



METODOLOGIA PROBABILÍSTICA E LOCACIONAL PARA A VALORAÇÃO DOS BENEFÍCIOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Amanda Fernandes de Oliveira

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D

Rio de Janeiro
Fevereiro de 2025

METODOLOGIA PROBABILÍSTICA E LOCACIONAL PARA A VALORAÇÃO
DOS BENEFÍCIOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Amanda Fernandes de Oliveira

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO
ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE
ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO
PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU
DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D

Aprovada por: Prof. Carmen Lucia Tancredo Borges, D.Sc.
Prof. Erik Eduardo Rego, D.Sc

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL
FEVEREIRO DE 2025

Fernandes de Oliveira, Amanda

Metodologia probabilística e locacional para a valoração dos benefícios da geração distribuída/Amanda Fernandes de Oliveira. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2025.

XIII, 102 p.: il.; 29, 7cm.

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D

Dissertação (mestrado) – UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia Elétrica, 2025.

Referências Bibliográficas: p. 83 – 85.

1. Recursos energéticos distribuídos. 2. Interface TSO-DSO. 3. Planejamento de sistemas de potência. I. Mosqueira Falcão, Ph.D, Djalma. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

Aos meus pais.

Agradecimentos

Primeiramente, dedico este trabalho aos meus pais, Edina e Sergio por acreditarem nas minhas loucuras e por sempre incentivarem os meus estudos. Dedico também às minhas irmãs, Duda e Claudinha.

Meus agradecimentos ao meu orientador, professor Djalma, pela atenção e oportunidade que me foi concedida. E ao Mario, pela sugestão de tema e pela paciência em compartilhar o seu conhecimento comigo.

Às minhas (eternas) companheiras de trabalho, Martha e Daniela, por me ensinarem tanto sobre resiliência e dedicação para obter um excelente trabalho.

A todos da PSR pela atenção e liberdade que me foi dada para questionar e aprender e em especial, à equipe de Redes, Angela, Silvio, Carolina, Gabriel, Julia, Yasmin, Tati, Lucas e João, pelo ambiente divertido e de cumplicidade. Vocês me ensinam todos os dias a ser uma profissional melhor.

A todos os meus amigos do Rio, em especial: Domenica, Amanda, Valéria e Carolina por se tornarem minha família no Rio de Janeiro e me ajudarem neste longo caminho.

Aos professores da COPPE e à equipe administrativa, por proporcionarem esse ambiente de estudo de alta qualidade mesmo em momentos difíceis e trágicos como a pandemia.

Ao meu namorado Thiago, pela paciência e por não me deixar desistir.

A todos aqueles que contribuíram pela elaboração deste trabalho.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

METODOLOGIA PROBABILÍSTICA E LOCACIONAL PARA A VALORAÇÃO DOS BENEFÍCIOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Amanda Fernandes de Oliveira

Fevereiro/2025

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D

Programa: Engenharia Elétrica

Apresenta-se, nesta tese, uma metodologia para analisar potenciais benefícios e impactos sistêmicos da geração distribuída (GD) na rede de distribuição para comparar com os incentivos fornecidos para esses recursos.

A metodologia proposta permite capturar os benefícios locais e temporais da GD na rede de distribuição e na interface com os sistemas de transmissão. O efeito temporal indica que os benefícios e custos variam ao longo do tempo, dependendo, por exemplo, do portfólio de geração, perfil de demanda e granularidade temporal considerada na simulação. Já o efeito locacional indica que os benefícios da presença de GD podem se relacionar à localização destes na rede de distribuição e na fronteira da transmissão, próximos aos centros de consumo.

A metodologia consiste na otimização da expansão da distribuição para avaliar o trade-off entre comprar a energia do sistema de transmissão e utilizar a energia da GD. Ao final, o benefício da geração distribuída é dado pela diferença do custo de expansão e operativo dos sistemas considerando o caso com a GD e o caso sem a GD.

Essa abordagem é aplicada em um estudo de caso com geração solar e armazenamento distribuído, com um modelo detalhado da rede do Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro e o uso de dados da Base de Dados Georreferenciada (BDGD) da distribuidora.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

PROBABILISTIC AND LOCATIONAL METHODOLOGY FOR VALUING THE BENEFITS OF PHOTOVOLTAIC DISTRIBUTED GENERATION

Amanda Fernandes de Oliveira

February/2025

Advisor: Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D

Department: Electrical Engineering

This thesis presents a methodology to analyze the potential benefits and systemic impacts of distributed generation (DG) on the distribution network, aiming to compare them with the incentives provided for these resources.

The proposed methodology allows for capturing the locational and temporal benefits of DG in the distribution network and at the interface with transmission systems. The temporal effect indicates that benefits and costs vary over time, depending, for example, on the generation portfolio, demand profile, and the temporal granularity considered in the simulation. The locational effect, on the other hand, indicates that the benefits of DG's presence may be related to its location in the distribution network and at the transmission border, near consumption centers.

The methodology involves optimizing distribution expansion to evaluate the trade-off between purchasing energy from the transmission system and using energy from DG. Ultimately, the benefit of distributed generation is determined by the difference in expansion and operational costs of the systems, considering the scenario with DG and the scenario without DG.

This approach is applied to a case study with solar generation and distributed storage, using a detailed model of the Brazilian National Interconnected System (SIN) network and data from the Georeferenced Database (BDGD) of the utility company

Sumário

Lista de Figuras	x
Lista de Tabelas	xiii
1 Introdução	1
1.1 Contexto e relevância	1
1.2 Objetivo	3
1.3 Estrutura da dissertação	3
2 Revisão Bibliográfica	5
2.1 Testes de avaliação de custos e benefícios	7
2.2 Metodologias de quantificação de custos e benefícios dos REDs	12
2.2.1 Avaliação dos serviços de geração	17
2.2.2 Avaliação das perdas técnicas	19
2.2.3 Avaliação dos serviços de transmissão	20
2.2.4 Avaliação dos serviços de distribuição	21
2.2.5 Avaliação dos serviços ancilares	22
2.2.6 Custos ambientais	23
2.3 Modelos de planejamento integrado e com representação dos REDs para avaliação do impacto dos recursos distribuídos	24
3 Fundamentos Teóricos	35
3.1 Características da rede de distribuição	35
3.2 Modelo de planejamento e despacho para sistemas elétricos	36
3.2.1 Módulo de investimento	37
3.2.2 Módulo de operação	37
3.2.3 O problema de planejamento da expansão	38
3.2.4 Representação da incerteza	41
3.2.5 Restrições associadas a rede	41

4	Metodologia para quantificação dos benefícios da geração distribuída	44
4.1	Representação dos serviços da rede de transmissão	46
4.2	Representação da rede de distribuição	47
4.3	Modelo de planejamento proposto	51
5	Resultados e Discussões	55
5.1	Premissas e Base de Dados	55
5.1.1	Sistema N1	56
5.1.2	Sistema N2	59
5.2	Custos de energia e de uso do sistema de transmissão	67
5.3	Caso 1 - Distribuidora Neoenergia Rio Grande do Norte	70
5.3.1	Caso sensibilidade - Avaliação dos sistemas de armazenamento distribuídos	73
5.4	Caso 2 - Distribuidora CEMIG	77
6	Conclusões	80
	Referências Bibliográficas	83
A	Tratamento da Base de Dados Georreferenciada de Distribuição	86

Lista de Figuras

1.1	Criação do marco legal da MMGD no Brasil.	2
2.1	Classificação dos serviços prestados pelos REDs. Fonte: Elaboração Própria	6
2.2	Divisão dos métodos de quantificação dos impactos dos REDs. Fonte: Elaboração Própria	7
2.3	Testes tradicionais para avaliação de custos e benefícios prestados pelos REDs. Fonte: [1]	7
2.4	Características dos REDs a serem contempladas em uma análise de impacto.	12
2.5	Desafios para a análise de impacto dos REDs.	15
2.6	Abordagens para a quantificação do impacto dos REDs.	15
2.7	Métodos para análise do impacto dos serviços de geração prestados pelos REDs.	18
2.8	Métodos para análise do impacto nas perdas técnicas da rede de distribuição e transmissão.	19
2.9	Métodos para análise do impacto dos serviços de transmissão prestados pelos REDs sem simulação computacional.	21
2.10	Métodos para análise do impacto dos serviços de transmissão prestados pelos REDs com simulação computacional.	21
2.11	Métodos para análise do impacto dos serviços ancilares prestados pelos REDs.	22
2.12	Métodos para análise do impacto nas emissões prestados pelos REDs.	23
2.13	Metodologia bottom-up para avaliação dos efeitos dos REDs proposta em [2].	24
2.14	Avaliação custo e benefícios proposta em [2].	25
2.15	Resultado do plano de expansão caso base. Fonte: [3]	29
2.16	Resultado do benefício final e expansão das baterias na rede de distribuição. Fonte: [4].	31
2.17	Estudo de caso com a rede de distribuição de 69 barras. Fonte: [5]	33
2.18	Resumo dos atributos avaliados nos modelos de planejamento.	34

3.1	Otimização do problema de planejamento e otimização por decomposição de Benders - Fonte: [6].	37
3.2	Esquema de blocos para problema de otimização de planejamento e operação.	39
3.3	Solução ótima do problema de expansão. Fonte: [7]	40
3.4	Esquema de blocos para problema de otimização de planejamento e operação estocástico.	41
3.5	Dados do caso exemplo de duas barras.	42
3.6	Resultado do despacho econômico de dois casos com e sem restrição na capacidade das linhas de transmissão.	43
4.1	Representação gráfica da análise da tomada de decisão do modelo. . .	44
4.2	Resumo dos casos a serem analisados para a quantificação do benefício da MMGD no sistema.	45
4.3	Modelagem da compra de serviços da rede de transmissão.	47
4.4	Modelagem da rede de distribuição.	48
4.5	Equivalente de thévenin de alimentadores da rede de média e baixa tensão da distribuição.	49
4.6	Representação dos alimentadores da rede de média e baixa tensão da distribuição	50
4.7	Representação dos alimentadores da rede de média e baixa tensão da distribuição.	51
4.8	Características da MMGD contempladas na metodologia proposta. . .	53
4.9	Resumo dos atributos avaliados com a metodologia proposta versus outros modelos encontrados na literatura.	54
5.1	Potência Instalada do nível N1.	56
5.2	Perfil Horário de Eólicas - TSL.	57
5.3	Demanda horária do nível N1.	57
5.4	Visualização gráfica da rede de transmissão.	58
5.5	Rede de alta e média tensão georreferenciada da Neonergia Rio Grande do Norte e da CEMIG.	60
5.6	Rede equivalente georreferenciada da Neonergia Rio Grande do Norte.	61
5.7	Potência Instalada existente por fonte no nível N2.	62
5.8	MMGD existente na rede das distribuidoras.	63
5.9	Perfil horário das MMGDs - TSL.	64
5.10	Perfil horário da demanda das distribuidoras.	65
5.11	Barras de fronteira entre a transmissão e distribuição.	66
5.12	Custo marginal de operação por submercado.	67
5.13	Tarifa de transmissão por submercado.	68

5.14	Custo marginal de operação por barra de fronteira - NEOE RN.	68
5.15	Tarifa de transmissão por barra de fronteira - NEOE RN.	69
5.16	Custo marginal de operação por barra de fronteira - CEMIG.	69
5.17	Tarifa de transmissão por barra de fronteira - CEMIG.	69
5.18	Custo marginal por barra entre os casos A, B e C - NEOE-RN.	71
5.19	Perdas nos alimentadores para os casos A e B - NEOE-RN.	71
5.20	Perdas nos alimentadores para os casos A e B - NEOE-RN.	72
5.21	Localização da MMGD nas subestações para os casos B e C - NEOE-RN.	73
5.22	Custo marginal por barra entre os casos A, B e BESS - NEOE-RN.	74
5.23	Localização da geração e armazenamento distribuídos para o caso BESS - NEOE-RN.	75
5.24	Localização da geração e armazenamento distribuídos para o caso BESS - NEOE-RN.	76
5.25	Localização da geração e armazenamento distribuídos para o caso BESS - NEOE-RN.	76
5.26	Custo marginal por barra entre os casos A, B e C - CEMIG.	78
5.27	Perdas nos alimentadores para os casos A e B - NEOE-RN.	78
5.28	Localização da MMGD nas subestações para os casos B e C - NEOE-RN.	79

Lista de Tabelas

2.1	Benefícios avaliados nos testes.	9
2.2	Custos avaliados nos testes.	9
5.1	Quantidade de barras, circuitos e alimentadores nas distribuidoras com alimentadores equivalentes.	61
5.2	Projeção da MMGD em MW adotada nos casos contrafactuais.	67
5.3	Resultados do benefício operativo para a distribuidora NEOE-RN.	70
5.4	Resultados do benefício operativo com a inserção de armazenamento para distribuidora NEOE-RN.	74
5.5	Resultados do benefício operativo para a distribuidora CEMIG.	77
A.1	Parâmetros elétricos dos alimentadores da NEOE-RN - Parte 1.	87
A.2	Parâmetros elétricos dos alimentadores da NEOE-RN - Parte 2.	94

Capítulo 1

Introdução

1.1 Contexto e relevância

Os recursos energéticos distribuídos (REDs), incluindo geração distribuída (por exemplo, painéis solares fotovoltaicos, células de combustível, microturbinas), dispositivos de armazenamento de energia elétrica e térmica e demanda de eletricidade flexível ou controlável (também conhecidos como resposta da demanda), estão começando a proliferar em sistemas elétricos ao redor do mundo e em alguns locais já ganhou uma participação relevante da matriz. Com base em [8], os recursos energéticos distribuídos são definidos como qualquer recurso capaz de fornecer serviços de eletricidade localizado na rede de distribuição do sistema de energia.

Tal movimento ocorre através de um suporte de políticas públicas, com esses recursos distribuídos sendo implantados em um contexto com vários fatores significativos de mudança nos sistemas de energia, incluindo o aumento do uso de fontes renováveis de energia variável, como eólica e solar, esforços para descarbonizar o sistema de energia como parte das iniciativas globais de mitigação das mudanças climáticas, e a disseminação de tecnologias de monitoramento, comunicação e controle nos sistemas de distribuição de eletricidade e no uso final [3].

De forma geral, essas tendências apresentam novas opções para a entrega de serviços de eletricidade, mudanças substanciais na composição dos recursos de geração de eletricidade e novos desafios para o planejamento de sistemas de energia e formulação de políticas. Na última década, melhorias nos métodos de planejamento de recursos elétricos ofereceram novas técnicas para melhor incorporar os impactos de recursos renováveis variáveis, os requisitos de flexibilidade operativa e decisões integradas de expansão de transmissão e geração. No entanto, nenhuma técnica atual captura adequadamente o papel e o valor potenciais dos REDs em um contexto holístico de planejamento de sistemas de energia. .

Os custos públicos dessas políticas de fomento de recursos distribuídos não são

insignificantes. O Programa Go Solar California, por exemplo, investiu US\$ 3,35 bilhões de 2007 a 2016 para impulsionar a adoção de 3 GW de energia solar fotovoltaica distribuída no estado da Califórnia. Desde 2010, Massachusetts exige que as concessionárias comprem uma parte de sua eletricidade de projetos solares distribuídos de até 6 MW ainda que os recursos centralizados sejam menos custosos. Os certificados de energia renovável solar (SRECs - Solar Renewable Energy Credit) usados para atender a esse requisito, foram comercializados por US\$ 200 a US\$ 500 por MWh, e a obrigação anual atual de compra de SRECs pelas concessionárias já totalizava quase US\$ 700 milhões em 2018. Esse generoso incentivo – combinado com a medição líquida volumétrica à taxa de varejo completa – impulsionou a implantação de quase 2.5 GW de energia solar distribuída em Massachusetts em julho de 2018, suficiente para suprir cerca de 4% da demanda anual de eletricidade do estado.

No Brasil, a Lei nº 14.300/2022, que criou o Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), estabelece diretrizes para a compensação de energia elétrica aos consumidores que geram sua própria energia por meio de fontes renováveis e injetam o excedente na rede, recebendo créditos que podem ser abatidos em faturas futuras. Assim, a MMGD é definida como geradores renováveis de até 5 MW conectados na rede de distribuição. Essas compensações (também denominadas de esquemas de net-metering) são consideradas subsídios porque, ao permitir que os geradores distribuídos utilizem a infraestrutura de distribuição sem pagar integralmente pelos custos associados (como manutenção da rede e encargos setoriais), cria-se um diferencial tarifário que acaba sendo arcado pelos demais consumidores cativos.

De acordo com o painel de subsidiômetro da ANEEL [9], em 2023, foram pagos 7 bilhões em subsídios para a MMGD e em 2024, esse valor aumentou em mais de 60%, alcançando 11.6 bilhões. Considerando que a produção destas fontes MMGD em 2024 foi estimada em 42 TWh, o subsídio da MMGD em 2024 é de 280 R\$/MWh.

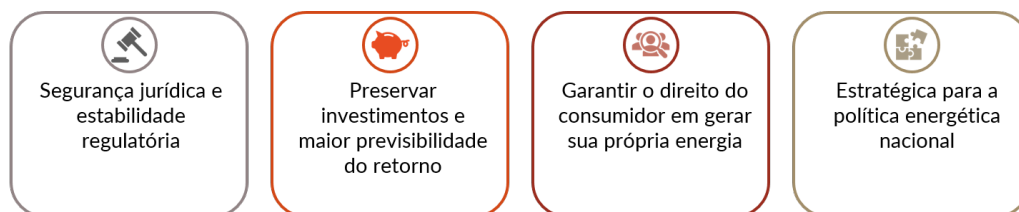


Figura 1.1: Criação do marco legal da MMGD no Brasil.

Com essa política de incentivos, a MMGD está se tornando protagonista da expansão da capacidade instalada no Brasil. Em 2023, pelo terceiro ano seguido, a fonte solar distribuída superou a expansão de todas as demais fontes, em termos

de capacidade instalada e já é atualmente a segunda maior fonte da matriz elétrica brasileira com 35 GW instalados [10].

Neste contexto, uma das perguntas cruciais é se os recursos distribuídos, com mais destaque para a geração distribuída, fornecem valor para o sistema suficiente para justificar sua adoção generalizada.

