



Jairo Terra Ferreira Filho

**Tarifação de uso da transmissão considerando
múltiplos cenários operativos e contingências
na rede**

Dissertação de Mestrado

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

Orientador: Prof. Delberis Araujo Lima

Coorientador: Luiz Carlos da Costa Júnior

Rio de Janeiro
Março de 2022



Jairo Terra Ferreira Filho

**Tarifação de uso da transmissão considerando
múltiplos cenários operativos e contingências
na rede**

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

Prof. Delberis Araujo Lima

Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Dr. Luiz Carlos da Costa Júnior

Co-orientador

PSR Soluções e Consultoria em Energia Ltda

Dr. Luiz Augusto Nóbrega Barroso

PSR Soluções e Consultoria em Energia Ltda

Dr. Thiago de Faria Rocha Dourado Martins

Empresa de Pesquisa Energética- EPE

Rio de Janeiro, 31 de março de 2022

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

Jairo Terra Ferreira Filho

Graduou-se em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Potência na Universidade Federal do Rio de Janeiro em 2017. É atualmente coordenador de projetos e consultor de assuntos regulatórios na PSR e vem atuando na avaliação econômico-financeira de projetos de geração, assessoria estratégica para leilões de energia, estudos de planejamento energético integrado gás-eletricidade e assessoria regulatória para investidores.

Ficha Catalográfica

Ferreira Filho, Jairo Terra

Tarifação de uso da transmissão considerando múltiplos cenários operativos e contingências na rede / Jairo Terra Ferreira Filho ; orientador: Delberis Araujo Lima ; co-orientador: Luiz Carlos da Costa Júnior. – 2022.

122 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, 2022.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Elétrica – Teses. 2. Alocação dos custos de transmissão. 3. Múltiplos cenários operativos. 4. Análise de fluxo de potência sobre contingências. 5. Sinalização locacional. 6. Recuperação dos custos. I. Lima, Delberis Araujo. II. Costa Júnior, Luiz Carlos da. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. IV. Título.

CDD: 621.3

Aos que me acompanharam desde o início, em especial meu pai, Jairo Terra Ferreira (in memoriam) que me deu forças nesta empreitada enquanto pode, a minha mãe Beatriz Dias da Silva Terra Ferreira, pelo estímulo, cuidado e carinho, e a minha irmã Amanda Dias da Silva Terra Ferreira pela amizade e companheirismo.

A todos aqueles que se foram, vítimas da pandemia que nos assolou enquanto este trabalho foi realizado.

Agradecimentos

Aos amigos João Marcos Villela e Maynara Aredes, que acompanharam cada passo deste trabalho.

Aos companheiros, Mateus Cavalieri, Ana Sofia Viotti, Guilherme Machado, João Pedro Bastos e Felipe Lucas Nazaré, que participaram desta empreitada comigo

Ao Mário Veiga e ao coorientador Luiz Carlos da Costa, pelos conselhos, ideias, e excelente orientação acadêmica e profissional.

Ao professor e orientador Delberis, pela paciência e compreensão. Agradeço pelos ensinamentos e orientação, vitais no encaminhamento deste trabalho, e decisivas em minha vida acadêmica.

Ao Luiz Augusto Barroso, Fernando Porrua, Paula Valenzuela e todos da equipe de assuntos regulatórios da PSR, pela parceria, amizade e compreensão nos momentos em que compartilhei meu tempo entre trabalho e mestrado.

Aos demais amigos, que me incentivaram e estiveram ao meu lado nesta caminhada, Isabella Dannemann, Isabella Amato, Lucas Okamura, Lucas Khenayfis, Lucas Marinho, Natália de Medeiros, Vitor Lins, Sávio Cescon, Camila Metello, Gabriel Rocha, Raphael Sampaio, Diogo Fagundes e Samela Cescon.

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

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

Resumo

Filho, Jairo Terra Ferreira; Lima, Delberis Araujo; Júnior, Luiz Carlos da Costa. **Tarifação de uso da transmissão considerando múltiplos cenários operativos e contingências na rede.** Rio de Janeiro, 2022. 122p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A alta inserção de geração fontes de energia renovável variável (ERV) tem criado uma demanda por reforços e ampliações do sistema de transmissão existente, demanda essa que traz consigo altos custos de implantação e operação de novos equipamentos de rede. Neste contexto, o processo de cálculo de tarifas de uso do sistema de transmissão ganha destaque, já que este tem o potencial de integrar o planejamento da transmissão ao da geração, e fornecer sinalização econômica locacional aos geradores, revelando os verdadeiros custos de implantação dos geradores do ponto de vista do sistema.

No entanto, os processos tarifários atualmente empregados na maioria dos países não promovem esta sinalização adequadamente, principalmente por não levarem em conta características intrínsecas da rede e de seu planejamento. Este é o caso do Brasil que aplica um processo tarifário que promove sinalização econômica locacional diminuta e distorcida.

Muitos estudos sobre o tema, tem focado nos algoritmos de alocação de custos aplicados nos processos tarifários em busca da solução para este problema. No entanto, poucos comentam que este processo conta com uma etapa anterior à alocação de custos, ligada a formulação do cenário de operação do sistema que será utilizado como referência para o cálculo tarifário, e tem grande impacto sobre este.

Dessa forma, esta dissertação tem como objetivo o desenvolvimento de um processo de tarifação com foco na construção e seleção de múltiplos cenários de operação, aderentes aos níveis de confiabilidade utilizados no planejamento, e à sazonalidade das fontes, como referência para alocação de custos baseado no “uso” do sistema. Por meio desta abordagem, pretende-se embutir maior eficiência, e justiça ao cálculo tarifário, promovendo intensificação da sinalização locacional.

Este procedimento proposto, foi aplicado ao sistema Brasileiro a fim de testar suas propriedades e viabilidade em sistemas de grande porte. Seus resultados estão comparados com aplicação da metodologia proposta pela ANEEL na Consulta Pública 39/2021 e se mostram promissores quanto aos objetivos desta dissertação.

Palavras-chave

Alocação dos Custos de Transmissão; Múltiplos Cenários operativos; Análise de fluxo de potência sobre contingências; Sinalização locacional; Recuperação dos Custos.

Abstract

Filho, Jairo Terra Ferreira; Lima, Delberis Araujo (Advisor); Júnior, Luiz Carlos da Costa (Co-Advisor). **A novel approach for the transmission cost allocation problem considering multiple operational scenarios and contingencies in the network**. Rio de Janeiro, 2022. 122p. MSc. Dissertation – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The high insertion of generation variable renewable energy sources (ERV) has created a demand for reinforcements and expansions of the existing transmission system, which brings high costs of deployment and operation of new network equipment. In this context, the process of calculating transmission system usage rates gains prominence since it can integrate transmission planning with generation and provide locational economic signaling to generators, revealing the actual costs of implementing generators from the system's point of view.

However, the tariff processes currently employed in most countries do not promote this signaling properly, essentially because they do not consider the network's intrinsic characteristics and its planning. This is the case in Brazil that applies a tariff process that promotes small and distorted localist economic signaling.

Most studies on the subject have focused on the algorithms of cost allocation applied in tariff processes in search of the solution to this problem. However, few mention that a system operation scenario must be formulated to serve as a reference for the tariff calculation prior to cost allocation.

Thus, this dissertation aims to develop a tariff process focused on the construction and selection of multiple operating scenarios, adhering to the reliability levels used in planning and the sources' seasonality as a reference for cost allocation based on the "use" of the system. This approach intends to embed greater efficiency and justice to the tariff calculation, promoting the enhancement of locational signaling.

This proposed procedure will be evaluated in terms of desired properties and feasibility in large systems in a case study developed with the Brazilian system. The

case study results will be compared with applying the methodology proposed by ANEEL in public consultation 39/2021.

Keywords

Allocation of Transmission Costs; Multiple Operating Scenarios; Constrained Power flow analysis; Locational signaling; Cost Recovery.

Sumário

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	O PROCESSO DE PLANEJAMENTO IDEAL	18
1.2	O PROCESSO DE ALOCAÇÃO DE CUSTOS DE TRANSMISSÃO	19
1.3	A TARIFA DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO (TUST) NO BRASIL	21
1.4	OBJETIVOS DESTA DISSERTAÇÃO E CONTRIBUIÇÕES	22
1.5	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	23
2	O PROBLEMA DA ALOCAÇÃO DOS CUSTOS DE TRANSMISSÃO	24
2.1	PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO TRANSMISSÃO	24
2.2	OS CUSTOS DE TRANSMISSÃO	25
2.3	METODOLOGIAS PARA ALOCAÇÃO DOS CUSTOS DE TRANSMISSÃO	28
2.3.1	METODOLOGIA NODAL	32
2.3.2	METODOLOGIA PARTICIPAÇÕES MÉDIAS	36
2.3.3	RECUPERAÇÃO DE CUSTOS REMANESCENTES – SELO POSTAL	41
3	ALOCAÇÃO DE CUSTOS DE TRANSMISSÃO NO BRASIL	43
3.1	ASPECTOS METODOLÓGICOS DA TARIFAÇÃO NO BRASIL	44
3.1.1	FATOR DE PONDERAÇÃO	45
3.1.2	CENÁRIOS DE DESPACHO ARTIFICIAIS	46
3.1.3	REPRESENTAÇÃO DE CIRCUITOS CC	47
3.1.4	AJUSTE DA TUST DOS GERADORES PELA CAPACIDADE INSTALADA	48
3.1.5	REPRESENTAÇÃO DAS PERDAS NO DESPACHO DE GERAÇÃO ARTIFICIAL	49
3.1.6	AJUSTE DAS TARIFAS NEGATIVAS	50
3.2	CONSULTA PÚBLICA ANEEL 039-2021	50
3.3	ASPECTOS REGULATÓRIOS DA TARIFAÇÃO NO BRASIL	54
3.3.1	PROCESSO DE ESTABILIZAÇÃO DA TUST PARA GERADORES	55
3.3.2	DESCONTO NA TUST	56
3.4	PROPOSTAS PARA APRIMORAMENTO	56
4	METODOLOGIA	58
4.1	SIMULAÇÃO DOS CENÁRIOS OPERATIVOS E SIMULAÇÃO DO DESPACHO	61

4.1.1	FORMULAÇÃO DE CENÁRIOS DE DISPONIBILIDADE DE RECURSOS	64
4.1.2	FORMULAÇÃO DOS BLOCOS DE CARGA	68
4.1.3	O PROBLEMA DO DESPACHO ÓTIMO	69
4.1.4	EXEMPLO DEMONSTRATIVO – PRIMEIRA ETAPA	74
4.2	CÁLCULO DE FLUXO SOB CONTINGÊNCIA N-1	76
4.2.1	ATUALIZAÇÃO DA MATRIZ B – 1	77
4.2.2	ATUALIZAÇÃO DA MATRIZ B	79
4.2.3	EXEMPLO DEMONSTRATIVO – SEGUNDA ETAPA	80
4.3	SELEÇÃO DE CENÁRIOS PARA ALOCAÇÃO DE CUSTOS	81
4.3.1	EXEMPLO DEMONSTRATIVO – TERCEIRA ETAPA	84
4.4	ALOCAÇÃO DE CUSTOS E CÁLCULO TARIFÁRIO	85
4.4.1	RECUPERAÇÃO DE CUSTOS REMANESCENTES	86
4.4.2	HORIZONTE TEMPORAL PARA CÁLCULO E AGREGAÇÃO DE RESULTADO	87
4.4.3	EXEMPLO DEMONSTRATIVO – QUARTA ETAPA	88
5	ESTUDO DE CASO	94
5.1	PREMISSAS E BASE DE DADOS UTILIZADA	94
5.1.1	COMPATIBILIZAÇÃO GERAÇÃO X TRANSMISSÃO	96
5.1.2	REPRESENTAÇÃO DOS LIMITES DE INTERCÂMBIO	97
5.1.3	MODELAGEM DOS CUSTOS DE TRANSMISSÃO	97
5.1.4	MODELAGEM DE CIRCUITOS DE CORRENTE-CONTÍNUA	98
5.2	SIMULAÇÕES	99
5.2.1	SIMULAÇÃO ELETROENERGÉTICA	100
5.2.2	FLUXO DE POTÊNCIA SOB CONTINGÊNCIAS E SELEÇÃO DE CENÁRIOS	100
5.2.3	SIMULAÇÕES PARA CÁLCULO TARIFÁRIO	102
5.3	RESULTADOS	102
5.3.1	SIMULAÇÕES ELETROENERGÉTICAS	102
5.3.2	FLUXO DE POTÊNCIA SOB CONTINGÊNCIAS E SELEÇÃO DE CENÁRIOS	104
5.3.3	CÁLCULO TARIFÁRIO	105
6	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	113
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	115
8	ANEXO A – FLUXO DE POTÊNCIA LINEARIZADO	120

Lista de Figuras

Figura 1-1 – Processo de planejamento ideal	19
Figura 2-1 – Compartilhamento proporcional	36
Figura 3-1- Cenário de despacho proporcional por subsistema	47
Figura 3-2 – Alternativas de despacho proporcional	51
Figura 3-3 - Mapa de calor da TUST geração 2020/2021.	52
Figura 3-4 - Mapa de calor da TUST geração 2020/2021 alternativas.....	53
Figura 4-1 Visão geral do procedimento para alocação de custos proposto.	59
Figura 4-2 Processo de criação dos cenários operativos com rede intacta	64
Figura 4-3 O Dilema do despacho hidrotérmico	69
Figura 4-4 Sistema teste	74
Figura 4-5 Fluxograma do processo de criação dos cenários operativos com rede contingenciada	77
Figura 4-6 Processo de criação dos cenários operativos com rede contingenciada e cenários de fluxo de potência selecionados	83
Figura 4-7 Fluxograma do processo de alocação de custos de transmissão	88
Figura 5-1 Fluxo médio nas interconexões	103
Figura 5-2 – Carregamento máximo dos circuitos.....	104
Figura 5-3 Proporção entre parcela selo e locacional	106
Figura 5-4 Tarifa média por estado	106
Figura 5-5 Parcela locacional da tarifa média por estado	107
Figura 5-6 Participação das regiões na recuperação de receitas.....	108
Figura 5-7 Mapa de calor tarifário - Rede Intacta	109
Figura 5-8 Mapa de calor tarifário - Rede Contingenciada	110
Figura 5-9 Mapa de calor tarifário - Custo Ajustado	110
Figura 5-10 Comparação de resultados	111

Figura 5-11 Comparação entre tarifas médias 112

Lista de Tabelas

Tabela 4-1- Simulação no sistema teste com rede intacta.....	75
Tabela 4-2 – Simulação da rede teste sob contingências	80
Tabela 4-3 Comparação de resultados entre simulações com a rede intacta e com a rede contingenciada	81
Tabela 4-4 –Cenários de fluxo de potência selecionados - Sistema Teste 1º Estágio.....	84
Tabela 4-5 - Cenários de fluxo de potência selecionados – Sistema Teste 2º Estágio.....	84
Tabela 4-6 Capacidade de geradores e linhas no Sistema Teste	88
Tabela 4-7 Custos de circuitos do Sistema Teste	89
Tabela 4-8 Custos unitários de circuitos do Sistema Teste.....	89
Tabela 4-9 Custos alocados aos usuários da rede no sistema Teste – Estágio 1	89
Tabela 4-10 Custos alocados aos usuários da rede no sistema Teste – Estágio 2	89
Tabela 4-11 Tarifa Locacional parcial dos usuários da rede no sistema Teste – Estágio 1.....	90
Tabela 4-12 Tarifa Locacional parcial dos usuários da rede no sistema Teste – Estágio 2.....	90
Tabela 4-13 Tarifa Locacional	90
Tabela 4-14 Selo Postal	91
Tabela 4-15 Tarifa Final.....	91
Tabela 4-16 Custos unitários majorados de circuitos do Sistema Teste	92
Tabela 4-17 Custos alocados - Sistema Teste (custos ajustados) – 1º Estágio .	92
Tabela 4-18 Custos alocados - Sistema Teste (custos ajustados) – 2º Estágio .	92
Tabela 4-19 Tarifa Locacional parcial - Sistema Teste (custos ajustados) – 1º Estágio.....	92
Tabela 4-20 Tarifa Locacional parcial - Sistema Teste (custos ajustados) 2º Estágio.....	92
Tabela 4-21 Tarifa Locacional (custos ajustados)	92
Tabela 5-1 Capacidade de geradores e linhas no Sistema Teste.....	105

Lista de abreviaturas e siglas

ERV	Energia Renovável Variável
LCOE	Levelized Cost of Energy
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APF	Average Participation Factors
AS	Aumann-Shapley
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CME	Custo Marginal de Expansão
CMLP	Custo Marginal de Longo Prazo
CMO	Custo Marginal de Operação
CST	Custo de Uso do Sistema de Transmissão
DIT	Demais Instalações de Transmissão
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
LRMC	Long Run Marginal Costs
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
PAR	Plano de Ampliação e Reforços
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
RAP	Receita Anual Permitida
RB	Rede Básica
RN	Resolução Normativa
SIN	Sistema Interconectado Nacional
EUST	Encargo de Uso do Sistema de Transmissão
MUST	Montante de Uso do Sistema de Transmissão
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

1

Introdução

Atualmente, é comum a afirmação que fontes de energia renovável variável (ERV) como eólica e solar atingiram a "paridade de rede" e são mais baratas que as usinas de gás natural (ou mesmo carvão, em alguns casos). Embora a rápida redução de custos das fontes ERV seja um fato, há algumas críticas apontando que a comparação de custos entre ERVs e fontes térmicas, com base no custo nivelado de energia, ou Levelized Cost of Energy – LCOE em inglês, pode ser enganosa. O LCOE é um índice que determina o custo de produção unitário a partir de uma fonte de energia, incluindo principalmente custos com a implantação de geradores. No entanto, o cálculo do LCOE não considera custos potencialmente altos relacionados às ERVs, como por exemplo custos de implantação de recursos flexíveis necessários para gerenciar a intermitência de geração destas fontes, ilustrado pela conhecida "curva de pato". Outro custo potencialmente alto relacionado as ERVs é a necessidade de reforços e ampliações na rede de transmissão para conexão e escoamento deste tipo de fonte.

A dinâmica da expansão do Sistema Brasileiro atualmente é um exemplo de como os custos mencionados acima podem ser elevados. No Brasil, usinas eólicas e solares que estão sendo implantadas na região Nordeste do Brasil têm vencido leilões com preços mais competitivos que outras fontes [1]. No entanto, essa mesma região fica afastada do principal centro de carga do país, localizados no Sudeste, o que requer grandes investimentos em nova expansão de transmissão destinada a escoar a energia do Nordeste para o Sudeste.

Vale lembrar, que com forte vocação hidrelétrica, o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) já faz uso extensivo da capacidade hidráulica presente nas regiões Sul e Sudeste do país (áreas que correspondem à maior parcela da demanda energética). Dessa forma, as demais opções de expansão envolvem (i) a construção de usinas térmicas próximas aos centros de carga; (ii) investimento na construção de projetos hidrelétricos no Norte (onde ainda há capacidade para aproveitamento hidráulico) ou construção de parques eólicos no Nordeste e Sul, e solares no

Nordeste e Sudeste (Minas Gerais). A primeira opção exigiria menos investimento em transmissão, mas poderia representar altos custos de geração, uma vez que, em geral, os preços dos combustíveis fósseis não têm sido baixos. A segunda opção tem potencial para oferecer custos de geração mais baixos, mas exigiria maiores investimentos em transmissão.

Embora, o cenário descrito esteja acontecendo hoje em dia, o problema é bastante antigo e bem explorado pela literatura. O dilema entre a expansão da geração e transmissão tem sido desafiador para os formuladores de políticas energéticas e planejadores de países onde o ambiente centralizado de planejamento do sistema de energia se transformou em um mercado descentralizado e competitivo.

Na maioria desses países, a expansão da geração é realizada por um mercado competitivo onde decisões como localização e tamanho das usinas são tomadas pelo investidor que busca maximizar seus lucros, considerando fatores como disponibilidade de recurso de geração e custos de implantação e operação.

Por outro lado, o sistema de transmissão geralmente permanece como uma atividade totalmente regulamentada, dada a sua característica de monopólio natural. Dessa forma, historicamente, em muitos casos, o sistema de transmissão é planejado hierarquicamente, seguindo os resultados da expansão de geração impulsionada pelo mercado.

Este é o caso do Brasil, onde o planejamento para a expansão da geração é indicado e o da transmissão é determinado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que divulga anualmente relatórios contendo informações sobre a expansão. Ou seja, na prática, a expansão do parque de geração no Brasil é realizada de forma descentralizada, uma vez que os empreendedores desenvolvem projetos eólicos, solares, termelétricos, e outros que competem para adquirir contratos de fornecimento de energia em processos licitatórios, chamados de Leilões de Energia Nova.

No entanto, esse processo de planejamento hierárquico, onde a transmissão é construída após ser revelada a expansão da geração, pode levar a resultados não ideais. Além disso, em alguns casos, devido à crescente velocidade de implantação de renováveis e ao aumento das restrições ambientais que atrasam as obras de transmissão, a expansão da transmissão pode não conseguir atingir a geração a

tempo, causando enormes prejuízos tanto para os geradores quanto para os consumidores.

Dessa forma, considerando que, na maioria dos casos, a localização da implantação dos projetos desenvolvidos pelos empreendedores não é imposta pelo governo, é necessário que o planejador forneça sinais econômicos para que os investidores se comportem de forma ideal em Leilões de Energia Nova ou na expansão promovida pelo ACL, buscando locais de conexão que não exijam expansões dispendiosas para o sistema. Ou seja, um desenho de mercado que inclua os custos relacionados à transmissão quando os geradores são economicamente avaliados poderia beneficiar os consumidores, conduzindo economicamente a geração a ser implantada em locais ideais no sistema, especialmente se houver uma alta penetração ERVs [2].

1.1

O processo de planejamento ideal

O modelo ideal de planejamento para um mercado competitivo de geração aberto que funcione como mencionado no último parágrafo (incorporando aspectos de transmissão), assumindo que as informações são perfeitas, seria representado pelo seguinte problema de otimização:

$$Z = \min\{I(x) + O(x) + T(x)(1 - 1a)\} \quad (1.1)$$

Onde x é um vetor de decisões de investimento de geração. $I(x)$ representa os custos de investimento de geração para cada plano de geração X_i , $O(x)$ é o custo operacional de cada plano de geração X_i e $T(x)$ é uma função que representa os custos de transmissão associados a cada plano de geração X_i . O esquema da Figura 1-1 representa um processo competitivo regido pela equação acima.

Note que o retângulo cinza inferior presente neste esquema, representa o processo de expansão da transmissão, e o gerador não tem acesso aos dados que deste processo. A única sinalização recebida desse processo pelo agente de geração é a função de custo resultante $T(x)$. Essa função pode ser, em última análise,

entendida como a função tarifária de transmissão e deve refletir os custos do sistema de transmissão planejado.

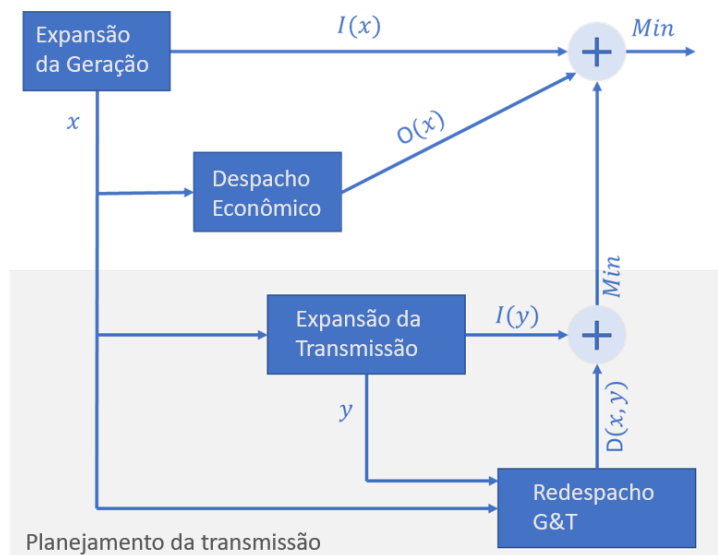


Figura 1-1 – Processo de planejamento ideal

1.2

O processo de alocação de custos de transmissão

De fato, para que a expansão da geração seja eficiente, seu planejamento deve incorporar os custos da expansão da transmissão. No entanto, a maneira como incorporar estes custos ou, em outras palavras, alocar esses custos é um problema desafiador. De acordo com o modelo ideal apresentado na Figura 1-1, a função tarifária deve ser resultante da expressão:

$$T(x) = \text{Min}\{I(y) + D(x, y)\} \quad (1.2)$$

Nesta expressão, $I(y)$ representa os custos do sistema de transmissão para cada decisão de expansão da geração, enquanto $D(x, y)$ representa os custos associados às restrições de transmissão que podem alterar o despacho econômico.

A Expressão (1.2) nos fornece uma ideia do que seria o mecanismo de sinalização de custos de transmissão ideal para guiar a expansão ótima. Porém na prática, é necessária uma metodologia analítica capaz de alocar os custos de transmissão aos agentes, de maneira fidedigna ao planejamento da expansão da

transmissão. Adicionalmente, Pérez-Arriaga em [3] descreveu propriedades básicas que tarifas para recuperação dos custos de transmissão deveriam ter, como Eficiência Econômica, Equidade (causalidade).

Uma maneira de realizar essa alocação de maneira fidedigna ao processo de planejamento, e consequentemente tendo as propriedades mencionados, se daria pelo procedimento de "última adição". Neste procedimento de alocação de custos, o planejamento da transmissão é replicado duas vezes, com e sem um determinado gerador, ou conjunto de geradores, e a diferença entre os custos alocada a estes. No entanto, como essa replicação de planejamento é na maioria das vezes inviável, as metodologias de alocação de custos de transmissão utilizadas na prática geralmente utilizam outras abordagens.

Dessa forma, algumas metodologias tentam identificar o benefício econômico auferido por cada agente graças à construção das instalações de transmissão. Outras identificam o impacto de uma adição/remoção do gerador nos fluxos de energia do circuito como um proxy de seu impacto no custo da rede de transmissão, conhecido como critério de uso do sistema.

Nessa última abordagem, mais comumente utilizada, o objetivo é alocar os custos da rede de acordo com o "uso" que cada agente faz dela. Para isso, uma métrica de "uso" é definida e cada agente paga a parcela usada no sistema. Com base nesse conceito, uma série de metodologias capazes de determinar o uso que cada agente faz da rede foram formuladas. Em geral, a métrica de uso é dada pelo fluxo de energia que passa pelas instalações de transmissão e o beneficiário é o agente responsável pela geração desse fluxo.

No entanto, este tipo de mecanismo depende fortemente do cenário de fluxo de potência tomado como base para alocação de custos, e como será visto mais adiante sua recuperação monetária e consequentemente sinalização locacional, é proporcional ao nível de carregamento dos circuitos. A receita remanescente, não recuperada pela metodologia locacional empregada, deve ser recuperada de alguma outra forma, sendo que geralmente as técnicas empregadas para tanto não são capazes de sinalizar economicamente os melhores pontos para implantação de geradores do ponto de vista sistêmico.

Ou seja, é importante assegurar que os cenários sobre os quais são calculadas as tarifas, se aproximem o máximo possível daqueles cenários que motivaram a

construção das linhas de transmissão, inclusive considerando os níveis de confiabilidade empregados no planejamento.

No entanto, estes cenários de uso do sistema utilizados no planejamento, são muito variados. Por exemplo, em sistemas com grande inserção de ERVs, é comum que um mesmo circuito seja planejado e construído para atender a diferentes cenários de geração, que podem se dar ao longo do dia. Adicionalmente, o dimensionamento deste circuito também considera diferentes cenários de contingenciamento em outros circuitos que poderiam causar sobrecargas (conferindo assim confiabilidade ao sistema). A dificuldade de processar todos estes cenários para o cálculo tarifário, motivou, na maioria dos casos, o regulador a utilizar apenas um cenário representativo dos momentos em que o sistema tem maior carga, como base de cálculo para as tarifas. Esta simplificação afasta o cálculo tarifário do planejamento, com a possibilidade de fornecer sinais locais distorcidos para os geradores.

Nota-se que as questões levantadas acerca dos cenários utilizados para cálculo de tarifas, extrapolam as questões relacionadas ao algoritmo de alocação em si, e se tornam um problema para quase todo tipo de processo de tarifação em que se busca promover sinalização locacional.

1.3

A Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) no Brasil

No Brasil, assim como em outros países, optou-se pela utilização de uma metodologia de tarifação baseada no uso da rede, com o intuito de fornecer sinalização locacional à expansão da geração, que como mencionado anteriormente é levada a cabo por investidores de forma descentralizada, que escolhem a fonte e o local de implantação dos geradores. Essa metodologia, referida neste texto como método Nodal ANEEL (em referência a agência regulatória do Setor Elétrico Brasileiro) se trata de uma das variantes da metodologia Nodal, e que faz uso da teoria marginalista para determinar o impacto das injeções de potência dos agentes nos fluxos dos circuitos.

