

Cláudio Roberto M. de A. B. Martins

Alocação dos Custos do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica Considerando a Segurança

São Luis, MA

2013

Universidade Federal do Maranhão
Centro de Ciências Exatas e Tecnologia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Área de Sistemas de Energia



Alocação dos Custos do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica Considerando a Segurança

Cláudio Roberto Medeiros de Azevedo Braga Martins

Dissertação realizada sob a orientação do Prof. Dr. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez e
submetida à Universidade Federal do Maranhão para obtenção do grau de Mestre em
Engenharia Elétrica

São Luís, Fevereiro de 2013

Martins, Cláudio Roberto Medeiros de Azevedo Braga.

Alocação dos custos do sistema de transmissão de energia elétrica considerando a segurança / Cláudio Roberto Medeiros de Azevedo b. Martins – São Luís, 2013.

111 f.

Impresso por computador (fotocópia).

Orientador: Osvaldo Ronald Saavedra Mendes.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Maranhão, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2013.

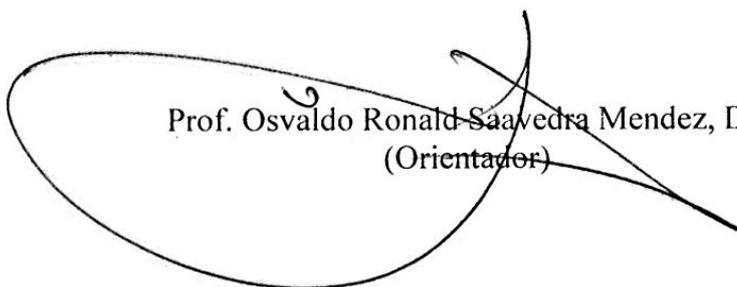
1. Transmissão de energia elétrica. 2. Cenários de contingencia. 3. Alocação de custos. I. Título.

CDU 621.315

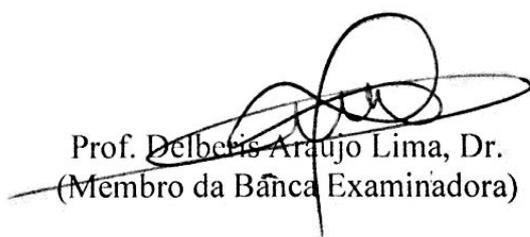
ALOCAÇÃO DOS CUSTOS DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA CONSIDERANDO A SEGURANÇA

Cláudio Roberto Medeiros de Azevedo Braga Martins

Dissertação aprovada em 27 de março de 2013.



Prof. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez, Dr.
(Orientador)



Prof. Delberis Araujo Lima, Dr.
(Membro da Banca Examinadora)



Prof. Vicente Leonardo Paucar Casas, Dr.
(Membro da Banca Examinadora)

Resumo

Com a implantação do novo modelo econômico nos sistemas de potência, a adequada remuneração das empresas provedoras de serviços de transmissão tem se tornado um assunto de grande importância. Esta remuneração deve ser realizada pelos usuários do sistema, que devem pagar proporcionalmente ao seu grau de utilização da rede. No entanto, ainda não há um consenso do melhor critério a ser adotado para alocar estes custos. Os métodos mais utilizados levam em consideração os fluxos de potência apenas quando a rede opera em condições normais. No entanto, sabe-se que o sistema de transmissão é planejado e operado para acomodar os fluxos também em cenários de contingência, o que exige capacidade adicional de transmissão. Além disso, parte da capacidade ociosa é devido às características dos investimentos no setor e à incerteza em relação à demanda. Desta forma, os custos alocados por estes métodos pode não refletir a real utilização do sistema. Neste contexto, este trabalho apresenta um método de alocação dos custos pelo uso da transmissão que leva em consideração todas estas características da rede. Os custos totais são decompostos em três componentes, cada uma destas relacionada com parte da capacidade de transmissão do sistema e sua função. Estes custos são então alocados aos usuários da rede com base no seu grau de utilização do sistema em diversos cenários de operação. Para validar o método proposto, são realizados testes em sistemas de potência de pequeno e médio porte. Comparações são estabelecidas com alguns dos métodos mais aplicados na literatura, onde constata-se que o método proposto apresenta total coerência com os resultados esperados pelo problema. Verifica-se ainda que este método oferece subsídios aos consumidores para que estes possam definir quais seus requisitos de segurança.

Abstract

After implantation of the new economic model for power systems, a fair remuneration strategy of transmission companies has become a matter of great importance. This remuneration should be performed by system users, who must pay proportionally to its network usage. However, there is still no consensus about which is the best criterion to be adopted to allocate these costs. The most widely used methods take into account the power flows only at normal operating conditions. However, it is recognized that the transmission system is planned and operated to accommodate power flows also at contingency scenarios, which requires additional transmission capacity. Moreover, part of the idle capacity is due to the characteristics of network investments and uncertainty in relation to demand. Thus, the costs allocated by these methods may not reflect the actual usage of the system. In this context, this work presents a transmission cost allocation method that takes into consideration all these network characteristics. The total costs are decomposed into three components, each of these associated with a part of the transmission capacity of the system and its function. These costs are then allocated based on their system usage in different operating scenarios. To validate the proposed method, tests are performed on small and medium power systems. Comparisons are established with some methods more used in the literature, where it is observed that the proposed method provides complete consistency with the expected results for the problem. It was also found that this method offers subsidies to consumers allowing them to define their security requirements.

Agradecimentos

À Deus, por toda sua Bondade e Generosidade.

Aos meus pais, Robson e Cláudia, por sempre acreditar em meu sucesso e administrar minha ausência.

À minha irmã Anna, por quem me esforço para que tenha um futuro ainda melhor.

À Brenda, de quem roubei horas de atenção, Obrigado pelo companheirismo e compreensão, sempre tão presentes e inabaláveis.

À toda minha família, pela união.

Ao meu orientador, Osvaldo Saavedra, pela oportunidade, confiança e orientação.

Aos professores José Eduardo Onoda Pessanha, Luiz Antônio Ribeiro e José Gomes de Matos, com quem cresci profissionalmente.

À professora Maria da Guia, sempre empenhada em buscar o melhor para os seus pares.

Aos professores Vicente Leonardo Paucar Casas e Deberis Araújo Lima, pela disponibilidade em contribuir com a melhoria deste trabalho.

Aos amigos que cultivei durante este período: Leal, João Victor, Igor, Shigeaki, Mauro, Jamerson, Olga, os Gustavos, Jéssica, Soraia, Sâmila, Gabriel, Carlos César, Sidney, Sérgio, Éder, Marcus Vinicius, Luizão, Guilherme, Simões, Wilson... Deixo as reticências como forma de gratidão àqueles que por ventura esqueci e àqueles que ainda virão.

À UFMA, ao departamento de Engenharia Elétrica e ao Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica pela estrutura oferecida para o desenvolvimento do trabalho. Tam-

bém ao CNPq pelo apoio financeiro.

Sumário

1	Introdução	16
1.1	Considerações Gerais	16
1.2	Motivação e Contextualização	18
1.3	Objetivos	20
1.4	Estrutura da Dissertação	20
2	Descrição do Problema	22
2.1	Os Custos da Transmissão	22
2.2	O Problema da Alocação dos Custos da Transmissão	25
2.2.1	Quem Paga os Custos?	25
2.2.2	Alocação dos Custos da Capacidade Não-Utilizada	26
2.2.3	Precificação dos Contra-Fluxos	27
2.2.4	Princípios da Alocação dos Custos	28
2.3	Impacto Econômico das Restrições de Segurança	30
2.4	Conclusões do Capítulo	34
3	Estado-da-Arte da Alocação de Custos pelo Uso da Transmissão	35
3.1	Considerações Iniciais	35
3.2	Métodos Tradicionais	37

3.2.1	Pro Rata	37
3.2.2	MW-Mile Clássico	38
3.2.3	MW-Mile Baseado em Fluxo de Potência	38
3.2.4	Princípio da Divisão Proporcional	39
3.2.5	Metodologia Nodal	41
3.2.6	<i>EBE (Equivalent Bilateral Exchanges)</i>	43
3.2.7	Método Z_{bus}	44
3.2.8	Y_{bus} Modificada	46
3.3	Métodos Baseados na Segurança	46
3.3.1	Definição do Custo da Capacidade Usada e do Custo da Capacidade Ociosa	46
3.3.2	Alocação dos Custos	49
3.4	Conclusões do Capítulo	52
4	Metodologia Proposta	54
4.1	As Múltiplas Funções da Rede	54
4.2	Considerações Preliminares	57
4.3	Cálculo das Componentes dos Custos	58
4.3.1	Discretização dos Custos por Nível de Carga	58
4.3.2	Custo pela Capacidade Usada em Condições Normais (<i>CNorm</i>)	58
4.3.3	Custo pela Capacidade Usada em Contingência (<i>CCont</i>)	60
4.3.4	Custo pela Capacidade Não Usada (<i>CNU</i>)	62
4.4	Alocação dos Custos da Transmissão	63
4.4.1	Premissas Adotadas	63
4.4.2	Alocação da Componente <i>CNorm</i>	64
4.4.3	Alocação da Componente <i>CCont</i>	66
4.4.4	Alocação da Componente <i>CNU</i>	66

4.4.5	Exemplo Ilustrativo	67
4.5	Alocação Considerando a Preferência dos Usuários	72
4.5.1	Exemplo Ilustrativo Considerando a Preferência dos Usuários	77
4.6	Conclusões do Capítulo	80
5	Resultados e Discussão	81
5.1	Caso I: Sistema de 4 Barras - Cargas com Requisitos Iguais de Segurança .	81
5.1.1	Descrição do Sistema	81
5.1.2	Cálculo das Componentes de Custo	82
5.1.3	Alocação dos Fluxos de Potência	85
5.1.4	Alocação dos Custos	86
5.1.4.1	Alocação da Componente C_{Norm}	87
5.1.4.2	Alocação da Componente C_{Cont}	88
5.1.4.3	Alocação da Componente C_{NU}	89
5.1.4.4	Alocação Final	90
5.1.5	Comparação com Outras Metodologias	91
5.2	Caso II: Sistema de 4 Barras - Cargas com Requisitos Diferentes de Segurança	94
5.3	Caso III - Sistema de 30 Barras	97
5.4	Conclusões do Capítulo	106
6	Considerações Finais	107
	Referências	109

Lista de Tabelas

2.1	Percentuais dos custos da transmissão alocados a geradores e cargas em vários países[1]	27
4.1	Fluxos nos ramos para cada cenário simulado no sistema de 4 barras (MW)	68
4.2	Injeções de potência nas barras para cada cenário simulado no sistema de 4 barras (MW)	69
4.3	Injeções de potência nas barras para o sistema de 4 barras considerando diferentes preferências de segurança (MW)	77
5.1	Descrição dos Cenários Simulados	82
5.2	Valor da Parcela $CNorm$ para cada Linha	83
5.3	Fluxos nas Linhas em cada Cenário de Contingência (MW)	83
5.4	Incremento dos Fluxos em cada Linha (MW)	84
5.5	Percentual da Capacidade Usada em Contingência	84
5.6	Capacidade Percentual Média Utilizada em Cenários de Contingência (CPM)	84
5.7	Valor da Parcela $CCont$ para cada Linha	85
5.8	Valor da Parcela CNU para cada Linha	85
5.9	Alocação dos Fluxos para o Caso-Base (MW)	86
5.10	Alocação dos Fluxos para o Cenário 1 (MW)	86
5.11	Alocação dos Fluxos para o Cenário 2 (MW)	86
5.12	Alocação dos Fluxos para o Cenário 3 (MW)	87

5.13	Alocação dos Fluxos para o Cenário 4 (MW)	87
5.14	Alocação dos Fluxos para o Cenário 5 (MW)	87
5.15	Alocação de $CNorm$ para os Geradores	87
5.16	Alocação de $CNorm$ para as Cargas	88
5.17	Alocação de $CCont$ para os Geradores	89
5.18	Alocação de $CCont$ para as Cargas	89
5.19	Alocação de CNU para os Geradores	90
5.20	Alocação de CNU para as Cargas	90
5.21	Alocação dos Custos da Linha 1	92
5.22	Alocação dos Custos da Linha 2	92
5.23	Alocação dos Custos da Linha 3	92
5.24	Alocação dos Custos da Linha 4	92
5.25	Alocação dos Custos da Linha 5	93
5.26	Total dos Custos Alocados	93
5.27	Potência Demandada por Consumidor para o Caso I (MW)	94
5.28	Potência Demandada por Consumidor para o Caso II com Custos de Inter- rupção Iguais (MW)	95
5.29	Custos Alocados às Cargas Considerando Preferências por Segurança Iguais	95
5.30	Potência Demandada por Consumidor para o Caso II após a Instalação da Linha 6 (MW)	96
5.31	Custos Alocados às Cargas após a Instalação da Linha 6	96
5.32	Potência Demandada por Consumidor para o Caso II Considerando Pefe- rências Distintas por Segurança (MW)	96
5.33	Custos Alocados às Cargas Considerando Diferentes Preferências por Se- gurança	97
5.34	Dados dos Geradores do Sistema de 30 Barras	98
5.35	Dados das Cargas do Sistema de 30 Barras	99

5.36	Dados das Linhas do Sistema de 30 Barras	100
5.37	Decomposição dos Custos da Transmissão para o Sistema de 30 Barras . .	101

Lista de Figuras

2.1	Sistema exemplo de 2 barras	31
2.2	Despacho econômico sem restrições de segurança	32
2.3	Cenário pós-contingência sobrecarregado	32
2.4	Despacho em modo preventivo	33
2.5	Despacho em modo preventivo	33
3.1	Ilustração do Princípio da Divisão Proporcional	40
4.1	Sistema de 2 barras	55
4.2	Sistema de 2 barras em contingência	55
4.3	Capacidade usada na linha remanescente nos cenários pré e pós-contingência	56
4.4	Sistema exemplo de 4 barras	67
4.5	Cenários de contingência para o sistema de 4 barras	68
4.6	Composição dos custos para o sistema de 4 barras	70
4.7	Alocação dos fluxos para os geradores (MW)	71
4.8	Alocação dos fluxos para as cargas (MW)	72
4.9	Custos alocados aos geradores para o sistema de 4 barras (\$)	73
4.10	Custos alocados às cargas para o sistema de 4 barras (\$)	74
4.11	Custos totais alocados aos geradores para o sistema de 4 barras (\$)	75
4.12	Custos totais alocados às cargas para o sistema de 4 barras (\$)	75
4.13	Comparação dos custos alocados aos geradores (\$)	78

4.14	Comparação dos custos alocados às cargas (\$)	79
5.1	Sistema de 4 Barras	82
5.2	Decomposição dos Custos para o Sistema de 4 Barras	86
5.3	Alocação Final para os Geradores	90
5.4	Alocação Final para as Cargas	91
5.5	Sistema-teste de 30 barras	98
5.6	Proporções das componentes em relação ao custo total de cada linha	102
5.7	Custos alocados aos geradores para o sistema de 30 barras (\$)	103
5.8	Custos alocados às cargas para o sistema de 30 barras (\$)	104
5.9	Custo total alocado aos geradores para o sistema de 30 barras	105
5.10	Custo total alocado às cargas para o sistema de 30 barras	105

Capítulo 1

Introdução

ESTE capítulo introduz o tema desta dissertação, apresentando a atual conjuntura dos mercados de energia elétrica pelo mundo. Neste contexto, são abordadas questões como a importância da transmissão para estes mercados e a dificuldade em se definir critérios para sua correta remuneração. São também apresentadas as motivações que impulsionaram a realização deste trabalho e seus principais objetivos. Por fim, é realizada uma apresentação da estrutura desta dissertação, de acordo com os diversos capítulos que a integram, sendo feito um breve resumo de seus respectivos conteúdos.

1.1 Considerações Gerais

A indústria da eletricidade possui algumas semelhanças com indústrias de outras *commodities*, como a do minério de ferro e a do petróleo, por exemplo. De forma geral, em todos estes casos os centros produtores estão distantes dos locais de consumo e precisam de uma extensa cadeia logística para levar o produto de sua origem ao seu destino final. No caso do minério e do petróleo, por exemplo, este transporte pode envolver vários meios, como navios, trens e caminhões, em ambos os casos, ou ainda dutos, no caso do petróleo. A logística da eletricidade, por sua vez, é desempenhada pelas redes de transmissão, que interligam os grandes centros geradores aos grandes consumidores ou às distribuidoras.

No entanto, há uma diferença básica entre a eletricidade e as *commodities* utilizadas como exemplo. No caso do minério e do petróleo, a razão da distância está relacionada com a origem destes produtos. O minério é produzido em jazidas localizadas em regiões geográficas bem específicas, assim como o petróleo, encontrado em bacias sedimentares.

Desta forma, não há como deslocar os centros de produção para próximo dos consumidores finais, fazendo com que a rede de transporte seja indispensável. O mesmo não ocorre com a eletricidade. Em seu livro [2], Kirschen e Strbac afirmam que "se uma tecnologia de geração confiável e ecologicamente correta se tornar rentável para instalações domésticas, o negócio da transmissão irá provavelmente desaparecer". Isso significa que a separação entre produtores e consumidores, no caso da eletricidade, se deve não a fatores geográficos, mas sim a restrições tecnológicas. Nesta visão, a transmissão tem como propósito claro o transporte da energia elétrica.

As mudanças ocorridas no setor elétrico mundial nas últimas décadas posicionaram a transmissão no centro de um mercado que tem se tornado cada vez mais competitivo. Para que os consumidores exerçam seu direito de escolher seus fornecedores de eletricidade, é necessário que haja conexões suficientes no sistema de forma a suportar todos os fluxos de energia entre estes agentes. De forma contrária, o mercado sofreria distorções, que impactariam o preço e a competitividade dentro deste mercado. É necessário então investir na rede, tornando-a capaz de transportar toda a energia transacionada por estes agentes.

A transmissão é um monopólio natural. A extensão territorial requerida e a economia de escala justificam esta afirmativa [2]. Por se tratar de um monopólio que presta um serviço essencial, deve ser fortemente regulado. Na maior parte dos modelos vigentes atualmente, o negócio da transmissão é realizado em forma de concessões. As empresas concessionárias ganham o monopólio de determinada região, em troca de uma remuneração fixa, paga pelos usuários da rede e que possibilite a recuperação dos custos, além de uma determinada margem de lucro.

O grande problema do setor é encontrar uma forma "justa" de atribuir a cada agente uma parcela do montante a ser pago por estes às empresas concessionárias da transmissão. Em outras palavras: é necessário identificar quanto do custo total da transmissão cada agente do setor deve pagar para levar a energia de um ponto a outro do sistema. Em um ambiente desregulado, esta tarefa não é tão trivial, já que os fluxos nos ramos não obedecem necessariamente às transações acordadas nos contratos.

A fim de resolver este problema, várias metodologias surgiram nos últimos anos [3, 4, 5, 6]. Estas metodologias, em geral, levam em consideração o fluxo de potência ativa provocado por geradores e cargas nos ramos da transmissão. Este é o caso dos métodos propostos por [7], [8], [9] e [10], além da metodologia Nodal [11], utilizada no Brasil. Em contrapartida, há também métodos que desconsideram estes fluxos de potência, como o método Pro-Rata, revisado em [12], que reparte os custos com base apenas no montante

de potência ativa produzida ou consumida por cada agente do sistema.

1.2 Motivação e Contextualização

Não é possível construir uma rede de transmissão com a capacidade exata dos fluxos que serão transportados. Uma das razões é a própria natureza do negócio, que exige investimentos em grandes blocos. Outro fator é a exigência de capacidade reserva suficiente para acomodar os fluxos adicionais resultantes da saída de operação de alguns de seus equipamentos. Por estes e outros motivos, é comum que os equipamentos que compõem a rede sejam sobredimensionados.

Este sobredimensionamento, obviamente, tem seus custos. Primeiramente, construir linhas com capacidade adicional torna os projetos mais caros. Além disso, operar o sistema de forma a manter capacidade de transmissão suficiente para acomodar eventuais fluxos adicionais decorrentes de falhas em equipamentos requer o despacho de algumas unidades geradoras fora da ordem de mérito, o que eleva o preço da energia.

Apesar dos custos, a capacidade reserva não pode ser evitada. A energia elétrica é de extrema importância para as economias nacionais e falhas no sistema que ocasionam corte do fornecimento podem provocar prejuízos econômicos e sociais gigantescos. Exemplos disso são os recentes *blackouts* na Índia e Brasil, que atingiram um grande número de pessoas e ocasionaram enormes danos à economia destes países.

Sob esta ótica, é possível então compreender a importância da capacidade reserva dos equipamentos que compõem a rede transmissora de energia elétrica. Se esta reserva tem sua importância e todos os custos associados com a transmissão devem ser pagos por seus usuários, surge então a primeira questão motivadora deste trabalho: **qual o custo que deve ser alocado a cada agente do sistema, levando em consideração o serviço de transporte de energia e a importância da rede para a segurança operativa do sistema?**

As metodologias de alocação dos custos da transmissão mais comuns consideram, em geral, os fluxos de potência ativa como medida do uso da rede. Consideram, então, que a transmissão tem como função básica o transporte de energia da fonte geradora ao local de consumo. Esta consideração, apesar de verdadeira, é limitada. Uma vez que estes fluxos são inferiores à capacidade máxima dos equipamentos, não é possível recuperar todos os custos. Para que isso ocorra, estas metodologias incorporam um fator de correção de forma a repartir os custos ainda não alocados. Estes fatores de correção são calculados,

em geral, em base *pro-rata*, apresentando, por esta razão, dois inconvenientes: ignoram a importância da capacidade reserva dos equipamentos e não identificam adequadamente os principais beneficiados pela existência desta capacidade adicional.

Durante cenários de falha no sistema, os fluxos dos ramos em contingência são redirecionados a outros ramos, de forma a manter o suprimento de energia a todos os consumidores. Uma vez que estes novos fluxos utilizarão a capacidade reserva e que os agentes do sistema contribuem de forma distinta para estes fluxos, é evidente que esta reserva de transmissão possui importância também distinta para estes usuários. Desta forma, os fatores de correção aplicados por muitos métodos de alocação dos custos não identificam adequadamente a importância da transmissão para a manutenção da segurança do sistema. Isso implica em pagamentos que podem não representar o verdadeiro uso da rede por parte de seus usuários.

Outras metodologias se propõem a corrigir este problema. Existem várias delas que já reconhecem a transmissão como provedora de segurança ao sistema e utilizam métricas baseadas em índices de confiabilidade para realizar a alocação. Apesar de abordarem o problema da alocação dos custos sob a ótica da segurança, estas metodologias diferem entre si em relação ao cálculo destes custos e nos princípios adotados para reparti-los entre os usuários. A metodologia proposta nesta dissertação visa contribuir para esta discussão.

Outra motivação diz respeito aos níveis de segurança requeridos por cada usuário, em especial os consumidores. As redes de transmissão são projetadas a fim de prover um mesmo nível básico de segurança a todos os usuários. Contudo, sabe-se que os consumidores possuem preferências distintas em relação à confiabilidade do sistema [13, 14]. Assim, a decisão de operar o sistema atendendo a um nível mínimo de confiabilidade para todos os usuários faz com que alguns destes paguem mais pela transmissão do que estariam dispostos [15]. Em cenários de contingência, algumas cargas estariam dispostas a terem seu fornecimento interrompido se recebessem incentivos suficientes para isto. Estes tipos de carga desempenham um papel essencial para a formação das *smart grids*, pois constituem uma reserva operativa importante para o sistema. Este é o motivo que levou vários sistemas elétricos pelo mundo a adotarem modelos de contratos diferenciados para estes usuários [16, 17].

É necessário então que as metodologias de alocação dos custos da transmissão levem em consideração as diferentes preferências dos usuários em relação aos níveis de segurança do sistema. Ao incorporar estas preferências em um mecanismo de alocação, a

repartição dos custos será realizada de forma mais justa e os investimentos necessários serão melhor direcionados. Eis então a segunda questão motivadora: **como incorporar as diferentes preferências dos usuários em relação aos níveis de segurança em uma metodologia de alocação dos custos da transmissão?**

1.3 Objetivos

A proposta desta dissertação, que diz respeito principalmente à formulação e solução do problema de alocação dos custos pelo uso da transmissão, tem como objetivos principais:

- Discutir o atual estado-da-arte das metodologias de alocação dos custos da transmissão, inclusive aquelas que consideram critérios de segurança;
- Desenvolver uma metodologia para alocação dos custos pelo uso da transmissão de forma a representar a utilização dos serviços de transporte e de segurança por cada usuário, que forneça resultados justos e robustos quanto ao tamanho dos recursos alocados a cada agente e que seja eficiente do ponto de vista econômico;
- Incorporar os diferentes níveis de segurança requisitados pelos usuários na metodologia de alocação dos custos;
- Ilustrar a aplicação desta metodologia em sistemas-testes que permitam demonstrar sua operacionalização em um sistema real, comparando-a a outras metodologias propostas na literatura técnica especializada.

1.4 Estrutura da Dissertação

O **Capítulo 2** apresenta e descreve o problema da alocação dos custos da transmissão, com foco na importância desta para a segurança do sistema. Os impactos dos critérios de segurança nos custos do sistema são avaliados e a necessidade de uma correta alocação é discutida;

No **Capítulo 3** é abordado o estado-da-arte das metodologias de alocação dos custos pelo uso da transmissão. Os métodos são divididos em duas categorias: os que alocam os custos baseados apenas nos fluxos do cenário normal e aqueles que incorporam os cenários de contingência. As vantagens e desvantagens de cada método também são apresentadas;

O **Capítulo 4** apresenta a metodologia proposta. Inicialmente, é apresentado o modelo de fluxo de potência ótimo adotado para solucionar os cenários de contingência. Em seguida, os critérios estabelecidos para definir como os custos da transmissão são compostos são descritos. Através destes critérios, é apresentado o procedimento para separação dos custos da transmissão e, por fim, é descrita a metodologia proposta para alocação destes custos.

No **Capítulo 5** são apresentados os resultados obtidos com a metodologia desenvolvida neste trabalho. Para facilitar a compreensão, um sistema-teste de pequeno porte é utilizado a fim de comparar a metodologia proposta com outras presentes na literatura. Posteriormente, o método é aplicado a um sistema de grande porte a fim de comprovar sua robustez numérica.

Finalmente, o **Capítulo 6** encerra esta dissertação apresentando as conclusões gerais do trabalho desenvolvido, bem como algumas perspectivas de trabalhos futuros.

Capítulo 2

Descrição do Problema

Os novos mercados de eletricidade, com sua estrutura desverticalizada, exigem que os custos operacionais do sistema sejam contabilizados separadamente, a fim de compor o preço final da energia. Neste contexto, os custos pelo uso da rede de transmissão devem ser pagos pelos participantes do mercado que têm acesso a esta rede. A definição da parcela a ser paga por cada agente pode influenciar os custos, os lucros e as tomadas de decisões dos participantes do mercado de energia elétrica; além disso, pode também influenciar a eficiência econômica das empresas e a operação segura do sistema [18]. O presente capítulo visa descrever o problema da alocação dos custos da transmissão, apresentando seus conceitos, características e principais abordagens.

2.1 Os Custos da Transmissão

A realização de uma transação de energia em uma rede de transmissão requer um meio físico, isto é, linhas de transmissão, transformadores e equipamentos associados, além de dispositivos de proteção, comunicação e centros de controle. Estes equipamentos apresentam custos de instalação, operação e manutenção que devem ser pagos. A transferência de energia no sistema implica ainda em outros custos, como o das perdas e, eventualmente, dos congestionamentos, que obrigam os redespachos de geração, necessários a fim de abrigar as transações com segurança, respeitando os limites operativos dos equipamentos e das instalações [19].

Os custos da transmissão podem ser decompostos em três parcelas básicas: perdas incrementais, congestionamento e investimentos. Como demonstrado em [19], se a expansão

do sistema ocorresse de forma ótima, seria possível adotar um arranjo comercial de recuperação dos custos baseado no cálculo de preços nodais, em que a diferença de preços entre as barras adjacentes a um circuito forneceria o preço para o transporte de energia entre estas barras. Multiplicando-se esta diferença de preço pelo fluxo transportado, obteria-se a renda necessária para cobrir os custos do circuito em questão. Realizando o mesmo procedimento para todos os demais circuitos que compõem o sistema, seria possível obter a renda total pela prestação do serviço de transmissão.

No entanto, os investimentos na rede de transmissão não são realizados da forma ótima, o que ocorre por um conjunto de fatores. O primeiro deles é a segurança, que requer a existência de redundâncias na rede. Tipicamente, os sistemas de transmissão são planejados com base no critério $N-1$, o que significa que o sistema deve estar apto a atender toda a demanda mesmo na perda de um elemento da rede.

O segundo fator diz respeito à padronização dos equipamentos. Cabos condutores, estruturas, entre outros, são produzidos em tensões e potências padronizadas, impedindo que se selecione, por exemplo, um determinado cabo com capacidade exatamente igual à capacidade ótima requerida para a expansão. Isto faz com que, na maioria dos casos, sejam construídos circuitos com folgas de capacidade [19].

Por último, há ainda a incerteza na evolução da demanda e da geração. É necessário que investimentos sejam realizados no presente para atender às transações futuras. Desta forma, é evidente que a capacidade instalada em uma rede de transmissão não representa, de forma geral, a capacidade requerida pelos fluxos no presente.

Todos estes fatores implicam em custos adicionais ao sistema. No entanto, como explica [2], é melhor superdimensionar os equipamentos da transmissão do que o oposto. Isso porque a rede de transporte representa apenas 10% do custo final pago pelos consumidores. No entanto, a falta de capacidade pode impactar consideravelmente o preço da energia, responsável por 60% dos custos pagos pelo consumidor final.

Como a premissa da expansão ótima do sistema não é possível na prática, então também não é possível promover a recuperação dos custos com base no cálculo da diferença entre os preços nodais. Na verdade, este processo de recuperação dos custos torna-se bem mais complexo, de modo que os reguladores têm preferido tratar em separado as três componentes do custo de transmissão. Muitos esforços têm sido realizados no desenvolvimento de metodologias para a alocação de cada uma dessas componentes. Este trabalho trata apenas da recuperação do custo de investimento.

Os investimentos em transmissão são realizados, de modo geral, de acordo com as seguintes etapas [2]:

- As necessidades de novas instalações e/ou de capacidade adicional são obtidas através de projeções demográficas e econômicas;
- Com base nas previsões, é preparado um plano de expansão, submetido ao agente regulador;
- O agente regulador revisa o plano e decide que projetos serão executados;
- Empresas selecionadas executam estes projetos;
- Uma vez que os projetos foram executados, as empresas de transmissão começam a recuperar os custos de seus investimentos através do pagamento realizado pelos usuário de sua rede.

Neste processo, o agente regulador aprova os novos projetos de transmissão e regula a renda associada para cada um deles, bem como a forma de rateio dessa renda entre os agentes de geração e carga. O direito de construção de novos projetos, em geral, é obtido por processos licitatórios, onde as empresas de transmissão declaram a renda que desejam obter para a prestação do serviço.

No Brasil, a concessão para a prestação do serviço de transmissão se dá através de leilão realizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), sendo a seleção e definição das linhas a serem leiloadas feitas com base no Programa de Expansão da Transmissão (PET). Segundo [20], a dinâmica do leilão funciona como a seguir: a ANEEL publica com antecedência o edital, que contém os dados técnicos dos projetos a serem leiloados, estabelecendo um valor máximo para a remuneração anual da concessionária. Este valor máximo é denominado Receita Anual Permitida (RAP). A empresa que oferecer o menor valor de remuneração para prestação do serviço vence o leilão.

A empresa vencedora recebe a concessão para construir e operar por trinta anos a linha de transmissão, recebendo mensalmente um valor correspondente a um duodécimo da RAP oferecida em leilão, reajustada anualmente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). Este pagamento mensal é denominado Pagamento Base, sendo descontado ainda o valor da Parcela Variável, calculada a partir da apuração da qualidade do serviço prestado pelo agente de transmissão. Após quinze anos do início da concessão, a remuneração cai pela metade, uma vez que este é o período permitido para quitar os financiamentos da construção.