1.2 Objetivo

A inserção dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) provoca diversas alterações técnicas nos sistemas elétricos que podem acarretar em custos e benefícios econômicos. Em particular no Brasil, os subsídios fornecidos para a micro e minigeração distribuída (MMGD) resultaram em uma expansão exponencial desses recursos (em particular dos sistemas fotovoltaicos) e por consequência em um aumento exponencial dos subsídios pagos pelos demais usuários das redes. Nessa linha, é imprescindível entender os reais benefícios de novos recursos no sistema de modo que não se criem incentivos mal calibrados para o desenvolvimento de tecnologias específicas (incluindo a MMGD), com o risco de elevar a ineficiência do setor, aumento dos custos totais e das distorções na alocação desses custos entre os diversos usuários das redes.

Na literatura, não existe um consenso entre as metodologias e métodos de identificar e quantificar os custos e benefícios dos Recursos Energéticos Distribuídos. Por isso, o objetivo deste trabalho é propor uma metodologia para analisar potenciais benefícios e impactos sistêmicos da geração distribuída nas redes de distribuição que permita comparar com os incentivos fornecidos para esses recursos.

1.3 Estrutura da dissertação

Este trabalho é estruturado em 5 capítulos no qual o presente Capítulo 1 é a introdução.

O Capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica sobre o tema de quantificação dos benefícios e custos dos recursos distribuídos nos sistemas.

O Capítulo 3 tem por objetivo apresentar os conceitos teóricos sobre modelos de planejamento e despacho para sistemas elétricos, além das características da rede de distribuição.

O Capítulo 4 apresenta a metodologia proposta neste estudo para quantificar os benefícios da geração distribuída. São apresentados todos os detalhes da modelagem dos serviços da rede básica e da representação da rede de distribuição para capturar os benefícios desses recursos no sistema através de um modelo de planejamento.

No Capítulo 5, exemplifica-se a metodologia proposta com um estudo de caso para duas distribuidoras de grande porte do Brasil e discute-se sobre os resultados obtidos.

Por fim, o Capítulo 6 apresenta a conclusão do trabalho e sugestões de trabalhos futuros.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

A inserção dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) provocam diversas alterações técnicas nos sistemas elétricos que podem acarretar em custos e benefícios econômicos. Ainda que o enfoque deste trabalho seja em geração distribuída, este capítulo tem o objetivo de identificar os métodos utilizados para quantificar os custos e benefícios sistêmicos da adoção destes recursos, incluindo geração distribuída (GD), armazenamento, resposta da demanda e veículos elétricos.

De acordo com diversos autores, não existe um consenso entre as metodologias e formas de identificar e quantificar os custos e benefícios dos Recursos Energéticos Distribuídos [2][11]. Por exemplo, o US Department of Energy em [11] destaca que não existe uma única metodologia para quantificar os benefícios dos REDs. Da mesma forma, em diversos estudos de caso de resposta da demanda, existe pouca consistência nas modelagens utilizadas e que variam de acordo com as jurisdições norte americanas as quais se aplicam [2].

Para esta revisão, os benefícios e custos dos REDs serão classificados de acordo com os serviços que estes recursos podem prestar ao sistema elétrico. A Figura 2.1 apresenta a classificação dos custos e benefícios em seis grandes grupos:



Figura 2.1: Classificação dos serviços prestados pelos REDs. Fonte: Elaboração Própria

Embora não encontrado um consenso em relação ao melhor método para avaliar os REDs, de forma geral, os métodos podem ser divididos em dois grandes grupos apresentados na Figura 2.2.

O primeiro grupo estima os custos dos recursos distribuídos através de projeção dos gastos para sua implementação e manutenção no sistema, enquanto os benefícios são representados através de “custos evitados” para o sistema em função dos serviços que os REDs podem prover ao sistema. Então, através da razão e/ou diferença dos custos e benefícios avalia-se a atratividade dos REDs. Essa avaliação pode ser desenvolvida sob a perspectiva dos diferentes agentes do sistema (Distribuidora, usuários do sistema que aderem a recursos distribuídos, demais consumidores, entre outros).

O segundo grupo propõe que a avaliação dos custos e benefícios dos REDs seja feita integrando estes recursos ao sistema elétrico nas avaliações do planejamento e operação. Assim, metodologias são propostas na literatura, contemplando explicitamente o cálculo de custos e benefícios de REDs no sistema elétrico.

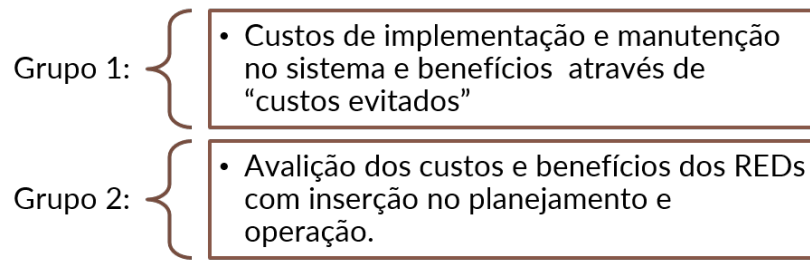


Figura 2.2: Divisão dos métodos de quantificação dos impactos dos REDs. Fonte: Elaboração Própria

2.1 Testes de avaliação de custos e benefícios

T. Woolf, E. Malone, L. Schwartz e J. Shenot em [1] propõe uma estrutura para avaliar os custos e benefícios da Resposta da Demanda com base no “Manual de Prática” (Standard Practice Manual) desenvolvido pela California Public Utility Commission em 1983 para análise dos custos e benefícios de eficiência energética (neste caso, com algumas modificações para se adequar as análises de recursos energéticos distribuídos).

A avaliação dos custos e benefícios é realizada através da razão benefício/custo e do cálculo do benefício líquido, definido pela diferença entre os benefícios e custos totais decorrentes de medidas e programas de resposta da demanda. O ideal é que a razão benefício custo seja maior do que 1.0 de modo que os benefícios sejam maiores que os custos incorridos pela atividade.

Cinco testes para avaliação do custo-benefício são indicados em [1]. Esses testes diferem-se principalmente pela análise de custo-benefício em diferentes perspectivas, isto é, sob ponto de vista de diferentes partes. Os testes propõem estruturas em vista dos usuários que aderem à utilização de recursos energéticos distribuídos; consumidores que pagam regularmente tarifas de energia; das distribuidoras e da sociedade como um todo. Os cinco testes são apresentados na Figura 2.3 por ordem de complexidade.

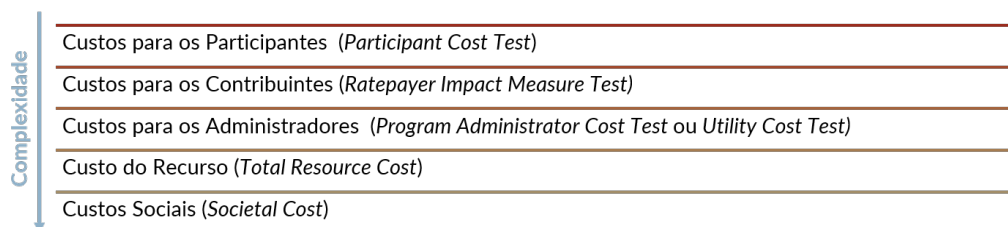


Figura 2.3: Testes tradicionais para avaliação de custos e benefícios prestados pelos REDs. Fonte: [1]

A estrutura de teste que avalia os “Custos para os Participantes” (*Participant Cost Test*) analisa os custos e benefícios sob a perspectiva dos usuários que optam por adotar recursos energéticos distribuídos. Neste caso, os benefícios são compostos principalmente por reduções na conta de energia e gastos dos usuários, considerando os incentivos que estimulam a adoção dos recursos. No caso de veículos elétricos, por exemplo, entre os benefícios destacam-se economias com combustíveis e com manutenção dos veículos [12]. Entre os custos destacam-se os gastos do participante com compra e instalação de equipamentos. No caso de veículos elétricos, entre os custos está o preço de adquirir o veículo. Essa metodologia de avaliação pode contribuir para indicar os usuários com maior potencial de adotar os REDs, já que pode ser entendido como um método para quantificar o retorno dos investimentos destes recursos.

O teste que avalia os “Custos para os Contribuintes” (*Ratepayer Impact Measure Test*) objetiva analisar se os custos e benefícios resultantes de aderir a programas de resposta da demanda ou, de forma geral, instalação de REDs, afetam a tarifa de energia a ser paga pelos consumidores. Dessa forma, o resultado deste teste fornece uma indicação dos impactos de REDs em todos os contribuintes, inclusive aos que não aderem às iniciativas. Este teste contempla entre os custos, os gastos de administrar, manter e operar REDs e programas pilotos, além da possível perda de receita das distribuidoras que será arcada pelos demais usuários. Entre os benefícios, são incluídos custos evitados de geração, transmissão e distribuição com a presença de REDs. Este teste é o que mais limita e traz prejuízos para a atratividade de REDs já que a perda de receita de concessionárias pode ser traduzida em grandes custos nesta avaliação.

A análise através do teste de “Custos para os administradores” (*Program Administrator Cost Test ou Utility Cost Test*) contempla os custos e benefícios de forma similar à análise do ponto de vista dos contribuintes, porém não inclui a perda de receita das concessionárias nos custos. Esta estrutura de análise na verdade identifica, do ponto de vista da distribuidora, se os benefícios obtidos com a implantação de REDs são suficientes para compensar os custos. Esta análise não objetiva avaliar lucros obtidos pelas distribuidoras. Por isso este teste é também comumente chamado de “*Utility Cost Test*”.

O “Custo do Recurso” (*Total Resource Cost*) analisa os custos e benefícios que são percebidos por todos os consumidores que recebem energia da concessionária, incluindo ou não os que adotam recursos energéticos distribuídos.

De forma similar à análise por meio do “Custo do Recurso”, a análise dos “Custos Sociais” (*Societal Cost*) também avalia os custos e benefícios do ponto de vista de todos os consumidores, porém acrescenta também externalidades que representam impactos para toda a sociedade. Entre as externalidades estão benefícios decorrentes

da redução de poluição ou de impactos naturais em função de investimentos evitados em geração, distribuição e transmissão. Este teste corresponde à forma mais abrangente de análise já que considera todos os efeitos dos REDs. Entretanto, por ser genérico, alguns efeitos são mais difíceis de ser mensurados e quantificados.

De uma forma geral, o teste Custos para os Participantes apresenta uma perspectiva mais reduzida do impacto dos REDs enquanto o teste Custos Sociais apresenta uma perspectiva mais geral com benefícios mais difíceis de serem quantificados. As Tabelas 2.1 e 2.2 apresentam um resumo dos componentes de cada um desses testes com base no “Manual de Prática” (*Standard Practice Manual*)[1].

Tabela 2.1: Benefícios avaliados nos testes.

Benefícios:	Teste do Participante	Contribuente	Administradores	Recurso	Sociais
Economia na conta de luz	Sim	-	-	-	-
Custo evitado de energia	-	Sim	Sim	Sim	Sim
Custo evitado de capacidade	-	Sim	Sim	Sim	Sim
Custo evitado de investimento em fio	-	Sim	Sim	Sim	Sim
Impacto no preço do mercado atacadista	-	Sim	Sim	Sim	Sim
Custo evitado com conformidade ambiental	-	Sim	Sim	Sim	Sim
Benefícios não energéticos (dos administradores)	-	Sim	Sim	Sim	Sim
Benefícios não energéticos (dos participantes)	Sim	-	-	Sim	Sim
Benefícios não energéticos (da sociedade)	-	-	-	Sim	Sim

Tabela 2.2: Custos avaliados nos testes.

Custos:	Teste do Participante	Contribuente	Administradores	Recurso	Sociais
Custos de administração	-	Sim	Sim	Sim	Sim
Programa de incentivo financeiro	-	Sim	Sim	Sim	Sim
Contribuição do participante	Sim	-	-	Sim	Sim
Custos não energéticos	-	Sim	Sim	Sim	Sim
Perda de receita do administrador	-	Sim	-	-	-

Dentre estes cinco testes, comumente mencionados na literatura como “testes

tradicionais”, os mais utilizados são os testes “Custo do Recurso”, “Custos Sociais” e “Custos para os Administradores” contudo, a escolha de quais perspectivas são analisadas, ou seja, quais testes são aplicados, varia para cada programa. Por exemplos, a Califórnia instrui que as distribuidoras façam o teste dos Custos Sociais como uma primeira análise e que também apliquem os testes do Custo Total dos Recursos e Custo para os Contribuintes em um segundo momento para todos os REDs. Em Nova Iorque, a recomendação é aplicar os testes dos custos e benefícios com a perspectiva da sociedade, administradores e contribuintes para avaliar o valor proposto dos REDs e programas de eficiência energética ao elaborar esquemas de compensação para esses recursos [13]. Entretanto, de acordo com [14] e [15] diversas jurisdições nos Estados Unidos tiveram dificuldade em identificar quais custos e benefícios deveriam ser incluídos nas avaliações e em como quantificá-los. Em alguns casos os testes eram enviesados e parciais já que alguns benefícios mais difíceis de calcular não eram contemplados, enquanto todos os custos eram incluídos, conduzindo, portanto, a resultados tendenciosos.

Em virtude da dificuldade enfrentada pelas jurisdições, os resultados de testes por vezes não eram comparáveis. Em algumas situações, por exemplo, um estado realizava um teste do tipo “Custo do Recurso” que mais se aproximava do teste “Custo Social” ao incluir na avaliação os custos ambientais.

Nesse contexto, uma estrutura de teste foi proposta no “National Efficiency Screening Project” (NESP) e publicado no “National Standard Practice Manual” (NSPM)[15] sob a perspectiva do regulador e de instituições (ou agentes) que avaliam opções de investimentos em novos recursos.

O NSPM fornece um guia para jurisdições realizarem testes de análise de custo-benefício adaptando-os conforme as particularidades e diretivas específicas de cada programa. Os testes resultantes da aplicação do guia são chamados de “Teste do Valor do Recurso” (Resource Value Test - RVT) e incluem a análise de custo-benefício do ponto de vista do regulador, que além de avaliar gastos e custos evitados, verifica se a implantação do novo recurso atende a objetivos e metas políticas. Dessa forma, RVT é um teste mais dinâmico e flexível se comparado aos testes tradicionais já que permite que jurisdições adaptem as análises em função de objetivos específicos. Segundo [15], o RVT deve servir de teste inicial para avaliação de custos e benefícios e pode ser complementado pelos testes tradicionais.

Embora o NSPM tenha sido inicialmente proposto com propósito de permitir uma avaliação equilibrada de custos e benefícios para recursos de eficiência energética, esta estrutura pode servir de base para o desenvolvimento das análises em todos os tipos de REDs.

O guia proposto em NSPM propõe a análise em sete passos que consistem na:

- Passo 1: Identificação dos objetivos políticos aplicáveis com adoção do recurso;

- Passo 2: Inclusão dos custos e benefícios para as concessionárias;
- Passo 3: Seleção de custos e benefícios não percebidos pelas concessionárias;
- Passo 4: Inspeção da "simetria" na avaliação;
- Passo 5: Adoção de análise incremental e prospectiva;
- Passo 6: Aplicação de metodologias que contabilizem os impactos dos recursos;
- Passo 7: Garantia de transparência na avaliação.

No passo 1, Os objetivos políticos geralmente são estabelecidos de acordo com as regulações, planos e diretrizes de governo. Podem incluir, por exemplo, proteção a população de baixa renda, definição de meta de participação de geração renovável não convencional e/ou inserção de recursos energéticos distribuídos na matriz, metas climáticas (redução de emissão de gases de efeito estufa), dentre outros.

No passo 2, o levantamento dos custos e benefícios do ponto de vista das distribuidoras são elencados. Entre os possíveis custos estão gastos com investimentos que viabilizem novos recursos, administração de programas com os novos recursos, medição, avaliação e verificação de dados. Entre os benefícios podem estar custos evitados em transmissão, distribuição, capacidade de geração, serviços ancilares ancilares, entre outros.

O passo 3 deve identificar quais os custos e benefícios, além dos percebidos pelas concessionárias e identificados no passo 2, devem ser incluídos na avaliação do recurso. É importante destacar que esta seleção deve estar baseada e alinhada aos objetivos políticos identificados no Passo 1. Esses custos, podem ser, por exemplo, custos de emissão de CO_2 , impactos no desenvolvimento econômico e de empregos, redução na importação de combustíveis de outros estados/países.

O passo 4 deve analisar se todos os custos e benefícios estão sendo contemplados no teste para evitar que o resultado da análise de custo-benefício de um recurso seja tendencioso, e não reflita o real impacto da adoção do recurso.

Para o passo 5, o conceito de “incremental” se relaciona a garantir que a análise contemple nos custos e benefícios somente os efeitos que são consequentes e resultantes da adoção do recurso. Além disso, este passo visa garantir uma análise prospectiva, isto é, que inclua custos e benefícios que serão percebidos no longo prazo. Os efeitos futuros devem ser considerados nesta análise pois, os reguladores devem proteger os consumidores e planejadores devem sugerir expansões que resultem em sistemas confiáveis e com baixos custos aos consumidores.

Destaca-se ainda que é importante que custos anteriores aos recursos, ou “custos afundados”, não sejam incluídos acidentalmente na avaliação de custos dos recursos.

Considere, por exemplo, que um transformador da rede de distribuição estava sobrecarregado com a necessidade da instalação de um novo equipamento. Agora, ao alocar uma geração distribuída fotovoltaica na região, contribua para suprimento da energia local de tal forma a reduzir o carregamento nos circuitos e evitar sobrecarga nos equipamentos. Na análise de custo-benefício da GD, o custo do transformador instalado a priori e que ainda precisa ser recuperado pela concessionária não deve ser contemplado como um custo na avaliação de custo-benefício já que não corresponde a um custo decorrente da instalação deste recurso distribuído.

O passo 6 objetiva certificar que os custos e benefícios identificados pela jurisdição possam ser monetizados, ou seja, que possam ter um valor associado.

No passo 7, a transparência na definição das premissas resultados da avaliação dos custos e benefícios é essencial para que todos os interessados possam avaliá-la e contribuir com comentários e sugestões.

Estes sete passos permitem às jurisdições definirem seus próprios testes para avaliação dos custos e benefícios. Embora estes passos sejam genéricos, eles foram desenvolvidos principalmente voltados para análise de medidas de eficiência energética. Dessa forma, algumas adaptações podem ser necessárias para contemplar características próprias de REDs na avaliação de custo-benefício. É o caso, por exemplo, de considerar o efeito locacional e temporal de REDs ou efeito sinérgico de REDs em proporcionar maiores benefícios.