No entanto, assim como outros métodos baseados no uso, o método Nodal só é capaz de recuperar os custos dos circuitos de maneira proporcional a seu carregamento no cenário de fluxo de potência utilizado como base para alocação de

custos. E assim como mencionado acima, o Brasil a exemplo da maioria dos países, utiliza apenas um cenário base de fluxo de potência para representar a dinâmica de uso da rede por geradores.

Esta premissa, se torna especialmente questionável no Brasil, devido à forte volatilidade sazonal característica de nossa principal fonte de geração elétrica, a fonte hidrelétrica, e se torna ainda mais crítica à medida que a inserção de ERVs aumenta, e os cenários operativos reais até dentro de um mesmo dia podem se diferenciar muito.

Adicionalmente as modificações realizadas na metodologia Nodal para sua aplicação no sistema brasileiro, e características intrínsecas do planejamento da transmissão, não consideradas, tornam o carregamento dos circuitos em muitos dos casos utilizados como base para alocação de custos muito baixo, de forma que somente uma pequena parcela dos custos é associada à componente locacional.

1.4

Objetivos desta dissertação e contribuições

No atual contexto de alta inserção de ERVs, e incapacidade dos processos atuais de tarifação empregados ao redor do mundo indicarem os reais custos de expansão da geração através destas fontes, o objetivo deste trabalho é propor um novo procedimento de tarifação capaz de promover sinalização locacional eficiente, equânime e alinhada com o planejamento.

Este novo procedimento foca na utilização de múltiplos cenários operativos que levem em consideração não somente o padrão de intermitência e sazonalidade das fontes, mas principalmente os níveis de confiabilidade empregados no planejamento. Para viabilizar este processo, serão aplicadas técnicas de computação avançada e algoritmos matemáticos eficientes, capazes de promover agilidade nos cálculos necessários. Adicionalmente, será empregado uma metodologia marginalista capaz de selecionar os cenários que induzem maior utilização do sistema de transmissão para a alocação de custos e cálculo tarifário.

Assim, espera-se que as tarifas resultantes do processo proposto sejam mais aderentes a realidade operativa e ao planejamento do sistema, com maior sinalização locacional. Dessa forma, realiza-se relevante contribuição para o tema de tarifação de transmissão, demonstrando que a disposição de ferramentas

computacionais, dispensam a necessidade de simplificações nos procedimentos de tarifação de custos de transmissão, que outrora ameaçavam dirimir ou distorcer a sinalização locacional das tarifas.

O procedimento proposto vai ser aplicado então em casos de estudo, onde examinaremos seu desempenho quando utilizado em um sistema elétrico de grande porte, neste caso, o sistema elétrico Brasileiro.

1.5

Estrutura da Dissertação

A fim de apresentar dissertação completa sobre o tema de tarifação de transmissão, bem como detalhar com acurácia a metodologia desenvolvida e os resultados obtidos de seu emprego, este trabalho foi estruturado em sete capítulos. O primeiro capítulo trata da presente introdução. Já o segundo capítulo traz uma revisão bibliográfica sobre o tema de tarifação em sistemas de transmissão. O terceiro apresenta o contexto do processo de tarifação empregado hoje no Brasil. O quarto e o quinto capítulos trazem, respectivamente, a metodologia desenvolvida no âmbito deste trabalho e os estudos de caso em que esta é empregada. E por fim, capítulos seis e sete, trazem respectivamente as conclusões e as referências bibliográficas.

2

O problema da alocação dos custos de transmissão

2.1

Planejamento da Expansão transmissão

Em sua maioria, as redes que compõe os sistemas de transmissão em países ao redor do mundo são compostas por instalações de alta tensão, geralmente acima de 69 kilovolts (kV)¹, e componentes associados. Estas instalações, são responsáveis por transportar energia em forma de eletricidade desde os polos de geração até os polos de consumo, em alta tensão, o que propicia um menor nível de perdas elétricas.

A rede de transmissão em países que apresentam perfil de consumo crescente está em constante expansão, principalmente devido ao critério de “livre acesso” à rede. Este critério é um dos elementos básicos de um mercado de eletricidade competitivo e aberto que determina que o sistema de transmissão deve garantir a todos geradores acesso à rede. Ou seja, à medida que o consumo, e consequentemente a geração de energia vão se expandindo cada um com suas características de volume e localização geográfica específicas, surge também a necessidade de ampliação da rede de transmissão para conexão e escoamento da energia destes agentes.

Neste contexto, o planejamento de expansão da transmissão é o processo pelo qual se identifica quais são as novas instalações para expansão do sistema, necessárias para garantir o livre acesso à rede seguindo requisitos de confiabilidade do sistema e qualidade de energia.

¹ A depender do sistema ou região, o limite mínimo de tensão de um equipamento para que este possa ser considerado com parte da rede de transmissão pode variar entre 69kV até 230kV. No Brasil o limite mínimo para que um equipamento seja considerado na Rede Básica (sistema central de transmissão brasileiro) é de 230kV.

Além disso, um outro fator que pode motivar e influenciar a expansão da transmissão é a eficiência econômica da provisão de energia. Este pode motivar a expansão tanto para redução de perdas elétricas que se traduzem em perdas econômicas quanto para redução de custos operativos do sistema, possibilitando que haja maior transferência de energia entre regiões.

Em resumo, podemos dizer que a construção de uma nova linha de transmissão pode ser motivada pela redução dos custos de geração, redução de cortes na demanda e vertimento. Vale ainda a pena mencionar que toda e qualquer solução (candidato) para expansão do sistema, além de atender aos requisitos e motivações mencionadas, devem também cumprir o critério de economicidade e minimização de custos.

Dito isto, podemos concluir que planejamento da expansão do sistema consiste na verdade em um problema de otimização, pois deve assegurar o atendimento da demanda a um determinado nível de confiabilidade ao longo do horizonte de planejamento. Os principais drivers para o planejamento da expansão são o crescimento da oferta/demanda e a congestão da rede. Por sua vez, os principais benefícios de um planejamento implementado de forma prudente são:

- a elevação do nível de confiabilidade do sistema;
- a postergação do investimento em construção de novas usinas; e
- a otimização do despacho econômico.

Como mencionado na introdução desta dissertação, todo este processo tem um custo que deve ser assinalado também ao processo de expansão da geração, para que seja atingido um ótimo global. A Figura 1-1 ilustra este processo.

2.2

Os custos de transmissão

A rede de transmissão é constituída por equipamentos como condutores, isoladores, transformadores, torres metálicas, além de dispositivos eletrônicos variados que atuam no controle, proteção e viabilização do transporte de energia por longas distâncias. Para instalação e operação destes equipamentos devem ser realizados investimentos, tanto para compra do equipamento em si, quanto para todo o processo de implantação e mais tarde operação.

No Brasil, estes investimentos são em um primeiro momento desembolsados por investidores que adquiriram o direito de construir e operar linhas de transmissão e subestações em leilões, recebendo como contrapartida uma receita anual, que é justamente o objeto de ofertas do leilão. Esta receita é então alocada aos agentes consumidores e geradores que fazem uso do sistema de transmissão.

Além deste custo “direto”, o transporte de energia ainda tem outros custos, como as perdas de energia, descolamento de preços marginais devido a congestões de rede e redespachos de geração necessários quando na ocorrência de contingências no sistema.

Devido às diferentes naturezas destes custos, podemos dizer que eles merecem tratamentos distintos. Nesta dissertação focaremos nos custos diretos de implantação e operação das linhas de transmissão.

A recuperação destes custos deve ser dada então por um método de alocação de custos capaz de repartir os custos entre os agentes. Segundo SILVA, E.L em [3] se a expansão do sistema fosse ótima, a recuperação dos custos poderia ser inteiramente realizada através da chamada renda de congestão, que é verificada quando há diferença de preços marginais nodais entre barras adjacentes. O produto entre esta diferença e os montantes transportados pelo circuito entre as barras mencionadas remuneraria os custos do dito circuito. Logicamente, este processo só é possível de ser realizado em mercados onde a energia é precificada via preços marginais nodais. Este é o conceito por trás dos direitos da transmissão (*“financial transmission rights”*, em inglês), que nada mais são que direitos negociáveis sobre a posse da renda de congestão.

No entanto, na prática, esta renda não é suficiente para cobrir os custos de investimento e operação das linhas de transmissão. Isso ocorre porque na maioria dos casos a rede de transmissão implementada é distinta daquela dita ótima. Isso se deve a alguns fatores, característicos do planejamento de cada sistema, mas que geralmente se relacionam com:

1. Critérios de confiabilidade - A confiabilidade do sistema está relacionada à robustez do sistema frente a eventos adversos que podem causar a perda de um ou mais equipamentos de transmissão. Em geral, esta robustez é conferida ao sistema através do planejamento redundante. No Brasil, por exemplo é utilizado o

critério N-1 na maioria dos circuitos e N-2 nos circuitos de interconexão. Estes critérios significam respectivamente que a provisão de potência no sistema deve seguir normal mesmo que haja uma falta em um equipamento do sistema (falta simples) ou em dois equipamentos do sistema (falta dupla);

2. Modularidade de equipamentos - Muitos dos equipamentos de transmissão não são feitos sobre medida, sendo padronizados para aumento da eficiência de sua produção. Dessa forma, como os equipamentos são fabricados para atender certos níveis de tensão e fluxo, não é possível adquirir equipamentos com capacidade igual ao fluxo ótimo calculado pelo planejamento. Logo, na maioria dos casos os circuitos são sobredimensionados;
3. Planejamento sob incerteza - O planejamento geralmente é realizado com base em previsões sobre o crescimento da oferta (geração) ou demanda (carga), de forma que existe sempre uma margem de erro entre as previsões e a realidade. Isto incentiva o planejador a construir capacidade adicional para que a margem de erro não se concretize em déficit e para que os circuitos sejam capazes de responder a períodos de crescimento de carga sem a necessidade de mobilização para construção de novas linhas em curtos intervalos de tempo;

Por conta desta incapacidade de recuperação de receitas via renda de congestão ou simplesmente devido a inexistência de precificação nodal em muitos países, hoje, a metodologia mais aceita para cálculo de tarifas de transmissão é aquela baseada no uso dos sistemas. Na próxima seção será detalhado o tema, mas, por hora, é relevante mencionar que por ser baseado no uso, esse tipo de metodologia é capaz de recuperar a receita de cada circuito, ponderada pelo seu uso, ou fluxo. A equação (2.1) reflete este fato.

$$T^* = \sum_{k=1}^K c_k \times |f_k| \quad (2.1)$$

Sendo,

T^* : custo de transmissão (\$)

k : indexa os circuitos ($k = 1, \dots, K$)

c_k : custo unitário do circuito k (\$/MW)

f_k : fluxo de potência no circuito k (MW)

Vale ainda ressaltar que o custo total recuperado, dado pela equação (2.1) depende do fluxo de potência, que pode ser diferente a depender dos cenários utilizados para o cálculo tarifário. Veremos nas próximas seções como isso impacta o cálculo tarifário e como o objetivo deste trabalho contribui para o aumento da recuperação de receita com sinalização locacional.

2.3

Metodologias para alocação dos custos de transmissão

As discussões em torno das diferentes metodologias de alocação dos custos de transmissão, capazes de promover sinalização econômica para os agentes é bem explorada na literatura técnica. Como é discutido em [4], geralmente este debate é centralizado em duas opções para alocação de custos: (i) socializar os custos entres os agentes usuários da rede ou; (ii) identificar os agentes beneficiados pela implantação das instalações de transmissão e alocar a eles os custos de ditas instalações.

De fato, a construção de certos ramos de transmissão beneficia diretamente alguns agentes. Este benefício pode ser percebido através de uma redução nos Custos Marginais de Operação determinados agentes ou ainda pode ser percebido pelo simples fato de um agente poder acessar a rede e utilizá-la.

Desta forma, o ideal seria a aplicação de uma metodologia de alocação de custos capaz de endereçar as questões até aqui abordadas, alocando maiores custos para aqueles “responsáveis” e “beneficiados” pela expansão da transmissão.

No entanto, de maneira geral, devido as características físicas inerentes ao fenômeno de transferência de energia, a determinação dos beneficiários da expansão da transmissão é uma tarefa complexa. E há de se ressaltar ainda que alguns benefícios têm natureza sistêmica, ou seja, beneficiam o sistema como um todo ao viabilizar sua operação com mais segurança. Por exemplo, os benefícios de

uma rede amplamente interconectada e redundante, como aumento da confiabilidade, melhora do desempenho dinâmico e maior aproveitamento do portfólio de geração são dificilmente imputáveis a um ou outro agente diretamente. Dessa forma, defensores da socialização dos custos dizem que é importante considerar que uma parcela dos custos deve ser compartilhada por todos os agentes do setor devido ao caráter sistêmico dos benefícios de uma rede interconectada.

A capacidade de uma metodologia tarifária de identificar e onerar os “responsáveis” pela expansão da transmissão é chamada de causalidade e é um dos atributos desejáveis em tarifas de transmissão, segundo Pérez-Arriaga, que descreveu características básicas que tarifas para recuperação dos custos de transmissão deveriam ter em [5]. Algumas delas são:

1. Eficiência Econômica – sinal locacional: capacidade de transmitir sinais econômicos que incentivem um comportamento mais eficiente da rede proporcionando uma “expansão ótima” do sistema de geração-transmissão;
2. Equidade (causalidade): capacidade de onerar os agentes de acordo com o uso da rede de transmissão;
3. Recuperação de Custos: capacidade de recuperar os custos de transmissão de maneira adequada.

Além destes princípios Lima, D. A., em [6] menciona a necessidade de cobertura dos custos de transmissão através de um critério de alocação justo, introduzindo também o conceito de justiça. Adicionalmente, Yang, Z., em [7] menciona a necessidade de um método de tarifação equânime e transparente, adicionando a transparência lista de atributos desejáveis em tarifas de transmissão.

Com base nestes princípios, várias metodologias de alocação de custos de transmissão foram desenvolvidas. As principais metodologias já propostas seguem em duas principais vertentes, aquelas que determinam os beneficiários a partir do impacto econômico que expansão da transmissão causa aos agentes e aquelas que determinam os beneficiários através do “uso” que os agentes fazem da rede.

Por exemplo, em [8], os autores desenvolveram uma metodologia que identifica os agentes beneficiários de um certo circuito através do cálculo dos custos marginais nodais do sistema, com e sem a presença deste circuito. A variação dos

custos marginais nodais na barra do dito agente seria o benefício auferido por este e dessa forma as tarifas seriam alocadas proporcionalmente a tal benefício.

Por outro lado, a segunda vertente de metodologias mencionada, segue a teoria de alocação baseada no “uso”, que busca onerar os usuários da rede de acordo com o “uso” que cada um faz desta. Para tanto, define-se uma métrica de “uso” e cada agente paga a parcela dos custos do sistema proporcional a este uso.

Com base neste conceito, uma série de metodologias [9]-[26] foram criadas a partir de diferentes técnicas capazes de estimar o uso que cada agente realiza da rede de acordo com algumas premissas. Em geral, a métrica de “uso” é dada pelo fluxo de potência que flui pelas linhas e subestações da rede e o beneficiário é o agente responsável por gerar este fluxo.

Em alguns casos, assim como em [9], o fluxo é fictício, representado pela energia que flui entre um par gerador e carga que mantem relações contratuais. Este método é conhecido como Caminho Contratual e apesar de guardar aderência com as relações comerciais, principalmente em sistemas que são operados centralizadamente, o fluxo dos caminhos contratuais não guarda relação com a operação real do sistema e com a direção real dos fluxos que é regida por leis físicas e não comerciais.

Em outros casos, as tarifas são definidas a partir da participação dos geradores no fluxo proveniente de uma simulação de fluxo de potência. Neste caso existem metodologias que tentam se aproximar ao máximo da modelagem mais acurada do modelo de fluxo de potência AC e outras baseadas no fluxo de potência linearizado, que constitui uma simplificação.

Entre as metodologias baseadas no fluxo de potência linearizado podemos mencionar a metodologia Nodal, que foi primeiro proposta em [10]. Esta metodologia faz uso do fator de sensibilidades proveniente do cálculo do fluxo de potência linearizado para determinar o impacto marginal que uma injeção de potência em uma determinada barra tem sobre os fluxos dos circuitos do sistema. Alocando custos de acordo com estes fatores. No Brasil é utilizada uma variante desta metodologia para alocação de custos, e que será detalhada posteriormente.

Outra metodologia baseada no “uso”, mas que ao invés de utilizar o impacto marginal das injeções, busca determinar a participação média da injeção de uma barra em um dado circuito, foi proposta por J. Bialek, em [11]. Neste tipo de

método, através de uma matriz de participações, o autor propõe identificar o traçado percorrido pela injeção de uma barra na rede. Esta metodologia, também chamada de método de Fatores de Participações Média, possui valiosa simplicidade intuitiva e lógica e, por isso, como será mencionado mais a frente, foi selecionada para fazer parte da metodologia desenvolvida nesta dissertação. Dessa forma, também será detalhada a frente.

Existe também uma classe de métodos que faz uso da teoria de jogos cooperativos, utilizando conceitos como o Valor de Shapley [12] no desenvolvimento de métodos de alocação dos custos do sistema de transmissão. A metodologia desenvolvida em [13] faz uso do algoritmo proposto em [14], para alocar custo obedecendo princípios como o da superposição do sistema, característico de metodologias marginais como a metodologia Nodal, e a simplicidade intuitiva proveniente de métodos de traçado como o caso dos Fatores de Participações Médias.

Entre as metodologias baseadas no fluxo de potência AC, temos os métodos Zbus [15] e Ybus [16] que se baseiam na teoria de circuitos e consideram características físicas da rede na alocação de custos.

De fato, as metodologias baseadas no “uso” do sistema são muito exploradas na literatura técnica e utilizadas em sistemas reais. No entanto, um problema comum a maioria destas metodologias é o nível de recuperação dos custos que elas proporcionam. Este problema está diretamente relacionado ao carregamento das linhas, que devido aos fatores característicos do planejamento da transmissão que foram listados anteriormente, podem ser muito aquém da capacidade destas nos cenários de fluxo de potência utilizados para cálculo tarifário. Geralmente, este problema é solucionado através da aplicação de uma técnica que aloca os custos remanescente a todos os usuários da rede na mesma proporção, de nome Selo Postal. Ou seja, esta técnica segue apenas o princípio da socialização e a alocação estabelecida e não guarda relação com a topologia do sistema, uso dos agentes ou benefício auferido pela expansão [17].

Uma abordagem diferente da mencionada, é a utilização de cenários de fluxo de potência que propiciem um maior carregamento das linhas, e logo maior arrecadação através das tarifas calculadas através das metodologias que promovem sinalização econômica. Uma forma de se fazer isso, é reproduzir no cálculo

tarifários os cenários de fluxo de potência que motivaram a construção das linhas. Estes cenários, geralmente são aqueles onde o sistema está sob estresse, com altos níveis de carga e geração por exemplo.

No entanto, cada grupo de circuitos tem sua construção motivada por diferentes cenários. Dessa forma, SILVA, G.C., em [18] propôs um processo de alocação de custos, que considera múltiplos cenários operativos da rede intacta, selecionando para alocação de custos de cada circuito, aqueles cenários que proporcionam o maior carregamento nestes.

Ainda assim, devido aos níveis de confiabilidade utilizados no planejamento do sistema, o carregamento dos sistemas ficava muito abaixo da capacidade deste, o que resultava em recuperação de receitas abaixo do necessário e consequente alocação de custos remanescentes através de metodologias que não proporcionam sinalização locacional.

Nesta dissertação, propomos a utilização de cenários também com a rede contingenciada, em um cálculo sazonal. Contingenciar os múltiplos circuitos da rede para um cálculo tarifário isonômico, exige um grande número de simulações, que só é possível através da heurística para cálculo de fluxo de potência linearizado de alta performance implementando no âmbito desta dissertação, aliado a técnicas de computação sofisticados que permitem a utilização de grande capacidade computacional a custos baixos.

2.3.1 Metodologia Nodal

A metodologia Nodal, é uma das metodologias que aloca custos baseada no uso que cada agente faz da rede. Esta metodologia, também faz uso do conceito marginalista, e busca atribuir aos agentes a variação dos custos de transmissão quando se incrementa em 1 MW a injeção de potência na barra em que o agente está. Ou seja, a tarifa do agente localizado no barramento i pode ser expressa pela seguinte função:

$$\pi_i = \frac{\partial T}{\partial P_i} \quad (2.2)$$

Na equação (2.2), π_i representa a tarifa na barra i , T o custo total da transmissão e δP_i um incremento de potencial na barra i .

Para calcular a derivada acima, devemos lembrar que as metodologias baseadas no uso consideram que o custo atribuível aos agentes é aquele referente ao uso que estes fazem do sistema, e este uso está ligado ao fluxo. Logo, dizer que a tarifa é definida pela variação do custo da transmissão dado um incremento de potência na barra em que o agente se localiza é o mesmo que dizer que a tarifa é igual ao produto entre variação que um incremento de potência na barra do agente causa no fluxo de potência que flui pelos circuitos e o custo unitário dos respectivos circuitos.

Esta variação no fluxo do circuito k dado um incremento na barra i nos é fornecido pelo fator beta, ou seja:

$$\beta_{ki} = \frac{\partial f_k}{\partial P_i} \quad (2.3)$$

Este fator, também conhecido como fator de sensibilidades, é calculado a partir do método de Fluxo de Potência Linearizado, detalhado no anexo desta dissertação, e depende das características da rede de transmissão e do sentido fluxo dominante em cada circuito do sistema.

Portanto, a partir da Equação (2.3) e da definição de uso do sistema, podemos dizer que as tarifas de geração e de consumo da barra i podem ser expressas pela seguinte equação:

$$\pi_i^g = -\pi_i^d = \sum_{k=1}^K \beta_{ki} \cdot c_k \quad (\$/MW) \quad (2.4)$$

sendo β_{ki} a matriz de sensibilidade do fluxo no circuito k como função de uma injeção marginal no barramento i , c_k o custo unitário do circuito k ($\$/MW$).

K denota o número total de circuitos e π_i^g e π_i^d são respectivamente as tarifas para o seguimento de geração e consumo para o barramento i .

Em outras palavras, a tarifa calculada para o barramento i será o resultado do somatório do produto entre o custo unitário de cada circuito (custo total do circuito dividido por sua capacidade) e a contribuição que uma injeção marginal causa nos fluxos. Logo, verifica-se que as tarifas nodais dependem do ponto de conexão do agente no sistema, portanto, o valor desta parcela é também conhecido como tarifa locacional.

Nota-se que, os geradores que em um determinado ponto da rede apresentam fluxos incrementais no mesmo sentido que os fluxos produzidos pelo despacho de referência, ou seja, possuem um β positivo, pagam por este uso, ao passo que os agentes que apresentam fluxos incrementais no sentido contrário do fluxo de referência (contrafluxo), possuem um β negativo, recebem créditos por este uso.

Outro ponto interessante deste método é que ele depende da alocação suplementar do Selo Postal, não somente para garantir a recuperação total dos custos de transmissão, mas também para garantir que essa recuperação seja feita nas proporções desejadas. Por exemplo, no Brasil é definido na regulamentação tarifária que esta proporção é de 50% para geradores e 50% para consumidores.

A realização deste procedimento de utilização do Selo Postal para ajustar a proporção da arrecadação de custos, é equivalente a mover a barra de referência do sistema para um ponto em que o cálculo tarifário Nodal por si só garantiria a proporção correta. E, neste caso, geradores próximos deste ponto teriam tarifas diminutas, dado que todas suas injeções marginais seriam consumidas pela barra de referência. Este fato torna as tarifas menos isonômicas como demonstrado em (27). Geralmente, este ponto tende a se aproximar de pontos com grandes centros de carga e geração.

De posse da Fórmula (2.4), é possível provar que o cálculo da tarifa a partir do método nodal, que é um método marginal baseado no “uso” da rede, é capaz de recuperar para cada circuito apenas a porcentagem dos custos proporcional ao seu carregamento.

Através da Definição (2.3), pode-se inferir que o fluxo nos circuitos é representado pela expressão:

$$f_k = \sum_{i=1}^N \beta_{ki} \cdot (d_i - g_i) \quad (2.5)$$

Sendo que d_i e g_i representam a demanda e geração no barramento i , respectivamente. N representa o número total de barras no sistema. Ou seja, o fluxo no circuito k é dado pelo somatório do produto entre a injeção de potência de todas as barras do sistema e os fatores de sensibilidade do circuito k para estas barras.

Dado que a receita total recuperada é dada pelo produto entre a tarifa de cada agente e sua injeção temos que:

$$Receita\ total = \sum_{i=1}^N \pi_i \cdot (d_i - g_i) \quad (2.6)$$

Substituindo (2.4) em (2.6), temos:

$$Receita\ total = \sum_{i=1}^N \sum_{k=1}^K \beta_{ki} \cdot c_k \cdot (d_i - g_i) \quad (2.7)$$

Substituindo (2.5) em (2.7), podemos concluir que o montante máximo que pode ser recuperado usando o método nodal é:

$$Receita\ total = \sum_{k=1}^N c_k \cdot |f_k| \quad (2.8)$$

A metodologia Nodal, tem como principais pontos positivos sua natureza marginal que contribui para o incentivo econômico ideal para a expansão do sistema, e sua simplicidade matemática.

No entanto, como mencionado, esta tarifa é fortemente dependente da “barra slack virtual” do sistema, o que pode gerar falta de isonomia entre os agentes quando essa metodologia é utilizada em sistemas com muitos centros de carga.

2.3.2 Método de Participações Médias

A metodologia de Participações Médias (conhecida em inglês como, Average Participation Factors – APF) é amplamente aplicada ao problema geral de transportes em que fluxos são distribuídos em uma rede de malha. Essa técnica também é realizada com base em um cenário linear de fluxo de energia, onde a ideia principal é determinar a participação dos agentes (geradores e cargas) no fluxo de todos os elementos de rede. Em outras palavras, a metodologia visa traçar o caminho das injeções e alocar custos com base nisso.

O princípio adotado para traçar esses fluxos é o princípio de partilha proporcional [11], onde se supõe que os fluxos que saem de barramento do sistema podem ser decompostos em fatores de acordo com os fluxos que entram neste mesmo barramento. Os fatores têm a mesma proporção que os fluxos entrantes têm na injeção total de potência no barramento em questão. Este princípio é ilustrado na Figura 2-1 .

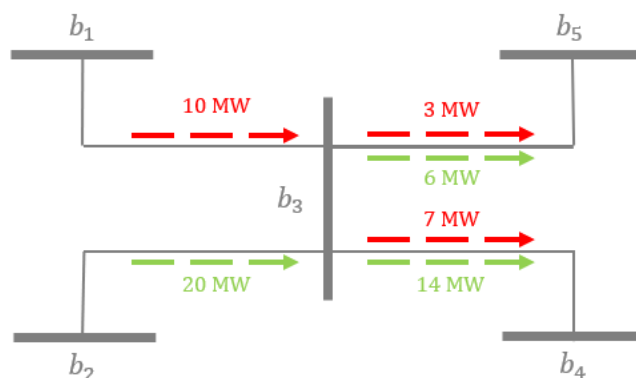


Figura 2-1 – Compartilhamento proporcional

Neste exemplo, a participação do barramento b_1 no fluxo total injetado no barramento b_3 é de $1/3$, enquanto a participação da b_2 é de $2/3$. Portanto, segundo a metodologia, a participação de b_1 e b_2 no fluxo saindo da b_3 deve seguir a mesma proporção. Desta forma, se houver um gerador no barramento b_1 , ele é responsável por $1/3$ do fluxo que passa no circuito $b_3 - b_5$. JUNIOR, L. C em [27] formulou um algoritmo que é computacionalmente eficiente e robusto para calcular os fatores de participação.

A potência que incide no barramento i pode ser expressa como:

$$P_i = \sum_{j \in \alpha_i^g} |P_{ij}| + P_{Gi} \quad (2.9)$$

Onde,

P_i – Potência incidente na barra i

P_{ij} – Fluxo na linha $i-j$

P_{Gi} – Potência gerada da barra i

α_i^g – Conjunto de barras que injetam potência na barra i , através do circuito $i-j$

N – Número de barras

Desconsiderando as perdas na linha $i - j$, tem-se que:

$$|P_{ij}| = |P_{ji}| \quad (2.10)$$

Se multiplicarmos e dividirmos o fator a direita da igualdade por P_j e substituirmos a equação resultante em (2.9), temos a seguinte expressão:

$$P_i - \sum_{j \in \alpha_i^g} \frac{|P_{ji}|}{P_j} P_j = P_{Gi} \quad (2.11)$$

A equação (2.11) pode ser reescrita na forma matricial da seguinte forma:

$$A_u \underline{P} = \underline{P}_G \quad (2.12)$$

Onde,

A_u – Matriz de distribuição *upstream*

\underline{P} – Vetor de potência incidente nas barras

\underline{P}_G – Vetor de potência gerada nas barras

Os elementos da matriz A_u são calculados da seguinte maneira:

$$[A_u]_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{para } i = j \\ -\frac{|P_{ji}|}{P_j} & \text{para } j \in \alpha_i^g \\ 0 & \text{para os demais elementos} \end{cases} \quad (2.13)$$

Caso a matriz formada de acordo com a expressão (2.13) seja invertível, podemos reescrever a equação (3.6) da seguinte forma:

$$P_i = \sum_{k \in \Omega_g} [A_u^{-1}]_{ik} P_{Gk} \quad (2.14)$$

onde Ω_g corresponde ao conjunto de barras que possuem geração.