Os custos a serem pagos pelos usuários da rede correspondem, desta forma, à renda associada às empresas concessionárias da transmissão. Uma vez que o valor destes custos é fixado na época do fornecimento das concessões, não é difícil calculá-lo. Resta apenas uma questão: como distribuir estes custos entre todos os usuários do sistema?

2.2 O Problema da Alocação dos Custos da Transmissão

2.2.1 Quem Paga os Custos?

Para resolver o problema da alocação dos custos da transmissão, a primeira questão a ser respondida é *quem paga por estes custos?* Em qualquer outro setor, a remuneração pelos serviços prestados por uma empresa deve ser realizada pelos usuários destes serviços. O mesmo ocorre com o serviço da transmissão de energia elétrica. Os usuários neste caso são os geradores e as cargas, que devem ser cobrados pela utilização das redes de transporte, de acordo com os critérios adotados em cada mercado de eletricidade.

Para definir quais as parcelas a serem alocadas para geradores e cargas, é necessário determinar qual o princípio desta divisão. Os debates sobre o tema apontam a existência de dois princípios: o da identificação dos beneficiários e o da socialização dos custos [21]. Apesar de serem interpretados de formas diferentes em cada mercado, estes princípios podem ter seus significados definidos em linhas gerais. O princípio da identificação dos beneficiários afirma que as partes que são beneficiadas pelos serviços da transmissão devem pagar pelos seus custos, de forma proporcional aos benefícios. Este princípio assume que tais benefícios podem ser atribuídos aos usuários de forma individual. Já o princípio da socialização parte da idéia de que alguns dos serviços mais importantes prestados pela rede, como a segurança do fornecimento, não podem ter seus beneficiários facilmente identificados, já que todos os usuários compartilham do mesmo benefício. Desta forma, os custos devem ser repartidos entre todos conectados ao sistema de transmissão.

A identificação dos beneficiários pelos serviços da transmissão permite, além de uma melhor sinalização econômica, um processo de alocação mais justo. Apesar destas vantagens, esta identificação não é uma tarefa simples e pode afetar consideravelmente o equilíbrio do mercado se os critérios adotados não forem bem estabelecidos. Por outro lado, a socialização dos custos torna o processo de alocação muito mais fácil, já que não precisa levar em conta análises mais sofisticadas. No entanto, a adoção desse princípio afeta a sinalização econômica do processo de alocação, além de aumentar a possibilidade

de usuários que não se beneficiam da rede de transmissão serem responsabilizados por parte dos custos.

Independente do princípio adotado para repartir os custos, a parcela alocada para geradores e cargas é uma decisão arbitrária. De acordo com [22], os geradores são mais sensíveis aos sinais locais e, por esta razão, devem pagar uma parcela maior dos custos da transmissão. Já para [23], uma vez que as cargas são menos sensíveis a estes sinais, as decisões tomadas pelos consumidores sofrem pouca influência do preço e, portanto, mais custos devem ser alocados a eles.

A divisão dos custos entre geradores e cargas depende de como os benefícios pelo uso da rede são interpretados. É possível assumir, por exemplo, que a geração e a transmissão são construídas para beneficiar as cargas. Esta é a ótica de um sistema verticalmente integrado e, nesse caso, todos os custos deveriam ser pagos pelos consumidores. Por outro lado, sob o ponto de vista dos mercados atuais, os geradores precisam da rede de transmissão para efetivar seus negócios e, assim, também se beneficiam de sua existência. Desta forma, deveriam ser também responsabilizados pelos custos.

É possível então observar que esta questão sobre quem paga os custos da transmissão ainda está em aberto. De fato, não existe um consenso sobre a forma mais apropriada de atribuir estes custos entre os usuários da rede, o que pode ser observado nas políticas adotadas por vários países. A Tabela 2.1 apresenta a relação percentual dos custos alocados para geradores e cargas em vários países.

2.2.2 Alocação dos Custos da Capacidade Não-Utilizada

Como já descrito anteriormente, a rede de transmissão é projetada com redundâncias em sua capacidade, motivada por questões de segurança, de incerteza, de crescimento de carga e pela própria natureza destes investimentos. No entanto, mesmo que esta capacidade adicional não seja utilizada no presente, seus custos devem ser também alocados de uma maneira racional [4]. Basicamente, a alocação destes custos é realizada de acordo com algum dos critérios a seguir:

Proporcional: os custos pela capacidade não-utilizada são alocados de forma proporcional à magnitude da potência injetada por cada agente, desconsiderando-se a localização e a influência de geradores e cargas. Este critério baseia-se na afirmação de que a capacidade extra do sistema é um benefício comum a todos os usuários e, por esta razão, seus custos devem ser pagos de maneira uniforme [23];

Tabela 2.1: Percentuais dos custos da transmissão alocados a geradores e cargas em vários países[1]

País	Gerador (%)	Carga (%)
Áustria	18	82
Dinamarca	2-5	95-98
Finlândia	12	88
França	2	98
Grã-Bretanha	27	73
Grécia	15	85
Irlanda	20	80
Itália	8	92
Noruega	35	65
Polônia	0.5	99.5
Romênia	22.62	77.38
Suécia	25	75
Austrália	0	100
Brasil	50	50
Chile	80	20
Singapura	0	100
Coréia do Sul	50	50

Baseada no uso: a capacidade adicional da rede também pode ser vista como fruto da demanda básica do sistema, já que a rede é construída principalmente para atender as transações atuais. Por este ponto-de-vista, os custos pela capacidade não-utilizada devem ser repartidos de acordo com o fluxo de potência ocasionado por cada agente. Assim, agentes com grande impacto nos fluxos do sistema são também os mais responsabilizados pelos custos da capacidade sobressalente;

Baseada na confiabilidade: a capacidade adicional da rede pode ser vista ainda sobre um terceiro aspecto: o da segurança. Sob esta ótica, seus custos devem ser alocados de acordo com o ganho de confiabilidade proporcionado por estas redundâncias da rede.

2.2.3 Precificação dos Contra-Fluxos

Os usuários da rede podem exercer efeitos diferentes sobre um mesmo ramo do sistema. Enquanto uns provocam um aumento do fluxo em um determinado trecho da rede ao incrementar a potência injetada em sua barra, outros podem ocasionar o oposto, ou seja, uma redução no fluxo de tal trecho ao incrementar a potência injetada. No primeiro caso, o fluxo promovido pelo agente possui a mesma direção do fluxo líquido no ramo e, por isso, é denominado fluxo dominante. No segundo caso, por possuir direção contrária ao

fluxo líquido, o fluxo promovido pelo agente é denominado contra-fluxo.

A precificação dos contra-fluxos apresentam-se como um dos debates mais interessantes dentro da discussão do problema da alocação dos custos. A rigor, as principais metodologias utilizam um dos três critérios a seguir para responder a esta questão [4, 24]:

Contra-fluxos são recompensados: Este critério aloca os custos de forma proporcional aos valores algébricos dos fluxos ocasionados pelos agentes. Isso significa que agentes que provocam fluxos na mesma direção dos fluxos líquidos nos ramos são penalizados, enquanto que agentes cujos fluxos possuem direção contrária são recompensados. Este critério visa incentivar os usuários da rede que ajudam a diminuir o carregamento das linhas. No entanto, as alocações negativas resultantes deste critério tornam os custos a serem pagos pelos demais agentes ainda maiores;

Contra-fluxos são penalizados: Este critério aloca os custos de acordo com o valor absoluto dos fluxos, ao invés do valor algébrico. Desta forma, os contra-fluxos são tratados como se fossem fluxos dominantes. Este critério permite uma maior recuperação dos custos, mas não beneficia os agentes que contribuem para a redução do carregamento do sistema.

Contra-fluxos são desconsiderados: Por fim, este critério aloca os custos apenas aos agentes que provocam fluxos dominantes no sistema. Aqueles que promovem contra-fluxos não são penalizados, mas também não recebem alocação negativa.

2.2.4 Princípios da Alocação dos Custos

Não existe uma forma única de resolver o problema da alocação dos custos da transmissão. Na verdade, várias metodologias podem ser encontradas na literatura, como é discutido no Capítulo 3, diferindo entre si não apenas na formulação do problema, como também na sua abordagem. Apesar destas diferenças, tais métodos devem, de acordo com [3], assegurar a qualidade do serviço de transmissão, além de satisfazer um conjunto de condições para sua adequada aplicação:

- Evitar subsídios cruzados;
- Ter transparência no procedimento de alocação dos custos;
- Ser de fácil implementação;

- Assegurar uma adequada remuneração no presente e em futuros investimentos na transmissão;
- Emitir sinais econômicos com base na localização dos agentes na rede;
- Manter a continuidade tarifária do sistema.

Os subsídios cruzados são um dos maiores complicadores para os métodos de alocação. É comum que algumas metodologias atribuam custos maiores a alguns agentes em relação a outros. Ao analisar-se somente o montante final alocado, é comum que o valor encontrado seja igual ao valor total dos custos do sistema. No entanto, em caso de existência de subsídios cruzados, alguns agentes acabam pagando parte dos custos que seriam de responsabilidade de outros. Esta é uma falha metodológica que necessita ser evitada, pois desequilibra o mercado e enfraquece sua competitividade.

Como o processo de alocação é realizado de forma centralizada, por um órgão governamental, cujos resultados têm impacto direto nos custos das empresas e, conseqüentemente, em suas estratégias de mercado, é necessário que todo o procedimento de alocação seja realizada da forma mais transparente possível. Assim, além de permitir que os agentes desenvolvam melhor suas estratégias de negócios dentro do mercado de eletricidade, evita-se que determinados agentes sejam beneficiados em detrimento de outros.

Tais metodologias devem ainda ser facilmente reproduzidas por todos os usuários da rede, permitindo estudos próprios que direcionem as tomadas de decisões e facilitando a replicação de resultados, para fins de comprovação. Além disso, do ponto de vista regulatório, estas metodologias devem ser também de fácil implantação, evitando alterações consideráveis nas normas regulatórias que regem o sistema no qual serão aplicadas.

Uma vez que a rede de transmissão passa a ser um bem partilhado por diferentes agentes, seus custos também devem ser repartidos. Neste contexto, as metodologias de alocação devem permitir a recuperação dos custos atuais do sistema, além de permitir futuros investimentos na rede, sempre observando o impacto da entrada de novos agentes no mercado.

Outra característica importante requerida para estes métodos é a emissão de sinais econômicos com base na localização dos agentes na rede. Estas metodologias devem incentivar a instalação de geradores em regiões cujos equipamentos de transmissão estejam próximos de seus limites operacionais, bem como a instalação de cargas em regiões com maiores folgas no sistema. Em um ponto de vista de mais curto prazo, estes sinais

locacionais devem ainda reger a operação diária do sistema, com tarifas maiores no horário de ponta e tarifas menores nos horários fora-da-ponta.

Por fim, outro aspecto importante para as metodologias de alocação de custos: a continuidade tarifária. Naturalmente, geradores e cargas devem apresentar valores diferentes de taxas de custos, uma vez que utilizam a rede de formas diferentes. No entanto, é desejável que estas taxas não apresentem grande diferenças entre si. Desta forma, é desejável que o método adotado seja sensível às variações da rede, mas que não apresente grandes variações de resultados com pequenas variações na rede elétrica.

2.3 Impacto Econômico das Restrições de Segurança

Os sistemas elétricos de potência são planejados e operados de forma a garantir um serviço de qualidade, com um mínimo número de interrupções no fornecimento de energia e a um mínimo custo possível. Para este fim, a operação do sistema deve satisfazer a três restrições básicas: de balanço de potência, operacionais e de segurança [25].

A restrição de *balanço de potência* visa igualar os níveis de potências ativa e reativa gerados com os consumidos, adicionando-se as perdas. As *restrições operacionais* representam os limites operacionais dos equipamentos, expressos com base em suas potências nominais, bem como os limites de tensões nas barras. As *restrições de segurança* estão associadas com o correto funcionamento do sistema mesmo quando este é submetido a um conjunto preestabelecido de possíveis contingências.

As restrições de segurança estão relacionadas com o nível de segurança desejável para o sistema e, portanto, apresentam relativa flexibilidade. No entanto, as condições nas quais tais restrições são estabelecidas impactam diretamente nos custos do sistema e, por consequência, em seus usuários. Restrições mais conservadoras podem elevar bastante o custo final da eletricidade; por outro lado, restrições mais brandas podem aumentar o índice de interrupções no fornecimento. Esta é uma discussão que tem ganhado destaque junto à opinião pública, em especial após acontecimentos recentes, como o grande apagão na Índia e os blecautes no Nordeste do Brasil.

De acordo com [26], as respostas às prováveis contingências do sistema podem ser dos seguintes tipos:

Controle Preventivo: modifica o estado pré-contingência com a finalidade de aliviar ou eliminar os impactos de uma contingência específica antes que ela aconteça;

Controle Corretivo: realiza uma estratégia de controle que alivia os impactos de uma contingência se ela ocorrer.

Observa-se, portanto, que a principal diferença entre estas estratégias de resposta às contingências é seu tempo de atuação. Enquanto o controle preventivo atua no sistema **antes** que qualquer contingência dentro de uma lista específica ocorra, o controle corretivo atua somente **depois** que uma dessas contingências aconteça.

Apesar de parecerem simples, estas diferenças têm impacto direto nos custos operacionais do sistema, como pode ser observado no exemplo a seguir, adaptado de [27].

Seja o sistema de duas barras apresentado na Figura 2.1, formado por duas linhas de transmissão em paralelo, com capacidade térmica individual de 100 MW. A carga na barra 2 possui uma demanda de 200 MW e os geradores apresentam limite máximo de geração igual a 200 MW. O gerador da barra 1 possui custo de geração inferior ao da barra 2, como pode ser visto na Figura 2.1.

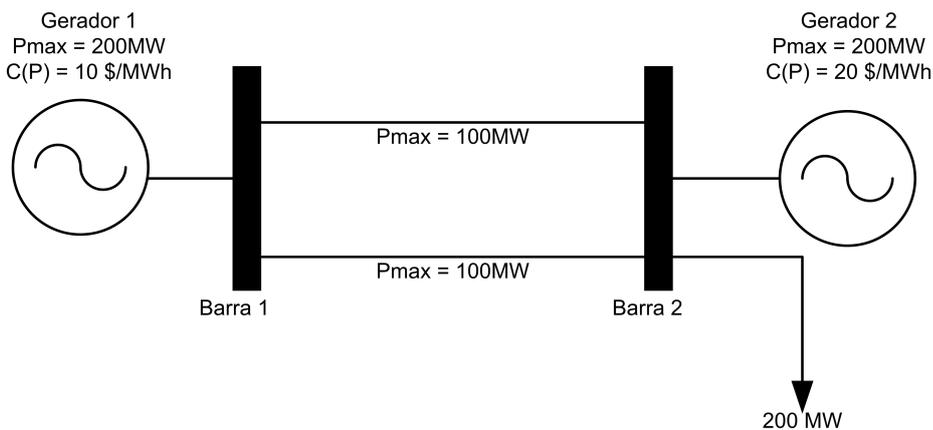


Figura 2.1: Sistema exemplo de 2 barras

A solução do despacho econômico, sem restrições de segurança e supondo a ausência de perdas nas linhas, é apresentado na Figura 2.2. Como o gerador 1 possui custo menor de operação, então ele é o responsável por todo o suprimento da carga da barra 2. Nota-se ainda que ambas as linhas estão em seu limite nominal de trânsito de potência, não havendo, nesse caso, capacidade não-utilizada de transmissão. Para este cenário, o custo de operação é de \$2000.

Suponha agora uma contingência simples neste sistema, como a saída de operação de uma das linhas. No cenário pós-contingência, ilustrado na Figura 2.3, o fluxo da linha em contingência é redirecionado para a linha remanescente. Desta forma, o fluxo resultante da linha em operação passa a ser de 200 MW, valor acima do seu limite operacional,

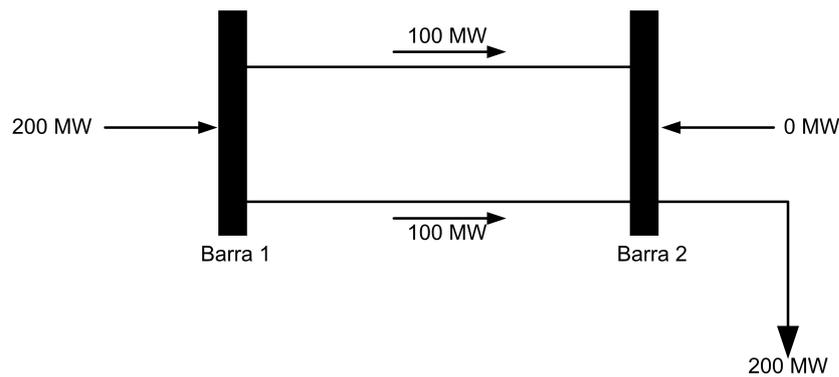


Figura 2.2: Despacho econômico sem restrições de segurança

causando sobrecarga. Este cenário pode até ser permitido na prática, desde que em um intervalo de tempo que não comprometa a integridade dos equipamentos remanescentes. Caso contrário, a outra linha também sairia de operação, cessando completamente o fornecimento de energia para a carga.

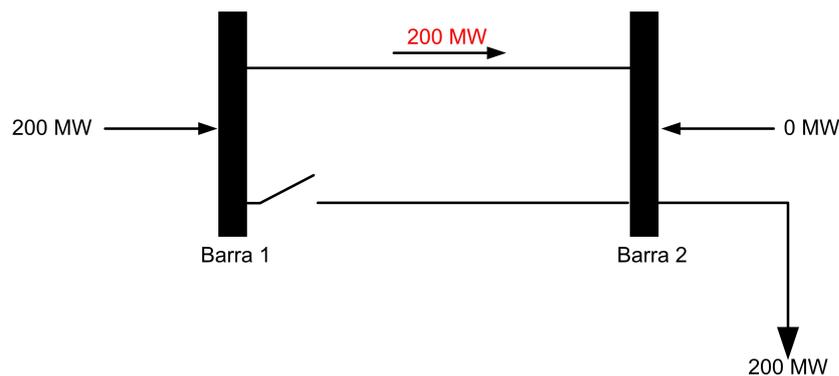


Figura 2.3: Cenário pós-contingência sobrecarregado

Para evitar que o sistema opere em sobrecarga após esta contingência, o operador do sistema poderia determinar que a operação no cenário pré-contingência fosse realizado com base no modo de controle preventivo. Nesse caso, a configuração do sistema deveria ser tal que, mesmo com a saída de uma das linhas, o fluxo na linha remanescente permaneça dentro de seus limites operativos.

A Figura 2.4 representa o novo despacho no cenário pré-contingência para o modo de controle preventivo. O gerador 1 é solicitado a reduzir o nível de potência injetada na barra 1 a fim de reduzir os fluxos nas linhas, sendo o gerador 2 o responsável por completar o atendimento à carga. Nota-se que, mesmo que uma das linhas saia de operação, o máximo valor do fluxo na linha remanescente será de 100 MW e, portanto, nenhum limite operacional foi violado. Para este despacho, o custo de operação é de \$3000.

O modo de controle preventivo evita que as contingências previstas ocasionem vio-

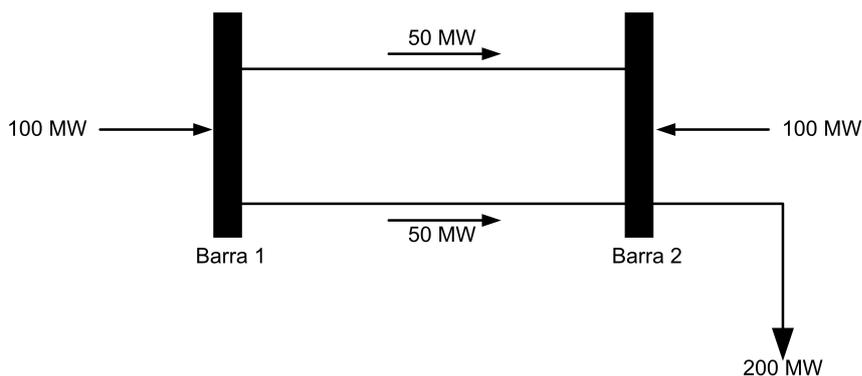


Figura 2.4: Despacho em modo preventivo

lação nos limites operacionais dos equipamentos. Contudo, caso estas contingências não ocorram, o custo adicional de operação torna-se desnecessário. A questão a ser respondida é: *vale a pena elevar o custo de operação do sistema para prevenir todas as contingências?*

Levando em consideração que os geradores possuem um limite-rampa tal que, antes da atuação do sistema de proteção, os mesmos podem variar sua geração em até 35MW, é possível então adotar uma estratégia de controle corretiva. Neste caso, o novo despacho é realizado conforme a Figura 2.5, a um custo de \$2650.

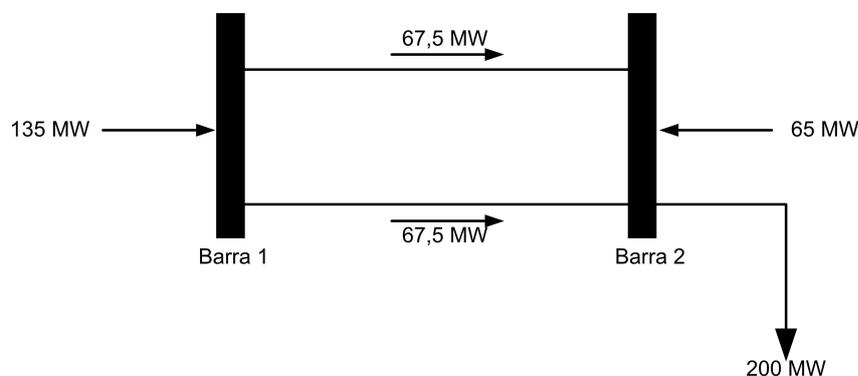


Figura 2.5: Despacho em modo preventivo

Em caso de contingência em uma das linhas, a linha remanescente operaria em sobrecarga durante um breve tempo, suficiente para que os geradores ajustem suas gerações para 100 MW. A partir de então, os limites operacionais do sistema não são mais violados.

Dos exemplos, nota-se que o modo corretivo possui um custo inferior ao modo preventivo. No entanto, para que seja possível sua aplicação na prática, é necessário observar os limites de reconfiguração do sistema, bem como os limites de tempo de sobrecarga.

Importante também observar que, independente do modo de controle definido pelo operador do sistema, a incorporação de restrições de segurança exerce impacto direto nos custos do sistema. Nos cenários em que o sistema é despachado em modo preventivo ou

corretivo, é possível verificar a existência de capacidade sobressalente no sistema. Nestes casos, algumas metodologias de alocação dos custos da transmissão têm dificuldades em recuperar a totalidade destes custos, uma vez que os fluxos nas linhas não representam sua capacidade máxima. Além disso, a capacidade não-utilizada, nos exemplos acima, são resultantes claramente de decisões de segurança e desempenham papel fundamental para a adequada operação do sistema. É natural então que seus custos sejam alocados observando esta função.

2.4 Conclusões do Capítulo

Com a implantação do livre acesso à rede para os usuários do sistema, é necessário repensar os mecanismos financeiros para recuperação dos custos dos investimentos na transmissão. Os modelos antigos, referentes à estrutura verticalizada, não se enquadram mais na atual conjuntura do setor elétrico mundial. É necessário atribuir tais custos a cada agente do sistema com base na sua utilização da rede, de forma a incentivar o uso eficiente da mesma e fomentar investimentos futuros.

Trata-se, porém, de um problema não-trivial, já que não é possível descrever com clareza os responsáveis por cada fluxo em cada linha do sistema. É necessário então a elaboração de métodos que resolvam este problema, obedecendo alguns princípios básicos, que buscam realizar a repartição dos custos da forma mais justa possível.

Algumas das características deste problema podem ser abordados sob diferentes pontos-de-vista, como é o caso da determinação dos agentes que deverão pagar os custos ou ainda o tratamento dos contra-fluxos. Outra análise ainda mais complexa é como deve ser realizada a repartição dos custos referentes à capacidade ociosa da rede. Esta capacidade, como vista através de exemplos, desempenha papel na segurança do sistema e interfere no seu custo operacional, devendo ser investigada com cautela.

No próximo capítulo serão apresentadas e descritas as metodologias mais conhecidas na literatura no que se refere a solução do problema da alocação dos custos pelo uso da transmissão.

Capítulo 3

Estado-da-Arte da Alocação de Custos pelo Uso da Transmissão

COMO discutido anteriormente, o problema da alocação dos custos da rede de transmissão ganhou maior importância a partir da reestruturação do setor de energia elétrica, quando os custos pelos serviços prestados por esta rede passaram a ser contabilizados separadamente aos custos da geração. Neste contexto, é necessário responder à questão: **"Como realizar a alocação dos custos pelo uso da transmissão de forma adequada"**? Para isso, várias metodologias têm sido propostas na literatura, abordando o problema sob óticas distintas. Por não haver consenso sobre qual a metodologia mais eficiente, este capítulo visa discutir as principais técnicas presentes na literatura e levantar o atual estado-da-arte sobre este tema.

3.1 Considerações Iniciais

Em termos gerais, o custo total da rede de transmissão pode ser dividido em duas categorias. Uma delas está relacionada com a capacidade usada dos equipamentos que compõem a rede quando esta opera em condições normais. A outra categoria relaciona-se com os custos da capacidade ociosa do sistema, planejada a fim de atender eventuais contingências do sistema e suprir as incertezas da demanda. Assim, o custo total de uma linha k pode ser descrito através da Equação 3.1.

$$\begin{aligned}
C_k &= C_{k,\text{capacidade_usada}} + C_{k,\text{capacidade_ociosa}} \\
&= a \cdot C_k + b \cdot C_k
\end{aligned} \tag{3.1}$$

Onde C_k é o custo total da linha k ; $C_{k,\text{capacidade_usada}}$, o custo relacionado com a capacidade usada; $C_{k,\text{capacidade_ociosa}}$, o custo relacionado com a capacidade ociosa e; $a + b = 1$. Os coeficientes a e b , que indicam como os custos serão divididos entre a capacidade usada e a ociosa, devem ser especificados de uma forma justa, sendo as diferentes formas de defini-los o foco desta revisão. A alocação destas parcelas também deve ser realizada de acordo com a natureza de tais custos.

De maneira geral, existem três abordagens para a alocação dos custos da capacidade ociosa do sistema [4]. A primeira delas é conhecida como *Selo de Correio (Postage Stamp)*. Os métodos que se baseiam neste princípio alocam os custos da capacidade ociosa de forma proporcional à magnitude da potência injetada na rede, independente da localização dos usuários. Como exemplo de metodologias que utilizam esta abordagem, pode-se citar o métodos MW-Mile e seus derivados, além da metodologia Nodal, utilizada no Brasil. Segundo esta abordagem, a capacidade ociosa da rede representa um benefício comum a todos os usuários e, portanto, seus custos devem ser pagos por todos uniformemente.

Outros métodos alocam os custos da capacidade ociosa de acordo com sua utilização em condições normais. Esta abordagem, conhecida como *Alocação Baseada no Uso*, afirma que a rede é construída principalmente para atender às necessidades atuais de transmissão, sendo que a capacidade redundante são motivadas também pela demanda básica do sistema.

Por fim, há também a abordagem baseada na *Segurança*. Os métodos que aplicam esta abordagem alocam os custos da capacidade ociosa de acordo com os benefícios trazidos por esta para a confiabilidade e a segurança do sistema. Estes benefícios são mensurados através de indicadores conhecidos de confiabilidade ou através da comparação entre os fluxos de potência nas linhas nos cenários de operação normal e de contingências.

Para fins de organização, agrupou-se os métodos que realizam a alocação da capacidade ociosa através das abordagens *Selo de Correio* e *Baseada no Uso*, denominando-os *Métodos Tradicionais*.

3.2 Métodos Tradicionais

3.2.1 Pro Rata

Um dos métodos tradicionais mais simples é o *Pro Rata*. Esta metodologia divide os custos totais da transmissão de forma proporcional às injeções de potência ativa nas barras de geração e de carga, conforme as Equações 3.2 e 3.3.

$$C_g = \alpha \times CT \times \frac{P_g}{\sum_{g=1}^{NG} P_g} \quad (3.2)$$

$$C_d = (1 - \alpha) \times CT \times \frac{P_d}{\sum_{d=1}^{ND} P_d} \quad (3.3)$$

Em que C_g é o custo alocado ao gerador g (\$); CT , o custo total da transmissão (\$); P_g , a injeção de potência do gerador g (MW); NG , o número de geradores no sistema; C_d , o custo alocado à carga d (\$); P_d , a potência demandada pela carga d (MW) e; ND , o número de cargas no sistema. O parâmetro α indica a proporção dos custos alocados aos geradores e é um valor arbitrário, definido por cada mercado.

Pela Equação 3.2, observa-se ainda que os custos da capacidade usada e da capacidade ociosa são distribuídos em conjunto. Isso ocorre porque o processo de alocação é realizado com base no custo total da transmissão, não havendo a diferenciação presente na Equação 3.1. Por esta razão, pode-se dizer que a alocação da capacidade ociosa pelo método *Pro Rata* é realizada através da abordagem *Selo de Correio*.

A principal vantagem deste método é sua simplicidade, sendo adotado geralmente em mercados recém desregulados, a fim de facilitar a participação de mais agentes. O princípio empregado por esta técnica é o mesmo adotado por outras metodologias, que alocam os custos apenas da capacidade ociosa do sistema desta maneira. A principal desvantagem do método *Pro Rata* é a generalização dos custos, que interfere na sinalização econômica. Agentes que se instalam em regiões mais distantes do sistema, que necessitam de maiores investimentos em transmissão, serão subsidiados pelos agentes que se localizam mais próximos aos geradores.

3.2.2 MW-Mile Clássico

Outro método tradicional bastante conhecido é o *MW-Mile*. Esta metodologia apresenta uma série de variações a fim de suprir algumas de suas desvantagens. De modo geral, o *MW-Mile Clássico*, também conhecido como *MW-Mile Baseado na Distância*, tenta corrigir o problema da sinalização econômica encontrado no método *Pro Rata*. Os custos da transmissão são calculados com base nos montantes de potência e na distância física entre os agentes.

$$C_t = CT \times \frac{P_t \times L_t}{\sum_{t=1}^T (P_t \times L_t)} \quad (3.4)$$

Onde L_t é a distância física entre os agentes envolvidos na transação t (milha ou km).

Ao incorporar a distância física entre os agentes em sua formulação, o método *MW-Mile Clássico* tenta incorporar um sinalizador econômico no processo de alocação, mantendo ainda a simplicidade do método *Pro Rata*. No entanto, a distância física, além de não refletir a distância elétrica entre os agentes, é difícil de ser aplicada no cálculo dos custos de equipamentos como transformadores e FACTS.

Da mesma forma que a metodologia *Pro-Rata*, o *MW-Mile Clássico* realiza a alocação dos custos da capacidade usada e da capacidade ociosa de forma indiscriminada, também baseado na abordagem *Selo de Correio*.

3.2.3 MW-Mile Baseado em Fluxo de Potência

O *MW-Mile* baseado em fluxo de potência tenta corrigir algumas das imperfeições já discutidas contidas no *MW-Mile Clássico*. Nessa variante, a alocação é realizada para cada ramo da transmissão, de forma proporcional ao custo, ao comprimento e ao fluxo de potência de cada linha.

Primeiramente, deve-se calcular a capacidade de transmissão utilizada por cada gerador e carga através das Equações 3.5 e 3.6, respectivamente.

$$TU_g = \sum_{k=1}^{NR} (c_k \cdot L_k \cdot P_{k,g}) \quad (3.5)$$

$$TU_d = \sum_{k=1}^{NR} (c_k \cdot L_k \cdot P_{k,d}) \quad (3.6)$$

Onde TU_g é a capacidade de transmissão usada pelo gerador g (MW·milha ou MW·km); NR , a quantidade de ramos no sistema; c_k , o custo por unidade de comprimento da linha k (\$/milha ou \$/km); L_k , o comprimento do ramo k (milha ou km); $P_{k,g}$, a contribuição do gerador g para o fluxo de potência no ramo k (MW); TU_d , a capacidade de transmissão usada pela carga d (MW·milha ou MW·km) e; $P_{k,d}$, a contribuição da carga d para o fluxo de potência no ramo k (MW).