2.2 Metodologias de quantificação de custos e benefícios dos REDs

A relevância de considerar efeito locacional, temporal e possibilidade de sinergia entre os REDs é destacada em diversas referências [2] [16]. O efeito temporal indica que os benefícios (e custos) dos REDs variam ao longo do tempo, em função, por exemplo do mix de geração, demanda e granularidade considerada na avaliação (anual, sazonal, horária, outras). O efeito locacional indica que os benefícios e custos decorrentes da presença de REDs podem se relacionar à localização destes recursos na rede de distribuição.

Efeito locacional



Efeito Temporal



Sinergia entre os REDs



Figura 2.4: Características dos REDs a serem contempladas em uma análise de impacto.

Neste contexto, o Lawrence Berkeley National Laboratory desenvolveu uma estrutura que permite analisar os REDs em três possíveis níveis, contemplando os impactos temporais e locais. Na estrutura proposta, a análise em cada um dos três níveis difere-se pelo número e modelagem de REDs analisados.

A avaliação no nível 1 considera apenas avaliação de custos e benefícios de um RED, enquanto no nível 2 se avaliam dois ou mais REDs. A análise no nível 2 permite verificar se a presença de dois ou mais REDs em conjunto aumentam ou diminuem os custos e benefícios, em comparação à adoção de um dos REDs individualmente. No nível 3 também é avaliada a integração de dois ou mais REDs.

Na estrutura proposta, a análise em cada um dos três níveis difere-se pelo número de REDs analisado e modelagem dos REDs de forma integrada ao sistema elétrico. A avaliação no nível 1 considera apenas avaliação de custos e benefícios de um RED, enquanto no nível 2 se avaliam dois ou mais REDs. A análise no nível 2 permite verificar se a presença de dois ou mais REDs em conjunto aumentam ou diminuem os custos e benefícios, em comparação à adoção de um dos REDs individualmente. No nível 3 também é avaliada a integração de dois ou mais REDs, mas, além disso, avalia os efeitos dos REDs nos sistemas elétricos. O nível 3 é o único nível que identifica um mix ótimo de recursos no sistema contemplando REDs. Em todos os níveis de análise, considera-se uma avaliação temporal que pode ou não contemplar análises locais.

A análise no nível 1 consiste na avaliação de somente um RED e, considera que os recursos do sistema são fixos, i.e., não alteram em função da quantidade de REDs. Além disso, considera que os custos que podem ser evitados com a presença de REDs são fixos e definidos a priori. No caso de jurisdições com estruturas verticalizadas, os custos evitados em termos de energia são tipicamente representados pelo custo anualizado de uma nova usina. No caso de mercados de eletricidade centralizados (PJM, MISO), os custos evitados são representados por custos projetados nos mercados de energia, capacidade, serviços auxiliares. Esses custos devem ser devidamente discretizados, variando de forma horária para contemplar diferenças nos custos entre os horários de ponta e fora de ponta, por exemplo.

Dessa forma, na análise no nível 1, presume-se que o potencial dos REDs não altera de forma significativa a data de entrada em operação, quantidade e tipos de recursos no sistema. Análises no nível 1 podem ser utilizadas como primeira avaliação do potencial de adoção dos REDs. Além disso, permitem indicar a necessidade de maiores incentivos para estimular uma tecnologia e atender diretrizes e metas políticas e/ou regulatórias.

A análise no nível 2 permite avaliar múltiplos REDs e contemplar os efeitos da adoção de REDs em conjunto. Considera também a premissa de que custos evitados e recursos do sistema são fixos, i.e., não alteram em função da penetração de REDs.

Um exemplo de análise integrada de REDs, é avaliação em conjunto de eficiência energética- resposta da demanda, e baterias - geração distribuída.

A análise no nível 3 considera a integração de múltiplos REDs entre si e a integração dos REDs com o sistema elétrico. Neste caso, utiliza-se um modelo de expansão para definir o portfólio ótimo dos recursos do sistema, os recursos a serem instalados, quantidade e data de entrada em operação em função das necessidades sistêmicas, avaliando em um mesmo modelo a necessidade de recursos centralizados e distribuídos. Na avaliação no nível 3, os REDs são contemplados como recursos candidatos na expansão do sistema. Desta forma, ao contrário das análises realizadas nos níveis 1 e 2, este nível otimiza os recursos do sistema e, projeta diferentes valores de custos evitados pois, o portfólio é definido considerando uma maior variedade de recursos capazes de prover os serviços para o sistema.

A análise integrada de REDs ao sistema permite analisar o sistema de forma conjunta e obter um portfólio ótimo de fontes, contemplando os efeitos dos REDs. Entretanto, requer que sejam definidos modelos para representação dos REDs, mais dados e informações além de modelos de otimização mais sofisticados.

A análise integrada dos REDs no planejamento permite identificar o mix de recursos que resultam em menores custos para o sistema, contemplando os benefícios e custos que os recursos distribuídos podem prover aos sistemas elétricos. Entretanto, muitos estudos ainda consideram avaliações no âmbito dos níveis 1 e 2, considerando que os custos para avaliar os benefícios e custos dos REDs são definidos a priori.

A representação dos REDs de forma exógena nos estudos de planejamento dos sistemas elétricos, embora seja mais simples, não permite que os serviços que podem ser providos pelos REDs possam “competir” com os fornecidos por fontes conectadas à rede de transmissão, e expandidos centralizadamente. Assim, abordagens exógenas não permitem a obtenção de um mix ótimo de recursos para o sistema.

Idealmente os modelos de planejamento da expansão devem considerar uma representação endógena dos recursos distribuídos de modo a se obter um mix de expansão que minimize os custos totais do sistema. Entretanto, a modelagem endógena apresenta uma série de desafios. Além disso, o planejamento considerando redes de transmissão e distribuição pode ser desafiador não só pela dimensão do problema e tamanho das redes elétricas dos sistemas, mas também pela necessidade de acoplamento das redes que apresentam características distintas. Por exemplo, a avaliação do fluxo de potência na rede de distribuição requer a utilização de um fluxo de potência trifásico, enquanto as redes de transmissão podem ser aproximadas por redes de sequência positiva. Destaca-se ainda como desafio que alguns países e jurisdições apresentam horizontes de planejamento distintos de geração, transmissão e distribuição e avaliados por diferentes entidades.

Nesse contexto, uma abordagem intermediária à endógena e exógena pode ser

considerada no planejamento da expansão e que é corresponde à utilização de modelos mistos.



Figura 2.5: Desafios para a análise de impacto dos REDs.

Outra discussão relevante destacada na literatura é em quais unidades devem ser contabilizados os custos e benefícios dos REDs [1] [17]. Os autores em [1] sugerem a monetização como a melhor abordagem para contabilizar os impactos dos REDs, devendo ser a escolhida sempre que possível. Contudo, quando o custo ou o benefício não pode ser diretamente monetizado, o estudo propõe outras abordagens como aproximações e benchmarks, conforme apresentado na Figura 2.6.

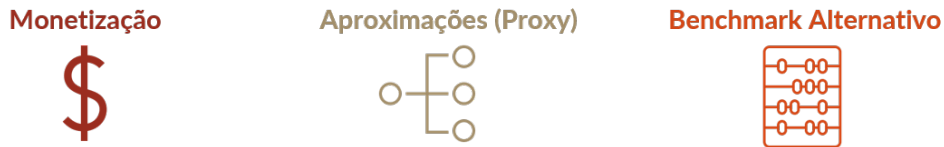


Figura 2.6: Abordagens para a quantificação do impacto dos REDs.

Em relação a monetização, a valoração dos serviços dos REDs costuma ser quantificada através do custo evitado pela presença desses recursos. Estes valores são comumente definidos através de projeções de preços de mercados ou de recursos marginais, e em alguns casos definidos por diretrizes regulatórias ou com auxílio de estudos específicos, como estudos de planejamento e de programação de despacho dos sistemas. Com a valoração por preços de mercado, o valor dos diferentes serviços que podem ser providos pelos REDs, como por exemplo, serviços ancilares, de energia e capacidade são obtidos através de projeção dos custos destes serviços nos diferentes mercados, isto é, através de um processo competitivo. Neste sentido, o custo do recurso mais caro que oferece uma oferta no mercado e é aceito para prover o serviço é utilizado para definir o valor do custo evitado. Em outras palavras, considera-se o preço do mercado para definir o valor do custo evitado.

Também é possível realizar a valoração do custo evitado utilizado no cálculo do benefício dos REDs pelo custo do recurso capaz de prover o mesmo serviço para o sistema. Neste caso, considera-se que caso não houvesse a adoção de REDs, o recurso aproximado seria o mais eficiente para ser utilizado e prover o serviço ao sistema. Na Califórnia, por exemplo, até 2019 o custo evitado de energia, calculado através da

Calculadora de Custos Evitados (**Avoided Cost Calculator - ACC**), era com base no custo de térmicas a gás de ciclo combinado. No caso de custos de investimento em transmissão ou distribuição evitados com a presença de REDs, pode-se basear em preços históricos para aumento de capacidade no estado ou região [18].

Os proxies são pontuados como a primeira abordagem após a monetização. A principal vantagem de utilizar o proxy é que ele traduz o impacto qualitativo em termos monetários que podem ser adicionados a outros valores para compor o benefício/custo final do RED. Os tipos de proxy incluem multiplicadores de custo evitado (por exemplo, acréscimos em porcentagem do custo/benefício), multiplicadores em termos de eletricidade (\$/MWh) e outros multiplicadores como \$/MW e \$/MMBtu.

Os multiplicadores de custo evitado permitem aproximar o valor não monetário dos impactos do REDs em um custo evitado facilmente quantificado. Dessa forma, é possível aumentar o custo evitado com os REDs por uma porcentagem pré-estabelecida. Neste caso, a definição de um proxy e o seu valor deve ser baseada em informações disponíveis e não se deve adotar valores arbitrários.

Os multiplicadores em termos de eletricidade (\$/MWh) permitem aproximar os impactos não monetários em relação a quantidade de energia gerada ou economizada pela presença do RED. Contudo, para alguns REDs que fornecem primariamente capacidade ao invés de energia, por exemplo, alguns programas de resposta da demanda, os multiplicadores em termos de eletricidade não são adequados. Neste caso, outros multiplicadores como \$/MW, \$/MMBtu e \$/Unidade podem capturar melhor o benefício a ser mensurado. Por exemplo, para mensurar o serviço de capacidade entregue por um RED ou até mesmo a economia em combustíveis.

Além disso, os valores de proxy podem ser desenvolvidos para diferentes níveis de granularidade como um único proxy a ser aplicado para todo o portfólio de recursos ou diferentes proxies para cada impacto distinto. Dessa forma, os proxies podem ser divididos nos seguintes níveis de detalhe:

- Nível de portfólio: desenvolve-se um único proxy por impacto a ser aplicado para todos os REDs. É o nível menos detalhado e acurado e não é possível capturar diferenças significativas entre os impactos para os distintos tipos de REDs;
- Nível de recurso: desenvolve-se um proxy por impacto a ser aplicado separadamente para cada tipo de RED. Com isso, já é possível capturar como um impacto varia significativamente entre os REDs;
- Nível de setor: desenvolve-se um proxy para cada impacto e para cada classe de consumo (por exemplo, residencial, baixa-renda, comercial, industrial e rural). Dessa forma, captura-se como o RED impacta cada setor;

- Nível de impacto: desenvolve-se um proxy para cada impacto considerando o contexto completo do RED como o setor de aplicação e o recurso. Dessa forma, é o nível mais detalhado e acurado que os outros listados acima.

Na ausência de valores monetários ou proxies, os benefícios relevantes podem ser contabilizados usando benchmarks alternativos. Essa abordagem permite que os programas de REDs ou um planejamento com a inserção desses ativos sejam considerados eficazes em termos de custo, com razões de custo-benefício pré-determinadas que são menores (ou maiores) que 1. Dessa forma, considerando que existem benefícios não-monetizados, realiza-se o cálculo da razão entre benefício e custo considerando apenas os impactos monetizados e estabelece-se um benchmark menor que 1 para essa razão e com isso determinar a efetividade econômica do cenário analisado.

Por exemplo, em Washington existia uma política em que programas energéticos com uma quantidade significativa de benefícios não monetizados são considerados efetivos economicamente, ou seja, resultam em mais benefícios que custos se a razão entre benefício e custo monetizados fossem maior do que 0.667 [19].

A seguir, apresenta-se um resumo de métodos encontrados na literatura, baseados nas metodologias discutidas anteriormente, separados pelos serviços que os REDs prestam.

2.2.1 Avaliação dos serviços de geração

Diversos frameworks de análise custo-benefício destacam a relevância de avaliar os custos evitados com geração, transmissão e distribuição dada a inserção dos REDs. Inclusive, a literatura sugere que a maior parte dos benefícios dos REDs são encontrados na geração e transmissão [20]. Os métodos utilizados para a valoração nesses segmentos são principalmente baseados no custo evitado e comparando cenários alternativos com e sem a presença dos REDs.

Em [13], destaca-se que o mercado atacadista de energia permite uma análise monetária do valor do RED em função do custo evitado ao sistema. Dessa forma, sugere-se utilizar preços marginais locais que permitem refletir três custos: geração, congestão e perdas para calcular o custo evitado com a presença de RED. Ao definir que um RED consiga atender o sistema naquele horário e local do preço do mercado atacadista, o benefício do RED é igual a esse preço.

Além disso, para calcular o custo evitado com a capacidade de geração, propõe-se a análise de três dados:

- A capacidade efetiva do RED em determinados períodos como no momento da ponta de uma determinada região;
- Capacidade necessária do sistema ao longo do tempo;

- Valor esperado da capacidade futura com base nos preços do mercado atacadista.

Dessa forma, para locais com mercado atacadista de capacidade, o custo evitado do RED devido ao atendimento de demanda seria calculado com os dados citados.

No estudo do NREL [21], os autores definem diversos métodos para analisar o custo/benefício da geração distribuída fotovoltaica (GDFV). Neste estudo, a análise do benefício da energia fornecida pela GDFV é baseada em determinar o gerador marginal deslocado quando a GDFV atende ao sistema. Dessa forma, o benefício da GDFV em termos de energia é deslocar o gerador mais caro do sistema. Para esse cálculo, definem-se cinco métodos distintos apresentados a seguir na ordem de menor a maior complexidade de aplicação na Figura 2.7



Figura 2.7: Métodos para análise do impacto dos serviços de geração prestados pelos REDs.

1. Geração evitada simples – assume-se que a GDFV desloca sempre o gerador mais caro do sistema. Esta alternativa não utiliza de simulações e contas; é importante destacar que esse método é melhor aplicado em sistemas termelétricos em que se possui o custo do combustível de forma direta;
2. Geração evitada composta – assume-se que a GDFV desloca um mix de geradores marginais de forma que o benefício final é calculado através da média ponderada do custo de geração desses geradores;
3. Preço do Mercado Atacadista – utilizando dados históricos do preço marginal locacional dos sistemas ou o preço de energia marginal do sistema. Alternativa similar foi proposta em [13];
4. Despacho simples – realiza-se uma simulação de despacho do sistema considerando a presença do GDFV e compara com o despacho sem o gerador distribuído. Neste método, o despacho considera apenas o custo de geração

dos geradores sem levar em conta as restrições do sistema como congestionamento e poderia ser tão simples quanto contas realizadas em uma planilha considerando os custos dos geradores e o perfil da demanda;

5. Simulação da operação – o último método envolve uma simulação completa da operação do sistema. Ou seja, realiza-se uma simulação do Sistema conforme ocorre no planejamento comparando a simulação com e sem a presença de GDFV para calcular o benefício econômico em termos de custos de atendimento da carga em cada simulação.

2.2.2 Avaliação das perdas técnicas

Do ponto de vista das perdas na rede elétrica (transmissão e distribuição), [21] indica quatro maneiras para avaliar o impacto da GDFV nas perdas do sistema, mas que podem ser aplicados para outros REDs. As alternativas propostas em [21] são indicadas na Figura 2.8.

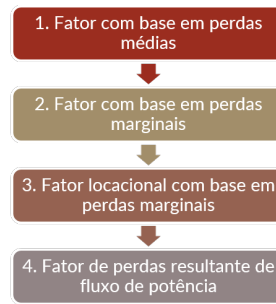


Figura 2.8: Métodos para análise do impacto nas perdas técnicas da rede de distribuição e transmissão.

1. A primeira maneira, e mais simples, consiste em considerar que as perdas médias na transmissão e distribuição reduzem em um determinado fator com a presença de REDs. Em alguns casos se utilizam fatores distintos para horários de ponta e fora de ponta. Entretanto, como as perdas podem variar significativamente em diferentes regiões da rede e em diferentes instantes, a utilização de um fator médio de perdas tende a distorcer o benefício (ou custo) que o recurso traz para o sistema;
2. A segunda alternativa sugere que sejam utilizadas as perdas marginais ao invés das perdas médias para avaliação do impacto da GDFV nas perdas (ou REDs de forma geral). De acordo com [15] as perdas marginais são tipicamente 1.5 vezes maiores do que as perdas médias. Esta abordagem indica que curvas (não lineares) para aproximar as perdas em função da demanda líquida do sistema podem ser utilizadas para identificar fatores de perdas marginais;

3. Com o objetivo de verificar os diferentes valores de perdas em distintas regiões da rede, a terceira metodologia propõe que as curvas de perdas em função da demanda sejam desenvolvidas para distintas localizações do sistema. Dessa forma, a terceira alternativa pode ser entendida como uma extensão da segunda, na medida em que propõe que a análise proposta na segunda abordagem seja aplicada de forma locacional. De forma similar, [13] indica que as análises de perdas na rede elétrica são mais precisas quando contemplam perdas marginais em diferentes zonas ou nós da rede, em diferentes períodos (diários ou sazonais);
4. A última alternativa envolve simular fluxos de potências para as redes de transmissão e distribuição, correspondendo a uma alternativa de análise mais precisa e por outro lado, maior esforço computacional.

Uma vez identificado como os REDs podem impactar nas perdas do sistema, as perdas devem ser valoradas. De acordo com o NREL em [2] e [22], as perdas são tratadas como benefícios (ou custos) indiretos já que impactam em outros benefícios (ou custos) proporcionados ao sistema, incluindo efeitos nos serviços de geração, capacidade e impactos ambientais. Desta forma, as perdas são muitas vezes contempladas como multiplicadores na avaliação de custo e benefício que podem ser obtidos conforme uma das quatro maneiras descritas anteriormente.

No estudo [15] de avaliação de custos e benefícios de geração solar fotovoltaica, considera-se o multiplicador de 4.5% para representar as perdas marginais evitadas na transmissão com a presença de GDFV. Este fator é aplicado sobre diferentes custos, como por exemplo, custo evitado de energia, capacidade de geração e transmissão para monetizar o impacto do RED nas perdas técnicas do sistema. O valor obtido das perdas é então considerado na análise de custo e benefícios.

