações acarretam investimentos para elevar marginalmente a capacidade desses elementos.

Como a rede na prática não corresponde à rede ideal de custo mínimo, considera-se que a variação do custo de investimento K será equivalente ao Custo total utilizado da transmissão CTU . Ou seja, a parcela dos custos que será alocada a cada barra do sistema pela metodologia nodal será apenas o que corresponder ao uso efetivo da rede pelos usuários de cada barra.

Já as variações dos fluxos em cada elemento da rede correspondem, aproximadamente, aos fatores de sensibilidade dos fluxos nas linhas em função das injeções nas barras, representados na matriz β .

Assim, a tarifa nodal para uma barra j do sistema é definida por:

$$\pi_j = \frac{\partial CTU}{\partial P_j} = \sum_{i=1}^n \frac{CT_i}{\bar{f}_i} \beta_{ij} \quad (2.23)$$

onde:

- CTU : Custo total utilizado da transmissão (\$/ano);
- P_j : injeção de potência na barra j ;
- CT_i : custo unitário do circuito i em (\$/T);
- \bar{f}_i : capacidade do circuito i em (MW);
- β_{ij} : termo i - j da matriz sensibilidade.

No Brasil, o custo total do sistema de transmissão (CTT) é denominado Receita Anual Permitida (RAP), que é definida por:

$$RAP = \sum_{i=1}^n CT_i \quad (2.24)$$

As tarifas nodais podem ser calculadas de forma matricial por [D17] [DLCM18] [DLCM19]:

$$\pi = CT \times DT \times \beta \quad (2.25)$$

onde,

- CT : vetor ($1 \times nl$) com os custos dos circuitos em (\$/T);
- DT : matriz diagonal ($nl \times nl$), cujo termo da diagonal corresponde ao inverso da capacidade do circuito i , ou seja, $1/f_i$.

Vale observar que a matriz β nesta etapa deve ser tal que a sua multiplicação pelo vetor de potência injetada conforme (2.21) resulte em fluxos positivos para todos os circuitos do sistema.

A parcela do custo da transmissão utilizada pode ser expressa em forma matricial por:

$$CTU = \pi \times P \quad (2.26)$$

2.3.2. Eliminação da Dependência da Barra de Referência

Os cálculos de fluxo de potência e da matriz de sensibilidade exercem um impacto nos cálculos das tarifas nodais devido à necessidade de escolha de uma barra de referência. Assim, existe uma dependência das tarifas iniciais calculadas com a escolha desta barra [CLL18, L12]. Na prática, como foi demonstrado que variações de demanda na barra de referência são compensadas localmente, as tarifas iniciais deste nó serão sempre iguais a zero, pois não acarretarão modificações nos fluxos através dos elementos do sistema. Da mesma forma, as tarifas nas demais barras serão calculadas com um valor um pouco mais elevado, correspondente aos custos não alocados à barra de referência. Esse problema pode ser resolvido através o cálculo de uma parcela aditiva nas tarifas nodais.

No cálculo de fluxo de potência DC, a soma de todos os elementos do vetor de injeção de potência deve ser nula, conforme expressado em (2.20). Logo, a seguinte propriedade é observada.

$$\pi_0 \times P = 0 \quad (2.27)$$

onde π_0 consiste em um vetor com a mesma dimensão do vetor de tarifas nodais, com todos os termos constantes, i.e.

$$\pi_0 = \begin{array}{|c|c|c|c|c|} \hline m & m & m & \dots & m \\ \hline \end{array} \quad (2.28)$$

Então:

$$\pi \times P = (\pi - \pi_0) \times P \quad (2.29)$$

A adição do termo π_0 não altera o custo total recuperado pela tarifa nodal, permanecendo igual ao obtido por (2.26). Porém, o valor de m pode ser calculado de forma que o CTU seja dividido em partes iguais entre os geradores e as cargas do sistema. Assim, tem-se:

$$(\pi - \pi_0) \times PG = (\pi - \pi_0) \times (-PC) \quad (2.30)$$

onde:

- PG : vetor de potências geradas (MW);
- PC : vetor de potências consumidas (MW).

Desenvolvendo, obtém-se:

$$\pi \times PG - \pi_0 \times PG = -\pi \times PC + \pi_0 \times PC \quad (2.31)$$

$$\pi_0 \times (PG + PC) = \pi \times (PG + PC) \quad (2.32)$$

Substituindo (2.28), tem-se:

$$\pi_0(PG + PC) = m(PG_1 + PC_1) + m(PG_2 + PC_2) + \dots + m(PG_{nb} + PC_{nb}) \quad (2.33)$$

$$\pi_0(PG + PC) = m(PG_1 + PC_1 + PG_2 + PC_2 + \dots + PG_{nb} + PC_{nb}) \quad (2.34)$$

Logo, combinando-se as equações (2.32) e (2.34)

$$m \left(\sum_{i=1}^n PG_i + \sum_{i=1}^n PC_i \right) = \pi(PG + PC) \quad (2.35)$$

E assim:

$$m = \frac{\pi(PG + PC)}{\sum_{i=1}^n PG_i + \sum_{i=1}^n PC_i} \quad (2.36)$$

ou seja, a constante m equivale à média ponderada das tarifas nodais de todas as barras, com os pesos iguais à soma dos montantes de geração e carga.

Finalmente, a aplicação do ajuste dada por (2.30) consiste em subtrair a parcela m calculada das tarifas iniciais.

2.3.3. Recuperação do Custo Total da Transmissão

As tarifas nodais até aqui determinadas não são capazes de recuperar o custo total do sistema transmissão, uma vez que o critério se baseia no custo marginal e com isso recupera apenas o CTU . Contudo, a fim de atender aos critérios de confiabilidade e futuras expansões de geração e consumo, o sistema de transmissão deve manter uma margem excedente em relação aos fluxos de potência do ponto de operação considerado. Assim, para recuperar o custo total da transmissão (CTT), a diferença entre esses custos é rateada sob a forma de selo [CLL18, L12].

A parcela da receita recuperada pode ser obtida combinando (2.25) e (2.26). Assim:

$$CTU = CT \times DT \times \beta \times P = CT \times DT \times F \quad (2.37)$$

Por outro lado, o custo total do sistema de transmissão é:

$$CTT = \sum_{i=1}^n CT_i \quad (2.38)$$

Que, em forma matricial pode ser escrito como:

$$CTT = CT \times \underline{1} \quad (2.39)$$

onde:

- CT : custo dos circuitos (\$/T);
- $\underline{1}$: vetor unitário com dimensão $(nl \times 1)$.

A diferença entre o custo total (CTT) e o custo da transmissão utilizada (CTU) será:

$$CTN = CTT - CTU = CT \times \underline{1} - CT \times DT \times F \quad (2.40)$$

$$CTN = CT[1 - DT \times F] \quad (2.41)$$

Observa-se que o vetor $DT \times F$ contém a relação entre o fluxo e a capacidade de cada circuito, ou seja, representa o fator de utilização de cada elemento da rede. Assim, o complemento $[1 - DT \times F]$ corresponde à parcela não utilizada de cada circuito que, multiplicado pelo custo de cada linha, obtém o custo da transmissão não utilizado, $CT[1 - DT \times F]$.

Para o cálculo da parcela selo a ser adicionada às tarifas nodais calculadas admitindo-se a proporção de 50% para as tarifas de geração e 50% para as tarifas da carga, conforme regulação vigente [A13]. Para a geração, a tarifa selo é:

$$k_G = \frac{(CTN/2)}{\sum_{i=1}^n PG_i^{inst}} \quad (\$/MW.T) \quad (2.42)$$

Para as cargas, a tarifa selo é:

$$k_C = \frac{(CTN/2)}{\sum_{i=1}^n PC_i} \quad (\$/MW.T) \quad (2.43)$$

onde:

- PG^{inst} : vetor de capacidade instalada de geração (MW);
- PC : vetor de potências consumidas (MW).

2.3.4. Eliminação das alocações negativas

Como visto, a tarifação nodal é uma combinação de dois métodos: o método marginal e o “selo postal”. No método marginal, avalia-se o quanto os usuários oneram a rede de transmissão e aloca-se os custos com base nesta avaliação. Ou seja, o método poderá resultar em alocações de custos tanto positivas como negativas. Ao contrário, a parcela selo, será sempre positiva, pois é dividida aos usuários na proporção de suas potências, que são sempre positivas.

Assim, caso as alocações de encargos negativos não sejam tratadas, os usuários com essas alocações receberão um incentivo devido à sua “boa localização” no sistema. Por sua vez, os usuários “mal localizados” terão seus encargos majorados para recuperar os custos da rede e ainda remunerar os usuários que receberam encargos negativos. A “boa localização” do participante

na rede caracteriza-se por cargas próximas a grandes centros de geração ou geradores em regiões predominantemente consumidoras.

Apesar desta sinalização econômica ser coerente, não é desejável que o total de encargos pagos seja superior ao *CTT*. A proposta apresentada a seguir elimina essas alocações negativas [L12] preservando a sinalização econômica.

De forma a manter a proporção de rateio entre os geradores e cargas, realocam-se os encargos negativos dos geradores entre os demais geradores e os encargos negativos das cargas entre as demais cargas. Desta feita, os usuários que possuem encargos negativos ficam isentos e os demais obtêm uma redução em seus encargos na proporção de suas potências de consumo ou geração, conforme o caso.

A eliminação de alocações negativas é realizada após as determinações dos encargos nodais e selo. As etapas do cálculo são descritas a seguir.

- 1) Identificar o montante de custo total atribuído negativamente;

$$CTT^{Neg,G} = \sum_{G_i \in \Omega_G} E_{CTT}(G_i) \quad (\text{geradores}) \quad (2.44)$$

$$CTT^{Neg,C} = \sum_{C_i \in \Omega_C} E_{CTT}(C_i) \quad (\text{cargas}) \quad (2.45)$$

onde:

- Ω_G : conjunto dos geradores que obtiveram encargos negativos;
 - Ω_C : conjunto das cargas que obtiveram encargos negativos;
 - $E_{CTT}(G_i)$: encargo alocado ao gerador da barra i ;
 - $E_{CTT}(C_i)$: encargo alocado à carga da barra i .
- 2) Ratear os montantes identificados no passo anterior entre os geradores e cargas que possuem encargos positivos ponderando-se pela potência gerada ou consumida, conforme o caso.

$$E_{CTT}^{Final}(G_i) = E_{CTT}(G_i) + \frac{PG_i}{\sum_{G_m \notin \Omega_G} PG_m} \times CTT^{Neg,G} \quad (2.46)$$

$$E_{CTT}^{Final}(C_i) = E_{CTT}(C_i) + \frac{PC_i}{\sum_{C_m \notin \Omega_C} PC_m} \times CTT^{Neg,C} \quad (2.47)$$

Após o rateio dos encargos negativos no Passo 2, é possível que ocorram novas alocações negativas. Deste modo, os passos 1 e 2 devem ser executados recursivamente até que não restem mais participantes com encargos negativos.

2.3.5. Algoritmo para Cálculo da Tarifa Final

O seguinte algoritmo resume os passos para obtenção das tarifas finais.

- Cálculo das tarifas iniciais, utilizando-se qualquer barra como referência.

$$\pi = CT \times DT \times \beta \quad (2.48)$$

- Cálculo da parcela aditiva, eliminando-se a dependência da barra de referência.

$$m = \frac{\pi(PG + PC)}{\sum_{i=1}^n PG_i + \sum_{i=1}^n PC_i} \quad (2.49)$$

$$\pi_0 = \begin{array}{|c|c|c|c|c|} \hline m & m & m & \dots & m \\ \hline \end{array} \quad (2.50)$$

- Cálculo dos encargos referentes à parcela CTU , multiplicando-se a tarifa locacional (i.e., inicial + ajuste “m”) pela potência de geração despachada ou pela carga da barra.
- Cálculo do Custo da transmissão não utilizada:

$$CTN = CT \times [1 - DT \times F] = CTT - CTU \quad (2.51)$$

- Cálculo das tarifas selo a serem adicionadas às tarifas nodais:

$$k_G = \frac{(CTN/2)}{\sum_{i=1}^n PG_i^{inst}} \quad (\$/MW.T) \quad (2.52)$$

$$k_c = \frac{(CTN/2)}{\sum_{i=1}^n PC_i} \quad (\$/MW.T) \quad (2.53)$$

- Cálculo dos encargos referentes à parcela CTN , multiplicando-se a tarifa pelo pela potência de geração instalada ou pela carga da barra.
- Soma dos encargos referentes ao CTU e CTN , obtendo-se o encargo total do usuário.

Para os geradores:

$$E_{CTT}(G_i) = E_{CTU}(G_i) + E_{CTN}(G_i) \quad (\$/T) \quad (2.54)$$

Para as cargas:

$$E_{CTT}(C_i) = E_{CTU}(C_i) + E_{CTN}(C_i) \quad (\$/T) \quad (2.55)$$

- Realizar a eliminação dos encargos negativos, rateando o benefício entre os demais usuários. Assim:

$$CTT^{Neg,G} = \sum_{G_i \in \Omega_G} E_{CTT}(G_i) \quad (\text{geradores}) \quad (2.56)$$

$$CTT^{Neg,C} = \sum_{C_i \in \Omega_C} E_{CTT}(C_i) \quad (\text{cargas}) \quad (2.57)$$

$$E_{CTT}^{Final}(G_i) = E_{CTT}(G_i) + \frac{PG_i}{\sum_{G_m \notin \Omega_G} PG_m} \times CTT^{Neg,G} \quad (2.58)$$

$$E_{CTT}^{Final}(C_i) = E_{CTT}(C_i) + \frac{PC_i}{\sum_{C_m \notin \Omega_C} PC_m} \times CTT^{Neg,C} \quad (2.59)$$

onde Ω_G e Ω_C são, respectivamente, os conjuntos das barras de geração e carga que possuem encargos negativos.

- Com o encargo total de cada usuário da rede, calcula-se a tarifa final de cada barra do sistema dividindo-se o encargo total pela potência instalada de geração ou pela carga presente na barra. Assim:

Para os geradores:

$$\pi_{G,i}^{final} = \frac{E_{CTT}^{Final}(G_i)}{PG_i^{inst}} \quad (\$/MW.T) \quad (2.60)$$

Para as cargas:

$$\pi_{C,i}^{final} = \frac{E_{CTT}^{Final}(C_i)}{PC_i} \quad (\$/MW.T) \quad (2.61)$$

Ressalta-se que não é possível somar as tarifas referentes às parcelas *CTU* e *CTN* por estarem em bases de potência diferentes. Enquanto a parcela *CTU* é calculada utilizando-se a potência despachada dos geradores, a parcela *CTN* utiliza a potência instalada de geração. Por isso, primeiramente calcula-se o encargo final, para depois calcular a tarifa final do gerador, aplicável à capacidade instalada.

O algoritmo descrito é ilustrado a seguir dando continuidade ao exemplo de cinco barras apresentado anteriormente.

2.3.6. Aplicação Numérica

Para o sistema de 5 barras ilustrado na Fig. 2.1, cujos dados são apresentados nas Tabelas 2.1 e 2.2, previamente ao cálculo das tarifas nodais iniciais, observa-se a necessidade de recálculo da matriz β , uma vez que os fluxos resultantes em (2.21) não foram todos positivos. No caso em questão, o fluxo do circuito 5, que representa o circuito que interliga as Barras 2 e 5, deve ser invertido. Para tanto, basta remontar a matriz de incidência nodal C trocando-se as barras de origem e destino deste circuito da seguinte forma:

$$C = \begin{bmatrix} 1 & -1 & & & \\ 1 & & -1 & & \\ 1 & & & & -1 \\ & 1 & & -1 & \\ & \underline{-1} & & & \underline{1} \\ & & 1 & -1 & \\ & & 1 & & -1 \end{bmatrix} . \quad (2.62)$$

Conforme a equação (2.12), recalcula-se a matriz β :

$$\beta = \begin{array}{c|ccccc} 0 & -0,61223 & -0,27859 & -0,44541 & -0,19796 \\ 0 & -0,12382 & -0,38332 & -0,25357 & -0,1127 \\ 0 & -0,26395 & -0,33809 & -0,30102 & -0,68934 \\ 0 & 0,16682 & -0,29194 & -0,56256 & -0,0278 \\ 0 & \mathbf{-0,22095} & \mathbf{-0,01335} & \mathbf{-0,11715} & \mathbf{0,17016} \\ 0 & -0,16682 & 0,29194 & -0,43744 & 0,0278 \\ 0 & 0,043 & 0,32475 & 0,18387 & -0,1405 \end{array} \quad (2.63)$$

Aplicando-se agora a equação (2.48), obtém-se o seguinte vetor de tarifas nodais iniciais, tomando a Barra 1 como referência do sistema:

$$\pi = \begin{array}{|c|c|c|c|c|} \hline 0,0000 & -1,1779 & -0,6886 & -1,9333 & -0,9703 \\ \hline \end{array} \quad (2.64)$$

A parcela aditiva, utilizada para eliminar a dependência da barra de referência, pode ser calculada por (2.49), resultando em:

$$m = -0,70975 \quad (2.65)$$

Assim,

$$\pi_0 = \begin{array}{|c|c|c|c|c|} \hline -0,70975 & -0,70975 & -0,70975 & -0,70975 & -0,70975 \\ \hline \end{array} \quad (2.66)$$

$$\pi - \pi_0 = \begin{array}{|c|c|c|c|c|} \hline 0,70975 & -0,46820 & 0,02115 & -1,22353 & -0,26060 \\ \hline \end{array} \quad (2.67)$$

Para o cálculo dos encargos locacionais, multiplica-se a tarifa locacional (i.e., inicial + ajuste m) pela potência de geração despachada ou pela carga da barra. Para o caso das cargas, multiplica-se o resultado por -1, uma vez que todo o cálculo de tarifas foi referenciado nos geradores (fluxo positivo entrando nas barras). A Tabela 2.3 apresenta os encargos locacionais de cada agente do sistema.

TABELA 2.3 – PARCELA LOCACIONAL

Barra	Encargos (\$/ano)	
	Geração	Carga
1	113,56	-7,10
2	-	37,46
3	0,63	-
4	-	73,41
5	-	10,42
Soma	114,19	114,19
Total	228,39	

A parcela locacional corresponde ao custo da capacidade utilizada da transmissão. Para o cálculo do custo da transmissão não utilizada, utiliza-se a equação (2.51):

$$CTN = 400,00 - 228,39 = 171,61 \text{ ($/ano)} \quad (2.68)$$

O *CTN* será então aplicado às cargas e aos geradores em parcelas iguais. Assim, utilizando-se as equações (2.52) e (2.53), obtém-se:

$$k_G = 0,3432 \quad (2.69)$$

$$k_C = 0,4516 \quad (2.70)$$

Para o cálculo dos encargos da parcela selo, multiplicam-se as tarifas selo pela potência de geração despachada ou pela carga da barra. Os encargos referentes ao *CTN* de cada participante são apresentados na Tabela 2.4.

TABELA 2.4 - PARCELA SELO

Barra	Encargos (\$/ano)	
	Geração	Carga
1	68,65	4,52
2	-	36,13
3	17,16	-
4	-	27,10
5	-	18,06
Soma	85,81	85,81
Total	171,61	

Para o cálculo da tarifa final, inicialmente somam-se os encargos referentes ao *CTU* e *CTN*, obtendo-se o encargo total do usuário. No sistema analisado têm-se os encargos totais da Tabela 2.5.

TABELA 2.5 – ENCARGOS TOTAIS

Barra	Encargos (\$/ano)	
	Geração	Carga
1	182,20	-2,58
2	-	73,58
3	17,80	-
4	-	100,51
5	-	28,49
Total	200,00	200,00

Observa-se a existência de um encargo negativo para a carga conectada à Barra 1. Assim, torna-se necessário proceder ao rateio deste encargo às outras cargas do sistema conforme equações (2.57) e (2.59). A Tabela 2.6 resume os encargos de *Payback* a serem somados aos encargos calculados.

TABELA 2.6 – ENCARGOS DE ELIMINAÇÃO DE *PAYBACK*

Barra	Encargos <i>Payback</i> (\$/ano)	
	Geração	Carga
1	-	2,58
2	-	-1,15
3	-	-
4	-	-0,86
5	-	-0,57
Total	-	0,00

A Tabela 2.7 resume os encargos finais calculados.

TABELA 2.7 – ENCARGOS FINAIS

Barra	Encargos Finais (\$/ano)	
	Geração	Carga
1	182,20	0,00
2	-	72,44
3	17,80	-
4	-	99,65
5	-	27,91
Total	200,00	200,00

Observa-se que o custo total da transmissão foi recuperado. A alocação dos custos seguiu a proporção desejada de 50% entre geração e carga. Com o encargo final de cada usuário da rede, calcula-se a tarifa final dividindo-se o encargo final pela potência instalada de geração ou pela carga presente na barra.

As tarifas finais, calculadas por (2.60) e (2.61), são apresentadas na Tabela 2.8.

TABELA 2.8 – TARIFAS FINAIS

Barra	Tarifa (\$/MW.ano)	
	Geração	Carga
1	0,9110	0,0000
2	-	0,9055
3	0,3559	-
4	-	1,6608
5	-	0,6979

2.4. COMENTÁRIOS FINAIS

Neste capítulo apresentou-se uma breve descrição da formulação matemática aplicada à análise de sistemas em regime permanente por meio do modelo linear DC para a solução do fluxo de potência. Em seguida, apresentou-se uma metodologia para alocação dos custos de sistemas de transmissão com bases semelhantes à metodologia atualmente adotada no Brasil.

Demonstrou-se os cálculos para a recuperação do custo da transmissão por meio do método nodal, que recupera os custos da parcela efetivamente utilizada da rede por cada usuário, bem como o método selo postal, que recupera os custos da parcela ociosa da rede.

Os conceitos e metodologias apresentados foram aplicados a um sistema teste de cinco barras com o intuito de exemplificar os cálculos e ilustrar a sinalização econômica proporcionada pela metodologia. Apresentou-se também uma proposta para eliminar as alocações dos encargos negativos dos agentes do sistema que podem ocorrer quando um usuário se encontra eletricamente “bem posicionado” na rede.

No próximo capítulo estes conceitos serão utilizados em conjunto com o método de simulação cronológico para analisar a influência da intermitência da fonte eólica no cálculo dos encargos dos agentes do sistema.

CAPÍTULO 3

CÁLCULO DE TARIFAS INCORPORANDO A INTERMITÊNCIA DA FONTE EÓLICA

3.1. INTRODUÇÃO

ESTE capítulo apresenta de forma resumida os conceitos da geração eólica, como a teoria elementar de Betz, a intermitência do vento, a relação entre velocidade do vento e altura, a curva de potência de aerogeradores e a distribuição de frequências da velocidade de vento. Em seguida, propõe-se uma abordagem cronológica como forma de avaliar a volatilidade da geração eólica. Por fim, apresenta-se o algoritmo desenvolvido para simulação tarifária cronológica com o objetivo de possibilitar uma avaliação da influência do ponto de operação do sistema elétrico em conjunto com a volatilidade da fonte eólica frente ao cálculo das tarifas de uso do sistema de transmissão. A análise do método proposto será realizada no Capítulo 4 através da simulação no *IEEE-RTS* [IEEE79].

3.2. O RECURSO EÓLICO

3.2.1. Teoria elementar de Betz

A energia disponível para aproveitamento por uma turbina eólica é a energia cinética associada ao movimento de uma coluna de ar [WEH01]. Supondo, para fins de análise, que a velocidade do vento seja constante, a potência disponível pode ser calculada como:

$$P = \frac{1}{2} \dot{m} v^2 \quad (3.1)$$

sendo:

$$\dot{m} = \rho A \frac{\partial x}{\partial t} = \rho A v \quad (3.2)$$

onde:

- \dot{m} : taxa de variação da massa de ar;
- ρ : densidade do ar (1.225kg/m³ ao nível do mar);
- A : área de varredura das pás do rotor;
- v : velocidade do vento.

Substituindo-se (3.2) em (3.1), obtém-se a potência livre que flui pela área A :

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (3.3)$$

Conclui-se da fórmula que, relativo a parâmetros construtivos da turbina, quanto maior a área varrida pelas pás do aerogerador, maior será a potência extraída do vento.

A questão que permanece é definir a quantidade de energia mecânica que pode ser extraída do fluxo livre por um conversor de energia. A energia mecânica apenas pode ser extraída através de conversão da energia cinética. Através da remoção de parte desta energia, a velocidade do vento deve reduzir, mas apenas o fluxo que passa através do rotor é afetado. Assumindo-se que o fluxo afetado permanece separado do restante da massa de ar que não passa através do rotor, uma camada limite pode ser desenhada e esse limite pode ser estendido tanto a montante como a jusante do rotor, formando um tubo de secção circular. Considerando-se que não há escoamento de ar através dos limites estabelecidos, o fluxo ao longo do tubo será o mesmo em qualquer ponto. Uma vez que o ar dentro do tubo diminui de velocidade, mas não se comprime, a área da secção transversal do tubo expande-se para acomodar o ar em movimento mais lento, como mostra a Figura 3.1 [WEH01, A11].

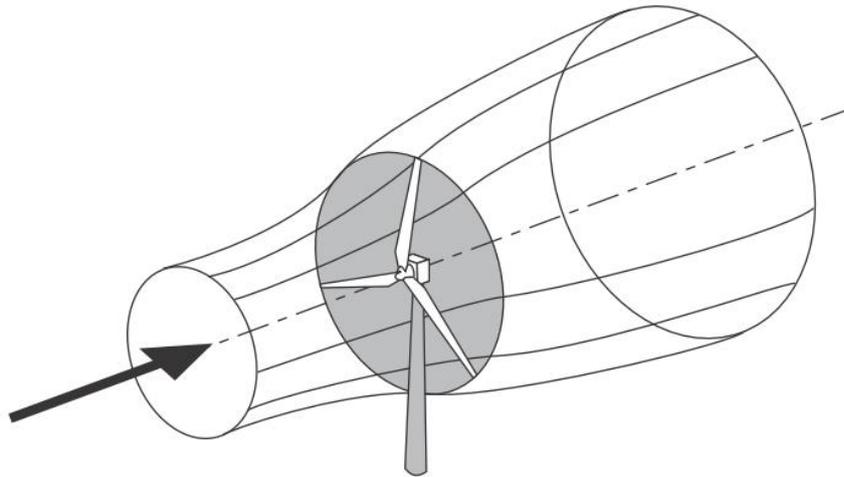


Figura 3.1 – Escoamento do ar em através de uma turbina eólica [WEH01].

Sejam A e v a área da seção circular e a velocidade do fluxo no aerogerador; A_1 e v_1 a área da seção circular e a velocidade do fluxo antes do aerogerador; e A_2 e v_2 a área da seção circular e a velocidade do fluxo após o aerogerador, a energia mecânica que será extraída do fluxo corresponde a [WTF06]:

$$P = \frac{1}{2} \rho v_1^3 A_1 - \frac{1}{2} \rho v_2^3 A_2 \quad (3.4)$$

Manter a vazão mássica ao longo do tubo implica que:

$$\rho v_1 A_1 = \rho v_2 A_2 \quad (3.5)$$

A assim:

$$P = \frac{1}{2} \rho v_1 A_1 (v_1^2 - v_2^2) = \frac{1}{2} \dot{m} (v_1^2 - v_2^2) \quad (3.6)$$

A partir desta equação pode-se concluir que a potência extraída teria valor máximo quando v_2 fosse igual a zero, ou seja, quando o vento fosse totalmente parado pelo aerogerador. No entanto, este resultado não faz sentido fisicamente. Se a velocidade de escoamento atrás do rotor fosse zero, por consequência a velocidade antes dele também seria zero, o que implica que não haveria fluxo através do aerogerador. Assim, conclui-se que deve existir uma razão entre as velocidades v_1 e v_2 para a qual a potência extraível se torna máxima [WTF06].

Pelo teorema de Rankine-Froude [J03], pode-se assumir que a relação entre as velocidades v , v_1 e v_2 é dada por:

$$v = \frac{v_1 + v_2}{2} \quad (3.7)$$

Observa-se que a velocidade de escoamento v através do rotor do aerogerador é a média aritmética entre as velocidades antes e depois deste.

A vazão mássica se torna então:

$$\dot{m} = \rho v A = \frac{1}{2} \rho A (v_1 + v_2) \quad (3.8)$$

E a potência mecânica pode ser descrita como:

$$P = \frac{1}{4} \rho A (v_1^2 - v_2^2) (v_1 + v_2) \quad (3.9)$$

Sabendo-se que a potência do fluxo de ar passando através da mesma área de secção transversal A , sem extração de força mecânica, pode ser definida por:

$$P_0 = \frac{1}{2} \rho v_1^3 A \quad (3.10)$$

O coeficiente de potência, i.e., a razão entre a potência mecânica extraível e a potência total contida no fluxo de ar será então:

$$C_p = \frac{P}{P_0} = \frac{\frac{1}{4} \rho A (v_1^2 - v_2^2) (v_1 + v_2)}{\frac{1}{2} \rho v_1^3 A} \quad (3.11)$$

$$C_p = \frac{1}{2} \left[1 - \left(\frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right] \left[1 + \frac{v_2}{v_1} \right] \quad (3.12)$$

Observa-se que o coeficiente de potência só depende da relação entre as velocidades v_1 e v_2 . A Figura 3.2 ilustra a equação (3.12):

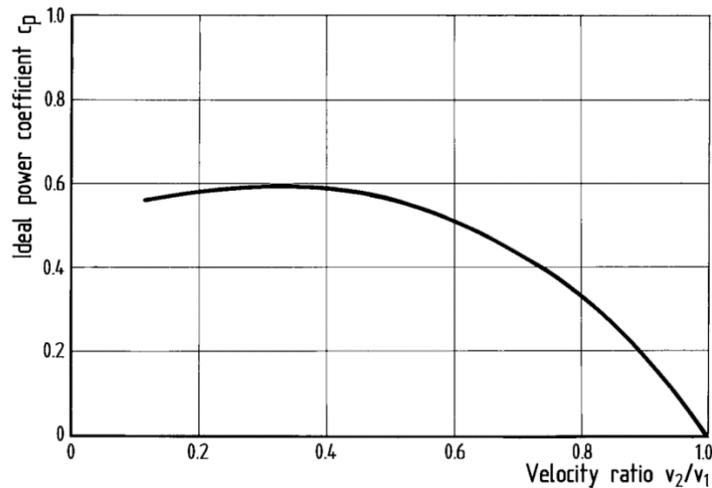


Figura 3.2 – Gráfico de coeficiente de potência vs. a razão de velocidades [WTF06].