Após o cálculo do uso da transmissão por cada agente, é realizada a alocação dos custos da transmissão para geradores e cargas através das Equações 3.7 e 3.8, respectivamente.

$$C_g = CT \times \frac{TU_g}{\sum_{g=1}^{NG} TU_g} \quad (3.7)$$

$$C_d = CT \times \frac{TU_d}{\sum_{d=1}^{ND} TU_d} \quad (3.8)$$

O *MW-Mile* baseado em fluxo de potência leva em consideração o uso da rede de transmissão e, por esta razão, pode ser considerado uma evolução em relação ao *MW-Mile* clássico. Nota-se ainda uma diferença entre a abordagem empregada para alocar os custos pela ociosa. Enquanto o método *MW-Mile* clássico aloca estes custos através da abordagem *Selo de Correio*, o método *MW-Mile* baseado em fluxo de potência aplica a abordagem *Baseada no Uso*, através das Equações 3.5 e 3.6.

3.2.4 Princípio da Divisão Proporcional

Os métodos baseados no *Princípio da Divisão Proporcional* buscam identificar como os fluxos na rede de transmissão estão distribuídos e associá-los a geradores e cargas. O princípio da divisão proporcional assume que o nó é um misturador perfeito dos fluxos que chegam a ele e, portanto, é impossível determinar a rota que um elétron seguirá [9, 28]. A Figura 3.1 ilustra a idéia deste princípio.

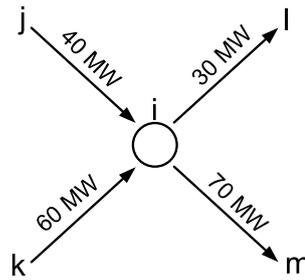


Figura 3.1: Ilustração do Princípio da Divisão Proporcional

O nó i possui quatro linhas conectadas a ele. Os fluxos nas linhas $j - i$ e $k - i$ "entram" na barra i , enquanto que os fluxos nas linhas $i - l$ e $i - m$ "saem" deste nó. O fluxo total que chega ao nó i é igual a 100 MW, dos quais 40% são provenientes da barra j e 60% da barra k . Segundo o princípio da divisão proporcional, esta relação se mantém nos fluxos nas linhas que partem do nó i . Sendo assim, dos 70 MW que trafegam na linha $i - l$, 28 MW (40%) são provenientes do nó j e 42 MW (60%) são provenientes do nó k . O mesmo ocorre para a linha $i - m$: dos 30 MW de fluem por esta linha, 12 MW provêm da barra j e 18 MW se originam na barra k . Nota-se que as perdas elétricas não são consideradas.

Baseado no princípio da divisão proporcional, é proposto em [8] um método que executa uma análise matricial da rede, utilizando dois algoritmos, um para jusante e outro para montante, permitindo conhecer a contribuição de carga ou gerador, respectivamente, para os fluxos de potência em todos os elementos da rede.

Em [9] é proposto um método também baseado no princípio da divisão proporcional. Esta metodologia define três conceitos: **domínios** (*domains*), **comuns** (*commons*) e **ligações** (*links*). Um *domínio* é definido como o conjunto de barramentos que obtêm potência de um determinado gerador. Um *comum* é o conjunto de barras alimentadas pelo mesmo grupo de geradores. As *ligações* são os ramos que interligam os *comuns*.

Independente da formulação empregada, muitos autores alegam que os métodos de alocação dos custos pelo uso da transmissão baseados no princípio da divisão proporcional utilizam diversas suposições, como a consideração de linhas e barras fictícias, o que poderia ocasionar resultados ruins ou até mesmo inconsistentes para o processo de alocação. Outra crítica diz respeito aos esquemas recursivos, que podem dificultar sua implementação.

3.2.5 Metodologia Nodal

A metodologia *Nodal* é a adotada no Brasil e determina tarifas nodais para alocar os custos pelo uso da transmissão. Estas tarifas, dadas em \$/MW, são compostas de duas parcelas.

A primeira delas, denominada *Parcela Locacional*, é baseada na teoria dos custos marginais. Ela indica qual o custo marginal ocasionado quando se varia 1 MW em determinada barra do sistema. Este cálculo é realizado através da execução do fluxo linearizado, resultando na chamada Matriz de Sensibilidade β . Cada elemento desta matriz representa a variação do fluxo de potência em cada linha quando se varia a potência injetada em cada barra. Matematicamente:

$$\beta_{kj} = \frac{\delta P_k}{\delta P_j} \quad (3.9)$$

Em que β_{kj} é o elemento da linha k e coluna j da matriz de sensibilidade; δP_k , a variação incremental do fluxo na linha k (MW) e; δP_j , a variação incremental da potência injetada na barra j (MW).

Multiplicando cada um dos elementos desta matriz pelo custo unitário de cada linha que compõe a rede, considerando a barra de referência, é possível então determinar o valor da *Parcela Locacional*.

$$\pi_j^{locacional} = \sum_{k=1}^{NR} \frac{C_k}{P_k^{max}} (\beta_{kj} - \beta_{kr}) \cdot f_{Ck} \quad (3.10)$$

Onde $\pi_j^{locacional}$ é a parcela locacional que compõe a tarifa nodal da barra j (\$/MW); C_k , o custo do circuito k (\$); P_k^{max} , a capacidade de transmissão da linha k (MW); β_{kr} , a sensibilidade do fluxo de potência na linha k em relação à injeção de potência na barra de referência r e; f_{Ck} , o fator de ponderação do circuito k .

O fator de ponderação f_{Ck} é utilizado para atenuar o sinal locacional dado por esta parcela e é calculado utilizando as Equações 3.11 e 3.12:

$$f_{Ck} = \begin{cases} 0; & r_k < r^{min} \\ \frac{r_k - r^{min}}{r^{max} - r^{min}}; & r^{min} \leq r_k \leq r^{max} \\ 1; & r_k \geq r^{max} \end{cases} \quad (3.11)$$

$$r_k = \frac{|P_k|}{P_k^{max}} \quad (3.12)$$

Em que r_k é o fator de carregamento do circuito k ; r^{min} , o limite mínimo para o fator de carregamento e r^{max} , o limite máximo.

Os custos alocados aos geradores e cargas podem então ser calculados conforme as Equações 3.13 e 3.14, respectivamente.

$$C_g^{locacional} = \pi_j^{locacional} \cdot P_g \quad (3.13)$$

$$C_d^{locacional} = \pi_j^{locacional} \cdot P_d \quad (3.14)$$

Onde $C_g^{locacional}$ é o custo locacional alocado ao gerador g localizado na barra j (\$); P_g , a potência injetada pelo gerador g (MW); $C_d^{locacional}$, o custo alocado à carga d instalada na barra j (\$) e; P_d , a potência demandada pela carga d (MW).

A *Parcela Locacional* da tarifa nodal é calculada de forma proporcional aos fluxos de potência nos circuitos. Como estes fluxos serão sempre menores ou iguais às respectivas capacidades P_k^{max} , a recuperação dos custos da transmissão não será total. Além disso, como a sensibilidade dos fluxos nas linhas de transmissão com relação à barra de referência é nula, não haveria custos alocados a esta barra. É necessário então corrigir esta alocação através da inserção de uma segunda parcela, denominada *Parcela de Ajuste*. Esta parcela é calculada através da abordagem *Selo de Correio* e corrige os custos alocados aos geradores e cargas através das Equações 3.15 e 3.16, respectivamente.

$$C_g^{ajuste} = \left(C_G^{total} - \sum_{g=1}^{NG} (C_g^{locacional}) \right) \times \frac{P_g}{\sum_{g=1}^{NG} P_g} \quad (3.15)$$

$$C_d^{ajuste} = \left(C_D^{total} - \sum_{d=1}^{ND} (C_d^{locacional}) \right) \times \frac{P_d}{\sum_{d=1}^{ND} P_d} \quad (3.16)$$

Sendo C_g^{ajuste} a parcela de ajuste alocada ao gerador g (\$); C_G^{total} , o custo total a ser alocado aos geradores (\$); C_d^{ajuste} a parcela de ajuste alocada à carga d (\$) e; C_D^{total} , o custo total a ser alocado às cargas (\$).

No Brasil, o custo total pelo uso da transmissão, C^{total} , é pago metade pelos geradores, enquanto a outra metade é paga pelas cargas. Assim, C_G^{total} e C_D^{total} podem ser calculados através da Equação 3.17.

$$C_G^{total} = C_D^{total} = \frac{C^{total}}{2} \quad (3.17)$$

3.2.6 EBE (Equivalent Bilateral Exchanges)

O método *EBE*, proposto em [7], que atribui para cada gerador uma fração de cada carga e vice-versa. As trocas bilaterais são calculadas através da Equação 3.18.

$$GDgd = \frac{P_g \cdot P_d}{\sum_{d=1}^{ND} P_d} \quad (3.18)$$

A troca bilateral equivalente $GDgd$ pode ser interpretada como a fração da potência gerada pelo gerador g que supre a demanda da carga d ou, da mesma forma, a fração da demanda da carga d suprida pelo gerador g . Para esta relação, é necessário que $\sum_{g=1}^{NG} P_g = \sum_{d=1}^{ND} P_d$.

Utilizando o fluxo de carga linearizado, é possível calcular a matriz PTDF (*power transfer distribution factors*) do sistema. Esta matriz indica como as potências injetadas e extraídas de determinadas barras se distribuem pela rede. Com esses fatores, é possível descrever o fluxo de potência em uma linha k em função das trocas bilaterais, como mostra a Equação 3.19.

$$P_k = \sum_{g=1}^{NG} \sum_{d=1}^{ND} (PTDF_{gdk} \cdot GDgd) \quad (3.19)$$

Sendo $PTDF_{gdk}$ o elemento da matriz PTDF que indica a fração da potência transferida do gerador g para a carga d que flui pela linha k .

Assim, é possível definir a proporção da capacidade da linha k utilizada pelo gerador g através de todas as trocas bilaterais equivalentes que envolvem este gerador, conforme a Equação 3.20.

$$U_{kg} = \sum_{d=1}^{ND} |PTDF_{gdk}| \cdot GDgd \quad (3.20)$$

Analogamente, a Equação 3.21 pode ser utilizada para calcular a proporção da linha k utilizada pela carga d .

$$U_{kd} = \sum_{g=1}^{NG} |PTDF_{gdk}| \cdot GD_{gd} \quad (3.21)$$

Os custos pelo uso da transmissão são então alocados de acordo com as proporções da capacidade atribuídas para cada gerador e carga, de acordo com as Equações 3.22 e 3.22, respectivamente.

$$C_{kg} = \alpha \times C_k \times U_{kg} \quad (3.22)$$

$$C_{kd} = (1 - \alpha) \times C_k \times U_{kd} \quad (3.23)$$

Pode-se observar que todos os custos, tanto da capacidade usada como da capacidade ociosa, são alocados sem distinção. Assim, o método *EBE* aplica a abordagem *Baseada no Uso* para a alocação do custo da capacidade ociosa.

3.2.7 Método Z_{bus}

O método Z_{bus} [10, 29] utiliza a matriz impedância nodal para decompor as tensões nodais e as correntes nos ramos em função das correntes injetadas nas barras, conforme as Equações 3.24 e 3.25.

$$E_j = \sum_{i=1}^{NB} (Z_{ji}^{bus} \cdot I_i) \quad (3.24)$$

$$I_k = \sum_{i=1}^{NB} (a_k^i \cdot I_i) \quad (3.25)$$

Em que E_j é a tensão complexa da barra j (pu); (Z_{ji}^{bus} , o elemento da linha j e coluna i na matriz Z^{bus} ; I_i , a corrente nodal na barra i (pu); I_k , a corrente no ramo k (pu) e; a_k^i a distância elétrica entre a linha k e a barra i .

A distância elétrica a_k^i é dada pela Equação 3.26.

$$a_k^i = (Z_{mi}^{bus} - Z_{ni}^{bus}) \cdot y_k + Z_{mi}^{bus} \cdot y_k^{shunt} \quad (3.26)$$

Onde m e n são as barras terminais da linha k e y_k e y_k^{shunt} são as admitâncias série e *shunt* da linha k , respectivamente.

A potência complexa em uma linha de transmissão k , que interliga as barras m e n , é expressa pela Equação 3.27.

$$S_k = E_m \cdot I_k^* \quad (3.27)$$

Assim, a potência ativa em um ramo k da rede pode ser calculada substituindo a Equação 3.25 na Equação 3.27 e extraindo sua parte real.

$$P_k = \Re \left\{ E_m \cdot \sum_{i=1}^{NB} a_k^{i*} \cdot I_i^* \right\} \quad (3.28)$$

Desta forma, o fluxo de potência ativa através de uma linha k pode ser associado à corrente nodal em cada barra.

$$P_k^i = \Re \{ E_m \cdot a_k^{i*} \cdot I_i^* \} \quad (3.29)$$

A Equação 3.29 pode ser utilizada para expressar o uso da rede por cada agente, sendo os custos alocados proporcionalmente à esta utilização. Entretanto, como explicado em [10], a distância elétrica a_k^i é medida somente em um dos terminais da barra k . Assim, este termo representa não a linha de transmissão, mas somente um ponto desta linha. Alternativamente, ainda na referência [10], os autores propõem calcular o uso da linha k por um agente na barra i através da média das contribuições desta barra para os fluxos no sentido de m para n e no sentido de n para m , sendo m e n as barras terminais. Este método alternativo é denominado Z_{bus_avg} .

Todos os custos da rede de transmissão, sejam eles relacionados à capacidade usada ou à capacidade ociosa, são alocados proporcionalmente ao uso do sistema. Sendo assim, o método Z_{bus} adota a abordagem *Baseada no Uso* para alocar os custos da capacidade ociosa da rede.

3.2.8 Y_{bus} Modificada

Em [24] é proposta uma metodologia baseada na teoria de circuitos elétricos e que realiza a alocação em duas etapas. A primeira etapa diz respeito à alocação dos custos da capacidade usada. As cargas são modeladas como admitâncias *shunts* e adicionadas à matriz Y , enquanto que os geradores são modelados como fontes de corrente. O uso da linha é então determinado através da aplicação do princípio da superposição. Desta forma, os custos pela capacidade usada podem ser alocados de forma proporcional às contribuições de cada gerador e carga para os fluxos nas linhas

Na segunda etapa, é realizada a alocação dos custos da capacidade ociosa da rede. Este processo é realizado baseado na abordagem *Selo de Correio* e, portanto, reparte estes custos de forma proporcional às injeções de potência.

3.3 Métodos Baseados na Segurança

3.3.1 Definição do Custo da Capacidade Usada e do Custo da Capacidade Ociosa

Como visto através da Equação 3.1, o custo pelo uso da transmissão pode ser decomposto em duas parcelas: o custo pela capacidade usada e o custo pela capacidade ociosa. A relação entre estas parcelas é definida pelos coeficientes a e b e depende da abordagem utilizada para seu cálculo.

Em [30] os coeficientes são determinados de forma arbitrária, através da decisão de um especialista. No artigo em questão, os autores sugerem os valores de 0,8 e 0,2 para a e b , respectivamente. No entanto, a adoção de critérios subjetivos para definição destes coeficientes pode comprometer o equilíbrio do mercado. Além disso, por possuírem valores fixos, o valor de cada uma das parcelas que compõem o custo da transmissão não alteram sua proporção mesmo que o nível de segurança do sistema seja modificado.

A fim de incorporar a variação do nível de segurança no cálculo dos custos da transmissão, é proposto em [31] o cálculo dos coeficientes com base na probabilidade de falha do sistema. Desta forma, se um sistema possui baixa probabilidade de falha, então o custo atribuído à capacidade ociosa será pequeno. Caso contrário, estes custos se elevarão.

Em [32], os autores apresentam outra forma de decomposição dos custos da transmissão. A parcela relacionada com a capacidade usada é calculada através da proporção entre

a soma dos valores absolutos dos fluxos causados por cada agente em condições normais e a capacidade de transmissão máxima de cada linha. Assim:

$$C_{k,capacidade_usada} = C_k^{total} \times \frac{\sum_{j=1}^{NB} |P_k^j|}{P_k^{max}} \quad (3.30)$$

$$C_{k,capacidade_ociosa} = C_k^{total} \times \frac{P_k^{max} - \sum_{j=1}^{NB} |P_k^j|}{P_k^{max}} \quad (3.31)$$

Sendo P_k^j a contribuição da barra j para o fluxo de potência na linha k (MW).

Esta formulação, apesar de apresentar maior coerência com a operação do sistema, não leva em consideração a probabilidade de falha dos equipamentos. Como consequência, há uma elevação nos custos atribuídos à capacidade usada. Além disso, a soma dos valores absolutos das contribuições de fluxo não são, necessariamente, iguais aos fluxos líquidos de cada linha.

Em [33], as proporções dos custos atribuídas à capacidade usada e à capacidade ociosa são calculadas com base no máximo fluxo de potência em cada linha, considerando diferentes condições de carga, conforme a Equação 3.32.

$$MFP_k = \max \{ P_k^{(1)}, P_k^{(2)}, \dots, P_k^{(l)} \} \quad (3.32)$$

Onde MFP_k é o máximo carregamento da linha k (MW) e $P_k^{(l)}$, o fluxo de potência na linha k para o nível de carga l (MW).

Sendo P_k^{max} a capacidade total de transmissão da linha k , em MW, é então calculada a margem de confiabilidade da linha k , MCT_k , através da Equação 3.33.

$$MCT_k = P_k^{max} - MFP_k \quad (3.33)$$

Assim, os custos pela capacidade usada e pela capacidade ociosa são determinados pelas Equações 3.34 e 3.35, respectivamente.

$$C_{k,capacidade_usada} = C_k^{total} \times \frac{MFP_k}{P_k^{max}} \quad (3.34)$$

$$C_{k,capacidade_ociosa} = C_k^{total} \times \frac{MCT_k}{P_k^{max}} \quad (3.35)$$

Finalmente, em [34], o custo total da pelo uso da transmissão é discretizado para cada hora do dia. Assim, afirmam os autores, é possível realizar a alocação de forma a incentivar o maior uso da rede em horários com menor pico de carga. Uma vez discretizados em base horária, os custos das linhas são também divididos em relação à capacidade usada e à ociosa. No entanto, o custo da capacidade ociosa de cada elemento da transmissão é ainda subdividido em duas outras parcelas. A primeira delas é denominada *Custo da Confiabilidade da Rede* e está relacionada com a segurança da rede. A outra, denominada *Custo da Capacidade Não-Usada*, relaciona-se com a capacidade sobressalente de cada linha, instalada por razões de incerteza na demanda e para o atendimento da carga futura.

O custo pela capacidade usada é então calculado de acordo com a relação entre os fluxos líquidos nas linhas e sua capacidade máxima, conforme a Equação 3.36.

$$C_{k,capacidade_usada}^h = C_k^h \times \frac{P_k^h}{P_k^{max}} \quad (3.36)$$

O índice h indica que os valores estão relacionados com a hora h da operação.

O custo da capacidade ociosa é dado pela Equação 3.37

$$C_{k,capacidade_ociosa}^h = C_{k,confiabilidade}^h + C_{k,não-usada}^h \quad (3.37)$$

O custo da linha k relacionado com a confiabilidade da rede, $C_{k,confiabilidade}^h$, é definido como sendo 10% da capacidade máxima desta linha. O custo pela capacidade não-usada, $C_{k,não-usada}^h$, é calculado pela diferença entre o custo total da linha e a soma das outras duas componentes.

A discretização dos custos em base horária torna a sinalização econômica do processo de alocação mais eficiente, pois ajuda a deslocar a demanda para horários fora-da-ponta. No entanto, esta discretização deve ser melhor investigada, uma vez que pode tornar o custo final da energia ainda mais volátil. Outra vantagem desta formulação é a separação do custo da capacidade ociosa em duas outras componentes. Esta divisão faz com que a natureza dos custos dos investimentos na rede sejam melhor representados. No entanto, a adoção de valores arbitrários para definição destas componentes de custo ocasionam as mesmas desvantagens apresentadas por [30].

3.3.2 Alocação dos Custos

Uma vez determinadas as proporções dos custos da transmissão atribuídas à capacidade usada e à capacidade ociosa, é necessário então alocá-las adequadamente entre todos os usuários da rede.

Na metodologia proposta em [35], a alocação dos custos da capacidade usada é realizada aplicando o método *MW-Mile* baseado em fluxo de potência, como já mostrado através das Equações 3.5 - 3.8. O custo da capacidade ociosa de cada linha é distribuído proporcionalmente ao benefício desta linha para a confiabilidade de cada transação. O benefício da linha k para a confiabilidade da transação t , R_{kt} , é definido como o incremento na probabilidade de falha desta transação causado pela ausência da linha k . O custo da capacidade ociosa pode então ser alocado conforme a Equação 3.38.

$$C_{k,capacidade_ociosa}^t = \left(\frac{R_{kt}}{\sum_{t=1}^{NT} R_{kt}} \right) \times C_{k,capacidade_ociosa} \quad (3.38)$$

Sendo $C_{k,capacidade_ociosa}^t$ o custo da capacidade ociosa da linha k alocada à transação t (\$).

Apesar de introduzir uma importante contribuição para o estudo da alocação dos custos da transmissão, esta metodologia considera apenas o impacto na probabilidade de falha das transações quando uma linha sai de operação, sem observar a variação nos fluxos das demais linhas. Quando o sistema é planejado e considera restrições de segurança, os fluxos nos cenários pós-contingência são utilizados para definir a capacidade de transmissão necessária para cada linha. Portanto, os fluxos pós-contingência devem ser incorporados no processo de alocação.

Observando isso, foi proposto em [32] um índice para auxiliar na repartição dos custos da capacidade ociosa. Para calcular este índice, é necessário verificar a variação média dos fluxos nas linhas, em relação à condição normal de operação, para cada cenário de contingência, conforme a Equação 3.39.

$$VME_{ki} = \frac{\sum_{\omega=1}^{\Omega} (|P_{ki}^{\omega}| - |P_{ki}^0|) \cdot p(\omega)}{1 - \sum_{\omega=1}^{\Omega} p(\omega)}, \quad \text{para todo } \omega \text{ com } |P_{ki}^{\omega}| > |P_{ki}^0| \quad (3.39)$$

Onde VME_{ki} é a variação média da contribuição do agente i para o fluxo de potência na linha k (MW); P_{ki}^ω , a contribuição do agente i para o fluxo na linha k durante o cenário de contingência ω (MW); P_{ki}^0 , a contribuição do agente i para o fluxo na linha k em condições normais de operação (MW) e; $p(\omega)$, a probabilidade de ocorrência do cenário ω . O agente i pode ser gerador ou carga.

O índice VME é então aplicado para alocar o custo da capacidade ociosa. O cálculo é realizado para geradores e cargas, conforme as Equações 3.40 e 3.41, respectivamente:

$$C_{k, capacidade_ociosa}^g = C_{k, capacidade_ociosa} \times \frac{VME_{kg}}{\sum_{g=1}^{NG} VME_{kg}} \quad (3.40)$$

$$C_{k, capacidade_ociosa}^d = C_{k, capacidade_ociosa} \times \frac{VME_{kd}}{\sum_{d=1}^{ND} VME_{kd}} \quad (3.41)$$

Sendo $C_{k, capacidade_ociosa}^g$ o custo da capacidade ociosa da linha k alocado ao gerador g (\$); VME_{kg} , a variação média da contribuição do gerador g para o fluxo na linha k (MW); $C_{k, capacidade_ociosa}^d$ o custo da capacidade ociosa da linha k alocado à carga d (\$) e; VME_{kd} , a variação média da contribuição da carga d para o fluxo na linha k (MW).

Em [33], a alocação do custo da capacidade usada é também realizada através do método *MW-Mile* baseado em fluxo de potência. Contudo, o processo de alocação é executado para diversos níveis de carga.

A alocação do custo da capacidade ociosa é realizada de acordo com os passos descritos a seguir:

Passo 1: Cálculo da variação relativa de fluxo

O primeiro passo é determinar a variação do fluxo de potência em cada linha, durante cenários de contingência, em relação ao fluxo original. Esta variação é calculada conforme a Equação 3.42.

$$\Delta P_{k\omega}^{(l)} = \begin{cases} \frac{|P_{k\omega}^{(l)}|}{|P_{k0}^{(l)}|} - 1, & |P_{k\omega}^{(l)}| > |P_{k0}^{(l)}| \\ 0, & |P_{k\omega}^{(l)}| \leq |P_{k0}^{(l)}| \end{cases} \quad (3.42)$$

Sendo $\Delta P_{k\omega}^{(l)}$ a variação relativa do fluxo na linha k , durante o cenário de contingência ω , para o nível de carga l ; $P_{k\omega}^{(l)}$, o fluxo de potência na linha k , durante o cenário de

contingência ω e nível de carga l (MW) e; $P_{k0}^{(l)}$, o fluxo de potência na linha k , sob condições normais de operação e nível de carga l (MW).

Passo 2: Normalização de $\Delta P_{k\omega}^{(l)}$

Para melhor visualizar o impacto de cada contingência nas demais linhas, os fatores $\Delta P_{k\omega}^{(l)}$ são normalizados através do somatório de todos os fatores para cada cenário considerado.

$$\Delta P_{k\omega,norm}^{(l)} = \frac{\Delta P_{k\omega}^{(l)}}{\sum_{\omega=1}^{\Omega^*} \Delta P_{k\omega}^{(l)}} \quad (3.43)$$

Onde $\Delta P_{k\omega,norm}^{(l)}$ é o valor normalizado de $\Delta P_{k\omega}^{(l)}$ e Ω^* é o conjunto de todas as contingências, exceto aquela referente à linha k .

Passo 3: Cálculo da contribuição para a confiabilidade

Com a normalização da variação relativa dos fluxos, a utilização da capacidade ociosa por cada gerador pode ser calculada através da Equação 3.44. Neste caso, a alocação é realizada apenas para os geradores.

$$R_{kg}^{(l)} = \sum_{\omega=1}^{\Omega^*} \left(\Delta P_{k\omega,norm}^{(l)} \times P_{kg}^{\omega(l)} \right) \quad (3.44)$$

Onde $R_{kg}^{(l)}$ é a parcela da capacidade ociosa da linha k alocada ao gerador g durante o nível de carga l e $P_{kg}^{\omega(l)}$, a contribuição do gerador g para o fluxo de potência na linha k durante o cenário de contingência ω e nível de carga l (MW).

Passo 4: Alocação do custo da capacidade ociosa

Finalmente, o custo da capacidade ociosa da linha k , no nível de carga l , pode ser alocado ao gerador g utilizando a Equação 3.45.

$$C_{k,capacidade_ociosa}^{g(l)} = R_{kg}^{(l)} \times C_{k,capacidade_ociosa} \quad (3.45)$$

Em [36] é adotado o mesmo princípio de variação média dos fluxos, porém, o cálculo é realizado de forma mais simples. Considerando as contribuições de cada gerador e carga para os fluxos nas linhas nos cenários pré e pós-contingência, é possível calcular a utilização média da capacidade ociosa da linha k por cada gerador e carga através das

Equações 3.46 e 3.47, respectivamente.

$$UMCO_{kg} = \sum_{\omega=1}^{\Omega} (|P_{kg}^{\omega} - P_{kg}^0| \times p(\omega)) \quad (3.46)$$

$$UMCO_{kd} = \sum_{\omega=1}^{\Omega} (|P_{kd}^{\omega} - P_{kd}^0| \times p(\omega)) \quad (3.47)$$

Os custos relativos à capacidade ociosa são então repartidos entre geradores e cargas de acordo com as Equações 3.48 e 3.49, respectivamente.

$$C_{k, capacidade_ociosa}^g = C_{k, capacidade_ociosa} \times \frac{UMCO_{kg}}{\sum_{g=1}^{NG} UMCO_{kg}} \quad (3.48)$$

$$C_{k, capacidade_ociosa}^d = C_{k, capacidade_ociosa} \times \frac{UMCO_{kd}}{\sum_{d=1}^{ND} UMCO_{kd}} \quad (3.49)$$

Por fim, em [37] é apresentado um método de alocação dos custos de expansão da transmissão. Todos os métodos discutidos até o momento, com exceção da metodologia Nodal, utilizam como princípio a alocação dos custos fixos do sistema. Em [37], a alocação é realizada de acordo com os custos de longo prazo da rede. Para isso, é realizada uma comparação entre o horizonte de tempo necessário para novos reforços na rede considerando cenários com a presença e a ausência de cada usuário.

A contribuição mais importante desta referência é a diferenciação das cargas em duas categorias: interrompíveis e não-interrompíveis. As cargas ditas interrompíveis impactam os circuitos somente em cenários de operação normal, enquanto que as cargas não-interrompíveis também exercem influência sobre a rede em cenários de contingência. Desta maneira, o processo de alocação resulta em tarifas diferenciadas para cada categoria de consumidor. No entanto, o método utiliza como referência o pior cenário de contingência, não considerando sua probabilidade de ocorrência.

3.4 Conclusões do Capítulo

Este capítulo teve como objetivo apresentar o atual estado-da-arte das metodologias utilizadas para resolver o problema da alocação dos custos pelo uso da transmissão. Tais

metodologias foram divididas em duas categorias: métodos tradicionais e metodologias baseadas na segurança. Os métodos tradicionais não consideram a importância da capacidade ociosa da rede para a segurança do sistema. Com isso, o processo de alocação é realizado considerando apenas o estado normal de operação.

Em contrapartida, os métodos que se baseiam na segurança observam também o impacto das transações nos fluxos nos circuitos em cenários pós-contingências. Desta forma, é possível realizar um processo de alocação mais justo, uma vez que os custos adicionais motivados pelos requisitos de segurança podem ser adequadamente atribuídos aos usuários que os originaram.

Com base nas inúmeras abordagens e técnicas adotadas para resolver o problema, fica claro que este é um tema ainda em aberto nas discussões sobre o setor. Com o intuito de contribuir para esta discussão, o próximo capítulo apresenta uma nova metodologia proposta para alocar os custos pelo uso da transmissão, baseada nas vantagens e desvantagens dos métodos apresentados no presente capítulo.

Capítulo 4

Metodologia Proposta

PROPÕE-SE aqui uma metodologia alternativa para resolução do problema da alocação dos custos pelo uso da transmissão. Tal metodologia consiste em incorporar alguns dos princípios já testados e validados por algumas técnicas já propostas na literatura, objetivando obter uma ferramenta de análise simples, capaz de superar as deficiências que cada uma das técnicas incorporadas apresenta quando tratadas isoladamente. A abordagem adotada baseia-se nas múltiplas funções desempenhadas pela rede de transmissão dentro dos sistemas elétricos de potência e a formulação proposta permite distribuir os custos da rede entre os agentes de acordo com os benefícios adquiridos por cada um em relação a estas funções.

4.1 As Múltiplas Funções da Rede

Antes de ingressar no detalhamento matemático da metodologia proposta por este trabalho, é necessário discutir alguns conceitos relacionados com a utilização da rede de transmissão de energia elétrica. Para tal, considere o exemplo a seguir.

Seja um sistema de duas barras, constituído por um gerador localizado na barra 1 e por duas cargas, cada uma consumindo 80 MW, situadas na barra 2. Estas barras são interligadas por duas linhas de transmissão idênticas, instaladas em paralelo e com capacidade nominal de 200 MW cada. Considerando um sistema sem perdas e que o gerador possui capacidade de geração suficiente para atender toda a demanda, o despacho de potência para este sistema é realizado conforme a Figura 4.1.

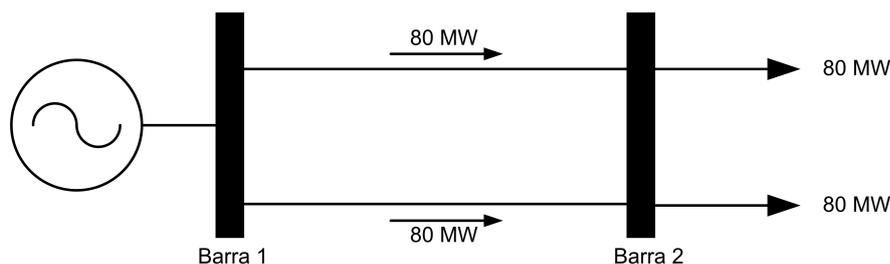


Figura 4.1: Sistema de 2 barras

Observa-se que as linhas, apesar de construídas com capacidade nominal de 200 MW, apresentam-se apenas parcialmente carregadas neste ponto de operação. Suponha agora que este estado do sistema é utilizado para o processo de alocação dos custos dentro de um mercado de energia. Como a maior parte dos métodos de alocação levam em consideração que a principal função da rede é **transportar energia**, então os custos serão repartidos em função do fluxo de potências nas linhas de transmissão. Neste caso, apenas 40% dos custos totais destas linhas poderiam ser recuperados de forma direta, uma vez que 60% de sua capacidade permanece ociosa. Os custos restantes teriam que ser repartidos entre os agentes através de uma parcela complementar. Em geral, estas parcelas complementares são calculadas de forma proporcional aos níveis de potência injetados pelos agentes.