A partir da equação (2.14), define-se o elemento $[A_u^{-1}]_{ik}$ como o fator de distribuição nodal da geração da barra k na barra i . O produto deste fator pela geração da barra k , P_{Gk} , representa o montante da potência incidente na barra i que é atribuído à geração da barra k .

Logo, a equação (2.14) pode ser reescrita como:

$$P_i = \sum_{k \in \Omega_g} P_{ik}^P \quad (2.15)$$

onde P_{ik}^P corresponde à potência do gerador conectado na barra k refletida na barra i .

A partir de (2.15) conclui-se que a potência total incidente na barra i pode ser expressa como um somatório de parcelas associadas a cada um dos geradores do sistema. Portanto, a participação do gerador conectado na barra k na potência incidente da barra i é dada pela equação (2.16):

$$\Phi_{ik} = \frac{P_{ik}^P}{P_i} \quad (2.16)$$

e, conseqüentemente, leva a seguinte equação:

$$\sum_{k \in \Omega_g} \Phi_{ik} = 1 \quad (2.17)$$

Logo, utilizando a equação (2.14), o fluxo retirado da barra i por uma linha i - j pode ser calculado como:

$$P_{ij} = \frac{P_{ij}}{P_i} P_i = \frac{P_{ij}}{P_i} \sum_{k \in \Omega_g} [A_u^{-1}]_{ik} P_{Gk} = \sum_{k \in \Omega_g} D_{ij,k} P_{Gk} \text{ para } j \in \alpha_i^d \quad (2.18)$$

onde α_i^d representa o conjunto de barras que retiram potência da barra i , através do circuito i - j .

A partir da equação (2.18), $D_{ij,k} = \frac{P_{ij}[A_u^{-1}]_{ik}}{P_i}$ é definido como o fator topológico de distribuição da geração que corresponde à parcela da geração do gerador conectado à k -ésima barra que flui na linha i - j .

Os fatores topológicos de distribuição da geração são baseados na análise topológica dos fluxos da rede de transmissão e representam a participação de um determinado gerador conectado na barra k no fluxo de uma linha, conforme demonstrado em (2.19). Consequentemente, estas parcelas são sempre positivas.

A partir da equação (2.16), é possível expressar a equação (2.18) como:

$$P_{ij} = \frac{P_{ij}}{P_i} P_i = \frac{P_{ij}}{P_i} \sum_{k \in \Omega_g} \frac{[A_u^{-1}]_{ik} P_{Gk}}{P_i} = \sum_{k \in \Omega_g} \Phi_{ik} P_{ij} \quad (2.19)$$

A equação (2.19) remete ao princípio da proporcionalidade, no qual cada MW retirado de uma determinada barra i possui a mesma proporção das injeções em relação à potência incidente. Portanto, o fluxo P_{ij} pode ser decomposto em um somatório de parcelas associadas à participação dos geradores do sistema na barra i , de onde o circuito i - j retira potência.

Similarmente ao conceito introduzido em (2.15), é possível então definir:

$$P_{ij} = \sum_{k \in \Omega_g} P_{ij,k}^P, i = 1, \dots, N; \forall j \in \alpha_i^d \quad (2.20)$$

onde $P_{ij,k}^P$ corresponde à potência do gerador conectado na barra k refletida no circuito i - j , e consequentemente definimos:

$$\Gamma_{ij,k} = \frac{P_{ij,k}^P}{P_{ij}}, i = 1, \dots, N; \forall j \in \alpha_i^d; \forall k \in \Omega_g \quad (2.21)$$

como a participação do gerador conectado na barra k no fluxo do circuito i - j .

A partir das equações (2.20) e (2.21) é possível obter a equação (2.22):

$$\sum_{k \in \Omega_g} \Gamma_{ij,k} = 1, i = 1, \dots, N; \forall j \in \alpha_i^d \quad (2.22)$$

Obtidas as participações dos geradores nos fluxos das linhas de transmissão, é possível calcular o custo associado a cada um dos geradores em cada uma das linhas do sistema, conforme a equação (2.23).

$$U_k = \sum_{i=1}^N \sum_{j \in \alpha_i^d} \sigma c_{ij} P_{ij} \Gamma_{ij,k} \quad \forall k \in \Omega_g \quad (2.23)$$

Onde,

U_k – Custo total associado à barra k [\\$]

c_{ij} – Custo unitário do circuito i - j [\$/MW]

σ – Proporção dos encargos atribuídos aos geradores

Desta maneira, a tarifa de geração da barra k é calculada em (3.21).

$$\bar{\pi}_k^g = \frac{U_k}{P_{Gk}} \quad \forall k \in \Omega_g \quad (2.24)$$

Para as barras que não possuem geração, e, portanto, não utilizam o sistema de transmissão, a tarifa será igual a zero.

A tarifa apresentada pela equação (2.4) foi calculada para apenas um cenário sem considerar contingências ou cenários múltiplos de consumo e geração. A metodologia a ser apresentada mais a frente, mostrará como extrapolar este método para considerar estes diversos cenários.

O método APF tem propriedades atraentes: de simples de aplicação, corresponde à "intuição de engenharia" que os fluxos de circuito vão para as cargas "mais próximas" da injeção e produz tarifas mais consistentes e estáveis do que o método Nodal.

2.3.3

Recuperação de custos remanescentes – selo postal

Como já mencionado e provado, as metodologias de alocação de custos com base no “uso” do sistema, não são capazes de alocar a totalidade dos custos de transmissão. Dessa forma, a parcela remanescente de custos de transmissão não recuperados pela parcela locacional deve ser alocada usando outro método.

Uma formulação de alocação complementar comum na literatura chamado esquema do Selo Postal pode ser aplicado neste caso. O esquema de Selo Postal é implementado através da aplicação de uma tarifa única a ser adicionada a todos os agentes, calculada a partir da partilha homogênea da diferença entre os custos recuperados a partir da parcela locacional e os custos totais entre todos os usuários:

$$\pi_G^{Selo} = \frac{\text{Custo total} \cdot \% \text{ geração} - \sum_{i=1}^N \pi_i^g \times g_i}{\sum_{i=1}^N (g_i)} \quad (2.25)$$

Na equação acima, π_G^{Selo} representa a tarifa proveniente do Selo a ser aplicada ao seguimento de geração, % geração o percentual do custo total a ser atribuído ao segmento de geração e a parcela $\sum_{i=1}^N \pi_i^g \times g_i$ denota os montantes arrecadados pelas aplicações da parcela locacional ao segmento de geração. Dessa forma a componente selo é calculada a partir da divisão da parcela dos custos totais não

recuperada pela tarifa locacional e o total de potência gerada do sistema $\sum_{i=1}^N(g_i)$.

O cálculo da tarifa Selo para o segmento de consumo é análogo.

3

Alocação de custos de transmissão no Brasil

O serviço público de transmissão de energia elétrica no Brasil (construção, operação e manutenção de instalações de transmissão) é regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e desempenhado por empresas que adquirem o direito de construir e operar linhas de transmissão através dos leilões de transmissão [29] ou autorizações concedidas pelo regulador. A atividade é remunerada através de uma receita fixa, objeto de lances nestes leilões. Ou seja, a ANEEL promove leilões de transmissão onde são ofertadas concessões de novos empreendimentos de transmissão planejados pela EPE e as empresas interessadas em adquirir as novas concessões se cadastram e ofertam os valores de receitas que requerem para construir, operar e manter as instalações pertencentes à concessão. Existe ainda um mecanismo adicional de autorização de construção de reforços e melhorias no sistema, onde a receita fixa é determinada pela ANEEL sem processo licitatório.

O pagamento da receita fixa devida às empresas transmissoras, denominada no Brasil como Receita Anual Permitida (RAP), é feito através da coleta de encargos cobrados aos usuários das redes, mais especificamente geradores, grandes consumidores de energia e distribuidoras. Estes encargos, chamados de Encargos de Uso do Sistema (EUST) são aplicados mensalmente a partir de uma tarifa em R\$/kW.mês chamada de Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), e são proporcionais aos montantes de potência contratados pelos referidos usuários da rede. Estes montantes são chamados de Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUST). Em resumo, os usuários pagam mensalmente o produto de sua tarifa pelo montante contratado ($TUST \times MUST$).

A TUST mencionada acima é então a tarifa responsável por recolher o pagamento da RAP de todo o sistema, e dessa forma seu cálculo deve possibilitar a cobertura total do custo relacionado ao pagamento das empresas de transmissão.

Além disso, a TUST também deve fornecer sinal econômico locacional tendo em vista a relação entre a expansão ótima dos recursos de geração e de consumo e os custos de se transportar a energia.

Seguindo estas principais diretrizes, o cálculo da TUST foi idealizado a partir de uma variante do método Nodal detalhado anteriormente. Esta variante, descrita em [30] se difere da metodologia original devido a algumas alterações realizadas ao longo do tempo que acabaram por reduzir e distorcer os sinais locacionais das tarifas que, em consequência, não fornecem à expansão do sistema a “sinalização” de alocação que se pretendia. Este procedimento de cálculo é estabelecido nas Resoluções Normativas 289/99 [31] e 559/13 [32] e será detalhado em seus aspectos metodológicos e regulatórios nas seções a seguir.

3.1

Aspectos metodológicos da tarifação no Brasil

Na subseção 2.3.1 desta dissertação, foi detalhado o mecanismo de alocação de custos conhecido como método Nodal. Este mecanismo é o mesmo utilizado no sistema elétrico brasileiro, porém com algumas modificações.

Neste ponto, vale lembrar que um processo de tarifação engloba outras etapas além do cálculo de alocação de custos em si. Por exemplo, foi explicado nesta dissertação que as metodologias baseadas no “uso” do sistema de transmissão, como o caso da metodologia Nodal, são performadas tendo como ponto de partida um cenário de fluxo de potência que reflete a operação do sistema real.

Ou seja, a construção da base de dados que reflete a topologia do sistema e a simulação de fluxo de potência que será o ponto de partida para a alocação de custos, são etapas importantes no processo de tarifação que tem influência direta nos resultados.

Sendo assim, a seguir serão detalhados os pontos do processo de tarifação brasileiro que o torna singular. A começar pela modificação que foi introduzida diretamente na fórmula da alocação de custos do método Nodal.

3.1.1 Fator de ponderação

Na variante da metodologia Nodal que foi empregada no sistema Brasileiro, introduziu-se um fator adicional na Equação (2.4) que tem como intuito ponderar a parcela de custos de cada circuito atribuído a cada agente, pelo nível de carregamento deste mesmo circuito. Ou seja, a Equação (2.4), passa a ser:

$$\pi_i^g = -\pi_i^d = \sum_{k=1}^K \beta_{ki} \cdot c_k \cdot \rho_k \quad (3.1)$$

Onde ρ_k é o chamando fator de ponderação, que assume um valor de 0 a 1 representado de acordo com o carregamento r_k do circuito k , entre um intervalo pré-determinado (r_{kmin}, r_{kmax}) , de forma que:

$$\rho_k = \begin{cases} 0, & \text{se } r_k \leq r_{kmin} \\ \frac{f_k}{Cap_k}, & \text{se } r_{kmin} < r_k < r_{kmax} \\ 1, & \text{se } r_k \geq r_{kmax} \end{cases} \quad (3.2)$$

Onde f_k é o fluxo do circuito k e Cap_k a capacidade do circuito k . Os limites de carregamento para ponderação, r_{kmin} e r_{kmax} , atualmente assumem os valores 0 e 1 respectivamente, o que permite máxima excursão do fator de ponderação.

Nota-se que como este fator tem valor entre 0 e 1 a depender do carregamento do circuito, este acaba por reduzir a alocação de custos, o que por sua vez impacta a recuperação total dos custos por este método.

Na seção 2.3.1, já foi demonstrado que na Metodologia Nodal tradicional, a recuperação total da receita requerida através do sinal locacional é proporcional ao carregamento dos circuitos da rede. Com a adição do fator de ponderação, no entanto, a Equação (2.8) também é modificada, ficando como:

$$T^* = \sum_{k=1}^K c_k \cdot |f_k| \cdot \rho \quad (3.3)$$

Como consequência, o efeito do fator de ponderação é tornar o sinal locacional proporcional ao quadrado do nível de carregamento dos circuitos. Em outras palavras, se o nível de carregamento de um circuito era, por exemplo, 30%, o sinal locacional passa a ser $(0,3)^2 = 9\%$ do encargo de transmissão, e os restantes 91% deverão ser alocados de acordo com o Selo Postal.

3.1.2 Cenários de despacho artificiais

Outro ponto singular do processo tarifário brasileiro é o cenário de fluxo de potência utilizado como referência para determinação do uso que os geradores fazem das redes e consequente alocação de custos. Este cenário, é construído sobre uma situação hipotética em que os geradores de cada região (Sul, Sudeste, Norte e Nordeste) são despachados de acordo com um critério de proporcionalidade (todos os geradores devem ser despachados no mesmo percentual de suas capacidades) e de atendimento exclusivo à demanda da própria região, podendo haver transferências de energia entre regiões apenas quando a capacidade de geração de alguma região se esgotar sem que a carga desta seja suprida. A Figura 3-1 ilustra o critério de proporcionalidade de atendimento local.

Por não encontrar qualquer paralelo com os critérios de operação do sistema elétrico real, tampouco similaridade com qualquer cenário de despacho verificado na realidade, o cenário criado sobre a hipótese mencionada é conhecido como despacho artificial.

O uso deste cenário artificial, também chamados de Cenário de Despacho Proporcional por Subsistema, acaba distorcendo o sinal econômico que se pretendia fornecer com o uso da metodologia Nodal. Primeiro, porque este não reflete os cenários utilizados no planejamento do sistema, nem os cenários reais de operação. Segundo, porque neste cenário, os geradores localizados em regiões que concentram maior consumo são despachados em percentuais mais altos, que geradores localizados em regiões de baixo consumo. Como um despacho mais elevado se traduz em um uso maior do sistema de transmissão, estes geradores acabam por pagar indevidamente tarifas mais caras. Este fato acaba por distorcer o sinal locacional, incentivando investidores a implantar geração afastada da carga.

No contexto brasileiro, isso significa que geradores das regiões sudeste e sul do Brasil tem um alto nível de despacho neste cenário artificial pois devem suprir toda a carga das respectivas regiões, enquanto geradores do Norte e Nordeste são menos acionados. Vale lembrar, que na realidade operativa, geradores do Norte e Nordeste fazem maior uso da rede por exportarem energia e suprir cargas do Sudeste.

Adicionalmente, outra consequência deste critério de despacho é o esvaziamento dos fluxos de intercâmbios, uma vez que o despacho é feito de maneira que não haja ou haja pouco intercâmbio de energia entre as regiões. Como já foi demonstrado, na metodologia Nodal, só é alocada a parcela dos custos do circuito que são proporcionais ao uso dos circuitos (nível de carregamento). Se estes circuitos não são utilizados, seus custos, que geralmente são elevados devido às grandes distâncias que percorrem e alto nível de tensão, acabam não sendo alocados.



Figura 3-1- Despacho proporcional por subsistema

3.1.3 Representação de circuitos CC

Como detalhado na seção 2.3.1, a metodologia Nodal se baseia na derivada dos fluxos nos circuitos com relação a injeções de potência incremental nas barras. No caso de redes compostas exclusivamente por circuitos AC, esta derivada depende exclusivamente dos parâmetros da rede (topologia da rede e reatância dos circuitos). A razão é que, dadas as injeções de potência nas barras e os parâmetros

da rede, o fluxo de potência linearizado é obtido analiticamente através da solução de um sistema de equações lineares, derivadas a partir das leis de Kirchhoff.

O mesmo não se aplica aos circuitos de corrente contínuas, dado que o fluxo nestes circuitos é totalmente controlável a partir da atuação dos conversores e inversores. Ou seja, o fluxo que percorre o circuito CC não é resultante de um cálculo analítico, mas sim de uma variável de decisão do problema de fluxo de potência ótimo.

Apesar de este ser um potencial impeditivo para aplicação da metodologia Nodal, pouco circuitos no Brasil são de corrente contínua. Este é o caso de parte do sistema de escoamento de Itaipu, sistema de escoamento das usinas do rio Madeira, Santo Antônio e Jirau, e da usina de Belo Monte.

No caso de Itaipu, optou-se por alocar seus custos através de uma regulamentação especial, a parte do processo de alocação de custos dos outros circuitos. No caso do sistema da Madeira que conecta Santo Antônio e Jirau, optou-se por utilizar, para efeito de cálculo da TUST, um circuito CA artificial que aproximaria o efeito do circuito CC. Este circuito substituto tem parâmetros elétricos compatíveis a uma linha CA de 750 kV. A relação entre as impedâncias destas conexões é da ordem da relação entre as respectivas capacidades de transferência de potência. No caso de Belo Monte, no entanto, há uma configuração bem mais complexa entre os subsistemas CA e CC, o que deveria levar a um ajuste laborioso dos parâmetros dos circuitos CA artificiais. No entanto, a solução adotada para efeito de cálculo da TUST foi também adotar os parâmetros do circuito artificial CA, a exemplo do sistema madeira. Esta abordagem pode levar a distorções alocativas.

3.1.4

Ajuste da TUST dos geradores pela capacidade instalada

Além da construção de cenário de despacho para simulação do fluxo de potência base para cálculo tarifário e emprego da metodologia de alocação de custos, que resulta na tarifa aplicada a cada agente, existe uma última etapa no processo tarifário para formação dos encargos. Pela lógica da metodologia Nodal original, o encargo final pago pelos agentes seria calculado pelo produto entre a tarifa calculada pelo método e a injeção do agente verificada no cenário de fluxo de

potência que serviu como base para o cálculo tarifário. No caso Brasileiro, esta injeção corresponderia ao resultado do Despacho Proporcional por Subsistema para os geradores, e à potência contratada pelos agentes de consumo ($MUST_{consumo}$).

No entanto, no Brasil, o encargo dos geradores é formado pelo produto entre a tarifa calculada pelo método Nodal e a capacidade máxima da usina geradora. Na prática, isto equivale a multiplicar a parcela locacional do encargo de transmissão dos geradores em cada barra i (em R\$/ano) por um fator \bar{g}_i/g_i , onde \bar{g}_i representa a capacidade instalada e g_i , a injeção de potência. Dado que a capacidade instalada é, por definição, maior ou igual à injeção, isto significa que a parcela locacional da TUST dos geradores está sendo amplificada.

Dado que, como visto nos capítulos anteriores, há uma preocupação com a diluição do sinal locacional, esta amplificação deveria ser bem-vinda. No entanto, sabe-se que a relação \bar{g}_i/g_i é bastante diferente nas regiões Sul, Sudeste, Norte e Nordeste, em parte devido ao despacho de geração artificial. Como consequência, o “fator de amplificação” é desigual para os diferentes geradores, dependendo da região onde estão localizados. Esta desigualdade, por sua vez, pode levar a distorções no sinal econômico locacional.

3.1.5

Representação das perdas no despacho de geração artificial

O procedimento de construção do cenário de fluxo de potência linearizado que serve como base para o cálculo tarifário no Brasil, representa as perdas de cada circuito como pequenas demandas conectas às barras em suas extremidades. Esta representação pode ser vista como um reforço do sinal locacional, pois os fluxos nos circuitos são elevados (ainda que modestamente), comparado com o caso em que não há representação de perdas. No entanto, esta prática também cria uma distorção, pois a metodologia Nodal calcula automaticamente tarifas de transmissão para todas as barras do sistema. Dado que os encargos “de perdas” não podem ser atribuídos a agentes específicos, há necessidade de um ajuste que equivale à distribuição destes encargos entre os agentes “reais”.

3.1.6

Ajuste das tarifas negativas

A fim de mitigar um dos aspectos negativos da metodologia Nodal, o fato de a aplicação da metodologia poder resultar em tarifas negativas, a ANEEL aplica um procedimento de ajuste das tarifas para que as tarifas negativas passem a assumir valores iguais a zero.

Este procedimento acaba por alterar os valores arrecadados pela aplicação da metodologia, distorcendo novamente os sinais locacionais.

3.2

Consulta Pública ANEEL 039-2021

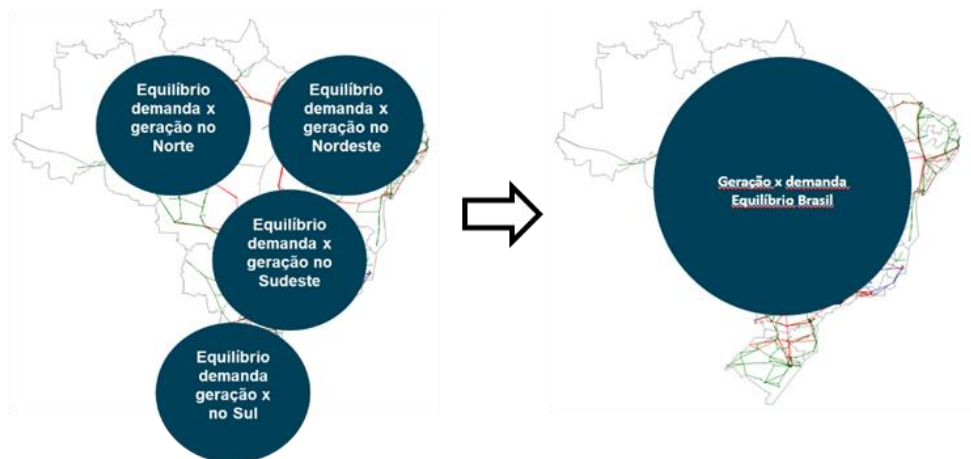
Ao final de 2021, a ANEEL lançou a Consulta Pública 039 de 2021(CP 039/2021) com o intuito de revisar os instrumentos regulatório que governam o processo tarifário no Brasil. Na Nota Técnica lançada junto à consulta pública [33] a ANEEL, discute vários temas relacionados ao processo de tarifação, entre eles o cenário de fluxo de potência usado como referência para o cálculo das tarifas, a utilização do fator de ponderação e o processo de estabilização da TUST de geradores. Neste contexto, várias alternativas relacionadas a alterações nos temas mencionados foram propostas a fim de aprimorar a sinalização econômica promovida pelas tarifas.

Apesar de as novas alternativas propostas alterarem profundamente o processo de tarifação como um todo, todas elas ainda mantem a abordagem de cálculo baseada na Metodologia Nodal. Desta forma, a ANEEL apresenta a análise da aplicação das seguintes alternativas:

- **Alternativa 1 (situação atual):** Alternativa atualmente empregada no cálculo da TUST no Brasil. Nela utiliza-se o fator de ponderação livre (entre 0 e 1) e cenário de despacho proporcional por subsistema;
- **Alternativa 2:** Nesta segunda alternativa propõe-se manter o fator de ponderação livre, entretanto sugere-se utilizar um cenário de despacho proporcional Brasil que ainda mantém o critério de proporcionalidade equânime entre os geradores, mas não restringe este critério aos subsistemas, ou seja, geradores de todo o país devem ser despachados no

mesmo percentual de suas capacidades. Este cenário é aqui denominado de cenário de despacho proporcional Brasil e é retratado na

▪



▪ Figura 3-2

Figura 3-2 – Alternativas de despacho proporcional

- **Alternativa 2A:** Alternativa 2 considerando a aplicação linear do Fator de Demanda (FD) sobre os MUST contratados do segmento consumo, somente para fins de cálculo do fluxo de potência de referência;
- **Alternativa 3:** Na terceira alternativa propõe-se a utilização do fator de ponderação ajustado para unidade (na prática é o mesmo que não utilizar o fator) e manter a utilização do cenário despacho proporcional por subsistema;
- **Alternativa 4:** Por fim, a quarta alternativa assim como a terceira propõe a não utilização do fator de ponderação e assim como na segunda propõe-se a utilização do cenário de despacho proporcional Brasil.

Ainda no âmbito da CP 039/2021 a ANEEL produziu uma análise de impacto regulatório [34] que trouxe resultados da aplicação das 5 alternativas anteriormente discutidas.

Em primeiro lugar, foi apresentado o resultado do processo tarifário atual, que pode ser verificado na Figura 3-3 extraída de [34].

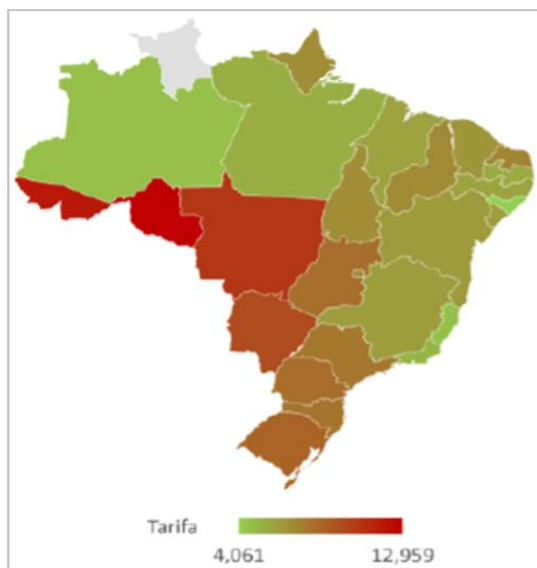


Figura 3-3 - TUST geração 2020/2021.

Nota-se os principais efeitos dos fatores que atenuam e distorcem o sinal locacional. Em boa parte do país as tarifas apresentam baixa dispersão, o que evidencia o baixo sinal locacional e um alto selo, com tarifas de algumas localidades do Nordeste e do Norte sendo menores que as tarifas do Sul e Sudeste, o que é totalmente não intuitivo.

Além disso, salta aos olhos os altos níveis tarifários nas barras do Acre, Rondônia e Mato Grosso. Estes estados, apesar de estarem mais próximos do Norte do país, tem conexões diretas e exclusivas com o Sudeste, e por isso, para efeitos do despacho proporcional por subsistema, devem atender à carga deste subsistema. Como a carga do Sudeste é muito elevada em comparação com as cargas das demais regiões, o nível de despacho destes geradores também é elevado, e seu uso de circuitos de interconexão que são caros e longos acaba sendo mais acentuado, fazendo com que esses geradores paguem valores elevados de TUST.

Adicionalmente, a análise de impacto regulatório também expôs os resultados das aplicações das demais alternativas nos mapas de calor da Figura 3-4

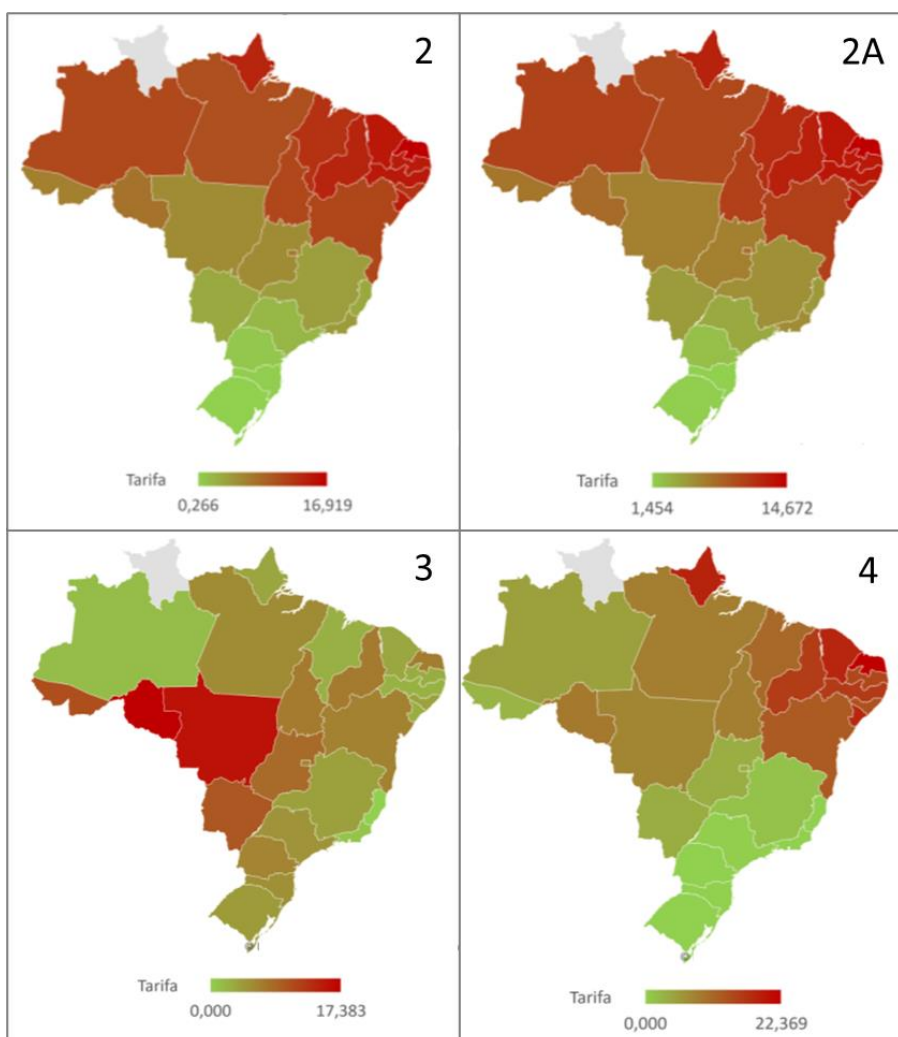


Figura 3-4 – TUST geração 2020/2021 alternativas.