O ponto máximo da equação do coeficiente de potência se dá quando a razão v_2/v_1 é igual a $1/3$. Tem-se:

$$C_p(1/3) = \frac{16}{27} = 59,3\% \quad (3.13)$$

Na prática, isso significa que mesmo com um fluxo de ar ideal e sem perdas na conversão, a energia que pode ser extraída do vento é limitada ao valor de 59,3% da energia total.

3.2.2. Intermitência do vento

Observou-se que a potência livre do vento varia com o cubo da velocidade. Portanto, o entendimento das características do recurso eólico é crucial para todos os aspectos de seu aproveitamento. Neste contexto, ressalta-se a intermitência do vento como sua característica mais relevante [WEH01].

Em um dado local, a variação do vento em macro escala temporal (de décadas ou maior) ainda não é perfeitamente entendida, sendo um ponto de dificuldade para a realização de previsões e projeções econômico-financeiras de projetos de geração eólica.

Em escalas de tempo menores, variações diurnas e sazonais são mais previsíveis, uma vez que são essencialmente afetadas por parâmetros conhecidos: a latitude e a distribuição local de terreno e água [WTF06].

Variações sazonais ocorrem principalmente por influência da posição geográfica do local analisado, enquanto variações diurnas ocorrem por efeitos térmicos relativos aos diferentes tempos que o sol leva a esquentar terreno e água da região analisada e, assim, estabelece-se uma diferença de pressão entre estes meios que influenciará no deslocamento das massas de ar.

3.2.3. Velocidade do vento e altura

Um dos fenômenos mais importantes no que diz respeito à utilização da energia eólica é o aumento da velocidade do vento com a altitude. O atrito das massas de ar em movimento contra a superfície da Terra diminui a velocidade do vento a partir de um valor sem perturbações em grande altura a zero diretamente no nível do solo. Dependendo da hora do dia e das condições atmosféricas, a faixa de até onde a velocidade do vento não é perturbada está entre 600 e 2000 m acima do solo e é chamada de camada limite atmosférica.

A camada limite próxima ao solo é chamada de Camada de Prandtl. As condições de escoamento nesta área são dominadas pelo atrito do fluxo de ar de encontro à superfície da Terra. A altura da camada de Prandtl varia com as condições meteorológicas, sendo que durante a noite ela possui de 10 a 50 m de espessura, enquanto que, durante o dia, a extensão varia entre 50 e 150 m.

O aumento instantâneo da velocidade do vento com a elevação depende de um número de fatores meteorológicos, como por exemplo, camadas de temperatura e umidade. No entanto, o valor médio estatisticamente esperado para o aumento da velocidade a uma altura particular é determinado pela rugosidade da superfície da Terra, definida pelo chamado comprimento de rugosidade ou z_0 [WTF06].

A abordagem convencional para descrever o aumento da velocidade do vento com a altura é modelada pela fórmula:

$$\bar{v}_h = \bar{v}_{ref} \cdot \frac{\ln \frac{h}{z_0}}{\ln \frac{h_{ref}}{z_0}} \quad (3.14)$$

onde:

- \bar{v}_h : Velocidade média do vento na altura h;
- \bar{v}_{ref} : Velocidade média do vento na altura de referência;
- h: Altura;
- h_{ref} : Altura de referência na qual o vento foi medido;
- z_0 : Comprimento de rugosidade do terreno.

Conclui-se que quanto mais alta for a torre na qual o aerogerador for instalado, melhor será o aproveitamento do recurso eólico, principalmente se a rugosidade do terreno for elevada.

A Figura 3.3 ilustra valores típicos para o comprimento de rugosidade.

z_0 [m]	Types of terrain surfaces	Roughness class
1.00	City	3
	Forest	
0.50	Suburbs	
0.30	Built-up terrain	2
0.20	Many trees and/or bushes	
0.10	Agricultural terrain with a closed appearance	1
0.05	Agricultural terrain with an open appearance	
0.03	Agricultural terrain with very few buildings, trees, etc. Airports with buildings and trees	
0.01	Airports, runway Meadow	0
$5 \cdot 10^{-3}$	Bare earth (smooth)	
10^{-3}	Snow surfaces (smooth growth)	
$3 \cdot 10^{-4}$	Sand surfaces (smooth)	
10^{-4}	Water surfaces (lakes, fjords and the sea)	

Figura 3.3 – Valores para o comprimento de rugosidade [WTF06].

3.2.4. Curva de potência de aerogeradores

A avaliação do desempenho de uma turbina eólica é frequentemente motivo de discussão. Os parâmetros utilizados na avaliação de tecnologias de geração como térmica e hidráulica podem não ser diretamente aplicáveis na análise da geração eólica. A potência nominal do gerador elétrico de uma turbina eólica, por exemplo, é de pouca importância [WTF06].

A medida correta para avaliação de um aerogerador é sua produção de energia. Como visto, as principais características que influenciam na capacidade de extrair energia do vento de um aerogerador são o seu diâmetro e sua altura de instalação. Com um determinado diâmetro de rotor, a tarefa de projetista é, portanto, maximizar a potência da turbina em toda a faixa de velocidades do vento. O projeto aerodinâmico do rotor, os sistemas de controle, a potência do gerador instalado e a eficiência do grupo de conversão mecânico-elétrica devem todos ser otimizados com este objetivo.

A curva de potência de um aerogerador é, afinal, a relação entre a potência elétrica de saída e a velocidade do vento. Essa curva leva em consideração todas as características da turbina que influenciam na conversão da energia, desde a energia cinética do vento à energia elétrica e é o certificado oficial de desempenho do aerogerador.

O formato da curva de potência é regido por três elementos chave [WTF06]:

- A velocidade de *cut-in*, que ocorre quando a turbina começa a entregar potência à rede, i.e., o rotor já está girando com potência suficiente para compensar as perdas mecânicas da cadeia cinemática e as perdas elétricas do gerador.
- A faixa de velocidade nominal, que ocorre quando a potência entregue à rede pelo gerador elétrico é igual à sua potência nominal.
- A velocidade de *cut-out*, que demarca o limite de velocidade do vento que o aerogerador pode ser operado.

A título de exemplo, a Figura 3.4 ilustra a curva de potência da máquina Gamesa G114 para a densidade do ar $\rho = 1,06 \text{ kg/m}^3$. Esta máquina possui um rotor com diâmetro de 114 m e potência nominal de 2,0 MW [GAM12].

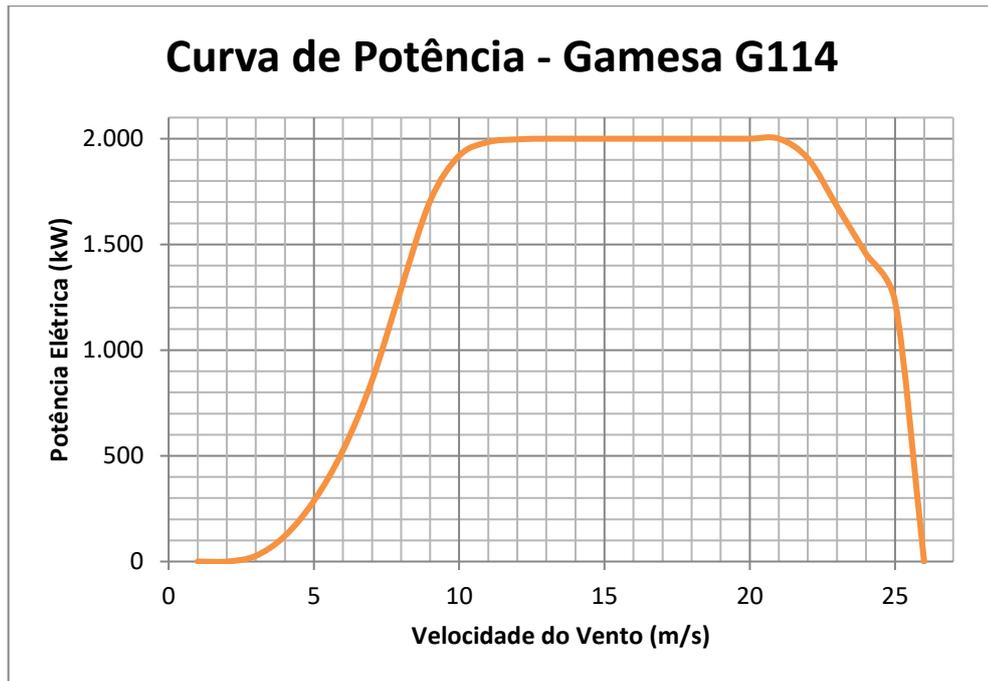


Figura 3.4 – Curva de potência da máquina Gamesa G114 baseada em [GAM12].

3.2.5. Distribuição de frequências da velocidade de vento

Em termos de análise estatística, o regime de vento em um determinado local pode ser representado por uma função de frequências obtida de medições efetuadas em um determinado período. Destaca-se a distribuição de frequência de ocorrência da velocidade de vento, que identifica o número de ocorrências – quantas horas por mês, por exemplo – de um determinado valor de velocidade de vento.

A distribuição de frequências da velocidade do vento tem sido satisfatoriamente modelada por uma distribuição de Weibull [SGA99], que pode ser expressa por sua função densidade de probabilidade como:

$$f(u) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (3.15)$$

onde:

- c : fator de escala;
- k : fator de forma;

- \bar{v} : Velocidade média do vento;

A Figura 3.5 apresenta a distribuição de Weibull para diferentes fatores de forma. Para o caso especial do fator de forma igual a 2, chega-se à uma função de distribuição de Rayleigh.

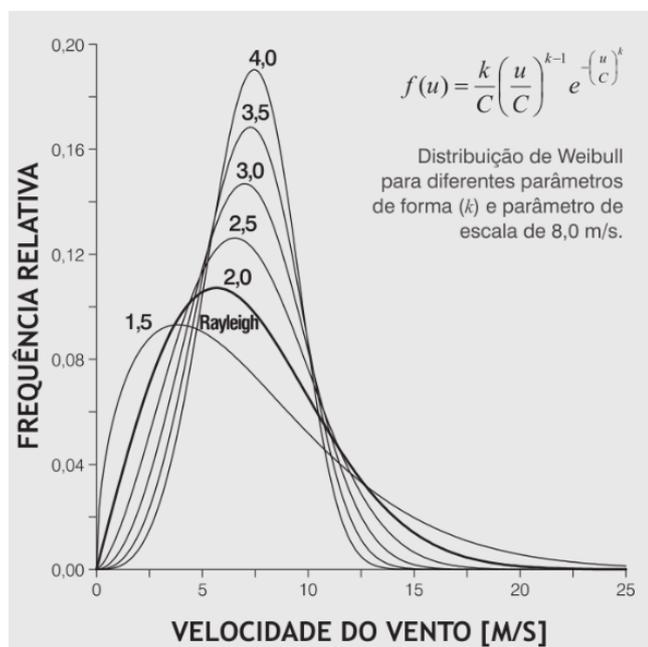


Figura 3.5 – Distribuições de Weibull e Rayleigh [AEMG10].

Por ser mais geral, a Distribuição de Weibull apresenta melhor aderência às estatísticas de velocidade do vento, uma vez que o fator de forma pode assumir valores superiores a 2 [AEMG10].

3.3. SIMULAÇÃO CRONOLÓGICA DE TARIFAS

3.3.1. Conceitos preliminares

A primeira aplicação de análise probabilística de fluxo de potência foi proposta em [B74]. É interessante notar que, na data do estudo mencionado, as dificuldades que impediam a realização de uma análise determinística de fluxo de potência com uma grande gama de variação nos dados já não se aplicam aos dias de hoje. Os problemas eram a grande quantidade de cálculos necessários e dificuldade de sintetizar e analisar os resultados. Essas dificuldades já se encontram superadas pelo grande poder computacional de um simples computador pessoal. Ainda

assim, as motivações que levaram ao desenvolvimento da análise probabilística do fluxo de potência permanecem válidas. Elas advêm das incertezas relacionadas aos dados de carga e geração devido a: (a) erros de medição ou imprecisão nas previsões; (b) desconhecimento do valor ou valores conhecidos em uma faixa de variação; (c) desligamentos não programados.

Desde então, muitos trabalhos têm sido desenvolvidos sobre análise de fluxo de potência probabilístico. As referências [SLBE90, CCB08] trazem uma lista de artigos neste campo de pesquisa e apresentam uma revisão do desenvolvimento de técnicas e suas aplicações em diferentes áreas de análise de sistemas de potência em regime permanente.

Conforme [ALB81], as equações do fluxo de potência probabilístico podem ser expressas como:

$$Y_h = f(X_h) \quad (3.16)$$

$$Z_h = g(X_h) \quad (3.17)$$

onde:

- Y_h : vetor aleatório das injeções líquidas de potência ativa e reativa;
- Z_h : vetor aleatório das variáveis de saída (fluxos);
- X_h : vetor aleatório de estado (tensões e ângulo);
- h : instante de tempo no período do estudo;
- f e g : equações que regem o fluxo de potência

Na formulação acima, a cada instante h as equações (3.16) e (3.17) devem ser resolvidas e os dados de saída armazenados para posterior análise estatística.

Para o caso de uma abordagem probabilística, as variáveis de entrada dão lugar a variáveis aleatórias com função densidade de probabilidade conhecida, de modo que os resultados pas-

sam a ser também funções densidade de probabilidade apresentando uma faixa de possibilidades para os resultados e suas respectivas probabilidades. Para a solução do problema probabilístico, duas abordagens são geralmente utilizadas: formulação analítica e simulação.

A metodologia analítica é mais indicada quando as variáveis de entrada são independentes entre si. Em [LAA84] observa-se a proposição de um método capaz de lidar com entradas correlacionadas, restritas, entretanto, à dependência linear. Por outro lado, nos casos que envolvam correlações complicadas entre as variáveis de entrada, recomenda-se a metodologia de simulação. Neste cenário, o espaço de estados pode ser avaliado por simples enumeração ou por amostragem com simulação Monte Carlo.

O estudo [BWH07] propôs o uso de séries temporais para representar a variação da demanda e da geração na simulação do fluxo de potência em redes com elevada penetração de geração eólica. Diferentemente do método de simulação Monte Carlo, a solução consistiu no uso de banco de dados históricos de demanda e geração, discretizados em intervalos mínimos de uma hora para avaliar os estudos de fluxo de potência em diferentes cenários. Ou seja, no mínimo de 8760 casos de fluxo de potência foram simulados e os resultados avaliados estatisticamente.

3.3.2. Proposta para simulação

Embora técnicas analíticas sejam computacionalmente menos demandantes que os métodos de simulação, elas requerem formulações matemáticas complicadas, além de carregarem erros inerentes devido à linearização [OTA11]. Desta forma, para o trabalho em questão, propôs-se o caminho alternativo de simulação cronológica do fluxo de potência e do cálculo das tarifas de uso do sistema utilizando-se séries históricas de geração de energia [LMSF12] [F15].

O programa utilizado nesta dissertação para a simulação cronológica de tarifas de uso do sistema de transmissão foi desenvolvido na plataforma *GNU Octave* e tem as seguintes características principais:

- Entrada de dados de geração de uma usina em formato de série histórica;
- Solução do fluxo de potência linearizado DC com perdas;

- Otimização do despacho das usinas (exceto aquela cujos dados foram importados em série histórica) através de Programação Linear minimizando o custo total de geração;
- Cálculo das tarifas de uso do sistema de transmissão para cada caso de geração.

O algoritmo detalhado será descrito na próxima sessão.

3.4. AVALIAÇÃO DO IMPACTO SISTÊMICO DA INTERMITÊNCIA DA FONTE EÓLICA SOBRE AS TARIFAS DE TRANSMISSÃO

A proposta desta dissertação consiste em adicionar o programa de tarifação nodal, descrito no Capítulo 2, em um ambiente de simulação cronológico para que seja possível avaliar o impacto sistêmico nas tarifas de uso do sistema de transmissão devido à variabilidade da geração de uma usina eólica.

A Figura 3.6 mostra o fluxograma do programa de tarifação nodal com a implementação do mecanismo de simulação cronológico.

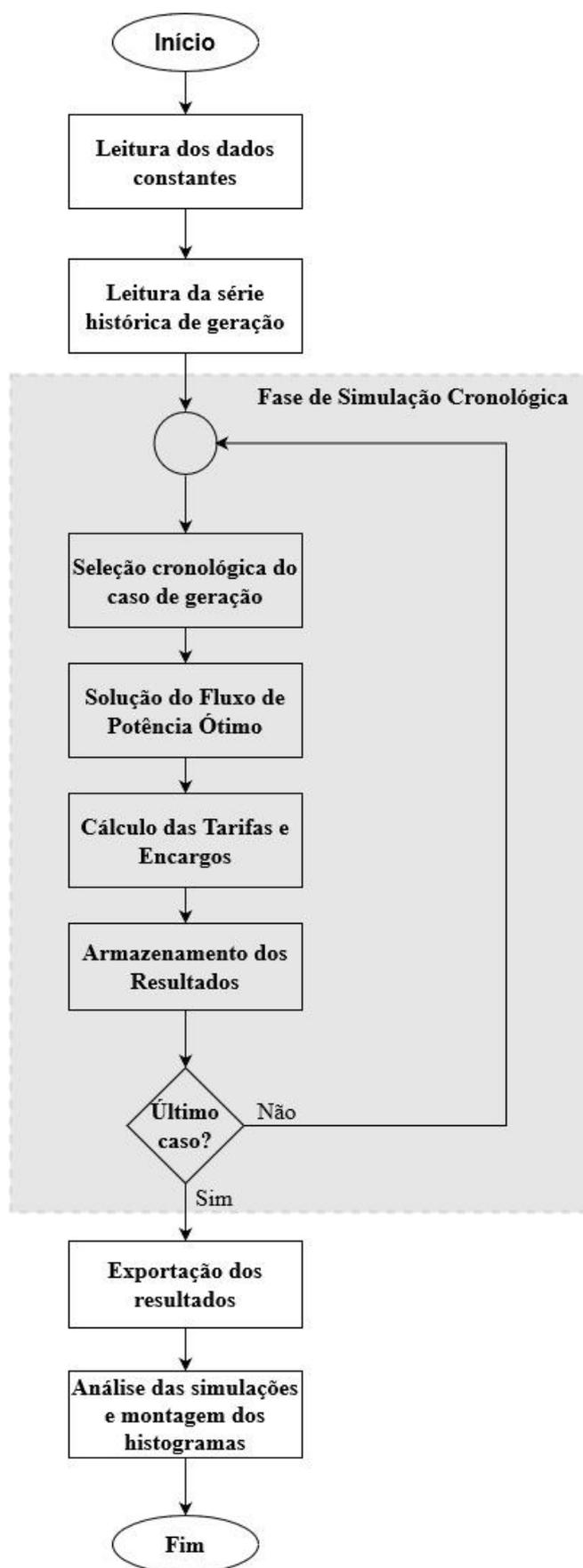


Figura 3.6 – Fluxograma do programa de cálculo cronológico de tarifas.

O programa utilizado nesta dissertação pode ser resumido no algoritmo descrito a seguir.

1. *Leitura dos dados:* Neste primeiro passo, o programa faz a leitura do arquivo de dados principal, contendo as informações que serão mantidas durante toda a simulação, sendo: dados gerais de simulação; dados de circuitos com as impedâncias, capacidades e custos; e dados das barras com os montantes de carga, geração instalada, custo da geração, despacho mínimo e *flag* das barras que receberão as séries históricas de geração;
2. *Leitura da série histórica de geração:* O programa faz a leitura do arquivo de dados contendo a série histórica de geração e que será aplicada àquela barra marcada no primeiro passo;
3. *Fase de simulação cronológica:* Nesta etapa o programa entrará em um *loop* para realização da simulação de fluxo de potência e cálculo de tarifas para cada um dos casos de geração contidos na série histórica lida no passo anterior:
 - 3.1. *Seleção cronológica do caso de simulação:* O algoritmo seleciona cronologicamente uma posição na série histórica de geração para simulação;
 - 3.2. *Solução do fluxo de potência ótimo:* O programa utiliza um algoritmo de programação linear para a realização do despacho ótimo de geração e solução do fluxo de potência DC. O caso de geração histórica em questão é mantido fixo e as demais usinas são despachadas por “ordem de mérito”, conforme os custos de geração, levando-se em conta o fechamento do balanço “carga + perdas – geração especificada”.
 - 3.3. *Cálculo das Tarifas e Encargos:* Após a solução do fluxo de potência, os encargos e tarifas são calculados conforme descrito no algoritmo do Capítulo 2.
 - 3.4. *Armazenamento dos resultados:* Os resultados de fluxo de potência e cálculo tarifário são armazenados de forma a liberar o algoritmo para simular o próximo caso de geração;
4. *Exportação dos resultados:* Depois de encerradas as simulações de todos os casos de geração, o programa procede na exportação dos resultados obtidos;

5. *Análise das simulações e montagem dos histogramas:* Para possibilitar a análise da massa de dados gerada, um programa paralelo desenvolvido em linguagem VBA no *software* de planilhas *Excel* é utilizado para realizar a importação dos resultados e agrupamento dos dados por barra e por segmento (carga ou geração). Para cada grupo de dados são calculados para os encargos:

- Valor máximo;
- Valor mínimo;
- Desvio-padrão;
- Média;
- Coeficiente de variação (Desvio-padrão / Média);
- Mediana (P50);
- Percentil 75 (P75);
- Percentil 90 (P90);
- Histograma contendo os blocos de encargos e a frequência cumulativa.

Além disso, os dados brutos são organizados em tabelas com a funcionalidade de filtro, sendo possível buscar e agrupar dados rapidamente para análises mais profundas;

6. *Fim.*

3.5. COMENTÁRIOS FINAIS

Neste capítulo foi feita uma revisão dos conceitos da geração eólica. Apresentou-se a teoria elementar de Betz, que permite o cálculo da conversão de potência eólica em potência mecânica a partir da velocidade do vento, bem como deduz o limite máximo teórico para a extração de potência. Fez-se então um resumo a respeito dos fatores que causam a intermitência do vento e, com isso, acarretam na variabilidade da geração de energia elétrica por meio da fonte eólica. Descreveu-se também a relação entre velocidade do vento e altura e a curva de potência de aerogeradores com o intuito de se demonstrar os principais fatores construtivos que influenciam na maximização da conversão de potência, sendo estes a altura da torre e a área de varredura das pás do rotor. Finalmente, apontou-se a distribuição de frequências da velocidade de vento que resume o recurso em termos estatísticos.

Após o resumo dos conceitos de geração eólica, partiu-se para a apresentação dos conceitos básicos da análise probabilística do fluxo de potência que admitem duas abordagens principais. A formulação analítica, mais indicada para problemas nos quais as entradas não são correlacionadas; e o método de simulação que permite que as variáveis de entrada possuam correlações complicadas. Por fim, propôs-se a utilização da metodologia de fluxo de potência cronológico, na qual as variáveis de entrada são representadas por séries temporais.

Ao final apresentou-se a metodologia proposta por essa dissertação para calcular as tarifas de uso do sistema de transmissão levando em consideração a intermitência na geração de uma usina eólica. Em seguida, descreveu-se o algoritmo utilizado para a simulação.

No próximo capítulo a metodologia proposta será aplicada para avaliar o impacto sistêmico nas tarifas de uso do sistema de transmissão devido à variabilidade da geração de uma usina eólica utilizando-se o *IEEE Reliability Test System (IEEE-RTS)* [IEEE79].

CAPÍTULO 4

APLICAÇÕES NUMÉRICAS PARA AVALIAÇÃO DO IMPACTO TARIFÁRIO

4.1. SISTEMA TESTE

NESTE capítulo são apresentadas as aplicações numéricas da metodologia proposta no Capítulo 3. Utilizou-se o *IEEE Reliability Test System* [IEEE79], mostrado na Figura 4.1, para a análise dos encargos e tarifas de transmissão.

As tarifas e encargos de transmissão dos agentes do sistema serão calculados considerando o fluxo de potência DC com perdas, com eliminação de alocações negativas (*payback*) tanto da carga como da geração após o rateio da parcela selo. A proporção do *CTT* para carga e geração será de 50%.

Para o cálculo do custo total anual da transmissão, considerou-se, como ilustração, o custo de 1 \$/MW.ano para cada circuito, resultando no *CTT* de 14.600,00 \$/ano.

4.2. MODIFICAÇÕES PROPOSTAS

A simulação cronológica consiste em calcular tarifas nodais horárias para a rede *IEEE-RTS* baseadas na série histórica de geração de uma usina implantada em uma barra do sistema. De modo a não deixar que toda a variação na potência gerada na usina seja necessariamente compensada pela barra *swing*, a simulação incorpora um algoritmo de programação linear que re-despacha as demais usinas da rede com base nos seus custos de geração.

Para habilitar o funcionamento do algoritmo de despacho ótimo, as barras que possuem mais de um tipo de geração conforme [IEEE79] receberam uma barra fictícia, cuja conexão à barra real é representada por uma linha de impedância nula e custo zero. Estas barras fictícias têm como objetivo segregar os tipos de geração que carregam custos diferentes em barras distintas. Nesta etapa ainda não se trata da implantação da usina eólica no sistema, apenas a segregação de usinas com custos unitários de geração e inflexibilidades diferentes.

A Tabela 4.1 resume a separação de unidades geradoras e potência de geração para o *IEEE-RTS* original. As barras fictícias criadas correspondem ao número da barra original adicionado de 100.

TABELA 4.1 – UNIDADES GERADORAS POR BARRA NO IEEE-RTS ORIGINAL

Barra	Unidade 1	Unidade 2	Unidade 3	Unidade 4	Unidade 5	Unidade 6	
1	20	20					40 MW
101			76	76			152 MW
2	20	20					40 MW
102			76	76			152 MW
7	100	100	100				300 MW
13	197	197	197				591 MW
15	12	12	12	12	12		60 MW
115						155	155 MW
16	155						155 MW
18	400						400 MW
21	400						400 MW
22	50	50	50	50	50	50	300 MW
23	155	155					310 MW
123			350				350 MW

A Tabela 4.2 lista os custos de geração adotados para o *IEEE-RTS* original, bem como a inflexibilidade, ou seja, a geração mínima destas usinas.

TABELA 4.2 – CUSTOS DE GERAÇÃO E INFLEXIBILIDADES DO IEEE-RTS ORIGINAL

Barra	Inflexibilidade [MW]	Capacidade Instalada [MW]	Custo [\$/MW]
13	120	591	22,80
1	10	40	48,50
101	30	152	15,30
2	10	40	48,50
102	30	152	15,30
7	90	300	23,80
15	15	60	28,50
115	40	155	12,44
16	40	155	12,44
18	100	400	6,30
21	100	400	6,30
22	48	300	10,00
23	80	310	12,44
123	75	350	12,10

Além disso, diferentemente do sistema *IEEE-RTS* original, os equipamentos de compensação reativa foram retirados, uma vez que a solução do fluxo de potência linearizado não leva em consideração estes elementos.

4.3. SIMULAÇÕES PROPOSTAS

4.3.1. Série histórica de geração eólica

Conforme apresentado no Capítulo 3, a simulação de tarifas será realizada de forma cronológica, com a entrada de dados consistindo em uma série histórica de dados de geração.

Para o caso em epígrafe de representação de uma usina eólica, há basicamente duas maneiras de simular a série histórica: dados de velocidade do vento e dados de potência gerada.

A utilização de dados históricos de velocidade do vento possui a vantagem de ser mais flexível com relação à representação de uma usina hipotética, uma vez que se torna necessário transformar os dados de velocidade do vento em potência elétrica gerada para dar prosseguimento à solução do fluxo de potência e posterior cálculo de encargos e tarifas de transmissão. Assim, variando-se o tipo de aerogerador, com curvas de potência e alturas de torre diferentes, podem-se simular, com os mesmos dados de velocidade de vento, diferentes casos de geração. A desvantagem deste método é que torna a análise mais complexa, uma vez que será necessário modelar

todo o parque, haja vista a interação entre aerogeradores, como o efeito esteira, e a existência de outras fontes de perdas, como taxas de indisponibilidade e degradação das pás dos aerogeradores.

Assim, optou-se neste estudo por utilizar diretamente uma série histórica com dados horários de geração, em pu, de uma usina eólica real [LMSF12], de forma a reduzir a complexidade e facilitar a escalabilidade do estudo.

Os dados utilizados apresentam a curva de permanência de geração ilustrada na Figura 4.2.