2.2.3 Avaliação dos serviços de transmissão

Para a análise do custo evitado de investimentos em transmissão, [13] sugere estimar a relação entre a expansão de capacidade de transmissão planejada com as receitas requeridas através de análises de regressão e estimar a necessidade de investimentos em transmissão com o aumento da carga. Dessa forma, estimando o aumento de carga evitado com a presença de RED, estima-se o custo evitado com a expansão de transmissão. Neste estudo, os custos evitados de curto prazo na transmissão como congestionamento e perdas já estão refletidos na análise do preço marginal locacional do mercado atacadista.

Em [2], para a análise do benefício da GDFV na rede de transmissão, propõe-se três métodos para estimar esse benefício. O primeiro é relacionado ao custo

evitado de congestionamento utilizando a diferença dos custos marginais locais com e sem a presença da geração distribuída. O segundo método é realizar um planejamento do sistema de transmissão considerando um cenário sem o recurso e um cenário com o recurso distribuído. Por fim, o terceiro método é o mais complexo envolve utilizar uma ferramenta de co-otimização entre a expansão do sistema de transmissão e sistema de geração considerando alternativas non-wire de forma que o gerador distribuído passa a ser visto como uma alternativa non-wire.

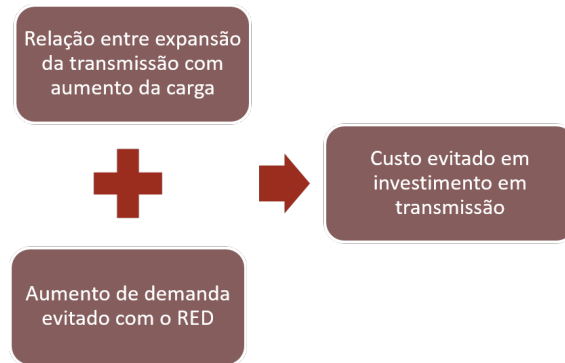


Figura 2.9: Métodos para análise do impacto dos serviços de transmissão prestados pelos REDs sem simulação computacional.



Figura 2.10: Métodos para análise do impacto dos serviços de transmissão prestados pelos REDs com simulação computacional.

2.2.4 Avaliação dos serviços de distribuição

Para avaliação da infraestrutura de distribuição, [13] propõe uma análise dos custos marginais para expansão da distribuição divididos em 5 centros de custos, baseado no estudo [23]. Esses centros de custos são: transmissão, alimentador primário,

alimentador secundário, subestação e transformador de distribuição. Neste estudo, avalia-se a necessidade de investimentos em distribuição para cada um dos 50 alimentadores que atendem a distribuição de alguns condados no estado de Nova Iorque.

O estudo [21] também propõe algumas alternativas para mensurar o impacto da GDFV na distribuição avaliando não só os benefícios, mas também os custos extras que podem ser incorridos na rede para acomodar a geração distribuída. A primeira alternativa é avaliar a média de investimento postergado com a redução da demanda de ponta. A segunda alternativa e mais complexa é utilizar de modelos de otimização da expansão da distribuição e comparar a necessidade de investimentos para diferentes cenários de penetração de GDFV.

2.2.5 Avaliação dos serviços ancilares

O estudo do NREL [2] considera duas categorias de serviços ancilares que são afetados com a presença de GDFV, reserva operativa e controle de tensão (incluindo o fornecimento de energia reativa). Neste relatório, propõe-se três alternativas para estimar o valor dos serviços ancilares para a análise de custo-benefício de GDFV, mas que pode ser estendido para outros REDs. As três alternativas são apresentadas na Figura 2.11.



Figura 2.11: Métodos para análise do impacto dos serviços ancilares prestados pelos REDs.

1. Assumir nenhum impacto – este caso envolve assumir que a penetração de RED é insignificante para refletir em impactos nos serviços ancilares;
2. Método simples baseado em custo – estima mudanças no requerimento de serviços ancilares e aplica custos estimados ou os preços no mercado para os serviços correspondentes;
3. Análise custo-benefício detalhada – executa simulações do sistema com o RED e calcula o impacto em necessidade de reserva e em controle de tensão.

Em [13], também é discutido a questão do custo dos serviços ancilares ser substancialmente menor do que os custos em geração e mais difíceis de calcular. Neste

contexto, as distribuidoras da Califórnia têm sido direcionadas para simplesmente calcular o custo dos serviços ancilares como 0.9% do custo de geração. Dessa forma, ao valorar o custo evitado com geração na presença do RED, o custo evitado em serviços ancilares seria 0.9% este valor [18].

2.2.6 Custos ambientais

Ao avaliar os benefícios ambientais dos REDs, o principal aspecto levado em consideração nos *frameworks* são as emissões evitadas de poluentes. Vários tipos de emissões podem ser calculados, contudo três classes gerais de emissões podem ser consideradas: gases de efeito estufa (principalmente dióxido de carbono), poluentes críticos incluindo dióxido de enxofre (SO_2) e óxido de nitrogênio (NO_X) e poluentes perigosos do ar, como mercúrio.

Em [24], descreve-se um método com cinco passos para calcular a redução dos custos monetários de emissões devido a presença de REDs. Este relatório inclui metodologias, fontes de dados e ferramentas analíticas para cada um dos passos apresentados na Figura 2.12.

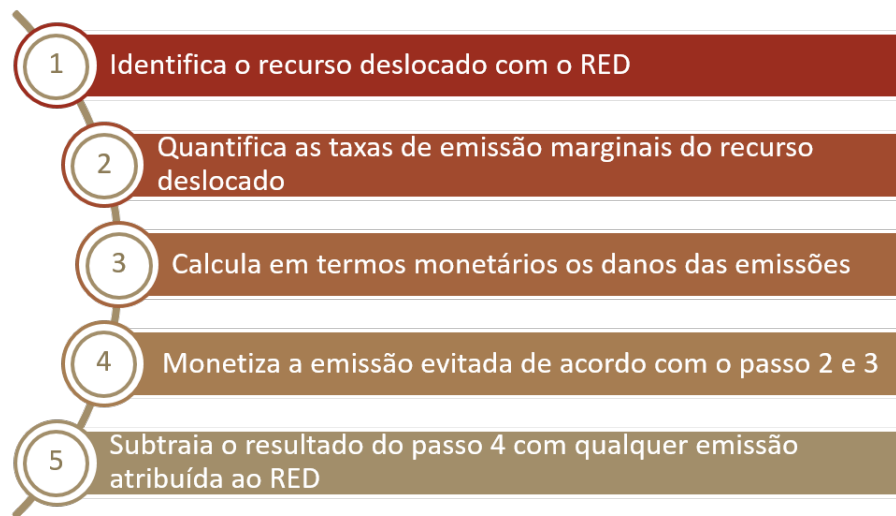


Figura 2.12: Métodos para análise do impacto nas emissões prestados pelos REDs.

Ainda neste contexto, para estimar o custo monetário dos danos causados do incremento das emissões de gases do efeito estufa, uma ferramenta comumente citada na literatura é o Custo Social do Carbono desenvolvido em 2010 e atualizado em 2013 e 2016.

Outros impactos ambientais além da emissão de gases poluentes podem ser quantificados com abordagem similar a depender da disponibilidade de dados. O impacto no consumo da água, por exemplo, pode ser quantificado se existir um custo variável do consumo de água [13]. Outro impacto ambiental comumente citado é o impacto

na terra devido a exploração de combustíveis fósseis contudo, apenas análises qualitativas foram encontradas [13][24].

2.3 Modelos de planejamento integrado e com representação dos REDs para avaliação do impacto dos recursos distribuídos

A penetração de recursos energéticos distribuídos capazes de prover serviços aos sistemas elétricos impulsionou alguns países e jurisdições a considerar estas fontes dentro de modelos computacionais para avaliação da expansão e operação do sistema. Nesses casos, os custos e benefícios são “implicitamente” contemplados na otimização para obtenção de um mix ótimo das fontes para a expansão (e operação).

O EPRI propõe em [2] uma metodologia bottom-up para avaliar os impactos de diferentes cenários de REDs na expansão e operação do sistema, seguida por uma avaliação de benefício-custo que compara os cenários avaliados através do valor presente do “benefício líquido” e/ou da razão custo/benefício.

Nesta metodologia avalia-se primeiramente os efeitos de REDs na rede de distribuição, e em seguida, alguns resultados da análise servem de “input” para a avaliação do sistema “centralizado”, isto é, transmissão e geração, caracterizando uma abordagem bottom-up. A abordagem sugerida é apresentada na Figura 2.13.

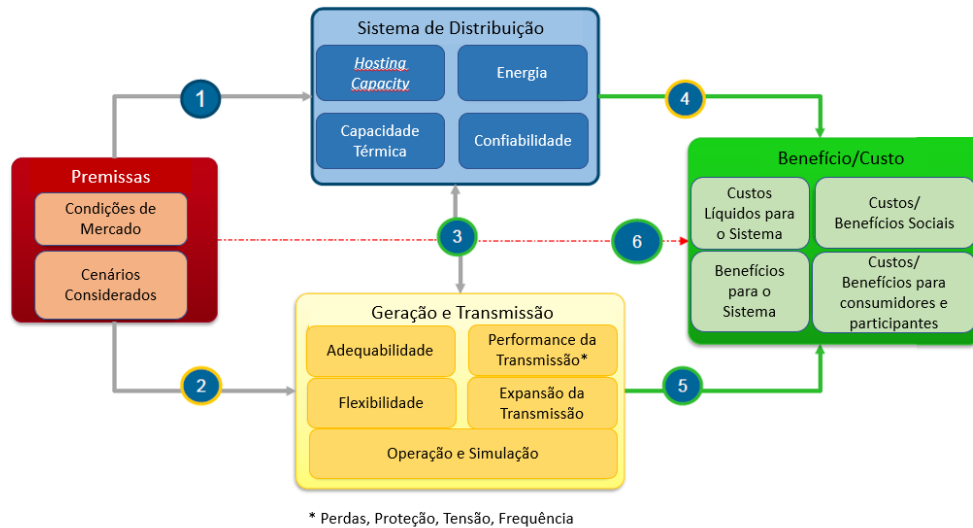


Figura 2.13: Metodologia bottom-up para avaliação dos efeitos dos REDs proposta em [2].

Os mecanismos de formação dos preços de eletricidade no sistema estudado e, cenários de adoção de REDs compreendem alguns dados de entrada para aplicação

da metodologia. As informações de entrada requeridas incluem também a produção horária (ou em menor granularidade) dos REDs, indicando o montante de energia produzida e consumida localmente e a parcela injetada na rede (fluxo-reverso). Além disso, características dos REDs, como por exemplo, se são ou não despacháveis, além de características dos alimentadores devem ser informados.

Com o objetivo de avaliar os efeitos dos REDs, na metodologia proposta do EPRI, avalia-se a capacidade de hospedagem (*hosting capacity*) dos alimentadores com o intuito de verificar se a apresentação dos REDs, em cada cenário avaliado, resulta em violações de tensão ou impactos em dispositivos de proteção.

Além disso, a análise no âmbito da rede de distribuição considera avaliações de perdas nos alimentadores, confiabilidade e o limite térmico nos alimentadores e subestações, considerando os perfis de carga e projeção de crescimento da demanda.

A informação da capacidade de hospedagem serve de entrada para a análise da operação e planejamento dos sistemas de geração e transmissão. No caso de violações de restrições na rede de transmissão, em regiões específicas da rede, pode-se reavaliar o potencial de penetração de REDs na rede.

A simulação dos sistemas de geração e transmissão, em cada cenário, podem resultar em diferentes fontes de geração, despachos de geradores e consequentemente distintas emissões de CO_2 , além de diferentes reforços e perdas nos circuitos. Ao mesmo tempo, a análise na rede de distribuição nos diferentes cenários resulta em distintos usos da rede, podendo evitar congestionamentos e reforços ou intensificá-los. A comparação destas informações entre os cenários permite avaliar os benefícios e custos dos REDs contemplados.

A avaliação de benefício-custo proposta é indicada na Figura 2.14.

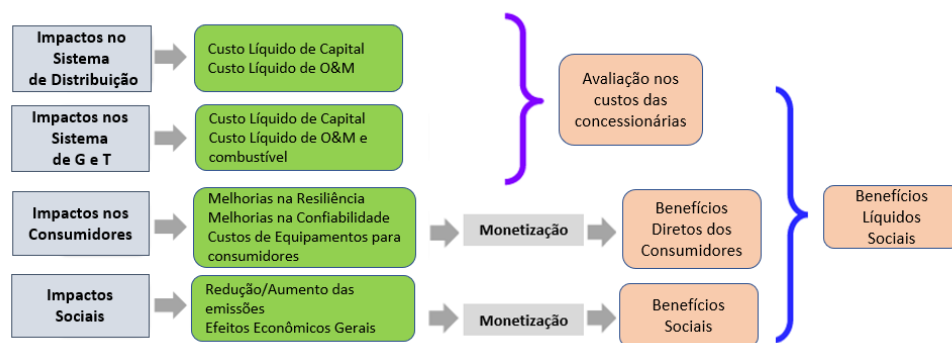


Figura 2.14: Avaliação custo e benefícios proposta em [2].

Observa-se que a metodologia permite conduzir as análises sob diferentes perspectivas, o que a aproxima dos objetivos dos testes discutidos anteriormente. Para valorar os custos dos benefícios e gastos decorrentes da instalação de REDs, [2] sugere que sejam “monetizados”, isto é, quantificados, considerando preços marginais,

resultados de estudos ou determinações regulatórias, conforme discutido anteriormente.

A referência [25] apresenta o modelo de otimização, denominado GenX, desenvolvido por pesquisadores do MIT. Este modelo tem como objetivo determinar em um ano futuro a combinação de investimentos em geração, armazenamento e recursos do lado da demanda, considerando os custos operativos para atender a demanda de eletricidade ao menor custo.

Dessa forma, o GenX busca minimizar a soma dos custos de investimento, custos operativos e de operação e manutenção de fontes de geração (incluindo REDs), custos para reforço de infraestrutura de rede (transmissão e distribuição), reserva operativa e energia não suprida. Entre as restrições operativas, consideram-se restrições de operação dos ativos do sistema (por exemplo, rampas e tempo de subida/descida de geradores térmicos), requisitos de reserva operativa, além de permitir a representação de metas e diretrizes políticas, como por exemplo, limites de emissão de CO_2 e valores mínimos de geração renovável.

O modelo permite representar de forma detalhada características importantes do ponto de vista do planejamento e operação dos sistemas elétricos, tais como:

1. Planejamento da expansão da capacidade do sistema. O modelo permite, por exemplo, considerar como fontes candidatas no planejamento da expansão recursos centralizados e distribuídos (resposta da demanda e armazenamento distribuído). Dessa forma, o modelo avalia os serviços que podem ser prestados por cada um dos recursos e obtém o mix de recursos que minimizam os custos de investimento e operação;
2. Despacho horário de recursos de geração, armazenamento e demanda;
3. Decisões de unit commitment e restrições operacionais para geradores térmicos;
4. Commitment de capacidade de geração, armazenamento e demanda para atender os requisitos de reserva;
5. Fluxo de potência na rede de transmissão, incluindo representações de perdas, e decisões de expansão da infraestrutura de rede;
6. Fluxo de potência na rede de distribuição, perdas e decisões de reforço nessa rede;
7. Interações entre os mercados de eletricidade e calor.

Entretanto, as decisões sob o ponto de vista de planejamento não são dinâmicas uma vez que a otimização de planejamento e operação é realizada para atender à demanda de eletricidade em um ano futuro (horizonte de planejamento de estudo mais reduzido). Mesmo considerando simulações em um horizonte de estudo reduzido, dependendo da dimensionalidade do problema, talvez não seja possível modelar, de forma detalhada, todas as sete camadas de decisão descritas anteriormente. Dessa forma, o modelo GenX foi projetado para permitir ao usuário selecionar o nível de detalhe a ser utilizado em cada simulação.

Nesse contexto, a rede de transmissão pode ser simplificada e modelada na forma de um nó único, sendo as restrições de transmissão desprezadas, ou ainda representada de forma zonal, com fluxos nas linhas de transmissão aproximados através do modelo de transporte ou do modelo de fluxo de potência linearizado (DC) com perdas. Do ponto de vista da rede de distribuição, GenX também permite a representação por zonas representativas da rede e em diferentes níveis de tensão da rede.

As zonas da rede de distribuição se acoplam nas barras terminais de linhas de transmissão de alta tensão através de equivalentes de rede, e são compostas por conjunto de uma ou mais barras do sistema de distribuição de média e alta tensão ou conjunto de uma ou mais barras de baixa tensão onde podem estar localizados os REDs.

Além disso, cada zona de transmissão pode conter várias zonas de distribuição cuja rede não é representada explicitamente, sendo cada zona representativa de uma topologia de rede comum nessa região (por exemplo, redes de áreas rurais esparsas, redes urbanas densas e simétricas, redes semi-urbanas assimétricas).

No trabalho desenvolvido em [26], utiliza-se a representação em “múltiplas-zonas” para a rede de distribuição, com a divisão de cada zona em dois níveis de tensão: uma zona de rede de média tensão (MV), representando todos os alimentadores de distribuição primária (tipicamente 4 a 33 ou 35 kV), onde grandes consumidores comerciais e industriais são conectados e onde REDs podem ser instalados com potências variando de 100 kW a vários MW; e uma zona de baixa tensão representando toda a distribuição secundária com alimentadores (240 a 400 V), onde estão conectados pequenos clientes comerciais e residenciais, e REDs com capacidade instalada entre alguns kW a alguns 100 kW.

Na tese de doutorado [3], de um dos autores do GenX, é sugerida uma extensão ao modelo GenX para que permita avaliar os serviços e contribuições dos recursos energéticos distribuídos para o sistema. Dessa forma, a abordagem proposta permite capturar os impactos (benefícios ou malefícios) do REDs em diferentes zonas, além de avaliar economias de escala proporcionadas pelos recursos distribuídos em diferentes níveis de tensão do sistema.