Nas alternativas 2, 2A e 4 substitui-se a utilização do cenário de despacho proporcional por subsistema, pelo despacho proporcional Brasil conforme ilustrado na

A partir da Figura 3-4, observa-se que nestes casos em que as usinas são despachadas proporcionalmente à carga de todo o país, a participação dos geradores localizados nos estados que compõe a região Nordeste e Norte é bem mais elevada que no caso em que os geradores são despachados de acordo com suas cargas locais. Isso acontece porque a demanda de energia nas regiões Norte e Nordeste é consideravelmente menor que a demanda nas regiões Sul e Sudeste. Desta forma quando despachadas de acordo com a carga de todo os sistemas, as usinas em

regiões com menor demanda têm um despacho elevado por consequência, as usinas localizadas no Rio Madeira, tem suas TUSTs reduzidas, já que agora a carga presente no Sudeste também é alimentada por usinas de outras regiões.

A alternativa 3, é única na qual não se aplica o cenário de despacho proporcional Brasil, mantendo-se o despacho proporcional por subsistema. No entanto, nesta alternativa, assim como na alternativa 4, exclui-se a aplicação do fator de ponderação. Como já mencionado anteriormente, o fator de ponderação reduz o sinal locacional por ponderar os custos dos circuitos pelo seu nível de carregamento que, no Brasil, geralmente é baixo.

Como esperado nestes casos, o sinal locacional da tarifa se intensificou quando comparado com o contexto atual, porém o padrão de distribuição das tarifas na região do Rio Madeira continuou o mesmo na alternativa 3. Sendo assim grande parte das distorções do sinal locacional ainda se fazem presentes devido a aplicação dos cenários com despacho proporcional por subsistema para esta alternativa.

Isso mostra o maior impacto que o cenário de fluxo de potência de referência tem sobre o cálculo tarifário, justificando o esforço realizado neste trabalho para proposição de aprimoramentos nas abordagens de formulação destes cenários.

Já a alternativa 4 é a que traz maior intensificação do sinal locacional. No entanto ela revela também um dos pontos negativos da metodologia nodal, ligado ao fato de esta metodologia ser incapaz de considerar diversos polos de consumo, alocando excessivamente custos a geradores que se encontrem afastados do centro principal de carga, provavelmente local onde a slack virtual do sistema se encontra. Dessa forma, a alternativa 2A, que além de trazer os benefícios da alternativa 2, tenta trazer um cenário de demanda mais realista, foi considerada a alternativa mais promissora dentre todas.

3.3

Aspectos regulatórios da tarifação no Brasil

Além de todos os aspectos metodológicos enumerados até aqui, o processo tarifário do sistema Brasileiro ainda conta com aspectos regulatórios que afetam como os custos do sistema de transmissão são alocados entre os usuários do sistema

de transmissão. Nas próximas seções são apresentados os aspectos com maior relevância.

3.3.1

Processo de estabilização da TUST para geradores

Na regulamentação tarifária brasileira, foi criado um mecanismo de estabilização de tarifas para usuários do segmento de geração. Neste mecanismo, as TUSTs são calculadas em certas ocasiões e mantidas em valores constantes por longos períodos, mitigando o risco de volatilidade tarifária que seriam de outra forma percebidos pelos geradores. Vale lembrar que os custos com transmissão são uns dos principais custos de operação de geradores.

O mecanismo de estabilização tarifário pode ocorrer de duas formas, a depender do esquema comercial a que se insere o gerador:

- Geradores participantes de leilões de energia ocorridos após 2013, ano de publicação da Resolução Normativa 559 de 2013 [32], têm a TUST determinada antes do leilão e fixada para todo o período de outorga do gerador.
- Geradores que não participaram de leilões ou participaram de leilões ocorridos antes de 2013, têm a TUST estabilizada durante 10 períodos tarifários. Ao fim do período de estabilização, a TUST estabilizada deverá ser recalculada e será novamente estabilizada por mais 10 períodos tarifários (10 anos) e assim sucessivamente até o fim da outorga do gerador.
- Usinas que comercializam 100% de sua energia no sistema de cotas não se beneficiam do mecanismo de estabilização, tendo sua TUST determinada a cada ciclo tarifário.

As tarifas dos geradores, quando estão no período de estabilização, são ajustadas anualmente através do Índice de Atualização da Transmissão - IAT (índice composto pelo IGPM e IPCA). Já as tarifas do segmento de consumo são recalculadas anualmente.

3.3.2

Desconto na TUST

No mercado de eletricidade brasileiro, é normal que determinados agentes recebam incentivos e subsídios, sob o argumento de apoio a inovação, ao desenvolvimento de novas tecnologias ou ainda manutenção da atratividade econômica de atividades que tenham relevância socioeconômica. Muitos destes subsídios, no entanto, acabam por distorcer o mercado, sendo fontes de subsídios cruzados, e assimetrias.

Um deste subsídios se trata dos descontos nas tarifas de transmissão e distribuição concedidos a alguns geradores. A elegibilidade a este benefício depende do tipo de fonte do gerador, de sua potência instalada e da data de entrada em operação comercial. Em geral são incentivados geradores renováveis de médio porte com no mínimo de 50% de desconto sobre o valor das tarifas a serem pagas.

Este desconto, que é concedido através de critérios outros que diferem da localização do gerador, acabam por distorcer ainda mais a sinalização locacional no Brasil, que devido aos fatores já detalhados neste documento já é diminuta e distorcida.

3.4

Propostas para aprimoramento

Atualmente, devido a necessidade de expansão e reforço da rede de transmissão para integração de geradores renováveis não convencionais, até mesmo sistemas mais maduros, como os dos Estados Unidos e os de países europeus, que possuem baixos índices de crescimento da demanda tem discutido a necessidade de sinalização locacional eficiente para uma expansão da geração ótima.

Em países em desenvolvimento, esta questão se soma à necessidade de expansão da rede para atendimento de um consumo crescente e aumento de confiabilidade da rede.

No caso do Brasil, país com um sistema de transmissão que se estende por grandes regiões, com diferentes potenciais de geração a partir de diversas fontes, as tarifas de transmissão têm grande importância. Levando em conta o seu papel no

setor elétrico deseja-se que a metodologia de cálculo da TUST provenha tarifas com características como:

- (i) eficiência – que se traduz na capacidade das tarifas de direcionarem a planos de expansão da geração que sejam econômicos para o consumidor final;
- (ii) previsibilidade – que se relaciona com o fato de os consumidores e geradores serem capazes de prever seus custos e assimilá-los aos seus preços levando em consideração os riscos associados às diferentes atividades econômicas exercidas por eles;
- (iii) transparência e reprodutibilidade – que versam sobre a clareza da metodologia utilizada e de como os diferentes agentes podem reproduzi-la chegando aos mesmos resultados homologados;
- (iv) justiça - um usuário não deve pagar mais pelo serviço de transmissão do que o custo de construir sua própria rede ou ter tarifas mais elevadas que outros sem que isso justificado com base em custos e ou políticas públicas coerentes.

No entanto, assim como discutido em [35] e [36] a despeito das intenções do regulador brasileiro, a metodologia de alocação de custos de transmissão hoje empregada no Brasil fornece sinal locacional fraco e distorcido. Porém é importante entender como a característica do sistema elétrico brasileiro tende a ter um sinal locacional mais reduzido.

A fim de corrigir este problema, nesta dissertação é proposto um procedimento tarifário capaz de considerar múltiplos cenários operativos, considerando o critério de confiabilidade empregado no planejamento, de forma a alocar custos aos agentes de acordo com os cenários que motivaram a construção dos circuitos.

Este procedimento, objetiva, além de fornecer ao processo as características acima, também intensificar a sinalização locacional, a partir de uma visão de que os custos devem ser alocados a aqueles que são beneficiados por sua motivação.

No próximo capítulo descrevemos o procedimento proposto.

4 Metodologia

Neste capítulo é apresentada a metodologia de cálculo tarifário desenvolvida para alocar custos dos sistemas de transmissão considerando as premissas do planejamento do sistema e a realidade da operação do sistema, sendo estas duas atividades os principais drivers de custos relacionados a infraestrutura de transmissão de energia. Ao se atingir este objetivo, espera-se que a sinalização locacional econômica das tarifas aumente, tornando estas mais eficientes economicamente.

Como já vimos, atualmente, as práticas de alocação de custos de transmissão empregadas em diversos países e no caso Brasileiro, levam em consideração principalmente métodos baseados no uso do sistema de transmissão. Este uso, é medido de acordo com o fluxo de potência que flui pelos circuitos, que por sua vez é reflexo da injeção dos agentes conectados à rede. Dessa forma, é usual que para proceder com a alocação das tarifas, o órgão responsável para tanto eleja um cenário de carga e geração representativo do sistema (geralmente cenários de carregamento alto do sistema).

No entanto esta abordagem se distancia do planejamento e da operação real do sistema, criando inconvenientes, principalmente por duas razões:

1. Em sistemas com forte participação de renováveis, como o caso do sistema Brasileiro, durante o ano é possível verificar diversos padrões diferentes de injeções dos geradores no sistema, o que torna muito difícil eleger um único cenário que possa ser verdadeiramente representativo.
2. Geralmente a rede de transmissão é planejada com critérios de confiabilidade que garantem o suprimento de energia mesmo em situações em que o sistema se encontra contingenciado, ou seja, um ou mais equipamentos componentes no sistema sofre uma falha.

Em resumo, o primeiro fator leva a uma alocação injusta em que não se considera o real uso que os geradores fazem da rede durante o ano. O segundo fator

leva a rede a estar sempre com baixo carregamento nos cenários de cálculo tarifário, fazendo com que seja necessário uso de uma alocação adicional dos montantes financeiros não recuperados. Isso porque, conforme discutido no terceiro capítulo desta dissertação, as metodologias baseadas no uso são capazes de recuperar os custos proporcionais ao nível de carregamento dos circuitos, ou seja, se os custos dos circuitos são alocados em um cenário diferente daquele para o qual estes foram dimensionados (cenários críticos, provavelmente resultante de operação sob contingências) sua recuperação será aquém do necessário.

Dessa forma, busca-se neste trabalho desenvolver uma metodologia capaz de considerar, além de múltiplos cenários de geração comuns ao planejamento e operação do sistema, também cenários de contingenciamento do sistema refletindo assim os níveis de confiabilidade empregados no planejamento.

Espera-se assim, além de tornar o sinal econômico e locacional mais coerente, deixá-lo mais eficiente, a partir do aumento de recuperação das tarifas locacionais viabilizado pelo uso de cenários de carregamento dos fluxos que considerem situações mais críticas.

A Figura 4-1, apresenta uma visão geral do procedimento proposto que é composto por quatro etapas. Em cada uma destas etapas são empregadas diferentes metodologias que juntas propiciam uma alocação de custos e cálculo tarifário com as propriedades desejadas.

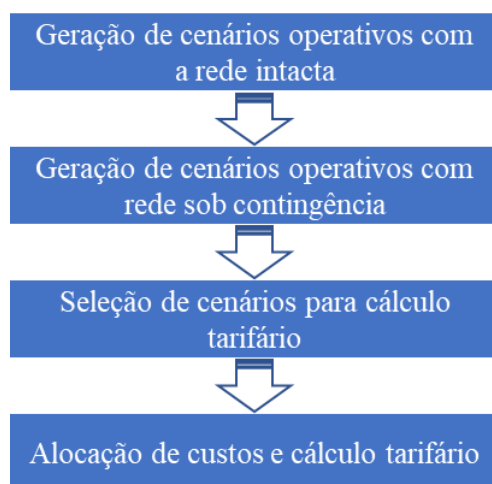


Figura 4-1 Procedimento para alocação de custos proposto.

Na primeira etapa do procedimento ilustrado acima são construídos os cenários de disponibilidade de recursos energéticos e consumo. A partir destes

cenários e da configuração detalhada dos sistemas elétricos (geradores e seus detalhes técnicos representados individualmente, bem como linhas de transmissão e seus parâmetros), é realizada uma simulação eletro-energética do sistema, onde os geradores são despachados segundo uma ordem ótima para atendimento da carga. Como resultado desta simulação, obtém-se os vetores de operação do sistema, geração e consumo, em cada barra bem como o fluxo de potência que percorre cada elemento de rede para cada cenário de operação dentre o número total de cenários calculados S (neste caso cada cenário de disponibilidade de recursos e de consumo dão origem a um cenário operativo).

Na segunda etapa, de posse dos vetores de injeções, são calculados cenários de carregamento da rede, incluindo agora também contingências. Este cálculo faz com que cada cenário operativo calculado anteriormente de lugar a novos cenários de fluxo de potência de acordo com número de contingências realizadas na rede C . Como resultado desta etapa, obtém-se $S \times C$ cenários de fluxo de potência.

Na terceira etapa do processo ilustrado, promove-se a seleção de cenários para os quais serão efetivamente alocados os custos de cada circuito. A base dessa metodologia é a seleção de cenários em que um ou mais circuitos se encontre com carregamento máximo quando comparado com todos os outros cenários. Ao fim desta etapa, obteremos uma lista com todos os circuitos, e seus respectivos cenários de fluxo máximo, para os quais armazenamos os respectivos vetores de injeção e fluxos. Note que diferentes circuitos podem ter o mesmo cenário de fluxo máximo.

Na última etapa do processo ilustrado utiliza-se uma metodologia de alocação de custos de transmissão baseada no uso da rede. Para realização do cálculo, a alocação é segmentada para cada cenário selecionado, de forma que em cada segmento do cálculo só se aloque os custos dos circuitos que motivaram a seleção do referido cenário (circuitos que se encontram com fluxo máximo comparado com o seu próprio carregamento de todos os outros cenários). Ao final de cada segmentação do cálculo, obtém-se para cada agente (gerador ou consumidor) a parcela de custo dos circuitos selecionados de sua responsabilidade. Dessa forma se realiza o procedimento de alocação descrito para todos os cenários selecionados, obtendo as parcelas de custos de responsabilidade de cada agente para cada um dos circuitos a serem alocados. O custo final de cada agente é então o somatório de todas essas parcelas.

Partindo desta visão geral, vamos detalhar nas próximas seções as metodologias empregadas em cada uma das etapas descritas. No entanto, vale lembrar que o foco deste trabalho se concentra no desenvolvimento que permite a alocação de custo com múltiplos cenários que incluem cenários de contingências. Dessa forma, daremos enfoque na segunda etapa do processo ilustrado pela Figura 4-1, enquanto as demais apresentaremos apenas um resumo descritivo das metodologias empregadas.

4.1

Simulação dos cenários operativos e simulação do despacho

A operação de sistemas elétricos é uma atividade complexa que depende de diversas variáveis ambientais, como condições climáticas, variáveis econômicas, como preços de combustíveis, e custos de implementação e operação de ativos; e variáveis comportamentais do ser humano, como hábitos de consumo. Estas variáveis assim como outras mais específicas de cada região, e a configuração dos sistemas em si (características técnicas e estruturais) ditam o funcionamento dos sistemas e devem ser consideradas no planejamento para que se possa garantir o suprimento de energia dentro de padrões de confiabilidade e qualidade.

No entanto, em alguns casos existe grande dificuldade de se prever para um futuro, dentro do horizonte de planejamento sistêmico, quais valores as variáveis que têm influência sobre o planejamento assumem, dada a grande incerteza relacionada à sua evolução temporal. Dessa forma, se torna imperativo a utilização de uma abordagem estocástica na modelagem destas variáveis, de forma a promover construção de um sistema robusto que possibilite provisão de energia em diferentes situações.

Como vimos anteriormente, por exemplo, na maioria dos casos, uma linha de transmissão é construída e dimensionada levando-se em consideração o cenário em que ela é mais demandada, ou seja, cenário em que a linha apresenta maior carregamento. Para se determinar este cenário, é necessária uma análise que envolve vários cenários de operação do sistema, inclusive em condições em que a rede se encontra contingenciada, de acordo com o critério de confiabilidade escolhido pelo planejador do sistema.

Adicionalmente, vale ressaltar que, como mencionado, grande parte dos métodos de alocação de custos em sistemas de transmissão são baseados no uso que agentes fazem da rede de transmissão. No entanto, este uso também varia de acordo com os cenários mencionados até aqui. Ou seja, em um sistema onde a variabilidade de condições de operação do sistema é alta, para se alocar custos de transmissão de maneira eficiente e justa, se faz necessário levar em consideração estes múltiplos cenários possíveis de operação.

Tendo isto em mente, o desafio de incorporar uma análise com múltiplos cenários no procedimento proposto é determinar quais são as variáveis que tem maior influência na operação do sistema e consequentemente no uso que os agentes fazem do sistema de transmissão. Isso porque, pode-se tornar desnecessariamente dispendioso para o planejador ou até mesmo inviável, construir e resolver um modelo de planejamento que leve em consideração uma infinidade de variáveis que afetem a operação e diferentes cenários para cada uma delas. A este problema damos o nome de “maldição da dimensionalidade”, uma vez que considerar todas as combinações de todas as possíveis variáveis do planejamento pode tornar as dimensões deste problema demasiadamente grandes, principalmente para sistemas compostos de muitos elementos (barras, geradores e linhas), como é o caso do sistema Brasileiro. No entanto, como veremos mais a frente, a metodologia aqui apresentada é desenhada para mitigar este problema, fazendo uso de heurísticas e técnicas avançadas de computação em nuvem, e processamento paralelo que possibilitam uma análise multivariada (com várias variáveis e seus respectivos cenários) no planejamento.

O desafio apresentado, de se representar os diferentes cenários para as variáveis que impactam na operação do sistema, no processo tarifário, é encarado de maneira diferente para cada sistema. Por exemplo, em países onde a matriz elétrica é baseada em geração a combustíveis fósseis, a mudança nos fluxos do circuito ao decorrer dos dias e dos meses se dá principalmente em decorrência do comportamento de consumo da população: nos momentos de pico de consumo, os fluxos se tornam mais intensos em direção aos centros urbanos, e mais geradores são acionados para suprir a carga. Já em países que tem a matriz elétrica baseada em fontes renováveis, como o Brasil, que tem grande participação da fonte

hidrelétrica, a mudança nos padrões de carregamento dos circuitos também depende fortemente das condições meteorológicas.

No primeiro caso apresentado, países com predominância de geração a combustíveis fósseis, seria razoável que se utilizassem apenas diferentes cenários de demanda para composição de cenários de operação do sistema. No entanto, como já sinalizado anteriormente neste texto, boa parte dos países no mundo vem adotando em massa fontes de geração baseada em renováveis como a fonte eólica e a fonte solar. Estas fontes apresentam padrão de geração significativamente variável, que por sua vez, como no caso Brasileiro, confere também padrão variável ao fluxo dos circuitos. Ou seja, cada vez mais é necessário a inclusão não somente de diferentes cenários de demanda para o cálculo tarifário, mas também diferentes cenários de disponibilidade de fontes de geração.

Obviamente, um outro fator que influi no padrão dos fluxos e do uso da rede transmissão é a própria configuração e topologia da mesma. Este é o ponto central das discussões desta dissertação, e será tratado mais à frente.

Como resultado da discussão promovida acerca da construção de cenários, vemos que é possível considerar uma infinidade de variáveis, mas nos limitamos neste capítulo a descrever a construção de cenários de evolução temporal de disponibilidade de recursos renováveis para geração, que aqui serão chamados de **séries de disponibilidade de recurso de geração**; cenários de demanda, aqui chamados de **blocos de carga**; e os resultantes cenários de fluxo de potência e operação do sistema, que serão chamados de **Cenários operativos**. A partir destes últimos, será possível alocar os custos da rede de acordo com o uso que cada usuário faz desta.

A Figura 4-2 ilustra o processo de criação dos cenários operativos com rede intacta. Os cenários de recursos de geração e de consumo, juntos à configuração da rede são utilizados como *inputs* para um modelo de despacho de geração (SDDP), que calcula os possíveis cenários operativos. A partir destes cenários operativos são identificados os fluxos que revelam a utilização da rede de transmissão.

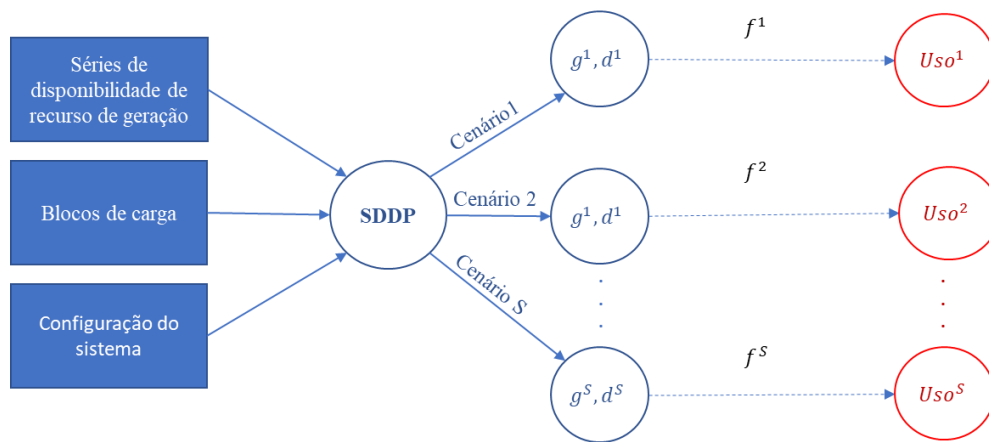


Figura 4-2 Cenários operativos com rede intacta

4.1.1

Formulação de cenários de disponibilidade de recursos

A necessidade de se modelar a disponibilidade de recursos de geração como um processo estocástico (aquele cujo estado é indeterminado, com origem em eventos aleatórios) no planejamento e na operação dos sistemas só se verificava em um número relativamente pequeno de países ou regiões com grande participação hidráulica em suas matrizes energéticas (neste caso o recurso em questão são as vazões de rios e bacias) como Canadá, Noroeste dos EUA, Brasil, Noruega e outros.

A modelagem da evolução temporal de vazões, por si só, já era uma tarefa complexa devido à composição de fatores de curto e longo prazo que podem afetar os volumes de água que escoam pelos rios. No entanto, a inserção de fontes de energia renovável variável, como eólica e solar, agravou os desafios de modelagem de geração pelas seguintes razões:

1. as vazões são geralmente modeladas em escala semanal ou mensal, os cenários de geração renovável variável, no entanto, exigem resolução horária, para representação de sua intermitência durante o dia;

2. “A maldição da dimensionalidade” torna-se ainda mais grave não apenas por causa da correlação espacial entre centenas de estações eólicas, mas também porque pode haver fortes correlações positivas e negativas entre vento e vazão;
3. Em contraste com o caso das vazões, em que uma distribuição lognormal é geralmente adequada para representar a distribuição marginal, não há uma “família” correspondente de distribuições para as ocorrências de velocidade do vento, por exemplo.

Dessa forma é desejável que sejam aplicadas metodologias que fazendo uso de métodos estatísticos, capazes de fornecer um número representativo de cenários de vazão e disponibilidade de recursos renováveis para geração como vento e radiação solar. Nas próximas seções são descritas brevemente metodologias capazes de fornecer estes cenários.

4.1.1.1 Cenários de vazão

As vazões verificadas em rios e bacias, são variáveis muito importantes para o planejamento e operação de sistemas elétricos, que assim como no caso Brasileiro, apresentam forte predominância hidrelétrica. Dessa forma, nestes casos é desejável metodologia estocástica capaz de representar o comportamento temporal das vazões em possíveis cenários a serem utilizados no planejamento.

A metodologia que utilizaremos neste trabalho para tanto leva em consideração o modelo ARP (*Autoregressive model of order p*). Este tipo de modelo propõe que os cenários de vazão são condicionados aos eventos realizados (histórico de vazões) e que é adequado representá-los através de uma distribuição marginal lognormal. Genericamente, a geração de N cenários de vazão condicionados a α_{t-1}^l é representada pela seguinte equação:

$$\alpha_t^{ln} = \Phi_{t-1} \times a_{t-1}^l + \Lambda_t \times \xi_t^n \quad \text{para } n = 1, \dots, N \quad (4.1)$$

Sendo:

Φ_{t-1} – O parâmetro do modelo estocástico de vazões para o período $t - 1$;

Λ_t – O parâmetro do modelo estocástico de vazões para o período t ; e

ξ_t^n – Uma amostra randômica de uma distribuição Lognormal.

4.1.1.2

Formulação de cenários de vento e radiação solar

A forte inserção de fontes renováveis variáveis nas matrizes energéticas de vários países tem trazido novos desafios para o planejamento dos sistemas elétricos. Sendo assim, é desejável uma abordagem que forneça meios de determinar cenários de disponibilidade de renováveis que sejam correlacionados com os cenários de vazão por exemplo, a fim de evitar a proliferação exagerada de cenários dada pelas combinações improváveis entre estes.

No entanto, diferentemente das vazões, que são historicamente acompanhadas (medidas) em países com predominância histórica de hidrelétricas, o histórico de medição de velocidade de ventos e radiação solar são muitas vezes insuficientes para servir como base de modelos de criação de cenários.

Dessa forma, a estratégia brevemente descrita a seguir leva em consideração três importantes processos para a criação de cenários de disponibilidade de fontes renováveis variáveis, (i) criação de históricos de medição para velocidade do vento e radiação solar; (ii) criação de cenários de disponibilidade de fontes de energia eólica e solar; (iii) determinação de correlação de cenários de fontes renováveis variáveis e cenários de vazão.

4.1.1.2.1

Criação de histórico de medição para fontes renováveis

Geralmente, a partir de modelos climáticos de mesoescala é possível produzir mapas de velocidade do vento e séries meteorológicas com alta resolução espacial adequadas para avaliação de disponibilidade de fontes de energia primária para geração renovável variável. No entanto, muitas vezes esses dados não possuem boa qualidade ou são inexistentes para um passado mais longínquo. Nestes casos, os bancos de dados de reanálise global podem ser usados como uma alternativa razoável.

A reanálise se trata de uma técnica que combina (i) observações meteorológicas históricas com (ii) modelos de circulação atmosférica para inferir o

estado do sistema climático global. O processo de reanálise assimila os dados observados e aplica controles automatizados de qualidade para gerar um banco de dados padronizado com resolução espacial e temporal uniforme e cobertura global. Devido a essas características, essas bases são amplamente utilizadas no setor de energia para entender a disponibilidade de recursos eólicos e solares renováveis. O banco de dados MERRA-2 [37], por exemplo, contém dados cronológicos para velocidade do vento, irradiação e temperatura de 1980 até a atualidade.

Neste trabalho, utilizamos o software TSL-Data [38] que com base nos dados históricos calcula a produção eólica e solar. Para tanto, o software utiliza um modelo baseado no Virtual Wind Farm [39], desenvolvido pela Renewables Ninja [40]. Uma vez que os dados de velocidade do vento são extraídos para os pontos desejados, ocorre a conversão em geração de energia com base em curvas de potência que variam de acordo com o modelo da turbina.

A produção solar, por sua vez, é baseada nos dados da Irradiação Horizontal Global, ou seja, da irradiação no topo da atmosfera e da temperatura extraída do MERRA-2. Levando essas informações em conta o método Global Solar Energy Estimator [41] é utilizado.

4.1.1.2.2

Criação de séries correlacionadas à vazão

Como já mencionado, não é possível atribuir à série temporal de ventos e radiação solar uma distribuição de probabilidade conhecida. Dessa forma, para determinar cenários de produção de energia proveniente das fontes eólica e solar que sejam correlacionadas à cenários de vazão (evitando a “maldição da dimensionalidade”) utiliza-se um modelo de séries temporais não paramétricas, formulado a partir do seguinte passo a passo extraído do manual do TSL [42]:

1. Estimativa não paramétrica - Considerando que as fontes renováveis podem ser de qualquer tipo, o que torna impossível assumir qualquer família de distribuição ao seu comportamento, optou-se por aplicar o método Kernel Density Estimation KDE [43] e [44] para aproximar a função de distribuição de probabilidades marginais (PDF) de cada variável aleatória a partir dos dados históricos.