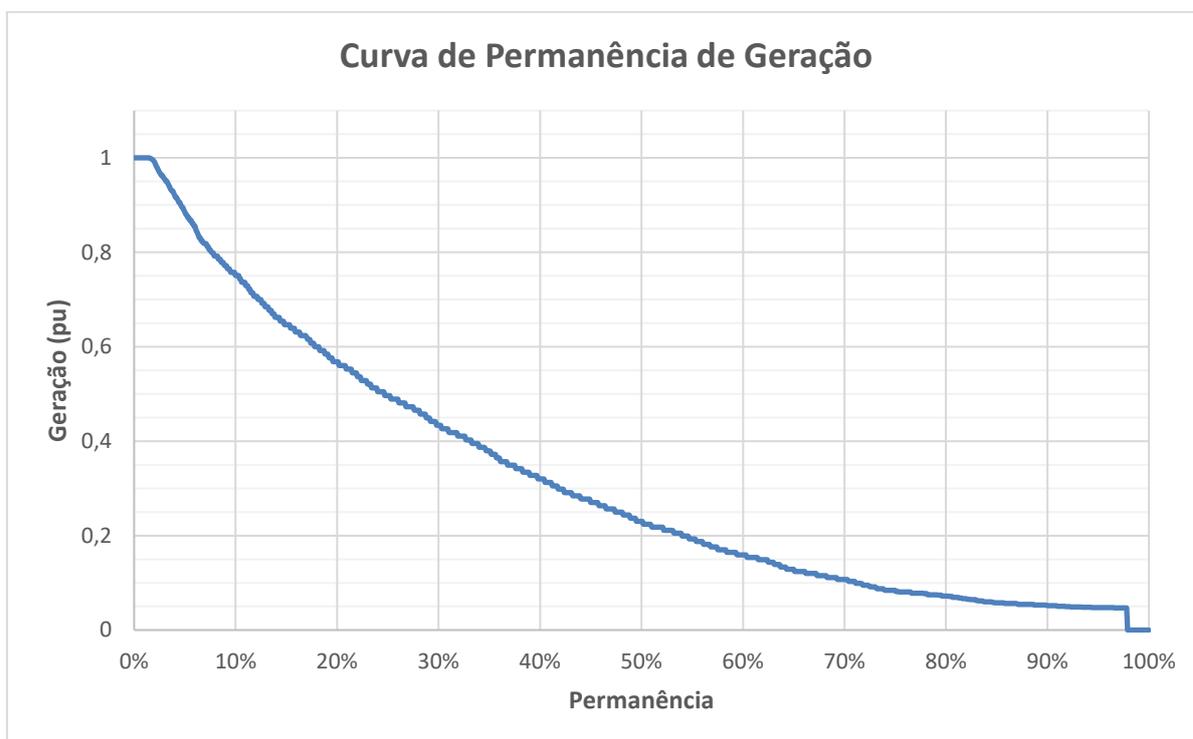


Figura 4.2 – Curva de permanência de geração da série histórica (pu).

Observa-se que a geração na usina varia, durante o ano, de zero até a potência máxima, sendo que a geração se inicia por volta de 0,05 pu (*cut-in* do aerogerador) e permanece no mínimo neste valor por 98% do tempo. Já geração de 1,00 pu é atingida em apenas 2% do tempo.

4.3.2. Cenários de simulação: Locais de instalação da usina eólica

Analisando a topologia da rede *IEEE-RTS* foram escolhidas duas barras para simulação de dois cenários de instalação de uma usina eólica no sistema.

Um dos locais escolhidos foi a barra 102, uma barra “fictícia” da barra 2. A geração originalmente presente nesta barra foi substituída pela geração eólica. Com esta escolha pretende-se avaliar o comportamento do fluxo de potência na rede e, conseqüentemente, as tarifas de uso do sistema de transmissão para os cenários em que uma usina eólica esteja localizada na periferia da malha e mais distante da fronteira com a rede básica de 230 kV.

O outro local escolhido foi a barra 11, uma barra originalmente sem geração. Com esta escolha pretende-se avaliar os cenários em que uma usina eólica esteja localizada no centro da malha e próxima à fronteira com a rede básica de 230 kV.

4.3.3. Simulações cronológicas

As simulações cronológicas foram realizadas conforme o algoritmo descrito no Capítulo 3, com a entrada de dados correspondente à série histórica de dados de geração, cuja curva de permanência foi apresentada na Figura 4.2.

Para ilustrar o impacto nos encargos de cada agente, foram feitos histogramas que demonstram a sua variabilidade. Além disso, foram calculados para os encargos: valor máximo, valor mínimo, desvio-padrão, média, coeficiente de variação (desvio-padrão / média), mediana (P50), percentil 75 (P75) e percentil 90 (P90).

4.3.4. Simulações determinísticas

Foram aplicadas as seguintes estatísticas à própria série histórica de geração: máxima, mínima, média, mediana (P50), percentil 75 (P75) e percentil 90 (P90). Os valores determinísticos de geração encontrados para as estatísticas citadas foram então utilizados para o cálculo dos respectivos encargos e tarifas (i.e., um único encargo por valor de geração), com o intuito de comparação com os cenários de simulação cronológica.

Ressalta-se que, diferentemente das simulações cronológicas, nestes casos as estatísticas foram aplicadas à geração e não às tarifas.

4.3.5. Simulações com despacho proporcional

Para a criação de um cenário de simulação semelhante ao que hoje é realizado no cálculo de encargos de uso do sistema de transmissão na Rede Básica brasileira [A13], foi empregado o

despacho das centrais de geração, inclusive a usina eólica, de forma proporcional às suas capacidades instaladas para atender as cargas do sistema. Esta simulação também é determinística, ou seja, via um único ponto.

4.4. RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

4.4.1. Usina eólica na barra 102 com 500 MW de capacidade

A potência instalada na referida usina foi determinada através de um único critério, que consiste em não violar a capacidade de transporte de qualquer elemento de rede. Este critério resultou em uma potência injetável máxima de 500 MW neste ponto de rede, considerando as cargas constantes durante a simulação. A série histórica de dados de geração em “pu” foi multiplicada pela capacidade instalada na usina.

Com relação ao despacho econômico das usinas, para a simulação em questão, não serão observadas a inflexibilidade e o custo de geração da usina da barra 102, constantes da Tabela 4.2, uma vez que esta foi substituída pela usina eólica.

4.4.1.1. Encargos das Cargas

As Tabelas 4.3, 4.4 e 4.5 apresentam um extrato dos resultados das simulações dos encargos das cargas para o cenário de instalação da usina eólica na barra 102. Este extrato corresponde àquelas barras para as quais a variação dos encargos dentre os casos de simulação cronológica foi maior. As estatísticas completas das simulações estão presentes no Apêndice A.1.

TABELA 4.3 – ENCARGOS DAS CARGAS – GERAÇÃO CRONOLÓGICA

ENCARGOS DAS CARGAS (\$/ANO)	Barra 2	Barra 4	Barra 15	Barra 18
Máximo	453,38	364,99	212,11	79,43
Mínimo	177,01	213,31	107,00	0,00
Média	345,40	318,25	140,75	19,91
Mediana (P50)	405,71	313,22	116,63	0,00
P75	405,71	364,99	187,23	52,57
P90	453,38	364,99	212,11	79,43
Desvio-Padrão	103,24	53,47	39,58	31,18
Coefficiente de Variação	29,89%	16,80%	28,12%	156,59%

TABELA 4.4 – ENCARGOS DAS CARGAS – GERAÇÃO DETERMINÍSTICA

ENCARGOS DAS CARGAS (\$/ANO)	Barra 2	Barra 4	Barra 15	Barra 18
Geração Máxima (500 MW)	177,01	213,31	212,11	79,43
Geração Mínima (0 MW)	453,38	307,14	107,00	0,00
Geração Média (159,4 MW)	405,71	364,99	116,63	0,00
Geração P50 (114,96 MW)	405,71	364,99	116,63	0,00
Geração P75 (247,92 MW)	220,01	299,90	187,23	52,57
Geração P90 (374,57 MW)	177,01	213,31	212,11	79,43

TABELA 4.5 – ENCARGOS DAS CARGAS – DESPACHO PROPORCIONAL

ENCARGOS DAS CARGAS (\$/ANO)	Barra 2	Barra 4	Barra 15	Barra 18
Despacho Proporcional (383,69 MW)	188,00	205,95	280,13	140,88

As Figuras 4.3, 4.4, 4.5 e 4.6 apresentam os histogramas dos encargos das cargas para as barras 2, 4, 15 e 18 respectivamente, considerando-se a geração cronológica.

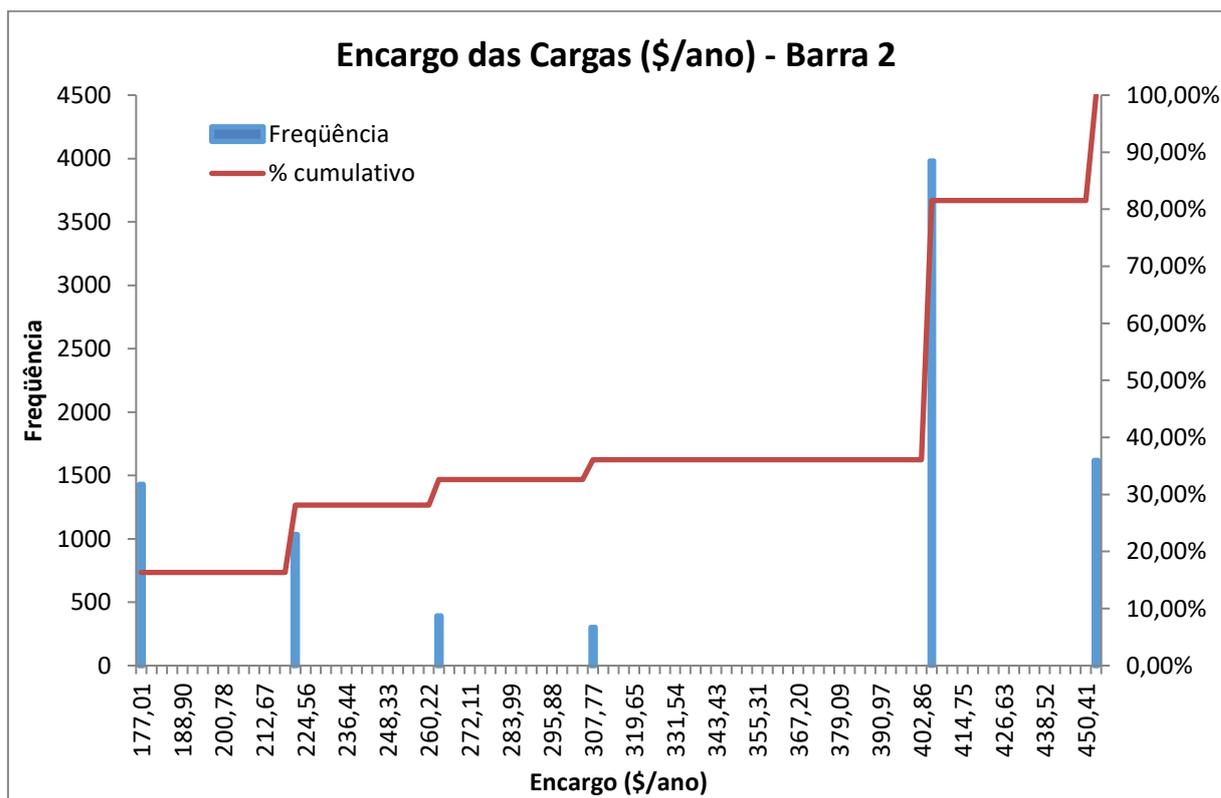


Figura 4.3 – Histograma do encargo total da carga da barra 2.

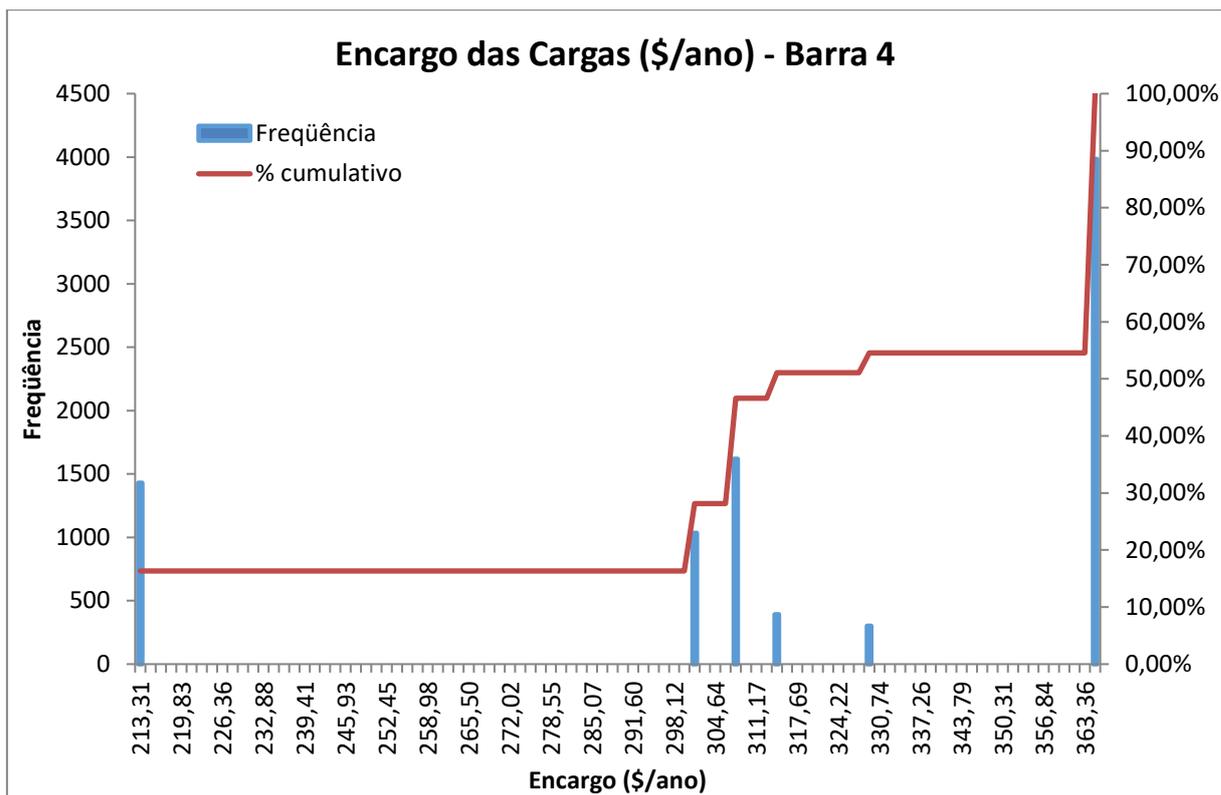


Figura 4.4 – Histograma do encargo total da carga da barra 4.

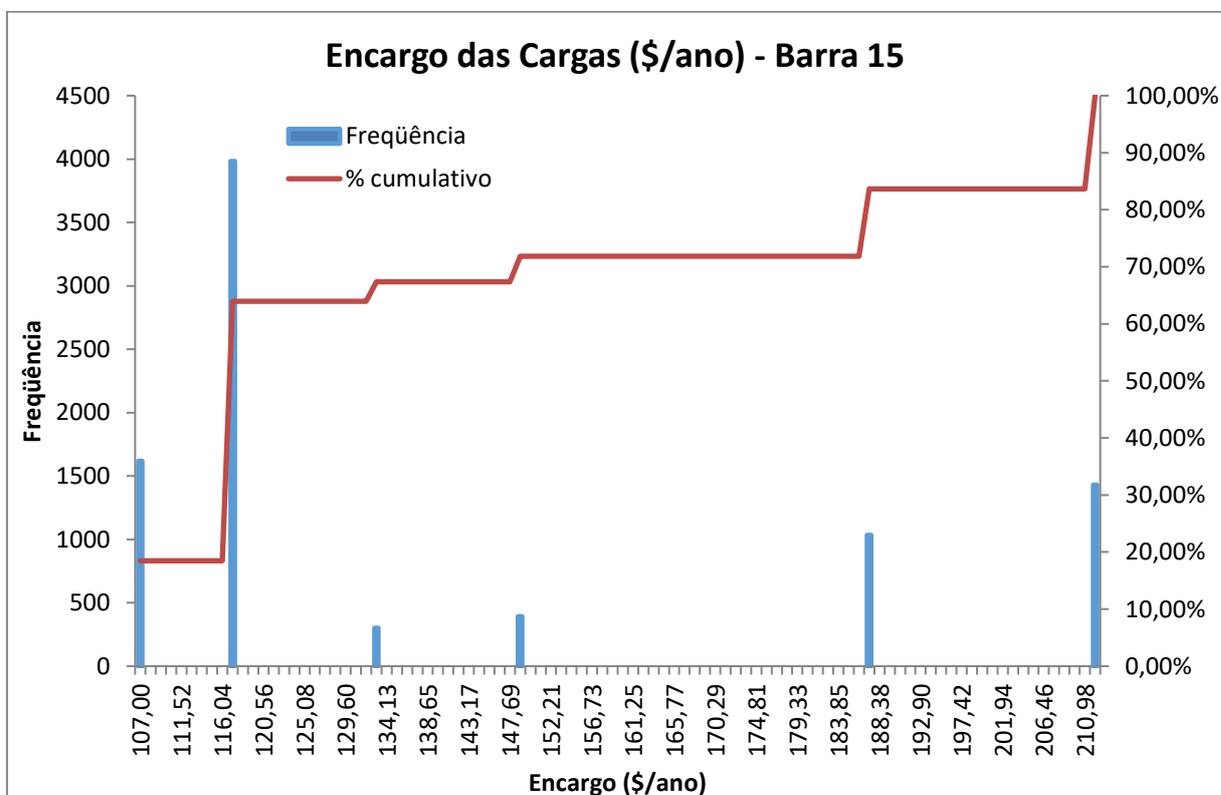


Figura 4.5 – Histograma do encargo total da carga da barra 15.

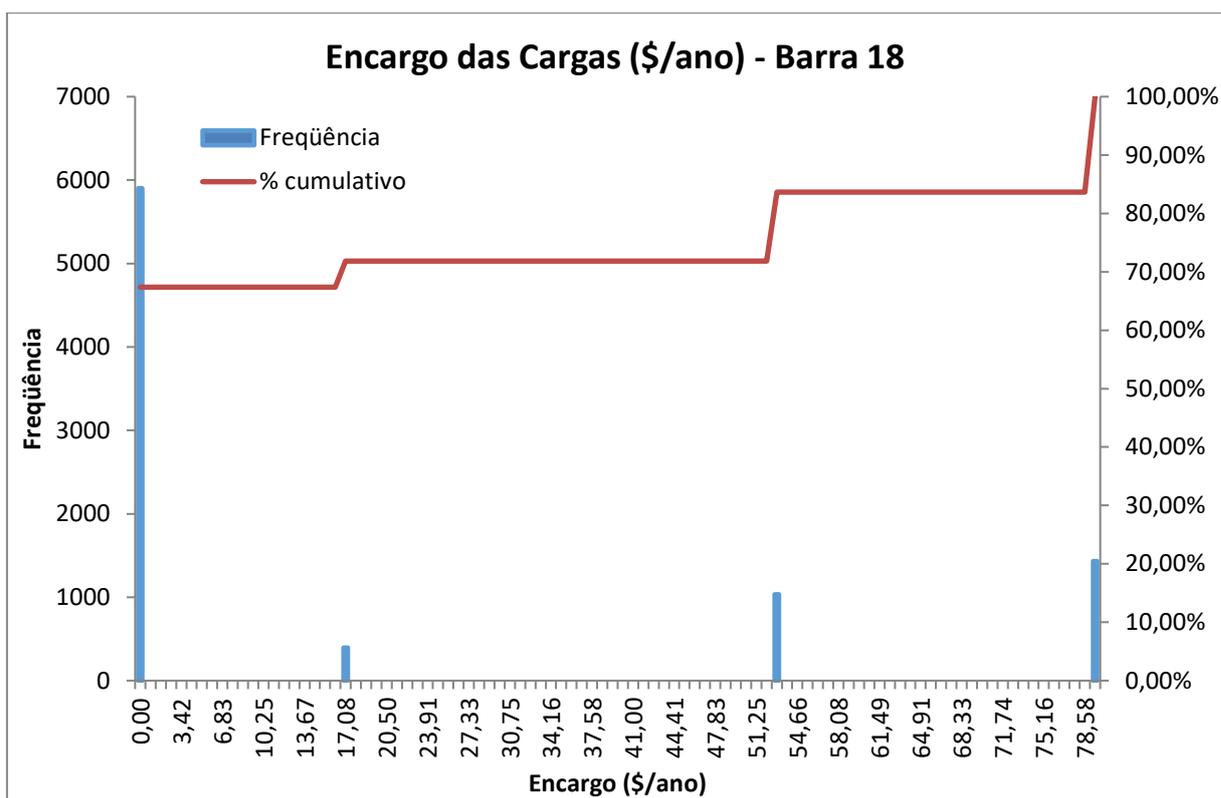


Figura 4.6 – Histograma do encargo total da carga da barra 18.

Observa-se nos histogramas apresentados que, para o caso das cargas, existem seis patamares de encargos diferentes em cada barra do sistema. Esta observação é válida inclusive para os encargos da carga da barra 18, que apresenta no histograma apenas quatro valores. O que ocorre neste caso específico é que os dois patamares aparentemente faltantes ocorreram em região de encargos negativos. Como o algoritmo de cálculo tarifário procede na eliminação destes encargos através da distribuição do benefício às outras barras do sistema, conforme demonstrado no Capítulo 2, não é possível visualizar estes patamares após a finalização do cálculo. O encargo de valor zero no histograma representaria três encargos negativos caso não fosse realizada a eliminação de *payback* nos valores de -2,17, -15,06 e -24,63 \$/ano.

Analisando os resultados da simulação, observa-se que esses degraus tarifários são invariavelmente causados por inversões do fluxo de potência nas linhas de transmissão que compõem a rede *IEEE-RTS*. Por sua vez, a inversão no sentido do fluxo é devida à alteração da potência gerada na usina eólica proposta que, conseguinte, leva à necessidade de alteração no despacho das demais usinas do sistema conforme o algoritmo de despacho econômico.

Uma análise mais detalhada destes patamares será realizada no item 4.5.1 desta dissertação.

4.4.1.2. Encargos dos Geradores

As Tabelas 4.6, 4.7 e 4.8 apresentam um extrato dos resultados das simulações dos encargos dos geradores para o cenário de instalação da usina eólica na barra 102. Este extrato corresponde àquelas barras para as quais a variação dos encargos dentre os casos de simulação cronológica foi maior. As estatísticas completas das simulações estão presentes no Apêndice A.2.

TABELA 4.6 – ENCARGOS DOS GERADORES – GERAÇÃO CRONOLÓGICA

ENCARGOS DOS GERADORES (\$/ANO)	Barra 101	Barra 2	Barra 102	Barra 7
Máximo	91,79	52,12	635,49	34,09
Mínimo	0,00	19,24	213,87	9,54
Média	10,05	32,86	486,43	22,01
Mediana (P50)	0,00	26,60	517,04	22,67
P75	0,00	47,48	551,84	26,39
P90	54,67	52,01	625,71	32,81
Desvio-Padrão	23,26	11,95	108,74	7,11
Coefficiente de Variação	231,56%	36,35%	22,35%	32,30%

TABELA 4.7 – ENCARGOS DOS GERADORES – GERAÇÃO DETERMINÍSTICA

ENCARGOS DOS GERADORES (\$/ANO)	Barra 101	Barra 2	Barra 102	Barra 7
Geração Máxima (500 MW)	85,04	51,82	616,09	22,67
Geração Mínima (0 MW)	0,00	19,24	623,56	9,54
Geração Média (159,4 MW)	0,00	27,38	255,67	30,24
Geração P50 (114,96 MW)	0,00	26,60	356,36	24,10
Geração P75 (247,92 MW)	0,00	47,48	527,30	32,71
Geração P90 (374,57 MW)	54,63	52,05	629,89	24,43

TABELA 4.8 – ENCARGOS DOS GERADORES – DESPACHO PROPORCIONAL

ENCARGOS DOS GERADORES (\$/ANO)	Barra 101	Barra 2	Barra 102	Barra 7
Despacho Proporcional (383,69 MW)	114,52	58,26	726,79	23,70

As Figuras 4.7, 4.8, 4.9 e 4.10 apresentam os histogramas dos encargos dos geradores para as barras 101, 2, 102 e 7 respectivamente, considerando-se a geração cronológica.

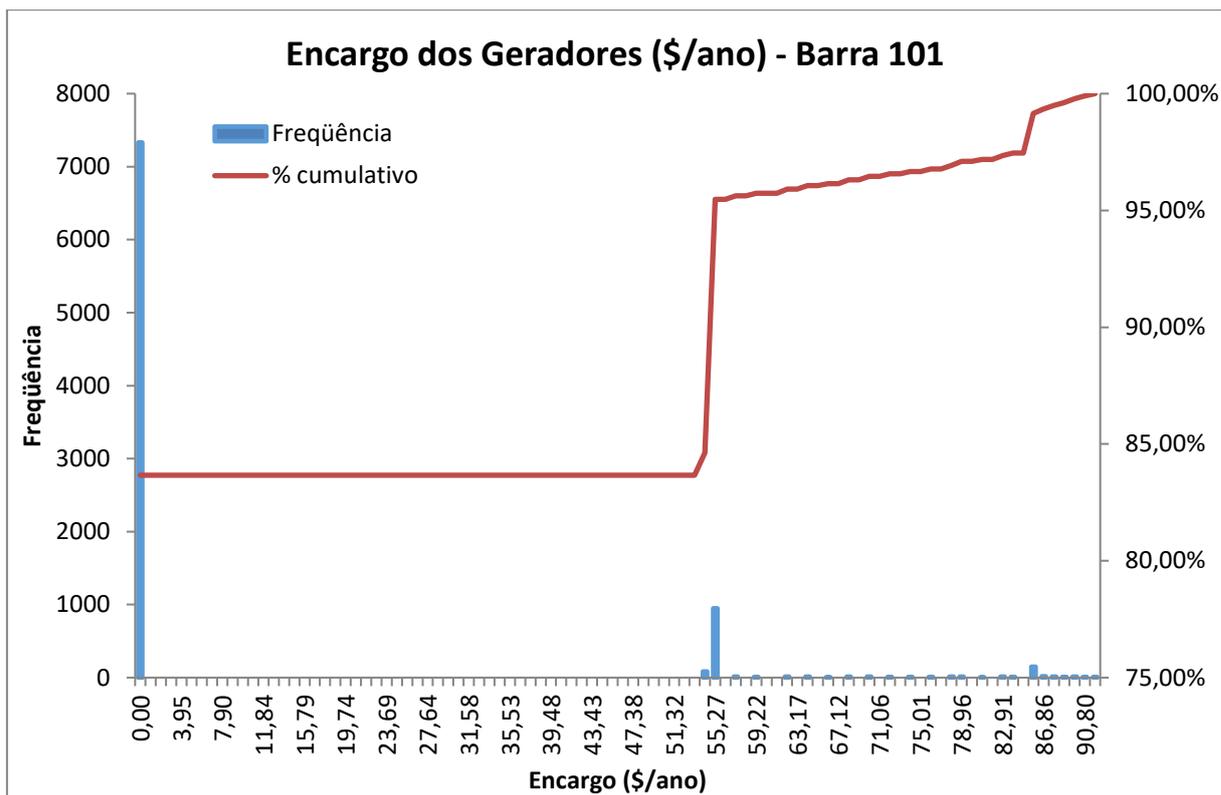
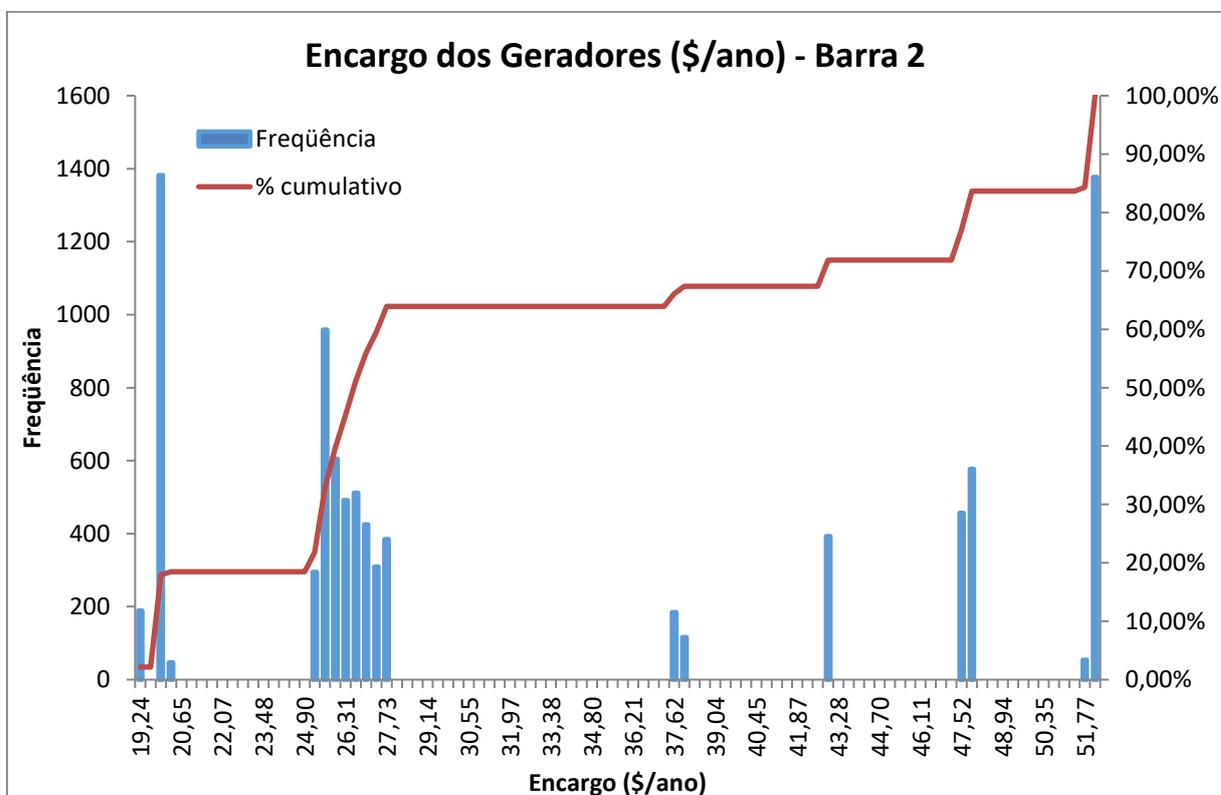


Figura 4.7 – Histograma do encargo total do gerador da barra 101.