Dependendo do caso a ser analisado, uma rede completa, considerando o sistema de transmissão de alta tensão e distribuição em média e baixa tensão, envolve um enorme volume de dados. Assim, nas aplicações da metodologia propostas para avaliação do trade-off – investimento em geração e armazenamento centralizado x investimento em REDs, a rede de distribuição de média e baixa tensão não é representada explicitamente no modelo. Para compensar, uma série de procedimentos de pré-processamento são usados na metodologia para extrair informações sobre o comportamento da rede de distribuição de média e baixa tensão. Essas informações são usadas para definir restrições a serem incorporadas no modelo. Os procedimentos estão relacionados a estimativa de:

1. Perdas na rede de distribuição;
2. Cortes de cargas ou montantes de instalação em REDs para satisfazer restrições operativas;
3. Investimentos em reforços necessários para atender crescimentos na demanda do sistema.

Com o objetivo de avaliar a atratividade de REDs (geração distribuída e resposta da demanda), o autor considera um sistema de potência fictício baseado no New York Independent System Operator (NYISO)[3]. O sistema possui cinco zonas de transmissão, com fluxos de energia dentro de cada zona sem restrições e fluxos de potência entre zonas sujeitas a restrições de transmissão.

Os dados de demanda em cada região são horários e correspondem à demanda de 2016 do NYISO. Destaca-se que nesse estudo é considerada uma expansão greenfield (nenhuma capacidade de geração ou de armazenamento pré-existente).

Além dos recursos centralizados, painéis fotovoltaicos e baterias distribuídos também são incluídos como candidatos. Os custos de instalação de painéis solares conectados à média tensão são 25% superiores aos da geração centralizada e possuem potência entre 0.5 e 5 MW, enquanto os conectados na baixa tensão, com potência instalada entre 10 e 100 kW possuem custos 85% maiores. Para as baterias, os custos de instalação na média tensão (1-10 MWh) são 40% superiores aos das baterias que operam conectados nos níveis de tensão de transmissão, enquanto os candidatos na baixa tensão (100-500 kWh) apresentam custos 95% maiores.

No caso base considera-se que 6% da demanda pode responder a sinais de preço horários sendo que 1% dos consumidores reduzem a demanda quando custos marginais são maiores que \$250/MWh, 2% respondem ao sinal de preço a um custo de \$ 500/MWh e 3% a um custo de \$1000/MWh. Se ainda houver insuficiência de geração ou restrições de transmissão que não permitam o atendimento da demanda, o suprimento pode ser interrompido a um custo de \$ 10.000 / MWh.

Este caso corresponde a um problema de programação MILP (Programação Linear Inteira Mista) com 5 zonas de transmissão, 10 zonas de distribuição, 61 recursos candidatos (geradores e baterias) - 21 correspondentes a geração centralizada (dos quais 12 são unidades térmicas sujeitas a restrições de unit commitment) e 40 na distribuição - e intervalos de tempo de 8.760 por hora.

A Figura 2.15 mostra o plano de expansão resultante para o caso base. Pode-se observar que baterias e geração fotovoltaica são somente instalados a nível de geração centralizados, e não descentralizados. Isso ocorre, pois a resposta da demanda se mostra mais competitiva do que geração solar e armazenamento distribuídos para contribuir para redução da demanda de ponta e evitar reforços na rede de distribuição.

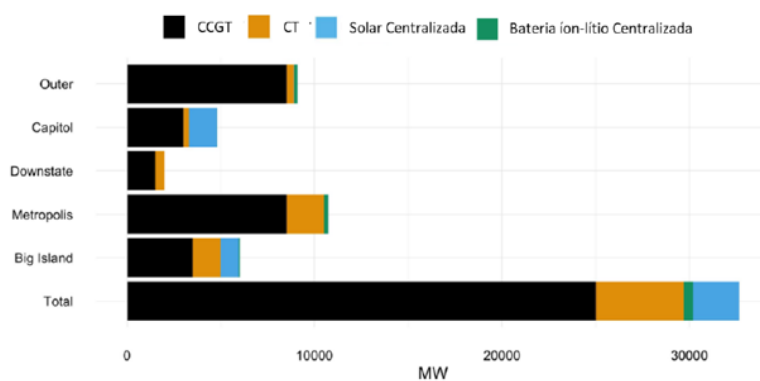


Figura 2.15: Resultado do plano de expansão caso base. Fonte: [3]

Como avaliação da metodologia, pode-se apontar aspectos positivos e negativos relacionados a modelagem simultânea do sistema principal e de distribuição de alta, média e baixa tensão, o nível de detalhamento das redes de transmissão e distribuição, as restrições operativas e a decisão de planejamento no tempo.

Como aspectos positivos do modelo, destacam-se a flexibilidade para modelar simultaneamente e com grande nível de detalhe vários segmentos do sistema de transmissão e sistemas de distribuição de média e baixa tensão.

O principal ponto negativo da abordagem do modelo GenX é a não modelagem das incertezas através de cenários. No modelo é possível especificar diversos níveis de restrição de reserva que são calibradas por estudos extras. Entretanto, não são consideradas incertezas relativas à geração das renováveis, ou ainda a correlação entre elas, que devem ser representadas e contempladas na avaliação de penetração de REDs.

Outro modelo *whole-electricity system model* (WeSIM) é aplicado na avaliação dos potenciais benefícios econômicos da demanda industrial flexível na Europa, da demanda flexível e armazenamento no Reino Unido [27].

O WeSIM é um modelo de otimização que minimiza simultaneamente custos de investimento em nova capacidade de geração, reforços na rede de transmissão/distribuição e armazenamento, além de custos de operação considerando requisitos de reserva e de segurança, e resposta da demanda.

O problema corresponde a um MILP que é resolvido para um 1 ano do horizonte com discretização horária.

As restrições que são consideradas incluem:

1. Balanço de potência, incluindo rede de transmissão;
2. Restrição de limites de fluxos nas linhas de transmissão;
3. Restrição de geração – geração mínima e máxima, restrição de rampa, mínimo “up-time”, “down-time”, disponibilidade para controle e regulação de frequência, dentre outros;
4. Restrições que representam a operação da bateria (carga, descarga, volume armazenado), considerando sua eficiência;
5. Restrições que representam resposta da demanda em termos de transferência de carga ao longo das horas do dia;
6. Restrições associadas aos requisitos de controle horário de frequência considerando os geradores, proporção do carregamento da bateria que pode ser interrompido e proporção de carga que pode ser cortada para proporcionar o serviço;
7. Restrições associadas aos requisitos de reserva horária considerando os geradores, montante de energia armazenado na bateria e proporção de carga que pode ser interrompida para proporcionar esse serviço;
8. Restrições de fluxo nos circuitos de transmissão;
9. Restrições associadas à demanda de ponta líquida da distribuição;
10. Restrições de confiabilidade associados a LOLE (valor esperado de perda de carga).

Além disso, o modelo pode ser acoplado a um módulo de operação estocástico de *unit commitment* (SUCM) que considera informações estatísticas de incertezas envolvidas na geração das renováveis, demanda e quebras de equipamentos para compor árvores de decisão. A otimização no SUCM é baseada em horizontes rolantes sendo a cada hora construída a árvore com um horizonte de 24 horas. O problema é otimizado ao longo dessas 24 horas, mas somente as decisões referentes à primeira

hora são consideradas para a otimização na árvore associada à hora seguinte, e assim por diante.

Em [4] é proposta uma abordagem de representação das baterias para capturar os benefícios e serviços que podem prover ao sistema elétrico. Assim, propõe-se a utilização do modelo WeSIM, com resolução horária para minimizar os custos de investimento em novos ativos de geração, transmissão, distribuição, com os custos de reforços modelados por funções lineares por parte. Nesta abordagem, as baterias podem ser localizadas na rede de transmissão e prover flexibilidade operativa, ou então, ser modelada como recurso distribuído.

A metodologia proposta foi aplicada para o sistema do Reino Unido no ano de 2030, em que a contribuição de geração renovável corresponde a 54,7% da carga anual, sendo a da geração eólica de 52,5%. O sistema de transmissão é modelado por meio de 5 áreas elétricas, além de considerar uma conexão com a Europa Continental. Em cada uma das regiões as redes de distribuição são representadas por 10 redes estatisticamente representativas.

A Figura 2.16 indica, para o ano de 2030, a quantidade instalada de bateria como recurso distribuído (em GW, abaixo das barras) considerando diferentes custos para as baterias (entre 100 e 500 libras/kW-ano) e duração da bateria de 6 e 24 horas. Além disso, indica os benefícios econômicos decorrentes da presença de bateria como recurso distribuído (valores positivos) e seu custo de investimento (valores negativos no gráfico), além do benefício líquido. Na Figura 2.16, OPEX indica custos operativos, G CAPEX investimentos em geração, T CAPEX investimentos em transmissão, IC CAPEX investimentos em interconexão e D CAPEX investimentos em distribuição. S CPAEX indica o investimento ótimo em baterias e Total corresponde ao benefício líquido com a presença de baterias.

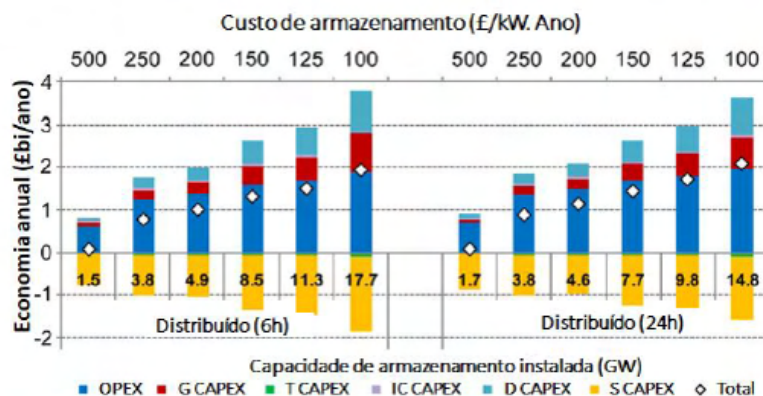


Figura 2.16: Resultado do benefício final e expansão das baterias na rede de distribuição. Fonte: [4].

A metodologia WeSIM possibilita modelar explicitamente a rede de transmissão

e, de forma aproximada, a rede de distribuição, o que permite a modelagem simultânea do sistema de geração centralizada e transmissão e, com aproximações, a rede de distribuição em diferentes níveis de tensão. Além disso, ressalta-se a possibilidade de modelar REDs (armazenamento distribuído e resposta da demanda) de forma endógena, podendo capturar sinergias e/ou competitividade entre os REDs e outros recursos do sistema.

Contudo, destaca-se ainda como fragilidade, a representação simplificada das incertezas associadas a geração renovável na análise de expansão do sistema. As incertezas de geração das renováveis e a correlação entre estas fontes devem ser representadas para a adequada avaliação da penetração de REDs.

Acrescenta-se ainda que a metodologia não considera perdas na transmissão e nem na avaliação do trade-off da instalação de baterias na rede de transmissão e rede de distribuição.

A referência [5] apresenta uma metodologia de expansão robusta da distribuição para o cálculo do nível ótimo de investimentos em baterias, geração fotovoltaica e postos de abastecimento de carros elétricos para uma distribuidora. A metodologia considera incertezas de longo prazo na demanda de ponta, número de carros elétricos e preços de compra e venda de energia da/para rede principal. Nesse trabalho, as incertezas do problema são tratadas do ponto de vista de otimização robusta.

A metodologia proposta considera um horizonte de estudo de um ano, com dias representativos para o ano. Para a descrição da metodologia, inicialmente considere o problema de otimização na sua forma determinística:

$$\text{Min}_{(x,y)} C^T x + D^T y \quad (2.1)$$

sujeito a:

$$\mathbf{x} \in \mathbb{Z}^n \quad (2.2)$$

$$\mathbf{C}^T \mathbf{x} \leq \mathbf{E} \quad (2.3)$$

$$\mathbf{A}\mathbf{x} + \mathbf{B}\mathbf{y} = \mathbf{F} \quad (2.4)$$

$$\mathbf{G}\mathbf{x} + \mathbf{H}\mathbf{y} \leq \mathbf{I} \quad (2.5)$$

Sendo $\mathbf{x}, \mathbf{y}$ variáveis que representam as decisões de investimento e operação. $\mathbf{A}, \mathbf{B}, \mathbf{C}, \mathbf{D}, \mathbf{E}, \mathbf{F}, \mathbf{G}, \mathbf{H}$ e $\mathbf{I}$ são vetores e matrizes que dependem das características do sistema e n é o número de opções de investimentos.

O objetivo deste problema de otimização é minimizar a soma dos custos de

investimentos e operação 2.1. 2.2 e 2.3 são restrições de investimento e 2.4 e 2.5 representam as restrições associadas às variáveis de operação.

No problema determinístico, assume-se que parâmetros de demanda de ponta, número de VEs e o preço de compra/venda de energia da rede principal são conhecidos no momento da tomada de decisões de expansão. No entanto, na prática essas informações não são conhecidas pelo planejador e, portanto, é importante contemplar na modelagem do problema a incerteza de longo prazo na tomada de decisão.

Para o problema estocástico, incertezas na demanda de ponta, preço de compra/venda de energia da rede principal e o número de VEs são modelados por variáveis de decisão que podem assumir valores dentro de limites de um intervalo de confiança.

A metodologia proposta em [5] consiste em três níveis. O primeiro nível determina as decisões de expansão minimizando os custos de expansão e operação, variáveis no vetor x . Com as decisões de expansão, o segundo nível identifica a pior realização possível de demandas de ponta, número de VEs e preço de compra e venda de energia que maximiza os custos de operação (variáveis no vetor v). Finalmente, o terceiro nível modela a operação do sistema de distribuição, minimizando o custo da operação de decisões obtidas no primeiro e segundo nível. As equações de potência ativa e reativa do fluxo de potência AC são linearizadas no modelo e em termos gerais ele corresponde a um MILP.

A metodologia proposta é aplicada em um estudo de caso com um sistema de distribuição com 69 barras sendo 48 barras de demanda, indicadas por setas na Figura 2.17 e as letras “C”, “R” e “S”, indicam as barras candidatas para instalação de postos de carregamento de VEs, geração renovável e baterias, respectivamente.

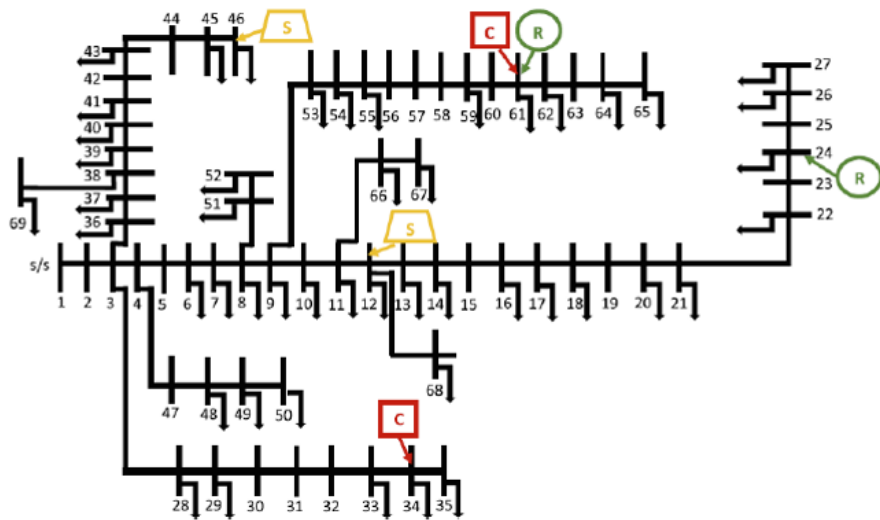


Figura 2.17: Estudo de caso com a rede de distribuição de 69 barras. Fonte: [5]

Como ponto positivo, a avaliação da metodologia proposta considera as incertezas de longo prazo na obtenção do plano de expansão da distribuição. Entretanto, destaca-se que não são consideradas incertezas de curto prazo, como geração das renováveis que podem afetar o plano de expansão. Acrescenta-se ainda que a abordagem sugerida não permite avaliar investimentos na geração e transmissão na rede principal, não podendo ser aplicada para avaliar o trade-off da instalação de renováveis/baterias na rede de transmissão ou a nível de distribuição.

Considerando os modelos de planeamento encontrados para avaliação dos recursos distribuídos e os principais aspectos relevantes para este modelo, a figura 2.18 apresenta uma visão geral dos modelos encontrados e os atributos que podem ser considerados em cada um dos métodos.

	Representação das incertezas	Rede de Distribuição	Perda Técnica	Trade-off entre recurso centralizado e distribuído
Modelo Gen X	✗	✓	✓	✓
Modelo WeSIM	✓	✓	✗	✓
Expansão Robusta da Distribuição	✓	✓	✗	✗

✓ O modelo considera o atributo
 ✓ O modelo considera o atributo de maneira limitada
 ✗ O modelo não considera o atributo

Figura 2.18: Resumo dos atributos avaliados nos modelos de planeamento.

Capítulo 3

Fundamentos Teóricos

O principal objetivo do planejamento de expansão é decidir um conjunto de equipamentos (geradores, equipamentos de transmissão e distribuição) a serem comissionados, de forma que minimize o custo total do sistema de energia a longo prazo. O custo total pode ser dividido em dois componentes: (i) custo de investimento e (ii) custo operativo. O primeiro componente representa a soma do custo anualizado de investimento em geração e transmissão. O segundo, por sua vez, depende da decisão de despacho, representando a soma dos custos relacionados ao consumo de combustível de plantas térmicas e penalizações por não atender à demanda prevista (em sistemas térmicos).

Assim, a decisão de despacho afeta significativamente a decisão de expansão e deve ser bem representada no problema de planejamento de expansão.

Além disso, as redes de distribuição possuem algumas características distintas das redes de transmissão sendo que nesta última, é comum adotar métodos de fluxo de potência linearizados em análises de planejamento.

A seguir, descreve-se os aspectos relacionados as características da rede de distribuição, modelo de planejamento e despacho para sistemas elétricos.

3.1 Características da rede de distribuição

Os sistemas de distribuição são responsáveis por transportar a energia elétrica das subestações de distribuição até os consumidores finais. No Brasil, por exemplo, a rede é classificada como distribuição quando possui um nível de tensão inferior a 230 kV. Além disso, a rede de distribuição pode ser dividida em:

- Alta tensão da distribuição ou subtransmissão - no Brasil, é a rede de transmissão cujos equipamentos são superiores a 69 kV e inferior a 230 kV. Essa rede é semelhante com a rede de transmissão, sendo uma rede mais equilibrada e malhada;

- Média tensão ou distribuição primária - no Brasil, é a rede superior a 1kV e inferior a 69 kV;
- Baixa tensão ou distribuição secundária - refere-se a rede inferior a 1 kV.