2. Transformação Nataf [45] - Uma vez obtido o PDF marginal, aplicamos uma transformação do Nataf para converter a distribuição marginal geral em uma distribuição marginal normal padrão. Essa transformação equivale à escolha implícita de uma copula gaussiana para as variáveis aleatórias. Nesta transformação, o vetor de variáveis aleatórias $X = (X_1, \dots, X_n)$ será transformado em um vetor variáveis aleatórias normalmente distribuídas $Z = (Z_1, \dots, Z_n)$ para as quais a correlação pode ser facilmente obtida;
3. Utilização de uma Rede bayesiana [46] para determinar a dependência estatística - Neste ponto, a rede bayesiana é aplicada nas variáveis transformadas para estimar a dependência estatística;
4. Estimativa dos parâmetros de regressão - O modelo de regressão de cada variável aleatória.

4.1.2

Formulação dos blocos de carga

Assim como são formulados os cenários de disponibilidade de recursos, também importa considerar a flutuação diária e sazonal do consumo. No entanto, o consumo, que é fortemente ligado aos hábitos comportamentais humanos e à atividade industrial e extrativista, geralmente não é tão incerto no curto prazo. Dessa forma, em muitos sistemas o planejamento utiliza apenas dois cenários de consumo que correspondem aos cenários de ponta do sistema onde se verifica a carga máxima e muitas vezes alto carregamento dos circuitos e o cenário fora-ponta.

Como este consumo é então fortemente dependente da economia, uma prática normal é realizar estimativas e projeções de consumo para o futuro de acordo com as projeções de crescimento econômico, atrelando o crescimento de consumo ao crescimento do PIB por exemplo.

4.1.3 O problema do despacho ótimo

De posse dos cenários de disponibilidade de recursos de geração e consumo, é necessário agora determinar como estes recursos são revertidos em cenários de geração e operação do sistema elétrico.

No Brasil, bem como em outros países a política energética estabelece a necessidade de operação do sistema que leve a minimização dos custos de operação. Dessa forma, os cenários de operação devem considerar que os recursos de cada cenário serão utilizados de maneira a se atingir este objetivo.

Em um sistema termelétrico, a resolução deste problema se torna trivial: são despachados os geradores com custos de combustível em ordem do mais barato ao mais caro até que seja suprida toda a carga. Neste caso, o custo marginal de operação do sistema, custo de se fornecer 1 MW adicional de energia ao consumo, se torna o valor de produção unitário da última termelétrica despachada.

No caso de sistemas que envolvem hidrelétricas, este problema se torna mais complexo, à medida que a hidrelétricas não tem um custo objetivo associado à sua produção. O custo de geração hidráulica, é associada, no entanto, ao custo de oportunidade da decisão de gerar energia, armazenada nos reservatórios, ao invés de reservar a água para gerar em outros períodos.

Dessa forma, o objetivo do despacho hidrotérmico é determinar o cronograma de geração hidrelétrica, que minimiza o custo de operação térmica esperado (dado pelo custo do combustível mais penalidades por déficit) ao longo do horizonte de planejamento. Esse problema pode ser representado como uma árvore de decisão, conforme ilustrado na Figura 4-3.

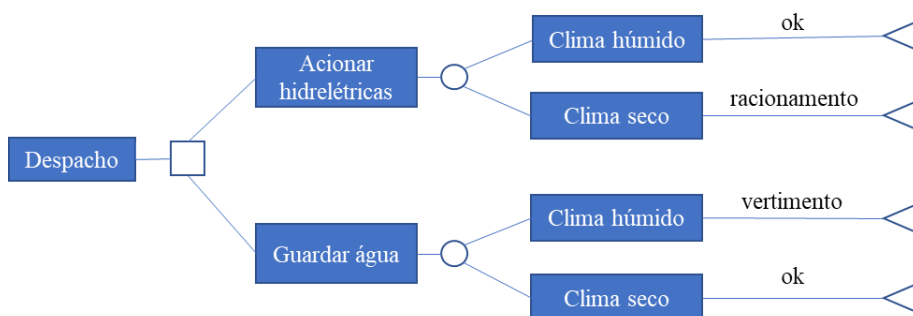


Figura 4-3 O Dilema do despacho hidrotérmico

Como visto na imagem, o operador se depara com as opções de uso da energia de hidrelétricas hoje, ou armazenamento desta para uso no próximo período. Se a energia hidrelétrica for usada hoje, e as futuras vazões forem elevadas – permitindo assim a recuperação do armazenamento do reservatório – a operação do sistema resultará em eficiência. No entanto, se ocorrer uma seca, pode ser necessário usar uma geração térmica mais cara no futuro, ou até mesmo interromper o fornecimento de carga.

Se, por outro lado, os níveis de armazenamento forem mantidos elevados através de um uso mais intensivo da geração térmica hoje, e grandes vazões ocorrerem no futuro, os reservatórios podem ser vertidos, o que é um desperdício de energia. Finalmente, se ocorrer um período seco, o armazenamento será usado para deslocar térmicas caras ou racionamento no futuro.

Para resolver este problema, é utilizada uma metodologia matemática chamada Programação Dinâmica Dual Estocástica [47] (mais conhecida como SDDP, sigla em inglês). Esta metodologia é baseada em um modelo de otimização que aponta a operação que minimiza os custos de produção considerando de forma individualizada cada gerador e considerando a rede de transmissão. Ao se obter para cada cenário esta operação, obtemos também o fluxo de potência que percorre a rede.

Neste ponto, vale a pena detalharmos um pouco mais esta metodologia, já que a forma como a rede é considerada no problema de otimização será ponto de partida para o desenvolvimento do procedimento tarifário aqui desenvolvido.

4.1.3.1

Considerando a rede no problema de despacho ótimo

A metodologia descrita aqui, foi desenvolvida com o objetivo de estimar o fluxo de potência a percorrer os circuitos de um sistema elétrico e então representá-lo no problema de despacho ótimo de geração em forma de restrições. Obviamente, para lidar com o problema de estimação de fluxo de potência, qualquer alternativa desenhada deve respeitar as leis de Kirchhoff. No anexo desta dissertação apresentamos uma revisão das leis de Kirchhoff.

Vale lembrar, que o modelo preciso para cálculo de fluxo de potência em uma rede de transmissão envolve a modelagem de fenômenos físicos através de

equações não lineares. No entanto, sob certas hipóteses (diferenças fasoriais próximas de zero e resistência das linhas desprezível) que se aproximam da realidade principalmente em redes de alta tensão, podemos aproximar as equações através de uma linearização. O processo de linearização é descrito também no anexo desta dissertação.

Na próxima subseção apresenta-se o problema de fluxo de potência advindo destas simplificações de maneira expedita a fim de ilustrar a metodologia para definição de fluxo em rede intacta e como este fluxo é representado no problema de despacho ótimo.

4.1.3.1.1

Modelo de fluxo de potência linear

Seja S uma matriz que represente quais linhas de transmissão se conectam em quais barras, também conhecida como matriz de incidência, temos o problema de fluxo de potência linearizado para um cenário operativo genérico representado pelo seguinte sistema de equações:

$$Sf + g = d \quad (4.2)$$

$$\gamma S' \theta = f \quad (4.3)$$

$$\bar{f} \leq f \leq \underline{f} \quad (4.4)$$

Sendo:

S – A matriz $n \times m$ de incidência nodal que representa as conexões entre as barras da rede

f – Vetor m -dimensional de fluxo nos circuitos

g – Vetor n -dimensional de produções de energia

d – Vetor n -dimensional de consumos de energia

γ – Matriz diagonal $m \times m$ que contém as susceptâncias dos circuitos

S' – Matriz $m \times n$ que é a transposta da matriz de incidência S

θ – Vetor n -dimensional de ângulos de tensão

\bar{f} – Vetor m -dimensional de limite máximo de fluxo nos circuitos

\underline{f} – Vetor m -dimensional de limite mínimo de fluxo nos circuitos (considerando os valores negativos)

O modelo apresentado pode parecer simples, no entanto em sistemas com milhares de barras e circuitos, formam-se matrizes com dimensões $m \times n$, atingindo milhões de elementos a serem processados. Isso, adicionado ao fato de a análise contar com múltiplos cenários, torna o problema com alta complexidade computacional.

Dessa forma, deseja-se representar este mesmo problema através de uma modelagem compactada, matematicamente equivalente, mas com um número reduzido de variáveis, a fim de viabilizar análises com múltiplos cenários.

4.1.3.1.2 Modelo compacto

A ideia básica para se obter um modelo mais compacto, com menos variáveis e menos restrições passa pela eliminação da variável relacionada aos ângulos das barras do sistema. Usando a equação (4.3) para substituir a variável f na equação (4.2), obtemos:

$$S\gamma S'\Theta + g = d \quad (4.5)$$

A partir da equação (4.5) deseja-se isolar a variável Θ . Para tanto, na matriz ($\tilde{B} = S\gamma S'$), substituímos a primeira linha e primeira coluna por valores nulos, mantendo termos não nulos nas diagonais. Este procedimento faz com que a matriz \tilde{B} , que antes era uma matriz não invertível devido ao seu posto $n-1$, se torne na matriz B de posto n , e invertível. Assim, atinge-se o objetivo de isolamento de Θ de acordo com a equação (4.6).

$$\Theta = B^{-1} (d - g) \quad (4.6)$$

Sendo:

B^{-1} – A matriz obtida pela modificação e inversão da matriz $\tilde{B} = S\gamma S'$

No entanto, a modificação da matriz \tilde{B} faz com que a primeira barra da matriz, fique com ângulo Θ_1 nulo, servindo de referência para os ângulos das outras barras. Dessa forma, em um primeiro momento será possível obter a injeção de todas as barras, com exceção da primeira. Ocorrendo isso, basta que obtenhamos o valor da

injeção da barra faltante através do balanço carga geração representado pela equação

$$e^t g = e^t d \quad (4.7)$$

Sendo:

e^t – Um vetor unitário de dimensão n

Substituindo a equação (4.6) na equação (4.3) obtemos:

$$\gamma S' B^- (d - g) = f \quad (4.8)$$

Note que a matriz $\gamma S' B^-$ relaciona o vetor de injeções $(d - g)$ ao vetor de fluxos f . Essa matriz é um elemento importante do fluxo de potência linearizado, e é chamada de matriz de sensibilidades β .

Essa matriz serve de base para a metodologia de alocação de custos de transmissão utilizada no Brasil, a metodologia Nodal. Os elementos desta matriz, carregam a informação da sensibilidade de fluxo de cada circuito dada uma injeção marginal em uma dada barra, logo:

$$\beta (d - g) = f \quad (4.9)$$

Por fim, substituindo a equação (4.9) na equação (4.4) obtemos a versão final compacta:

$$\bar{f} \leq \beta (d - g) \leq \underline{f} \quad (4.10)$$

Note, que este resultado é muito útil quando temos que calcular o fluxo de potência de um sistema com muitos elementos, dado que este tem menos variáveis e equações. Sendo especialmente útil na viabilização da metodologia aqui apresentada, por propiciar o cálculo com maior eficiência computacional. Como veremos a seguir, o cálculo exibido acima será realizado milhões de vezes para determinação das tarifas de acordo com o método aqui proposto.

4.1.3.1.3

Procedimento de inserção de restrições

Até agora vimos como o fluxo de potência é calculado considerando o modelo linearizado e como este cálculo pode ser simplificado. Veremos agora como ele pode ser inserido no problema de despacho ótimo de forma a refletir a rede no processo de otimização.

O processo de inserção da rede no problema é realizado de maneira iterativa, e tem como objetivo evitar o uso de restrições desnecessárias no modelo de otimização. Para tanto, em um primeiro momento o despacho é calculado sem considerar a rede, após a obtenção dos vetores de operação (geração e consumo) o fluxo de potência com a rede é simulado. Nesta simulação de fluxo de potência são verificados quais os circuitos tiveram sua capacidade máxima violada. Em uma segunda iteração, o cálculo do despacho ótimo é realizado novamente, porém agora são inseridos ao problema as restrições de fluxo relativas as linhas de transmissão que outrora tiveram seus limites de fluxo violados. Ocorre então um processo iterativo até que todas as restrições estejam atendidas.

4.1.4

Exemplo demonstrativo – primeira etapa

Na Figura 4-4 é apresentado um exemplo demonstrativo de sistema ao qual é aplicado a metodologia utilizada na primeira etapa do processo ilustrado na Figura 4-1. Neste exemplo são apresentados dois geradores G1 e G2, conectados a um consumidor L1 através de uma rede em forma de triângulo composta por três linhas de transmissão (circuitos), C1, C2 e C3. O fluxo de potência que percorre as linhas é representado pelas variáveis f_1 , f_2 e f_3 respectivamente. As setas próximas às linhas representam a convenção estabelecida para direção do fluxo.

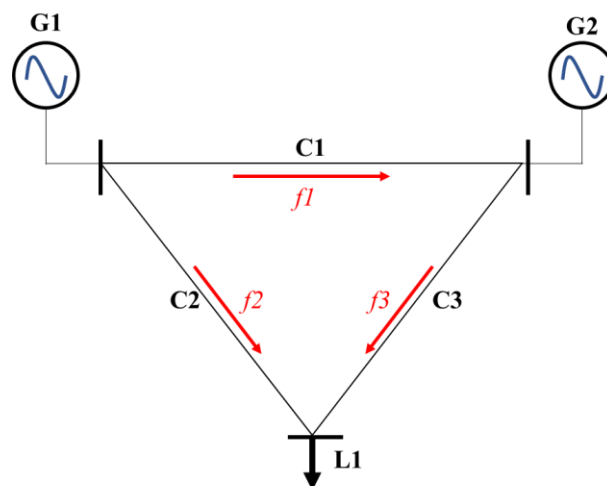


Figura 4-4 Sistema teste

O processo descrito até aqui foi então simulado para este sistema. A título de simplificação, considera-se aqui apenas uma série de geração, ou seja, um único contexto de disponibilidade de recursos de geração, que evolui no tempo em dois estágios. Já para o consumo, utilizamos dois blocos de carga, o que significa que a carga pode variar em dois cenários, um de ponta (Bloco1) e um fora ponta (Bloco2).

Na Tabela 4-1 são apresentados os resultados desta primeira simulação no sistema teste. Note que no primeiro estágio, que denota a evolução temporal, podendo ser por exemplo a primeira semana de um dado mês ou o primeiro mês de um ano, considerando o Bloco 1 (contexto de consumo fora-ponta), o gerador G1 gera 9 MW para suprir a carga e o gerador G2 gera 6 MW. Juntos eles suprem a carga de 15 MW, se verificando o fluxo de potência nos circuitos apresentado. No Bloco 2, no mesmo estágio o consumo da carga aumenta e por consequência a geração e os fluxos se elevam.

No segundo estágio, as condições de geração se modificam, isso pode por exemplo refletir a sazonalidade da disponibilidade de recurso dos geradores. Em decorrência desta mudança os fluxos são alterados também.

Tabela 4-1- Simulação no sistema teste com rede intacta

Estágio	Bloco	G1 [MW]	G2 [MW]	L1 [MW]	$f1$ [MW]	$f2$ [MW]	$f3$ [MW]
1	1	9	6	15	1	8	7
1	2	18	12	30	2	16	14
2	1	6	9	15	-1	7	8
2	2	12	18	30	-2	14	16

Neste exemplo, já notamos como o fluxo de potência e consequentemente o uso que cada gerador faz da rede, é alterado facilmente a cada cenário de disponibilidade de recursos e consumo. Por outro lado, o planejador do sistema teste, dado os resultados da simulação, optaria então por dimensionar os circuitos de acordo com os fluxos máximos até então verificados: Circuito 1 teria capacidade de 2 MW (Cenários representados pelo estágio 1 + bloco 2, ou estágio 2 + bloco 2); Circuito 2 teria capacidade de 16 MW (Cenário representado pelo estágio 1 + bloco 2); e Circuito 3 teria capacidade de 16 MW (Cenário representado pelo estágio 2 + bloco 2).

4.2

Cálculo de fluxo sob contingência N-1

Na seção anterior, descreveu-se a metodologia proposta para criação dos cenários operativos considerando a rede de transmissão intacta. A partir desta metodologia, obtemos uma gama de cenários operativos considerando-se diversos cenários de geração (compatível com as respectivas séries de disponibilidade de recursos energéticos primários) e blocos de carga do sistema.

No entanto para aproximar ainda mais a alocação de custos do planejamento realizado com critérios de confiabilidade, propomos a inclusão de cenários de operação do sistema sobre contingências. Nestes cenários busca-se emular o cenário operativo que motivou a construção e dimensionamento dos circuitos, dado que neste processo as alternativas de transmissão são desenhadas para suportarem fluxos de potência elevado em situações emergenciais.

Um critério de segurança para garantir a robustez da rede de transmissão é garantir que para um mesmo cenário de geração seja possível atender a carga de cada barra sem que haja a realização de cortes no suprimento, em uma situação em que um equipamento da rede falhe. Ou seja, as injeções dos agentes nas barras devem idealmente se manter as mesmas, mesmo que uma linha de transmissão ou transformador seja desligado. A este critério de robustez baseado em contingências “simples” damos o nome de critério N-1. Neste caso especificamente, mudar a configuração do sistema, adicionando ou retirando uma nova linha a rede, tem o potencial de alterar fortemente os fluxos de potência devido a segunda lei de kirchhoff.

A Figura 4-5, ilustra a metodologia proposta. Para cada cenário operativo calculado de acordo com a metodologia prevista na primeira etapa, calcula-se diversos fluxos de potência, considerando as contingências simples no sistema. Dessa forma, veremos mais a frente que o Uso da rede a ser determinado, dependerá do cenário de geração e consumo (estágio, série e bloco) e da contingência realizada (subscrito das variáveis f e Uso).

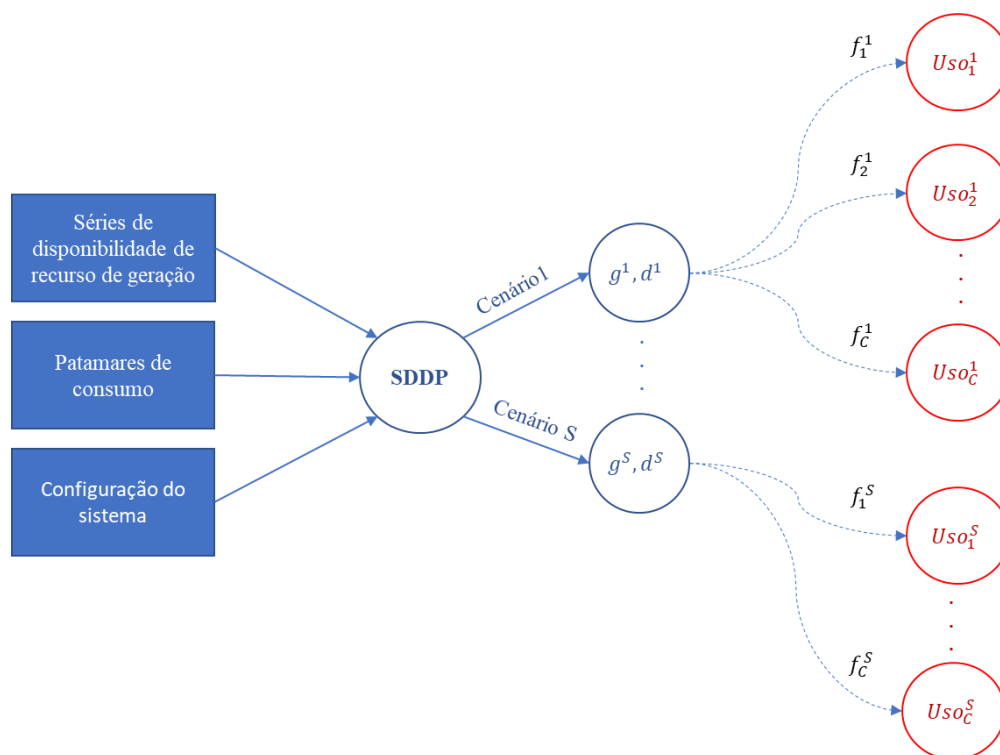


Figura 4-5 Criação dos cenários operativos com rede contingenciada

Note que o número de cenários de fluxo de potência cresce de acordo com o número de contingência realizadas na rede, e mais uma vez é necessário utilizar método que facilite e agilize o cálculo dos fluxos de potência sob contingência, a fim de viabilizar o processo aqui proposto.

4.2.1

Atualização da matriz B^{-1}

No processo de contingenciamento da rede considerando uma falta simples (critério N-1) devemos desconsiderar um elemento (linha ou transformador) do sistema intacto (sistema completo). Neste caso, recalcular toda a matriz β poderia inviabilizar o procedimento proposto pela Figura 4-1, dado que o recálculo completo da matriz levaria um tempo demasiado grande e seria repetido milhões de vezes.

Dessa forma, propomos que a matriz seja apenas atualizada a cada modificação (contingência) da rede, de forma que o tempo computacional seja reduzido. Para tanto, com intuito de refletir a retirada de uma linha i na rede intacta alteramos a admitância desta linha γ_i para um valor desprezível γ_i^* . Vale lembrar

que a admitância é a grandeza inversa à impedância, nesse caso diminuir a admitância de um circuito a um valor desprezível é o mesmo que aumentar a impedância, o que leva a inexistência de fluxo e analogamente à inexistência do circuito. No entanto, é importante que ao se aumentar a impedância, o façamos aumentando a reatância e não a resistência do circuito, de forma a não interferir no processo de linearização.

Levando em consideração a substituição mencionada acima, temos que a matriz γ é substituída pela matriz γ^{C_i} . Nesta nova matriz, temos que $\gamma_{i,i}^{C_i} = \gamma_{i,i} \cdot \frac{\gamma_i}{\gamma^*}$ sendo todos os outros termos mantidos iguais aos da matriz original. Para se performar esta substituição de maneira mais prática, opta-se por operar diretamente a matriz B que é definida pela expressão $S\gamma S'$. Dessa forma, a nova matriz B^{C_i} é obtida a partir da correção $B^{C_i} = B + (\gamma^* - \gamma_i)\alpha_i\alpha_i'$.

Podemos inverter a matriz B^{C_i} com o mesmo procedimento realizado na matriz B , no entanto como estamos tratando aqui da atualização de uma matriz que já é de rank 1, podemos usar a fórmula de Sherman-Morrison para atualizar a matriz inversa mais facilmente.

Seja a matriz $A \in \mathbb{R}^{m \times n}$ e sejam os vetores $u, v \in \mathbb{R}^n$, então a inversa de $(A + uv')$ pode ser obtida através da fórmula de Sherman-Morrison:

$$(A + uv')^{-1} = A^{-1} - \frac{A^{-1}uv'A^{-1}}{1 + v'A^{-1}u} \quad (4.11)$$

Fazendo $A = B = S\gamma S'$, $u = (\gamma^* - \gamma_i)\alpha_i$ e $v = \alpha_i$, podemos usar a fórmula acima para obter $(B^{C_i})^{-1}$.

$$(B^{C_i})^{-1} = B^{-1} - \frac{(\gamma^* - \gamma_i)B^{-1}\alpha_i\alpha_i'B^{-1}}{1 + (\gamma^* - \gamma_i)\alpha_i'B^{-1}\alpha_i} \quad (4.12)$$

$$(B^{C_i})^{-1} = B^{-1} - \frac{B^{-1}\alpha_i\alpha_i'B^{-1}}{\frac{1}{(\gamma^* - \gamma_i)} + \alpha_i'B^{-1}\alpha_i} \quad (4.13)$$

Note que, na verdade, a matriz B é uma modificação da matriz $S\gamma S'$, onde são zerados os termos da primeira linha e da primeira coluna com exceção da diagonal. Da mesma forma, o vetor α_i deveria ter o termo na primeira posição zerado, mas como α_i será multiplicado por B^{-1} que também apresenta termos zerados, não precisamos nos atentar a esta correção.

4.2.2

Atualização da matriz β

Para obter a matriz β^{Ci} atualizada, multiplica-se a matriz $(B^{Ci})^{-1}$ por $\gamma^{Ci} S'$. Ao multiplicar essa expressão nos dois lados da equação (4.13), e realizando o cálculo para cada linha $j \neq i$, obtemos:

$$\beta_j^{Ci} = \gamma_j a_j' (B^{Ci})^{-1} = \gamma_j a_j' B^{-1} - \frac{\gamma_j a_j' B^{-1} a_i a_i' B^{-1}}{\frac{1}{(\gamma^* - \gamma_i)} + a_i' B^{-1} a_i} \quad (4.14)$$

Podemos multiplicar o numerador e o denominador da fração (último termo a direita) por γ_i :

$$\beta_j^{Ci} = \gamma_j a_j' B^{-1} - \frac{\gamma_j a_j' B^{-1} a_i a_i' B^{-1} \gamma_j}{\frac{\gamma_j}{(\gamma^* - \gamma_i)} + a_i' B^{-1} a_i \gamma_j} \quad (4.15)$$

Usando a expressão $\beta_i = \gamma_i a_i' B^{-1}$, obtemos:

$$\beta_j^{Ci} = \beta_i - \frac{\beta_i a_i a_i' B^{-1}}{\frac{\gamma_j}{(\gamma^* - \gamma_i)} + \beta_i a_i} \beta_i \quad (4.16)$$

Lembrando que β_i , β_j e β_j^{Ci} são vetores linhas, a_i são vetores colunas, e γ_i e γ^* são escalares.

De forma análoga, ao cálculo de β_i^{Ci} , devemos multiplicar a equação (4.13) por $\gamma^* a_i'$ ou, de forma equivalente por $\frac{\gamma_i^*}{\gamma_i} \gamma_i a_i'$. Seguindo o mesmo procedimento anterior, obtemos:

$$\beta_i^{Ci} = \left(\beta_i - \frac{\beta_i a_i}{\frac{\gamma_j}{(\gamma^* - \gamma_i)} + \beta_i a_i} \beta_i \right) \frac{\gamma^*}{\gamma_i} \quad (4.17)$$

Dessa forma, conseguimos atualizar para cada contingência, os fluxos de todos os circuitos do sistema de forma expedita através da fórmula:

$$\beta^{Ci}(d - g) = f^{Ci} \quad (4.18)$$

4.2.3

Exemplo demonstrativo – segunda etapa

Se aplicarmos o procedimento descrito acima no sistema da Figura 4-4, mantendo as premissas de geração e demanda, teríamos os resultados apresentados pela Tabela 4-2

Tabela 4-2 – Simulação da rede teste sob contingências

Estágio	Bloco	Contingência	G1 [MW]	G2 [MW]	L1 [MW]	$f1$ [MW]	$f2$ [MW]	$f3$ [MW]
1	1	0	9	6	15	1	8	7
1	1	1	9	6	15	0	9	6
1	1	2	9	6	15	9	0	15
1	1	3	9	6	15	6	15	0
1	2	0	18	12	30	2	16	14
1	2	1	18	12	30	0	18	12
1	2	2	18	12	30	18	0	30
1	2	3	18	12	30	12	30	0
2	1	0	6	9	15	-1	7	8
2	1	1	6	9	15	0	6	9
2	1	2	6	9	15	-9	15	0
2	1	3	6	9	15	-6	0	15
2	2	0	12	18	30	-2	14	16
2	2	1	12	18	30	0	12	18
2	2	2	12	18	30	-12	0	30
2	2	3	12	18	30	-18	30	0

Note que cada cenário (estágio + bloco) se desdobrou em 4 novos cenários de operação, um para cada contingência em cada um dos circuitos e um para a operação com rede intacta. Na tabela as contingências em cada circuito seguem o numeral atribuído ao circuito que foi contingenciado: circuito 1, contingência 1; circuito 2, contingência 3; e circuito 3, contingência 3. O numeral 0 é atribuído ao cenário de rede intacta.

É possível também verificar que o fluxo máximo de cada circuito, considerando as contingências aumentou significativamente. Para facilitar esta constatação a tabela 3, mostra a diferença dos fluxos máximos nos dois casos, com e sem contingências.

Tabela 4-3 Comparação de resultados entre simulações com a rede intacta e com a rede contingenciada

Simulação	$f1_{máx}$ [MW]	$f2_{máx}$ [MW]	$f3_{máx}$ [MW]
Sistema intacto	2	16	16
Sistema contingenciado	18	30	30

Este resultado nos mostra que ao dimensionar os circuitos do sistema em face, o planejador conservador optaria por construir circuitos com capacidade de suportar os fluxos mais elevados, nos casos críticos em que existe contingências na rede. Dessa forma, se as tarifas forem calculadas com base em cenários com a rede intacta, a recuperação locacional das tarifas estará aquém dos valores requeridos, uma vez que o carregamento do sistema estará também aquém de sua capacidade máxima.