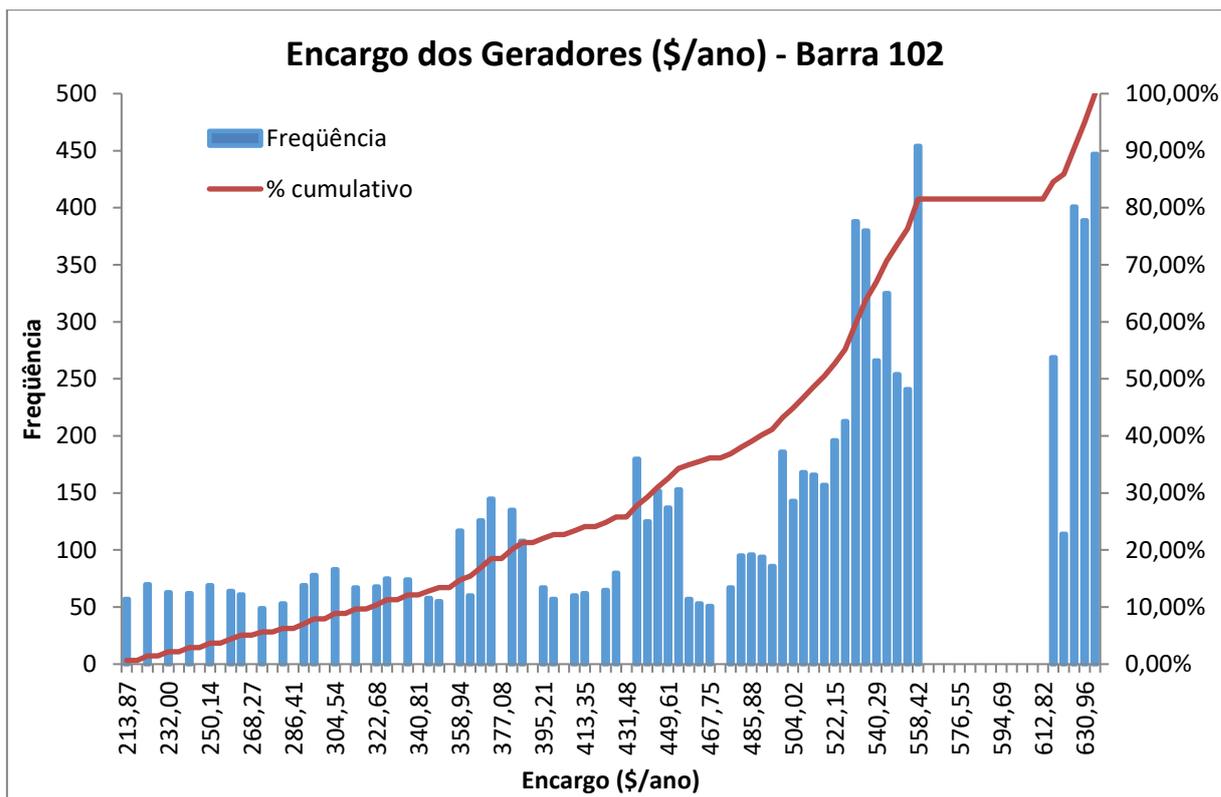


Figura 4.9 – Histograma do encargo total do gerador da barra 102.

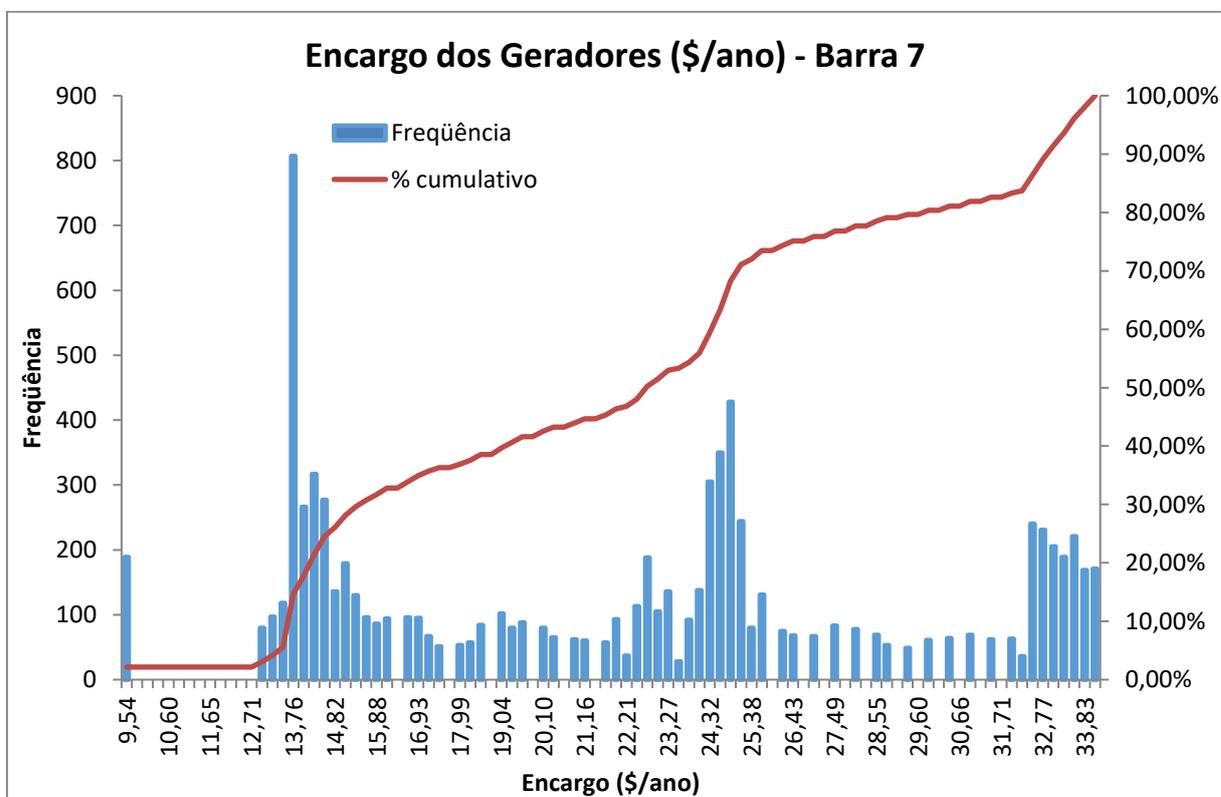


Figura 4.10 – Histograma do encargo total do gerador da barra 7.

Observa-se nos histogramas apresentados que, para o caso dos geradores, as barras possuem uma maior quantidade de encargos se comparado com as barras de carga. Esta maior quantidade de valores de encargos é explicada pela variação da geração, já que os encargos dos geradores são calculados em função da geração despachada e normalizados pela potência instalada da usina.

Entretanto, saltos de valores sempre ocorrem nas inversões de fluxo nas linhas de transmissão, conforme já observado para os encargos das cargas. Nos histogramas dos encargos dos geradores nem sempre é possível visualizar estes patamares devido ao efeito da variação de geração. Notadamente, na Figura 4.8 que apresenta o histograma do encargo total dos geradores da barra 2, é possível visualizar os seis patamares de encargos.

4.4.2. Usina eólica na barra 11 com 1230 MW de capacidade

Da mesma forma que no cenário de simulação anterior, a potência instalada na referida usina foi determinada de forma a não violar a capacidade de transporte de qualquer elemento de rede, resultando em uma potência injetável máxima de 1230 MW na barra 11, considerando as cargas constantes durante a simulação. A série histórica de dados de geração em “pu” foi multiplicada pela capacidade instalada na usina.

Com relação ao despacho econômico das usinas, para a simulação em questão serão observadas as inflexibilidades e os custos constantes da Tabela 4.2.

4.4.2.1. Encargos das Cargas

As Tabelas 4.9, 4.10 e 4.11 apresentam um extrato dos resultados das simulações dos encargos das cargas para o cenário de instalação da usina eólica na barra 11. Este extrato corresponde àquelas barras para as quais a variação dos encargos dentre os casos de simulação cronológica foi maior. As estatísticas completas das simulações estão presentes no Apêndice A.3.

TABELA 4.9 – ENCARGOS DAS CARGAS – GERAÇÃO CRONOLÓGICA

ENCARGOS DAS CARGAS (\$/ANO)	Barra 2	Barra 3	Barra 15	Barra 18
Máximo	532,34	668,34	588,38	223,92
Mínimo	296,01	429,75	86,02	0,00
Média	428,28	506,85	224,76	44,01
Mediana (P50)	405,71	447,29	116,63	0,00
P75	499,93	648,54	449,98	71,77
P90	531,69	653,68	588,38	223,92
Desvio-Padrão	67,69	91,01	190,43	81,66
Coefficiente de Variação	15,80%	17,96%	84,73%	185,57%

TABELA 4.10 – ENCARGOS DAS CARGAS – GERAÇÃO DETERMINÍSTICA

ENCARGOS DAS CARGAS (\$/ANO)	Barra 2	Barra 3	Barra 15	Barra 18
Geração Máxima (1230 MW)	517,47	648,54	449,98	71,77
Geração Mínima (0 MW)	405,71	447,29	116,63	0,00
Geração Média (394,18 MW)	296,01	463,45	111,44	0,00
Geração P50 (284,30 MW)	394,75	429,75	95,37	0,00
Geração P75 (613,08 MW)	531,69	668,34	462,27	83,50
Geração P90 (926,29 MW)	499,93	653,68	588,38	223,92

TABELA 4.11 – ENCARGOS DAS CARGAS – DESPACHO PROPORCIONAL

ENCARGOS DAS CARGAS (\$/ANO)	Barra 2	Barra 3	Barra 15	Barra 18
Despacho Proporcional (764,83 MW)	271,16	654,92	637,25	277,70

As Figuras 4.11, 4.12, 4.13 e 4.14 apresentam os histogramas dos encargos das cargas para as barras 2, 3, 15 e 18 respectivamente, considerando a geração cronológica.

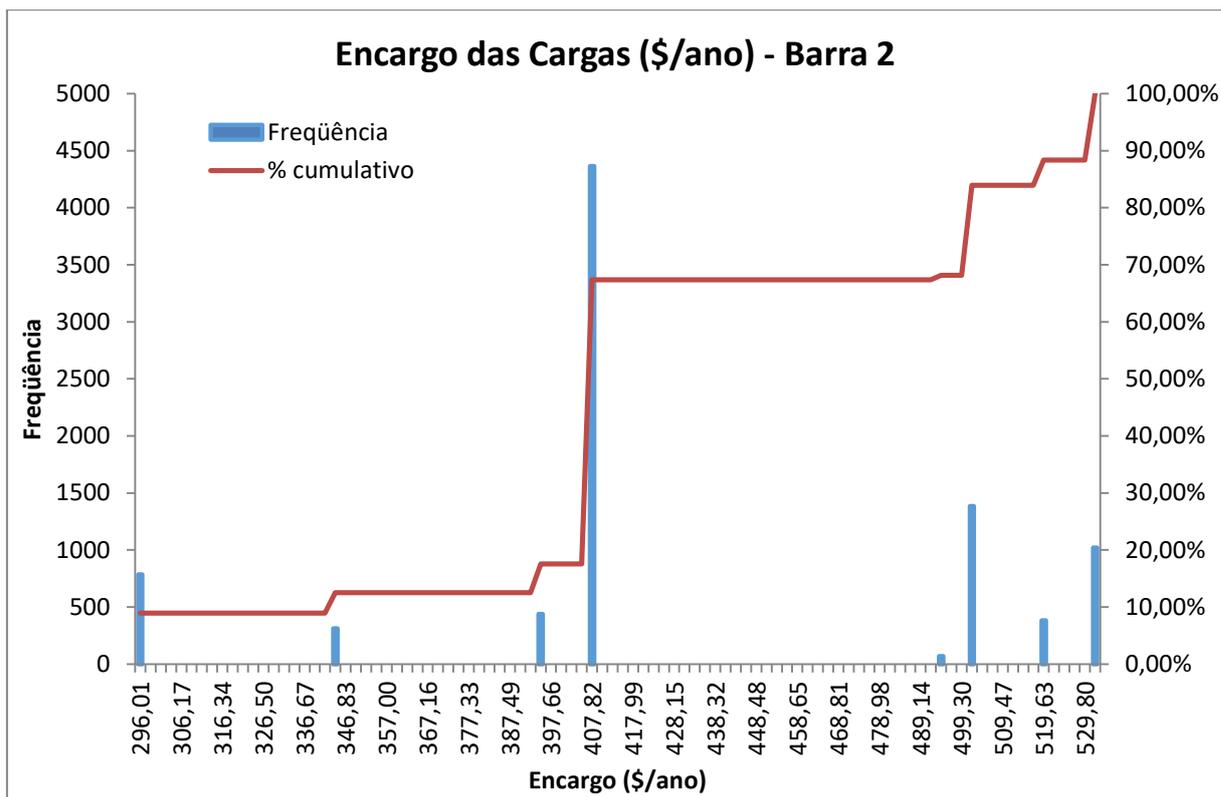


Figura 4.11 – Histograma do encargo total da carga da barra 2.

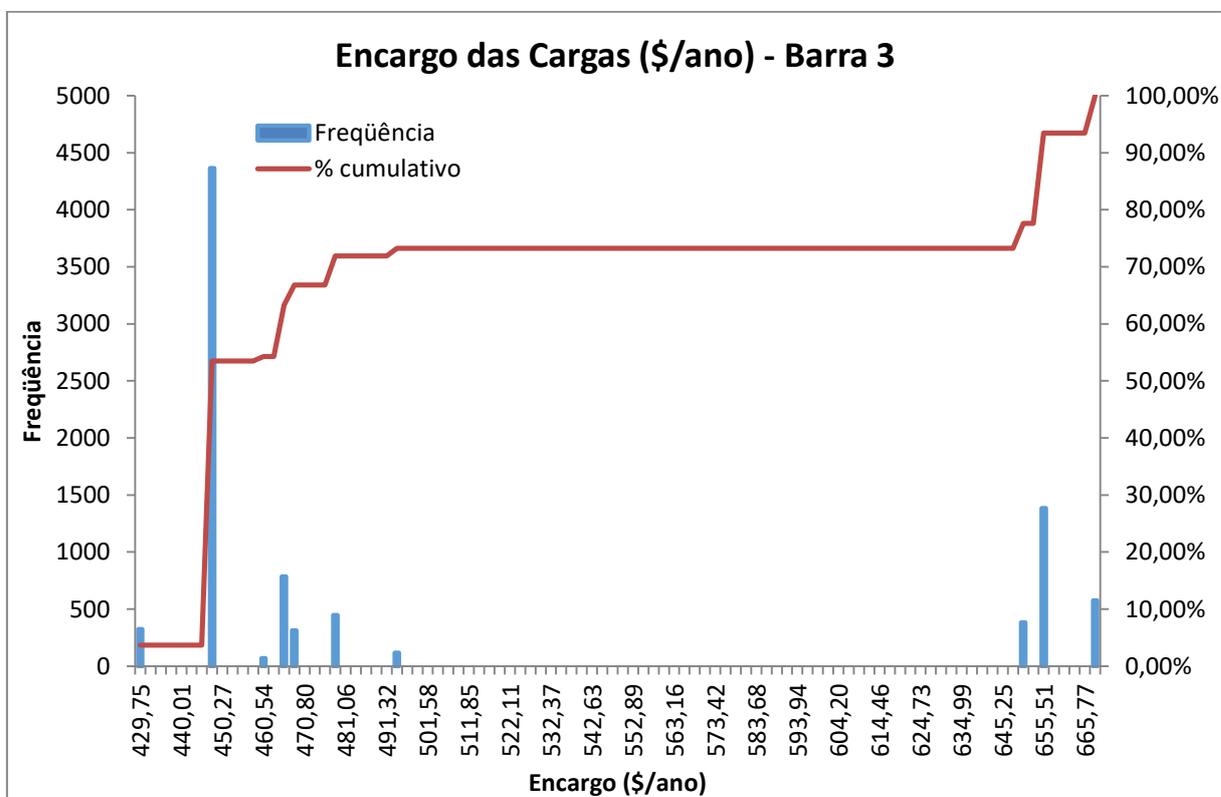


Figura 4.12 – Histograma do encargo total da carga da barra 3.

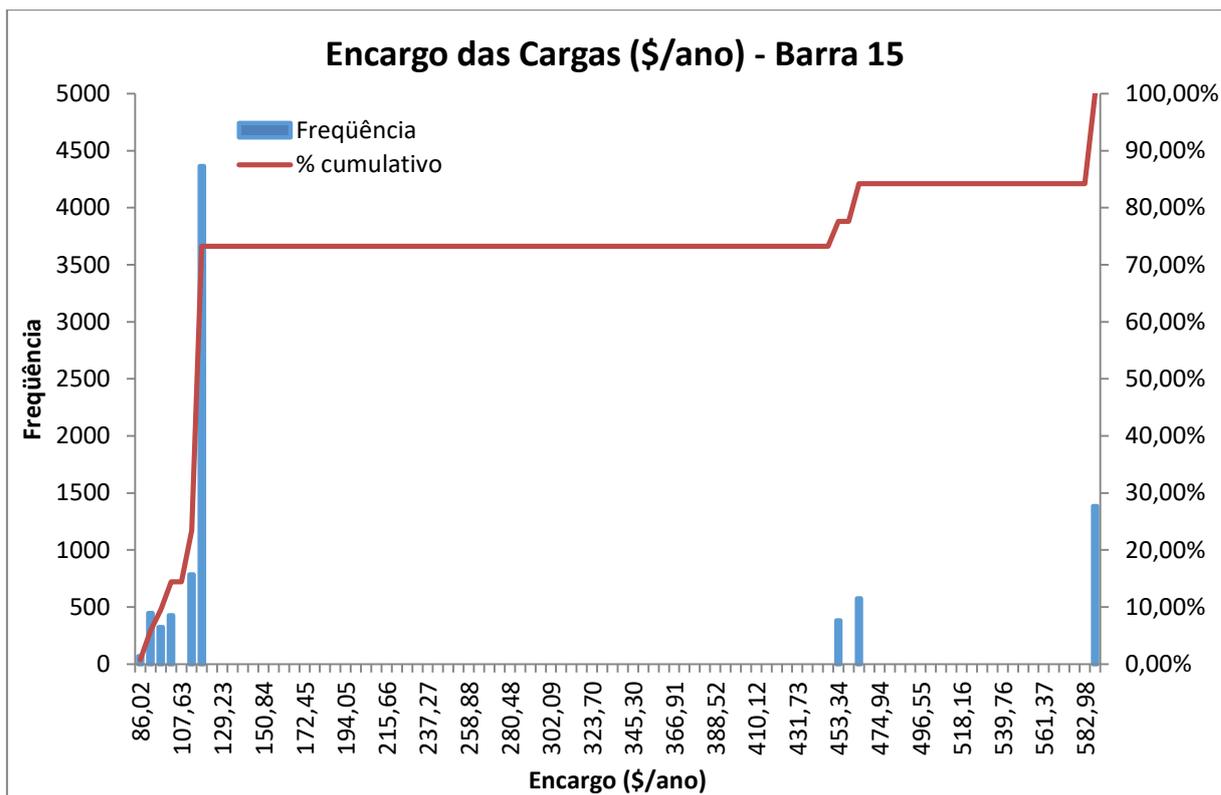


Figura 4.13 – Histograma do encargo total da carga da barra 15.

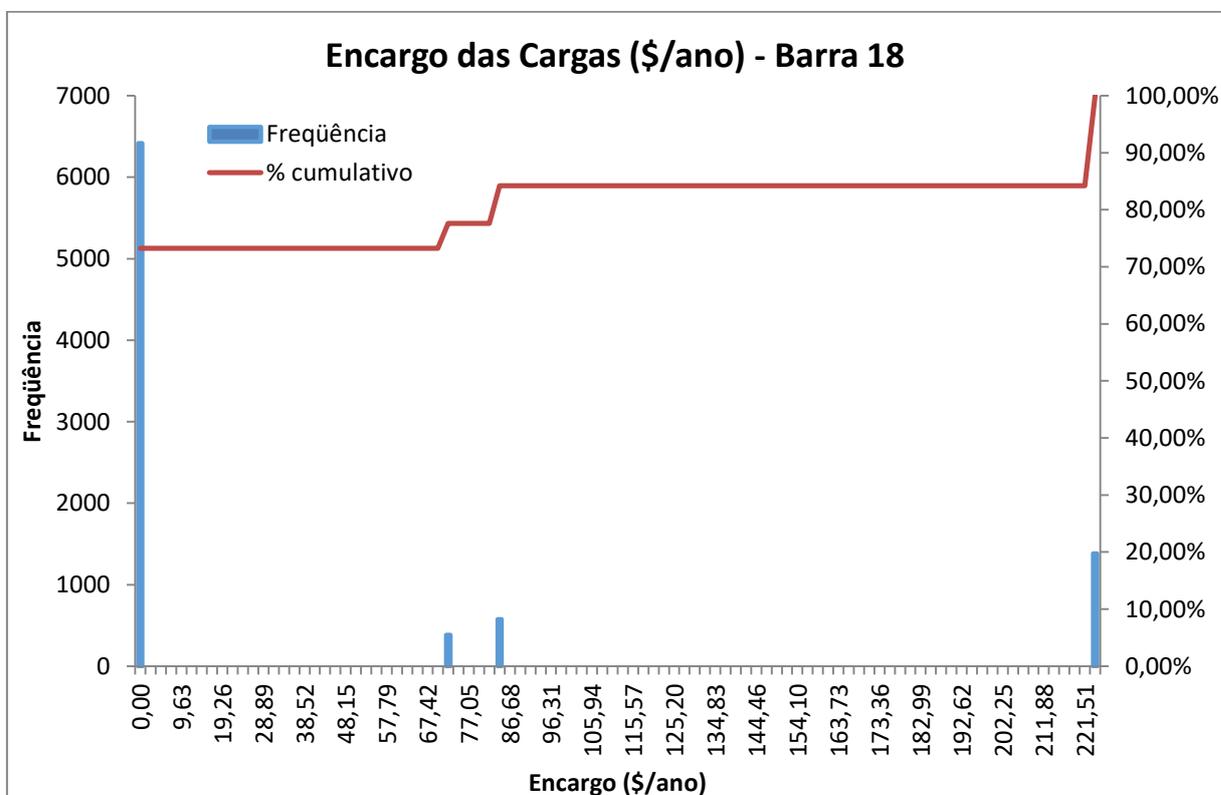


Figura 4.14 – Histograma do encargo total da carga da barra 18.

Observa-se nos histogramas apresentados que, para o caso das cargas, existem dez patamares de encargos diferentes em cada barra do sistema. Conforme cenário de simulação anterior, esta observação também é válida para os encargos das cargas da barra 18, que apresenta no histograma apenas quatro valores. Neste caso, o encargo de valor zero no histograma representaria oito encargos negativos, que foram eliminados, nos valores de -46,01, -21,45, -15,07, -31,01, -32,91, -21,45, -34,35 e -45,81 \$/ano.

Para os encargos da barra 2, aparentemente há apenas 8 patamares de encargos. O que ocorreu neste caso foi a existência de valores de encargos muito próximos, que foram agrupados em apenas uma barra do histograma. Os valores foram 531,70 e 534,12 \$/ano; e 394,6 e 396,07 \$/ano. Esta mesma análise é válida para os encargos da barra 15, com aparentemente 9 patamares. O que ocorreu foi o agrupamento dos valores 105,71 e 106,23 \$/ano em uma única barra do histograma.

Da mesma forma que no cenário de simulação anterior, os degraus tarifários são causados por inversões do fluxo de potência nas linhas de transmissão e a análise detalhada destes patamares será realizada no item 4.5.1 desta dissertação.

4.4.2.2. Encargos dos Geradores

As Tabelas 4.12, 4.13 e 4.14 apresentam um extrato dos resultados das simulações dos encargos dos geradores para o cenário de instalação da usina eólica na barra 11. Este extrato corresponde àquelas barras para as quais a variação dos encargos dentre os casos de simulação cronológica foi maior. As estatísticas completas das simulações estão presentes no Apêndice A.4.

TABELA 4.12 – ENCARGOS DOS GERADORES – GERAÇÃO CRONOLÓGICA

ENCARGOS DOS GERADORES (\$/ANO)	Barra 101	Barra 2	Barra 102	Barra 7
Máximo	94,00	29,86	62,98	66,40
Mínimo	0,00	3,67	0,00	0,00
Média	33,36	15,24	16,65	12,65
Mediana (P50)	0,00	16,70	0,00	0,00
P75	79,78	17,68	47,55	18,49
P90	87,70	24,13	58,98	57,51
Desvio-Padrão	40,32	6,92	25,54	22,74
Coefficiente de Variação	120,89%	45,40%	153,45%	179,69%

TABELA 4.13 – ENCARGOS DOS GERADORES – GERAÇÃO DETERMINÍSTICA

ENCARGOS DOS GERADORES (\$/ANO)	Barra 101	Barra 2	Barra 102	Barra 7
Geração Máxima (1230 MW)	85,56	7,52	57,14	44,12
Geração Mínima (0 MW)	0,00	16,10	0,00	0,00
Geração Média (394,18 MW)	48,77	29,56	0,00	0,00
Geração P50 (284,30 MW)	0,00	19,40	0,00	0,00
Geração P75 (613,08 MW)	76,00	4,60	47,55	18,49
Geração P90 (926,29 MW)	88,77	8,76	60,54	60,98

TABELA 4.14 – ENCARGOS DOS GERADORES – DESPACHO PROPORCIONAL

ENCARGOS DOS GERADORES (\$/ANO)	Barra 101	Barra 2	Barra 102	Barra 7
Despacho Proporcional (764,83 MW)	15,07	28,52	108,38	197,87

As Figuras 4.15, 4.16, 4.17 e 4.18 apresentam os histogramas dos encargos dos geradores para as barras 101, 2, 102 e 7 respectivamente, considerando a geração cronológica.

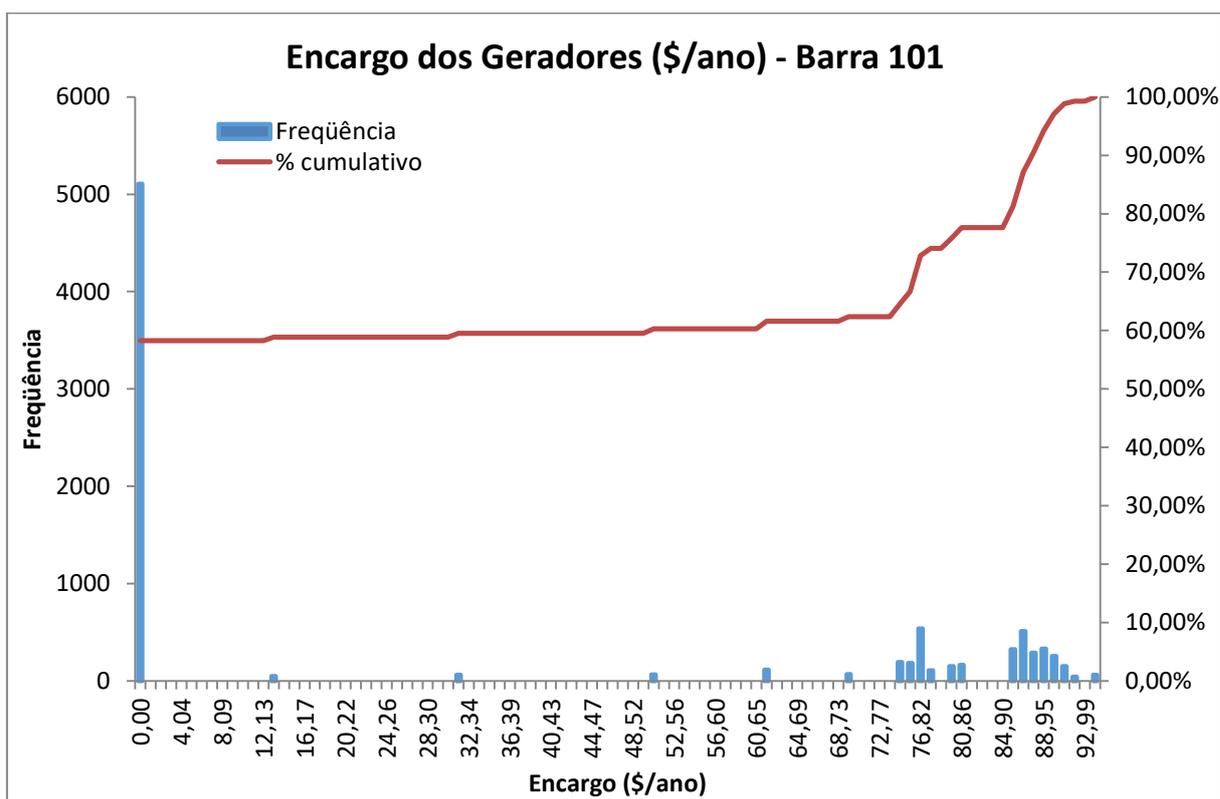


Figura 4.15 – Histograma do encargo total do gerador da barra 101.