Além disso, a rede que distribui energia para os consumidores finais, iniciando da subestação de média tensão até os ramais de ligação dos consumidores é denominada de alimentadores. De forma geral, a rede de distribuição, em especial, os alimentadores possuem topologia radial. Em alguns trechos e circuitos, no entanto, há a possibilidade de transferência de blocos de carga entre circuitos, geralmente em regiões onde o não suprimento de energia é mais crítico como hospitais. Assim, esquemas de proteção e remanejamento da rede são utilizados para manter a segurança do suprimento para as cargas prioritárias frente a alguma contingência.

Os circuitos de distribuição possuem comprimentos de poucos quilômetros, por isso eles podem ser considerados, na maioria das vezes, como linhas curta. Dessa forma, é comum, desprezar o elemento shunt do modelo de linha enquanto a relação Reatância(X)/Resistência(R) não é desprezível como nos casos de linhas de transmissão. Dessa forma, representar a parcela resistiva desta rede (ou seja, as perdas) é crucial para as análises de redes de distribuição. Em particular, a representação do aspecto locacional da geração distribuída deverá envolver as perdas para que seja possível avaliar o trade-off entre um recurso centralizado (por exemplo, uma solar) e este recurso distribuído (um painel fotovoltaico).

3.2 Modelo de planejamento e despacho para sistemas elétricos

Conforme mencionado, o objetivo básico da tarefa de planejamento é minimizar a soma dos custos de investimento e o valor esperado dos custos operativos. A formulação do problema para decisões de investimento requer, além de variáveis contínuas, também variáveis binárias (se o projeto está pronto / não está pronto para operar em cada ano $t = 1, \dots, T$, do horizonte do estudo). Adicionalmente, incertezas nas vazões dos rios, geração de energia renovável, disponibilidade de equipamentos e outros fatores tornam a simulação da operação do sistema essencialmente um problema de otimização estocástico multi-estágio.

Assim, um grande desafio para este tipo de formulação é o dimensionamento do problema que resolva diretamente um problema de otimização com todas as características dos problemas de investimento e operação: estocástico, multi-estágio e linear-inteiro-misto. Um esquema adotado para permitir a obtenção da solução ótima global é conhecido como decomposição de Benders, que alcança o ótimo global

do problema através da solução iterativa de problemas separados de otimização inteira (problema de expansão) e otimização estocástica multi-estágio (problema de operação).

Este esquema separa o problema de otimização estocástico / inteiro em dois módulos de otimização, os quais são resolvidos de forma iterativa até atingir a solução ótima global: (i) módulo de investimento, onde um plano de expansão candidato é determinado através da solução de um problema de otimização linear inteiro misto (MILP); e (ii) módulo de operação, que calcula o valor esperado dos custos operativos resultante de cada plano candidato produzido pelo módulo de investimento, através da solução de um problema de otimização estocástica multi-estágio. A figura a seguir ilustra o esquema de decomposição de Benders.

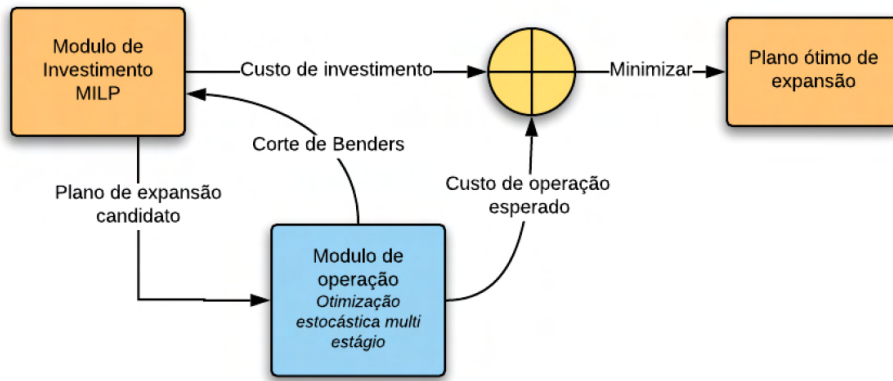


Figura 3.1: Otimização do problema de planejamento e otimização por decomposição de Benders - Fonte: [6].

3.2.1 Módulo de investimento

O módulo de investimento representa os projetos candidatos como variáveis contínuas/binárias ao longo do horizonte de estudo. O problema de otimização visa minimizar a soma do valor presente dos custos de investimento e uma aproximação do valor esperado do custo operativo resultante do plano. Como descrito a seguir, esta aproximação é uma função linear por partes produzida pelo módulo de operação.

3.2.2 Módulo de operação

O módulo de operação calcula o despacho estocástico que minimiza a média dos custos operativos para todo o horizonte de estudo, considerando incertezas em vazões, geração renovável, falhas dos equipamentos, etc.. Neste trabalho, este problema é

resolvido através do algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica (SDDP - Stochastic Dual Dynamic Programming). Esse algoritmo pode ser interpretado como uma decomposição de Benders estocástica multi-estágio.

O módulo de operação envia um feedback (retorno) para o módulo de investimento, conhecido como um corte de Benders. Esse feedback é uma restrição linear adicionada ao problema do módulo de investimento. O corte Benders pode ser interpretado como uma aproximação linear do valor esperado do custo operativo em relação a diferentes decisões de investimento no plano de expansão, calculado em torno do plano candidato fornecido pelo módulo de investimento. Isso significa que, a cada iteração do esquema, a representação aproximada do custo operativo no módulo de investimento é aprimorada.

O valor da solução ótima do módulo de investimento em cada iteração é um limite inferior para a solução ótima global uma vez que neste módulo, o valor do custo operativo é uma representação linear desse custo e de valor inferior ao custo real. Por sua vez, a soma do custo de investimento do plano candidato e do custo operativo “real” (calculado pelo módulo de operação) é um limite superior para o ótimo global uma vez que o plano candidato produzido pelo módulo de expansão é um plano viável, não necessariamente ótimo.

Como a incorporação dos cortes de Benders, a cada iteração melhora sucessivamente a aproximação do custo operativo no módulo de investimento, então o limite inferior aumenta progressivamente. Por sua vez, o limite superior diminui progressivamente, porque os planos de expansão candidatos se tornam melhores. Portanto, o ótimo global foi alcançado quando os limites superior e inferior coincidem (dentro de uma tolerância de convergência indicada).

3.2.3 O problema de planejamento da expansão

O problema de planejamento da expansão de um sistema de energia é formulado como um problema de programação matemática, expresso em sua forma simplificada pela formulação abaixo. Supõe-se, por uma questão de simplicidade, que todas as usinas são projetos candidatos ao problema de expansão e que não há restrição de rede como perdas ou limite de fluxo nas linhas (i.e. representação de nó único).

Esse problema pode ser formulado da seguinte forma:

Função objetivo:

$$\min c_i \cdot \mathbf{x} + c_o \cdot \mathbf{g} + c_d \cdot \mathbf{d} \quad (3.1)$$

Sendo que:

c_i - custo de investimento do projeto M\$

c_o - custo de operação do projeto M\$

cd - custo de déficit do sistema M\$

x - decisão de investimento do projeto p.u.

g produção de energia do projeto MWh

d déficit de energia do sistema MWh

A 3.1 está sujeita a:

$$\mathbf{x} \leq 1 \quad (3.2)$$

$$\mathbf{g} + \mathbf{d} = D \quad (3.3)$$

$$\mathbf{g} - \bar{g} \cdot \mathbf{x} \leq 0 \quad (3.4)$$

Em que 3.2 representa o limite das variáveis de decisão do candidato. 3.3, a equação de balanço da demanda (D) do sistema. 3.4 os limites operacionais do gerador em que $\bar{g}$ representa a geração máxima possível.

Este problema tem a estrutura de blocos, adequado para as técnicas de decomposição.

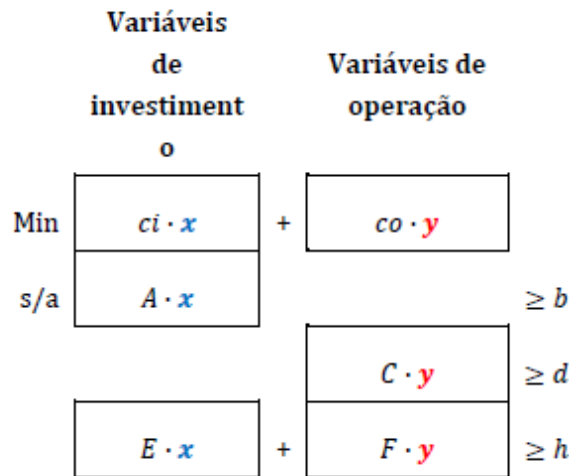


Figura 3.2: Esquema de blocos para problema de otimização de planejamento e operação.

Assim, o problema descrito em 3.1 pode ser escrito como:

$$\min z(x) = c(x) + w(x) \quad (3.5)$$

s.a. $x \in X$

Onde X representa o conjunto de decisão de investimentos viáveis, ou seja, que atende as restrições $A \cdot x \geq b$. As funções $c(x)$ e $w(x)$ representam os custos de

investimento e operação do plano de expansão candidato x . Dessa forma, a solução global deste problema encontra-se no mínimo da função que é dada pela soma da função de investimento e da função do custo de operação em função do plano de expansão x . Graficamente, este problema e a solução global pode ser representado conforme a figura 3.3.

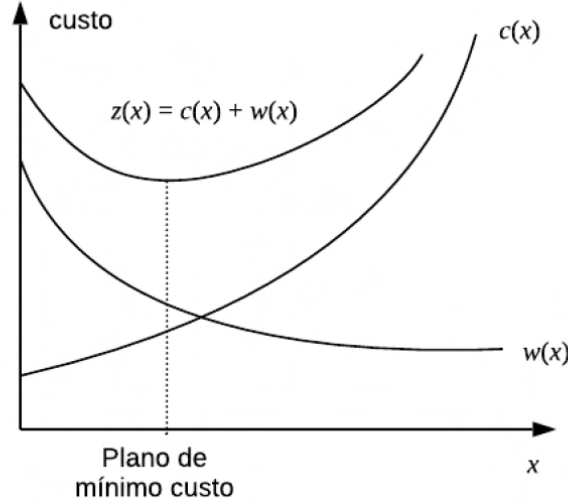


Figura 3.3: Solução ótima do problema de expansão. Fonte: [7]

Observe que a função de custo de investimento é conhecida, enquanto a função de custo de operação é representada implicitamente através da solução do seguinte problema de operação.

$$w(\mathbf{x}) = \text{Minc}_0 \cdot \mathbf{y} \quad (3.6)$$

$$\begin{aligned} \text{s.a. } \mathbf{F} \cdot \mathbf{y} &\geq \mathbf{h} - \mathbf{E} \cdot \mathbf{x}, \\ \mathbf{y} &\geq 0 \end{aligned}$$

Assim, com a decomposição de Benders, é possível contruir uma função de aproximação da função $w(x)$ representada dentro do módulo de investimento a partir da solução do problema de operação. Dessa forma, a decomposição dos problemas de investimento e operação permite a utilização de módulos independentes para cada problema. Isso significa que o esforço para resolver um problema de investimento não é afetado pelo nível de detalhamento representado na modelagem de operação.

Em problemas de expansão, o corte Benders é construído a partir do custo ótimo e do vetor de multiplicadores simplex do problema de operação. Esse corte é adicionado como uma nova restrição linear ao problema aproximado de investimento, que é então resolvido novamente e produz um novo plano de expansão candidato. Ou seja, o corte de Benders pode ser interpretado como uma aproximação de primeira ordem da função de custo de operação $w(x)$ em torno do vetor de decisão de

investimento produzido pelo módulo de investimento.

3.2.4 Representação da incerteza

Uma questão fundamental da metodologia de planejamento da expansão é como lidar com as incertezas inerentes ao processo de planejamento, como as vazões hidrológicas e os cenários de geração renovável variável. Neste caso, o problema de expansão pode ser representado pela seguinte estrutura de blocos de forma a minimizar a função de investimento e o valor esperado da função de operação.

	Variáveis de investiment o		Variáveis de operação Cen. 1		Variáveis de operação Cen. 2		Variáveis de operação Cen. S	
Min	$ci \cdot x$	+	$co_1 \cdot y_1$	+	$co_2 \cdot y_2$	...	$co_S \cdot y_S$	
s/a	$A \cdot x$							$\geq b$
	$E_1 \cdot x$	+	$F_1 \cdot y_1$					$\geq h_1$
	$E_2 \cdot x$			+	$F_2 \cdot y_2$			$\geq h_2$
	...							
	$E_M \cdot x$					+	$F_S \cdot y_S$	$\geq h_S$

Figura 3.4: Esquema de blocos para problema de otimização de planejamento e operação estocástico.

O algoritmo de Benders também pode ser aplicado a problemas de planejamento com vários cenários assim, o modelo de planejamento pode contemplar múltiplos cenários operativos.

3.2.5 Restrições associadas a rede

As restrições impostas pela topologia de transmissão podem ser visualizadas através dos custos marginais das barras. O custo marginal por barra (ou custo marginal de operação por barra) refere-se ao custo adicional de fornecer uma unidade adicional de eletricidade a uma barra específica do sistema de transmissão. Este custo varia dependendo da localização (barra) no sistema devido a fatores como limitações de capacidade nas linhas de transmissão (ou seja, a variável dual da restrição de balanço das barras). Se uma linha de transmissão ou subestação está operando próxima ao seu limite de capacidade, o custo marginal na barra correspondente aumenta, pois

o sistema precisará acionar geradores mais caros ou realizar redistribuições para evitar sobrecargas. O mesmo ocorre para as perdas. Caso as perdas para atender a demanda da barra X seja maior do que na barra Y, o custo marginal da barra x poderá ser maior do que na barra Y ao ter que usar mais energia proveniente dos geradores para atender o mesmo acréscimo de demanda.

Por exemplo, a figura a seguir mostra os parâmetros de um caso simples de duas barras. O gerador 1 está conectado à barra 1 e possui um custo unitário de 1 \$/MW enquanto na barra 2, há uma demanda de 200 MW e um gerador com o custo unitário de 2 \$/MW. Além disso, as duas barras são conectadas através de uma linha de transmissão com capacidade de 100 MW.

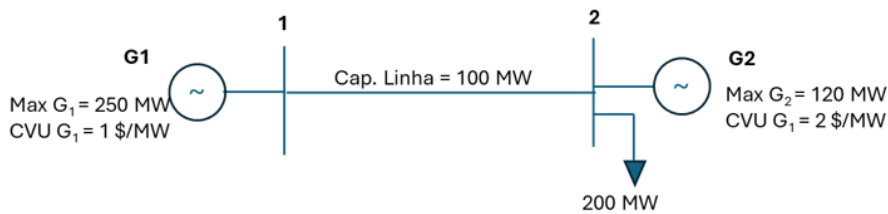


Figura 3.5: Dados do caso exemplo de duas barras.

As imagens abaixo ilustram a diferença de dois despachos econômicos para este caso exemplo. Na primeira imagem (caso I), o despacho é realizado sem considerar a capacidade da linha de transmissão, enquanto a segunda imagem (caso II) apresenta os resultados do despacho econômico considerando a capacidade da linha de transmissão.

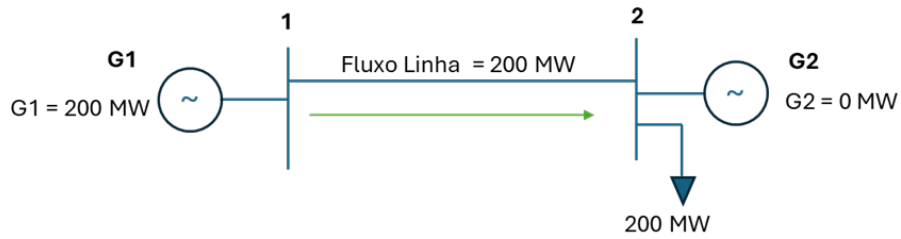
No caso I, o gerador 1 é despachado para atender toda a demanda de 200 MW localizada na barra 2. Neste caso, o custo deste despacho é de \$200 e um aumento infinitesimal de demanda na barra 1, aumenta o custo em \$ 1; da mesma forma, um aumento de demanda na barra 2 também aumenta o custo operativo em \$ 1.

No caso II, para respeitar o limite de 100 MW da capacidade da linha de transmissão, o despacho econômico passa a ser de 100 MW despachados pelo gerador 1 e 100 MW despachados pelo gerador 2 para atender a demanda total de 200 MW. Isso resulta em um custo operativo total de \$ 300. Neste segundo caso, os custos marginais das barras são diferentes devido ao congestionamento da linha de transmissão. Na barra 1, o incremento da demanda pode ser atendido pelo gerador 1, mais barato, e com isso o custo marginal da barra é de 1 \$/MWh. Na barra 2, o incremento de demanda precisa ser atendido pelo gerador 2 e assim, o custo marginal desta barra é de 2 \$/MWh.

Caso I: Despacho econômico - Custo total = 200 \$

Custo Marginal Barra 1 = 1\$/MWh

Custo Marginal Barra 2 = 1\$/MWh



Caso II: Despacho econômico com restrição de transmissão - Custo total = 300 \$

Custo Marginal Barra 1 = 1\$/MWh

Custo Marginal Barra 2 = 2\$/MWh

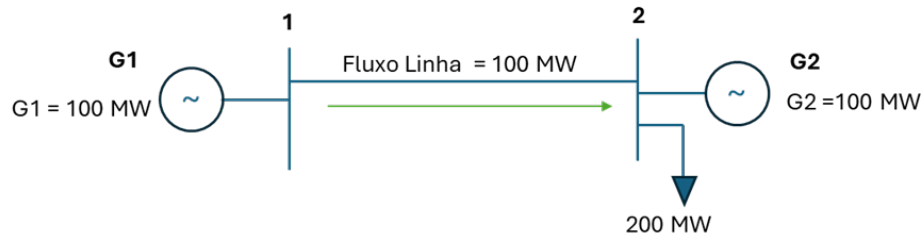


Figura 3.6: Resultado do despacho econômico de dois casos com e sem restrição na capacidade das linhas de transmissão.

Capítulo 4

Metodologia para quantificação dos benefícios da geração distribuída

Considerando o estado da arte das metodologias para a quantificação dos benefícios de recursos distribuídos, este estudo propõe uma metodologia de avaliação da geração distribuída que permite obter os custos evitados no sistema com a prestação dos serviços deste recurso. Assim, é possível comparar estes custos evitados com os incentivos fornecidos. Além disso, a metodologia utiliza um modelo de planejamento integrado e com a representação da geração distribuída e atende a todos os atributos apresentados em 2.18 como relevantes para capturar o impacto destes recursos no sistema.