Apesar de recuperar todos os custos de investimento das linhas, as parcelas complementares não levam em consideração a função desempenhada pela capacidade ociosa do sistema. Para explicar qual seria esta função, considere uma contingência em uma das linhas.

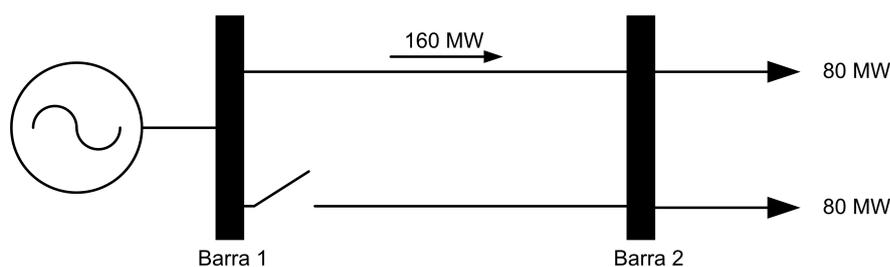


Figura 4.2: Sistema de 2 barras em contingência

O despacho resultante do cenário pós-contingência, ilustrado na Figura 4.2, faz com que o fluxo na linha em contingência se redistribua para a linha remanescente, permitindo que toda a demanda da barra 2 continue sendo atendida integralmente.

Comparando o cenário pós-contingência com o cenário pré-contingência, o fluxo na linha remanescente dobra, o que só é possível devido à capacidade ociosa disponível nesta linha. Esta análise permite então afirmar que as linhas de transmissão desempenham

outra importante função para o sistema: a **segurança**.

A segurança do fornecimento está no centro dos debates atuais sobre o setor, pois a eletricidade é um bem com grande importância econômica para qualquer país e tem impacto direto na economia de outros setores. Além disso, a interrupção no fornecimento também tem impacto social enorme, em especial quando afeta clientes residenciais ou serviços essenciais, como hospitais, por exemplo. Desta forma, as redes de transmissão não podem ser planejadas e operadas exclusivamente para o transporte de energia. Os cenários pós-contingência devem ser também levados em consideração, exigindo a existência de capacidade reserva no sistema e, por conseqüência, elevando os custos da rede.

Retomando os exemplos das Figuras 4.1 e 4.2, os carregamentos percentuais da linha remanescente, para os cenários pré e pós-contingência, podem ser visualizados no gráfico da Figura 4.3.

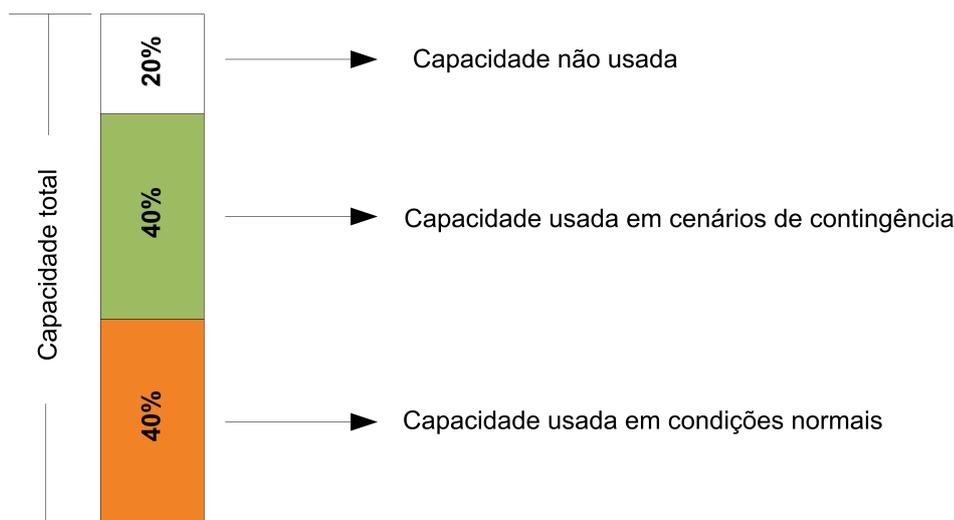


Figura 4.3: Capacidade usada na linha remanescente nos cenários pré e pós-contingência

Da capacidade total de transmissão desta linha (200 MW), 40% é utilizada em condições normais de operação (Figura 4.1) e mais 40% são utilizados em cenários de contingência (Figura 4.2). Nota-se que, mesmo no cenário pós-contingência, no qual a linha encontra-se em seu ponto de máximo carregamento, ainda existe capacidade sobressalente. Esta capacidade, que representa 20% do limite operacional da linha, nunca foi usada. Então, afinal: para que serve esta capacidade nunca usada?

Como já discutido anteriormente, o planejamento do sistema de transmissão possui características próprias que ocasionam este sobredimensionamento. Um dos fatores para a existência de capacidades nunca utilizadas é a padronização dos equipamentos, que são construídos em faixas de tensão e de potência definidas. Assim, é difícil obter um equi-

pamento com a capacidade exata determinada em projeto. Como também já discutido, é melhor então sobredimensioná-los ao invés de reduzir sua capacidade.

Além disso, as incertezas da operação e o crescimento futuro da carga também exigem que haja capacidade extra na rede de transmissão. Por mais que parte da capacidade desta rede não seja utilizada no presente, no futuro, com a expansão da demanda, poderá ser necessária para fins de segurança ou até mesmo de transporte.

Os exemplos acima permitem então compreender as múltiplas funções desempenhadas pela rede de transmissão. Cada uma dessas funções exige certo nível de capacidade e, por consequência, refletem-se nos custos do sistema. Se a capacidade total da linha pode ser dividida em três componentes, seu custo total pode ser descrito também em três parcelas, como apresentado em [33]: custo pela capacidade usada em condições normais, custo pela capacidade usada em contingência e o custo pela capacidade não usada.

4.2 Considerações Preliminares

O cálculo dos custos da transmissão baseado nas funções desempenhadas pela rede é inspirado em [34], mas aperfeiçoado, introduzindo formalismos e modelos mais adequados para o problema. No referido artigo, os autores utilizam fatores determinísticos para mensurar cada uma das parcelas que compõem estes custos. Além disso, a capacidade destinada à segurança do fornecimento é definida pelos autores, sem nenhuma justificativa matemática ou técnica, como 10% da capacidade total de cada linha e mantida constante mesmo variando-se o carregamento do sistema.

O método proposto incorpora fatores probabilísticos, que representam diferentes cenários de contingências, além de descrever um procedimento matemático para o cálculo das parcelas que constituem os custos da transmissão. Antes de descrever este procedimento, é importante definir as premissas adotadas por este trabalho.

O processo de alocação aqui descrito é realizado para diferentes níveis de carga. No trabalho realizado em [34], os autores sugerem a discretização dos custos em base horária, a fim de incentivar o deslocamento do consumo para os horários fora-da-ponta. No entanto, a adição de uma parcela em base horária pode tornar o preço final da energia ainda mais volátil, dificultando o planejamento estratégico das empresas do setor. Por esta razão, a metodologia aqui proposta discretiza os custos apenas em três níveis de carga: leve, média e pesada. Espera-se, com isso, promover um uso mais eficiente do sistema, ao passo que a estabilidade do preço da energia é menos impactada.

Em diferentes condições de operação, o uso da transmissão, a influência da rede e os benefícios obtidos pelos usuários do sistema serão diferentes [4]. Convencionou-se, então, para este trabalho, utilizar a potência nominal dos geradores e o pico da demanda em cada regime de carga como dados de entrada na resolução do fluxo de potência que antecede o processo de alocação. O pico de carga é a forma mais usual de representação do sistema pelas metodologias de alocação e sua escolha é razoável, já que o planejamento do sistema é realizado observando estas condições.

4.3 Cálculo das Componentes dos Custos

4.3.1 Discretização dos Custos por Nível de Carga

Seja um equipamento k do sistema de transmissão. Seu custo total, em base anual (\$/ano), é dado por CTT_k . É possível então descrever este custo em base diária, dividido em três diferentes níveis de carga, através da Equação 4.1:

$$CTN_{k,n} = \frac{CTT_k}{d} \cdot \frac{PT_n}{\sum_{n=1}^N PT_n} \quad (4.1)$$

Sendo $CTN_{k,n}$ o custo total do equipamento k no nível de carga n ; d , o número de dias no ano; PT_n , a carga total do sistema no nível de carga n e; N é o número de níveis de carga considerados.

4.3.2 Custo pela Capacidade Usada em Condições Normais ($CNorm$)

O custo pela capacidade usada de um equipamento k no nível de carga n em condições normais de operação, representado pela parcela $CNorm_{k,n}$, descreve o custo da capacidade de transmissão necessária para acomodar todos os fluxos nas linhas quando todos os equipamentos estão em operação, ou seja, quando não há falhas no sistema.

Como a capacidade utilizada em condições normais é apenas uma fração da capacidade total de cada equipamento, é natural que o custo siga a mesma proporção. No entanto, é válido ressaltar que o sistema não opera sob as mesmas condições durante todo o tempo. A rede pode apresentar falhas e, quando elas ocorrem, os fluxos nos equipamentos se alteram, modificando também a capacidade utilizada nestes cenários.

Portanto, é necessário incorporar nesta análise a probabilidade de ocorrência do estado

normal de operação. Em outras palavras: a probabilidade de não ocorrer falhas nos equipamentos durante o período de tempo considerado na análise.

Desta forma, a parcela do custo $CNorm_{k,n}$ pode ser calculada através da Equação 4.2.

$$CNorm_{k,n} = CTN_{k,n} \cdot \frac{P_{k,n}}{P_{k,max}} \cdot \rho(\omega_0) \quad (4.2)$$

Onde $P_{k,n}$ representa o fluxo de potência no ramo k no nível de carga n ; $P_{k,max}$ é o limite máximo de transmissão do equipamento k e; $\rho(\omega_0)$ é a probabilidade de ocorrência do estado normal de operação.

A probabilidade $\rho(\omega_0)$ pode ser calculada através do produto do índice de disponibilidade de cada equipamento, como mostra a Equação 4.3. A disponibilidade é definida em [13] e calculada através da Equação 4.4.

$$\rho(\omega_0) = \prod_{k=1}^K A_k \quad (4.3)$$

$$A_k = \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} \quad (4.4)$$

Sendo K o conjunto de equipamentos que compõem a rede de transmissão; A_k , a disponibilidade do equipamento k ; μ , a taxa de reparo esperada (r/h); λ , a taxa de falha esperada (f/h); $MTTF$, o tempo médio de falha (h) e; $MTTR$, o tempo médio de reparo (h).

Para ilustrar este cálculo, considere novamente o sistema de duas barras apresentado na Figura 4.1. Suponha que o custo de cada linha, já em base diária, é \$500 e os tempos médios de falha e de reparo são 10000 horas e 24 horas, respectivamente. Como as linhas são idênticas, os resultados obtidos para qualquer uma delas pode ser expandido para a outra. Note ainda que o procedimento ilustrado por este exemplo, apesar de representar apenas um nível de carga, é análogo para os demais níveis. Assim, a parcela do custo de cada linha associada com o uso em condições normais de operação é:

$$CNorm_1 = CNorm_2 = \$500 \cdot \frac{80MW}{200MW} \cdot 0,9952 = \underline{\underline{\$199,04}} \quad (4.5)$$

4.3.3 Custo pela Capacidade Usada em Contingência (*CCont*)

A importância da reserva de capacidade da rede de transmissão se altera de acordo com a variação do nível de segurança da mesma. Isso significa que uma rede bastante segura apresentará também bastante folga na transmissão, permanecendo com boa parte de sua capacidade ociosa. Neste caso, os custos relacionados com a segurança devem ser significativos, quando comparados com os custos da capacidade usada em operação normal. No entanto, se o nível de segurança da rede diminuir, quer seja por falhas nos equipamentos ou por crescimento da carga, os custos relacionados com a segurança devem também ser reduzidos. Frente ao exposto, apresenta-se aqui um procedimento para o cálculo desta componente de custo.

Seja ω um cenário de operação em que haja uma contingência específica no sistema e $\rho(\omega)$ sua probabilidade de ocorrência. O universo de todas as contingências pertencentes a uma lista pré-determinada é definido por Ω . Para cada um desses cenários, dentro de determinado nível de carga, executa-se um programa de fluxo de carga e obtém-se o novo fluxo $P_{k,n,\omega}$ em um elemento k do sistema. Este novo fluxo pode variar em relação ao fluxo no caso pré-contingência, definido por $P_{k,n,0}$. Quando esta variação é positiva, significa que houve incremento no fluxo em relação ao caso original; caso contrário, a variação será negativa, indicando redução em relação ao fluxo original.

Variações negativas não são levadas em consideração para o cálculo desta componente de custo, pois não exercem impacto direto nos custos finais da transmissão. De fato, uma variação positiva no fluxo em um determinado ramo do sistema indica a necessidade de existência de capacidade adicional neste ramo para acomodar tal fluxo; no entanto, uma variação negativa não indica a necessidade de redução na capacidade, uma vez que esta redução afetaria o caso pré-contingência. Por esta razão, variações negativas de fluxo têm contribuição nula no processo de cálculo desenvolvido.

As variações de fluxo em cada cenário são divididas pelo limite máximo de transmissão do componente k , expresso por $P_{k,max}$. Desta forma, obtém-se o incremento relativo para cada cenário considerado. Em seguida, é calculado o incremento relativo médio do fluxo no ramo k através de uma média ponderada entre os incrementos relativos em cada cenários e suas respectivas probabilidades, em que as probabilidades são os pesos. Este valor médio relativo permite multiplicar o custo discretizado $CTN_{k,n}$ e, assim, obter o valor da componente de custo relacionada com a segurança do sistema.

Matematicamente, o procedimento acima descrito pode ser resumido pela Equação 4.6:

$$CCont_{k,n} = CTN_{k,n} \cdot \frac{\sum_{\omega=1}^{\Omega} [\rho(\omega) \cdot \frac{\max(P_{k,n,\omega} - P_{k,n,0}; 0)]}{P_{k,max}}}{\sum_{\omega=1}^{\Omega} \rho(\omega)} \quad (4.6)$$

Sendo:

$$p(\omega) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{MTTR}{MTTF + MTTR} \quad (4.7)$$

Continuando com o exemplo do sistema de duas barras, considere agora a Figura 4.2. Para este sistema, existem apenas duas contingências possíveis, considerando que a geração é 100% confiável e que apenas um equipamento falha por vez: contingência na linha 1 ou contingência na linha 2. Tomando a linha 1 como exemplo, se a linha 2 falha, o fluxo na linha remanescente eleva-se para 160 MW, ou seja, um incremento de 80 MW. Já no caso de falha na própria linha 1, o fluxo tornaria-se nulo, por motivos óbvios. Ambos os cenários têm igual probabilidade de ocorrência (0,24%), sendo que o primeiro representa um acréscimo de 40% no fluxo, tendo como parâmetro a capacidade máxima desta linha. No segundo cenário, o acréscimo no fluxo é nulo. Desta forma, o custo pela capacidade usada em contingência de cada uma das linhas deste sistema é dado por:

$$CCont_1 = CCont_2 = \$500 \cdot \frac{0,0024 \cdot \frac{80MW}{200MW} + 0,0024 \cdot \frac{0MW}{200MW}}{0,0048} = \underline{\$100} \quad (4.8)$$

Apesar da linha 1 necessitar transmitir uma maior potência (160 MW) quando a linha 2 está em contingência, parte desta capacidade já havia sido requerida pelo cenário normal de operação (80 MW). Sendo assim, o critério de segurança adotado exigiu a existência de apenas 80 MW a mais para garantir o fornecimento ininterrupto às cargas. Portanto, os custos relacionados com a segurança foram calculados somente com base nesta capacidade adicional. Observa-se ainda que, apesar de necessária, esta capacidade adicional só é utilizada 0,24% do tempo, sendo necessário levar este fator em consideração.

Caso o critério definido em [34] fosse aplicado, apenas 20 MW, ou seja, 20% da capacidade total da linha 1 seria utilizada para acomodar os fluxos provenientes da linha 2 quando esta sai de operação. Pelo exemplo, observa-se que são necessários 40% da capacidade da linha para que o fornecimento de energia continue sem interrupção. Portanto, além de apresentar uma justificativa matemática, o procedimento aqui adotado apresenta maior coerência com as necessidades do problema.

4.3.4 Custo pela Capacidade Não Usada (CNU)

Por fim, observa-se que há ainda uma capacidade de 40 MW não utilizada em cada uma das linhas. Como já discutido, esta capacidade extra é resultante das características dos investimentos em transmissão e das incertezas em relação à carga e à sua expansão. Independente destes fatores, esta capacidade também tem seus custos, que devem ser calculados. Neste caso, basta calcular o montante já atribuído às componentes relacionadas com as condições normais e de contingências e descontar do custo total de cada elemento do sistema. Assim:

$$CNU_{k,n} = CTN_{k,n} - CNorm_{k,n} - CCont_{k,n} \quad (4.9)$$

Onde $CNU_{k,n}$ é o custo pela capacidade não usada do elemento k , no nível de carga n .

Para o sistema de duas barras utilizadas como exemplo, tem-se:

$$CNU_1 = CNU_2 = \$500 - \$199,04 - \$100 = \underline{\$200,96} \quad (4.10)$$

Este exemplo permite realizar os cálculo de maneira mais simples, mas que ajuda a comprovar a coerência dos valores encontrados. Se cada linha possui capacidade máxima de transmissão de 200 MW e custa \$500, então o valor por MW é \$2,5/MW. Em condições normais, cada linha utiliza 80 MW de capacidade para transportar energia do gerador às cargas. No entanto, como este cenário de operação só ocorre 99,52% do tempo, o valor médio deste fluxo é de 79,616 MW. Multiplicando este valor pelo custo unitário do MW, obtém-se \$199,04.

Há duas contingências possíveis para este sistema, de acordo com os critérios estabelecidos. Em uma delas, o fluxo não sofre incremento, enquanto que na outra o aumento é de 80 MW. Como ambas as contingências possuem probabilidades iguais de ocorrerem, então o aumento médio no fluxo, dado que houve falha no sistema, é de 40 MW. Assim, o custo relacionado com a segurança é de \$100.

A capacidade não utilizada de cada linha, dada pela diferença entre a capacidade máxima e os valores médios encontrados para os cenários normal e em contingência, é de 80,384 MW. Multiplicando pelo custo unitário do MW, obtém-se o valor de \$200,96 para esta capacidade não usada.

Com o procedimento de cálculo apresentado nesta seção, é possível descrever os custos de cada elemento da rede de transmissão através de suas componentes individuais, como mostra a Equação 4.11.

$$CTN_{k,n} = CNorm_{k,n} + CCont_{k,n} + CNU_{k,n} \quad (4.11)$$

Resta ainda alocar estes custos aos agentes do sistema. A próxima seção descreve a metodologia proposta neste trabalho para realizar esta alocação.

4.4 Alocação dos Custos da Transmissão

4.4.1 Premissas Adotadas

Como visto no Capítulo 3, o problema da alocação dos custos pode ser abordado de diferentes maneiras. Cada metodologia descreve seu próprio ponto-de-vista deste problema, buscando respeitar os princípios básicos da alocação. Desta maneira, é importante salientar aqui as premissas básicas adotadas para o desenvolvimento da metodologia proposta por este trabalho.

Os custos de todos os ramos da rede de transmissão, após a discretização por nível de carga e separação das componentes individuais apresentadas na Seção 4.3, devem ser pagos pelos usuários do sistema. É necessário então definir qual a proporção destes custos atribuída aos geradores e às cargas. Como descrito na Tabela 2.1, cada país define como será feito este rateio. Como esta proporção interfere apenas no resultado final do método, mas não em sua aplicabilidade, foi definido para este trabalho um coeficiente α que ajusta esta proporção de acordo com os critérios estabelecidos pelo operador do sistema. A utilização deste coeficiente será detalhada nas seções seguintes.

Em relação aos contra-fluxos, a premissa adotada por este trabalho considera que os contra-fluxos não são remunerados, tampouco taxados. Do ponto-de-vista da carga, a justificativa parece óbvia. Cargas que contribuem com contra-fluxo em alguma linha, em primeira análise, parecem contribuir com a redução do carregamento do sistema. No entanto, a rede de transporte é uma infraestrutura construída para atender a estas cargas e, por esta razão, parece incoerente promover benefícios a um consumidor para que se instale em determinada região do sistema.

Sob a ótica dos geradores, esta discussão é ainda mais interessante. Ao contrário das

cargas, os geradores não necessariamente elevam os custos da transmissão. Por esta razão, parece justo oferecer incentivos àqueles que contribuem com a redução do carregamento da rede de transporte. No entanto, ao remunerar os contra-fluxos destes geradores, os custos alocados aos demais, cujos fluxos são dominantes, podem se tornar elevados. Isto ocorre porque, além de pagarem pelos custos naturais da transmissão, pagam também pelos benefícios dados aos geradores responsáveis pelos contra-fluxos. Por esta razão, optou-se neste trabalho em não remunerar também os contra-fluxos ocasionado pelos geradores.

Sendo assim, durante o processo de alocação, as contribuições dos contra-fluxos para o processo de alocação são consideradas nulas, enquanto que as contribuições dos fluxos dominantes são corrigidos para que se mantenha a igualdade com o fluxo líquido nos ramos.

A parcela $CCont$ está relacionada com a segurança do sistema. Em sua alocação, é necessário estabelecer as contingências que serão analisadas durante o processo. Adotou-se no presente trabalho contingências apenas em equipamentos da rede de transmissão. Desta forma, o sistema de geração foi considerado 100% confiável. Apesar deste critério ser flexível, a razão para sua adoção neste trabalho está relacionada com a facilidade na visualização dos resultados.

Ainda referente à componente $CCont$, é necessário definir um critério para medir como cada ramo da rede beneficia os usuários do sistema em cenários de contingência. A métrica adotada neste trabalho é semelhante à aplicada em [32], que mensura a variação média da contribuição de cada agente aos fluxos nos ramos em cenários de falha no sistema. Desta forma, é possível determinar quais agentes utilizam mais a rede quando esta encontra-se operando após a ocorrência de contingências.

4.4.2 Alocação da Componente $CNorm$

A componente $CNorm$ está relacionada com os fluxos das linhas no cenário normal de operação. Para sua alocação, deve-se levar em consideração a contribuição de cada agente para o carregamento do sistema.

Seja $P_{k,n}$ o fluxo de potência em um elemento k da rede no nível de carga n . Este fluxo pode ser descrito através das contribuições individuais dos agentes, sejam estes geradores ou cargas, como mostra a Equação 4.12.

$$P_{k,n} = \sum_{g=1}^{NG} P_{k,n,g} = \sum_{c=1}^{NC} P_{k,n,c} \quad (4.12)$$

Sendo NG o número de geradores no sistema; $P_{k,n,g}$, o fluxo no ramo k , no nível de carga n , devido ao gerador g ; NC , o número de cargas no sistema e; $P_{k,n,c}$, o fluxo no ramo k , no nível de carga n , devido à carga c .

A alocação dos fluxos aos agentes são corrigidas de forma a anular os contra-fluxos. Define-se $P_{k,n,g}^+$ e $P_{k,n,c}^+$ como as contribuições corrigidas do gerador g e da carga c , respectivamente, para o fluxo em um elemento k do sistema. Desta forma, a alocação dos custos referente à parcela $CNorm$ pode ser realizada para geradores e cargas conforme as Equações 4.13 e 4.14.

$$CNorm_{k,n,g} = \alpha \cdot CNorm_{k,n} \cdot \frac{P_{k,n,g}^+}{\sum_{g=1}^{NG} P_{k,n,g}^+} \quad (4.13)$$

$$CNorm_{k,n,c} = (1 - \alpha) \cdot CNorm_{k,n} \cdot \frac{P_{k,n,c}^+}{\sum_{c=1}^{NC} P_{k,n,c}^+} \quad (4.14)$$

Onde $CNorm_{k,n,g}$ é a parcela do custo $CNorm$ do ramo k atribuída ao gerador g no nível de carga n e; $CNorm_{k,n,c}$ é a parcela do custo $CNorm$ do ramo k atribuída ao consumidor c no nível de carga n .

O parâmetro α descreve a proporção dos custos atribuídos aos geradores, enquanto que seu complemento, $(1 - \alpha)$, define a proporção alocada às cargas. Com este parâmetro, é possível variar estas proporções e ajustar a metodologia proposta para que se enquadre dentro dos critérios estabelecidos em cada mercado de energia. Por exemplo, no caso do Brasil, em que geradores e cargas pagam, cada um, 50% dos custos, o parâmetro α deve ser ajustado para 0,5.

Através das Equações 4.13 e 4.14, observa-se que quanto maior a contribuição de um agente para o carregamento do sistema, maior o valor da parcela $CNorm$ a ser pago por ele. Como apenas os agentes que contribuem com fluxos na mesma direção dos fluxos líquidos são considerados nestas equações, os agentes que causam contra-fluxos não são responsabilizados por estes custos.

4.4.3 Alocação da Componente $CCont$

Para a alocação da componente $CCont$, é necessário conhecer a contribuição de cada agente em cada um dos cenários de contingência definidos. Para cada cenário ω , calcula-se as variações dos fluxos ocasionadas por cada agente em relação ao cenário de operação normal. Estas variações podem ser positivas ou negativas. Em caso de variação positiva, significa que o agente contribui para o aumento do carregamento do sistema durante a contingência. Em caso de variação negativa, o agente contribui para a redução deste carregamento.

Como em cenários de contingência os limites de transmissão da rede são reduzidos, entende-se que se deve incentivar os agentes à reduzirem o carregamento do sistema. Assim, para o processo de alocação da componente $CCont$, variações negativas de fluxo são remuneradas. As Equações 4.15 e 4.16 descrevem matematicamente este processo.

$$CCont_{k,n,g} = \alpha \cdot CCont_{k,n} \cdot \frac{\sum_{\omega=1}^{\Omega} \Delta P_{k,n,\omega,g}}{\sum_{\omega=1}^{\Omega} \Delta P_{k,\omega}} \quad (4.15)$$

$$CCont_{k,n,c} = (1 - \alpha) \cdot CCont_{k,n} \cdot \frac{\sum_{\omega=1}^{\Omega} \Delta P_{k,n,\omega,c}}{\sum_{\omega=1}^{\Omega} \Delta P_{k,\omega}} \quad (4.16)$$

Onde $CCont_{k,n,g}$ é a parcela do custo $CCont$ do ramo k , no nível de carga n , alocada ao gerador g ; $\Delta P_{k,n,\omega,g}$, a variação, em relação ao cenário pré-contingência, do fluxo no ramo k e nível de carga n atribuído ao gerador g , durante o cenário de contingência ω ; $CCont_{k,n,c}$, a parcela do custo $CCont$ do ramo k , no nível de carga n , alocada ao consumidor c ; $\Delta P_{k,n,\omega,c}$ é a variação, em relação ao cenário pré-contingência, do fluxo no ramo k e nível de carga n atribuído ao consumidor c , durante o cenário de contingência ω .

4.4.4 Alocação da Componente CNU

A componente CNU , por está relacionada com a capacidade não-usada da transmissão, não pode ser alocada através de métricas que utilizem como base os fluxos nas linhas. Assim, sua alocação é realizada de forma proporcional às potências dos agentes, como

descrevem as Equações 4.17 e 4.18.

$$CNU_{k,n,g} = \alpha \cdot CNU_{k,n} \cdot \frac{P_g}{\sum_{g=1}^{NG} P_g} \quad (4.17)$$

$$CNU_{k,n,c} = (1 - \alpha) \cdot CNU_{k,n} \cdot \frac{P_c}{\sum_{c=1}^{NC} P_c} \quad (4.18)$$

4.4.5 Exemplo Ilustrativo

A fim de demonstrar a aplicação do método proposto, é apresentado aqui um exemplo para o sistema simétrico de 4 barras da Figura 4.4. A potência demandada por cada carga é de 200 MW. As linhas de transmissão são todas iguais, com reatância de 0,05 pu e capacidade máxima de transmissão de 300 MW. O MTTF e o MTTR são de 10000 horas e 24 horas, respectivamente.

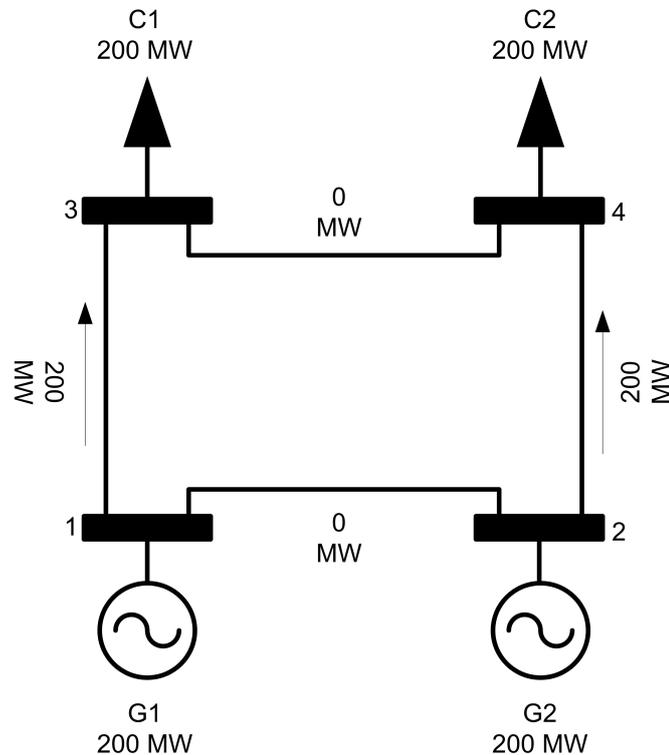


Figura 4.4: Sistema exemplo de 4 barras

Para este exemplo, será considerado um custo de \$50 para cada linha de transmissão, já em base diária. Os cálculos serão demonstrados apenas para um nível de carga, por razões de simplicidade. O processo, no entanto, é análogo para outros cenários de carga.

No caso-base, ou seja, no cenário de operação normal do sistema, em que todas as linhas encontram-se em operação, os fluxos nos ramos são os apresentados na Figura 4.4. Observa-se que todos os fluxos são menores que os limites operativos das linhas e, portanto, as cargas são completamente atendidas. Para o cálculo da componente $CCont$, são considerados quatro outros cenários de operação, como mostrado na Figura 4.5. Em cada um desses cenários adicionais, é simulada uma contingência em uma das linhas por vez. Contingências de ordem maior são desconsideradas, já que suas probabilidades de ocorrência, para este sistema, são desprezíveis. Na Tabela 4.1 são apresentados os resultados do fluxo de carga para cada cenário de operação, incluindo o caso-base.