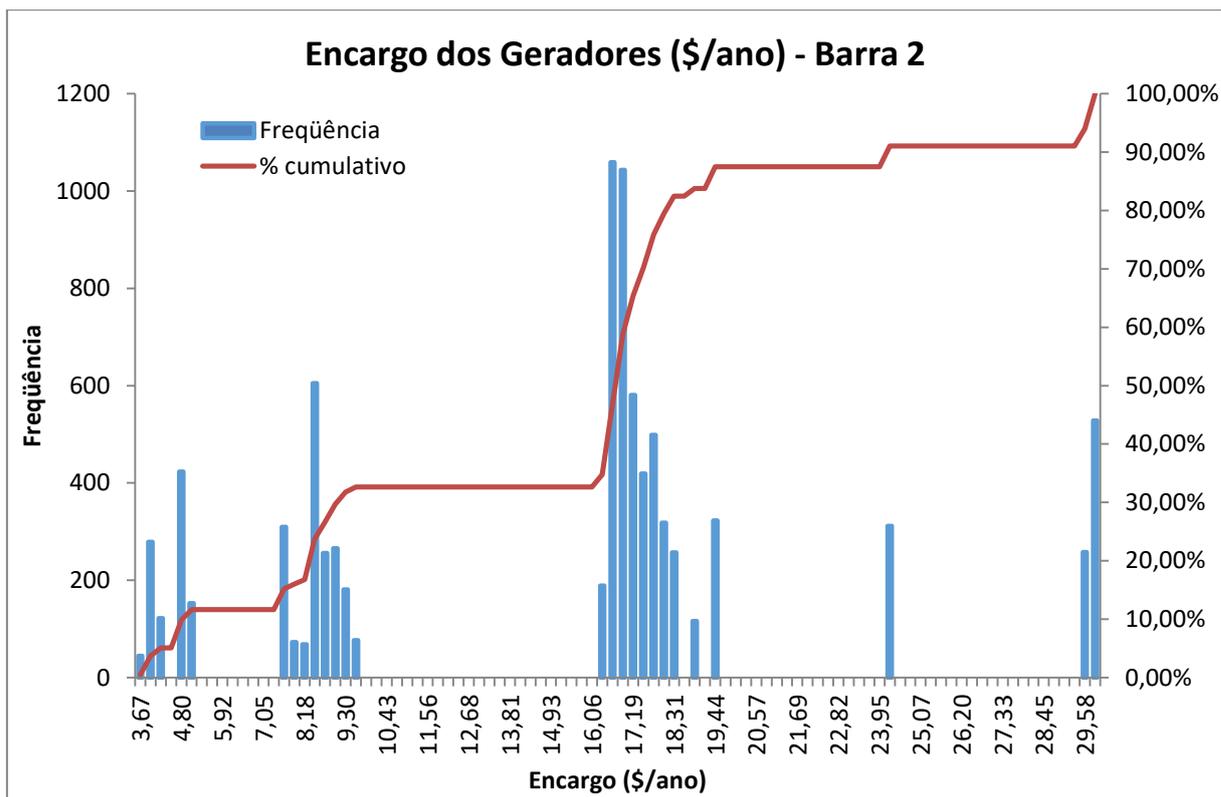


Figura 4.16 – Histograma do encargo total do gerador da barra 2.

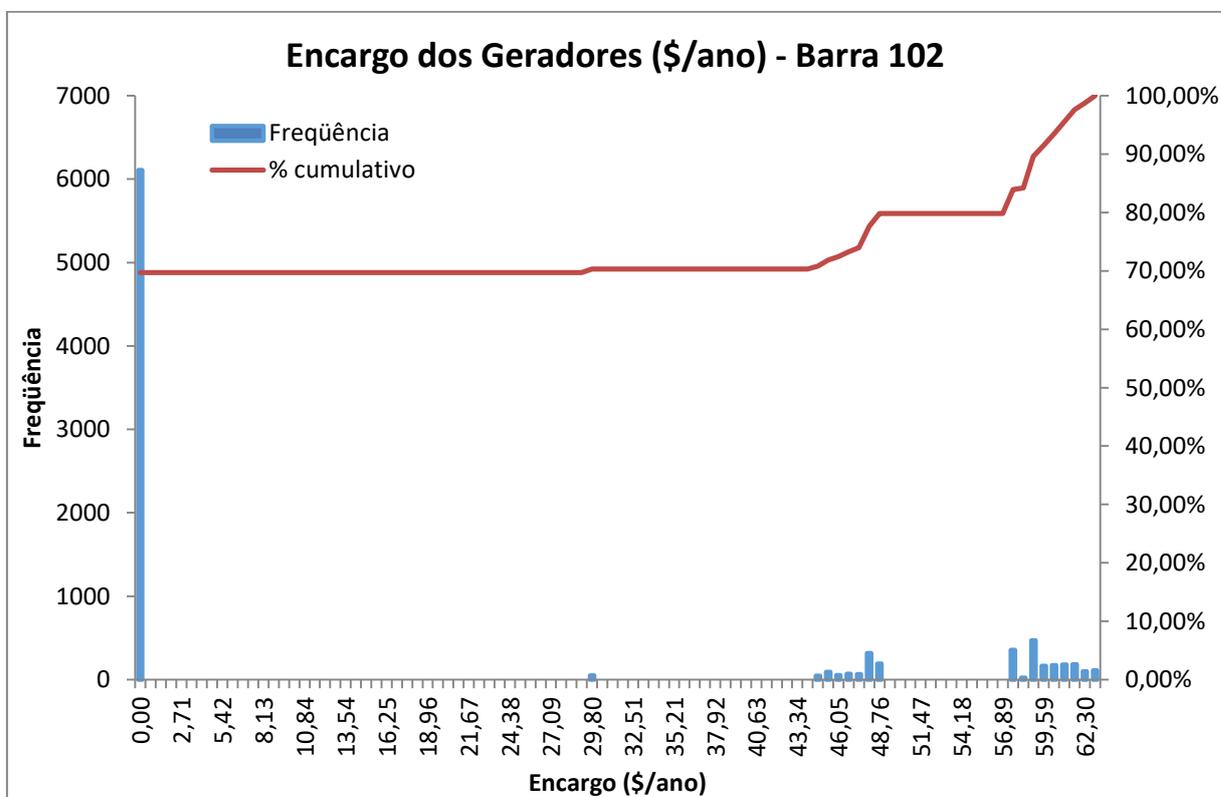


Figura 4.17 – Histograma do encargo total do gerador da barra 102.

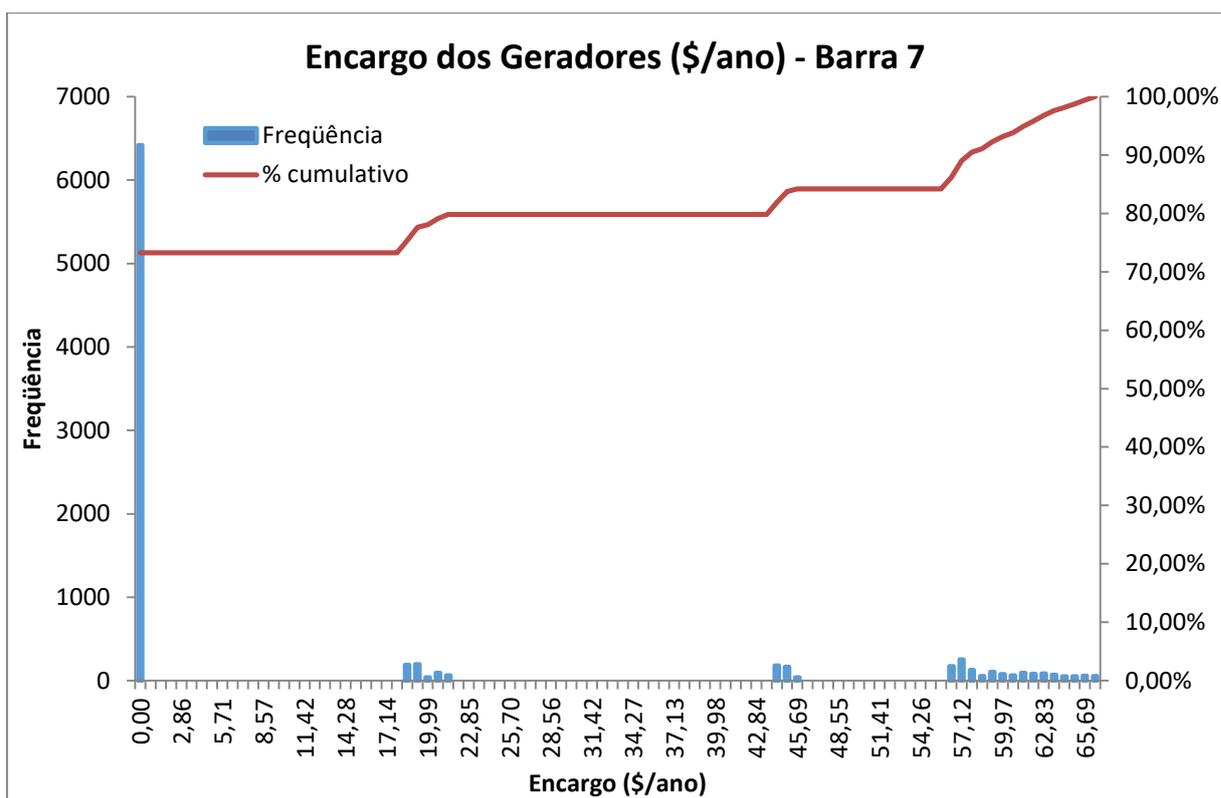


Figura 4.18 – Histograma do encargo total do gerador da barra 7.

Da mesma forma que no cenário de simulação anterior, observa-se nos histogramas apresentados que, para o caso dos geradores, as barras possuem uma maior quantidade de encargos se comparado com as barras de carga, já que os encargos dos geradores são calculados em função da geração despachada e normalizados pela potência instalada da usina.

Entretanto, saltos de valores sempre ocorrem nas inversões de fluxo nas linhas de transmissão, conforme já observado para os encargos das cargas. Nos histogramas dos encargos dos geradores nem sempre é possível visualizar estes patamares devido ao efeito da variação de geração. Notadamente, na Figura 4.15 que apresenta o histograma do encargo total dos geradores da barra 101, é possível visualizar os dez patamares de encargos.

4.5. ANÁLISES DOS RESULTADOS

4.5.1. Funcionamento do algoritmo de cálculo tarifário

Para verificar o funcionamento básico do algoritmo de cálculo tarifário, são analisados os resultados das simulações dos cenários de geração proporcional às cargas do sistema.

Estes resultados estão condensados nas Tabelas 4.15, 4.16, 4.17 e 4.18 a seguir.

TABELA 4.15 – SIMULAÇÃO DE DESPACHO PROPORCIONAL – USINA EÓLICA NA BARRA 102 – ENCARGOS E TARIFAS DAS CARGAS

Barra		Encargos das Cargas (\$/ano)			Tarifa Final (\$/MW.ano)
		Locacional	Selo	Total	
138 kV	1	100,06	208,00	308,07	2,85
	2	1,18	186,82	188,00	1,94
	3	343,45	346,67	690,12	3,83
	4	63,43	142,52	205,95	2,78
	5	100,34	136,74	237,08	3,34
	6	330,48	261,93	592,42	4,36
	7	225,45	240,75	466,20	3,73
	8	479,42	329,34	808,76	4,73
	9	302,82	337,04	639,86	3,66
	10	365,98	375,56	741,54	3,80
230 kV	13	0,85	510,39	511,24	1,93
	14	112,87	373,64	486,51	2,51
	15	-330,40	610,53	280,13	0,88
	16	-0,27	192,60	192,33	1,92
	18	-500,47	641,35	140,88	0,42
	19	195,92	348,60	544,52	3,01
	20	19,89	246,52	266,41	2,08
Total		1811,00	5489,00	7300,00	-

TABELA 4.16 – SIMULAÇÃO DE DESPACHO PROPORCIONAL – USINA EÓLICA NA BARRA 102 – ENCARGOS E TARIFAS DOS GERADORES

Barra		Encargos dos Geradores (\$/ano)			Tarifa Final (\$/MW.ano)
		Locacional	Selo	Total	
138 kV	1	-28,38	58,52	30,14	0,75
	101	-107,85	222,37	114,52	0,75
	2	-0,26	58,52	58,26	1,46
	102	-3,22	730,02	726,80	1,46
	7	-415,18	438,89	23,71	0,08
230 kV	13	0,28	864,58	864,86	1,46
	15	48,26	87,78	136,04	2,27
	115	124,67	226,76	351,43	2,27
	16	0,76	226,76	227,52	1,47
	18	463,40	585,18	1048,58	2,62
	21	699,28	585,18	1284,46	3,21
	22	618,91	438,89	1057,80	3,53
	23	192,73	453,52	646,25	2,08
123	217,60	512,03	729,63	2,08	
Total		1811,00	5489,00	7300,00	-

TABELA 4.17 – SIMULAÇÃO DE DESPACHO PROPORCIONAL – USINA EÓLICA NA BARRA 11 - ENCARGOS E TARIFAS DAS CARGAS

Barra		Encargos das Cargas (\$/ano)			Tarifa Final (\$/MW.ano)
		Locacional	Selo	Total	
138 kV	1	195,01	213,88	408,89	3,79
	2	79,07	192,09	271,16	2,80
	3	298,45	356,46	654,91	3,64
	4	134,21	146,55	280,76	3,79
	5	170,89	140,60	311,49	4,39
	6	264,97	269,33	534,30	3,93
	7	112,68	247,54	360,22	2,88
	8	325,14	338,64	663,78	3,88
	9	142,20	346,56	488,76	2,79
230 kV	10	193,10	386,17	579,27	2,97
	14	100,24	384,19	484,43	2,50
	15	9,48	627,77	637,25	2,01
	16	-41,51	198,03	156,52	1,57
	18	-381,76	659,45	277,69	0,83
	19	124,66	358,44	483,10	2,67
	20	-28,46	253,48	225,02	1,76
Total		1656,00	5644,00	7300,00	-

TABELA 4.18 – SIMULAÇÃO DE DESPACHO PROPORCIONAL – USINA EÓLICA NA BARRA 11 – ENCARGOS E TARIFAS DOS GERADORES

Barra		Encargos dos Geradores (\$/ano)			Tarifa Final (\$/MW.ano)
		Locacional	Selo	Total	
138 kV	1	-44,70	48,67	3,97	0,10
	101	-169,86	184,93	15,07	0,10
	2	-20,14	48,67	28,53	0,71
	102	-76,55	184,93	108,38	0,71
	7	-167,12	364,99	197,87	0,66
230 kV	11	427,72	1501,33	1929,05	1,56
	13	59,50	719,03	778,53	1,32
	15	-1,02	73,00	71,98	1,20
	115	-2,62	188,58	185,96	1,20
	16	40,12	188,58	228,70	1,48
	18	284,87	486,66	771,53	1,93
	21	419,39	486,66	906,05	2,27
	22	425,18	364,99	790,17	2,63
	23	226,03	377,16	603,19	1,95
123	255,20	425,82	681,02	1,95	
Total		1656,00	5644,00	7300,00	-

Como pode ser observado, o programa utilizado no cálculo das tarifas nodais realiza a divisão do custo da parcela utilizada da transmissão (locacional) e o custo da parcela não utilizada da transmissão (selo), igualmente entre a geração e a carga. Este comportamento pode ser observado nas Tabelas 4.15 e 4.16, bem como nas Tabelas 4.17 e 4.18.

Conforme esperado, a metodologia fornece uma sinalização econômica quanto à localização dos agentes geradores e consumidores. O *IEEE-RTS* possui duas áreas com características distintas: uma área exportadora de energia (230 kV) e uma região importadora de energia (138 kV). A sinalização econômica pode ser observada na tarifa final dos geradores e cargas nas mesmas Tabelas 4.7 e 4.8, bem como nas Tabelas 4.9 e 4.10.

Enquanto um gerador situado na região exportadora de energia tende a apresentar uma tarifa maior que um gerador próximo à região de consumo, o contrário também é verdadeiro. Ou seja, uma carga situada na região importadora de energia tende a apresentar uma tarifa mais alta que uma carga próxima à região de geração. Esse comportamento é explicado pelo fato da maior necessidade de utilização da transmissão quando carga e geração estão mais distantes um do outro.

4.5.1. Inversões de fluxo nas linhas de transmissão e o surgimento de degraus tarifários

Observou-se nos resultados das simulações cronológicas a existência de degraus tarifários causados pela inversão do fluxo nas linhas de transmissão devido à redistribuição da geração na rede. Esse aspecto é previsto na metodologia nodal, na qual vetor de tarifas iniciais é calculado pela equação (2.25).

Como os custos das linhas e suas capacidades são constantes, uma alteração no despacho modificará as tarifas iniciais apenas em casos que acarretem na alteração da matriz de sensibilidade β . Como consequência da inversão dos fluxos, a designação “de” e “para” de uma linha deve ser redefinida para ficar de acordo com o sentido positivo do fluxo, garantindo que o produto entre o fluxo e o custo unitário da linha seja positivo. Isso é fundamental, pois o *CTU* de cada linha deve ser sempre positivo.

Assim, a redefinição das barras “de” e “para” provoca a troca de sinal dos termos da linha referente ao circuito em que houve a alteração do sentido do fluxo – embora seu valor absoluto

continue o mesmo. Ou seja, a reorganização da matriz incidência nodal C causa a alteração na matriz de sensibilidade β , conforme demonstrado em (2.62) e (2.63).

Contudo, como já visto, as tarifas ainda passam por dois ajustes, sendo o m para torná-las independentes da escolha da barra de referência; e o k para garantir a remuneração do custo da parcela não utilizada, i.e., o CTN .

Admitindo-se uma alteração nos despachos dos geradores, contudo, sem aumento do montante total de geração, apenas configurando um remanejamento, escreve-se:

$$PG^{novo} = PG + \Delta PG \quad (4.1)$$

$$\sum \Delta PG_i = 0 \quad (4.2)$$

onde ΔPG é o vetor de remanejamento de geração (MW).

Assim, o novo ajuste m será dado por:

$$m^{novo} = \frac{\pi(PG + \Delta PG + PC)}{\sum PG_i + \sum PC_i} = \frac{\pi(PG + PC)}{\sum PG_i + \sum PC_i} + \frac{\pi \Delta PG}{\sum PG_i + \sum PC_i} \quad (4.3)$$

$$m^{novo} = m + \frac{\pi \Delta PG}{\sum PG_i + \sum PC_i} \quad (4.4)$$

Ressalta-se que o numerador da correção aplicável ao ajuste m corresponde à variação no CTU provocada pela alteração no despacho.

Para o ajuste k , será considerado, para fins de análise, que a variável k_X possa representar tanto o ajuste k_C do ajuste das cargas como o k_G do ajuste da geração. Para tanto, o vetor PX_i representará o vetor de potências consumidas PC_i ou o vetor de capacidade instalada de geração PG_i^{inst} .

Assim, inicialmente tem-se, conforme equações (2.42) e (2.43):

$$k_x = \frac{CTN/2}{\sum PX_i} \quad (4.5)$$

Seja:

$$CTT = CTU + CTN \quad (4.6)$$

Tem-se:

$$k_x = \frac{CTT - CTU}{2 \sum PX_i} \quad (4.7)$$

Admitindo-se a alteração nos despachos dos geradores sem aumento do montante total de geração, escreve-se:

$$k_x^{novo} = \frac{CTT - CTU^{novo}}{2 \sum PX_i} \quad (4.8)$$

Nota-se que o CTT não se altera com o novo despacho, tampouco a carga total ou a capacidade instalada de geração. Entretanto, devido à alteração no fluxo de potência na rede, o CTU se altera. Com isso:

$$k_x^{novo} - k_x = \frac{CTT - CTU^{novo}}{2 \sum PX_i} - \frac{CTT - CTU}{2 \sum PX_i} = -\frac{CTU^{novo} - CTU}{2 \sum PX_i} \quad (4.9)$$

$$k_x^{novo} = k_x - \frac{CTU^{novo} - CTU}{2 \sum PX_i} \quad (4.10)$$

O novo valor do custo de uso da rede será:

$$CTU^{novo} = \pi(PG^{novo} - PC) = \pi(PG + \Delta PG - PC) = \pi(PG - PC) + \pi \Delta PG \quad (4.11)$$

$$CTU^{novo} = CTU + \pi \Delta PG \quad (4.12)$$

Combinando-se as equações (4.10) e (4.12), tem-se:

$$k_X^{novo} = k_X - \frac{\pi \Delta PG}{2 \sum PX_i} \quad (4.13)$$

O efeito sobre a tarifa final da carga da barra i será:

$$\pi_i^{final} = \pi_i - m + P_{norm} k_X \quad (4.14)$$

onde “ P_{norm} ” é o fator de normalização da potência e será igual a:

- 1 para as tarifas das cargas;
- $\frac{PG_i^{inst}}{PG_i}$ para as tarifas dos geradores.

Então, após a mudança no despacho:

$$\pi_i^{final,nova} = \pi_i - m^{novo} + P_{norm} k_X^{novo} \quad (4.15)$$

Substituindo-se (4.4) e (4.13):

$$\pi_i^{final,nova} = \pi_i - m + \frac{\pi \Delta PG}{\sum PG_i + \sum PC_i} + P_{norm} \left(k_X - \frac{\pi \Delta PG}{2 \sum PX_i} \right) \quad (4.16)$$

Considerando que a geração será igual à carga total, tem-se:

$$\sum PG_i + \sum PC_i = 2 \sum PX_i \quad (4.17)$$

E, assim, para as tarifas das cargas, tem-se:

$$\pi_i^{final,nova,carga} = \pi_i - m + \frac{\pi \Delta PG}{2 \sum PC_i} + \left(k_C - \frac{\pi \Delta PG}{2 \sum PC_i} \right) \quad (4.18)$$

$$\pi_i^{final,nova,carga} = \pi_i - m + k_C = \pi_i^{final,carga} \quad (4.19)$$

E para as tarifas dos geradores, tem-se:

$$\pi_i^{final,nova} = \pi_i - m + \frac{\pi \Delta PG}{2 \sum PG_i} + \frac{PG_i^{inst}}{PG_i} \left(k_G - \frac{\pi \Delta PG}{2 \sum PG_i} \right) \quad (4.20)$$

Conforme a equação (2.19), conclui-se, sob as hipóteses do modelo linear, que a alteração nos despachos dos geradores não implicará mudanças nas tarifas finais (ajustadas) das cargas, desde que não ocorram inversões de fluxos nas linhas.

Ainda que o modelo considere perdas, como na metodologia TUST, por meio do artifício de cargas fictícias, geração e carga permanecem iguais. Desta feita, ocorrerão variações nos ajustes m e k_C com o remanejamento de geração, mas as tarifas finais das cargas permanecerão imutáveis caso não ocorram inversões de fluxos nas linhas.

Para as tarifas dos geradores, conforme equação (4.20), conclui-se que a alteração nos despachos dos geradores implicará mudanças nas tarifas finais (ajustadas) dos geradores, conforme observado nas simulações realizadas.

Os Apêndices A.5 e A.6 apresentam detalhadamente os casos de inversão de fluxo nas linhas de transmissão para os dois cenários propostos de instalação de usinas eólicas.

4.6. PROPOSTA PARA UM NOVO MODELO DE TARIFICAÇÃO

Conforme apresentado, foram realizados cálculos estatísticos com os resultados brutos dos encargos por barra das simulações cronológicas: encargo máximo, encargo mínimo, média dos encargos, mediana (P50) dos encargos, P75 dos encargos e P90 dos encargos.

Para comparação, foram realizadas simulações determinísticas, com apenas um caso de geração na usina eólica e demais usinas despachadas pelo mérito econômico, considerando os seguintes

pontos de operação da usina eólica: geração máxima, geração mínima, média da série de geração, mediana (P50) da série de geração, P75 da série de geração e P90 da série de geração.

A referência [E18], que tratou dos estudos para licitação da expansão de geração, considera como limite máximo para contratação de energia proveniente de fonte eólica o valor de energia anual com probabilidade de ocorrência igual ou maior a cinquenta por cento (P50). Decidiu-se utilizar o P50 como limite de contratação em vez do P90, que é atualmente utilizado nos cálculos de garantia física de energia, dado que no longo prazo espera-se que a geração deve tender ao P50. Desta forma, no caso dos encargos únicos calculados com um cenário determinístico de geração, sugere-se que o encargo calculado pelo P50 da geração seja considerado como uma nova possibilidade de tarifação.

Já para o caso dos encargos horários calculados nas simulações cronológicas, sugere-se a aplicação da média das tarifas, já que esta estatística representa a tendência central do conjunto de valores. Salienta-se que os encargos são calculados com base em dados históricos reais de geração. Portanto, ainda que existam valores muito diferentes, eles representam pontos reais de operação e devem ser aplicados no cálculo da média. Além disso, a soma das médias dos encargos retorna o valor total de 7.300 \$/ano, que representa 50% do valor da RAP.

Comparando-se as estatísticas completas das simulações presentes nos Apêndices A.1, A.2, A.3 e A.4, conclui-se que a variação entre estes métodos é, em geral, pequena, como pode ser observado nas Tabelas 4.19, 4.20, 4.21 e 4.22 a seguir.

TABELA 4.19 – ENCARGOS E TARIFAS DOS GERADORES (MÉDIA) – USINA EÓLICA NA BARRA 102

Barra	Encargos dos Geradores (\$/ano)		Variação (%)
	Média dos encargos horários	Encargo único da Geração P50 (114,96 MW)	
Barra 13	720,7	729,1	-1,2%
Barra 1	35,9	36,1	-0,5%
Barra 101	10,0	0,0	0,0%
Barra 2	32,9	26,6	23,5%
Barra 102	486,4	356,4	36,5%
Barra 7	22,0	24,1	-8,7%
Barra 15	96,0	97,1	-1,1%
Barra 115	392,1	403,8	-2,9%
Barra 16	219,0	229,3	-4,5%
Barra 18	1181,3	1209,6	-2,3%
Barra 21	1492,7	1521,6	-1,9%
Barra 22	1239,5	1260,8	-1,7%
Barra 23	644,1	660,2	-2,4%
Barra 123	727,4	745,4	-2,4%
Total	7300,0	7300,0	-

TABELA 4.20 – ENCARGOS E TARIFAS DAS CARGAS (MÉDIA) – USINA EÓLICA NA BARRA 102

Barra	Encargos das Cargas (\$/ano)		Variação (%)
	Média dos encargos horários	Encargo único da Geração P50 (114,96 MW)	
Barra 13	476,8	465,6	2,4%
Barra 1	351,9	349,5	0,7%
Barra 2	345,4	405,7	0,0%
Barra 3	475,7	447,3	6,4%
Barra 4	318,3	365,0	-12,8%
Barra 5	297,4	317,0	-6,2%
Barra 6	641,6	655,2	-2,1%
Barra 7	717,8	714,4	0,5%
Barra 8	810,9	806,3	0,6%
Barra 9	650,5	652,3	-0,3%
Barra 10	734,6	722,1	1,7%
Barra 14	438,8	428,2	2,5%
Barra 15	140,8	116,6	20,7%
Barra 16	156,1	149,4	4,5%
Barra 18	19,9	0,0	0,0%
Barra 19	489,6	478,5	2,3%
Barra 20	234,0	226,9	3,1%
Total	7300,0	7300,0	-

TABELA 4.21 – ENCARGOS E TARIFAS DOS GERADORES (MÉDIA) – USINA EÓLICA NA BARRA 11

Barra	Encargos dos Geradores (\$/ano)		Variação (%)
	Média dos encargos horários	Encargo único da Geração P50 (284,30 MW)	
Barra 13	588,1	538,2	9,3%
Barra 1	22,1	28,9	-23,4%
Barra 101	33,4	0,0	0,0%
Barra 2	15,2	19,4	-21,4%
Barra 102	16,7	0,0	0,0%
Barra 7	12,7	0,0	0,0%
Barra 11	1269,0	1138,7	11,4%
Barra 15	78,5	85,6	-8,4%
Barra 115	311,4	379,2	-17,9%
Barra 16	195,8	204,3	-4,1%
Barra 18	1061,4	1145,7	-7,4%
Barra 21	1347,2	1457,9	-7,6%
Barra 22	1146,2	1212,9	-5,5%
Barra 23	555,0	511,6	8,5%
Barra 123	647,5	577,6	12,1%
Total	7300,0	7300,0	-

TABELA 4.22 – ENCARGOS E TARIFAS DAS CARGAS (MÉDIA) – USINA EÓLICA NA BARRA 11

Barra	Encargos das Cargas (\$/ano)		Variação (%)
	Média dos encargos horários	Encargo único da Geração P50 (284,30 MW)	
Barra 13	509,2	662,6	-23,2%
Barra 1	402,5	337,4	19,3%
Barra 2	428,3	394,8	0,0%
Barra 3	506,9	429,8	17,9%
Barra 4	335,4	356,5	-5,9%
Barra 5	300,0	308,8	-2,9%
Barra 6	611,7	639,2	-4,3%
Barra 7	677,1	699,7	-3,2%
Barra 8	755,3	786,2	-3,9%
Barra 9	599,3	632,1	-5,2%
Barra 10	664,8	698,9	-4,9%
Barra 14	406,3	372,7	9,0%
Barra 15	224,8	95,4	135,7%
Barra 16	140,2	143,0	-1,9%
Barra 18	44,0	0,0	0,0%
Barra 19	464,6	491,7	-5,5%
Barra 20	229,8	251,3	-8,5%
Total	7300,0	7300,0	-

Observa-se que, para algumas barras, os valores dos encargos apresentam uma grande variação de um método para o outro. Este comportamento é justificado, porque o cálculo do encargo utilizando um único ponto de operação omite as possíveis inversões de fluxos na malha de transmissão, captadas pelo método cronológico e, portanto, apresenta diferenças no encargo final.