Propõe-se utilizar um modelo de planejamento que permita avaliar o trade-off entre comprar os serviços de energia do sistema de transmissão (no Brasil, denominado de Rede Básica) e de investir e/ou operar os recursos disponíveis dentro da rede de distribuição, entre eles, a MMGD conforme ilustrado na figura 4.1.

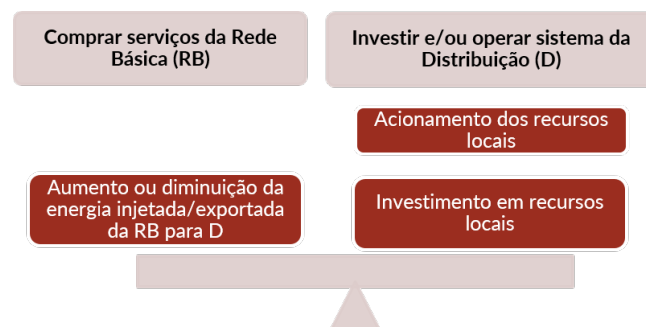


Figura 4.1: Representação gráfica da análise da tomada de decisão do modelo.

A adoção de REDs é uma decisão individual dos consumidores, influenciada por incentivos fornecidos que estão alinhados com as metas e diretrizes políticas/regulatórias vigentes. Dessa forma, propõe-se utilizar uma abordagem de contrafactuais para calcular o custo evitado na operação do sistema com a inserção de

geração distribuída utilizando o modelo proposto. A abordagem de contrafactuais consiste em montar cenários que permita medir qual a diferença nos custos se determinado elemento (no caso da GD, dos esquemas de compensação) não existissem.

Dessa forma, propõe-se que sejam elaborados três casos para avaliação do modelo de expansão.

- Caso A - este é o plano de referência em que não existe a entrada da geração distribuída;
- Caso B - este é um plano contrafactual em que o montante de geração distribuída é definido de forma exógena com base nas diretrizes dos programas de incentivo. Neste caso, a localização deste recurso distribuído é definido pelo próprio modelo de expansão, ou seja, a localização será ótima para o sistema;
- Caso C - este é outro plano contrafactual em que montante de geração distribuída também é definido de forma exógena. Mas neste caso, a premissa de localização também é exógena. Neste trabalho, a premissa será com base na localização atual destes recursos no sistema.

Por construção, o caso A terá um custo operativo maior ou igual ao custo operativo dos casos B e C. Dessa forma, o benefício da geração distribuída é calculado pela diferença do custo operativo entre o caso A com o caso B e com o caso C. Além disso, como o caso B possui uma localização ótima, pode-se dizer que o benefício da GD está entre os valores obtidos para o caso B e para o caso C. A figura 4.2 ilustra o esquema proposto para o cálculo do benefício da MMGD.

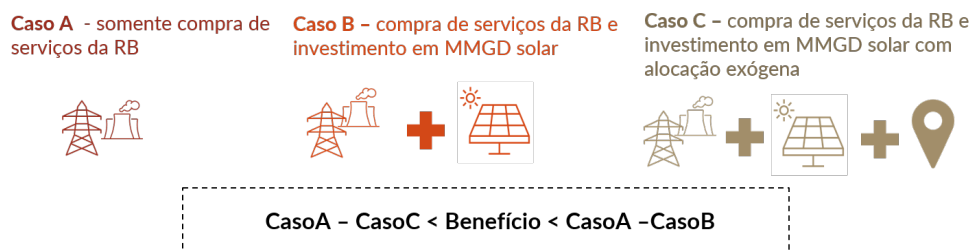


Figura 4.2: Resumo dos casos a serem analisados para a quantificação do benefício da MMGD no sistema.

Dessa forma, os benefícios obtidos podem ser posteriormente comparados com os custos dos programas de incentivo destes recursos.

Cumprе destacar que o modelo proposto poderia ser estendido para tomar a decisão do montante de geração distribuída a ser alocada na expansão da distribuição considerando o custo de investimentos deste equipamento.

A seguir, apresenta-se mais detalhes sobre a representação dos serviços da rede de transmissão, a rede de distribuição e as equações deste modelo de planejamento.

4.1 Representação dos serviços da rede de transmissão

Para avaliar o trade-off entre obter a energia do sistema de transmissão e utilizar os recursos da rede de distribuição, é preciso definir como fazer o acoplamento entre a transmissão (TSO) e a distribuição (DSO). Neste trabalho, será utilizada a nomenclatura nível N1 para a rede de transmissão e nível N2 para a rede de distribuição.

Para representar essa fronteira e o custo dos serviços do sistema de transmissão, propõe-se que seja realizado um despacho econômico do sistema N1 considerando a rede de transmissão detalhada e as incertezas na produção da geração hidroeétrica e renovável (caso haja). Dessa simulação de despacho do nível N1, obtém-se o custo marginal de operação (CMOs) nas barras de conexão de fronteira entre a rede de transmissão e a rede de distribuição.

Estes CMOs variam por estágio, hora e cenário hidrológico e de geração renovável, e podem ser interpretados como os “preços sombra” dos serviços econômicos que N1 pode prestar à distribuidora, representada no nível N2. Estes preços sombra serão dados de entrada para o modelo de planejamento proposto. Ou seja, esses preços vão sinalizar para o nível N2 o custo de importar os serviços do nível N1. Então, para o N2, esses custos podem ser vistos como “custo de importação” ou “custo de injeção”.

Entretanto, apenas a informação do CMO nas barras de fronteira não é suficiente para capturar a sinalização econômica necessária sobre os investimentos e operação de geração e transmissão. Caso o modelo de expansão G&T em N1 fosse inteiramente contínuo e linear, a informação dos CMOs horários por barra, estágio e cenário seria uma representação completa dos custos de investimentos e operação em N1.

No entanto, devido à natureza discreta dos investimentos em transmissão (principalmente), propõe-se complementar a sinalização econômica com um componente adicional, que seria o “rateio” dos custos de transmissão em cada barra. Uma aproximação dessa componente adicional pode ser dada através da Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão (TUST). Assim, para capturar os serviços associados a transmissão, propõe-se utilizar uma metodologia de alocação de custos do sistema de transmissão para os usuários da rede (para cada ponto de conexão). Novamente, é importante considerar uma metodologia de alocação de custos que possua sinais locais adequados para a análise proposta. Por exemplo, a metodologia Nodal, utilizada oficialmente no Brasil, faz o rateio dos custos de transmissão com base na utilização que a injeção adicional de energia em cada barra faz dos circuitos que compõem o sistema de transmissão, alocando custos maiores em pontos que utilizam mais o sistema.

A figura 4.3 apresenta a representação proposta para a compra dos serviços da

rede de transmissão. Ou seja, o modelo irá avaliar o trade-off de comprar a energia da rede de transmissão com base no custo marginal somado ao custo de transmissão de cada barra de fronteira entre a transmissão e a distribuição.

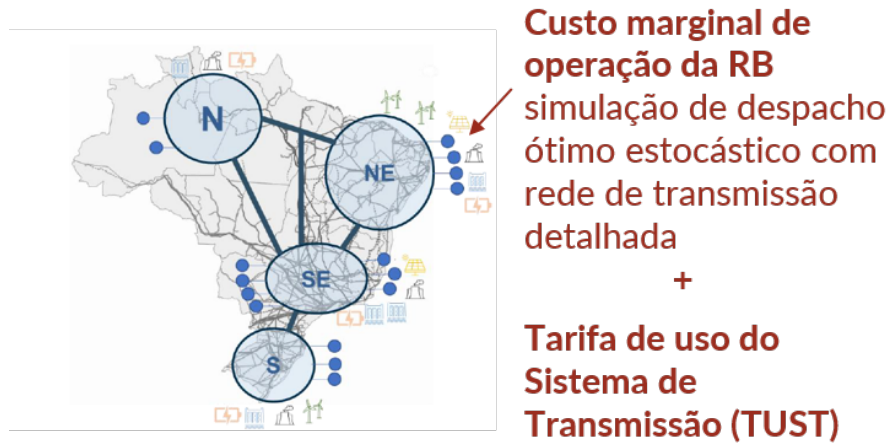


Figura 4.3: Modelagem da compra de serviços da rede de transmissão.

4.2 Representação da rede de distribuição

Como visto neste trabalho, a representação da rede de distribuição se caracteriza por uma rede desequilibrada e que, idealmente, requer a utilização de fluxos de potência trifásicos para análise dos alimentadores. Contudo, as redes de distribuição requerem o tratamento de um grande volume de dados e informações, não só relativas a elementos de rede de distribuição, por exemplo, alimentadores e transformadores, como também informações de consumo. Por exemplo, para a distribuidora CEMIG, que será analisada nos estudos de caso, existem mais de 6 milhões de segmentos de rede de baixa tensão e 2.5 milhões de segmentos de média tensão. Além disso, conforme a revisão da literatura, modelos de planejamento para avaliação dos recursos distribuídos consideram em geral aproximações da rede de distribuição.

Como a abordagem proposta tem a finalidade de ser adotada para um estudo de longo prazo cujo objetivo central consiste na avaliação dos benefícios da geração distribuída para subsidiar a tomada de decisão sobre determinadas política de incentivo. Propõe-se adotar uma representação simplificada e equivalente para os alimentadores para reduzir a quantidade de dados a serem tratados e modelados no problema de investimento e operação. Com esses alimentadores equivalentes, utiliza-se o fluxo de potência linearizado com perdas na resolução do problema de investimento e operação permitindo capturar o aspecto locacional da geração distribuída.

Os alimentadores equivalentes propostos possuem o objetivo representar os ali-

mentadores reais das distribuidoras, com um número reduzido de barras B e, por consequência, um menor número de segmentos. É importante destacar que a metodologia de uso de alimentadores equivalentes mantém o número total de alimentadores representados, mas permite reduzir significativamente o número de barras por alimentador. Com esses alimentadores equivalentes, a rede de distribuição pode ser representada da seguinte forma:

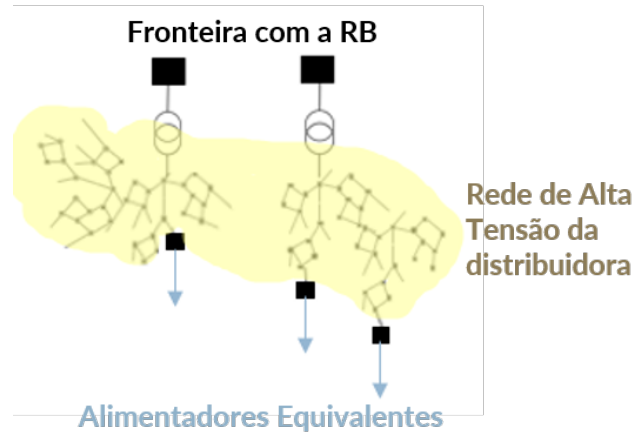


Figura 4.4: Modelagem da rede de distribuição.

Para a obtenção dos alimentadores equivalentes a partir de alimentadores detalhados, é preciso alocar os consumidores nas barras dos alimentadores equivalentes e determinar os parâmetros de rede dos alimentadores reduzidos.

Considerando-se as informações dos consumidores nos alimentadores das distribuidoras, sugere-se calcular a impedância equivalente de Thévenin vista por cada carga, em cada alimentador. Em seguida, utilizando métodos de clusterização, é possível agrupar as impedâncias equivalentes em B grupos ou clusters de acordo com os valores de impedância. Baseado no agrupamento define-se a carga associada à cada cluster como sendo a soma das cargas pertencente a ele que é então alocada nas B barras do alimentador reduzido.

A figura 4.5 ilustra para um caso hipotético, este procedimento de alocação dos consumidores em um alimentador reduzido com três barras no alimentador reduzido, sendo criado, portanto, 3 clusters. Neste trabalho, foi utilizado o método de K-means para realizar o agrupamento das impedâncias. Assim, para um alimentador com mil barras é calculado a impedância equivalente, $\hat{z}_1 = \hat{r}_1 + i\hat{x}_1, \hat{z}_2 = \hat{r}_2 + i\hat{x}_2, \dots, \hat{z}_{1000} = \hat{r}_{1000} + i\hat{x}_{1000}$, vista da subestação para cada um dos nós. Utilizando o k-means, agrupa-se essas impedâncias em 3 clusters, e considerando a impedância de cada nó e os consumidores associados, agrupa-se os consumidores no cluster equivalente. Ao final, o alimentador terá 3 segmentos com uma impedância representativa de acordo com o resultado da clusterização.

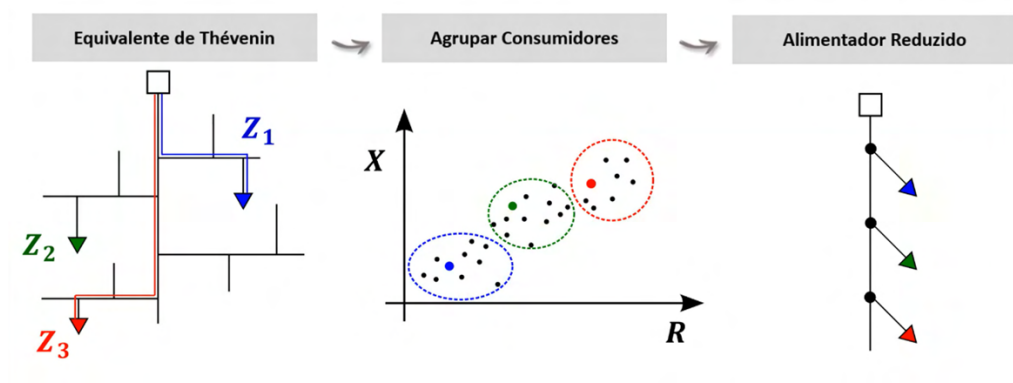


Figura 4.5: Equivalente de thévenin de alimentadores da rede de média e baixa tensão da distribuição.

As perdas totais dos alimentadores detalhados calculadas através de um fluxo de potência AC, são utilizadas para determinar os parâmetros da rede dos segmentos nos alimentadores reduzidos de forma a permitir que o alimentador equivalente mantenha o mesmo nível de perdas do alimentador original e distribuído pelos segmentos equivalentes da mesma forma.

Considerando a figura 4.6 e definindo os parâmetros elétricos por trecho como

$$\alpha_1 = \frac{\hat{r}_2}{\hat{r}_1}, \quad \alpha_2 = \frac{\hat{r}_3}{\hat{r}_1}, \quad \alpha_3 = \frac{\hat{r}_4}{\hat{r}_1}.$$

e considerando o alimentador equivalente com 3 barras (além da subestação) e com perdas totais p_0 , o objetivo consiste em ajustar o parâmetro de perda η_0 de tal forma que a perda no alimentador reduzido seja igual à perda no alimentador original. Destaca-se que o procedimento proposta considera que as redes são radiais.

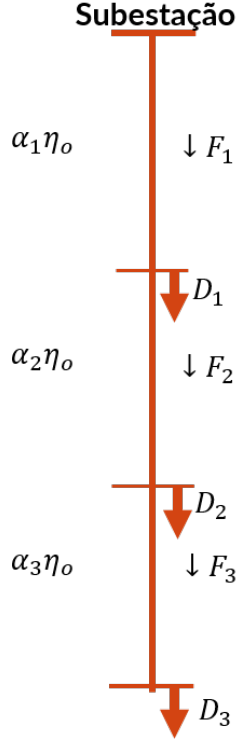


Figura 4.6: Representação dos alimentadores da rede de média e baixa tensão da distribuição .

A determinação do parâmetro de perda η_0 é feita a partir da resolução do seguinte sistema de equações quadráticas:

$$F_1 = D_1 + F_2 + \alpha_1 \eta_0 F_2^2 \quad (4.1)$$

$$F_2 = D_2 + F_3 + \alpha_2 \eta_0 F_3^2 \quad (4.2)$$

$$F_3 = D_3 \quad (4.3)$$

$$\eta_0 F_1^2 + \alpha_1 \eta_0 F_2^2 + \alpha_2 \eta_0 F_3^2 = p_0 \quad (4.4)$$

No sistema acima de quatro equações a quatro incógnitas (F_1, F_2, F_3, η_0) , as equações 4.1 - 4.3 correspondem às equações de balanço do ramal equivalentado e a equação 4.4 iguala às perdas do ramal equivalentado às perdas do ramal original p_0 .

Uma vez determinado o parâmetro de perda η_0 , obtém-se o parâmetro de resistência $\alpha_b \eta_0$ associado a cada seção do alimentador equivalente.

Para exemplificar a metodologia proposta para obter o parâmetro de resistência do alimentador equivalente, considere o exemplo hipotético em que as perdas totais do alimentador detalhado correspondem a 1.86% da demanda total do alimentador original e deseja-se obter um alimentador equivalente de 4 barras apresentado na figura 4.7 com os valores de demanda em cada barra indicados no diagrama. Considerando o equivalente de th evenin desta rede, obteve-se os parâmetros de resistência por trecho de $\hat{r}_1 = 13\%$, $\hat{r}_2 = 18.8\%$ e $\hat{r}_3 = 12.5\%$ e com isso, os parâmetros lineares $\alpha_1 = 1.44\%$ e $\alpha_2 = 0.96\%$.

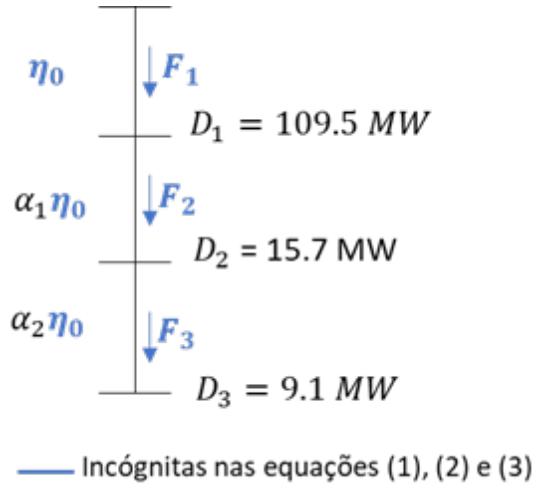


Figura 4.7: Representação dos alimentadores da rede de m dia e baixa tensão da distribuição.

Resolvendo o sistema de equações para obter o equivalente de perdas (2.5 MW), obt m-se $\eta_o = 1.31\%$, com as perdas no segmento 1 de 1.34 MW, no segmento 2 de 0.248 MW e no segmento 3 de 0.091 MW, somando os 2.5 MW.