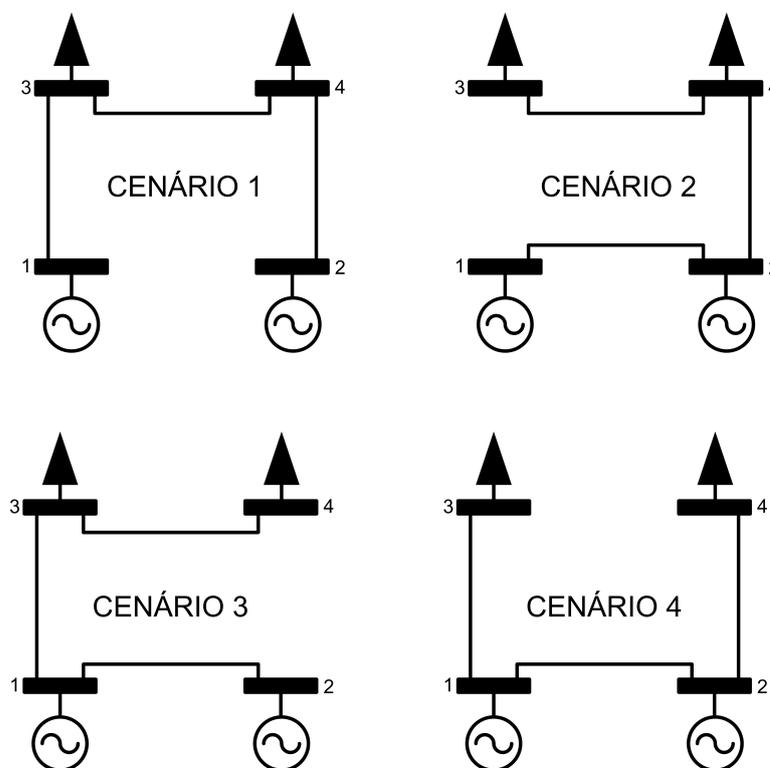


Figura 4.5: Cenários de contingência para o sistema de 4 barras

Tabela 4.1: Fluxos nos ramos para cada cenário simulado no sistema de 4 barras (MW)

Linha	Caso-Base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
1-2	0	0	72,85	-72,85	0
1-3	200	200	0	300	200
2-4	200	200	300	0	200
3-4	0	0	-129,72	129,72	0

São apresentadas na Tabela 4.2 as injeções de potência em cada uma das barras do sistema para cada cenário de operação considerado. Observa-se que nos Cenários 2 e 3 são cortados 100 MW de carga no sistema. Isso se deve às restrições de fluxo nas linhas.

Tabela 4.2: Injeções de potência nas barras para cada cenário simulado no sistema de 4 barras (MW)

Barra	Caso-Base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
1	200	200	72,85	227,15	200
2	200	200	227,15	72,85	200
3	-200	-200	-129,72	-170,28	-200
4	-200	-200	-170,28	-129,72	-200

No gráfico da Figura 4.6 é apresentada a decomposição dos custos de cada uma das linhas em função das componentes $CNorm$, $CCont$ e CNU , calculadas através das Equações 4.2, 4.6 e 4.9. Observa-se que as linhas 1-2 e 3-4 apresentam valor nulo para a componente $CNorm$. Isto se deve ao fato de que os fluxos nestas linhas, no caso-base, são também nulos, como observado na Figura 4.4 e na Tabela 4.1. Já para as linhas 1-3 e 2-4, esta componente é bem superior, uma vez que os fluxos nestas linhas também são maiores. Observa-se ainda que, como os fluxos em tais linhas são semelhantes, os valores das parcelas $CNorm$ também o são.

Em relação à componente $CCont$, relacionada com a segurança do sistema, observa-se que estes custos para as linhas 1-2 e 3-4 são maiores em relação às linhas 1-3 e 2-4. Isto porque, em cenários de contingência, como observado na Tabela 4.1, as linhas 1-2 e 3-4 sofrem maior variação em seus fluxos quando comparados ao caso-base. Isso faz com que estas linhas tenham mais importância para a segurança do sistema do que as linhas 1-3 e 2-4, cuja principal função é o transporte da energia.

É possível ainda notar que a composição dos custos acompanha a simetria do sistema. As linhas 1-2 e 3-4, por apresentarem características parecidas, refletem estas semelhanças em suas componentes de custos. O mesmo ocorre com as linhas 1-3 e 2-4.

Antes de alocar os custos da transmissão para os geradores e para as cargas, é necessário, em primeiro lugar, responder as seguintes perguntas:

- Quanto da potência que flui em um ramo do sistema vem de determinado gerador?
- Do fluxo de potência em um ramo do sistema, quanto vai para determinada carga?

Estas perguntas podem ser respondidas através de um método de alocação dos fluxos, cuja discussão não faz parte dos objetivos deste trabalho, mas pode ser consultada nas referências [9], [28] e [38]. O método empregado nesta dissertação foi extraído da referência [24]. Os resultados são apresentados nos gráficos das Figuras 4.7 e 4.8.

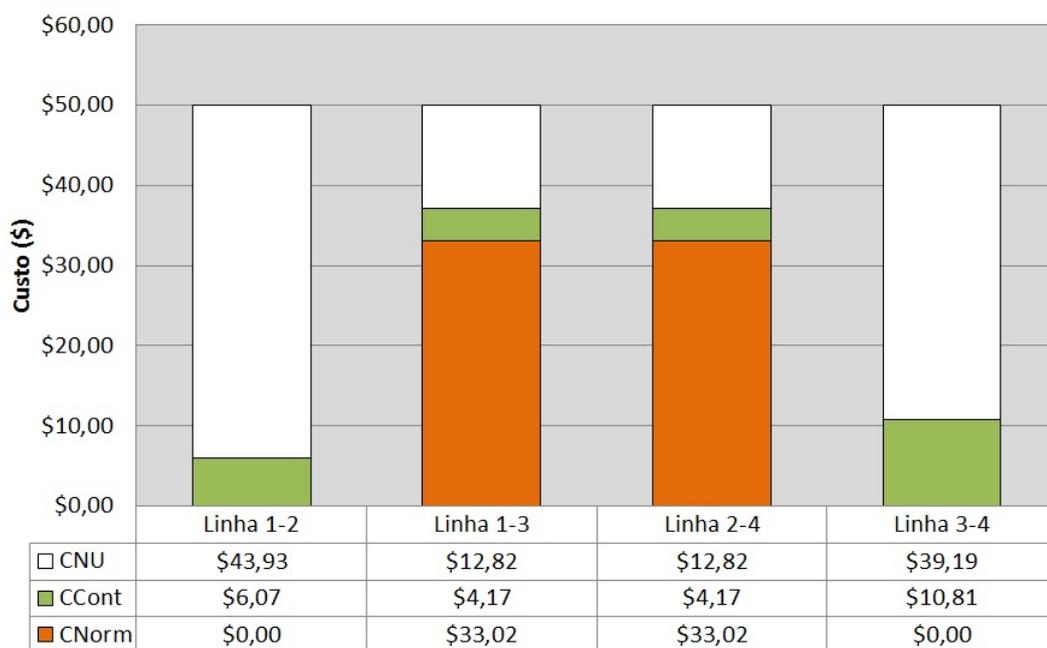


Figura 4.6: Composição dos custos para o sistema de 4 barras

Como os contra-fluxos foram desconsiderados, como estabelecido nas premissas da metodologia proposta, observa-se que não há alocação negativa para os geradores nem para as cargas. É possível notar ainda que o gerador 1 e a carga 1 exercem maior influência sobre os fluxos das linha 1-3, enquanto que o gerador 2 e a carga 2 apresentam maior contribuição para os fluxos na linha 2-4. Os resultados permitem também constatar o equilíbrio da alocação destes fluxos, o que se deve à simetria do sistema.

Através das equações 4.13 a 4.18, calculam-se os custos a serem pagos por cada um dos agentes do sistema. Foi utilizada como premissa que 50% dos custos são pagos pelos geradores e 50% são pagos pelas cargas, o que resulta em um valor de α de 0,5. Os resultados da alocação dos custos de cada linha para os geradores e para as cargas são mostrados nas Figuras 4.9 e 4.10. As Figuras 4.11 e 4.12 apresentam os custos totais alocados a cada agente.

Pela Figura 4.9a, observa-se que o gerador 1 paga mais pela parcela $CNorm$ da linha 1-3 do que o gerador 2. Na linha 2-4, esta relação se inverte. Isto se deve às contribuições dos fluxos destes geradores para estas linhas. Como o gerador 1 possui uma participação maior no fluxo da linha 1-3, maior parte da componente $CNorm$ desta linha é alocada a este gerador. O oposto ocorre em relação à linha 2-4. A análise para as cargas é similar, como visualizado na Figura 4.10a.

As Figuras 4.9b e 4.10b apresentam as alocações da componente $CCont$ para geradores

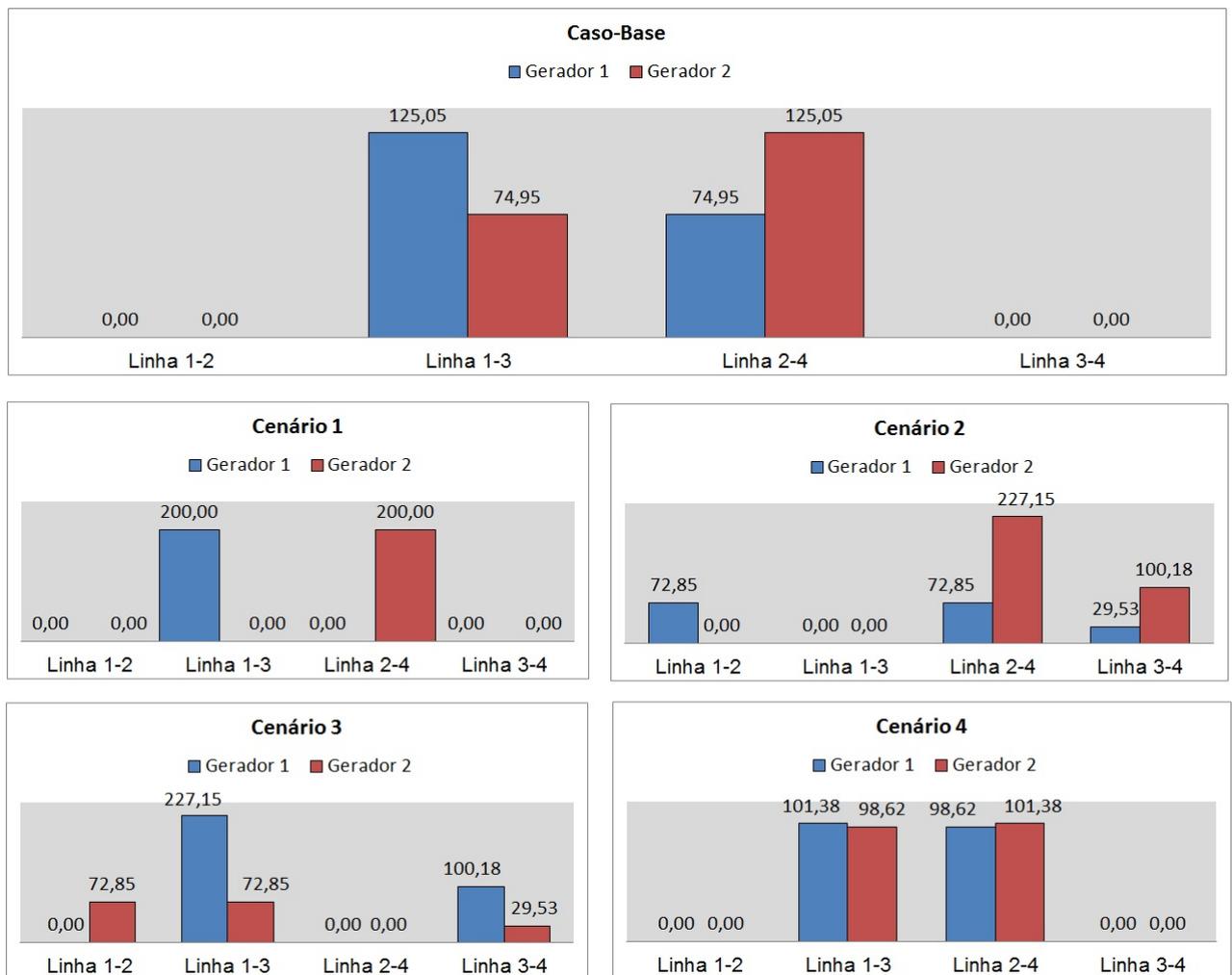


Figura 4.7: Alocação dos fluxos para os geradores (MW)

e cargas, respectivamente. Para as linhas 1-2 e 3-4, os geradores pagam os mesmos custos, assim como as cargas. No entanto, nota-se que o custo $CCont$ da linha 1-3 é pago exclusivamente pelo gerador 1 e pela carga 1. Isso ocorre porque, como estes agentes estão conectados diretamente a esta linha, são mais beneficiados por ela em cenários de contingência. O mesmo ocorre com a linha 2-4 em relação ao gerador 2 e à carga 2.

A componente CNU é alocada proporcionalmente às injeções de potência. Isto significa que injeções iguais correspondem a alocações iguais desta parcela. Pelos gráficos das Figuras 4.9c e 4.10c, que mostram a alocação da CNU para geradores e cargas, respectivamente, este efeito é facilmente observado. Como estes agentes apresentam o mesmo nível de injeção (desconsiderando o sinal), então a componente CNU de cada linha é distribuída uniformemente entre eles.

Por fim, ao somar o total alocado para cada gerador e para cada carga, obtém-se os gráficos das Figuras 4.11 e 4.12. Estes gráficos mostram que os custos da transmissão são

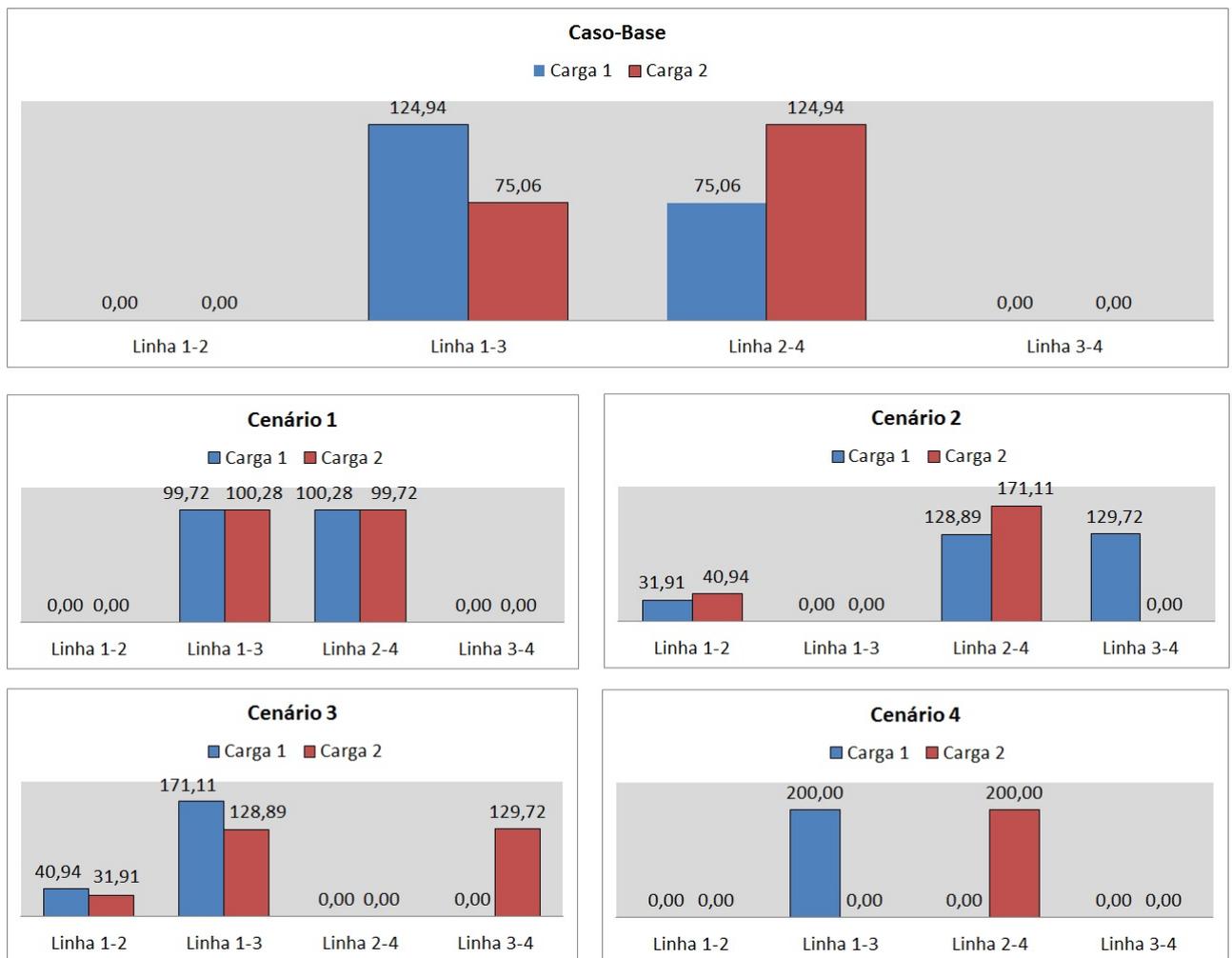


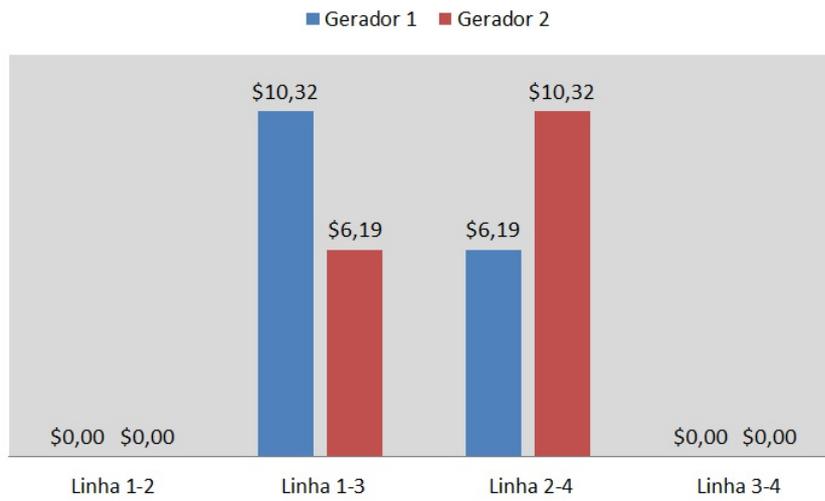
Figura 4.8: Alocação dos fluxos para as cargas (MW)

alocados de forma uniforme entre todos os agentes, mantendo a coerência com a simetria do sistema.

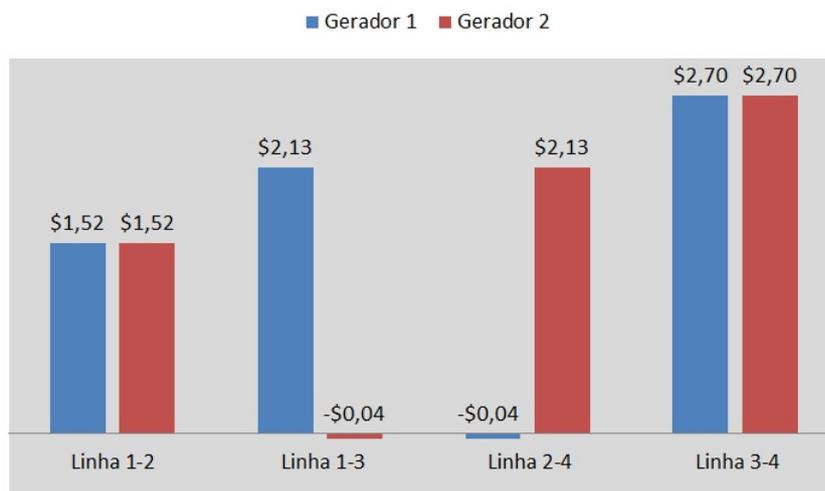
Estes resultados evidenciam a aplicabilidade do método proposto, que permite recuperar todos os custos da transmissão, sem necessidade de utilizar fatores de correção e ainda promove uma redistribuição coerente de tais custos.

4.5 Alocação Considerando a Preferência dos Usuários

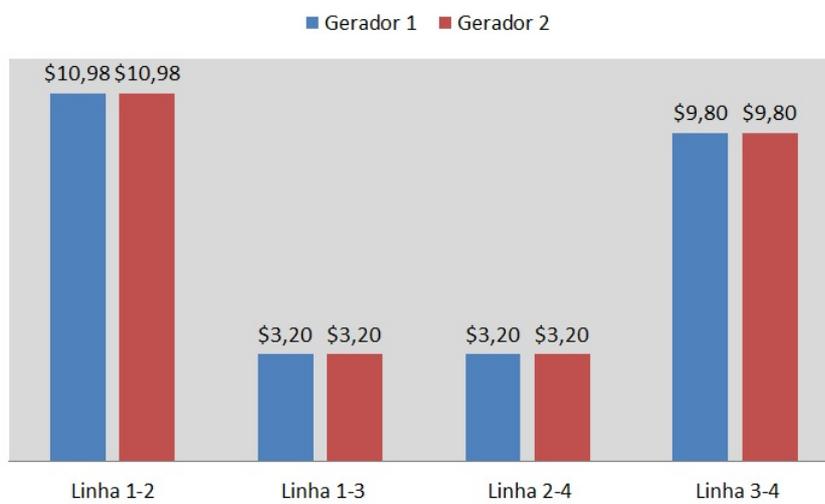
Como já discutido anteriormente, as redes de transmissão de energia são planejadas e operadas de forma a atender de forma ininterrupta toda a demanda do sistema, mesmo quando há a ocorrência de determinadas contingências. Obviamente que estes requisitos de segurança alteram consideravelmente os custos do sistema e devem ser considerados nos métodos de alocação.



(a) *CNorm*



(b) *CCont*



(c) *CNU*

Figura 4.9: Custos alocados aos geradores para o sistema de 4 barras (\$)

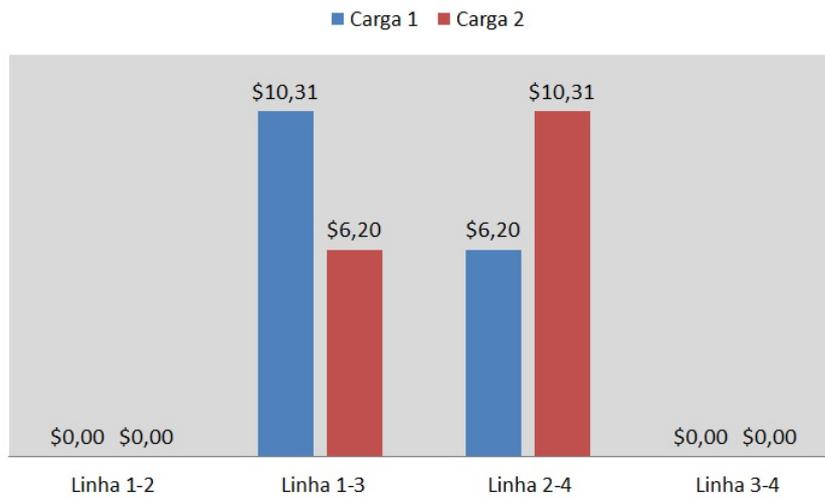
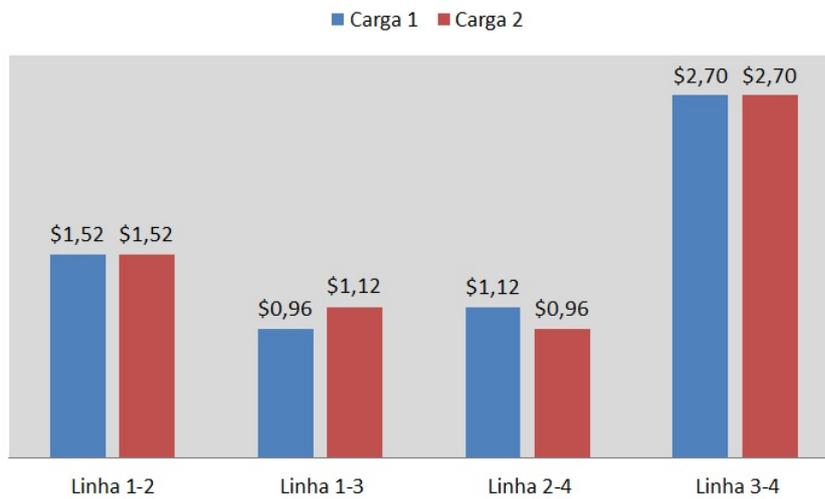
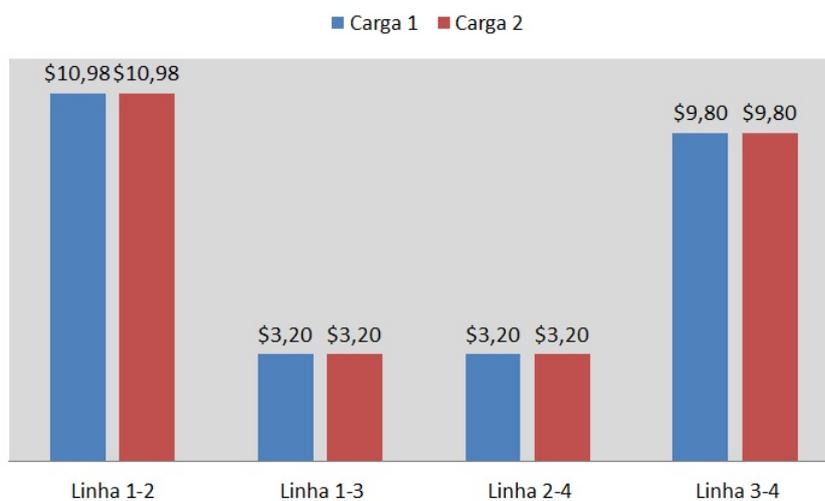
(a) *CNorm*(b) *CCont*(c) *CNU*

Figura 4.10: Custos alocados às cargas para o sistema de 4 barras (\$)

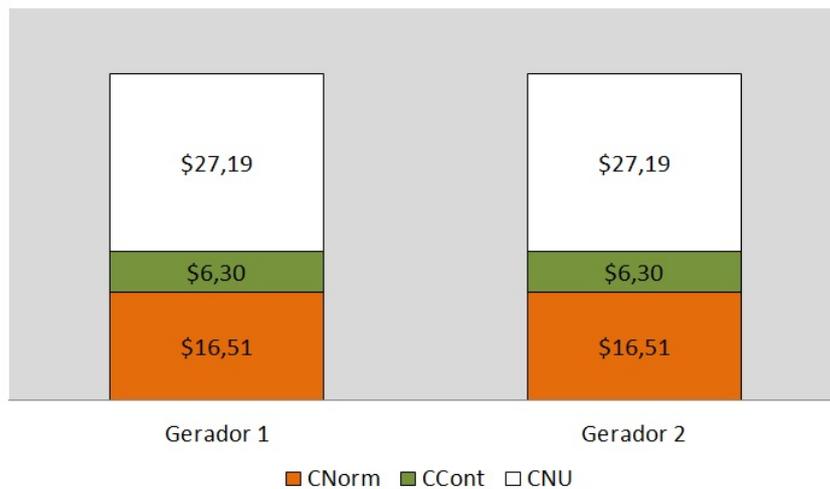


Figura 4.11: Custos totais alocados aos geradores para o sistema de 4 barras (\$)

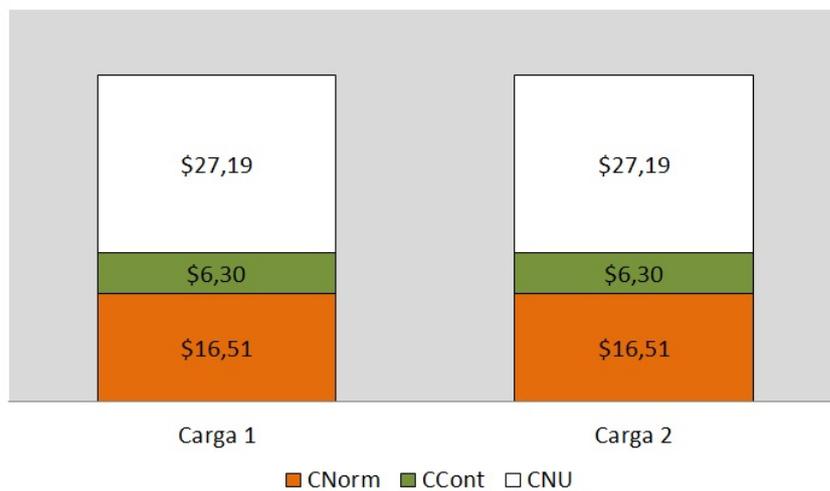


Figura 4.12: Custos totais alocados às cargas para o sistema de 4 barras (\$)

A interrupção no fornecimento da energia afeta os consumidores de diferentes formas. Uma das formas mais usuais para mensurar o impacto causado pela interrupção da energia é através do denominado *custo de interrupção* [39, 40]. O valor deste custo de interrupção depende do perfil do consumidor e é dado em \$/MW.

Se cada consumidor é impactado de forma diferente por falhas no fornecimento da energia, então suas preferências em relação à segurança da rede também devem ser diferentes. Consumidores que possuem alto custo de interrupção, como hospitais, aeroportos e algumas indústrias, podem preferir que os índices de segurança do sistema sejam elevados. Já cargas que possuem custo de interrupção menores, como consumidores residenciais, comerciais e indústrias menores, exigem menores níveis de segurança, já que podem ser interrompidas por determinado tempo.

Diante de tantas diferenças em relação às preferências dos usuários em relação à segurança, qual deve ser o nível de segurança adotado durante a operação e o planejamento da rede? Deve-se manter o padrão elevado, a fim de atender todos os requisitos, mas elevar os custos mesmo daquelas cargas que aceitam sofrer algumas interrupções? Ou deve-se reduzir os custos do sistema em detrimento da segurança de alguns consumidores mais exigentes?

Na referência [41] é discutido como a redução dos índices de confiabilidade de determinados usuários pode elevar os índices de satisfação de todos os consumidores. Segundo os autores, algumas cargas aceitam ser interrompidas, quando necessário, em troca de menores tarifas de energia. Ao serem interrompidas, estas cargas permitem que consumidores com tarifas de energia maiores não sejam afetados por falhas no fornecimento. Desta forma, é possível adiar investimentos no sistema e, assim, reduzir seus custos.

Apesar da análise acima ser realizada com foco em falhas no sistema de geração, os efeitos podem ser reproduzidos para a rede de transmissão. Alguns consumidores podem receber incentivos para terem seu fornecimento cortado em cenários de contingências na rede, de forma a manter o fornecimento de energia a outras cargas ininterrupto. Uma vez que os níveis de segurança tornam-se diferentes para cada consumidor, os custos da rede alocados a estes consumidores devem também ser diferentes.

Em [37], os autores propõem um método de tarifação do sistema de transmissão com base em duas categorias de cargas: interrompíveis e não-interruptíveis. As cargas interrompíveis são aquelas que devem ter seu fornecimento assegurado em condições normais de operação, mas que podem sofrer cortes em cenários de contingência. As cargas não-interruptíveis devem ser mantidas sem corte em quaisquer cenários.

Apesar de incorporar as preferências do usuários em relação à segurança do sistema em um método de tarifação da rede, o modelo proposto em [37] não leva em consideração fatores probabilísticos nem considera outras categorias de consumidores.

Para representar estas preferências na metodologia proposta no presente trabalho, adotou-se como critério o custo de interrupção de cada consumidor. Em cenários de contingências mais graves, em que é necessário reduzir a demanda do sistema, cargas que possuem menor custo de interrupção são cortadas primeiro. Desta forma, consumidores com maior exigência de segurança são mantidos por mais tempo em operação.

A metodologia proposta já apresenta em sua formulação, de forma intrínseca, um sistema de benefícios para os consumidores que sofrem maior redução na demanda em

cenários de contingências. Uma vez que a demanda de tais consumidores será reduzida, sua participação no carregamento do sistema também sofrerá redução. Assim, a variação na contribuição dos fluxos em relação ao cenário normal de operação será negativa, refletindo em uma menor alocação da componente $CCont$.

Para melhor compreender como se estrutura este sistema de benefício na metodologia proposta, segue um sistema ilustrativo a seguir.

4.5.1 Exemplo Ilustrativo Considerando a Preferência dos Usuários

Considere o exemplo utilizado na Subseção 4.4.5. Todas as cargas são iguais, tanto em demanda quanto em custo de interrupção. Como observado no gráfico da Figura 4.12, os custos alocados para cada carga também são iguais.