Assim, consideram-se duas propostas de tarifação. Idealmente, o cálculo tarifário utilizando-se um algoritmo cronológico refletirá melhor a operação do sistema, uma vez que eventos de inversão de fluxo em linhas de transmissão terão seus efeitos incluídos no cálculo. Entretanto, como esta proposta, para aplicação real no sistema brasileiro, envolve redesenhar todo o Programa Nodal [MMN99], sugere-se, também, uma segunda alternativa. Escolher o ponto de operação das usinas eólicas do sistema despachadas conforme o P50 da geração histórica e despachar as demais usinas pela ordem de mérito.

4.7. COMPARAÇÃO COM O MODELO ATUAL

Para comparação com o modelo atual, foi também realizada uma simulação considerando o despacho de todas as usinas de forma proporcional para atender a carga do sistema, semelhante ao que hoje é realizado para o cálculo das tarifas da Rede Básica [A13].

No que tange às tarifas de uso do sistema de transmissão para parques eólicos com potência instalada de até 30 MW, que se enquadram no âmbito regulatório como fonte incentivada, incidirá o desconto de 50% no valor das tarifas [A04].

Ressalta-se que nesta comparação não foi considerado o fator de ponderação, uma vez que este fator não foi aplicado nas demais simulações. O fator de ponderação representa o percentual de carregamento dos circuitos no cálculo da tarifa, sendo aplicado na metodologia de cálculo da ANEEL. Na prática, sua aplicação tem o efeito de reduzir a parcela locacional e aumentar a parcela selo na tarifa final.

A Tabela 4.23 apresenta a comparação das propostas sugeridas com o modelo atual de tarifação, ficando em aberto a discussão dessas novas opções de tarifação.

TABELA 4.23 – COMPARAÇÃO DAS PROPOSTAS SUGERIDAS COM O MODELO ATUAL

	Encargos dos Geradores (\$/ano)	
	Eólica Barra 102	Eólica Barra 11
1) Média dos encargos horários	486,4	1269,0
2) Encargo único da Geração P50	356,4	1138,7
3) Despacho proporcional com desconto de 50%	363,4	964,5
Variação (1) / (3)	33,9%	31,6%
Variação (2) / (3)	-1,9%	18,1%

Observa-se que ambas as metodologias de tarifação propostas apresentam uma diferença até 33,9% maior se comparado com o modelo atual.

Conforme [A18], percebe-se que a ANEEL já sinaliza que este tipo de desconto distorce a metodologia de cálculo tarifária, e deveria somente ser aplicada a fontes de energia emergentes, com participação inferior a 5% da matriz energética. A fonte eólica já representa 8,8% da matriz elétrica brasileira em 2019 conforme [A19].

Portanto, quando comparado com o cenário de extinção do desconto para as fontes incentivadas, observa-se que as metodologias propostas aplicadas ao *IEEE Reliability Test System* permitem que as tarifas de uso do sistema de transmissão para as usinas eólicas permaneçam com um valor mais baixo.

4.8. COMENTÁRIOS FINAIS

Neste capítulo foi feita uma análise de impacto da tarifação nodal em relação à intermitência da fonte eólica e consequente uso efetivo da rede de transmissão por parte desta fonte.

Utilizou-se o *IEEE Reliability Test System* para realizar as simulações de encargos de uso do sistema de transmissão baseado nos conceitos apresentados no Capítulo 2. Incorporou-se ao programa de cálculo um algoritmo de programação linear para despacho das usinas da rede com base nos seus custos de geração específicos.

Foram realizadas simulações cronológicas, conforme o algoritmo descrito no Capítulo 3, com a entrada de dados correspondente à série histórica de dados de geração. Os resultados foram ilustrados em histogramas e em cálculos estatísticos. Para comparação, foram realizadas também simulações determinísticas, com valores únicos de geração correspondentes à: máxima, mínima, média, mediana (P50), percentil 75 (P75) e percentil 90 (P90). Finalmente, foi feita uma última simulação empregando o despacho de centrais de geração de forma proporcional às cargas do sistema.

Observou-se que a principal fonte de influência no valor das tarifas foi o sentido do fluxo nas linhas de transmissão. Uma análise dos casos de inversão de fluxo foi realizada e concluiu-se que os saltos nos valores das tarifas devido a este fato são uma característica intrínseca da Metodologia Nodal.

Sugeriu-se duas propostas de tarifação, sendo que, idealmente, o cálculo tarifário deveria ser realizado utilizando-se um algoritmo cronológico para melhor refletir a real operação do sistema. Como esta proposta envolve redesenhar todo o Programa Nodal, sugeriu-se alternativamente que o ponto de operação das usinas eólicas do sistema seja escolhido conforme o P50 da geração histórica e o despacho das demais usinas seja feito pela ordem de mérito.

Ao final, foi feita uma comparação das propostas com o modelo atual e concluiu-se que ambas asseguram que as tarifas de uso do sistema de transmissão para as usinas eólicas permaneçam com um valor mais baixo que o calculado com o modelo atual quando considerado o cenário de extinção do desconto para as fontes incentivadas.

CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES

ESTA dissertação analisou o impacto da tarifação nodal em relação à intermitência da fonte eólica e consequente uso efetivo da rede de transmissão por parte desta fonte. O algoritmo de simulação é aplicado ao sistema *IEEE-RTS* modificado, considerando séries históricas de geração eólica.

Das análises realizadas, conclui-se que a escolha do ponto de operação do sistema para o cálculo das tarifas de transmissão influencia sobremaneira o valor dos encargos finais. Portanto, a metodologia de tarifação deve ser capaz de capturar a condição operativa imposta ao sistema de transmissão. Ademais, o sentido do fluxo nas linhas de transmissão também influencia o valor das tarifas. Isso ocorre, pois, as tarifas locais são calculadas com base na matriz de sensibilidade β , que por sua vez retrata como os fluxos nas linhas de transmissão se alteram com relação às injeções e retiradas de potência. Como para o cálculo tarifário é necessário que a matriz de sensibilidade β seja sempre organizada de forma a perceber os fluxos de forma positiva (e assim garantir que os encargos locais tenham sempre a mesma orientação), quando ocorrem inversões de sentido no fluxo, a matriz precisa ser reorganizada. Desta forma, custos que em um cenário eram alocados em uma região da rede passam a ser alocados para outra região.

Outra fonte de influência para o cálculo das tarifas é o montante de uso do sistema. Para as análises realizadas, as cargas não sofreram qualquer variação de seus encargos exceto nos casos de inversão de potência nas linhas de transmissão. Já os montantes de geração, que variaram durante as simulações, causaram alterações nos encargos dos geradores, além de terem desencadeado as inversões no fluxo das linhas de transmissão.

Portanto, a escolha do ponto de operação deve ser cuidadosa de forma a não beneficiar ou prejudicar os agentes usuários da rede de maneira injusta.

As duas propostas sugeridas neste trabalho endereçam o problema da escolha do ponto de operação. A primeira, que considera séries históricas de geração, reflete melhor a operação cronológica do sistema ao incluir no cálculo todos os eventos de inversões de fluxos. A segunda, apesar de simular apenas um cenário, é de mais fácil aplicação e ainda tem como benefício a adoção de um ponto de operação baseado em dados reais do parque.

Observa-se que a metodologia atualmente adotada pela ANEEL considera como caso-base de fluxo de potência o despacho proporcional por subsistema, o que distorce o sinal locacional, influenciando a sinalização econômica para a expansão do sistema e para o uso racional da rede. Além disso, o desconto de 50% no valor das tarifas de fontes incentivadas adiciona outra distorção aos encargos, reduzindo ainda mais a imparcialidade da tarifa. Nos resultados apresentados, se comparada com a tarifa calculada pelo algoritmo cronológico para o exemplo teste utilizado nas avaliações, a tarifa com desconto está, para ambos os cenários, cerca de 30% menor.

Para desenvolvimentos futuros, sugere-se:

- Utilização de séries históricas de carga concomitante com as séries históricas de geração, para tornar a simulação ainda mais aderente à real situação do sistema;
- Análises em sistemas reais, e.g., a rede elétrica brasileira, em que diversos pontos de geração eólica são simulados simultaneamente sob diferentes cenários hidrológicos;
- Outras estratégias de tarifação, além daquela envolvendo simulações cronológicas, poderão ser ainda testadas no ambiente “Nodal”;
- Por fim, outras metodologias de tarifação, além da Nodal, utilizadas em outros sistemas do setor elétrico mundial poderão ser revisitadas no caso de grande penetração de energia eólica e solar fotovoltaica.

Publicação:

O seguinte artigo foi aceito em conferência nacional, SBSE 2020, durante a realização deste trabalho:

V.F. Zwetkoff, J.G.C. Costa, A.M. Leite da Silva, “Metodologia Probabilística para Tarifação de Sistemas de Transmissão Considerando Intermitência de Fontes Eólicas” 8º Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE, 25-28 de Agosto, 2020, Santo André, SP.

O seguinte artigo foi aceito em conferência internacional, PMAPS 2020, durante a realização deste trabalho:

V.F. Zwetkoff, J.G.C. Costa, A.M. Leite da Silva, “Probabilistic Method for Transmission System Pricing Considering Intermittence of Wind Power Sources” 16th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems – PMAPS, 18-21 de Agosto, 2020, Liège, Bélgica.

APÊNDICE

A.1 - ENCARGOS DAS CARGAS - USINA EÓLICA NA BARRA 102

TABELA A.1 – ENCARGOS DAS CARGAS - USINA EÓLICA NA BARRA 102

Usina de 500 MW na Barra 102 – Geração Cronológica																		
ENCARGOS DAS CARGAS (\$/ANO)	Barra 13	Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 4	Barra 5	Barra 6	Barra 7	Barra 8	Barra 9	Barra 10	Barra 14	Barra 15	Barra 16	Barra 18	Barra 19	Barra 20	Total
Máximo	520,30	443,34	453,38	542,88	364,99	348,98	678,89	734,76	834,15	687,72	775,13	475,09	212,11	177,11	79,43	525,51	258,15	8111,9
Mínimo	452,81	292,50	177,01	447,29	213,31	232,67	591,17	707,35	796,65	619,62	722,06	420,10	107,00	145,88	0,00	471,62	221,64	6618,7
Média	476,80	351,94	345,40	475,74	318,25	297,36	641,60	717,75	810,87	650,45	734,58	438,82	140,75	156,12	19,91	489,62	234,03	7300,0
Mediana (P50)	465,59	349,54	405,71	449,61	313,22	316,98	655,22	714,40	806,30	652,31	736,50	428,16	116,63	149,36	0,00	478,54	226,90	7265,0
P75	494,77	385,85	405,71	536,53	364,99	316,98	655,22	721,70	816,28	652,31	746,15	457,69	187,23	168,81	52,57	509,88	246,72	7719,4
P90	520,30	396,48	453,38	542,88	364,99	335,32	678,89	734,76	834,15	687,72	751,20	475,09	212,11	177,11	79,43	525,51	258,15	8027,5
Desvio-Padrão	22,98	36,36	103,24	40,92	53,47	39,30	30,01	8,97	12,27	20,34	14,26	19,47	39,58	11,49	31,18	19,45	12,96	
Coefficiente de Variação	4,82%	10,33%	29,89%	8,60%	16,80%	13,22%	4,68%	1,25%	1,51%	3,13%	1,94%	4,44%	28,12%	7,36%	156,59%	3,97%	5,54%	
Usina de 500 MW na Barra 102 – Geração Determinística																		
ENCARGOS DAS CARGAS (\$/ANO)	Barra 13	Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 4	Barra 5	Barra 6	Barra 7	Barra 8	Barra 9	Barra 10	Barra 14	Barra 15	Barra 16	Barra 18	Barra 19	Barra 20	Total
Geração Máxima (500 MW)	520,30	292,50	177,01	542,88	213,31	232,67	591,17	734,76	834,15	687,72	746,15	475,09	212,11	177,11	79,43	525,51	258,15	7300,0
Geração Mínima (0 MW)	452,81	396,48	453,38	449,61	307,14	335,32	678,89	707,35	796,65	619,62	736,50	420,10	107,00	145,88	0,00	471,62	221,64	7300,0
Geração Média (159,4 MW)	465,59	349,54	405,71	447,29	364,99	316,98	655,22	714,40	806,30	652,31	722,06	428,16	116,63	149,36	0,00	478,54	226,90	7300,0
Geração P50 (114,96 MW)	465,59	349,54	405,71	447,29	364,99	316,98	655,22	714,40	806,30	652,31	722,06	428,16	116,63	149,36	0,00	478,54	226,90	7300,0
Geração P75 (247,92 MW)	494,77	334,25	220,01	536,53	299,90	247,59	608,29	721,70	816,28	646,60	751,20	457,69	187,23	168,81	52,57	509,88	246,72	7300,0
Geração P90 (374,57 MW)	520,30	292,50	177,01	542,88	213,31	232,67	591,17	734,76	834,15	687,72	746,15	475,09	212,11	177,11	79,43	525,51	258,15	7300,0
Desvio-Padrão	26,97	36,08	117,10	46,40	62,33	43,45	34,52	10,43	14,26	23,92	11,65	22,82	46,06	13,41	36,36	22,76	15,19	
Coefficiente de Variação	5,54%	10,75%	38,21%	9,39%	21,20%	15,50%	5,48%	1,45%	1,75%	3,64%	1,58%	5,10%	29,04%	8,32%	103,18%	4,57%	6,33%	
Usina de 500 MW na Barra 102 – Despacho Proporcional																		
ENCARGOS DAS CARGAS (\$/ANO)	Barra 13	Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 4	Barra 5	Barra 6	Barra 7	Barra 8	Barra 9	Barra 10	Barra 14	Barra 15	Barra 16	Barra 18	Barra 19	Barra 20	Total
Despacho Proporcional (383,69 MW)	511,23	308,07	188,00	690,12	205,95	237,08	592,42	466,20	808,76	639,86	741,54	486,51	280,13	192,33	140,88	544,52	266,41	7300,0

A.2 - ENCARGOS DOS GERADORES - USINA EÓLICA NA BARRA 102

TABELA A.2 – ENCARGOS DOS GERADORES - USINA EÓLICA NA BARRA 102

Usina de 500 MW na Barra 102 – Geração Cronológica															
ENCARGOS DOS GERADORES (\$/ANO)	Barra 13	Barra 1	Barra 101	Barra 2	Barra 102	Barra 7	Barra 15	Barra 115	Barra 16	Barra 18	Barra 21	Barra 22	Barra 23	Barra 123	Total
Máximo	757,05	43,28	91,79	52,12	635,49	34,09	98,78	411,38	236,91	1229,30	1541,27	1275,56	675,51	762,67	7845,2
Mínimo	676,30	28,10	0,00	19,24	213,87	9,54	93,90	369,68	198,88	1126,25	1436,78	1198,09	604,44	691,43	6666,5
Média	720,68	35,89	10,05	32,86	486,43	22,01	96,05	392,14	218,97	1181,26	1492,72	1239,47	644,08	727,39	7300,0
Mediana (P50)	724,72	35,54	0,00	26,60	517,04	22,67	95,67	394,57	220,10	1185,90	1497,87	1243,01	643,85	726,92	7334,5
P75	742,42	39,21	0,00	47,48	551,84	26,39	96,80	399,15	225,31	1198,30	1509,69	1252,20	652,99	737,24	7479,0
P90	749,85	43,17	54,67	52,01	625,71	32,81	97,74	405,75	231,27	1214,75	1526,72	1264,64	664,23	749,94	7713,3
Desvio-Padrão	23,30	4,40	23,26	11,95	108,74	7,11	1,16	11,36	9,93	27,51	28,07	20,71	15,87	17,47	
Coefficiente de Variação	3,23%	12,26%	231,56%	36,35%	22,35%	32,30%	1,21%	2,90%	4,54%	2,33%	1,88%	1,67%	2,46%	2,40%	
Usina de 500 MW na Barra 102 – Geração Determinística															
ENCARGOS DOS GERADORES (\$/ANO)	Barra 13	Barra 1	Barra 101	Barra 2	Barra 102	Barra 7	Barra 15	Barra 115	Barra 16	Barra 18	Barra 21	Barra 22	Barra 23	Barra 123	Total
Geração Máxima (500 MW)	751,33	42,99	85,04	51,82	616,09	22,67	95,07	370,51	199,71	1128,39	1438,93	1199,69	604,44	693,31	7300,0
Geração Mínima (0 MW)	676,30	29,27	0,00	19,24	623,56	9,54	93,90	389,27	215,49	1173,10	1484,80	1233,37	635,11	717,06	7300,0
Geração Média (159,4 MW)	749,18	36,84	0,00	27,38	255,67	30,24	98,29	409,12	234,64	1223,46	1535,43	1271,18	670,98	757,56	7300,0
Geração P50 (114,96 MW)	729,14	36,07	0,00	26,60	356,36	24,10	97,13	403,75	229,27	1209,59	1521,56	1260,78	660,24	745,43	7300,0
Geração P75 (247,92 MW)	739,60	39,21	0,00	47,48	527,30	32,71	96,39	382,63	212,52	1160,52	1470,78	1223,75	642,13	724,98	7300,0
Geração P90 (374,57 MW)	738,70	43,22	54,63	52,05	629,89	24,43	95,41	371,79	200,99	1131,69	1442,22	1202,16	616,63	696,19	7300,0
Desvio-Padrão	25,40	4,74	34,07	13,36	145,30	7,37	1,43	14,68	13,07	35,86	36,49	26,98	23,06	23,58	
Coefficiente de Variação	3,48%	12,50%	146,36%	35,70%	28,97%	30,77%	1,49%	3,79%	6,07%	3,06%	2,46%	2,19%	3,61%	3,26%	
Usina de 500 MW na Barra 102 – Despacho Proporcional															
ENCARGOS DOS GERADORES (\$/ANO)	Barra 13	Barra 1	Barra 101	Barra 2	Barra 102	Barra 7	Barra 15	Barra 115	Barra 16	Barra 18	Barra 21	Barra 22	Barra 23	Barra 123	Total
Despacho Proporcional (383,69 MW)	864,86	30,14	114,52	58,26	726,79	23,70	136,04	351,43	227,52	1048,59	1284,47	1057,80	646,25	729,64	7300,0

A.3 - ENCARGOS DAS CARGAS - USINA EÓLICA NA BARRA 11

TABELA A.3 – ENCARGOS DAS CARGAS - USINA EÓLICA NA BARRA 11

Usina de 1230 MW na Barra 11 – Geração Cronológica																		
ENCARGOS DAS CARGAS (\$/ANO)	Barra 13	Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 4	Barra 5	Barra 6	Barra 7	Barra 8	Barra 9	Barra 10	Barra 14	Barra 15	Barra 16	Barra 18	Barra 19	Barra 20	Total
Máximo	662,59	541,00	532,34	668,34	364,99	359,10	658,11	714,40	806,30	652,31	722,06	447,15	588,38	149,36	223,92	496,42	335,64	8922,4
Mínimo	425,48	337,38	296,01	429,75	261,64	241,82	508,42	579,87	622,26	467,34	508,44	274,37	86,02	91,72	0,00	318,26	186,55	5635,3
Média	509,20	402,54	428,28	506,85	335,42	299,95	611,67	677,09	755,27	599,28	664,76	406,26	224,76	140,21	44,01	464,61	229,83	7300,0
Mediana (P50)	465,59	349,54	405,71	447,29	356,53	316,98	655,22	699,74	786,24	632,09	716,03	428,16	116,63	146,62	0,00	478,54	226,90	7227,8
P75	541,57	455,02	499,93	648,54	364,99	316,98	655,22	714,40	806,30	652,31	722,06	428,16	449,98	149,36	71,77	478,54	238,95	8194,1
P90	661,10	485,74	531,69	653,68	364,99	340,77	655,22	714,40	806,30	652,31	722,06	447,15	588,38	149,36	223,92	491,74	253,39	8742,2
Desvio-Padrão	82,11	60,09	67,69	91,01	33,92	33,73	55,56	50,92	69,66	70,21	81,38	44,89	190,43	16,87	81,66	38,43	28,95	
Coefficiente de Variação	16,13%	14,93%	15,80%	17,96%	10,11%	11,25%	9,08%	7,52%	9,22%	11,72%	12,24%	11,05%	84,73%	12,03%	185,57%	8,27%	12,60%	
Usina de 1230 MW na Barra 11 – Geração Determinística																		
ENCARGOS DAS CARGAS (\$/ANO)	Barra 13	Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 4	Barra 5	Barra 6	Barra 7	Barra 8	Barra 9	Barra 10	Barra 14	Barra 15	Barra 16	Barra 18	Barra 19	Barra 20	Total
Geração Máxima (1230 MW)	541,57	473,86	517,47	648,54	302,48	257,20	541,26	609,57	662,89	504,90	559,26	413,64	449,98	91,72	71,77	318,26	335,64	7300,0
Geração Mínima (0 MW)	465,59	349,54	405,71	447,29	364,99	316,98	655,22	714,40	806,30	652,31	722,06	428,16	116,63	149,36	0,00	478,54	226,90	7300,0
Geração Média (394,18 MW)	661,10	431,18	296,01	463,45	319,49	340,77	607,52	695,80	780,86	618,61	701,59	375,74	111,44	146,62	0,00	496,42	253,39	7300,0
Geração P50 (284,30 MW)	662,59	337,38	394,75	429,75	356,53	308,77	639,24	699,74	786,24	632,09	698,86	372,74	95,37	142,97	0,00	491,74	251,25	7300,0
Geração P75 (613,08 MW)	521,35	489,57	531,69	668,34	313,56	268,05	562,64	629,14	689,66	531,59	590,56	274,37	462,27	94,86	83,50	402,29	186,55	7300,0
Geração P90 (926,29 MW)	425,48	455,02	499,93	653,68	287,72	241,82	508,42	579,87	622,26	467,34	508,44	447,15	588,38	139,59	223,92	450,36	200,61	7300,0
Desvio-Padrão	89,87	58,93	83,62	105,63	27,83	35,43	52,69	50,94	69,69	69,78	81,32	56,30	201,22	24,41	79,89	62,84	48,30	
Coefficiente de Variação	16,45%	13,94%	18,96%	19,14%	8,59%	12,26%	9,00%	7,78%	9,62%	12,29%	12,91%	14,61%	66,19%	19,14%	126,42%	14,30%	19,93%	
Usina de 1230 MW na Barra 11 – Despacho Proporcional																		
ENCARGOS DAS CARGAS (\$/ANO)	Barra 13	Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 4	Barra 5	Barra 6	Barra 7	Barra 8	Barra 9	Barra 10	Barra 14	Barra 15	Barra 16	Barra 18	Barra 19	Barra 20	Total
Despacho Proporcional (764,83 MW)	482,43	408,89	271,16	654,92	280,76	311,50	534,29	360,22	663,78	488,76	579,27	484,43	637,25	156,53	277,70	483,10	225,03	7300,0

A.4 - ENCARGOS DOS GERADORES - USINA EÓLICA NA BARRA 11

TABELA A.4 – ENCARGOS DOS GERADORES - USINA EÓLICA NA BARRA 11

Usina de 1230 MW na Barra 11 – Geração Cronológica																
ENCARGOS DOS GERADORES (\$/ANO)	Barra 13	Barra 1	Barra 101	Barra 2	Barra 102	Barra 7	Barra 11	Barra 15	Barra 115	Barra 16	Barra 18	Barra 21	Barra 22	Barra 23	Barra 123	Total
Máximo	659,31	28,88	94,00	29,86	62,98	66,40	1962,75	85,67	381,21	284,02	1161,37	1471,76	1224,41	684,12	776,47	8973,2
Mínimo	535,55	9,22	0,00	3,67	0,00	0,00	986,43	61,71	159,26	176,63	847,30	1063,43	976,64	352,33	401,40	5573,6
Média	588,07	22,12	33,36	15,24	16,65	12,65	1268,99	78,45	311,41	195,83	1061,35	1347,18	1146,21	555,01	647,49	7300,0
Mediana (P50)	585,42	26,00	0,00	16,70	0,00	0,00	1189,84	82,45	356,53	186,31	1088,29	1400,26	1169,80	563,35	639,25	7304,2
P75	611,63	26,48	79,78	17,68	47,55	18,49	1232,36	84,07	365,54	205,00	1114,45	1426,42	1189,42	577,25	660,14	7656,3
P90	643,66	27,24	87,70	24,13	58,98	57,51	1805,10	84,83	378,79	209,66	1148,32	1459,62	1214,81	668,64	767,69	8636,7
Desvio-Padrão	36,15	5,21	40,32	6,92	25,54	22,74	277,66	8,42	86,75	24,12	95,86	133,87	76,61	68,71	78,78	
Coefficiente de Variação	6,15%	23,57%	120,89%	45,40%	153,45%	179,69%	21,88%	10,74%	27,86%	12,32%	9,03%	9,94%	6,68%	12,38%	12,17%	
Usina de 1230 MW na Barra 11 – Geração Determinística																
ENCARGOS DOS GERADORES (\$/ANO)	Barra 13	Barra 1	Barra 101	Barra 2	Barra 102	Barra 7	Barra 11	Barra 15	Barra 115	Barra 16	Barra 18	Barra 21	Barra 22	Barra 23	Barra 123	Total
Geração Máxima (1230 MW)	605,14	16,99	85,56	7,52	57,14	44,12	1829,46	70,01	181,30	201,39	1052,07	1265,66	1129,89	352,33	401,40	7300,0
Geração Mínima (0 MW)	549,76	25,56	0,00	16,10	0,00	0,00	1299,56	81,37	351,11	176,63	1073,75	1385,72	1158,90	554,96	626,57	7300,0
Geração Média (394,18 MW)	540,50	20,15	48,77	29,56	0,00	0,00	1067,16	84,84	378,14	205,36	1145,61	1456,92	1212,71	521,50	588,79	7300,0
Geração P50 (284,30 MW)	538,20	28,86	0,00	19,40	0,00	0,00	1138,67	85,64	379,23	204,26	1145,71	1457,87	1212,89	511,62	577,64	7300,0
Geração P75 (613,08 MW)	593,96	14,08	76,00	4,60	47,55	18,49	1229,68	67,25	184,24	283,53	1010,83	1223,97	1098,90	679,62	767,31	7300,0
Geração P90 (926,29 MW)	649,77	18,17	88,77	8,76	60,54	60,98	1822,35	62,61	161,61	180,02	858,56	1074,69	985,09	495,11	772,96	7300,0
Desvio-Padrão	40,65	5,07	37,52	8,49	27,81	24,02	311,17	9,02	97,58	35,44	97,49	137,79	77,95	96,18	126,27	
Coefficiente de Variação	7,01%	24,59%	75,26%	59,30%	100,99%	116,60%	22,26%	11,99%	35,80%	16,99%	9,30%	10,51%	6,88%	18,52%	20,29%	
Usina de 1230 MW na Barra 11 – Despacho Proporcional																
ENCARGOS DOS GERADORES (\$/ANO)	Barra 13	Barra 1	Barra 101	Barra 2	Barra 102	Barra 7	Barra 11	Barra 15	Barra 115	Barra 16	Barra 18	Barra 21	Barra 22	Barra 23	Barra 123	Total
Despacho Proporcional (764,83 MW)	778,55	3,96	15,07	28,52	108,38	197,87	1929,05	71,98	185,96	228,70	771,52	906,05	790,17	603,19	681,02	7300,0

A.5 - INVERSÕES DE FLUXO NO CENÁRIO DA USINA EÓLICA NA BARRA 102

Para o cenário em questão, foram observados seis patamares de tarifas de carga. Portanto, espera-se a existência de cinco casos de inversão de fluxo nas linhas de transmissão. Estes cinco cenários estão exemplificados a seguir

1) Inversão no fluxo da LT 138 kV Barra 4 – Barra 9

Enquanto a geração eólica estiver acima do patamar de 315 MW, os fluxos nas linhas de transmissão permanecerão sempre no mesmo sentido e a LT 138 kV Barra 4 – Barra 9 transmitirá o fluxo no sentido da barra 4 (mais próxima da barra 102, onde está a geração eólica) para a barra 9. Quando a geração eólica cai abaixo deste patamar, o fluxo se inverte, uma vez que a injeção de potência na barra 102 fica mais fraca. Esta inversão pode ser observada na Figura A.1.