4.3

Seleção de cenários para alocação de custos

Até aqui foram apresentadas as metodologias utilizadas para cálculo dos cenários operativos do sistema, com destaque para a metodologia de desdobramento de s múltiplos cenários de operação do sistema com rede intacta em $s \times c$ cenários de fluxo de potência com a rede contingenciada.

De posse destes $s \times c$ cenários, propõe-se a aplicação de uma metodologia de seleção dos cenários para os quais as tarifas serão calculadas. A metodologia escolhida é aquela apresentada por [18].

Nesta metodologia, considera-se que cada circuito é dimensionado considerando-se o cenário em que se verifica o maior fluxo de potência percorrendo o circuito (considerando-se os níveis de confiabilidade do planejamento). Seguindo este raciocínio é coerente que a alocação de custos deste circuito seja realizada levando-se em consideração este mesmo cenário, de forma que os geradores que mais contribuem para o fluxo nesta linha, neste cenário sejam responsabilizados pelos custos do circuito.

Para tanto, cada circuito, associa-se a um cenário pertencente ao conjunto de cenários. A associação é realizada a partir de uma varredura em que se compara o

fluxo do circuito em todos os cenários, sendo associado a este circuito o cenário s_k de maior fluxo dentre todos, de forma que:

$$s_k \text{ é tal que } f_{k,s} \text{ é máximo para } s \in S \quad (4-1)$$

s_k o cenário de fluxo máximo associado ao circuito k

S o conjunto de todos os cenários operativos

$f_{k,s}$ o fluxo do circuito k no cenário s

Sendo assim após se associar a cada circuito um cenário, atribui-se em cada um dos cenários escolhidos, custo apenas para os circuitos associados (circuitos que apresentam maior fluxo neste cenário quando comparados com eles mesmos nos outros cenários), atribuindo custo zero aos demais circuitos. Note que um mesmo cenário pode ser associado a mais de um circuito, consequentemente, em um mesmo cenário mais de um circuito pode ter custos.

Tendo feito isso, procedesse com a alocação de custos dos circuitos em cenários selecionados pela metodologia descrita. Como para cada cenário, somente os circuitos associados têm custos, somente estes circuitos terão seus custos alocados a cada usuário da rede. Esse processo é repetido então para todos os cenários de forma que ao final do processo os usuários terão um custo a pagar em cada um dos cenários. Ao final do processo, todos os circuitos terão custos alocados em algum cenário. O método de alocação utilizado em cada cenário bem como o cálculo da tarifa final são apresentados na próxima seção.

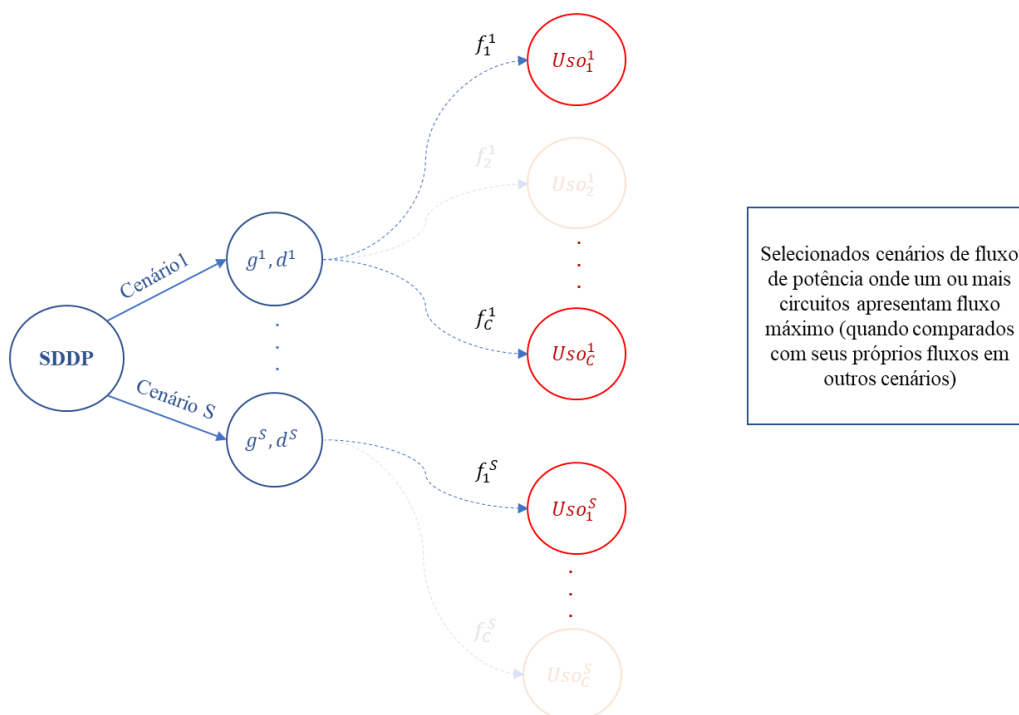


Figura 4-6 Cenários operativos com rede contingenciada e circuitos selecionados

Dessa forma, apesar do grande número de cenários que são produzidos, o processo de seleção de cenários descrito reduz relevantemente o número de cenários para os quais são efetivamente alocados os custos (parte do processo que é mais custoso computacionalmente), já que o número máximo de cenários selecionados é menor ou igual ao número de circuitos com custo no sistema a ser analisado. Além disso a metodologia trata de alocar o custo de cada circuito no cenário para o qual este foi teoricamente dimensionado, ou seja, cenário em que o fluxo no circuito chega ao máximo. Dessa forma, o cálculo tarifário passa a ter melhor aderência tanto com o planejamento do sistema.

Uma discussão adicional trata do período para o qual a metodologia de seleção de cenário deve ser aplicada em cada ciclo tarifário. Uma opção é utilizar todo o ciclo tarifário (no caso brasileiro doze meses) como amostra para o selecionador, que irá rastrear para os doze meses quais são os cenários do planejamento no qual os circuitos atingem maior carregamento.

No entanto, apesar de aderente ao planejamento, esta prática afastaria a alocação de custos do uso que os geradores fazem da rede na operação real do sistema. Isso porque em sistemas com grande inserção de renováveis, a geração apresenta forte perfil sazonal, que geralmente varia com as estações do ano (ou

outros fenômenos sazonais, como por exemplo o El Niño e o La Niña na América do Sul) e suas características climáticas. Dessa forma, se torna desejável que a alocação tarifária também leve em consideração essa característica sazonal, e propõe-se que a seleção mencionada seja feita a cada estágio e que os resultados sejam agregados ao final do cálculo tarifário. No exemplo a seguir mostramos como esses cenários seriam selecionados. Na próxima seção são apresentados mais detalhes sobre a agregação de resultados proposta.

4.3.1

Exemplo demonstrativo – terceira etapa

Como produto desta fase obtemos a lista dos circuitos com seus respectivos cenários para cálculo tarifário em cada estágio. Considerando que no exemplo da Figura 4-4 cada estágio simulado representa um mês, o resultado da etapa de seleção de cenários é exposto na Tabela 4-4 e na Tabela 4-5.

No caso simulado, um cenário de fluxo de potência completo é formado por um Estágio, um Bloco e uma Contingência. No entanto, em casos em que se deseja levar em consideração a estocasticidade das fontes renováveis, incluímos também Séries, que representam as diferentes séries temporais de disponibilidade de recursos de geração renovável calculadas segundo a primeira etapa do processo aqui apresentado.

Tabela 4-4 –Cenários de fluxo de potência selecionados - Sistema Teste 1º Estágio.

Circuito	Estágio	Bloco	Contingência	Fluxo Máximo
C1	1	2	2	18
C2	1	2	3	30
C3	1	2	2	30

Tabela 4-5 - Cenários de fluxo de potência selecionados – Sistema Teste 2º Estágio.

Circuito	Estágio	Bloco	Contingência	Fluxo Máximo
C1	2	2	2	18
C2	2	2	2	30
C3	2	2	3	30

Os resultados acima são um exemplo claro de como a sazonalidade das fontes podem alterar o uso que geradores fazem da rede. Apesar de nos dois estágios os fluxos máximos verificados nos circuitos serem os mesmos, a produção dos geradores, e consequentemente seu uso da rede, é bem diferente.

Neste caso, se o cálculo não fosse separado entre estágios, revelar-se-ia uma dúvida: qual o cenário escolher para alocação dos custos de cada circuito, dado que mais de um cenário apresenta o mesmo fluxo o mesmo fluxo máximo. Na verdade, este problema poderia acontecer até mesmo dentro de um mesmo estágio quando levamos em consideração também séries.

Apesar de, no caso de sistemas reais, dificilmente esse problema se apresentar, dada a característica contínua das variáveis de fluxo dos circuitos (dificilmente se verifica o mesmo fluxo em termos absolutos em mais de um cenário), essa questão suscita a discussão ao redor de se utilizar apenas um cenário para alocação de custos de cada circuito, mesmo que em vários cenários diferentes o fluxo máximo seja próximo. Segregar o cálculo tarifário em períodos menores, como um cálculo por estágio (um mês) ajuda a mitigar esse problema, mas uma solução em que fossem considerados uma estatística envolvendo um conjunto de cenários por circuito de fato seria mais desejável. Como veremos mais a frente este ponto será abordado em trabalhos futuros.

4.4

Alocação de custos e cálculo tarifário

Neste ponto, já temos todos os insumos necessários para realização da alocação de custos a partir do uso que cada agente faz da rede nos cenários selecionados. Não ocasionalmente, esta etapa funciona de maneira totalmente desacoplada das demais, o que confere a esta certa flexibilidade para utilização de diferentes metodologias baseadas no uso do sistema de transmissão já que o foco da nossa análise reside na promoção do aumento da recuperação de montante financeiros a partir do uso de múltiplos cenários de operação da rede contingenciada.

Dessa forma, a escolha do método a ser utilizado levou em consideração dois principais critérios para fins de estudo específico deste trabalho:

1. É desejável método que não apresente tarifas negativas para facilitar a intuição distributiva das tarifas nesta análise;
2. É desejável método não marginal, já que os métodos marginais, devido sua natureza discreta podem propiciar resultados em que a recuperação total não respeita os percentuais convencionados para consumo e geração (este fato pode ser mitigado através da discretização do problema, como realizado no método de Aumann-Shapley, o que faz com que no limite o resultado convirja para os valores necessários, mas que em contrapartida dificulta a análise de casos grandes).

Dessa forma, optou-se pela metodologia conhecida como Método de Participações Médias. Este Método também conhecido como APF (sigla em inglês para Average Participation Factors) é amplamente aplicado ao problema geral de transportes que versa sobre como fluxos são distribuídos em uma rede malhada.

Quando aplicada ao problema do fluxo de potência, essa técnica possibilita a determinação do percentual de responsabilidade de geradores e cargas no fluxo de cada circuito. Em outras palavras, a metodologia é capaz de traçar o caminho das injeções e alocar custos com base nisso. O princípio da proporcionalidade utilizado neste método determina que os fluxos de entrada em um nó são divididos em fluxos de saída proporcionais à contribuição na injeção frente a injeção total no nó.

O detalhamento completo dessa metodologia pode ser encontrado no capítulo 3 desta dissertação.

4.4.1 Recuperação de custos remanescentes

Como mencionado no capítulo 3 desta dissertação, alguns fatores impedem que as metodologias baseadas no uso da rede, recuperem a totalidade dos custos de transmissão. A metodologia aqui proposta tem como objetivo reduzir este problema pois ao alocar custos dos circuitos considerando cenários de contingência, espera-se que o carregamento dos circuitos aumente.

No entanto, outros fatores como por exemplo a modularidade dos circuitos e a limitação de fluxo em intercâmbios devido restrições de estabilidade do sistema, podem ainda manter os circuitos com baixo carregamento. Adicionalmente, realizar

o cálculo tarifário por período, apesar de tornar a alocação mais aderente a operação do sistema, pode atenuar os efeitos da metodologia aqui proposta.

Dessa forma, é inevitável discutir a solução utilizada para recuperar os custos remanescentes. Listamos aqui duas formas de se mitigar este problema:

1. Utilizar a metodologia de Selo Postal, detalhada no capítulo 3 desta dissertação.
2. Majorar os custos unitários dos circuitos de forma a assegurar a recuperação total de seus custos. Para tanto, seria necessário multiplicar o custo unitário de cada um dos circuitos pela relação entre sua capacidade e o fluxo do circuito.

$$CU_k = \frac{CInv_k}{Cap_k} \quad (4.19)$$

$$CU_k^{majorado} = CU_k \times \frac{Cap_k}{f_k^{max}} \quad (4.20)$$

Sendo:

CU_k – Custo unitário do circuito k;

$CInv_k$ – Custo de investimento anualizado do circuito k;

Cap_k – Capacidade do circuito k;

$CU_k^{majorado}$ – Custo unitário majorado do circuito k;

f_k^{max} – Fluxo máximo do circuito k;

Neste trabalho propomos avaliar a utilização da segunda solução, majoração dos custos dos circuitos, a fim de proporcionar recuperação total dos custos a partir da metodologia locacional escolhida.

4.4.2

Horizonte temporal para cálculo e agregação de resultado

O procedimento aqui apresentado e ilustrado na Figura 4-7 prevê que a alocação realizada pelo método APF, detalhado no capítulo 3 deve ser realizada para cada cenário selecionado, de forma que em cada um destes será alocado os custos dos circuitos selecionado dando origem a tarifas parciais por cenário Tp_c^s . Como em cada cenário são alocados custos de circuitos específicos, de forma que

em um cenário podem ser alocados custos de mais de um circuito, mas nunca um circuito pode ter seus custos alocados em mais de um cenário, ao final do procedimento deveremos somar os valores alocados para cada usuário da rede.

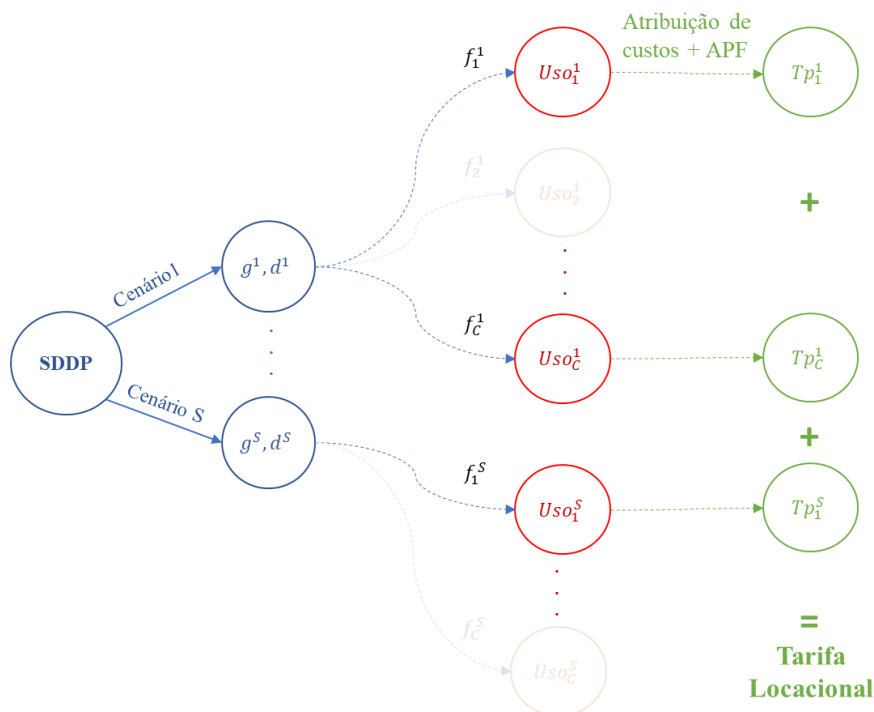


Figura 4-7 Alocação de custos de transmissão

4.4.3 Exemplo demonstrativo – Quarta etapa

Nesta subseção apresenta-se os resultados do sistema teste ilustrado na Figura 4-4, quando simulado com processo completo de alocação de custos aqui proposto. No entanto, antes disto, se faz necessário revelar alguns detalhes adicionais sobre o sistema teste como a capacidade dos geradores e circuitos, e custos de investimento associados aos circuitos (custos de referência). Essas informações são importantes para o cálculo tarifário e são apresentados na Tabela 4-6 e na Tabela 4-7

Tabela 4-6 Capacidade de geradores e linhas no Sistema Teste

G1 [MW]	G2 [MW]	C1 [MW]	C2 [MW]	C3 [MW]
---------	---------	---------	---------	---------

20	20	50	50	50
----	----	----	----	----

Tabela 4-7 Custos de circuitos do Sistema Teste

C1 [R\$/mês]	C2 [R\$/mês]	C3 [R\$/mês]
16.67	16.67	16.67

Note que os custos apresentados já refletem a receita requerida para remuneração do investimento realizado em uma base mensal (estágio do problema). Ou seja, ao final do ciclo tarifário deste problema, a receita total recuperada deverá ser:

$$Receita\ total = (16.67 + 16.67 + 16.67) \times 2\ meses = \mathbf{R\$100} \quad (4.21)$$

Adicionalmente, vale lembrar que o parâmetro que reflete o custo do circuito na metodologia de alocação empregada, Participações Médias, detalhada no capítulo 3 desta dissertação, é o custo unitário do circuito, determinado pela equação (4.19) e apresentado para esta simulação na Tabela 4-8.

Tabela 4-8 Custos unitários de circuitos do Sistema Teste

C1 [R\$/mês]	C2 [R\$/mês]	C3 [R\$/mês]
0.33	0.33	0.33

A Tabela 4-9 e a Tabela 4-10 apresentam os montantes financeiros totais alocados para cada usuário da rede em cada estágio do problema considerando os custos unitários dos circuitos da Tabela 4-8.

Tabela 4-9 Custos alocados aos usuários da rede no sistema Teste – Estágio 1

Estágio	Bloco	Contingência	Circuitos alocados	G1 [R\$]	G2 [R\$]	L1 [R\$]
1	2	2	C1 e C3	6,00	2,00	8,00
1	2	3	C2	3,00	2,00	5,00
Total				9,00	4,00	13,00

Tabela 4-10 Custos alocados aos usuários da rede no sistema Teste – Estágio 2

Estágio	Bloco	Contingência	Circuitos alocados	G1 [R\$]	G2 [R\$]	L1 [R\$]
1	2	2	C1 e C3	2,00	6,00	8,00
1	2	3	C2	2,00	3,00	5,00
Total				4,00	9,00	13,00

Neste ponto da análise dos resultados já podemos extrair uma informação valiosa. Note que nos cenários de fluxo máximo, os circuitos apresentam carregamentos de 36%, 60% e 60% respectivamente em ambos os estágios. Dessa forma, segundo a equação X, espera-se que o total recuperado por período seja:

$$Total = 36\% \times custo\ C1 + 60\% \times custo\ C2 + 60\% \times custo\ C3 \quad (4.22)$$

$$Total = 0,36 \times R\$16.67 + 0,6 \times R\$16.67 + 0,6 \times R\$16.67 \quad (4.23)$$

$$Total = R\$ 26 \quad (4.24)$$

De fato, podemos verificar que este é exatamente o total recuperado através da alocação de custos de acordo com as Tabela 4-9 e a Tabela 4-10.

Para formação das tarifas locais os valores acima devem ser divididos pelas capacidades dos respectivos usuários da rede. Os valores de tarifas são apresentados por estágio de acordo com Tabela 4-11 e a

Tabela 4-12. Para definição da tarifa final é realizada a média das tarifas por estágio, o que é apresentado na Tabela 4-13.

Tabela 4-11 Tarifa Locacional parcial dos usuários da rede no sistema Teste – Estágio 1

Estágio	Bloco	Contingência	Circuitos alocados	G1 [R\$/MW]	G2 [R\$/MW]	L1 [R\$/MW]
1	2	2	C1 e C3	0,30	0,10	0,26
1	2	3	C2	0,15	0,10	0,16
Total				0,45	0,20	0,43

Tabela 4-12 Tarifa Locacional parcial dos usuários da rede no sistema Teste – Estágio 2

Estágio	Bloco	Contingência	Circuitos alocados	G1 [R\$/MW]	G2 [R\$/MW]	L1 [R\$/MW]
1	2	2	C1 e C3	0,10	0,30	0,26
1	2	3	C2	0,10	0,15	0,16
Total				0,20	0,20	0,43

Tabela 4-13 Tarifa Locacional

G1 [R\$/MW.mês]	G2 [R\$/MW.mês]	L1 [R\$/MW.mês]
0,325	0,325	0,433

Como já esperado, as tarifas locais não são suficientes para recuperar a Receita total expressa pela equação (4.21). Isso porque o carregamento máximo da linha ainda é aquém de sua capacidade. Um poderia se perguntar do porquê o planejador deste sistema optaria por construir circuitos de 50MW por exemplo, sendo que o máximo carregamento destes é de 30MW. No entanto vale a pena lembrar da discussão promovida no capítulo 3, que questões como modularidade dos equipamentos de transmissão e restrições de segurança dos sistemas, além do critério N-1.

Dessa forma, utilizamos a metodologia do Selo Postal, detalhado também no capítulo 3 desta dissertação para recuperar os custos remanescentes. Utilizando a fórmula X, obtemos os valores de Selo para geração e Selo para Demanda apresentados na Tabela 4-14, que adicionados aos valores de tarifas locais dos usuários resultam na Tarifa Final apresentada pela Tabela 4-15.

Tabela 4-14 Selo Postal

Selo Geração [R\$/MW.mês]	Selo Consumo [R\$/MW.mês]
0,30	0,40

Tabela 4-15 Tarifa Final

G1 [R\$/MW.mês]	G2 [R\$/MW.mês]	L1 [R\$/MW.mês]
0,625	0,625	0,833

Alternativamente, podemos empregar a segunda solução apresentada na seção 5.4 para extinguir a parcela de custos remanescentes. Para tanto, majora-se os custos unitários dos circuitos de acordo com a Equação (4.20), obtendo os resultados apresentados na Tabela 4-16. Ao utilizarmos estes valores obtemos os montantes alocados expressos na Tabela 4-17 e

Tabela 4-18, e as tarifas apresentadas na

Tabela 4-19, Tabela 4-20 e Tabela 4-21.

Tabela 4-16 Custos unitários majorados de circuitos do Sistema Teste

C1 [R\$/mês]	C2 [R\$/mês]	C3 [R\$/mês]
0.926	0.555	0.555

Tabela 4-17 Custos alocados - Sistema Teste (custos ajustados) – 1º Estágio

Estágio	Bloco	Contingência	Circuitos alocados	G1 [R\$]	G2 [R\$]	L1 [R\$]
1	2	2	C1 e C3	13,33	3,33	16,67
1	2	3	C2	5,00	3,33	8,33
Total				18,33	6,67	25,00

Tabela 4-18 Custos alocados - Sistema Teste (custos ajustados) – 2º Estágio

Estágio	Bloco	Contingência	Circuitos alocados	G1 [R\$]	G2 [R\$]	L1 [R\$]
1	2	2	C1 e C3	3,33	5,00	8,33
1	2	3	C2	3,33	13,33	16,67
Total				6,67	18,33	25,00

Tabela 4-19 Tarifa Locacional parcial - Sistema Teste (custos ajustados) – 1º Estágio

Estágio	Bloco	Contingência	Circuitos alocados	G1 [R\$/MW]	G2 [R\$/MW]	L1 [R\$/MW]
1	2	2	C1 e C3	0,67	0,16	0,55
1	2	3	C2	0,25	0,16	0,28
Total				0,92	0,33	0,83

Tabela 4-20 Tarifa Locacional parcial - Sistema Teste (custos ajustados) 2º Estágio

Estágio	Bloco	Contingência	Circuitos alocados	G1 [R\$/MW]	G2 [R\$/MW]	L1 [R\$/MW]
1	2	2	C1 e C3	0,17	0,25	0,28
1	2	3	C2	0,17	0,67	0,55
Total				0,33	0,92	0,83

Tabela 4-21 Tarifa Locacional (custos ajustados)

G1 [R\$/MW.mês]	G2 [R\$/MW.mês]	L1 [R\$/MW.mês]
0.625	0.625	0,83

Neste caso, as tarifas calculadas são capazes de recuperar na totalidade os custos de transmissão e os sinais locacionais se tornam ainda mais fortes. No entanto, a alternativa de majorar os custos suscita ainda mais a discussão sobre o sobredimensionamento dos circuitos e como os custos relacionados a este devem ser alocados.

5

Estudo de caso

No presente estudo de caso é analisada a aplicação do processo tarifário proposto e detalhado no capítulo 5 deste documento, para o sistema Brasileiro. Esta análise tem como objetivos principais:

1. Determinar a viabilidade computacional do processo proposto em um sistema de grande porte;
2. Verificar o atendimento do processo às características desejáveis de metodologias tarifárias;
3. Traçar paralelo entre a metodologia atualmente empregada no Brasil e o procedimento proposto por esta dissertação.

Dessa forma, nas próximas seções será abordado todo o processo empregado na construção do caso, desde a formulação da base de dados até o desenvolvimento das 4 etapas do processo tarifário aqui proposto, mostrando seus resultados.

5.1

Premissas e Base de Dados utilizada

Para realização do estudo de caso, foi construída uma base de dados contendo informações relativas à configuração do sistema elétrico Brasileiro, como elementos da rede e suas características técnicas (linhas, transformadores e subestações), topologia da rede, geradores e suas características técnicas (capacidade, ponto de conexão, entre outros) e consumidores também com suas características técnicas (consumo e ponto de conexão). Além destas informações, também são utilizadas informações como vazões e históricos de velocidade do vento e irradiação solar, custos de combustível de geradores termelétricos, entre outros dados relevantes para a simulação da operação de todo o sistema.

Como um dos objetivos desta análise passa por traçar um paralelo entre o procedimento tarifário proposto e a metodologia empregada no Brasil, faz sentido a utilização de uma base de dados oficial e pública para realização das simulações

propostas. Dessa forma, foi utilizado neste estudo de caso as bases de dados disponibilizadas junto ao Plano de Decenal de Expansão de Energia 2029 – PDE2029 [48] que traz informações sobre o planejamento do sistema elétrico brasileiro.

Mais especificamente, neste trabalho foram utilizadas duas bases de dados:

- Bases de dados energética PDE2029 – Base de dados composta por informações de geradores e suas características técnicas relevantes, como subsistema a que pertence, capacidade e fonte de energia. Esta base de dados também conta com os históricos de vazão necessários para formulação dos cenários futuros de vazão, e uma representação simplificada da rede, onde são representadas apenas as interconexões entre submercados;
- Base de dados elétrica – Base de dados composta por informações de configuração da rede, como elementos de rede, suas características técnicas e a topologia do sistema.

A este ponto, resta a dúvida do porquê de o sistema elétrico ser representado em duas bases diferentes no PDE. Isso ocorre porque as simulações de operação do sistema no futuro, utilizadas para fins de planejamento, realizadas no âmbito do PDE, não levam em consideração as restrições impostas pela rede no sistema elétrico. No entanto, ainda sim a base elétrica é utilizada para fins de planejamento de transmissão, onde são realizadas simulações de fluxo de potência.

Diferente do que é feito no PDE, as simulações da primeira etapa do processo tarifário proposto (formulação de cenários operativos com rede intacta) levam em consideração uma simulação eletro-energética conjunta, onde são calculados os cenários de geração e o fluxo de potência relativos a estes em uma única rodada. Para realização desta simulação foi então utilizado o software de despacho hidrotérmico desenvolvido pela PSR, o SDDP [49].

O SDDP utiliza somente uma base de dados unificada, como todos os dados de geração e rede necessários. Dessa forma, foi necessário realizar uma espécie de acoplamento entre as bases de dados energética e elétrica do PDE. Ressalta-se que neste processo nenhuma informação foi perdida, apenas modelada de forma diferente para uma melhor representação do sistema.

O acoplamento das bases do PDE é um processo custoso dado o grande número de variáveis do sistema elétrico Brasileiro. Este processo compreende duas etapas importantes:

1. Compatibilização Geração x Transmissão – que compreende a alocação de cada gerador em uma barra elétrica do sistema.
2. Representação dos limites de intercâmbio – que compreende a identificação do conjunto de circuitos de intercâmbio que fazem parte da restrição de limite de intercâmbio.

Ao final do processo de acoplamento, obtém-se uma base de dados composta por 15079 elementos de transmissão (que podem ser linhas ou transformadores) 10721 barras (que representam os pontos de conexão entre elementos distintos) e 972 geradores (entre projetos existentes e futuros).

Nas próximas subseções são detalhadas as duas etapas do processo de acoplamento de bases mencionado, bem como outros tópicos sobre premissas e bases de dados que merecem atenção.

5.1.1 Compatibilização Geração x Transmissão

A etapa de compatibilização Geração x Transmissão, do processo de acoplamento das bases do PDE, é constituída pelas seguintes atividades:

1. Alocação de cada gerador a uma barra do sistema;
2. Modelagem de usinas que injetam potência em mais de uma barra do sistema;
3. Representação individualizada para pequenas usinas não despachadas centralizadamente pelo ONS.