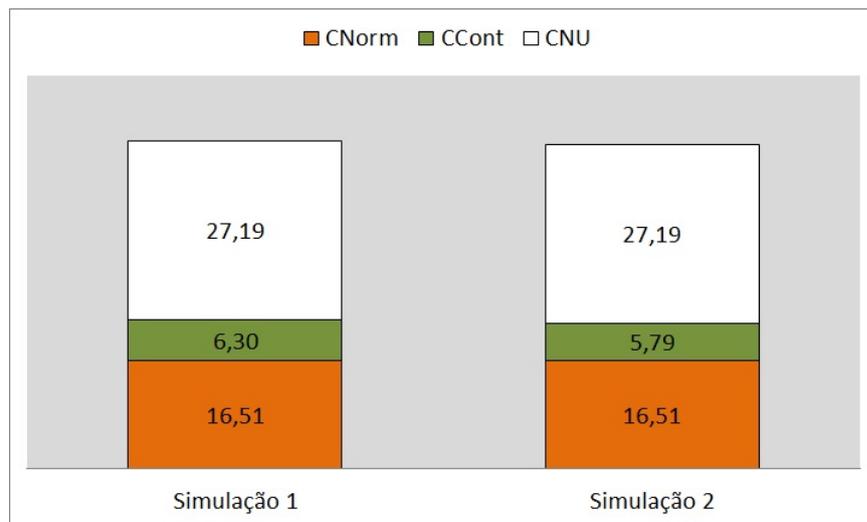
Considere agora que a carga 2, localizada na barra 4, tenha maior custo de interrupção e, por isso, exija maior grau de segurança. Já a carga 1, localizada na barra 3, não aceita aumentar seus custos e, por outro lado, aceita ser interrompida primeiro, caso necessário. Desta forma, as injeções de potência nas barras, considerando estas diferentes preferências de segurança, são modificadas de acordo com a Tabela 4.3.

Tabela 4.3: Injeções de potência nas barras para o sistema de 4 barras considerando diferentes preferências de segurança (MW)

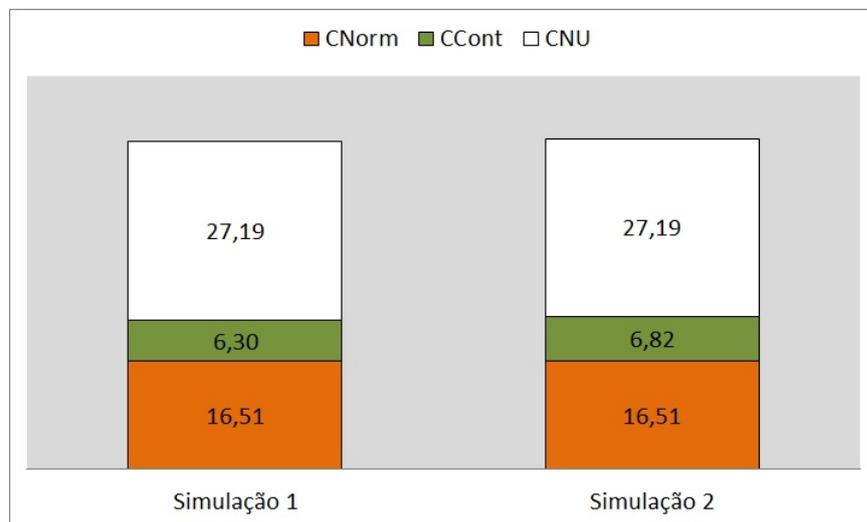
Barra	Caso-Base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
1	200	200	113,22	166,13	200
2	200	200	186,78	133,87	200
3	-200	-200	-100	-100	-200
4	-200	-200	-200	-200	-200

Observe que nos Cenários 2 e 3, diferentemente do apresentado na Tabela 4.2, apenas a carga 1 (barra 3) é cortada, mantendo o fornecimento da carga 2 (barra 4) ininterrupto. Portanto, o nível de segurança para a carga 2 aumentou. Resta saber se os custos alocados refletem estas variações. Os resultados da alocação para a Simulação 1 (custos de interrupção iguais) e para a Simulação 2 (custos de interrupção diferentes) são apresentados nas Figuras 4.13 e 4.14.

Em relação à Simulação 1, a alocação dos custos ao gerador 1 foi menor, enquanto que para o gerador 2 os custos alocados aumentaram. Esta variação é em função da proximidade do gerador 2 em relação à carga 2, que apresenta maior demanda média.



(a) Gerador 1

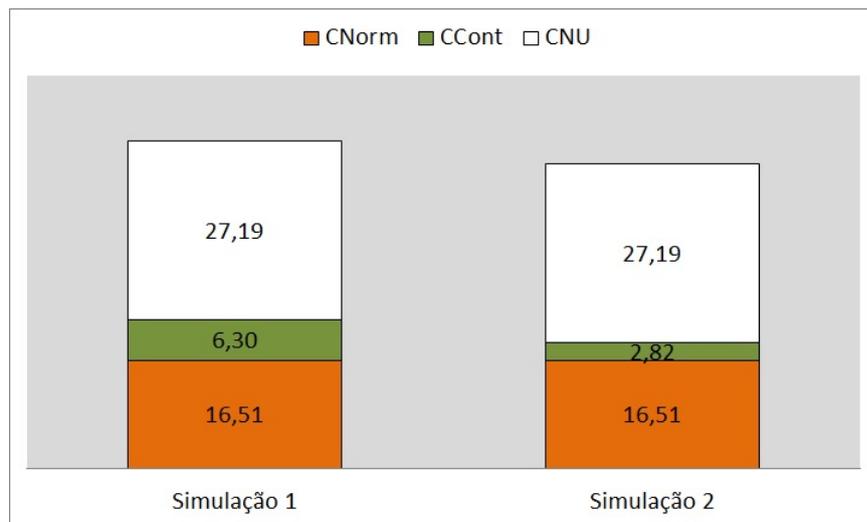


(b) Gerador 2

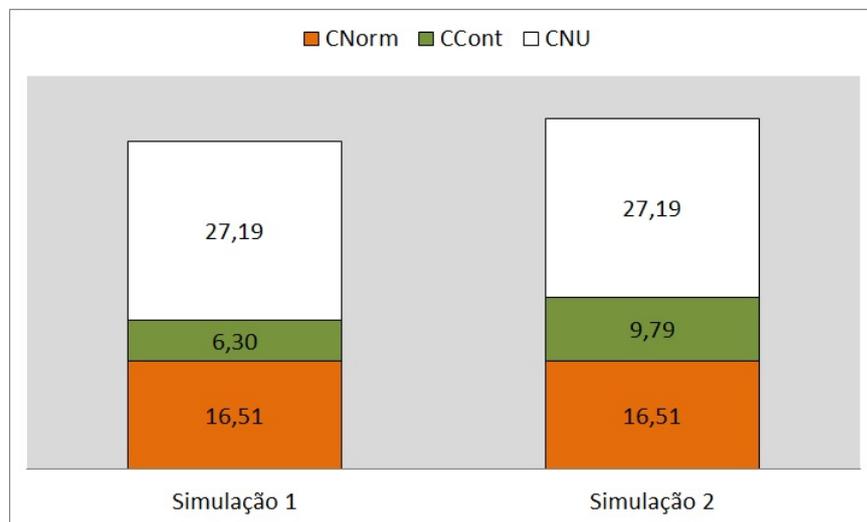
Figura 4.13: Comparação dos custos alocados aos geradores (\$)

Da mesma forma, a carga 2 sofreu aumento nos custos alocados a ela, enquanto que os custos alocados à carga 1 sofreram redução. Estes resultados mostram coerência com os novos cenários de operação, uma vez que a carga 2 apresenta demanda maior ou igual em todos os casos analisados na Simulação 2 e, portanto, contribui mais para o carregamento da rede.

Interessante observar ainda que, tanto para os geradores quanto para as cargas, as variações nos custos alocados se deram em relação à componente $CCont$. Como o sistema continua simétrico no caso-base, o serviço de transporte de energia continua sendo utilizado de maneira uniforme por todos os agentes e, portanto, a componente $CNorm$ deve se manter constante. O mesmo ocorre em relação à componente CNU , que se relaciona com as potências nominais dos geradores e com os picos de demanda das cargas. Como



(a) Carga 1



(b) Carga 2

Figura 4.14: Comparação dos custos alocados às cargas (\$)

estes valores também permanecem iguais, a *CNU* também não sofre variação. Assim, como apenas os requisitos de segurança foram modificados, apenas a componente *CCont* sofreu alteração, refletindo esta mudança.

Este exemplo permite compreender como a metodologia proposta pode refletir nos custos as preferências dos usuários em relação à segurança da rede. A utilização dos custos de interrupção permite refletir de forma mais real estas preferências, já existem ferramentas de mercados para incorporar a interrupção de carga como parte da reserva do sistema [42, 43, 44, 45, 46]. Como estabelecer tais custos de interrupção não faz parte do escopo deste trabalho, mas deverá ser abordado em estudos futuros, pois, à partir da metodologia proposta, sua determinação influencia diretamente na distribuição dos custos do sistema.

4.6 Conclusões do Capítulo

Neste capítulo foram desenvolvidos os princípios, conceitos e fundamentos matemáticos da metodologia proposta.

Foram discutidos os conceitos de *funções da transmissão*, apresentados por [34], e a sua correlação com os custos do sistema. Apresentou-se ainda uma justificativa matemática para a decomposição destes custos em função dos serviços prestados pela rede de transmissão. Por fim, discutiu-se a utilização da interrupção de carga como ferramenta de operação do sistema e seu impacto na alocação dos custos. Observou-se, por exemplo, que a metodologia proposta promove incentivos para que cargas com menor custo de interrupção reduzam sua demanda, aumentando os níveis de segurança de consumidores que aceitam pagar mais pelo uso da transmissão.

No próximo capítulo são realizados testes e simulações computacionais da metodologia proposta, a fim de avaliar sua robustez. São realizadas ainda comparações com outros métodos extraídos da literatura, com o intuito de validar os valores encontrados através da metodologia proposta.

Capítulo 5

Resultados e Discussão

NESTE capítulo são apresentados os resultados da metodologia proposta em dois sistemas-teste. O primeiro sistema, baseado em [10], é utilizado para realizar análises mais detalhadas da metodologia proposta e compará-la com outras metodologias presentes na literatura. O segundo sistema, extraído de [47], é utilizado para comprovar a aplicabilidade da técnica proposta e ressaltar sua importância. O método proposto para a alocação dos custos da transmissão foi implementado computacionalmente em ambiente MATLAB®, versão 8.0. Os pontos de operação foram obtidos por meio de um programa de fluxo de potência executado através do toolbox *MATPOWER* [48].

5.1 Caso I: Sistema de 4 Barras - Cargas com Requisitos Iguais de Segurança

5.1.1 Descrição do Sistema

Com o objetivo de comparar os resultados obtidos pelo método proposto com aqueles obtidos por outros métodos, o mesmo caso estudado em [10] é considerado nesta seção. Este sistema é constituído por duas barras de geração e duas barras de carga, interligadas através de cinco linhas de transmissão, como mostrado no diagrama unifilar da Figura 5.1. Os fluxos de potência ativa nas linhas para o caso-base são também apresentados neste diagrama.

Todas as linhas de transmissão têm capacidade máxima de transmissão de 300 MW e possuem os mesmos valores de resistência e reatância: 0,01275 p.u. e 0,097 p.u., respec-

tivamente. A susceptância shunt é 0,4611 p.u. e idêntica para todos os ramos. O MTTR e o MTTF de cada linha são, respectivamente, 24 e 10.000 horas e, finalmente, o custo anual pelo uso de cada linha é de R\$ 97.000.000,00.

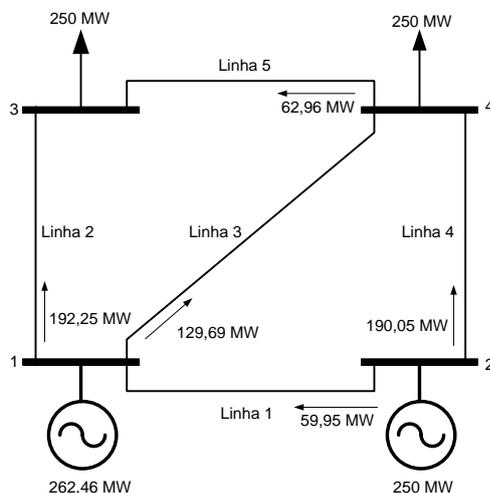


Figura 5.1: Sistema de 4 Barras

5.1.2 Cálculo das Componentes de Custo

Para iniciar o processo de alocação, é necessário decompor os custos da transmissão em cada uma das componentes apresentadas na Equação 4.11. Para facilitar a comparação dos resultados obtidos pela metodologia proposta com aqueles obtidos por outras, será considerado nesta análise apenas um nível de carga.

Aplicando-se as Equações 4.3 e 4.4, obtém-se a probabilidade de ocorrência do caso-base, ou seja, da operação normal do sistema. Da mesma forma, através da Equação 4.7, é possível calcular as probabilidade para cada um dos cenários de contingência. A Tabela 5.1 apresenta a descrição e a probabilidade de cada ponto de operação simulado.

Tabela 5.1: Descrição dos Cenários Simulados

Cenário	Descrição	$p(\omega)$
ω_0	Caso-Base	98,81%
ω_1	Contingência na linha 1	0,24%
ω_2	Contingência na linha 2	0,24%
ω_3	Contingência na linha 3	0,24%
ω_4	Contingência na linha 4	0,24%
ω_5	Contingência na linha 5	0,24%

Note que apenas contingências simples foram consideradas, uma vez que contingências de maior ordem apresentam probabilidades de ocorrência desprezíveis. Além disso, apenas

contingência em elementos da rede de transmissão foram analisadas. Esta simplificação tem objetivo didático e não influencia na formulação da metodologia proposta.

Aplicando a Equação 4.2, obtêm-se os custos relacionados com a capacidade utilizada de cada linha em condições normais de operação, $CNorm_k$, apresentados na Tabela 5.2.

Tabela 5.2: Valor da Parcela $CNorm$ para cada Linha

Linha	$CNorm_k$
1	R\$ 19.069.655,97
2	R\$ 61.205.238,71
3	R\$ 41.256.519,09
4	R\$ 60.800.622,43
5	R\$ 20.196.884,51

Os valores apresentados na Tabela 5.2 são proporcionais à razão entre o fluxo em cada linha e sua capacidade máxima de transmissão. Desta forma, a componente $CNorm$ permite identificar diretamente quais linhas apresentam maior carregamento em condições normais de operação. Por exemplo, as linhas 1 e 5, que apresentam o menor carregamento entre todas as linhas do sistema, também possuem o menor $CNorm$. Além disso, a semelhança entre os carregamentos destas linhas também se reproduz nestes custos. Por outro lado, grande parte dos custos das linhas 2 e 4 são atribuídos à capacidade usada em condições normais. Isto se deve ao elevado carregamento apresentado por estas linhas no caso-base.

A componente $CCont$ é calculada aplicando-se a Equação 4.6. Para isso, é necessário definir os fluxos em cada linha do sistema para cada cenário de contingência. Estes fluxos são apresentados na Tabela 5.3.

Tabela 5.3: Fluxos nas Linhas em cada Cenário de Contingência (MW)

Cenário	Linha 1 (1-2)	Linha 2 (1-3)	Linha 3 (1-4)	Linha 4 (2-4)	Linha 5 (3-4)
ω_1	0	172,15	90,32	250	-82,11
ω_2	8,61	0	266,82	258,61	-258,84
ω_3	5,78	259,61	0	255,78	1,80
ω_4	-250	257,69	257,69	0	0
ω_5	-81,88	257,84	86,03	168,12	0

Os sinais negativos significam que os fluxos nestas linhas assumiram sentido contrário em relação ao caso-base. Para a definição do valor de $CCont$, é necessário calcular o incremento médio dos fluxos em cada linha em relação ao caso-base. Em outras palavras: em cenários de contingência, qual o aumento médio dos fluxos em cada ramo do sistema?

Para facilitar a compreensão, na Tabela 5.4 são apresentados os incrementos em cada cenário. Note que variações negativas são desconsideradas e valores nulos são atribuídos em substituição. Na Tabela 5.5, estes incrementos são expressos como percentuais da capacidade máxima de cada linha.

Tabela 5.4: Incremento dos Fluxos em cada Linha (MW)

Cenário	Linha 1 (1-2)	Linha 2 (1-3)	Linha 3 (1-4)	Linha 4 (2-4)	Linha 5 (3-4)
ω_1	0	0	0	59,69	18,90
ω_2	0	0	137,68	68,30	195,62
ω_3	0	68,03	0	65,46	0
ω_4	190,31	66,11	128,55	0	0
ω_5	22,19	66,26	0	0	0

Tabela 5.5: Percentual da Capacidade Usada em Contingência

Cenário	Linha 1 (1-2)	Linha 2 (1-3)	Linha 3 (1-4)	Linha 4 (2-4)	Linha 5 (3-4)
ω_1	0,00%	0,00%	0,00%	19,90%	6,30%
ω_2	0,00%	0,00%	45,90%	22,77%	65,21%
ω_3	0,00%	22,68%	0,00%	21,82%	0,00%
ω_4	63,44%	22,04%	42,85%	0,00%	0,00%
ω_5	7,40%	22,09%	0,00%	0,00%	0,00%

Através das probabilidades de cada cenário de contingência, é possível calcular o valor médio do percentual de capacidade usada nestes cenários. A Tabela 5.6 apresenta estes resultados.

Tabela 5.6: Capacidade Percentual Média Utilizada em Cenários de Contingência (CPM)

Linha	CPM
1	14,17%
2	13,36%
3	17,75%
4	12,90%
5	14,30%

Os valores da Tabela 5.6 servem como métrica da importância de cada linha para a manutenção da segurança do sistema. Como observado, todas as linhas têm importância semelhante, uma vez que apresentam as mesmas características e a rede pode ser considerada próxima à simetria. À partir desta métrica, calculam-se os valores da componente $CCont$ para cada linha, apresentados na Tabela 5.7.

Tabela 5.7: Valor da Parcela $CCont$ para cada Linha

Linha	$CCont_k$
1	R\$ 13.741.592,05
2	R\$ 12.959.162,71
3	R\$ 17.216.558,17
4	R\$ 12.509.671,95
5	R\$ 13.872.218,58

A componente $CCont$ serve como indicador da importância de cada linha para a segurança da rede. Em outras palavras, isto significa que as linhas que apresentam maiores valores para estas componentes são mais utilizadas em cenários de contingência.

Por fim, calcula-se a componente CNU através da Equação 4.9. Os valores são apresentados na Tabela 5.8.

Tabela 5.8: Valor da Parcela CNU para cada Linha

Linha	CNU_k
1	R\$ 64.188.751,98
2	R\$ 22.835.598,58
3	R\$ 38.526.922,73
4	R\$ 23.689.705,62
5	R\$ 62.930.896,92

Note que as linhas 1 e 5, que apresentam os maiores valores para esta componente de custo, são justamente as linhas com maiores folgas de capacidade. O oposto ocorre para as linhas 2 e 4, cujos fluxos, tanto no caso-base como nos cenários de contingência, exigem grande parte de suas capacidades de transmissão.

O gráfico da Figura 5.2 mostra a decomposição final dos custos para cada linha.

5.1.3 Alocação dos Fluxos de Potência

Após o cálculo das componentes que formam o custo pelo uso da transmissão, é necessário alocá-las de forma adequada. Para tal, é preciso identificar a contribuição de cada gerador e carga para os fluxos em cada linha do sistema. Esta identificação pode ser realizada através de um algoritmo de *rastreamento de fluxos* (*power flow tracing algorithm*). Neste trabalho foi utilizado o método proposto em [24]. A alocação dos fluxos é realizada para cada cenário de operação e os resultados são apresentados nas Tabelas 5.9- 5.14.

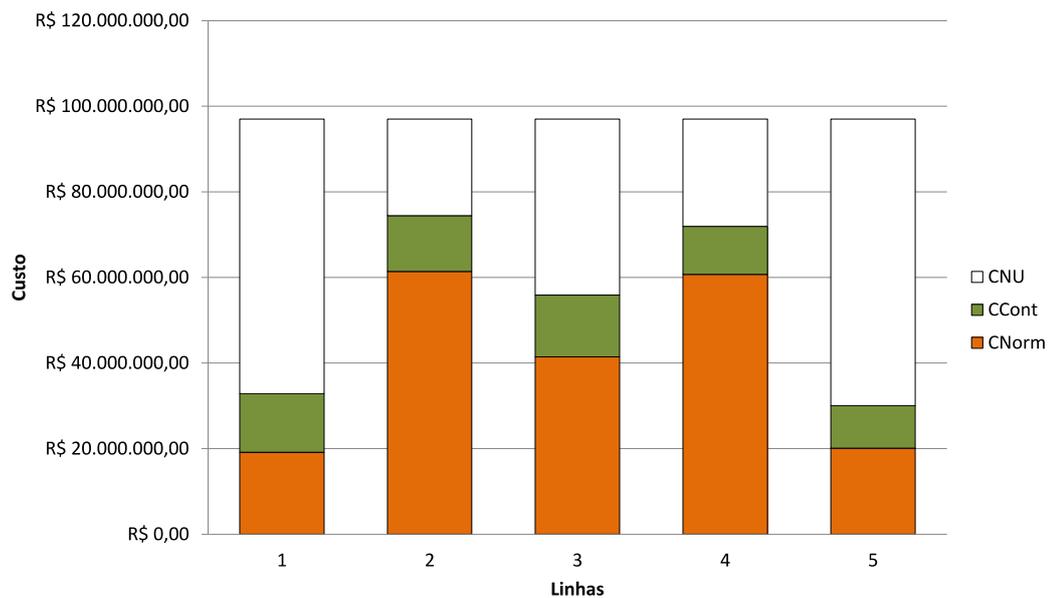


Figura 5.2: Decomposição dos Custos para o Sistema de 4 Barras

Tabela 5.9: Alocação dos Fluxos para o Caso-Base (MW)

Linha	Gerador 1	Gerador 2	Carga 1	Carga 2
1	0,00	59,69	45,79	13,90
2	115,41	76,16	143,35	48,22
3	99,33	29,80	33,89	95,24
4	49,61	140,70	80,43	109,88
5	16,85	46,37	63,22	0,00

Tabela 5.10: Alocação dos Fluxos para o Cenário 1 (MW)

Linha	Gerador 1	Gerador 2	Carga 1	Carga 2
1	0,00	0,00	0,00	0,00
2	132,27	40,63	129,19	43,72
3	90,79	0,00	3,52	87,27
4	0,00	250,00	126,79	123,21
5	0,00	81,77	81,77	0,00

Tabela 5.11: Alocação dos Fluxos para o Cenário 2 (MW)

Linha	Gerador 1	Gerador 2	Carga 1	Carga 2
1	8,61	0,00	4,53	4,08
2	0,00	0,00	0,00	0,00
3	184,38	82,43	134,68	132,14
4	91,38	167,22	130,48	128,12
5	135,83	123,00	258,83	0,00

5.1.4 Alocação dos Custos

Uma vez identificadas as contribuições de cada gerador e carga para os fluxos de potência nas linha de transmissão, é possível então alocar cada uma das componentes

Tabela 5.12: Alocação dos Fluxos para o Cenário 3 (MW)

Linha	Gerador 1	Gerador 2	Carga 1	Carga 2
1	5,78	0,00	0,00	5,78
2	167,49	93,21	161,35	99,35
3	0,00	0,00	0,00	0,00
4	99,70	156,77	97,20	159,27
5	1,80	0,00	0,00	1,80

Tabela 5.13: Alocação dos Fluxos para o Cenário 4 (MW)

Linha	Gerador 1	Gerador 2	Carga 1	Carga 2
1	0,00	250,00	125,00	125,00
2	131,99	126,59	171,08	87,50
3	131,99	126,59	87,50	171,08
4	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela 5.14: Alocação dos Fluxos para o Cenário 5 (MW)

Linha	Gerador 1	Gerador 2	Carga 1	Carga 2
1	0,00	81,76	81,76	0,00
2	127,81	131,00	258,81	0,00
3	86,33	0,00	0,00	86,33
4	40,75	127,49	44,58	123,65
5	0,00	0,00	0,00	0,00

de custos calculadas anteriormente. A metodologia proposta realiza a alocação de tais componentes de forma individual, como mostrado a seguir.

5.1.4.1 Alocação da Componente $CNorm$

A componente $CNorm$ é alocada proporcionalmente às contribuições dos geradores e cargas, separadamente, para os fluxos em cada linha, de acordo com as Equações 4.13 e 4.14. Os resultados são apresentados nas Tabelas 5.15 e 5.16.

Tabela 5.15: Alocação de $CNorm$ para os Geradores

Linha	Gerador 1	Gerador 2
1	R\$ 0,00	R\$ 9.534.827,99
2	R\$ 18.436.262,86	R\$ 12.166.356,49
3	R\$ 15.867.085,28	R\$ 4.761.174,27
4	R\$ 7.924.144,13	R\$ 22.476.167,09
5	R\$ 2.691.137,88	R\$ 7.407.304,37
Total	R\$ 44.918.630,15	R\$ 56.345.830,21

A alocação da componente $CNorm$ reflete o uso do sistema em condições normais

Tabela 5.16: Alocação de $CNorm$ para as Cargas

Linha	Carga 1	Carga 2
1	R\$ 7.314.230,94	R\$ 2.220.597,05
2	R\$ 22.899.553,37	R\$ 7.703.065,99
3	R\$ 5.414.075,52	R\$ 15.214.184,04
4	R\$ 12.848.221,29	R\$ 17.552.089,93
5	R\$ 10.098.442,25	R\$ 0,00
Total	R\$ 58.574.523,38	R\$ 42.689.937,00

de operação. O Gerador 2, apesar de possuir um nível de geração ligeiramente inferior ao Gerador 1, é responsabilizado por uma parcela maior da $CNorm$. Isto se deve à localização destes geradores no sistema. A barra na qual o Gerador 1 está instalado conecta-se diretamente a três linhas de transmissão, enquanto que a barra do Gerador 2 conecta-se apenas a duas. Como estas linhas de transmissão são idênticas, pode-se afirmar que a distância elétrica do Gerador 1 para as cargas é inferior à distância elétrica do Gerador 2 para as demandas. Pelo mesmo motivo, o custo da componente $CNorm$ alocado à carga 1 é superior ao alocado para a carga 2.

Observe ainda que o valor da componente $CNorm$ da linha 1 alocada ao Gerador 1 é nulo. Isto ocorre porque este gerador injeta um fluxo na direção contrária ao fluxo líquido na linha. Como justificado no Capítulo 4, que descreve a metodologia proposta neste trabalho, os contra-fluxos não são remunerados. O mesmo acontece com o valor da componente $CNorm$ da linha 5 alocada à Carga 2.

5.1.4.2 Alocação da Componente $CCont$

A componente $CCont$ está relacionada com os custos da capacidade da transmissão usada em cenários de contingência. Neste caso, é esperado que a maior parte dos custos associados a esta componente seja alocada aos usuários que mais contribuem para os fluxos nas linhas nestes cenários. Espera-se ainda que esta parcela de custo sofra influência da localização dos agentes no sistema.

A alocação da componente $CCont$ é realizada através das Equações 4.15 e 4.16 e são apresentadas nas Tabelas 5.17 e 5.18.

Observa-se que os custos desta componente são alocados, em sua maior parte, ao Gerador 2 e à Carga 1. Isto se deve ao aspecto locacional envolvido no processo de alocação. Como já explicados, estes usuários estão pior posicionados no sistema em relação aos demais e, por isso, contribuem mais para o carregamento da rede em cenários de

Tabela 5.17: Alocação de *CCont* para os Geradores

Linha	Gerador 1	Gerador 2
1	R\$ 0,00	R\$ 6.870.796,02
2	R\$ 2.546.565,89	R\$ 3.933.015,46
3	R\$ 3.801.164,53	R\$ 4.87.114,56
4	R\$ 1.345.242,68	R\$ 4.909.593,29
5	R\$ 3.302.625,46	R\$ 3.633.483,83
Total	R\$ 10.995.598,56	R\$ 24.154.003,17

Tabela 5.18: Alocação de *CCont* para as Cargas

Linha	Carga 1	Carga 2
1	R\$ 3.728.78,67	R\$ 3.142.718,08
2	R\$ 5.142.217,14	R\$ 1.337.363,56
3	R\$ 4.982.507,14	R\$ 3.625.771,33
4	R\$ 3.641.791,48	R\$ 2.613.044,38
5	R\$ 3.641.791,48	R\$ 0,00
Total	R\$ 24.430.703,94	R\$ 10.718.897,35

contingência.

O aspecto locacional é mais evidenciado ao analisar a alocação da componente *CCont* da linha 1 aos geradores. Como pode ser observado na Tabela 5.17, a alocação desta componente para o Gerador 1 é nula. Isto se deve ao fato de que este gerador não contribui para o incremento do fluxo nesta linha em relação ao caso-base, como observado nas Tabelas 5.9 - 5.14. Na verdade, o único cenário no qual este gerador tem contribuição válida para o fluxo nesta linha é no cenário 3. No entanto, o fluxo de potência total para a linha 1 neste cenário é inferior ao fluxo no caso-base e, portanto, não interfere no custo *CCont*. Como o Gerador 1 está localizado em uma barra conectada a três linhas de transmissão, a potência injetada por este gerador possui mais caminhos para fluir, inclusive em cenários de contingência, não contribuindo para o aumento dos fluxos nas demais linhas.

5.1.4.3 Alocação da Componente *CNU*

Por fim, é alocado os custos relacionados à componente *CNU* através das Equações 4.17 e 4.18. Os resultados são mostrados nas Tabelas 5.19 e 5.20.

A característica mais importante a ser notada é a proporcionalidade na repartição dos custos desta componente. Como o Gerador 1 possui nível de geração ligeiramente superior ao Gerador 2, então o custo total da componente *CNU* alocada a ele é também

Tabela 5.19: Alocação de *CNU* para os Geradores

Linha	Gerador 1	Gerador 2
1	R\$ 16.406.072,43	R\$ 15.688.303,56
2	R\$ 5.836.575,30	R\$ 5.581.223,99
3	R\$ 9.847.137,78	R\$ 9.416.323,58
4	R\$ 6.054.877,44	R\$ 5.789.975,37
5	R\$ 16.084.575,89	R\$ 15.380.872,56
Total	R\$ 54.229.238,84	R\$ 51.856.699,07

Tabela 5.20: Alocação de *CNU* para as Cargas

Linha	Carga 1	Carga 2
1	R\$ 16.047.188,00	R\$ 16.047.188,00
2	R\$ 5.708.899,64	R\$ 5.708.899,64
3	R\$ 9.631.730,68	R\$ 9.631.730,68
4	R\$ 5.922.426,40	R\$ 5.922.426,40
5	R\$ 15.732.724,23	R\$ 15.732.724,23
Total	R\$ 53.042.968,96	R\$ 53.042.968,96

superior. As cargas, por outro lado, apresentam demandas iguais e, portanto, os custos totais desta componente alocadas a elas são também iguais.

5.1.4.4 Alocação Final

Após a alocação de cada uma das componentes dos custos da transmissão, é possível calcular os custos totais a serem pagos por cada gerador e carga para cada linha do sistema. Estes valores são apresentados na forma dos gráficos das Figuras 5.3 e 5.4.