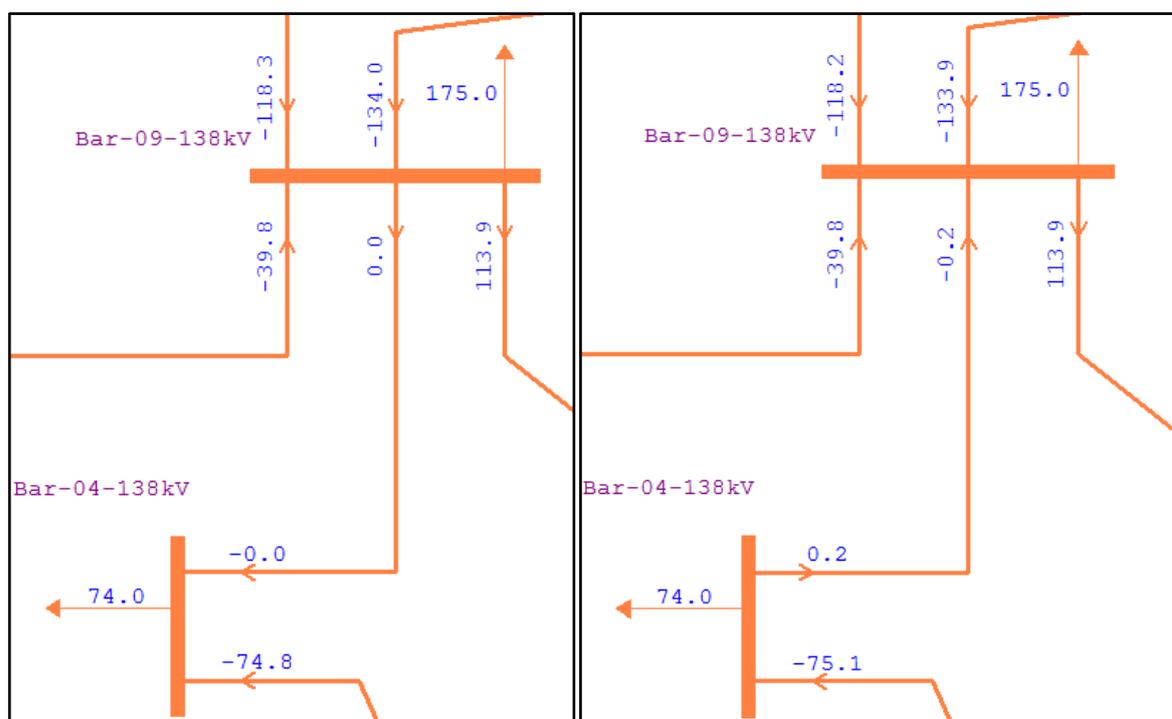


Figura A.1 – Inversão no fluxo da LT 138 kV Barra 4 – Barra 9.

O que ocorre neste caso é que a geração reduzida pela usina eólica é compensada com um aumento proporcional na geração da usina da barra 13 que, além de ser a barra swing, apresentou o menor custo elegível de geração, já que todas as usinas com custo inferior já se encontravam despachadas no valor máximo.

2) Inversão no fluxo da LT 138 kV Barra 1 – Barra 3

Enquanto a geração eólica estiver entre 314 MW e 230 MW, os fluxos nas linhas de transmissão permanecerão sempre no mesmo sentido e a LT 138 kV Barra 1 – Barra 3 transmitirá o fluxo no sentido da barra 1 (mais próxima da barra 2, onde está a geração eólica) para a barra 3. Quando a geração eólica cai abaixo deste patamar, o fluxo se inverte, uma vez que a injeção de potência na barra 102 fica mais fraca. Esta inversão pode ser observada na Figura A.2.

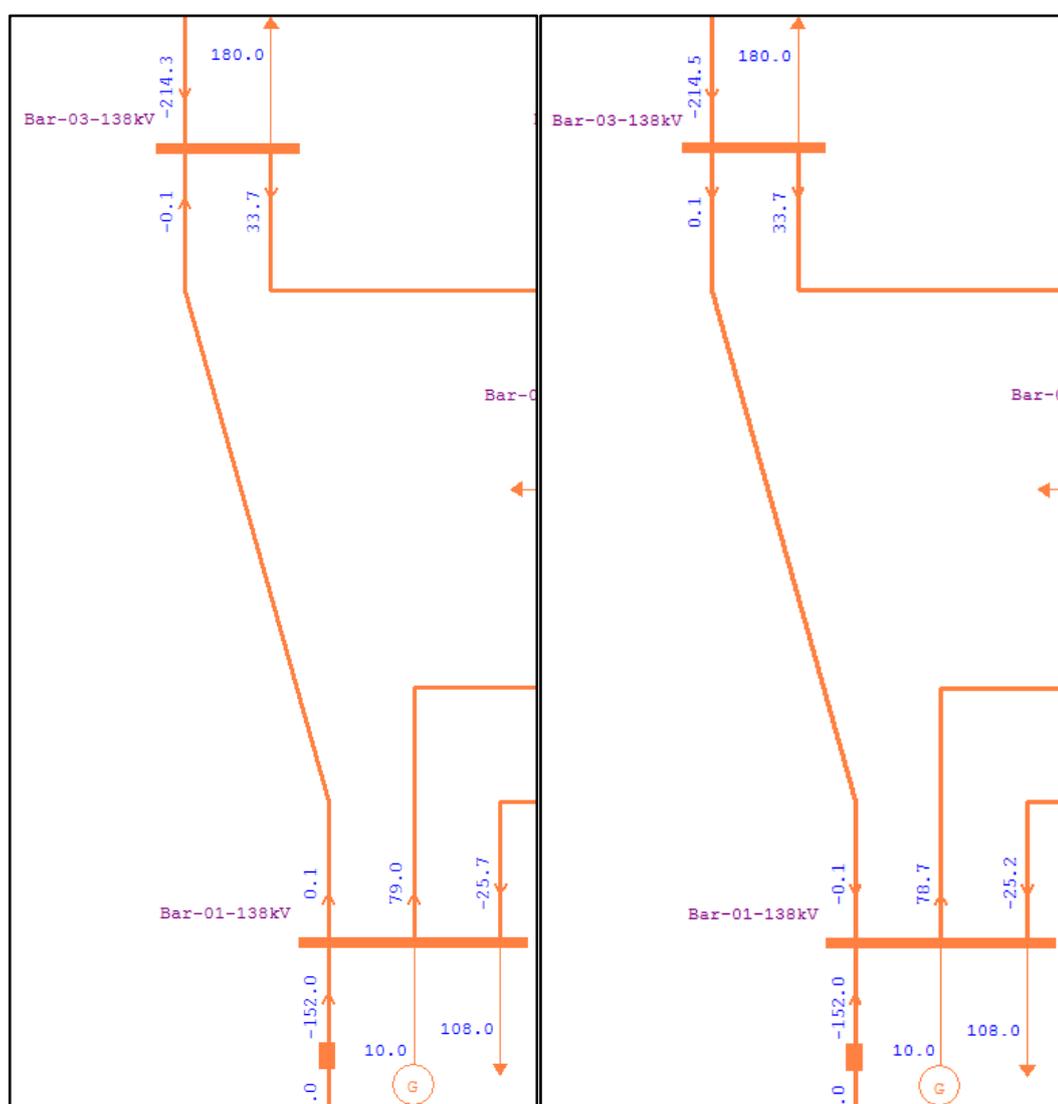


Figura A.2 – Inversão no fluxo da LT 138 kV Barra 1 – Barra 3.

Da mesma forma como no caso anterior, a geração reduzida pela usina eólica é compensada com um aumento proporcional na geração da usina da barra 13.

3) Inversão no fluxo da LT 138 kV Barra 5 – Barra 10

Enquanto a geração eólica estiver entre 229 MW e 205 MW, os fluxos nas linhas de transmissão permanecerão sempre no mesmo sentido e a LT 138 kV Barra 5 – Barra 10 transmitirá o fluxo no sentido da barra 5 (mais próxima da barra 102, onde está a geração eólica) para a barra 10. Quando a geração eólica cai abaixo deste patamar, o fluxo se inverte, uma vez que a injeção de potência na barra 102 fica mais fraca. Esta inversão pode ser observada na Figura A.3.

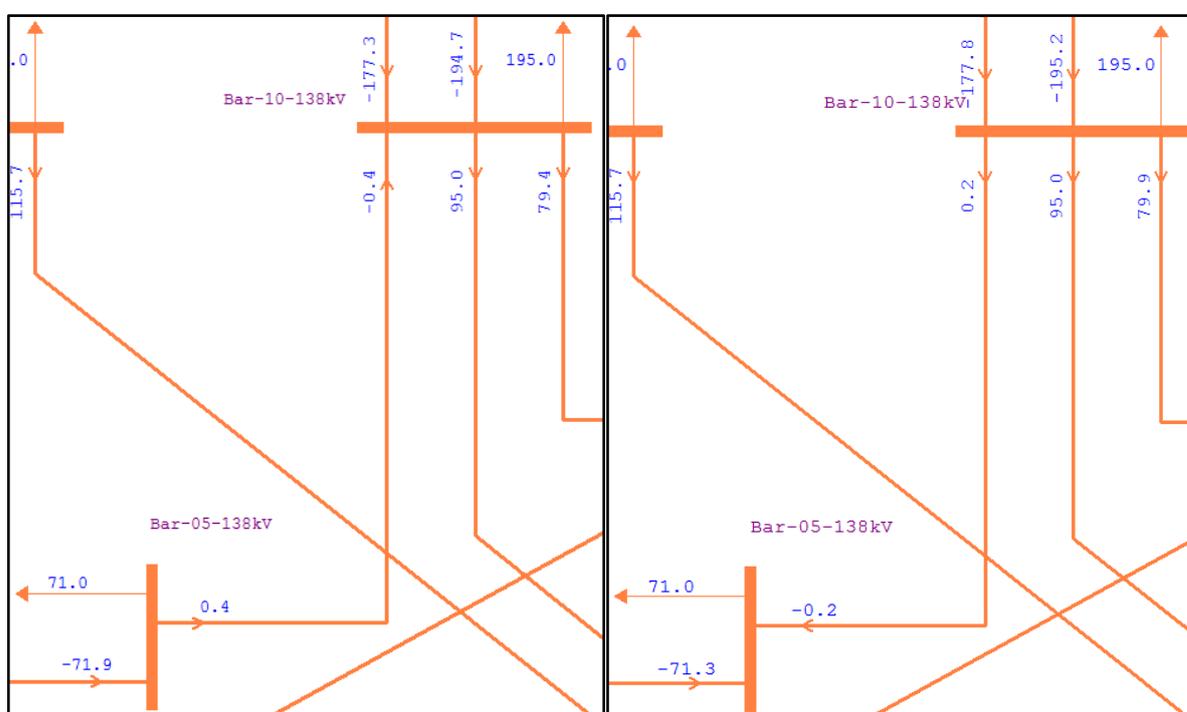


Figura A.3 – Inversão no fluxo da LT 138 kV Barra 5 – Barra 10.

Da mesma forma como no caso anterior, a geração reduzida pela usina eólica é compensada com um aumento proporcional na geração da usina da barra 13.

4) Inversão no fluxo da LT 138 kV Barra 1 – Barra 2

Enquanto a geração eólica estiver entre 204 MW e 179 MW, os fluxos nas linhas de transmissão permanecerão sempre no mesmo sentido e a LT 138 kV Barra 1 – Barra 2 transmitirá o fluxo no sentido da barra 2 (mais próxima da barra 102, onde está a geração eólica) para a barra 1.

Quando a geração eólica cai abaixo deste patamar, o fluxo se inverte, uma vez que a injeção de potência na barra 102 fica mais fraca. Esta inversão pode ser observada na Figura A.4.

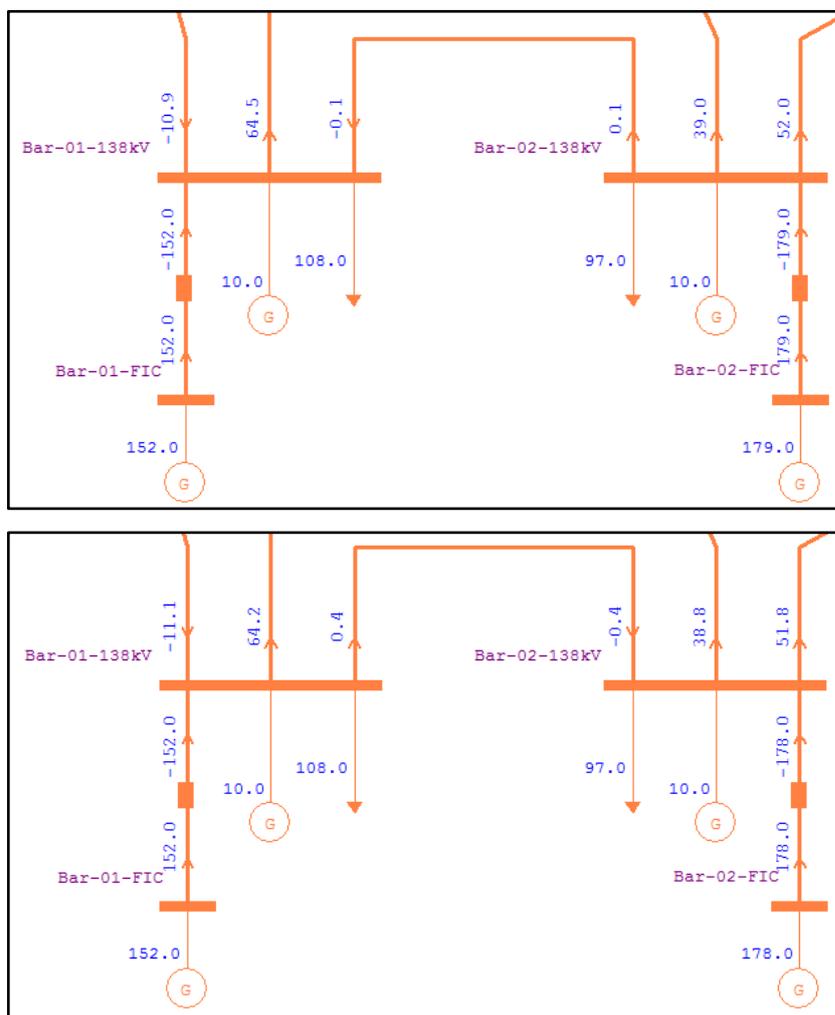


Figura A.4 – Inversão no fluxo da LT 138 kV Barra 1 – Barra 2.

Da mesma forma como no caso anterior, a geração reduzida pela usina eólica é compensada com um aumento proporcional na geração da usina da barra 13.

5) Inversão no fluxo da LT 138 kV Barra 2 – Barra 4

Enquanto a geração eólica estiver entre 179 MW e 34 MW, os fluxos nas linhas de transmissão permanecerão sempre no mesmo sentido e a LT 138 kV Barra 2 – Barra 4 transmitirá o fluxo no sentido da barra 2 (mais próxima da barra 102, onde está a geração eólica) para a barra 4. Quando a geração eólica cai abaixo deste patamar, o fluxo se inverte, uma vez que a injeção de potência na barra 102 fica mais fraca. Esta inversão pode ser observada na Figura A.5.

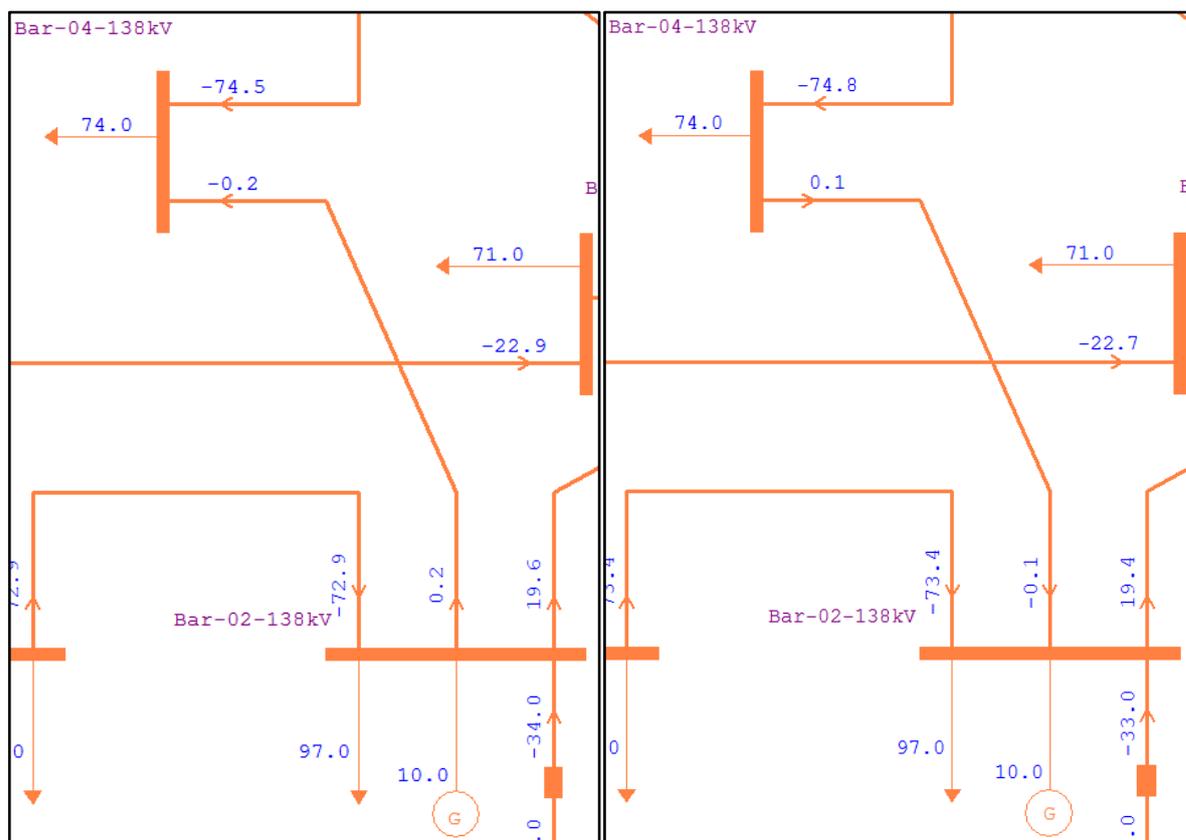


Figura A.5 – Inversão no fluxo da LT 138 kV Barra 2 – Barra 4.

Da mesma forma como no caso anterior, a geração reduzida pela usina eólica é compensada com um aumento proporcional na geração da usina da barra 13.

Observa-se dos resultados desta simulação que, apesar da existência do algoritmo de programação linear para redespacho de geração, a variação de geração da usina eólica instalada na barra 102 foi sempre compensada pela geração da barra *Swing*, uma vez que dentro da faixa de geração explorada o despacho da usina desta barra foi o mais econômico.

Observa-se também que todas as inversões de fluxo ficaram limitadas às linhas de transmissão do setor de 138 kV, região onde se encontra instalada a usina eólica.

A.6 - INVERSÕES DE FLUXO NO CENÁRIO DA USINA EÓLICA NA BARRA 11

Para o cenário em questão, foram observados dez patamares de tarifas de carga. Portanto, espera-se a existência de nove casos de inversão de fluxo nas linhas de transmissão. O que ocorre neste cenário é que existem, na realidade, dez ocorrências de inversão de fluxo. Entretanto, dois deles ocorrem para valores de geração tão próximos que, na discretização da série histórica de geração, a distância entre dois casos de geração engloba a inversão de fluxo em duas linhas, fazendo que o algoritmo de cálculo tarifário considere ambas as inversões de fluxo em uma única alteração do encargo.

Estes dez cenários estão exemplificados a seguir.

1) Inversão no fluxo da LT 230 kV Barra 19 – Barra 20

Enquanto a geração eólica estiver acima do patamar de 1123 MW, os fluxos nas linhas de transmissão permanecerão sempre no mesmo sentido e a LT 230 kV Barra 19 – Barra 20 transmitirá o fluxo no sentido da barra 19 para a barra 20. Quando a geração eólica cai abaixo deste patamar, a geração reduzida pela usina eólica é compensada com um aumento proporcional na geração da usina da barra 123 que apresentou o menor custo elegível de geração, já que todas as usinas com custo inferior já se encontravam despachadas no valor máximo.

Assim, o fluxo se inverte, uma vez que a injeção de potência na barra 123 (mais próxima da barra 20) fica mais forte. Esta inversão pode ser observada na Figura A.6.

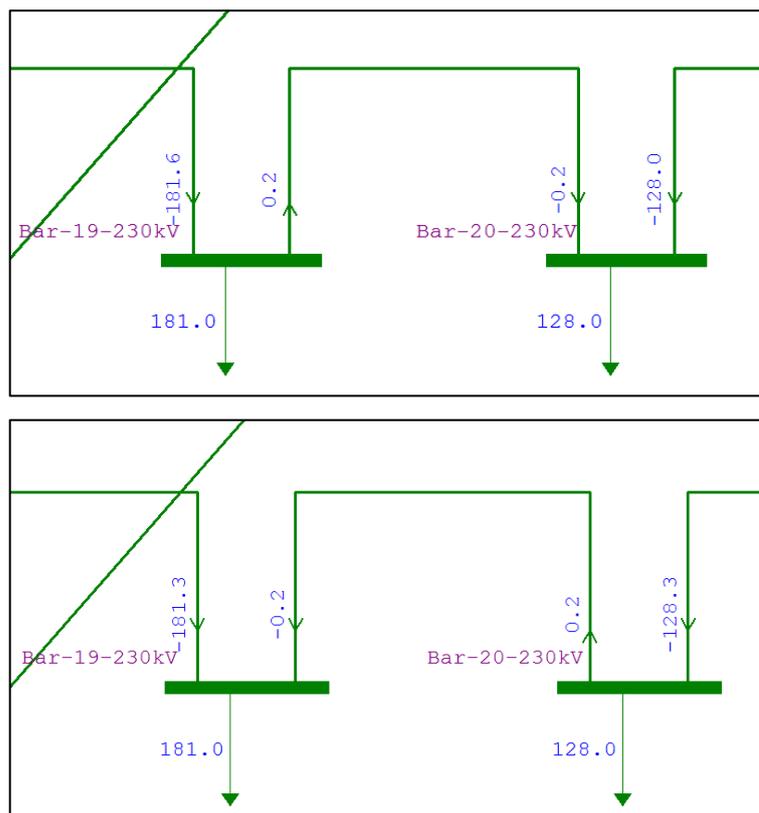


Figura A.6 – Inversão no fluxo da LT 230 kV Barra 19 – Barra 20.

2) Inversão no fluxo da LT 230 kV Barra 11 – Barra 14

Enquanto a geração eólica estiver entre 1122 MW e 701 MW, os fluxos nas linhas de transmissão permanecerão sempre no mesmo sentido e a LT 230 kV Barra 11 – Barra 14 transmitirá o fluxo no sentido da barra 11 (barra onde se encontra a usina eólica) para a barra 14. Quando a geração eólica cai abaixo deste patamar, a geração reduzida pela usina eólica é compensada com um aumento proporcional na geração da usina da barra 16 que apresentou o menor custo elegível de geração, já que todas as usinas com custo inferior já se encontravam despachadas no valor máximo.

Assim, o fluxo se inverte, uma vez que a injeção de potência na barra 11 se enfraquece e a injeção de potência na barra 16 (mais próxima da barra 14) fica mais forte. Esta inversão pode ser observada na Figura A.7.

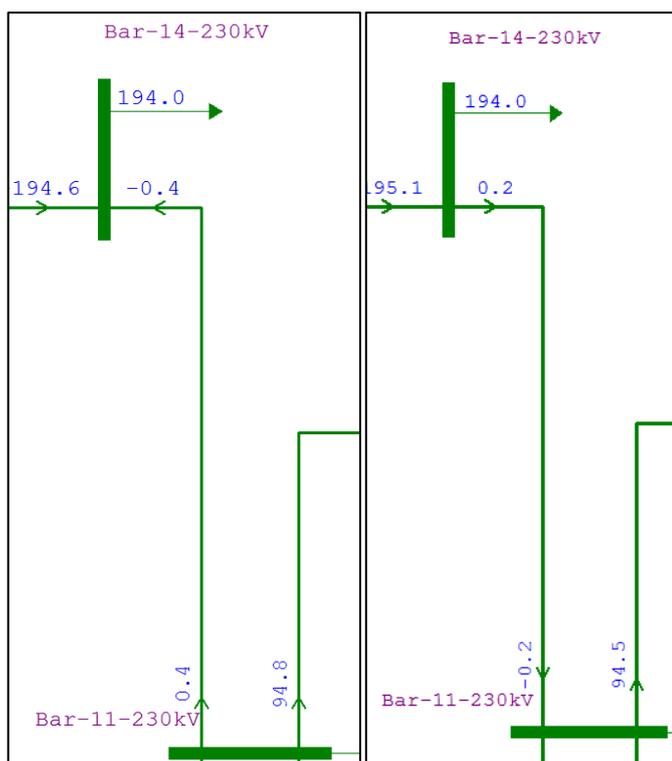


Figura A.7 – Inversão no fluxo da LT 230 kV Barra 11 – Barra 14.

3) Inversão no fluxo da LT 230 kV Barra 15 – Barra 16

Enquanto a geração eólica estiver entre 700 MW e 592 MW, os fluxos nas linhas de transmissão permanecerão sempre no mesmo sentido e a LT 230 kV Barra 15 – Barra 16 transmitirá o fluxo no sentido da barra 16 para a barra 15. Quando a geração eólica cai abaixo deste patamar, a geração reduzida pela usina eólica é compensada com um aumento proporcional na geração da usina da barra 115 que apresentou o menor custo elegível de geração, já que todas as usinas com custo inferior já se encontravam despachadas no valor máximo.

Assim, o fluxo se inverte, uma vez que a injeção de potência na barra 115 (fictícia da barra 15) fica mais forte. Esta inversão pode ser observada na Figura A.8.

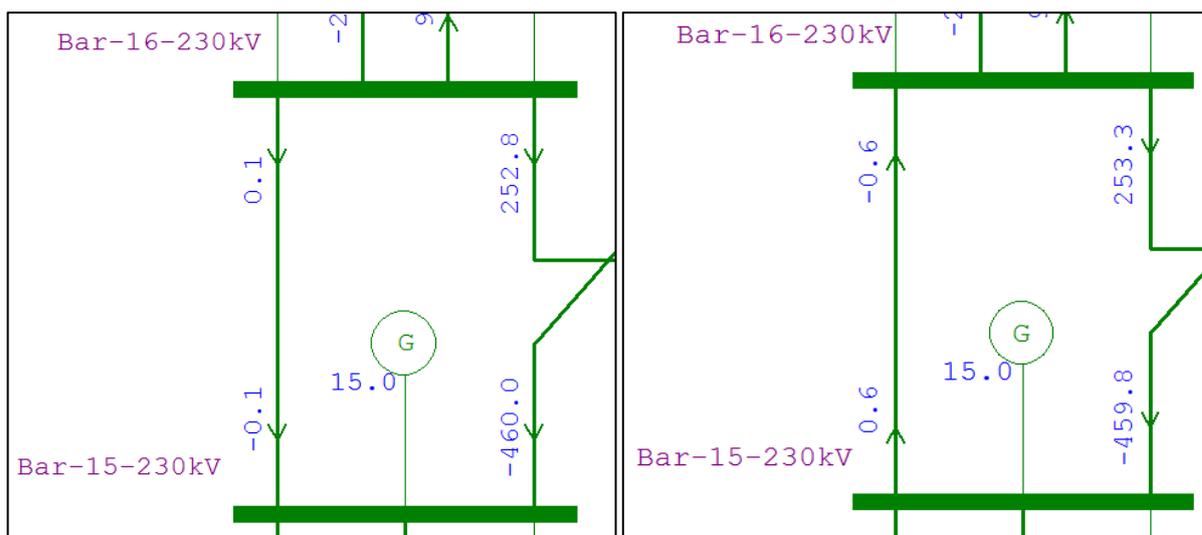


Figura A.8 – Inversão no fluxo da LT 230 kV Barra 15 – Barra 16.

4) Inversão no fluxo da LT 138 kV Barra 3 – Barra 9

Enquanto a geração eólica estiver entre 591 MW e 585 MW, os fluxos nas linhas de transmissão permanecerão sempre no mesmo sentido e a LT 138 kV Barra 3 – Barra 9 transmitirá o fluxo no sentido da barra 9 (mais próxima da barra 11) para a barra 3. Salienta-se que esta ocorrência de inversão de fluxo é percebida em conjunto com a inversão na LT 230 kV Barra 15 – Barra 16 devido à estreita faixa de variação de potência na geração eólica que separa estes dois eventos.

Quando a geração eólica cai abaixo deste patamar, a geração reduzida pela usina eólica é compensada com um aumento proporcional na geração da usina da barra 115 que apresentou o menor custo elegível de geração, já que todas as usinas com custo inferior já se encontravam despachadas no valor máximo.

Assim, o fluxo se inverte, uma vez que a injeção de potência na barra 11 se enfraquece e a injeção de potência na barra 115 (mais próxima da barra 3) fica mais forte. Esta inversão pode ser observada na Figura A.9.