A alocação de geradores em suas respectivas barras de conexão na base elétrica é a primeira atividade empregada para a compatibilização da geração e da transmissão. Esta atividade deve compreender tanto os geradores existentes, quanto os futuros (hidrelétricas, termelétricas, eólicas, solares, e.t.c) previstos pelo planejamento levando em consideração também a evolução da rede de transmissão.

Posteriormente identificou-se o conjunto de usinas que injetam energia em diferentes pontos da rede (tem mais de uma conexão à rede). Remodelar a representação destas usinas é importante devido ao impacto das injeções destas em

diferentes troncos de transmissão. Ou seja, caso a modelagem da usina fosse mantida de acordo com a base de dados energética, utilizar-se-ia apenas a modelagem de uma usina injetando potência em apenas uma barra, o que não equivale à operação real do sistema. As usinas representadas em mais de uma barra foram: UHE Mascarenhas de Moraes, UHE Santo Antônio, UHE Jirau, UHE Jupia, UHE Henry Borden, UHE Itaipu e UTE Juiz de Fora.

5.1.2 Representação dos limites de intercâmbio

Nesta etapa são identificados, quais circuitos fazem parte do conjunto de circuitos de intercâmbio, sendo atribuídas para estas restrições de limite de intercâmbio. Em um primeiro momento, pode parecer que a definição deste limite é óbvia e deve ser igual ao somatório das capacidades das linhas consideradas como parte das interconexões. No entanto, estes limites devem ser definidos levando em consideração não somente o limite térmico dos condutores, mas também os níveis de confiabilidade do sistema, de forma que o sistema suporte dinamicamente contingências de acordo com os critérios de segurança.

Estas restrições são relevantes para o cálculo tarifário pois impedem que os circuitos de interconexão atinjam carregamento máximo mesmo em cenários críticos, limitando assim a recuperação dos custos destes.

5.1.3 Modelagem dos custos de transmissão

Os custos de transmissão que são alocados neste caso exemplo se referem às receitas requeridas pelas companhias de transmissão brasileiras para construir e operar as linhas de transmissão. Estas receitas englobam por exemplo custos de investimento, custos de operação e manutenção, custos com impostos e encargos, entre outros. Na maioria dos casos, estas receitas são definidas pelas transmissoras no momento dos leilões de transmissão, mas em alguns casos elas são definidas pela própria ANEEL. No entanto, em ambas as situações os valores são definidos com uma base anual, sendo pagos ao longo do período contratual de concessão dos ativos, e por isso essa receita recebe nome de Receita Anual Permitida - RAP.

Dessa forma, no Brasil, anualmente é necessário alocar o montante relativo ao somatório das RAPs de todas as empresas transmissoras que operam no sistema. Note que este valor não é especificamente definido para cada linha ou cada subestação do sistema, mas representa um valor agregado que reflete os custos atuais de disponibilização da infraestrutura. E por isso, para que estes custos sejam traduzidos em custos unitários por circuito (valores que serão efetivamente utilizados pelo processo de alocação) são definidos custos de referência para cada circuito, baseados em características técnicas, como por níveis de tensão, que servirão como pesos para divisão do valor total da RAP entre os circuitos. A RAP total de cada ciclo é então dividida para cada linha do sistema em proporção aos custos de referência, conforme a Equação (5.1).

$$CU_k = \frac{RAP}{\sum_{i \in K} CR_i} \times CR_k \quad (5.1)$$

Sendo:

CU_k – custo de unitário do circuito k;

CR_k – custo de referência do circuito k; e

K – conjunto de todos os circuitos com custo no caso.

Como partimos do PDE 2029 para realizar as análises aqui apresentadas, utilizamos também os custos de referência e RAP compatíveis com esta base de dados. Estes dados foram então obtidos da base de dados oficial utilizada para cálculo de tarifas de transmissão no Brasil do ciclo 2020-2021, disponibilizados no material de apoio da Resolução Homologatória ANEEL 2.726, de 14 de julho de 2020. A RAP total a ser recuperada neste ciclo foi de R\$ 29,43 bilhões de reais.

5.1.4 Modelagem de circuitos de corrente-contínua

Uma última atividade realizada para adequação da base de dados, foi a substituição dos circuitos de corrente-contínua das bases por circuitos de corrente alternada a exemplo do que já realizado hoje no processo tarifário vigente. Isso é necessário porque na metodologia do fluxo de potência linearizado (base das metodologias empregadas nesta dissertação), este tipo de circuito não tem representação explícita na matriz Beta.

Atualmente, já existem algumas técnicas que visam possibilitar a representação destes elementos no fluxo de potência linearizado, porém a utilização destas técnicas será deixada para trabalhos futuros.

5.2 Simulações

De posse da base de dados eletroenergética, procedemos com as simulações realizadas no âmbito do processo tarifário proposto. Para cada caso de estudo realizado, em que se obtém uma tarifa para cada agente usuário da rede, é necessário a realização de 3 ou 4 (a depender das opções de cálculo) tipos de simulações:

1. Simulação eletroenergética;
2. Cálculo de fluxo de potência com rede sob contingência, quando aplicável;
3. Seleção de cenários para cálculo tarifário;
4. Simulação de cálculo tarifário.

Cada uma das simulações acima tem como objetivo fornecer entradas para a simulação seguinte. A última simulação deve ser repetida para cada tipo de agente, gerador ou consumidor.

Como este estudo tem foco no papel das tarifas de transmissão na sinalização econômica locacional para a expansão da geração, optou-se por calcular tarifas apenas para os geradores. Vale ressaltar, no entanto, que o processo de cálculo de tarifas para os consumidores segue as mesmas premissas e procedimentos.

Foram simulados 3 casos de cálculo tarifário. No primeiro deles calculou-se as tarifas considerando apenas a rede intacta, ou seja, foram promovidas as simulações 1, 3 e 4 da lista acima. No segundo caso calculou-se as tarifas considerando a rede sob contingências, ou seja, nas simulações 1, 2, 3 e 4 da lista acima. E por fim, o segundo caso foi repetido, com uma alteração nos custos dos circuitos conforme a fórmula da Equação (4.20), de forma a forçar recuperação total da RAP.

Nas subseções a seguir detalhamos cada uma das simulações e as diferenças verificadas em seus processos em cada caso.

5.2.1 Simulação Eletroenergética

A simulação eletroenergética é executada pelo software de despacho hidrotérmico SDDP, utilizando a base de dados montada a partir das bases de dados do PDE 2029. Nesta simulação são calculados os cenários de geração e o carregamento das linhas de transmissão com rede intacta proveniente de cada um destes cenários.

Esta simulação conta com a representação completa da rede através do modelo de fluxo de potência linearizado, o que permite modelar individualmente cada um dos circuitos que compõem a Rede Básica do SIN. São consideradas restrições de carregamento térmico além das restrições de intercâmbio inter-regionais (soma de fluxo em circuitos) mencionadas anteriormente. Além dos circuitos que compõem a Rede Básica, são representados também circuitos em níveis de tensão mais baixos que são relevantes para modelar de forma fidedigna o comportamento da rede de transmissão.

A simulação eletro-energética foi realizada considerando o período que vai de julho de 2025 a junho de 2026, o que seria compatível ao ciclo tarifário 2025-2026. Este período foi escolhido levando em conta a elevada participação de fontes renováveis intermitentes na matriz energética que se espera para os anos após 2025. Dessa forma, será possível observar como o procedimento de cálculo tarifário se comporta no sistema brasileiro em um futuro com maior participação destas fontes.

Foram simulados 200 cenários hidrológicos sendo consideradas todas as usinas existentes e toda a geração de expansão projetada pela EPE.

Esta simulação foi feita uma única vez e seus resultados foram utilizados para os três casos aqui apresentados.

5.2.2 Fluxo de potência sob contingências e seleção de cenários

Esta simulação é performada pelo algoritmo baseado na metodologia de fluxo de potência sob contingências alvo deste estudo, apresentada na seção 4.2.

O referido algoritmo foi implementado na linguagem C++ e simula o resultado de fluxo de potência sob contingências para todos os 2479 circuitos pertencentes a Rede Básica. Ou seja, para cada cenário de geração e consumo foram

realizados 2479 cálculos de fluxo de potência, em que um dos circuitos da rede básica foi removido. Ao final desta simulação, obtemos aproximadamente 23,79 milhões de cenários de fluxo de potência.

Para que este cálculo fosse realizado de maneira eficiente, o modelo implementado a partir do algoritmo fez intenso uso de processamento paralelo, técnica que permite a divisão de tarefas pertencentes a um mesmo processo entre diferentes núcleos de um mesmo processador, ou diferentes processadores conectados. Dessa forma, os processos que podem ser paralelizados são realizados de maneira simultânea, com o tempo de execução inversamente proporcional ao número de processadores e núcleos empregados nas tarefas (até o limite de paralelização do processo em si).

No entanto, mesmo os computadores pessoais mais modernos que chegam a ter 8 núcleos, capazes de processar atividades paralelamente, não seriam suficientes para realizar tantos cálculos de maneira rápida. Dessa forma, fez-se uso da computação em nuvem, outro recurso computacional que permite a utilização em escala de dezenas de processadores sob demanda de maneira remota, sem que seja necessário adquirir fisicamente esta infraestrutura. Combinados, estes dois recursos permitem realizar as simulações de maneira eficiente a baixos custos. Esta simulação é realizada uma única vez e utilizada pelos casos 2 e 3.

Uma vez de posse de todos os cenários de fluxo de potência com rede intacta e com rede sob contingências, faz-se a seleção de cenários de fluxo de potência. Ao final desta simulação, obtém-se um dicionário que especifica para cada circuito, qual o cenário de fluxo de potência, dentre os cálculos nas simulações anteriores, confere ao circuito o maior carregamento.

Esta simulação é aplicada tanto para a amostra de cenários de fluxo de potência com rede intacta, tendo seus resultados utilizados pelo caso 1, quanto para a amostra de cenários de fluxo de potência com rede sob contingências, tendo seus resultados utilizados pelos casos 2 e 3.

O algoritmo implementado segue a Definição (4-1) e foi implementado em C++.

5.2.3 Simulações para cálculo tarifário

Por fim, de posse de todos os cenários e bases de dados, são realizados os cálculos tarifários. Para tanto, foi utilizado o software *Tariff* desenvolvido no âmbito dos trabalhos dessa dissertação em conjunto com a equipe da empresa PSR.

O software foi desenvolvido na linguagem Julia e faz uso extensivo dos recursos de processamento paralelo e computação em nuvem para viabilizar o processo tarifário proposto. Para desenvolvimento do software foi empregado o algoritmo baseado na metodologia detalhada na seção 2.3.2 desta dissertação.

Nesta última etapa são entradas para o modelo: configuração do sistema, cenários de geração e consumo selecionados para cada circuito e custos a serem recuperados para cada circuito.

Antes de a metodologia de cálculo de tarifas ser empregada, é realizado o cálculo de custo unitário de cada circuito. Este custo é calculado conforme a Equação (4.19) para os casos 1 e 2 e conforme a Equação (4.20) para o caso 3. Ao fim desta simulação temos as tarifas para cada gerador do sistema em cada um dos casos.

5.3 Resultados

As premissas anteriormente detalhadas foram então incorporadas às simulações e os resultados estão apresentados nas próximas subseções de acordo com as respectivas simulações do processo tarifário proposto.

5.3.1 Simulações eletroenergéticas

Na primeira etapa do processo tarifário proposto, foi executada a simulação eletroenergética. Nesta simulação foi estabelecida a política eletroenergética com o respectivo despacho. Todo o processo teve duração de aproximadamente 84 minutos, utilizando 442 processadores Intel Xeon 3.5 GHz.

Os resultados de maior interesse para esta dissertação estão relacionados a dinâmica de fluxos nos circuitos, decorrente dos perfis de geração e consumo dos agentes. Espera-se que geradores em uma região exportadora tenham tarifas

maiores, uma vez que fazem intenso uso de interconexões (geralmente circuitos mais caros, por serem longos e pertencerem a níveis de tensão mais elevados) para escoar sua energia para os centros de carga. Por outro lado, geradores que se encontram em regiões importadoras deveriam ter tarifas menores, uma vez que utilizam menos o sistema de transmissão para escoar energia em direção ao polo de carga, que neste caso estaria em sua própria região.

A Figura 5-1, por exemplo, apresenta o fluxo médio nas principais interconexões da região Nordeste com o resto do país, como resultado da simulação eletroenergética. Esta região foi escolhida para a análise de resultado por se destacar pela grande concentração de geradores eólicos e fotovoltaicos.

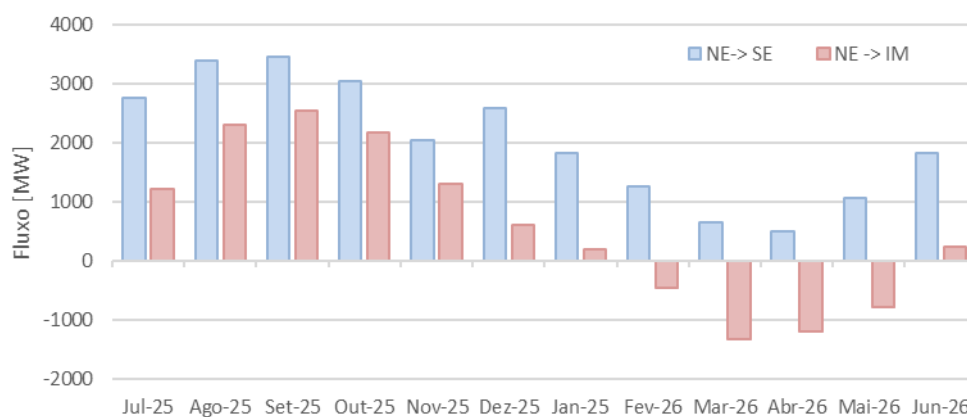


Figura 5-1 Fluxo médio nas interconexões

Na Figura 5-1 pode-se notar que durante boa parte do ano a região Nordeste atua como exportadora de energia, ou seja, os geradores do Nordeste utilizam as interconexões entre Nordeste e Norte (NE–IM) e Nordeste e Sudeste (NE–SE) para escoar sua energia para outras regiões. Nesta figura, valores positivos significam exportação de energia e valores negativos importação.

Nos meses de agosto e setembro, de maior exportação, também se verifica maior velocidade e intensidade de ventos nessa região, e consequentemente maior geração eólica. Ou seja, a dinâmica de importação e exportação do sistema brasileiro, para o ano retratado na simulação, é um exemplo claro do dilema abordado nesta dissertação, onde a região que concentra maior inserção de renováveis (fontes mais baratas) necessita de interconexões de grande porte para escoar o excesso de energia para regiões de maior demanda.

Por outro lado, verificamos que as regiões sul e sudeste importam energia durante a maior parte do ano. Isso também já era esperado, dado que esta região tem grande concentração populacional e reúne os maiores polos econômicos do país. No entanto não é atrativa para a implantação de geradores eólicos e solares.

Ou seja, pode-se inferir que uma alocação apropriada indicaria tarifas maiores a usinas localizadas nas regiões exportadoras e menores nas regiões importadoras. No entanto estes valores devem se diferenciar mensalmente, uma vez que como a Figura 5-1 demonstra, a intensidade da exportação e consequentemente uso das interconexões muda sazonalmente.

5.3.2

Fluxo de potência sob contingências e seleção de cenários

Na segunda etapa do processo tarifário proposto neste trabalho, foi simulado o cálculo de fluxo de potência sob contingências, além da seleção de cenário de fluxo de potência para alocação de custos de cada circuito.

O carregamento máximo de cada circuito em ambas as situações, rede contingenciada e rede intacta para o mês de julho de 2025, são apresentados no eixo vertical do gráfico da Figura 5-2, já no eixo horizontal apresenta-se a distribuição de probabilidade acumulada.

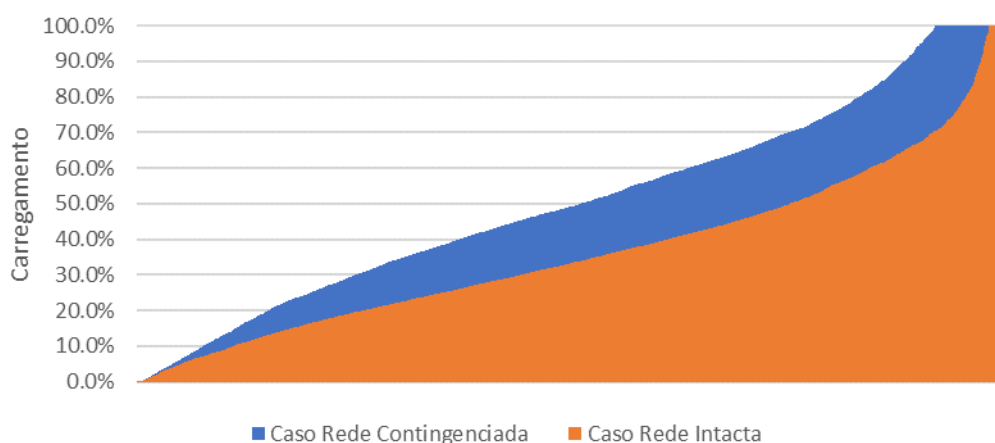


Figura 5-2 – Carregamento máximo dos circuitos

Como vimos anteriormente, o carregamento máximo nos circuitos do caso com a rede contingenciada é sempre maior ou igual ao carregamento máximo nos circuitos do caso com a rede intacta. Na Figura 5-2 podemos ver o quanto maior se

torna o carregamento quando são aplicadas contingências na rede. Na Tabela 5-1 é apresentado o carregamento médio para cada caso também no mês de julho de 2025.

Tabela 5-1 Capacidade de geradores e linhas no Sistema Teste

Carregamento médio rede intacta	Carregamento médio rede contingenciada
28,6%	39,8%

De fato, o carregamento médio foi elevado para aproximadamente 40% quando aplicadas contingências na rede. Isto induzirá um aumento da parcela locacional do método aplicado.

No entanto, não podemos deixar de notar que mesmo após a aplicação das contingências, o carregamento médio continua baixo. Isso pode ser decorrente de alguns motivos, como limites operativos de estabilidade do sistema, que são representados por restrições de somatórios de fluxos em linhas de transmissão que compõe intercâmbios. Estes limites são impostos a fim de garantir operação segura e em certos níveis de confiabilidade.

Outro motivo está ligado ao próprio nível de confiabilidade do sistema. Por exemplo, em algumas áreas do sistema brasileiro é empregado critério de segurança N-2 apesar de majoritariamente o critério utilizado ser o N-1.

Por fim, vale lembrar também que o fluxo de potência linearizado ignora o fluxo de energia reativa nas linhas e acaba sendo uma aproximação do fluxo real nas linhas. Ou seja, o uso estabelecido através do fluxo de potência linearizado pode ser subdimensionado.

Devido ao elevado número de simulações de fluxo de potência linearizado, esta simulação também faz uso intensivo do processamento paralelo e computação em nuvem tendo utilizado 72 processadores AMD EPYC 7002 3,3 GHz da 2ª geração. O tempo de duração da simulação foi de 45 minutos.

5.3.3 Cálculo tarifário

A última etapa do processo proposto fornece então as tarifas finais de aplicação aos agentes. Nesta dissertação, focamos nos resultados para o segmento de geração e como eles fornecem sinalização locacional para a integração de

renováveis ao sistema. No entanto vale ressaltar que o processo de tarifação para o segmento de consumo é análogo ao desenvolvido aqui para os geradores, geralmente apresenta o comportamento diametralmente oposto ao do segmento de geração.

A primeira análise que se faz necessária para entender a força do sinal locacional no processo tarifário proposto, é o cálculo da proporção de recuperação pela parcela locacional e pela parcela selo. A Figura 5-4 apresenta essa proporção para os três casos simulados.

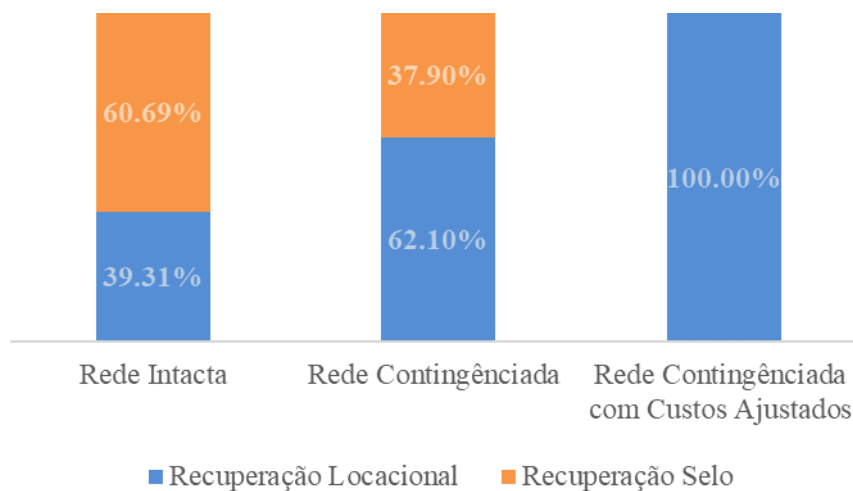


Figura 5-4 Proporção entre parcela selo e locacional

A partir deste resultado, pode-se constatar que, de fato, a parcela selo é reduzida pelo uso de cenário de rede contingenciada e ainda mais reduzido quando os custos dos circuitos são ajustados de acordo com seus fluxos. No entanto é necessário ainda analisar o efeito destas mudanças sobre a sinalização locacional

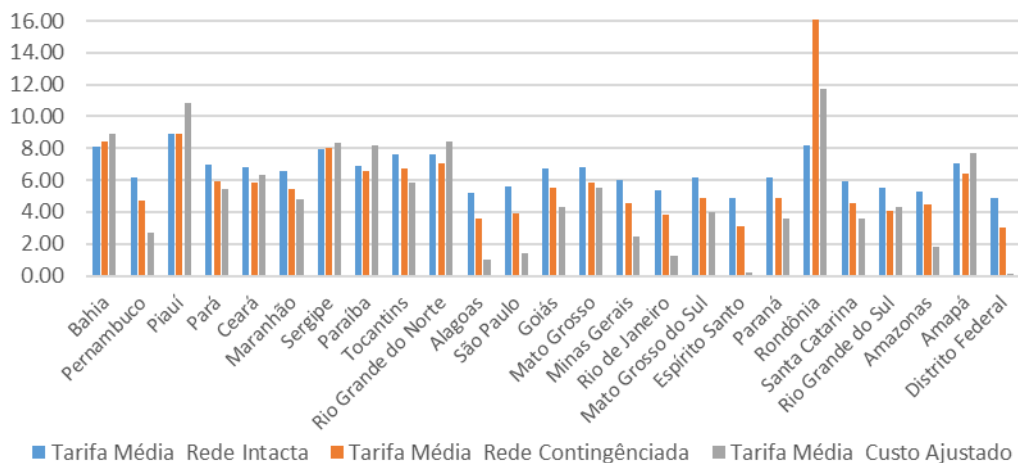


Figura 5-3 Tarifa média por estado

dado a cada região. Para tanto, apresenta-se no gráfico da Figura 5-3 a tarifa média por estado em cada caso simulado.

Na figura acima, podemos notar que as tarifas dos estados nordestinos são levemente maiores que as tarifas do Sudeste, e quando comparamos os casos na ordem apresentada, Rede Intacta, Rede Contingenciada e Rede Contingenciada com Custos Ajustados, esta diferença aumenta, indicando um aumento na parcela locacional do Nordeste, conforme esperado.

No entanto, para quase todos os estados, ocorre uma redução da Tarifa Média do caso Rede Intacta para o caso Rede Contingenciada. Este resultado não é intuitivo, ao passo que em um primeiro momento esperávamos um aumento na tarifa dos estados do Nordeste e uma redução das tarifas do Sul e Sudeste. Dessa forma, se faz necessário observar também a média da parcela locacional das tarifas, apresentado pela Figura 5-5.

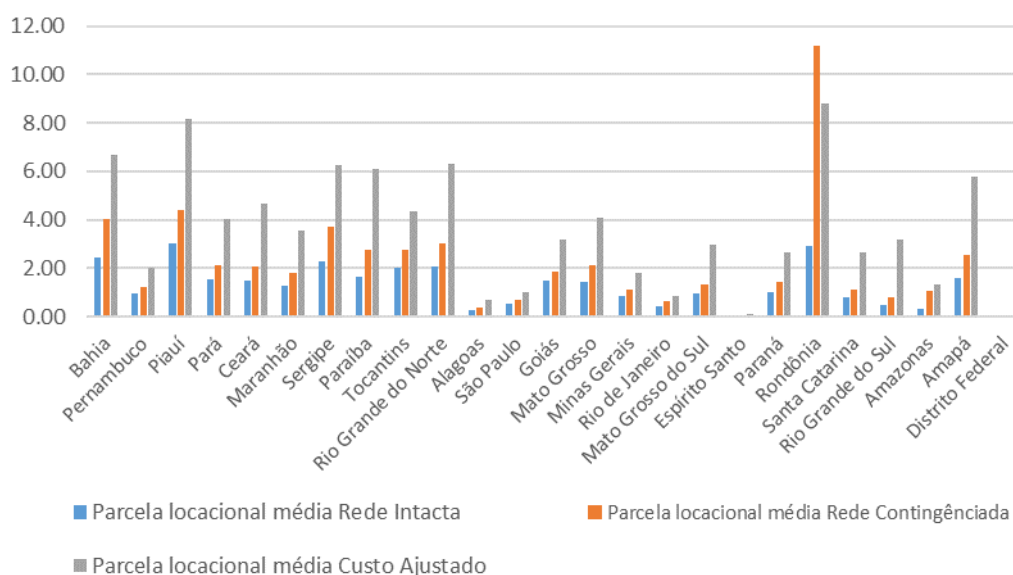


Figura 5-5 Parcela locacional da tarifa média por estado

Na parcela locacional da tarifa média, notamos um comportamento em linha com o esperado. Esta parcela aumenta de acordo com a redução da parcela selo, sendo em geral maiores para a região Nordeste e menores para a região Sudeste.

No entanto, o mesmo resultado não se verifica no estado de Rondônia, onde houve relevante aumento da tarifa média do caso Rede Intacta para o caso Rede Contingenciada. No estado de Rondônia estão localizados os geradores

hidrelétricos de grande porte, Jirau e Santo Antônio. Estes geradores são conectados ao Sudeste diretamente por dois circuitos paralelos de custo elevado. Quando aplicamos contingências em um destes circuitos, o outro assume carregamento duplicado e vice e versa. Ou seja, para cada um dos circuitos, aloca-se seu custo em um cenário onde o outro está em contingência, e dessa forma, a maior parte dos custos destes circuitos é alocada diretamente para os geradores em questão, aumentando relevantemente sua tarifa.

Como estes geradores têm uma alta capacidade, o aumento de sua tarifa ocasiona uma redução significativa da parcela Selo. E por isso ocorre a redução da tarifa média das usinas de todo país. Essa tese pode ser comprovada observando a participação dos geradores Jirau, Santo Antônio na recuperação de receitas, representada pela região “Rondônia” no gráfico da

Figura 5-6. Note que o aumento desta participação foi acompanhado pela queda na participação das outras regiões.

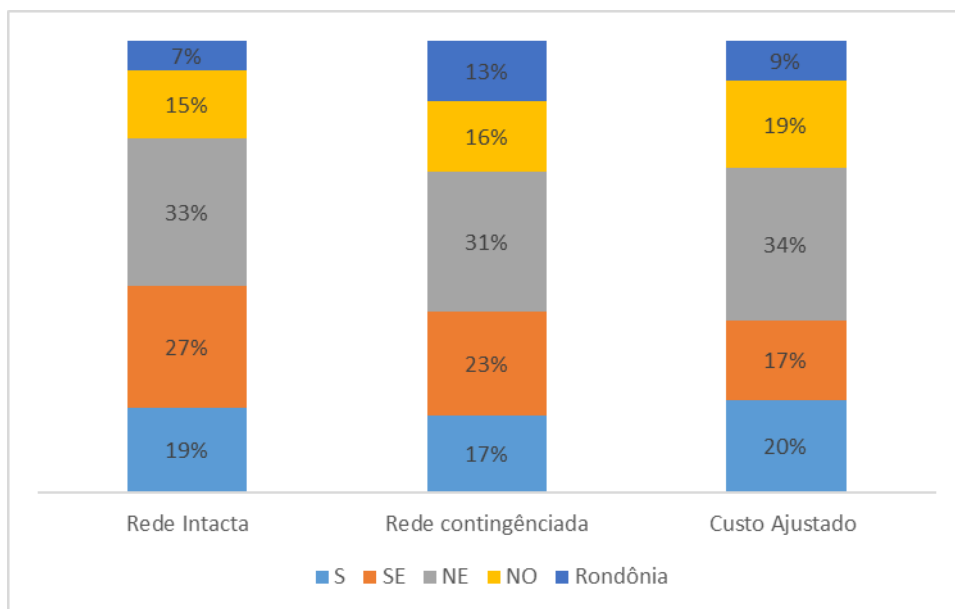


Figura 5-6 Participação das regiões na recuperação de receitas

Este fenômeno que ocorre também com outros geradores localizados em redes radiais, acaba por reduzir relevantemente a parcela selo. Dessa forma,

concluimos que mesmo que a parcela locacional das usinas do Nordeste apresente aumento, a redução da parcela selo acaba por reduzir a tarifa média de quase todos os estados de um caso para o outro.