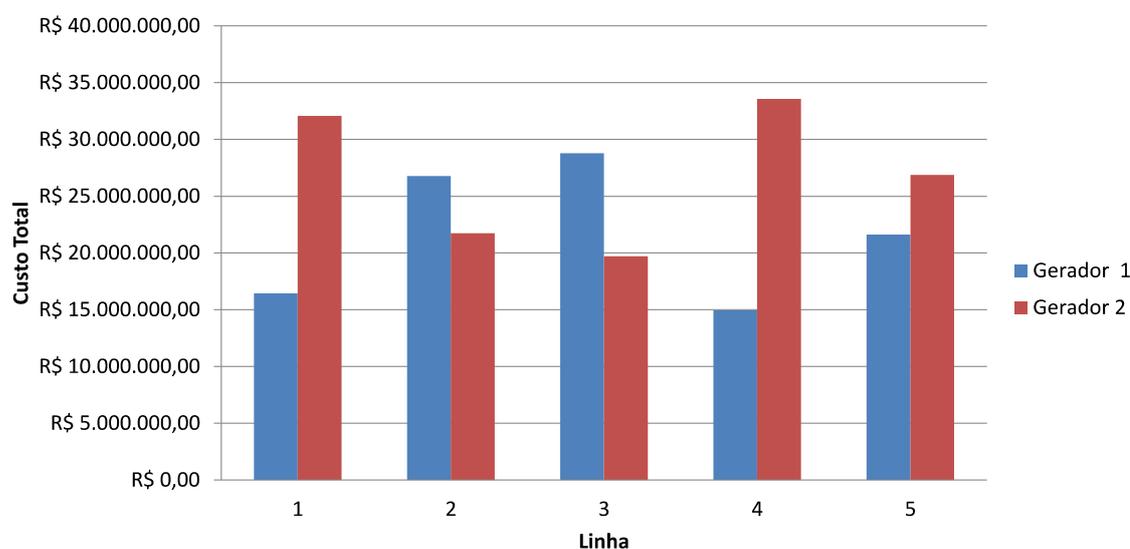


Figura 5.3: Alocação Final para os Geradores

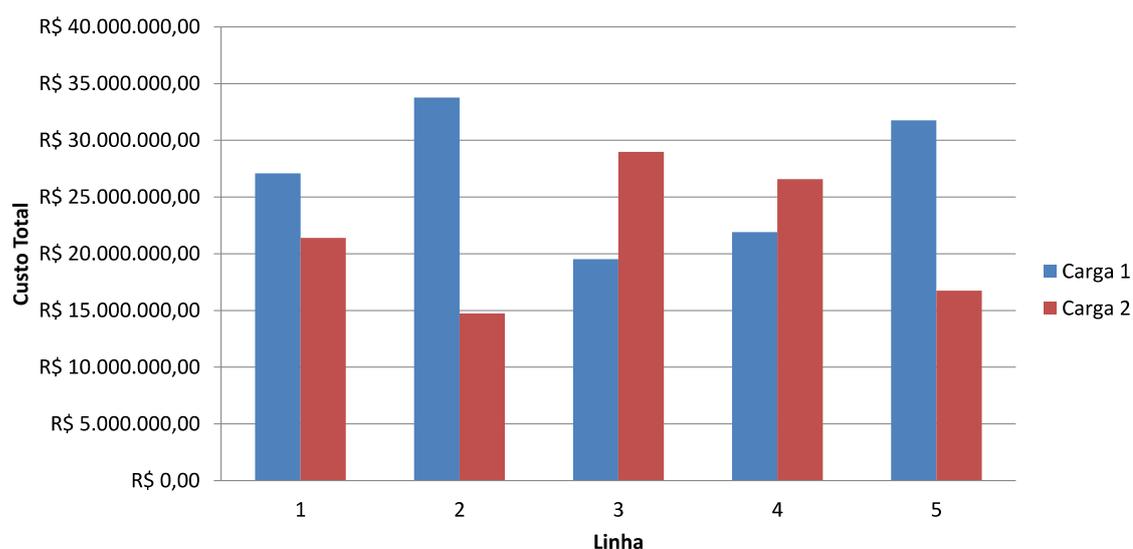


Figura 5.4: Alocação Final para as Cargas

Note que a maior parte do custo de cada linha é paga pelos usuários localizados em barras diretamente conectadas a ela. O Gerador 1, por exemplo, deve pagar a maior parte dos custos das linhas 2 e 3, que estão diretamente conectadas à barra 1. Já o Gerador 2 é responsabilizado pela maior parte dos custos das linhas 1, 4 e 5, sendo que as linhas 1 e 4 estão diretamente conectadas a ele. O mesmo ocorre para as cargas: enquanto a Carga 1 paga a maior parte dos custos das linhas 1, 2 e 5, a Carga 2 é responsabilizada pela maior parte dos custos das linhas 3 e 4.

5.1.5 Comparação com Outras Metodologias

Os resultados apresentados até o momento refletem na alocação dos custos o real uso do sistema de transmissão, tanto em condições normais de operação, quanto em cenários de contingências.

Como já discutido anteriormente, não há um consenso sobre qual a metodologia mais indicada para realizar a alocação dos custos da transmissão, cabendo a cada mercado definir quais técnicas melhor se adequam às suas características. Sendo assim, não é possível realizar uma comparação entre tais técnicas com o objetivo de eleger a melhor entre elas de forma geral. Na realidade, ao compará-las, o objetivo deve ser avaliar as características particulares de cada uma e compreender em que condições elas se aplicam.

Desta forma, é realizada aqui uma comparação entre a metodologia proposta e algumas das técnicas mais utilizadas na literatura, a saber: Z_{bus} e Z_{bus_avg} [10], EBE [7],

PS (*Divisão Proporcional*) [8] e *PR* (*Pro-Rata*) [12]. As Tabelas 5.21- 5.25 mostram os resultados da repartição dos custos de cada linha entre os usuários do sistema. A Tabela 5.26 mostra o total dos custos alocados para cada usuário.

Tabela 5.21: Alocação dos Custos da Linha 1

Usuário	Custo (\times milhões R\$)					
	<i>Zbus</i>	<i>Zbus_avg</i>	<i>EBE</i>	<i>PS</i>	<i>PR</i>	Proposto
Gerador 1	R\$ 17,29	R\$ 27,46	R\$ 14,60	R\$ 0,00	R\$ 24,80	R\$ 16,41
Gerador 2	R\$ 63,83	R\$ 46,35	R\$ 33,90	R\$ 48,50	R\$ 23,80	R\$ 32,09
Carga 1	R\$ 0,00	R\$ 11,64	R\$ 24,20	R\$ 15,20	R\$ 24,20	R\$ 27,09
Carga 2	R\$ 15,89	R\$ 11,54	R\$ 24,20	R\$ 33,30	R\$ 24,20	R\$ 21,41

Tabela 5.22: Alocação dos Custos da Linha 2

Usuário	Custo (\times milhões R\$)					
	<i>Zbus</i>	<i>Zbus_avg</i>	<i>EBE</i>	<i>PS</i>	<i>PR</i>	Proposto
Gerador 1	R\$ 35,90	R\$ 26,92	R\$ 28,30	R\$ 39,40	R\$ 24,80	R\$ 26,82
Gerador 2	R\$ 21,40	R\$ 11,74	R\$ 20,20	R\$ 9,10	R\$ 23,80	R\$ 21,68
Carga 1	R\$ 31,80	R\$ 46,60	R\$ 36,40	R\$ 32,80	R\$ 24,20	R\$ 33,75
Carga 2	R\$ 7,90	R\$ 11,74	R\$ 12,10	R\$ 15,70	R\$ 24,20	R\$ 14,75

Tabela 5.23: Alocação dos Custos da Linha 3

Usuário	Custo (\times milhões R\$)					
	<i>Zbus</i>	<i>Zbus_avg</i>	<i>EBE</i>	<i>PS</i>	<i>PR</i>	Proposto
Gerador 1	R\$ 49,60	R\$ 35,55	R\$ 36,40	R\$ 39,40	R\$ 24,80	R\$ 29,51
Gerador 2	R\$ 13,50	R\$ 13,38	R\$ 12,10	R\$ 9,10	R\$ 23,80	R\$ 18,98
Carga 1	R\$ 13,50	R\$ 13,77	R\$ 12,10	R\$ 32,80	R\$ 24,20	R\$ 20,03
Carga 2	R\$ 20,40	R\$ 34,30	R\$ 36,40	R\$ 15,70	R\$ 24,20	R\$ 28,47

Tabela 5.24: Alocação dos Custos da Linha 4

Usuário	Custo (\times milhões R\$)					
	<i>Zbus</i>	<i>Zbus_avg</i>	<i>EBE</i>	<i>PS</i>	<i>PR</i>	Proposto
Gerador 1	R\$ 17,29	R\$ 12,40	R\$ 12,10	R\$ 0,00	R\$ 24,80	R\$ 15,32
Gerador 2	R\$ 63,83	R\$ 46,24	R\$ 36,40	R\$ 48,50	R\$ 23,80	R\$ 33,17
Carga 1	R\$ 0,00	R\$ 12,03	R\$ 20,20	R\$ 15,20	R\$ 24,20	R\$ 22,41
Carga 2	R\$ 15,89	R\$ 26,32	R\$ 28,30	R\$ 33,30	R\$ 24,20	R\$ 26,09

O método *Pro-Rata* não leva em consideração os resultados do fluxo de potência e, portanto, seus resultados não representam o real uso do sistema. Note, por exemplo, que os custos alocados às Cargas 1 e 2 são iguais, mesmo a Carga 2 estando localizada mais próxima da geração. Observe ainda que não há variação nas parcelas dos custos de cada linha alocadas aos usuário. Isto mostra claramente que a localização destes agentes não influencia no processo de alocação utilizado por este método.

Tabela 5.25: Alocação dos Custos da Linha 5

Usuário	Custo (\times milhões R\$)					
	<i>Zbus</i>	<i>Zbus_avg</i>	<i>EBE</i>	<i>PS</i>	<i>PR</i>	Proposto
Gerador 1	R\$ 8,20	R\$ 11,72	R\$ 24,30	R\$ 16,00	R\$ 24,80	R\$ 22,08
Gerador 2	R\$ 20,90	R\$ 11,37	R\$ 24,30	R\$ 32,50	R\$ 23,80	R\$ 26,42
Carga 1	R\$ 33,00	R\$ 47,40	R\$ 34,00	R\$ 9,70	R\$ 24,20	R\$ 32,77
Carga 2	R\$ 34,90	R\$ 26,51	R\$ 14,40	R\$ 38,80	R\$ 24,20	R\$ 15,73

Tabela 5.26: Total dos Custos Alocados

Usuário	Custo (\times milhões R\$)					
	<i>Zbus</i>	<i>Zbus_avg</i>	<i>EBE</i>	<i>PS</i>	<i>PR</i>	Proposto
Gerador 1	R\$ 128,28	R\$ 114,05	R\$ 115,70	R\$ 94,80	R\$ 124,00	R\$ 110,14
Gerador 2	R\$ 183,46	R\$ 129,08	R\$ 126,90	R\$ 147,70	R\$ 119,00	R\$ 132,36
Carga 1	R\$ 78,30	R\$ 131,44	R\$ 126,90	R\$ 105,70	R\$ 121,00	R\$ 136,05
Carga 2	R\$ 94,98	R\$ 110,41	R\$ 115,40	R\$ 136,80	R\$ 121,00	R\$ 106,45

Os resultados apresentados pelo método *PS* também não refletem a operação real do sistema. Observe que a maior parte dos custos totais são alocados ao Gerador 2 e à Carga 2. No entanto, estes agentes estão mais bem localizados no sistema do que os demais e, portanto, deveriam pagar mais pelo uso da rede. Observe ainda que este método apresenta valores nulos para o Gerador 1 na alocação dos custos das linhas 1 e 4.

O método *Zbus* aloca a maior parte dos custos ao Gerador 2, enquanto que a Carga 1 é responsabilizada pela menor parte destes custos. Como já visto, a Carga 1 está localizada em uma região mais "distante" do sistema e, portanto, o resultado apresentado por este método não reflete a localização dos agentes. Observe a Tabela 5.21. A Carga 1 não é responsabilizada pelos custos da linha 1. No entanto, como se observa no diagrama unifilar da Figura 5.1, o fluxo líquido de potência está direcionado para a barra 3, na qual está conectada esta carga. Desta forma, era de se esperar que a maior parte dos custos da linha 1 fosse alocada à Carga 2, diferentemente do resultado obtido por este método. Esta incoerência talvez se relacione com o fato de que o método *Zbus* calcula a distância elétrica somente em um dos terminais de cada linha.

Já o método *Zbus_avg* considera a média entre os cálculos da distância elétrica em cada terminal de linha. Assim, os resultados obtidos por esta metodologia demonstram maior coerência do que aqueles obtidos pelo método *Zbus* original. Nota-se, por exemplo, que a alocação dos custos para a Carga 1 tornou-se superior à alocação dos custos para a Carga 2.

Esta metodologia tem como principal característica a alocação dos custos às barras

diretamente conectadas a cada uma das linhas. Observe a alocação dos custos da linha 2, por exemplo, apresentados na Tabela 5.22. A Carga 1 e o Gerador 1 são os principais responsabilizados pelo pagamento destes custos, pois estão conectados nas barras terminais desta linha. Por outro lado, o Gerador 2 e a Carga 2, que apresentam mesmo módulo de potência e estão localizados em barras opostas, pagam valores iguais pelos custos da linha 2.

Similarmente ao método *Zbus_avg*, os resultados obtidos pelo método *EBE* também apresentam coerência com a operação real do sistema. Uma característica interessante desta técnica é que seus resultados apresentam certa simetria. Por exemplo, observa a alocação dos custos das Linhas 2 e 4, apresentados nas Tabelas 5.22 e 5.24. Os usuários diretamente conectados à linha 2 (Gerador 1 e Carga 1) pagam, respectivamente, R\$ 28,30 milhões e R\$ 36,40 milhões pelo uso desta linha, enquanto que o Gerador 2 e a Carga 2 pagam, respectivamente, R\$ 20,20 milhões e R\$ 12,10 milhões. Por outro lado, na alocação dos custos da barra 4, diametralmente oposta à linha 2, os resultados dos custos são também opostos, mas apresentando os mesmos valores.

A metodologia proposta, por sua vez, apresenta resultados semelhantes aos métodos *Zbus_avg* e *EBE*, ou seja, reflete o real uso do sistema e a localização dos agentes. Comprova-se, portanto, a aplicabilidade do método proposto, uma vez que seus resultados encontram-se em concordância com os resultados de algumas das metodologias mais aceitas na literatura.

A próxima seção destina-se a analisar outra condição de operação, no qual as cargas apresentam requisitos diferentes de segurança. O objetivo desta análise é evidenciar a principal contribuição da metodologia proposta em relação às demais técnicas aqui avaliadas.

5.2 Caso II: Sistema de 4 Barras - Cargas com Requisitos Diferentes de Segurança

A Tabela 5.27 apresenta as potências demandadas por cada consumidor em cada cenário de operação.

Tabela 5.27: Potência Demandada por Consumidor para o Caso I (MW)

Carga	Caso-Base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5
1	250	250	250	250	250	250
2	250	250	250	250	250	250

Como observado, não há corte de carga em nenhum dos cenários considerados. Isto ocorre porque a capacidade de transmissão disponível é suficiente para manter a demanda mesmo quando há contingências na rede. Considere agora um novo caso, em que uma nova carga, com demanda de 50 MW, deseja se instalar na barra 3. A Tabela 5.28 mostra as potências demandadas por cada um dos consumidores para este caso. O novo consumidor é denominado Carga 3 e possui custo de interrupção igual aos demais.

Tabela 5.28: Potência Demandada por Consumidor para o Caso II com Custos de Interrupção Iguais (MW)

Carga	Caso-Base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5
1	250	250	229,92	250	250	244,59
2	250	250	250	250	250	250
3	50	50	29,92	250	250	44,59

Observe que a entrada da Carga 3 no sistema exige que nos Cenário 2 e 5 parte da demanda seja cortada. Isto ocorre porque, para este novo caso, a capacidade de transmissão disponível já não é mais suficiente para atender toda a demanda em todos os cenários de operação. O custo da nova linha é então alocado a todos os usuários da rede. Os resultados da alocação para as cargas são apresentados na Tabela 5.29.

Tabela 5.29: Custos Alocados às Cargas Considerando Preferências por Segurança Iguais

Carga	C_{Norm}	C_{Cont}	C_{NU}	$Total$
1	R\$ 58.459.886,45	R\$ 22.042.512,06	R\$ 43.191.814,95	R\$ 123.694.213,47
2	R\$ 41.556.934,37	R\$ 10.593.569,74	R\$ 43.191.814,95	R\$ 95.342.319,06
3	R\$ 11.691.977,29	R\$ 3.133.127,20	R\$ 8.638.362,99	R\$ 23.463.467,48

Os custos alocados às Cargas 1 e 2 diminuem, uma vez que o custo total da rede de transmissão permanece o mesmo e passa a ser distribuído entre mais usuários. No entanto, considere que a Carga 3 não aceite ser cortada, exigindo um nível de segurança maior. Para resolver este problema, é necessário investir no sistema, aumentando a oferta de geração próximo às cargas ou reforçando a rede de transmissão.

Considere, por exemplo, que decidiu-se pela instalação de uma nova linha interligando as barras 2 e 4, a fim de evitar o corte de carga. Esta nova linha, denominada linha 6, possui as mesmas características das demais, inclusive o custo total. Após a inserção desta nova linha, a potência demandada por cada consumidor assume os valores apresentados na Tabela 5.30.

Note que não há mais necessidade de corte de carga em nenhum dos cenários considerados. No entanto, a instalação da linha 6 gera um custo adicional de R\$ 97 milhões

Tabela 5.30: Potência Demandada por Consumidor para o Caso II após a Instalação da Linha 6 (MW)

Carga	Caso-Base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5
1	250	250	250	250	250	250
2	250	250	250	250	250	250
3	50	50	50	250	250	50

ao ano para o sistema, que deve ser distribuído entre todos os usuários da rede. Assim, os novos custos alocados para cada carga são apresentados na Tabela 5.31.

Tabela 5.31: Custos Alocados às Cargas após a Instalação da Linha 6

Carga	$CNorm$	$CCont$	CNU	$Total$
1	R\$ 43.365.140,93	R\$ 14.358.301,98	R\$ 76.836.584,57	R\$ 134.560.027,49
2	R\$ 41.498.880,94	R\$ 11.192.504,87	R\$ 76.836.584,57	R\$ 129.527.970,38
3	R\$ 8.673.028,19	R\$ 2.871.660,40	R\$ 15.367.316,91	R\$ 26.912.005,50

A instalação da linha 6, apesar de evitar o corte de carga, gera um custo adicional de R\$ 48,5 milhões às cargas por ano. Este valor pode ser significativo, considerando ainda que a probabilidade de falha no sistema mesmo sem a instalação da nova linha é baixa. Pensando nisso, considere então que a Carga 1 não exija a construção desta nova linha, aceitando ser cortada quando necessário. A Carga 3, por outro lado, continua a exigir um nível de segurança maior e, portanto, não aceita ter sua demanda reduzida. A Tabela 5.32 mostra como ficaria as potências demandadas por cada consumidor considerando a não instalação da linha 6 e que as Cargas 1 e 3 possuem preferências distintas por segurança.

Tabela 5.32: Potência Demandada por Consumidor para o Caso II Considerando Preferências Distintas por Segurança (MW)

Carga	Caso-Base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5
1	250	250	209,84	250	250	239,18
2	250	250	250	250	250	250
3	50	50	50	250	250	50

Note que a potência demandada pela barra 3 continua a ser reduzida nos Cenário 2 e 5. No entanto, agora apenas a Carga 1 é cortada, sem alterar a demanda da Carga 3. Desta forma, não é necessário elevar os custos do sistema com a instalação de uma nova linha, além de atender as necessidades de todos os usuários. A Tabela 5.33 apresenta a alocação dos custos para as cargas nesta nova configuração.

Comparando os resultados apresentados nas Tabelas 5.29, 5.31 e 5.33, é possível chegar a algumas conclusões. Observe, por exemplo, que a interrupção do fornecimento de energia

Tabela 5.33: Custos Alocados às Cargas Considerando Diferentes Preferências por Segurança

Carga	C_{Norm}	C_{Cont}	C_{NU}	Total
1	R\$ 58.459.886,45	R\$ 20.448.293,05	R\$ 43.191.814,95	R\$ 122.099.994,45
2	R\$ 41.556.934,37	R\$ 10.593.569,74	R\$ 43.191.814,95	R\$ 95.342.319,06
3	R\$ 11.691.977,29	R\$ 4.727.346,22	R\$ 8.638.362,99	R\$ 25.057.686,50

a alguns consumidores pode "favorecer" o sistema como um todo. Com a construção da linha 6, toda a potência demandada pelo sistema seria suprida. No entanto, isso ocasionaria um custo adicional mesmo àqueles que não são afetados pelo corte de carga, como a Carga 2. Além disso, alguns consumidores, como a Carga 1, não exigem um nível de segurança tão grande e, portanto, não aceitam pagar por este custo adicional.

Por outro lado, a não construção da nova linha ocasionaria interrupção parcial da Carga 3 em alguns cenários. Este consumidor, por sua vez, tem grande disposição de pagar pela garantia do serviço e, portanto, por reforços na rede. Uma alternativa para satisfazer todos os usuários seria fornecer incentivos para que a Carga 1 cortasse parte de sua demanda quando necessário. Como observado ao comparar as Tabelas 5.29 e 5.33, estes incentivos são dados na forma de desconto no custo a ser pago pelo uso da rede, mais especificamente na componente C_{Cont} . Comparando estas tabelas, observa-se que os custos alocados à Carga 1 diminuem, enquanto que os custos alocados à Carga 3, que exige maior nível de segurança, se elevam. A Carga 2, por outro lado, não é afetada.

Observe, finalmente, que mesmo com a variação dos custos alocados às Cargas 1 e 3, o custo total da transmissão permanece o mesmo do Caso I. Assim, todos os requisitos dos usuários foram atendidos, sem necessidade de inserir custos adicionais à rede.

5.3 Caso III - Sistema de 30 Barras

A fim de avaliar seu desempenho em um sistema de grande porte, a metodologia proposta foi aplicada em um sistema de 30 barras [47]. Os dados dos geradores, das cargas e das linhas são apresentados nas Tabelas 5.34 - 5.36.

Na Tabela 5.37 são mostrados os resultados da decomposição dos custos das linhas do sistema.

Para facilitar a visualização destes custos, é mostrado no gráfico da Figura 5.6 a proporção de cada componente de custo em relação ao custo total das linhas. Desta forma, é possível observar, por exemplo, que a linha 10 é a que apresenta maior nível de

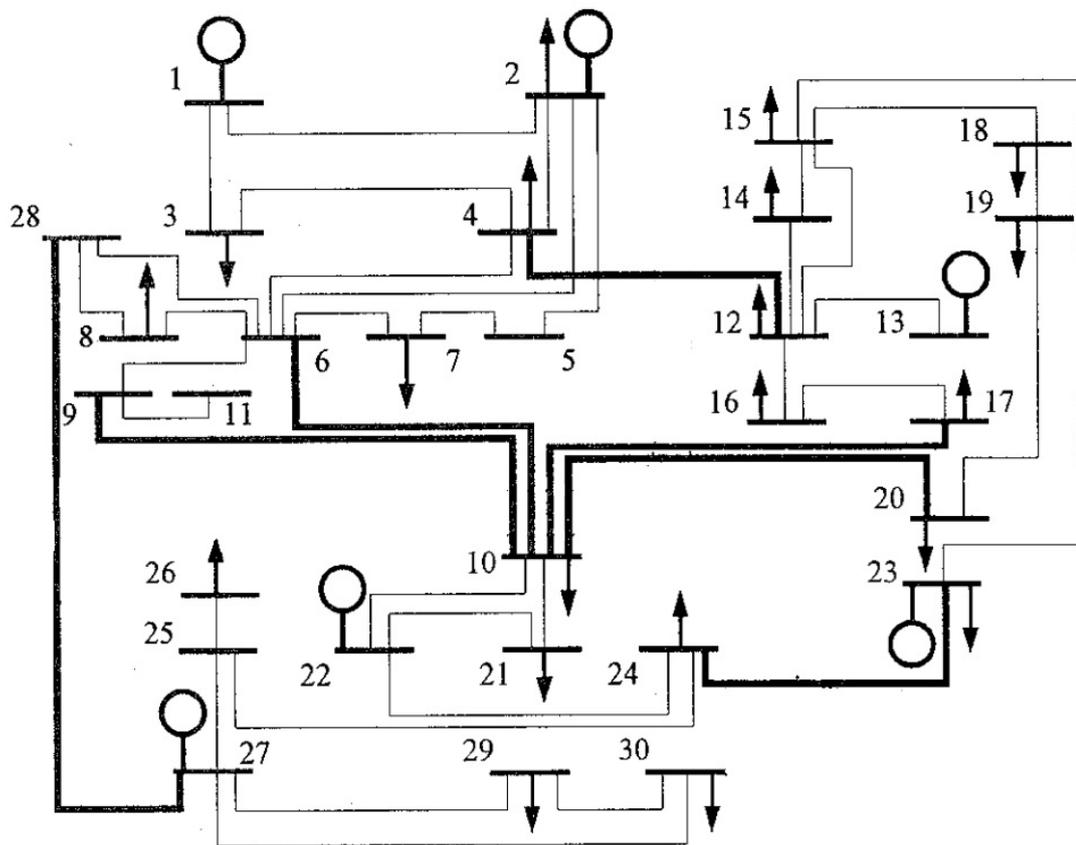


Figura 5.5: Sistema-teste de 30 barras

Tabela 5.34: Dados dos Geradores do Sistema de 30 Barras

Gerador	Barra	MW
1	1	43,79
2	2	57,96
3	22	23,07
4	27	32,63
5	23	16,81
6	13	17,34

carregamento percentual, ou seja, aquela cuja capacidade de transmissão é mais utilizada em condições normais de operação. Por esta razão, a maior parte do custo total desta linha é referente à componente C_{Norm} .

Por outro lado, observando a linha 13, nota-se que todo o seu custo é referente à componente C_{NU} . Isto significa que a capacidade de transmissão desta linha não é utilizada no caso-base, nem mesmo em cenários de contingência. Isto se deve ao fato de que esta linha conecta a barra 9 à barra 11, as quais não possuem geradores ou cargas

Tabela 5.35: Dados das Cargas do Sistema de 30 Barras

Carga	Barra	MW
1	2	21,7
2	3	2,4
3	4	7,6
4	7	22,8
5	8	30
6	10	5,8
7	12	11,2
8	14	6,2
9	15	8,2
10	16	3,5
11	17	9
12	18	3,2
13	19	9,5
14	20	2,2
15	21	17,5
16	23	3,2
17	24	8,7
18	26	3,5
19	29	2,4
20	30	10,6

instalados.

Observa-se ainda que a componente $CCont$ representa uma pequena proporção dos custos totais de cada linha. Isto se explica pelo fato de que este sistema é extremamente malhado, fazendo com que a ocorrência de contingências simples na rede não exerçam grande influência na distribuição dos fluxos.

De modo geral, a componente CNU representa boa parte do custo total de cada linha. Este fato pode ocasionar um problema quando se aplica para metodologias que utilizam os fluxos em condições normais para alocar os custos da capacidade ociosa. Como estes a capacidade utilizada por estes fluxos representam apenas uma pequena parte da capacidade total da maioria das linhas, o resultado final da alocação pode apresentar grandes distorções.

As Figuras 5.7 e 5.8 apresentam a alocação de cada componente para geradores e cargas, respectivamente.

A maior parte dos custos referentes à capacidade de transmissão usada em condições normais de operação é alocada ao Gerador 4, como mostra o a Figura 5.7a. Apesar de possuir nível de geração intermediário, este gerador encontra-se distante do centro de

Tabela 5.36: Dados das Linhas do Sistema de 30 Barras

Linha	De	Para	r (pu)	x (pu)	b (pu)	Capacidade de Transmissão (MW)	Fluxo Caso-Base (MW)
1	1	2	0,02	0,06	0,03	130	22,45
2	1	3	0,05	0,19	0,02	130	21,34
3	2	4	0,06	0,17	0,02	65	20,01
4	3	4	0,01	0,04	0	130	18,73
5	2	5	0,05	0,2	0,02	130	15,20
6	2	6	0,06	0,18	0,02	65	23,42
7	4	6	0,01	0,04	0	90	19,68
8	5	7	0,05	0,12	0,01	70	15,09
9	6	7	0,03	0,08	0,01	130	7,86
10	6	8	0,01	0,04	0	32	24,40
11	6	9	0	0,21	0	65	8,22
12	6	10	0	0,56	0	32	4,70
13	9	11	0	0,21	0	65	0,00
14	9	10	0	0,11	0	65	8,22
15	4	12	0	0,26	0	65	11,20
16	12	13	0	0,14	0	65	-17,35
17	12	14	0,12	0,26	0	32	4,89
18	12	15	0,07	0,13	0	32	6,81
19	12	16	0,09	0,2	0	32	5,64
20	14	15	0,22	0,2	0	16	-1,35
21	16	17	0,08	0,19	0	16	2,10
22	15	18	0,11	0,22	0	16	7,27
23	18	19	0,06	0,13	0	16	4,01
24	19	20	0,03	0,07	0	32	-5,51
25	10	20	0,09	0,21	0	32	7,77
26	10	17	0,03	0,08	0	32	6,92
27	10	21	0,03	0,07	0	32	-3,26
28	10	22	0,07	0,15	0	32	-4,35
29	21	22	0,01	0,02	0	32	-20,84
30	15	23	0,1	0,2	0	16	-10,14
31	22	24	0,12	0,18	0	16	-2,14
32	23	24	0,13	0,27	0	16	3,47
33	24	25	0,19	0,33	0	16	-7,50
34	25	26	0,25	0,38	0	16	3,54
35	25	27	0,11	0,21	0	16	-11,16
36	28	27	0	0,4	0	65	-8,21
37	27	29	0,22	0,42	0	16	6,16
38	27	30	0,32	0,6	0	16	7,10
39	29	30	0,24	0,45	0	16	3,68
40	8	28	0,06	0,2	0,02	32	-5,75
41	6	28	0,02	0,06	0,01	32	-2,47

Tabela 5.37: Decomposição dos Custos da Transmissão para o Sistema de 30 Barras

Linha	CTT	CNorm	CCont	CNU
1	R\$ 6.000.000,00	R\$ 939.172,72	R\$ 55.203,94	R\$ 5.005.623,34
2	R\$ 19.000.000,00	R\$ 2.827.160,53	R\$ 156.578,92	R\$ 16.016.260,55
3	R\$ 17.000.000,00	R\$ 4.742.896,44	R\$ 286.189,71	R\$ 11.970.913,85
4	R\$ 4.000.000,00	R\$ 522.326,77	R\$ 32.111,21	R\$ 3.445.562,02
5	R\$ 20.000.000,00	R\$ 2.119.344,99	R\$ 116.345,81	R\$ 17.764.309,20
6	R\$ 18.000.000,00	R\$ 5.877.560,62	R\$ 340.255,75	R\$ 11.782.183,63
7	R\$ 4.000.000,00	R\$ 792.681,62	R\$ 67.324,71	R\$ 3.139.993,66
8	R\$ 12.000.000,00	R\$ 2.343.963,63	R\$ 127.197,86	R\$ 9.528.838,50
9	R\$ 8.000.000,00	R\$ 438.405,02	R\$ 66.381,09	R\$ 7.495.213,88
10	R\$ 4.000.000,00	R\$ 2.764.777,10	R\$ 27.471,22	R\$ 1.207.751,68
11	R\$ 21.000.000,00	R\$ 2.408.422,86	R\$ 207.493,13	R\$ 18.384.084,01
12	R\$ 56.000.000,00	R\$ 7.454.642,45	R\$ 863.966,38	R\$ 47.681.391,17
13	R\$ 21.000.000,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 21.000.000,00
14	R\$ 11.000.000,00	R\$ 1.261.554,96	R\$ 108.686,76	R\$ 9.629.758,28
15	R\$ 26.000.000,00	R\$ 4.061.084,23	R\$ 426.411,62	R\$ 21.512.504,16
16	R\$ 14.000.000,00	R\$ 3.386.174,72	R\$ 156.791,82	R\$ 10.457.033,46
17	R\$ 26.000.000,00	R\$ 3.600.091,78	R\$ 226.358,12	R\$ 22.173.550,11
18	R\$ 13.000.000,00	R\$ 2.508.762,67	R\$ 296.804,29	R\$ 10.194.433,05
19	R\$ 20.000.000,00	R\$ 3.197.710,30	R\$ 412.994,69	R\$ 16.389.295,01
20	R\$ 20.000.000,00	R\$ 1.525.854,68	R\$ 370.453,19	R\$ 18.103.692,13
21	R\$ 19.000.000,00	R\$ 2.263.028,10	R\$ 819.421,05	R\$ 15.917.550,85
22	R\$ 22.000.000,00	R\$ 9.061.031,97	R\$ 882.510,77	R\$ 12.056.457,26
23	R\$ 13.000.000,00	R\$ 2.950.427,31	R\$ 510.406,01	R\$ 9.539.166,68
24	R\$ 7.000.000,00	R\$ 1.093.416,00	R\$ 124.155,43	R\$ 5.782.428,57
25	R\$ 21.000.000,00	R\$ 4.621.215,74	R\$ 379.600,66	R\$ 15.999.183,60
26	R\$ 8.000.000,00	R\$ 1.568.542,19	R\$ 147.097,96	R\$ 6.284.359,85
27	R\$ 7.000.000,00	R\$ 647.300,54	R\$ 241.230,30	R\$ 6.111.469,16
28	R\$ 15.000.000,00	R\$ 1.849.559,31	R\$ 414.417,38	R\$ 12.736.023,30
29	R\$ 2.000.000,00	R\$ 1.180.325,26	R\$ 47.315,58	R\$ 772.359,16
30	R\$ 20.000.000,00	R\$ 11.485.520,89	R\$ 978.146,13	R\$ 7.536.332,99
31	R\$ 18.000.000,00	R\$ 2.185.263,73	R\$ 830.849,01	R\$ 14.983.887,26
32	R\$ 27.000.000,00	R\$ 5.313.776,96	R\$ 1.024.040,30	R\$ 20.662.182,75
33	R\$ 33.000.000,00	R\$ 14.016.062,13	R\$ 814.293,24	R\$ 18.169.644,63
34	R\$ 38.000.000,00	R\$ 7.622.846,12	R\$ 179,29	R\$ 30.376.974,59
35	R\$ 21.000.000,00	R\$ 13.278.016,21	R\$ 492.847,23	R\$ 7.229.136,56
36	R\$ 40.000.000,00	R\$ 4.580.295,11	R\$ 876.056,79	R\$ 34.543.648,10
37	R\$ 42.000.000,00	R\$ 14.651.384,64	R\$ 482.059,68	R\$ 26.866.555,67
38	R\$ 60.000.000,00	R\$ 24.138.780,24	R\$ 946.085,54	R\$ 34.915.134,22
39	R\$ 45.000.000,00	R\$ 9.378.363,45	R\$ 494.525,57	R\$ 35.127.110,98
40	R\$ 20.000.000,00	R\$ 3.255.157,48	R\$ 509.551,22	R\$ 16.235.291,30
41	R\$ 6.000.000,00	R\$ 419.011,47	R\$ 171.358,78	R\$ 5.409.629,74

carga, o que se reflete na alocação da componente *CNorm*. A alocação desta componente para este gerador é maior, inclusive, do que a alocação para o Gerador 2, que apesar de

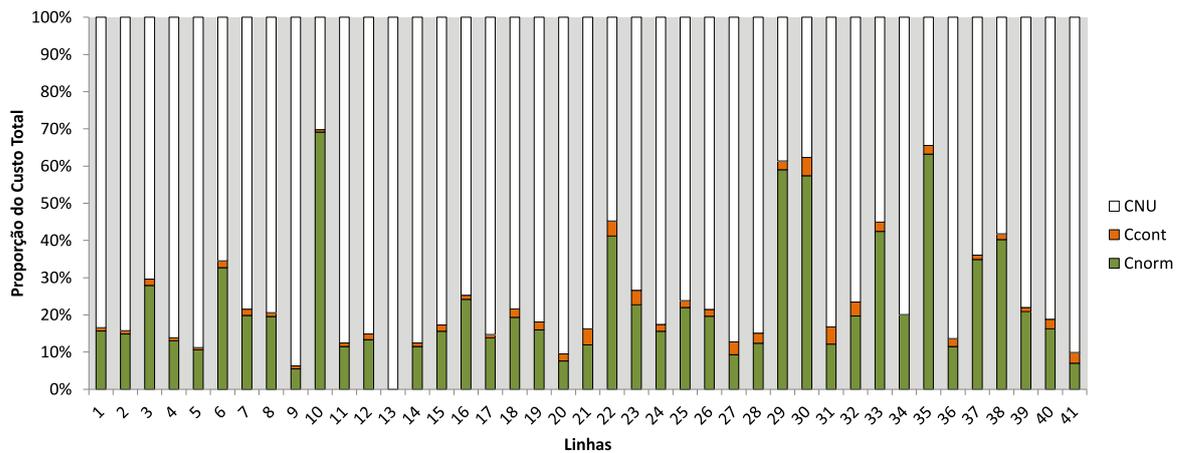


Figura 5.6: Proporções das componentes em relação ao custo total de cada linha

possuir maior geração, encontra-se mais próximo à demanda. A localização dos geradores é refletida também na alocação da componente $CCont$, como observado na Figura 5.7b. Novamente, o Gerador 4 é responsabilizado pela maior parte dos custos.