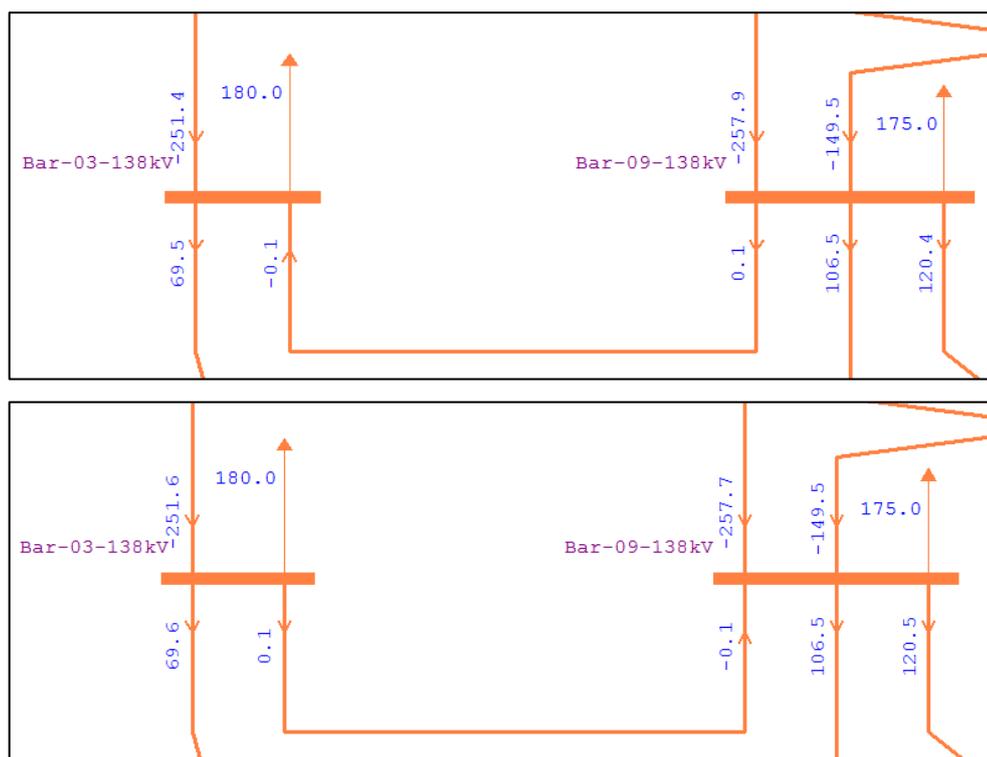


Figura A.9 – Inversão no fluxo da LT 138 kV Barra 3 – Barra 9.

5) Inversão no fluxo da LT 138 kV Barra 2 – Barra 6

Enquanto a geração eólica estiver entre 584 MW e 515 MW, os fluxos nas linhas de transmissão permanecerão sempre no mesmo sentido e a LT 138 kV Barra 2 – Barra 6 transmitirá o fluxo no sentido da barra 6 para a barra 2. Quando a geração eólica cai abaixo deste patamar, a geração reduzida pela usina eólica é compensada com um aumento proporcional na geração da usina da barra 102 (fictícia da barra 2) que apresentou o menor custo elegível de geração, já que todas as usinas com custo inferior já se encontravam despachadas no valor máximo.

Assim, o fluxo se inverte, uma vez que a injeção de potência na barra 102 fica mais forte. Esta inversão pode ser observada na Figura A.10.

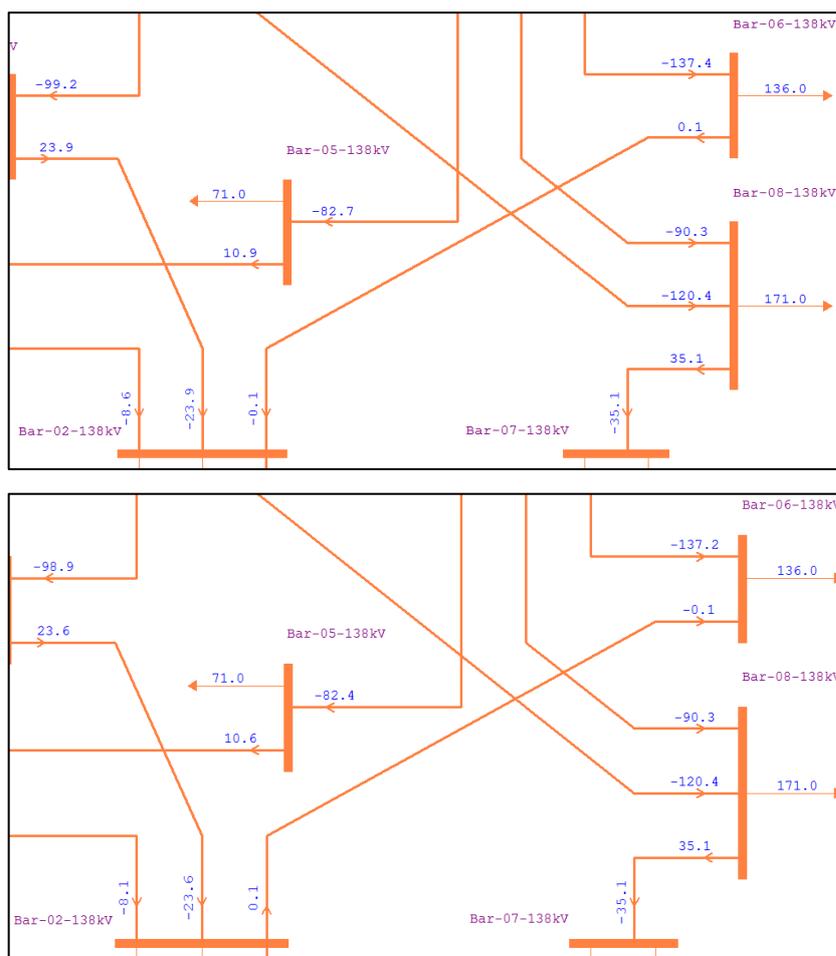


Figura A.10 – Inversão no fluxo da LT 138 kV Barra 3 – Barra 9.

6) Inversão no fluxo da LT 138 kV Barra 1 – Barra 2

Enquanto a geração eólica estiver entre 514 MW e 500 MW, os fluxos nas linhas de transmissão permanecerão sempre no mesmo sentido e a LT 138 kV Barra 1 – Barra 2 transmitirá o fluxo no sentido da barra 1 para a barra 2. Quando a geração eólica cai abaixo deste patamar, a geração reduzida pela usina eólica é compensada com um aumento proporcional na geração da usina da barra 102 (fictícia da barra 2) que apresentou o menor custo elegível de geração, já que todas as usinas com custo inferior já se encontravam despachadas no valor máximo.

Assim, o fluxo se inverte, uma vez que a injeção de potência na barra 102 fica mais forte. Esta inversão pode ser observada na Figura A.11.

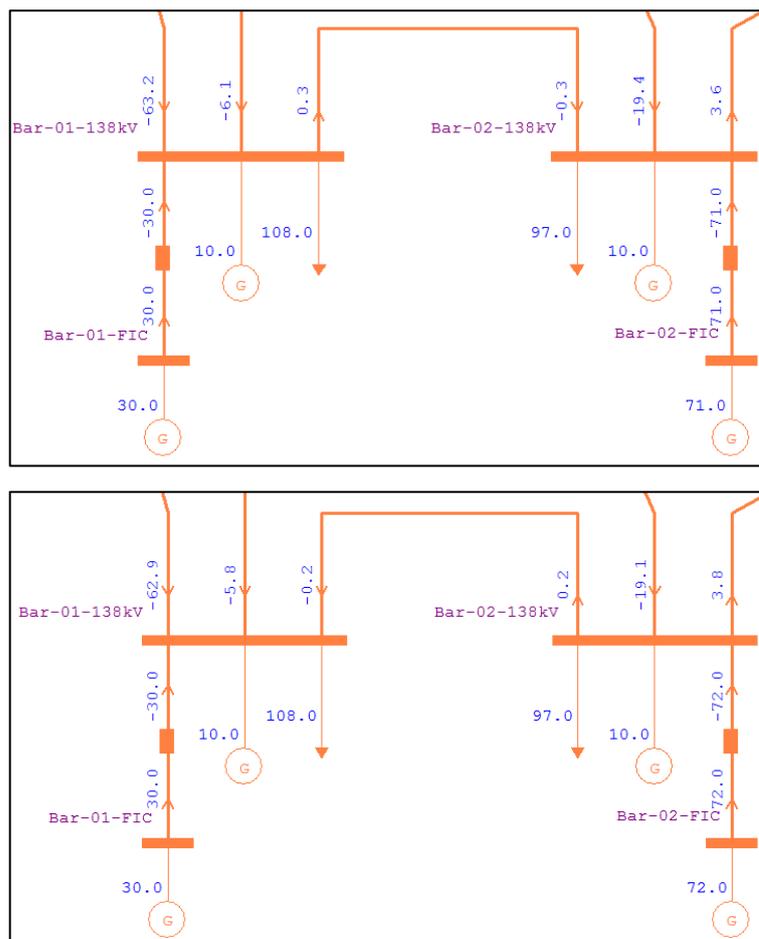


Figura A.11 – Inversão no fluxo da LT 138 kV Barra 1 – Barra 2.

7) Inversão no fluxo da LT 138 kV Barra 1 – Barra 5

Enquanto a geração eólica estiver entre 500 MW e 479 MW, os fluxos nas linhas de transmissão permanecerão sempre no mesmo sentido e a LT 138 kV Barra 1 – Barra 5 transmitirá o fluxo no sentido da barra 5 para a barra 1. Quando a geração eólica cai abaixo deste patamar, a geração reduzida pela usina eólica é compensada com um aumento proporcional na geração da usina da barra 102 (mais próxima da barra 1) que apresentou o menor custo elegível de geração, já que todas as usinas com custo inferior já se encontravam despachadas no valor máximo.

Assim, o fluxo se inverte, uma vez que a injeção de potência na barra 102 fica mais forte. Esta inversão pode ser observada na Figura A.12.

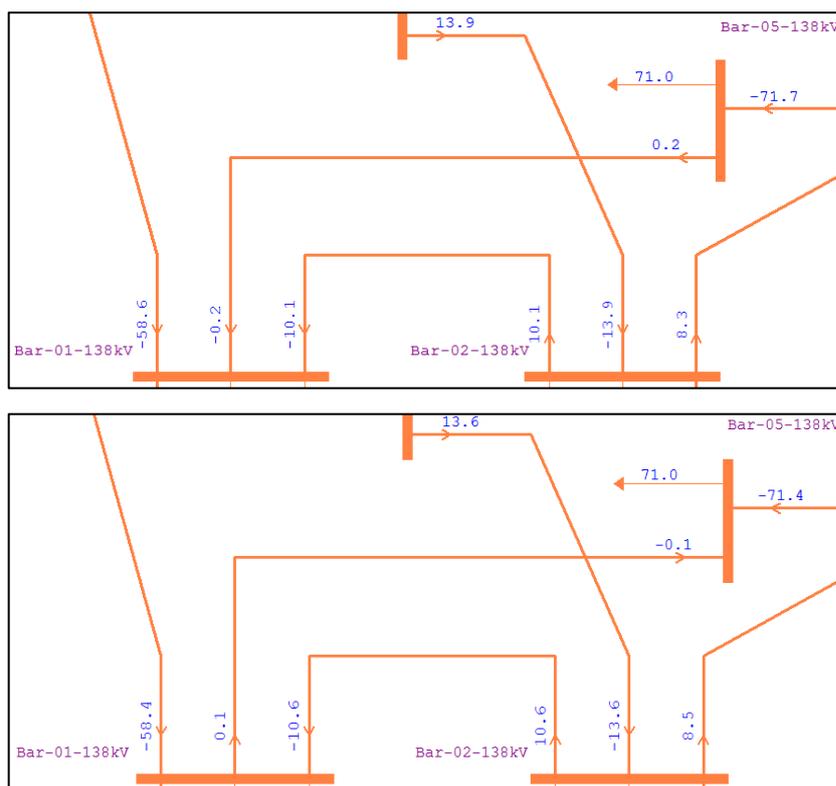


Figura A.12 – Inversão no fluxo da LT 138 kV Barra 1 – Barra 5.

8) Inversão no fluxo da LT 138 kV Barra 2 – Barra 4

Enquanto a geração eólica estiver entre 478 MW e 426 MW, os fluxos nas linhas de transmissão permanecerão sempre no mesmo sentido e a LT 138 kV Barra 2 – Barra 4 transmitirá o fluxo no sentido da barra 4 (mais próxima da barra 11) para a barra 2. Quando a geração eólica cai abaixo deste patamar, a geração reduzida pela usina eólica é compensada com um aumento proporcional na geração da usina da barra 102 (fictícia da barra 2) que apresentou o menor custo elegível de geração, já que todas as usinas com custo inferior já se encontravam despachadas no valor máximo.

Assim, o fluxo se inverte, uma vez que a injeção de potência na barra 4 se enfraquece e a injeção de potência na barra 102 fica mais forte. Esta inversão pode ser observada na Figura A.13.

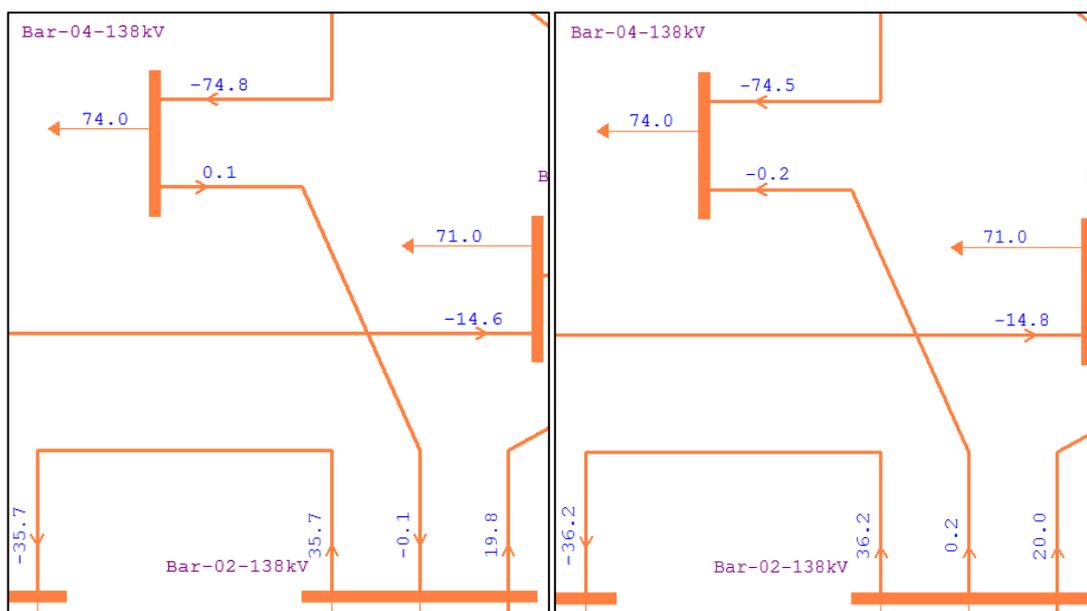


Figura A.13 – Inversão no fluxo da LT 138 kV Barra 2 – Barra 4.

9) Inversão no fluxo da LT 138 kV Barra 1 – Barra 2

Enquanto a geração eólica estiver entre 425 MW e 320 MW, os fluxos nas linhas de transmissão permanecerão sempre no mesmo sentido e a LT 138 kV Barra 1 – Barra 2 transmitirá o fluxo no sentido da barra 2 para a barra 1. Quando a geração eólica cai abaixo deste patamar, a geração reduzida pela usina eólica é compensada com um aumento proporcional na geração da usina da barra 101 (fictícia da barra 1) que apresentou o menor custo elegível de geração, já que todas as usinas com custo inferior já se encontravam despachadas no valor máximo.

Assim, o fluxo se inverte, uma vez que a injeção de potência na barra 101 fica mais forte. Esta inversão pode ser observada na Figura A.14.

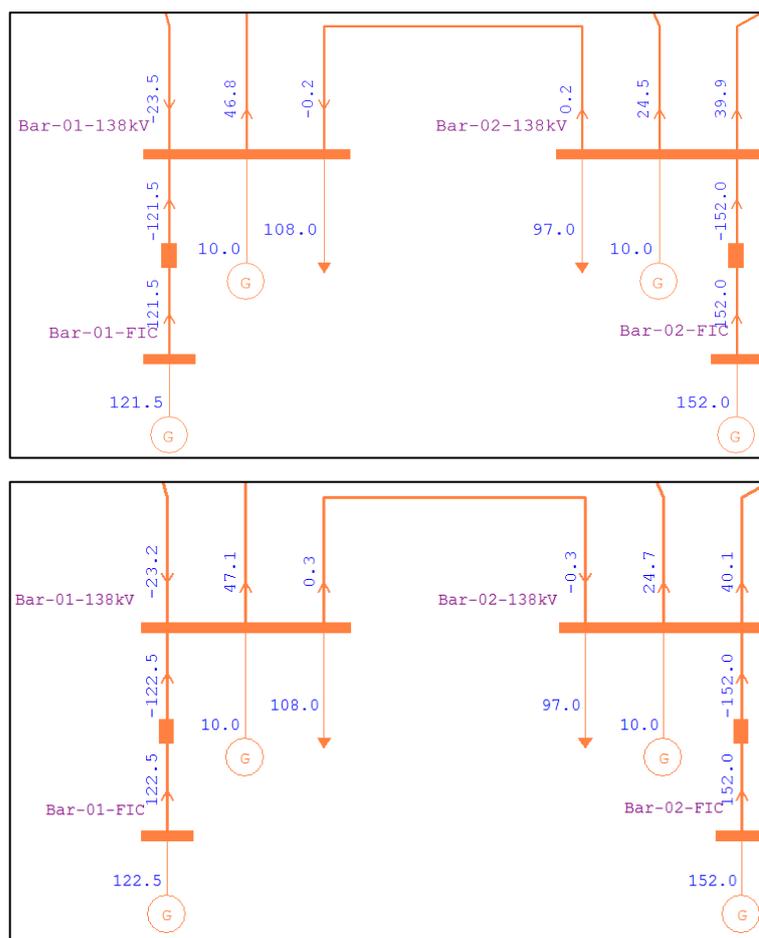


Figura A.14 – Inversão no fluxo da LT 138 kV Barra 1 – Barra 2.

10) Inversão no fluxo da LT 230 kV Barra 11 – Barra 13

Enquanto a geração eólica estiver entre MW e 277 MW, os fluxos nas linhas de transmissão permanecerão sempre no mesmo sentido e a LT 230 kV Barra 11 – Barra 13 transmitirá o fluxo no sentido da barra 11 (barra onde se encontra a usina eólica) para a barra 13. Quando a geração eólica cai abaixo deste patamar, a geração reduzida pela usina eólica é compensada com um aumento proporcional na geração da usina da barra 13 que apresentou o menor custo elegível de geração, já que todas as usinas com custo inferior já se encontravam despachadas no valor máximo.

Assim, o fluxo se inverte, uma vez que a injeção de potência na barra 11 se enfraquece e a injeção de potência na barra 13 fica mais forte. Esta inversão pode ser observada na Figura A.15.

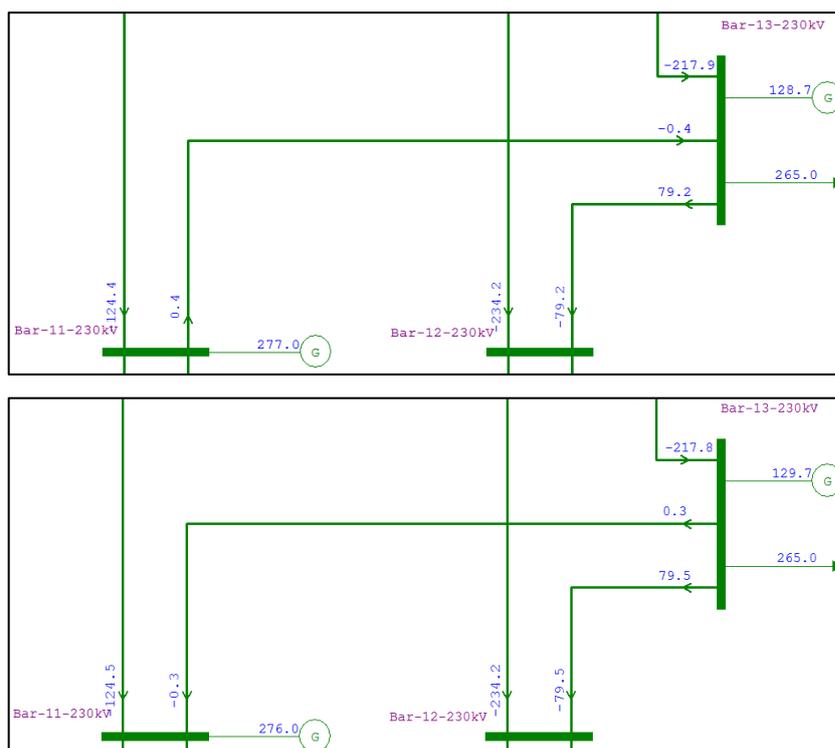


Figura A.15 – Inversão no fluxo da LT 138 kV Barra 11 – Barra 13.

Observa-se dos resultados desta simulação que o algoritmo de programação linear para despacho de geração procedeu conforme o esperado, realizando o despacho mais econômico para o cenário em questão.

Observa-se também que, com a instalação da usina eólica no setor de 230 kV próxima à fronteira com o setor de 138 kV, as inversões de fluxo ocorreram por toda a malha de transmissão. Este comportamento deve-se também ao fato que a excursão de potência na usina eólica simulada foi maior que no cenário anterior (1230 MW x 500 MW).

REFERÊNCIAS

- [A04] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução Normativa No. 77, 18 de agosto de 2004.
- [A11] B.M. Amaral. “Modelos VARX para Geração de Cenários de Vento e Vazão Aplicados à Comercialização de Energia”, Dissertação de Mestrado, PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2011.
- [A13] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução Normativa No. 559, 27 de junho de 2013.
- [A18] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, Nota Técnica No. 71, 02 de abril de 2018.
- [A19] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, BIG - Banco de Informações de Geração. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>>, acesso em 18 de outubro de 2019.
- [A99] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução No. 281, 1º de outubro de 1999.
- [AEMG10] O.A.C. Amarante, F.J.L. Silva, P.E.P. Andrade, E. Parecy, G.L. Caruso. “Atlas Eólico: Minas Gerais”, Cemig e Governo de Minas, 2010.
- [ALB81] R.N. Allan, A.M. Leite da Silva, and R.C. Burchett, “Evaluation methods and accuracy in probabilistic load flow solutions”, *IEEE Trans. on Power Apparatus and System*, vol. PAS-100, no. 5, pp. 2539-2546, 1981.
- [B74] B. Borkowska, “Probabilistic load flow”, *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-93, no. 3, pp. 752-759, 1974.
- [BWH07] T. Boehme, A.R. Wallace, and G.P. Harrison, “Applying time series to power flow analysis in networks with high wind penetration”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 22, no. 3, pp. 951-957, 2007.
- [CBS82] M.C. Caramanis, R.E. Bohn, F.C. Schweppe, “Optimal spot pricing: practice and theory”, *IEEE Trans. on Power App. and Systems*, vol. 101, no. 9, pp. 3242–3245, Sept. 1982.

- [CCB08] P. Chen, Z. Chen, and B. Bak-Jensen, “Probabilistic load flow: a review”, in Proc. 3rd Int. Conf. on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, NanJing, China, 2008.
- [CDP93] M.C. Calviou, R.M. Dunnet, P.H. Plumtre, “Charging for use of transmission system by marginal cost methods”, Proceedings of the Power System Computation Conference, Avignon, France, 1993.
- [CLL18] J.G.C. Costa, R.L. Lima, A.M. Leite da Silva, “Metodologia probabilística para tarifação de sistemas de transmissão considerando contingências na rede elétrica”, CBA, 2018.
- [D17] C.R.R. Dornellas, “Precificação nodal do sistema de transmissão brasileiro considerando múltiplos cenários hidrológicos”, Tese de Doutorado, Universidade Federal de Itajubá, Dezembro 2017.
- [DLCM18] C.R.R. Dornellas, A.M. Leite da Silva, J.G.C. Costa, Z.S. Machado Junior, A.L.M. Marcato, J.C.O. Mello “Precificação nodal do sistema de transmissão brasileiro considerando múltiplos cenários hidrológicos”, XIV SEPOPE, 2018.
- [DLCM19] C.R.R. Dornellas, A.M. Leite da Silva, J.G.C. Costa, Z.S. Machado Junior, A.L.M. Marcato, J.C.O. Mello “Precificação da Transmissão Considerando Cenários Hidrológicos e Definição de Zonas Tarifárias”, XXV SNPTEE, 2019.
- [E18] EPE - Empresa de Pesquisa Energética, Nota Técnica 42, 16 de junho de 2018, disponível nos documentos da Audiência Pública 21 de 2018 da ANEEL.
- [F15] S.A. Flavio, “Planejamento da expansão de sistemas de transmissão com elevada participação de fontes renováveis”, Tese de Doutorado, Universidade Federal de Itajubá, Outubro 2015.
- [GAM12] P. Segers, J.E.J. Guerrero. “G114 2.0MW CIII A 50/60 Hz Wind Turbine Power Curve”, Gamesa, 2012.
- [GT02] R. Gasch; J. Twele. “Wind power plants: fundamentals, design, construction and operation”, Solarpraxis AG, 2002.
- [IEEE79] IEEE Task Force of APM Subcommittee, “IEEE reliability test system”, *IEEE Trans. on PAS*, vol. PAS-98, pp. 2047-2054, Nov/Dec. 1979.

- [J03] J.M. Jonkman. “Modeling of the UAE Wind Turbine for Refinement of FAST_AD”, NREL, 2003.
- [KL94] R.R. Kovacs, A.L. Leverett, “A load flow based method for calculating embedded, incremental and marginal cost of transmission capacity”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 9, no. 1, pp. 272–278, Feb. 1994.
- [KS04] D. S. Kirschen and G. Strbac, “Fundamentals of Power System Economics”, Chichester, U.K.: Wiley, 2004.
- [L12] L.H.L. Lima, “Tarifação da Transmissão Considerando Mercados Interligados e Múltiplos Cenários Operativos”, Tese de Doutorado, Universidade Federal de Itajubá, Outubro 2012.
- [LAA84] A.M. Leite da Silva, V.L. Arienti, and R.N. Allan, “Probabilistic load flow considering dependence between input nodal powers”, *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-103, no. 6, pp. 1524-1530, 1984.
- [LCBB19] F.C. Lucchese, L.N. Canha, W.S. Brignol, M. Benetti, M. Sperandio, A. Schopf, T. Hinterholz, “Transmission cost allocation using nodal methodology”, 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Latin America, 2019.
- [LMSF12] A.M. Leite da Silva, L.A.F. Manso, W.S. Sales, S.A. Flavio, G.J. Anders, L.C. Resende, “Chronological power flow for planning transmission systems considering intermittent sources”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 27, no. 4, pp. 2314-2322, Nov. 2012.
- [M83] A.J. Monticelli, Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica. São Paulo: Edgard Blücher, 1983.
- [M96] J.W. Marangon Lima, “Allocation of transmission fixed rates: an overview,” *IEEE Trans. on Power System*, vol. 11, no. 3, pp. 1409–1418, Aug. 1996.
- [MMN99] Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota técnica nº. 003 de 24 de novembro de 1999. “Manual da Metodologia Nodal para Cálculo de Tarifas de Uso dos Sistemas Elétricos”, disponível no site <http://www.aneel.gov.br>.
- [OH13] K. Östman, M. Hesamzadeh, “Pricing electric-power transmission: the Swedish methodology and a new approach”, 4th IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, 2013.

- [OTA11] O.A. Oke, D.W.P. Thomas, and G.M. Asher, “A new probabilistic load flow method for systems with wind penetration”, in IEEE Power & Energy Society, PowerTech, Trondheim, Norway, 2011.
- [SA68] G.W. Stagg e A.H. El-Abiad, “Computer Methods in Power System Analysis”, Ed. McGraw-Hill, Ltd., 1968.
- [SCT88] F.C. Schweppe, M.C. Caramanis, R.D. Tabors, R.E. Bohm, “Spot Pricing of Electricity”, Boston, MA, Kluwer, 1988.
- [SGA99] P.C. Silva, V.G. Guedes, M.R.P. Araújo. “Otimização dos parâmetros da distribuição de Weibull”, Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica, 1999.
- [SGL89] D. Shirmohammadi, P.R. Gribik, E.T.K. Law, J.H. Malinowki, R.E. O'Donnel, “Evaluation of transmission network capacity use for wheeling transactions”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 4, no. 4, pp. 1405–1413, Oct. 1989.
- [SLBE90] M.T. Schilling, A.M. Leite da Silva, R. Billinton, and M.A. El-Kady, “Bibliography on power system probabilistic analysis (1962-1988)”, *IEEE Trans. on Power System*, vol. 5, no. 1, pp. 1-11, 1990.
- [SSL02] J.P.T. Saraiva, J.L.P.P. da Silva e M.T. Ponce de Leão, “Mercados de Electricidade – Regulação e Tarifação de Uso das Redes”, FEUP, 2002.
- [TLCA16] E. Telles, D.A. Lima, J. Contreras, N. Alguacil, “A New Transmission Tariff Allocation Model based on Bilevel Programming”, *IEEE Trans. on Power System*, 2016.
- [WEH01] T. Burton, D. Sharpe. “Wind Energy Handbook”, John Wiley and Son, LTD, 2001.
- [WTF06] E. Hau. “Wind Turbines Fundamentals, Technologies. Application, Economics”, Springer Verlag, 2006.