Por fim analisamos a distribuição das tarifas pelo território brasileiro a fim de avaliar o comportamento da metodologia desenvolvida. No mapa da Figura 5-7 apresentamos esta distribuição para o caso Rede Intacta.

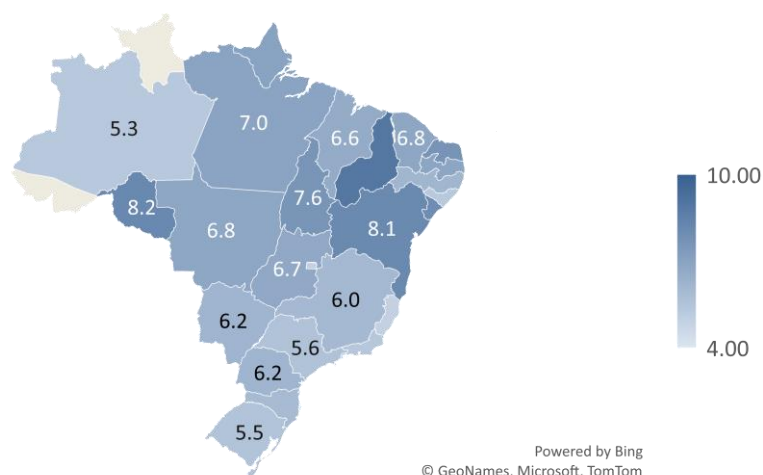


Figura 5-7 Mapa de calor tarifário - Rede Intacta

A partir deste mapa, pode-se notar a capacidade da metodologia proposta em considerar os múltiplos centros de carga do país. Isso fica claro nos estados do Amazonas e do litoral do Nordeste. Como o Amazonas é importador de energia, a tarifa para os geradores nesta região é relativamente mais baixa, incentivando novos investimentos nesta região. No caso do Nordeste, a geração próxima ao litoral nordestino fornece energia diretamente para as grandes cidades, fazendo menor uso da rede.

Por outro lado, estados como Bahia e Piauí, que exportam muita energia e por isso utilizam muito a rede de transmissão, apresentam tarifas mais elevadas. O mesmo acontece com os geradores de Rondônia.

No mapa Figura 5-8 apresenta-se a mesma distribuição, mas agora para o caso da Rede Contingenciada.

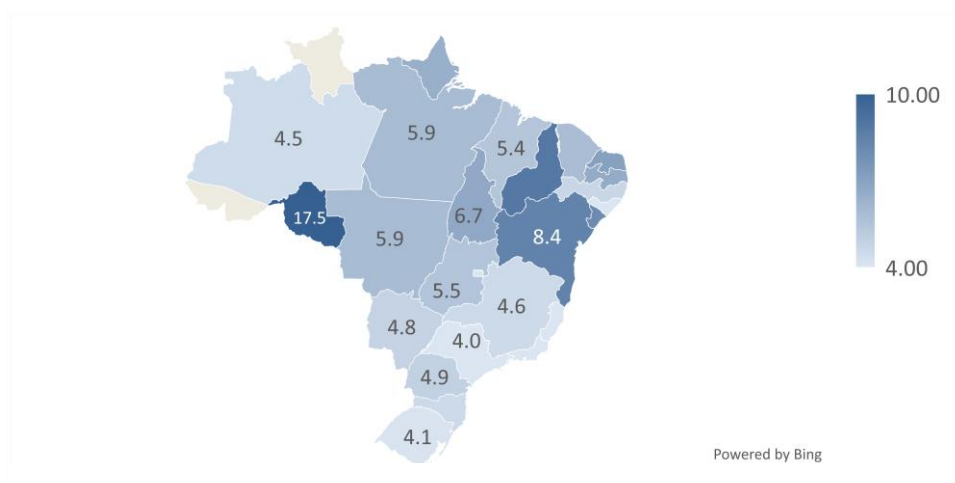


Figura 5-8 Mapa de calor tarifário - Rede Contingenciada

Comparando a Figura 5-7 e Figura 5-8, nota-se que não houve alteração na sinalização econômica em termos de locais, mas sim em termos de sua intensidade.

Como já discutido, o aumento das tarifas locais de alguns geradores, principalmente aqueles localizados em rede radiais, promoveu a redução relevante do Selo, que por sua vez levou a uma redução da tarifa média das outras regiões. Podemos notar também um aumento da dispersão das tarifas, com tarifas médias do Sudeste se tornando ainda menores que as tarifas do Nordeste e Norte.

Por fim na Figura 5-9 exploramos o caso de Custos Ajustados.

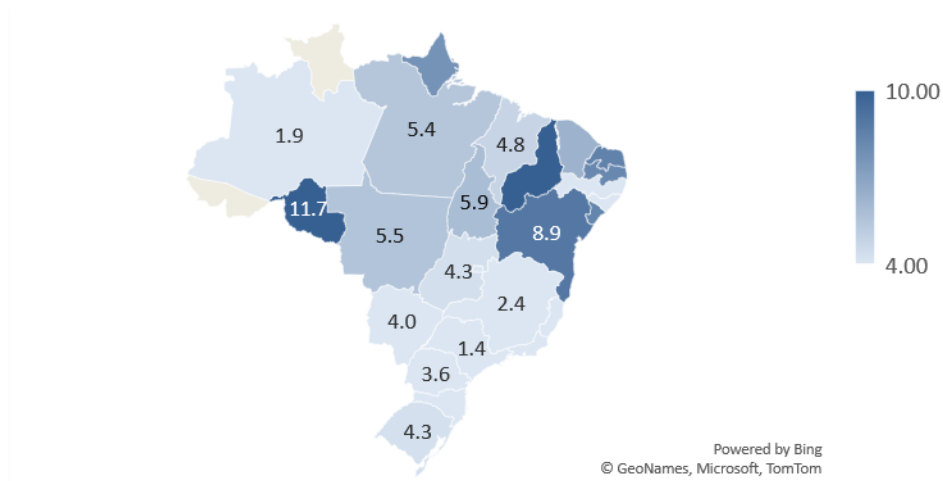


Figura 5-9 Mapa de calor tarifário - Custo Ajustado

Neste caso, vale lembrar que utilizamos o mesmo procedimento de contingenciamento da rede utilizado no segundo caso, no entanto ajustamos os custos unitários dos circuitos de acordo com seus fluxos a fim de recuperação completa através da parcela locacional.

Este ajuste potencializou ainda mais a sinalização locacional, atribuindo aos geradores de maneira locacional todos os custos que podem ser decorrentes do sobredimensionamento das redes.

Para entendermos os efeitos deste ajuste, analisamos o estado do Piauí. No sudeste deste estado, a rede de transmissão é malhada, sendo este local de encontro de vários circuitos de 500kV de elevado custo. Dessa forma, os geradores localizados nesta região escoam sua energia de maneira difusa entre vários circuitos de alta tensão, em longas distâncias e de elevado custo. No entanto, o ajuste de custos acaba forçando a recuperação total destes circuitos a partir daqueles que os usam, culminando em um aumento relevante da tarifa destes geradores.

Por outro lado, ao analisarmos novamente os geradores de Rondônia, notamos que o simples fato de utilizar a seleção de cenários de fluxo máximo aliado ao contingenciamento da rede, já foi o suficiente para recuperar todo o custo das linhas que as conectam ao sudeste. Dessa forma, a redução do Selo devido ao ajuste de custos contribui para a redução da tarifa destes geradores.

Adicionalmente, podemos notar que as tarifas entre os estados ficam ainda mais dispersas, mantendo a sinalização locacional coerente.

Por fim, vale a pena compararmos o resultado do estudo de caso com a aplicação do processo hoje visto pela ANEEL como mais adequado para o cálculo tarifário, segundo a Consulta Pública 39 de 2021. Dessa forma, a Figura 5-10

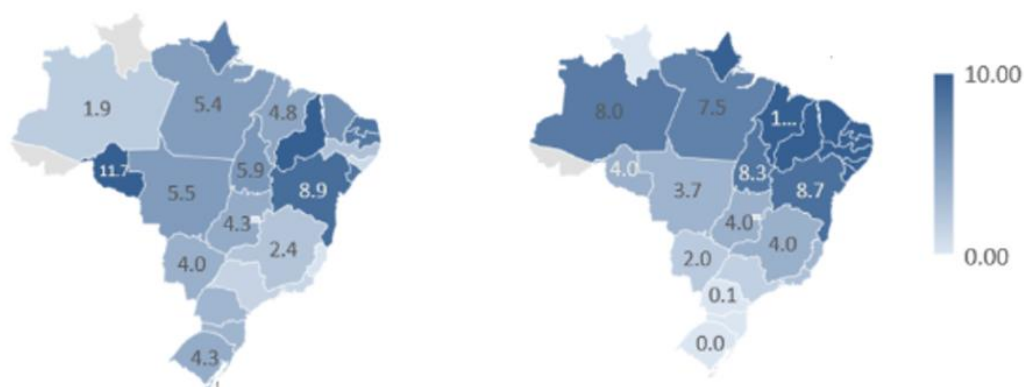


Figura 5-10 Comparação de resultados

Apresenta o resultado para o caso Custo Ajustado e um caso extra, em que foi simulado a aplicação da alternativa 2A da CP39/2021 detalhado na Seção 3.2.

Adicionalmente, as tarifas médias também são apresentadas por estado em formato de gráficos de barras na Figura 5-11, para facilitar a comparação entre os resultados.

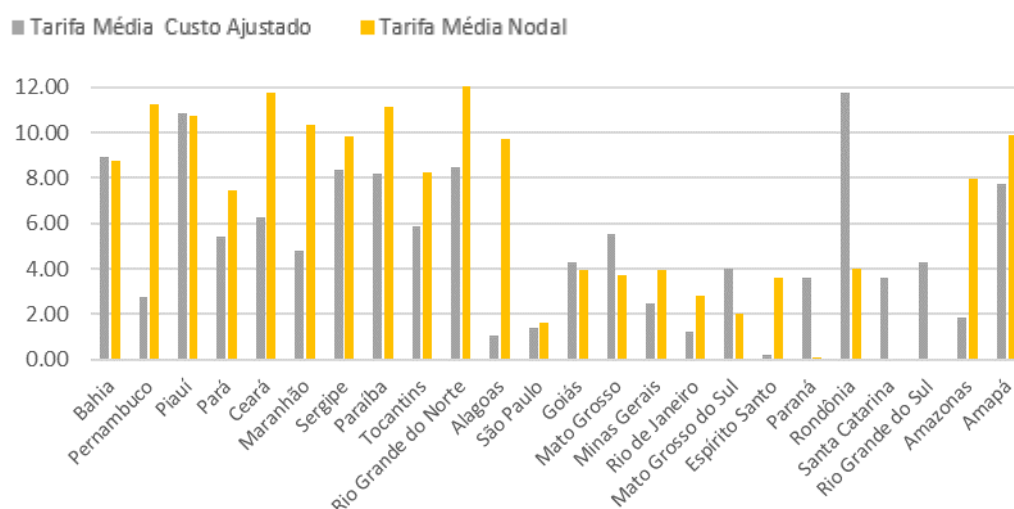


Figura 5-11 Comparação entre tarifas médias

Notamos as diferenças entre as tarifas do Nordeste e Norte frente as do Sul e Sudeste, resultantes do processo tarifário proposto pela CP 39/2021. Esta diferença é muito grande, com regiões inteiras do Sul tendo tarifas próximas de zero. Além de sua causa na metodologia Nodal em si uma outra causa deste efeito extremo é a utilização de um único cenário de geração como referência do cálculo tarifário. Ou seja, os momentos em que o Nordeste está exportando menos energia e por isso utilizando menos o sistema, não estão sendo considerados.

Vale a pena ainda, ressaltar novamente sobre os resultados tarifários para o estado de Rondônia (UHEs Jirau e Santo Antônio). Na metodologia proposta pela ANEEL, a maior parte do sistema de transmissão desenhado exclusivamente para escoamento de geração das usinas do Madeira, é alocado a todos os consumidores, e por isso estas usinas têm tarifas reduzidas. No método proposto por esta dissertação, este sistema é inteiramente pago pelas Usinas, e em compensação a parcela Selo é zerada, dado que neste caso todo o custo é recuperado pela tarifa locacional.

6 Conclusões e trabalhos futuros

A alta inserção de geração baseada em fontes de energia renováveis não convencionais tem criado uma demanda por reforços e ampliações do sistema de transmissão existente, demanda essa que traz consigo altos custos de implantação e operação de novos equipamentos de rede. Neste contexto, o processo de cálculo de tarifas de uso do sistema de transmissão ganha destaque, já que este tem o potencial de integrar o planejamento da transmissão ao da geração, por ser capaz de fornecer sinalização locacional aos geradores.

No entanto, os processos tarifários atualmente empregados na maioria dos países acabam por não promover esta sinalização de forma adequada. Este é o caso do Brasil, que aplica um processo tarifário que promove sinalização econômica locacional diminuta e distorcida, principalmente associado ao despacho utilizado.

Muitos estudos sobre o tema têm focado nos algoritmos de alocação de custos aplicados nos processos tarifários em busca da solução para este problema. No entanto, poucos comentam que o processo tarifário conta com diversas outras etapas que também influenciam fortemente nos resultados das tarifas a serem aplicadas aos usuários da rede. Uma destas etapas de grande importância para o cálculo tarifário está ligada a formulação do cenário de operação do sistema que será utilizado como referência para o cálculo tarifário.

Dessa forma, este trabalho buscou construir e selecionar múltiplos cenários de operação, aderentes aos níveis de confiabilidade utilizados no planejamento, como referência para cálculo de tarifas baseado no “uso” do sistema. Por meio desta abordagem, pretendeu-se embutir maior eficiência, e justiça ao cálculo tarifário, promovendo intensificação da sinalização locacional.

A fim de testar as propriedades do processo propostos, este foi implementado e simulado em um estudo de caso com o Sistema Brasileiro.

Os resultados apresentados, provaram a capacidade do processo desenvolvido em intensificar a sinalização locacional sem que houvesse distorções. Este fato foi

comprovado pela redução verificada da parcela selo, sem alteração relevante no padrão tarifário por região.

Adicionalmente, também se provou a viabilidade de utilização do processo proposto em sistemas de grande porte, de maneira que o processo seja possa ser reproduzido a partir do uso de ferramentas computacionais cada vez mais populares nos dias de hoje. Todo o processo pôde ser realizado em aproximadamente 6 horas. Considerando que as etapas são modulares, sensibilidades podem ser realizadas em diferentes estágios do processo sem que isso exija o recálculo de todo o processo.

Vale mencionar que ainda é possível reduzir relevantemente o tempo computacional aprimorando os algoritmos, compilando os códigos em Linux e explorando novas abordagens para paralelização dos cálculos. Estas atividades serão realizadas em trabalhos futuros.

Por fim, reitera-se que o procedimento aplicado ao estudo de caso aqui apresentado, pode ser utilizado em conjunto a quaisquer outras metodologias de alocação de custos baseadas no “uso” do sistema de transmissão, sendo aplicável de maneira análoga ao que foi feito neste trabalho também para o segmento de consumo. Dessa forma, em trabalhos futuros explorar-se-á o comportamento deste procedimento junto a outras metodologias de alocação de custos, inclusive o próprio método Nodal, também aprimorando o tratamento de questões específicas como a representação de circuitos de corrente contínua e aplicação destes métodos também para o cálculo de tarifas do segmento de consumo.

7 Referências bibliográficas

- 1 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, Resultado Consolidado dos Leilões. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/mercado/leilao-mercado>. Acesso em 27 de dezembro de 2021.
- 2 Olmos, L., Rivier, M., & Pérez-Arriaga, I. (2018). Transmission expansion benefits: The key to redesigning the regulation of electricity transmission in a regional context. *Economics of Energy and Environmental Policy*, 7 (1), 47–62.
- 3 SILVA, E.L. “Nodal Price Control: A mechanism for Transmission Network Cost Allocation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 21, No. 1, Feb. 2006
- 4 PJM, "A Survey of Transmission Cost Allocation Issues, Methods and Practices," PJM, 2010.
- 5 Pérez-Arriaga, I. J., Smeers, Y., 2003. Pricing of electrical transmission and distribution networks. In: Francois Leveque, *Transport Pricing of Electricity Networks*. Kluwer Academic Publishers, Boston/Dordrecht/London, pp.175–204.
- 6 Lima, D. A., Padilha-Feltrin, A., and Contreras, J. (2009). An overview on network cost allocation methods. *Electric Power Systems Research*, 79(5), 750–758.
- 7 Yang, Z., Zhong, H., Xia, Q., Kang, C., Chen, T., and Li, Y. (2015). A structural transmission cost allocation scheme based on capacity usage identification. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(4), 2876-2884.
- 8 Bayma, D.; Junior, L. C; Perez, R; (2019). Método dos Beneficiários para Alocação de Custos de Sistemas de Transmissão. *XXV SNPTEE Seminário Nacional De Produção E Transmissão De Energia Elétrica*, novembro, 1–9.

- 9 Rubio-Oderiz, F. J., Perez-Arriaga, I. J. (2000). Marginal pricing of transmission services: a comparative analysis of network cost allocation methods. *IEEE Transactions on Power systems*, 15(1), 448-454.
- 10 M. Calviou, R. Dunnett, and P. Plumptre, "Charging for use of a transmission system by marginal cost methods," in *Proceedings PowerSystem Computation Conference*, Avignon, France, 1993.
- 11 J. Bialek, "Tracing the flow of electricity," *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, vol. 143, no. 4, pp. 313–320, 1996.
- 12 L. S. Shapley, "A value for n-person games," *Contributions to the Theory of Games*, vol. 2, no. 28, pp. 307–317, 1953.
- 13 M. Junqueira, L. C. da Costa, L. A. Barroso, G. C. Oliveira, L. M. Thomé, and M. V. Pereira, "An aumann-shapley approach to allocate transmission service cost among network users in electricity markets," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 4, pp. 1532–1546, 2007.
- 14 R. J. Aumann and L. S. Shapley, *Values of non-atomic games*. Princeton University Press, 2015.
- 15 Conejo, A. J., Contreras, J., Lima, D. A., and Padilha-Feltrin, A. (2007). Zbus Transmission Network Cost Allocation. *IEEE transactions on power systems*, 22(1), 342-349.
- 16 Chu, W. C., Chen, B. K., and Liao, C. H. (2004). Allocating the costs of reactive power purchased in an ancillary service market by modified Y-bus matrix method. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(1), 174-179.
- 17 Shirmohammadi, D., Gorenstin, B., and Pereira, M. V. (1996). Some fundamental, technical concepts about cost-based transmission pricing. *IEEE Transactions on Power Systems*, 11(2), 1002-1008.
- 18 SILVA, G.C., 2016, "Proposta Metodológica para Alocação de Custos de Transmissão Considerando Múltiplos Cenários de Despacho e Perfil de Carga". M.Sc, 66 Dissertação, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- 19 Lima, J. M. (1996). Allocation of transmission fixed charges: an overview. *IEEE Transactions on Power Systems*, 11(3), 1409-1418.

- 20 PEREZ-ARRIAGA, I.J. et al. "Marginal Pricing of transmission services: an analysis of cost recovery", **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 10, No. 0885-8950, pp. 546-553, 1995.
- 21 Galiana, F. D., Conejo, A. J., and Gil, H. A. (2003). Transmission network cost allocation based on equivalent bilateral exchanges. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(4), 1425-1431.
- 22 Pan, J., Teklu, Y., Rahman, S., and Jun, K. (2000). Review of usage-based transmission cost allocation methods under open access. *IEEE transactions on power systems*, 15(4), 1218-1224.
- 23 Meng, Y. (2007). Transmission cost calculation for restructured electric power systems (Doctoral dissertation, Memorial University of Newfoundland).
- 24 Pouyafar, S., Hagh, M. T., and Zare, K. (2019). Circuit-theory-based method for transmission fixed cost allocation based on game-theory rationalized sharing of mutual-terms. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 7(6), 1507-1522.
- 25 Bhakar, R., Sriram, V. S., Padhy, N. P., and Gupta, H. O. (2009). Transmission embedded cost allocation in restructured environment: a game-theoretic approach. *Electric Power Components and Systems*, 37(9), 970-981.
- 26 LIMA, J.W.M.; PEREIRA, M.V.F., PEREIRA, J.L.R., "An Integrated Framework for Cost Allocation in a Multi-Owned Transmission System", **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 10, No. 2, pp. 971-977.
- 27 JUNIOR, L. C. "Método de Participações Médias para Alocação dos Custos do Uso do Sistema de Transmissão". Projeto de Fim de Curso, Departamento de Engenharia Elétrica da UFRJ, Rio de Janeiro, 2005.
- 28 PSR, "Implicit Economic Slack Bus in the Calculation of Transmission Tariffs for the LRMC Methodology", PSR Tech. Rep. Disponível em: <http://www.psrinc.com.br/reports.asp>
- 29 CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R. "Os leilões de linhas de transmissão e o risco brasil", IFE, n. 1951, dezembro 2006.
- 30 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 em: <https://aneel.gov.br/>. Acesso em 28 de dezembro de 2021.

- 31 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Resolução Normativa 289 de 1999. Disponível em: <https://aneel.gov.br/>. Acesso em 28 de dezembro de 2021.
- 32 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Resolução Normativa 559 de 2013. Disponível em: <https://aneel.gov.br/>. Acesso em 28 de dezembro de 2021.
- 33 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica nº 119 de 25 de junho de 2021. Proposta de abertura de Consulta Pública com intuito de obter subsídios a respeito da Análise de Impacto Regulatório (AIR) acerca do Sinal Locacional das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição para centrais de geração conectadas em 88 kV e 138 Kv (TUSDg). Disponível em: <https://aneel.gov.br/>. Acesso em 28 de dezembro de 2021.
- 34 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 02 de 25 de junho de 2021. Sinal Locacional – TUST/TUSDg. Disponível em: <https://aneel.gov.br/>. Acesso em 28 de dezembro de 2021.
- 35 LIMA, J.W.M.; SOUZA, A.C.Z.; LOPES, B.I.L. “Principais obstáculos à intensificação do sinal locacional na metodologia nodal”, **XVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, Uberlândia, 2003.
- 36 COSTA, J. G. C. et al. “Tarifação do uso da transmissão no Brasil: análise, aprimoramento e generalização da metodologia nodal”, **XXI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, Florianópolis, 2011.
- 37 Global Modeling and Assimilation Office. Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications, Version 2. Disponível em: <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA-2/>. Acessado em 28 de dezembro de 2021.
- 38 PSR, “TSL – User Manual”, disponível em: <http://www.psr-inc.com/software/en/?current=p4026>
- 39 Staffell, Iain and Pfenninger, Stefan (2016). Using Bias-Corrected Reanalysis to Simulate Current and Future Wind Power Output. *Energy* 114, pp. 1224-1239. doi: 10.1016/j.energy.2016.08.068

- 40 Renewables ninja. Disponível em: <https://www.renewables.ninja/>. Acessado em 28 de dezembro de 2021.
- 41 Pfenninger, Stefan and Staffell, Iain (2016). Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. *Energy* 114, pp. 1251-1265. doi: 10.1016/j.energy.2016.08.060
- 42 PSR, “TSL – Methodology Manual”, Disponível em: <http://www.psr-inc.com/softwareesen/?current=p4026>
- 43 B.W. Silverman. *Density Estimation for Statistics and Data Analysis*. Chapman & Hall/CR, New York, 1986.
- 44 D. W. Scott. *Multivariate Density Estimation*. Wiley, New York, 1992.
- 45 NATAF, A. Determination des Distribution dont les Marges sont Donnees, *Comptes Rendus de l’Academie des Sciences*, Paris, 225, p. 42-43, 1962.
- 46 Pearl, Judea and Russell Stuart. *Bayesian networks*. UCLA - Department of Statistics Papers , 2000.
- 47 M.V.F. Pereira and L.M.V.G. Pinto, Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning, *Mathematical Programming*, 52, 359–375, 1991.
- 48 EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano decenal de expansão de energia 2029** Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>. Acesso em 28 de dezembro de 2029.
- 49 PSR, “SDDP – User Manual”, Disponível em: <http://www.psr-inc.com/softwareesen/?current=p4026>
- 50 LIMA, D.A. “Alocação de perdas e custos pelo uso do sistema de transmissão”. **Tese de Doutorado, Programa de Engenharia Elétrica da UNESP**, Ilha Solteira, 2007.
- 51 PFEIFENBERGER, J.P.; SPEES, K.; CARDEN, K.; WINTERMANTEL, N. “Resource Adequacy Requirements: Reliability and Economic Implications”, 2013.
- 52 MONTICELLI, A., “Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica”. Edgard Blücher Ltda., 1983.
- 53 D. M. Falcao. *Análise de redes elétricas*. *COPPE-UFRJ, Rio de Janeiro*, 2003.

8

Anexo A – Fluxo de Potência Linearizado

O modelo do fluxo linear de potência ativa é composto por um conjunto de duas equações, correspondentes à primeira e a segunda leis de Kirchhoff [52].

A primeira lei de Kirchhoff representa o balanço de potência em cada barra, conforme indicado em (8.1).

$$\sum_{k \in \Omega_i} f_k + g_i = d_i, \text{ para } i = 1, \dots, N \quad (8.1)$$

Na equação acima, índice i representa as barras do sistema (N números de barras), Ω_i e o conjunto de circuitos diretamente conectado à barra i .

A equação (8.1) pode ser representada matricialmente como:

$$Sf + g = d \quad (8.2)$$

Nesta representação, a matriz S é a matriz de incidência $n \times m$ que representa as ligações entre barras e circuitos. A k -ésima coluna desta matriz é composta de zeros em todas as posições exceto para as linhas i_k e j_k , correspondentes aos nós terminais do circuito k , como em (8.3).

$$S_i = \begin{pmatrix} 0 \\ \dots \\ +1 \\ \dots \\ -1 \\ \dots \\ 0 \end{pmatrix} \begin{matrix} \longleftarrow & \text{nó } i_k & \text{de} \\ \longleftarrow & \text{nó } j_k & \text{de} \end{matrix} \quad (8.3)$$

f : vetor $1 \times m$ de fluxos nos circuitos

g : vetor $1 \times n$ de geração por barra

d : vetor $1 \times n$ de demanda por barra

A segunda lei de Kirchhoff, por sua vez, representa a relação entre o fluxo nas linhas e o ângulo nas barras extremas, de acordo com (8.4)

$$f_k = \gamma_k (\theta(i_k) - \theta(j_k)), \text{ para } k = 1, \dots, K \quad (8.4)$$

Sendo,

γ_k : susceptância do circuito k

$\theta(i_k)$: ângulo de tensão da barra de origem i_k

$\theta(j_k)$: ângulo de tensão da barra de destino j_k

Em termos matriciais, a equação (8.4) é expressa como:

$$f = \gamma S' \theta \quad (8.5)$$

Sendo,

γ : matriz diagonal $m \times m$ com as susceptâncias dos circuitos

S' : transposta $m \times n$ da matriz de incidência S

θ : vetor $1 \times n$ de ângulo da tensão por barra

Substituindo a equação (8.5) em (8.2), resulta em:

$$S \gamma S' \theta = d - g \longrightarrow B \theta = P \quad (8.6)$$

onde $B = S \gamma S'$ é a matriz $n \times n$ de susceptâncias nodal e P é o vetor $1 \times n$ de injeções resultantes por barra.

A solução do problema é função dos ângulos das tensões nodais θ . Como as perdas de transmissão foram desprezadas, a soma das componentes de P é nula, ou seja, a potência em qualquer barra pode ser obtida a partir da soma algébrica das demais. Para contornar esse problema, elimina-se uma das equações do sistema (8.6) e adota-se a barra correspondente como referência angular ($\theta(k) = 0$). Desta forma, o sistema passa a ser não-singular com dimensão $n - 1$ e os ângulos das $n - 1$ barras restantes podem ser determinados a partir das injeções de potências especificadas para estas $n - 1$ barras.

Substituindo a equação (8.6) em (8.5), é possível obter os fluxos nas linhas de transmissão, conforme a equação.

$$f = \beta(d - g) \quad (8.7)$$

onde $\beta = \gamma S' B^{-1}$ é uma matriz $m \times n$ que representa os fatores de sensibilidade dos fluxos em cada circuito com relação às injeções das barras.

A equação (8.7) mostra que, para o problema linearizado, o fluxo nas linhas é função apenas da topologia e parâmetros da rede de transmissão e da injeção resultante por barra (demanda menos geração)