Já a alocação da componente CNU independe da localização dos geradores no sistema, sendo proporcional apenas ao nível de geração de cada um. Assim, a maior parte destes custos são alocados ao Gerador 2, como mostra a Figura 5.7c.

A Figura 5.8a tem como destaque a alocação da componente $CNorm$ para a Carga 20, conectada à barra 30. Esta carga está localizada no fim de um trecho radial, distante da geração e, portanto, contribuindo bastante para o carregamento do sistema. Outro exemplo que demonstra o impacto da localização dos agentes nos resultados da alocação é o das Cargas 1 e 4. Estas cargas apresentam demandas semelhantes (21,7 MW e 22,8 MW, respectivamente), mas a Carga 4 paga quase o dobro pelo uso da rede em condições normais. Isto porque a Carga 1 está localizada na mesma barra que o Gerador 2 e, portanto, é atendido localmente por ele. Assim, seu impacto no carregamento do sistema é menor do que o da Carga 4.

Em relação à alocação da componente $CCont$ para as cargas, apresentada na Figura 5.8b, observa-se o aumento nos custos alocados à Carga 13, localizada na barra 19. Este efeito é causado, principalmente, pelo custo das linhas vizinhas a esta barra. Em cenários de contingência, a Carga 3 eleva sua participação nos fluxos das linhas 22, 23 e 25, que possuem custos medianos em relação às demais linhas do sistema. No entanto, a capacidade de transmissão das linhas 22 e 23 é de apenas 16 MW, a menor de toda a rede. Desta forma, durante cenários de contingência, a Carga 3 utiliza grande parte da capacidade total destas linhas e, portanto, é a maior responsável pelo pagamento dos seus

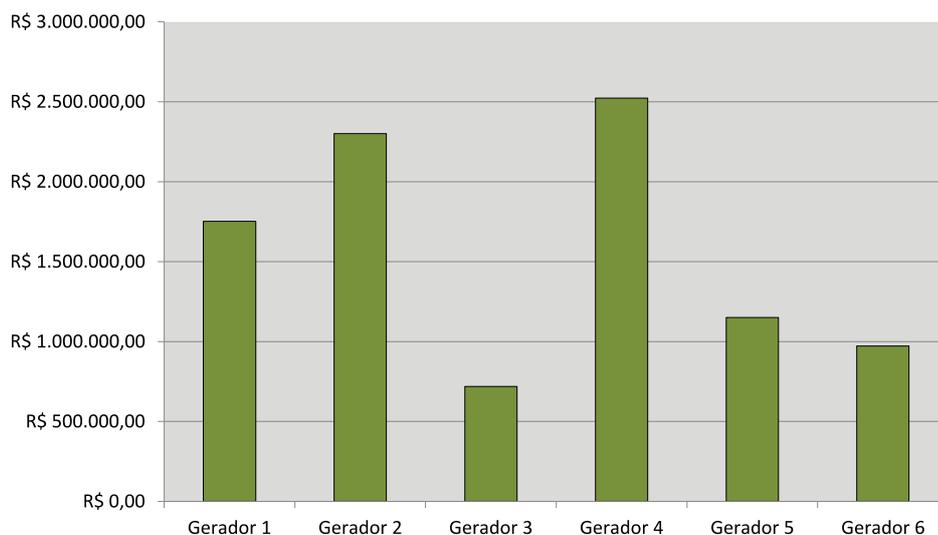
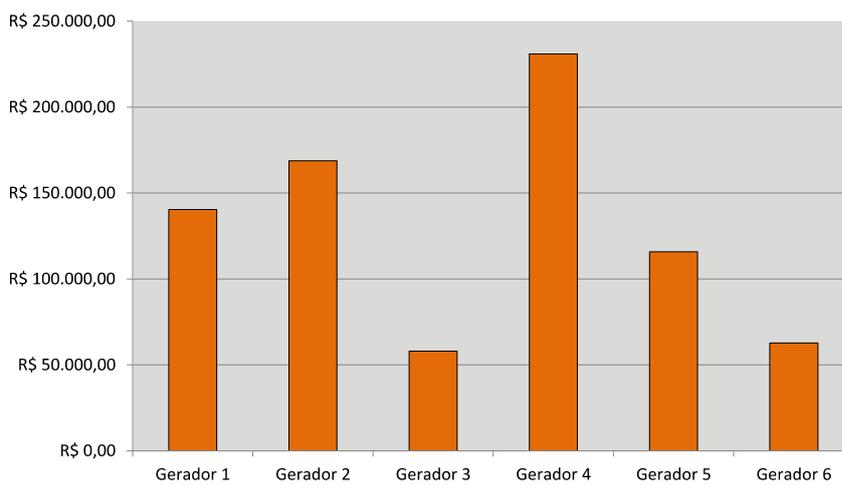
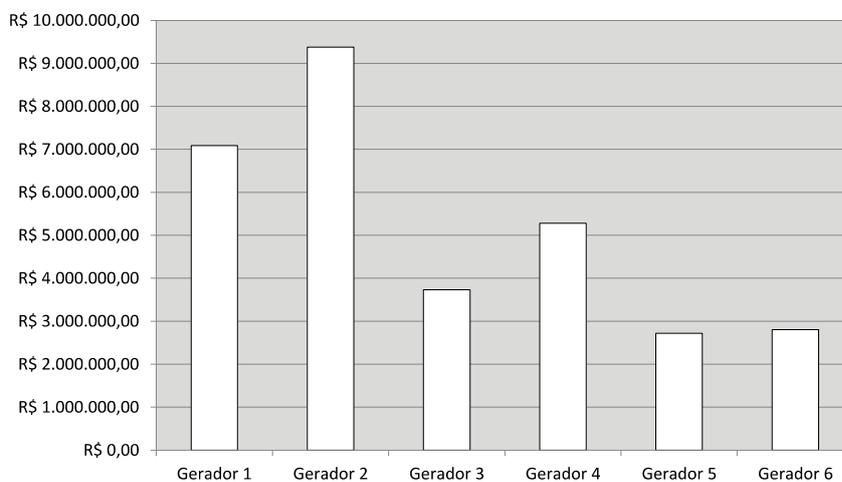
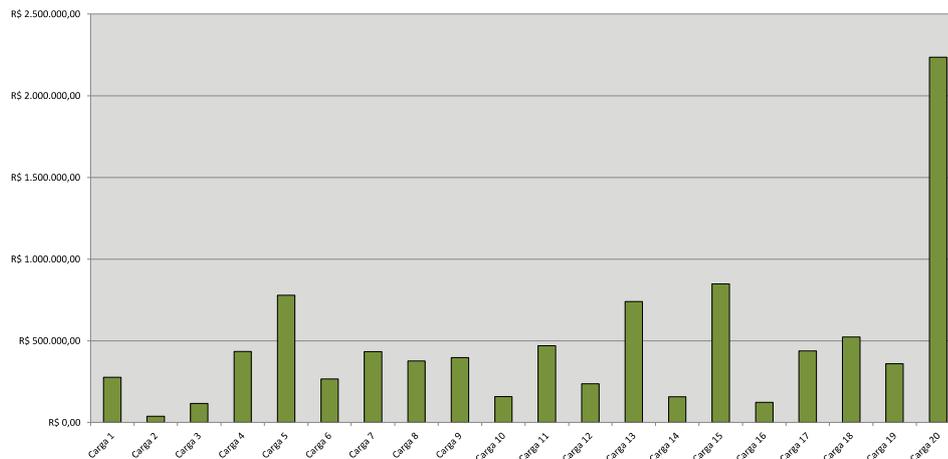
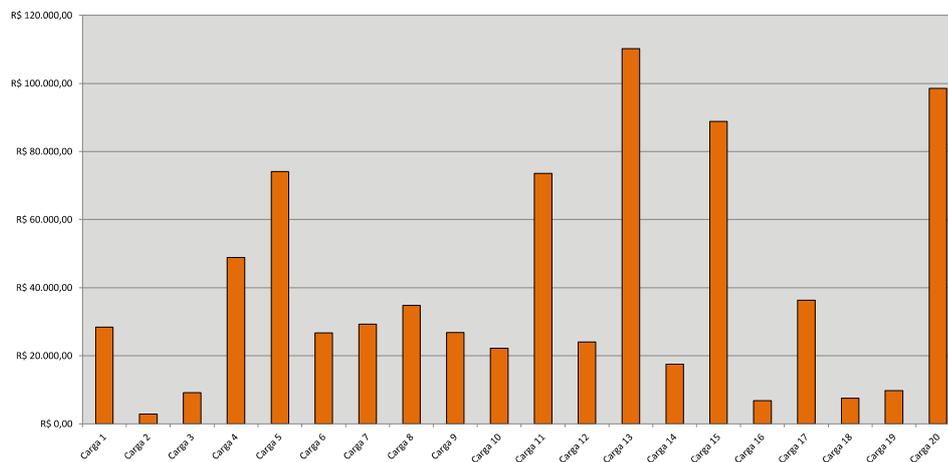
(a) *CNorm*(b) *CCont*(c) *CNU*

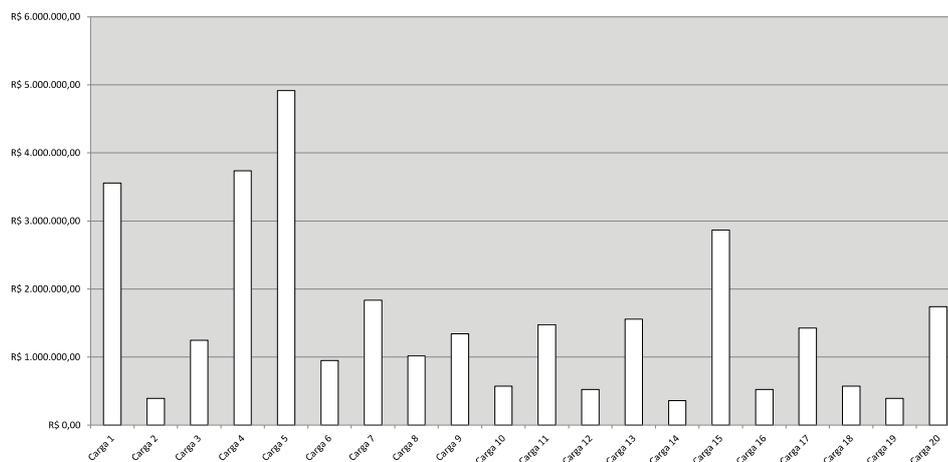
Figura 5.7: Custos alocados aos geradores para o sistema de 30 barras (\$)



(a) *CNorm*



(b) *CCont*



(c) *CNU*

Figura 5.8: Custos alocados às cargas para o sistema de 30 barras (\$)

custos.

Por fim, a alocação da componente *CNU*, apresentada na Figura 5.8c, segue a proporção das demandas de cada consumidor.

As Figuras 5.9 e 5.10 mostram os custos totais alocados aos geradores e às cargas, respectivamente.

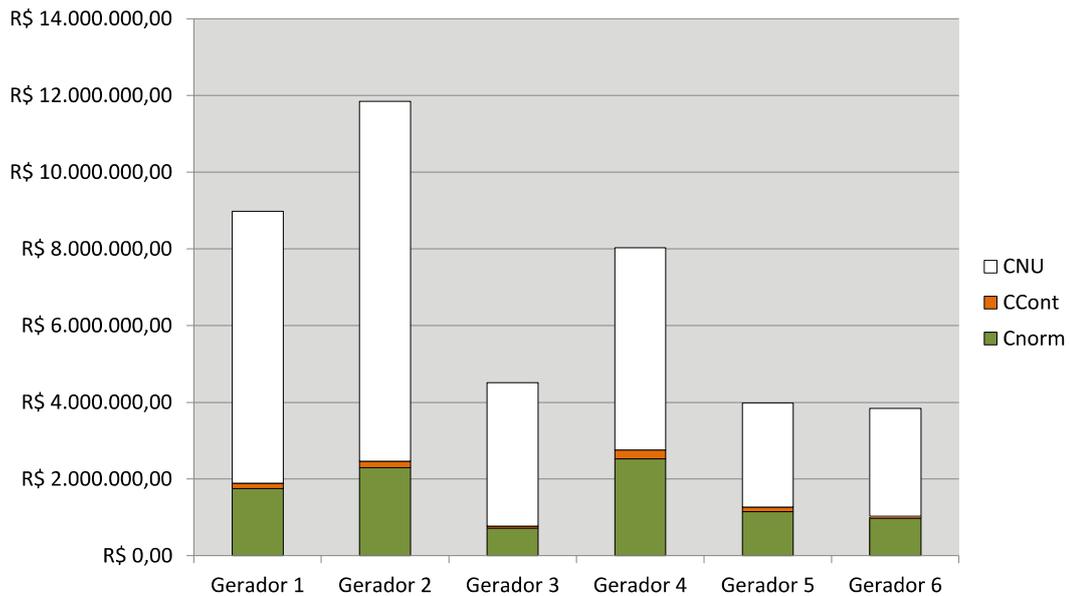


Figura 5.9: Custo total alocado aos geradores para o sistema de 30 barras

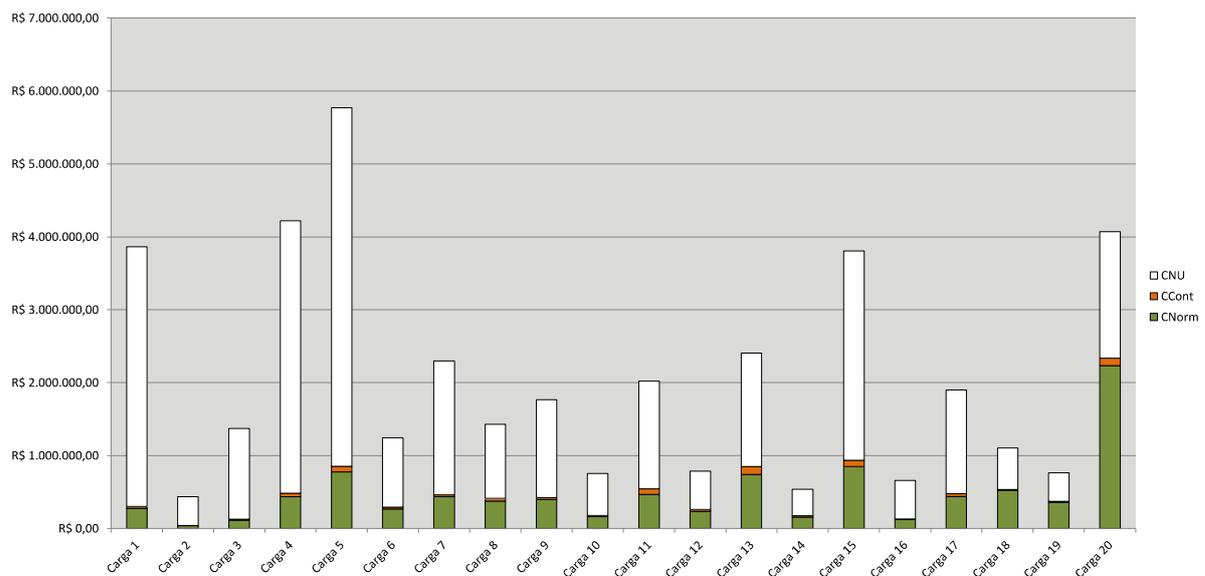


Figura 5.10: Custo total alocado às cargas para o sistema de 30 barras

Observe que, como este sistema apresenta grande folga em sua capacidade de transmissão, mesmo em cenários de contingência, os custos totais alocados são proporcionais à

injeção de potência de cada agente. Este resultado é coerente com o fato de que esta capacidade sobressalente não traz benefícios a nenhum dos usuários e, portanto, seus custos devem ser distribuídos entre todos de maneira uniforme.

5.4 Conclusões do Capítulo

Neste capítulo foram apresentados resultados da aplicação da metodologia proposta a sistemas de potência, comparando-os com outras metodologias conhecidas na literatura.

Os resultados mostraram-se coerentes, obedecendo a uma tendência comum aos métodos *Zbus_avg* e *EBE*, amplamente conhecidos na literatura.

A principal contribuição da metodologia proposta é a diferenciação das preferências dos usuários em relação à segurança da rede. Como os resultados mostraram, a interrupção de carga pode ser benéfica para todo o sistema, desde que haja incentivos suficientes para tal. A metodologia proposta incorpora estes incentivos em sua formulação, propiciando uma alocação mais justa.

No próximo capítulo são apresentadas as principais conclusões deste trabalho, bem como sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 6

Considerações Finais

Esta dissertação apresentou a proposta de uma metodologia para alocação dos custos pelo uso da transmissão, considerando a segurança operativa do sistema. A metodologia baseia-se no uso da rede em diferentes cenários operativos e decompõe os custos totais das linhas em parcelas que se referem à natureza do uso de sua capacidade.

Inicialmente foi abordado o problema da alocação dos custos da transmissão sob a ótica do novo paradigma do setor elétrico, enfatizando-se as características do sistema e dos serviços prestados pela transmissão, com o intuito de contextualizar o problema. Posteriormente, foram discutidos vários métodos de alocação destes custos já propostos na literatura, classificando-os e apresentado suas vantagens e desvantagens, situando, assim, a proposta do trabalho.

Foi então apresentado o desenvolvimento da metodologia proposta, com a exposição de seus princípios e com a formulação das equações utilizadas no processo de alocação dos custos tanto para geradores quanto para cargas. A metodologia permite determinar a contribuição de cada agente para os fluxos em todos os ramos do sistema, tanto em condições normais de operação como para cenários de contingência, em diferentes níveis de carga. Assim, é possível alocar os custos referentes à capacidade usada em condições normais, à capacidade usada em cenários de contingência e à capacidade não-usada.

Por fim, foram realizadas simulações com dois sistemas-teste. O primeiro deles, de cinco barras, permitiu ilustrar melhor a aplicação do método e suas principais características. Observou-se, por exemplo, que a consideração dos custos de interrupção das cargas no processo de alocação permite fornecer subsídios aos agentes para que determinem suas preferências em pagar mais ou menos pela segurança da rede. A comparação destes resultados com os obtidos por outros métodos permitiu, ainda, demonstrar sua coerência em

relação ao problema. O sistema de 30 barras possibilitou a avaliação do desempenho do método para um sistema de grande porte.

Como principais contribuições deste trabalho, podem-se destacar que:

- A sua formulação baseia-se em princípios matemáticos justificáveis;
- A separação do custo total da transmissão em componentes distintas permite uma alocação mais justa, uma vez que levam em consideração vários pontos de operação;
- A componente *CCont* permite que os usuários do sistema definam sua disponibilidade de pagamento pela segurança da rede;
- A componente *CCont* permite ainda que, uma vez que haja um mercado para a interrupção de carga, reduzir o custo total da rede ou, pelo menos, adiar novos investimentos;
- Os resultados obtidos pelo método proposto mostraram-se satisfatórios e consistentes com as características do problema;
- Nota-se ainda que o método proposto possui uma forte sinalização econômica sobre a localização dos agentes no sistema;
- Por considerar o fluxo de carga AC no processo de alocação, o método proposto não utiliza generalizações ou simplificações;

Como principais sugestões para a continuidade deste trabalho, propõem-se:

- Aplicação da metodologia a sistemas de maior porte, tal como o SIN, abordando o problema dos submercados e investigando o impacto da sinalização econômica para as hidroelétricas;
- Desenvolvimento de uma interface interativa, que permita visualizar a distribuição dos fluxos e dos custos para os agentes do mercado;
- Avaliação da capacidade ótima da transmissão considerando a interrupção de carga como reserva de energia e o impacto econômico na alocação dos custos;
- Adequação e extensão da metodologia para determinar novos indicadores para alocação da componente *CNU*, como, por exemplo, estimativas de crescimento de carga.

Referências

- [1] ETSO Overview of Transmission Tariffs in Europe. Junho 2009.
- [2] KIRSCHEN, D. S.; STRBAC, G. *Fundamentals of Power System Economics*. : John Wiley & Sons, 2004.
- [3] LIMA, J. W. M. Allocation of transmission fixed charges: An overview. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 11, n. 3, p. 1409–1418, Agosto 1996.
- [4] JING, Z. et al. Review of transmission fixed costs allocation methods. In: *Power Engineering Society General Meeting, 2003, IEEE*. 2003. v. 4, p. 2585–2592.
- [5] PAN, J. et al. Review of usage-based transmission cost allocation methods under open access [discussion]. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 15, n. 4, p. 1218–1224, Novembro 2000.
- [6] SHIRMOHAMMADI, D. et al. Some fundamental technical concepts about cost based transmission pricing. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 11, n. 2, p. 1002–1008, 1996.
- [7] GALIANA, F. D.; CONEJO, A. J.; GIL, H. A. Transmission network cost allocation based on equivalent bilateral exchanges. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 18, n. 4, p. 1425–1431, Novembro 2003.
- [8] BIALEK, J. Topological generation and load distribution factors for supplement charge allocation in transmission open access. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 12, n. 3, p. 1185–1193, Agosto 1997.
- [9] KIRSCHEN, D.; ALLAN, R.; STRBAC, G. Contributions of individual generators to loads and flows. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 12, n. 1, p. 52–60, Fevereiro 1997.
- [10] CONEJO, A. J. et al. Zbus transmission network cost allocation. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 22, n. 1, p. 342–349, Fevereiro 2007.
- [11] ANEEL. *Programa Nodal*. Maio 2011.
- [12] ILIC, M.; GALIANA, F.; FINK, L. *Power Systems Restructuring: Engineering and Economics*. Norwell, MA: Kluwer Academic, 1998.

- [13] BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. *Reliability Evaluation of Power Systems*. 2. ed. : Plenum Pub Corp, 1996.
- [14] BILLINTON, R.; LI, W. *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*. : Plenum Press, 1994.
- [15] KURLINSKI, R. E.; LAVE, L.; ILIC, M. D. Creating reliability choice: How building less reliability into electric power grids could improve the welfare of all customers. In: IEEE. *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*. 2008. p. 1–8.
- [16] TUAN, L. A.; BHATTACHARYA, K. Competitive framework for procurement of interruptible load services. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 18, n. 2, p. 889–897, Maio 2003.
- [17] HUANG, S.-H. et al. Grid security through load reduction in the ercot market. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 45, n. 2, p. 555–559, Março/Abril 2009.
- [18] JUNIOR, B. F. dos S. *Uma Metodologia para Alocação de Perdas Ativas de Transmissão em Ambiente Competitivo*. 2007.
- [19] SILVA, E. L. da. *Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica*. 1a edição. ed. : Editora Sagra Luzzatto, 2001.
- [20] CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R. Os leilões de linhas de transmissão e o risco brasil. *IFE*, n. 1951, Dezembro 2006.
- [21] A Survey of Transmission Cost Allocation: Issues, Methods and Practices. Março 2010.
- [22] CAMFIELD, R. J.; SCHUSTER, A. G. Pricing transmission services efficiently. *The Electricity Journal*, v. 13, n. 9, p. 13–32, Novembro 2000.
- [23] BIALEK, J. Allocation of transmission supplementary charge to real and reactive loads. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 13, n. 3, p. 749–754, Agosto 1998.
- [24] ALVES, C. C. et al. Transmission network cost allocation considering counterflows. *IEEE Latin America Transactions*, v. 9, n. 3, p. 323–330, Junho 2011.
- [25] MONTICELLI, A. J. *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*.
- [26] MONTICELLI, A.; PEREIRA, M. V. F.; GRANVILLE, S. Security-constrained optimal power flow with post-contingency corrective rescheduling. *IEEE Transactions on Power Systems*, PWR5-2, n. 1, p. 175–180, Fevereiro 1987.
- [27] BORGES, C. L. T.; ALVES, J. M. T. *Análise de Segurança Estática em Sistemas de Potência*. 2010.
- [28] BIALEK, J. Tracing the flow of electricity. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, v. 143, n. 4, p. 313–320, Julho 1996.
- [29] LIMA, D. A.; FELTRIN, A. P.; CONTRERAS, J. An overview on network cost allocation methods. *Electric Power Systems Research*, n. 79, p. 750–758, Dezembro 2008.

- [30] YU, C. W.; DAVID, A. K. Pricing transmission services in the context of industry deregulation. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 12, n. 1, p. 503–510, Fevereiro 1997.
- [31] KIM, H.; SINGH, C. Consideration of the reliability benefits in pricing transmission services. In: *IEEE Power Engineering Winter Meeting*. 2001.
- [32] SILVA, E. L.; MESA, S. E. C.; MOROZOWSKI, M. Transmission access pricing to wheeling transactions: A reliability based approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 13, n. 4, p. 1481–1486, Novembro 1998.
- [33] HUR, D. et al. Transmission embedded cost allocation methodology with consideration of system reliability. *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, v. 151, n. 4, p. 427–432, Julho 2004.
- [34] MAJIDI, M.; GHAZIZADEH, M. S.; AFSHARNIA, S. A novel approach to allocate transmission embedded cost based on mw-mile method under deregulated environment. In: *2008 IEEE Electrical Power & Energy Conference*. 2008.
- [35] YU, C. W.; DAVID, A. K. Integrated approach to transmission services pricing. *IEEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, v. 146, n. 3, p. 255–260, Maio 1999.
- [36] MONSEF, H.; JAEFARI, M. Transmission cost allocation based on use of reliability margin under contingency conditions. *IET Generation, Transmission and Distribution*, v. 3, n. 6, p. 574–585, Julho 2009.
- [37] GU, C.; LI, F.; SONG, Y. Long-run network pricing to facilitate user's different security preference. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 26, n. 4, p. 2408–2416, Novembro 2011.
- [38] SANTOS, B. F.; SALGADO, R. S. Alocação de fluxos e custos do sistema de transmissão via fatores de sensibilidade integrados. In: *The 9th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission*. 2011. p. 1–7.
- [39] SULLIVAN, M. J.; VARDELL, T. Interruption costs, customer satisfaction and expectations for service reliability. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 11, n. 2, p. 989–995, 1996.
- [40] KARIUKI, K. K.; ALLAN, R. N. Evaluation of reliability worth and value of lost load. *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, v. 143, n. 2, p. 171–180, Março 1996.
- [41] KURLINSKI, R. E.; LAVE, L.; ILIC, M. D. Creating reliability choice: How building less reliability into electric power grids could improve the welfare of all customers. In: *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*. 2008. p. 1–8.
- [42] AMINIFAR, F.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; SHAHIDEHPOUR, M. Unit commitment with probabilistic spinning reserve and interruptible load considerations. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 24, n. 1, p. 388–397, Fevereiro 2009.

- [43] HUANG, S.-H. et al. Grid security through load reduction in the ertcot market. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 45, n. 2, p. 555–559, Março-Abril 2009.
- [44] ETO, J. et al. An r&d agenda to enhance electricity system reliability by increasing customer participation in emerging competitive markets. In: *2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*. 2001. v. 1, p. 247–251.
- [45] BOZORG, M.; HAJIPOUR, E.; HOSSEINI, S. H. Interruptible load contracts implementation in stochastic security constrained unit commitment. In: *2010 IEEE 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*. 2010. p. 796–801.
- [46] NG'UNI, A.; TUAN, L. A. Interruptible load and demand response: Worldwide picture and the situation in sweden. In: *38th North American Power Symposium*. Illinois: , 2006. p. 17–19.
- [47] FERRERO, R. W.; SHAHIDEHPOUR, S. M.; RAMESH, V. C. Transaction analysis in deregulated power systems using game theory. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 12, n. 3, p. 1340–1347, Agosto 1997.
- [48] ZIMMERMAN, R. D.; MURILLO-SÁNCHEZ, C. E.; THOMAS, R. J. Matpower: Steady-state operations, planning and analysis tools for power systems research and education. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 26, n. 1, p. 12–19, Fevereiro 2011.