4.3 Modelo de planejamento proposto

Supondo que o nível N2 seja um alimentador equivalente de N barras e que a compra da energia da rede básica seja representada apenas pelo custo marginal de operação da nível N1. O caso do problema determinístico de expansão no nível N2 pode ser formulado como segue.

$$\text{Min} \quad \eta_0 \times \delta_0 + \sum_{i=1}^N c_i \times g_i \quad (1)$$

$$\text{s.t.} \quad \delta_0 = f_1 + p_0 \quad (1a)$$

$$p_0 = \frac{1}{2} \times \eta_0 \times f_1^2 \quad (1b)$$

$$f_1 = d_1 + p_1 + g_1 \quad (1c)$$

$$p_1 = \frac{1}{2} \times \eta_0 \times f_1^2 + \frac{1}{2} \times \alpha_1 \times \eta_0 \times f_2^2 \quad (1d)$$

$$f_2 = d_2 + p_2 + g_2 + f_3 \quad (1e)$$

$$p_2 = \frac{1}{2} \times \alpha_1 \times \eta_0 \times f_2^2 + \frac{1}{2} \times \alpha_2 \times \eta_0 \times f_3^2 \quad (1f)$$

$\vdots$

$$f_N = d_N + p_N - g_N \quad (1g)$$

$$p_N = \frac{1}{2} \times \eta_0 \times f_N^2 \quad (1h)$$

$$g_i \geq 0, \quad i = 1, \dots, N \quad (1i)$$

Onde:

- N : número de nós.
- d_i : demanda em cada nó.
- g_i : variável de capacidade instalada de geração no nó i (neste caso simples é assumido que a geração é igual à capacidade instalada).
- δ_0 : montante de energia comprada da subestação.
- η_0 : custo de energia na subestação.
- c_i : custo de instalação de gerador (*proxy* do custo de investimento em REDs).
- f_i : fluxo do circuito no ramal i .

No problema (1), o custo de instalação de capacidade de geração (custo da expansão) e compra de energia da distribuidora é minimizado (custo da operação). A restrição (1a) estabelece que o montante de energia que é comprada da subestação é igual ao fluxo no circuito que sai da subestação somado à metade das perdas nesse circuito, definida na igualdade (1b). Dessa forma, supõe-se que as perdas nos circuitos são rateadas igualmente entre as suas barras terminais.

A restrição (1c) estabelece que o fluxo no circuito que chega à barra 1 (f_1) é igual à soma das seguintes parcelas: carga nessa barra, total de perdas que será

contabilizada na barra terminal desse circuito, negativo do valor da geração na barra, valor do fluxo no circuito que sai da barra 1 (f_2). A igualdade (1d) define o montante de perdas a serem contabilizadas na barra terminal desse circuito: metade das perdas no circuito 1 somada à metade das perdas no circuito 2. E assim por diante.

Para resolver esse problema em estudos de grande porte e estocástico, adotou-se o método de decomposição de Benders em que o módulo de operação utiliza a programação dinâmica dual estocástica, ou seja, é cronológico. Dessa forma, ainda que o problema seja linear, ele poderá ser escalado para casos reais como os que serão apresentados no próximo capítulo.

Portanto, a metodologia proposta permite capturar os benefícios locais e temporais da GD na rede de distribuição e na interface com os sistemas de transmissão. O efeito temporal indica que os benefícios e custos variam ao longo do tempo, em função, por exemplo, do portfólio de geração, perfil de demanda e granularidade temporal considerada na simulação. Já o efeito locacional indica que os benefícios e custos decorrentes da presença de GD podem se relacionar à localização destes na rede de distribuição e na fronteira da transmissão. Esse último aspecto, por exemplo, é de extrema relevância para compararmos a geração distribuída fotovoltaica com a solar centralizada (que está longe do centro de carga), uma vez que essas fontes possuem os mesmos aspectos em termos de horário da produção, redução da demanda de ponta (quando ela ocorre no período da tarde) e ambiental. Além disso, o modelo de otimização baseia-se em minimização de custos de forma que os benefícios obtidos com o método proposto são monetizados. Destaca-se que entre os serviços e impactos da geração distribuída, o modelo captura os benefícios de geração e perdas, além do impacto nos serviços de transmissão. Neste caso, os custos da geração distribuída na necessidade de investimentos em distribuição e também na flexibilidade do sistema não são considerados nas análises. Pode-se dizer que o benefício obtido é um limite superior para o quanto a GD consegue agregar ao sistema.



Figura 4.8: Características da MMGD contempladas na metodologia proposta.

Assim, a metodologia proposta apresenta todos os atributos a ser comparada com os outros modelos encontrados na literatura conforme a tabela 4.9.

	Representação das incertezas	Rede de Distribuição	Perda Técnica	Trade-off entre recurso centralizado e distribuído
Modelo Gen X	✗	✓	✓	✓
Modelo WeSIM	✓	✓	✗	✓
Expansão Robusta da Distribuição	✓	✓	✗	✗
Metodologia proposta	✓	✓	✓	✓

-  O modelo considera o atributo
 O modelo considera o atributo de maneira limitada
 O modelo não considera o atributo

Figura 4.9: Resumo dos atributos avaliados com a metodologia proposta versus outros modelos encontrados na literatura.

Capítulo 5

Resultados e Discussões

Para comprovar a metodologia proposta e a sua reprodutibilidade para estudos de avaliação de geração distribuída, elaborou-se um estudo de caso para avaliar os benefícios da geração distribuída para duas distribuidoras de grande porte do sistema brasileiro.

Assim, analisou-se para duas distribuidoras, o benefício operativo da inserção de geração distribuída construindo os casos de referência (Caso A) e os casos contrafactuais (Caso B e C).

Nos casos contrafactuais, o montante adicional de geração distribuída é estimado considerando o potencial de adoção do recurso com a política de incentivos vigente. Esse potencial de adoção é estimado pela Empresa de Pesquisa Energética através de uma abordagem baseada no modelo de difusão de inovações de Bass. Os detalhes da metodologia para essa estimativa encontram-se em [28] e considera-se o custo da compensação financeira conforme lei nº 14.300/2022.

Além disso, para uma das distribuidoras, também avalia-se a inserção de armazenamento distribuído para demonstrar como a metodologia proposta pode avaliar outros recursos distribuídos.

Ademais, os estudos de caso consideram todas as usinas e ativos de transmissão do Sistema Interligado Nacional para produzir um despacho eletronegético do sistema que permita obter os custos de energia nas fronteiras da rede de transmissão e distribuição.

5.1 Premissas e Base de Dados

Para este estudo, considera-se um horizonte de análise de 1 ano, tendo como ano alvo 2030. Assim, todos os dados de expansão de geração, demanda e rede referem-se ao ano de 2030. Para a geração distribuída, considera-se o montante instalado em 2023 e os casos avaliam a inserção do montante adicional esperado para 2030. As simulações são horárias e estocásticas com 50 cenários para a representação de

incerteza na vazão das hidroelétricas e da produção das renováveis (geração solar centralizada e distribuída e eólica).

A seguir, descreve-se mais detalhes das premissas e base de dados utilizadas para o sistema N1 e para as duas distribuidoras analisadas (sistema N2).

5.1.1 Sistema N1

No nível N1, objetiva-se obter um despacho eletroenergético do sistema de transmissão para gerar os custos marginais além dos custos das tarifas de transmissão nas barras de fronteira para prosseguir com a análise de planejamento do nível N2.

Neste trabalho, para obter o despacho eletroenergético, construiu-se uma base de dados eletroenergética que se caracteriza por representar de forma detalhada o parque gerador (base energética) e a rede de transmissão (base elétrica) da Rede Básica.

A base de dados utilizada no estudo de caso considera informações provenientes da base de dados de geração, em formato Newave, do PDE 2031. Esta base de dados representa o sistema elétrico brasileiro por meio de submercados representando o parque gerador de forma detalhada e o sistema de transmissão por rede de transporte (ou tubos), através de interconexões regionais. De forma similar à base de dados de geração, as informações de dados de transmissão são provenientes do PDE 2031, em formato Anarede (.pwf), disponibilizados no site da EPE.

A figura abaixo apresenta a matriz instalada por fonte considerada no horizonte do estudo.

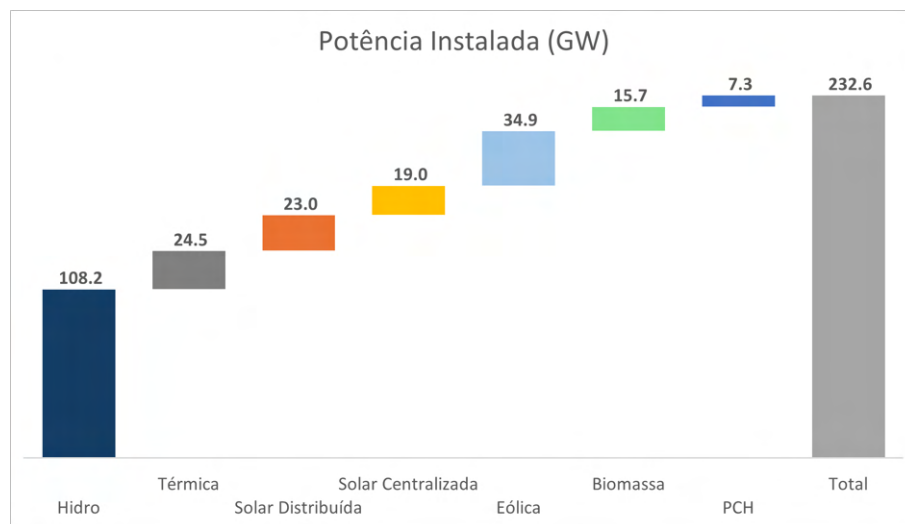


Figura 5.1: Potência Instalada do nível N1.

O estudo de caso considera para a modelagem de renováveis não convencionais, mais especificamente eólicas e solares, 50 cenários de geração, obtidos através

do software Time Series Lab (TSL). Esses cenários foram modelados utilizando a ferramenta TSL™, desenvolvida pela PSR, que, com base em dados históricos de velocidade do vento, temperatura e irradiação (NASA/MERRA2), emula a produção horária de usinas renováveis. Para capturar todo o portfólio disponível de renováveis, são modelados diversos parques eólicos e solares, com diferentes fatores de capacidade e perfis de geração diária. A figura a seguir exemplifica alguns perfis históricos horários médios de eólicas na região da Bahia, obtidos através do TSL.

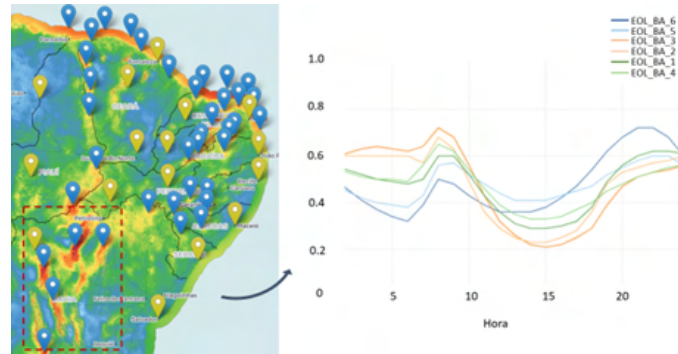


Figura 5.2: Perfil Horário de Eólicas - TSL.

Para realizar a simulação horária, utilizou-se o perfil horário da demanda de 2019 (pré-covid) para gerar uma curva horária de demanda ao longo de todo o horizonte uma vez que a base de dados energética do PDE indica uma demanda mensal discretizada em quatro patamares de carga. Para 2030, obteve-se uma demanda de ponta de 125 GW e o perfil de demanda horário em 2030 é visualizado na imagem a seguir. O gráfico 5.3 apresenta o perfil de demanda diário (24 horas) em cada mês para o ano de 2030.

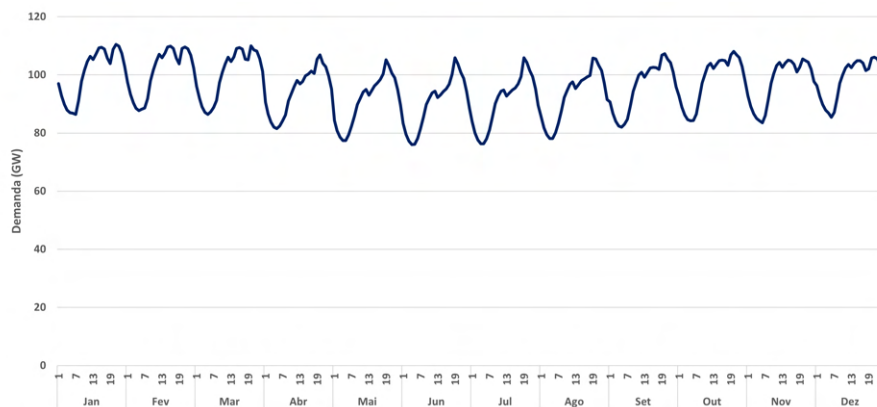


Figura 5.3: Demanda horária do nível N1.

Como comentado, a base de dados elétrica é proveniente do arquivo no formato ANAREDE disponibilizado pelo PDE 2031. Para 2030, a base de dados de transmissão contem mais de 11 mil circuitos sendo que cerca de 4 mil circuitos compõe

a Rede Básica. A figura a seguir ilustra a rede de transmissão considerada neste trabalho.

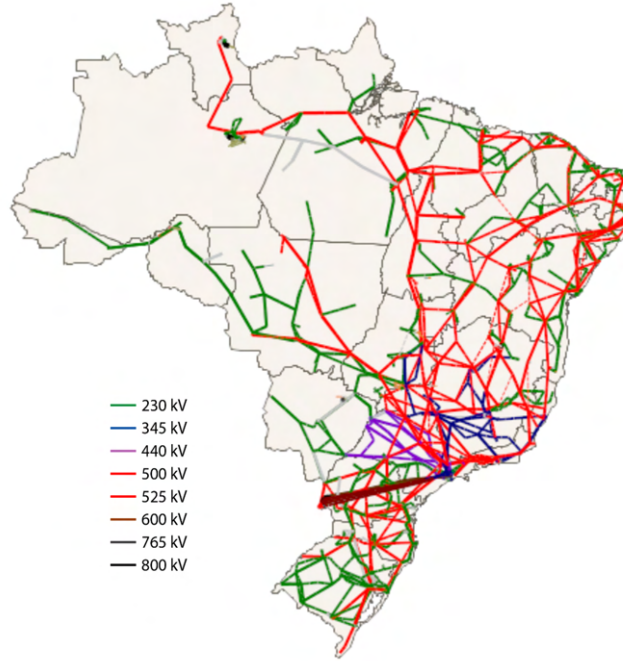


Figura 5.4: Visualização gráfica da rede de transmissão.

Com essa base de dados eletroenergética, prosseguiu-se com uma simulação do despacho operativo do sistema com o software comercial SDDP. Para essa simulação, considerou-se um equilíbrio entre oferta e demanda no ano analisado, de forma a evitar uma subestimação ou superestimação de um valor estrutural para o benefício ora calculado, pois um cenário conjuntural de sobra ou falta de oferta pode influenciar significativamente essa estimativa. Uma forma de avaliar o equilíbrio entre oferta e demanda é através dos critérios de garantia de suprimento do SIN de energia, estabelecidos pela Resolução CNPE nº 29/2019 e Portaria MME nº 59/2020. São eles:

- Média do corte anual de carga nos 1% piores cenários não pode ser superior a 5% da demanda do SIN e de cada subsistema ($CVaR_{1\%}(ENS) \leq 5\% \text{ Demanda}$);
- Média dos Custos Marginais de Operação (CMO), em uma base mensal, nos 10% piores cenários não pode ser superior a 800 R\$/MWh em cada subsistema ($CVaR_{10\%}(CMO) \leq 800$).

Adicionalmente, conforme art. 6º da mesma Resolução CNPE, o critério de cálculo de garantias físicas de energia deverá considerar a igualdade entre o custo marginal de operação (CMO) e o custo marginal de expansão (CME), assegurando

o acoplamento entre os estudos de garantia física e o planejamento da expansão. Desta forma, será adotado o valor de CME divulgado pela EPE mais recentemente, no Plano Decenal de Energia de 2031, equivalente à 90 R\$/MWh. Desta forma, para garantir que a configuração estática alcance o equilíbrio desejado, quando pelo menos um critério fica ativo, próximo de seu limite, são realizadas simulações sucessivas do sistema.

Essas simulações são realizadas a partir de um processo iterativo, onde em cada iteração uma nova simulação probabilística e uma nova verificação dos critérios de suprimento são feitas. Se os critérios estão longe dos seus limites, a demanda do sistema é ajustada (para cima ou para baixo, dependendo se os critérios estão sendo violados ou não) e uma nova iteração é realizada. Ao final do processo iterativo, obtém-se a carga crítica do sistema, que estabelece a condição de equilíbrio com a oferta do ano selecionado.

Para o custo das tarifas de transmissão, utilizou-se a metodologia Nodal vigente no Brasil regulamentada pelo Submódulo 9.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) e a base de dados da ANEEL homologada em julho de 2023, base de dados do Ciclo Tarifário (CT) 2023-2024, através da resolução homologatória 3217/2023 [29].

5.1.2 Sistema N2

Os estudos de caso propostos, baseiam-se na topologia da rede de duas distribuidoras, a Neonergia Rio Grande do Norte (NEOE-RN) e a CEMIG. A NEOE-RN é a distribuidora que atende ao estado do Rio Grande do Norte com aproximadamente 1,5 milhão de consumidores em um território de cerca de 167 mil quilômetros quadrados, sendo responsável pela distribuição de energia elétrica em 153 municípios do estado. Enquanto, a CEMIG atende cerca de 8,5 milhões de consumidores em um território de aproximadamente 583 mil quilômetros quadrados, distribuindo energia elétrica em 774 municípios de Minas Gerais.

Para avaliar a configuração existente e os impactos da geração distribuída na distribuidora, é preciso obter a topologia da rede, os geradores existentes e sua alocação na rede. Conforme a metodologia apresentada, os alimentadores detalhados da rede de Média e Baixa Tensão da Distribuidora são representados através de alimentadores equivalentes. Para ambas as distribuidoras, escolheu-se fazer alimentadores equivalentes de 4 segmentos. Os dados dos alimentadores detalhados, parâmetros da rede e cargas nos alimentadores são obtidos para cada distribuidora através da Base de Dados Georreferenciada das Distribuidoras (BDGD). As figuras a seguir apresentam a rede georreferenciada dessas distribuidoras disponibilizadas na BDGD. Mais detalhes sobre o processo de tratamento da BDGD e os parâmetros obtidos para os

alimentadores equivalentes encontram-se no Apêndice A.

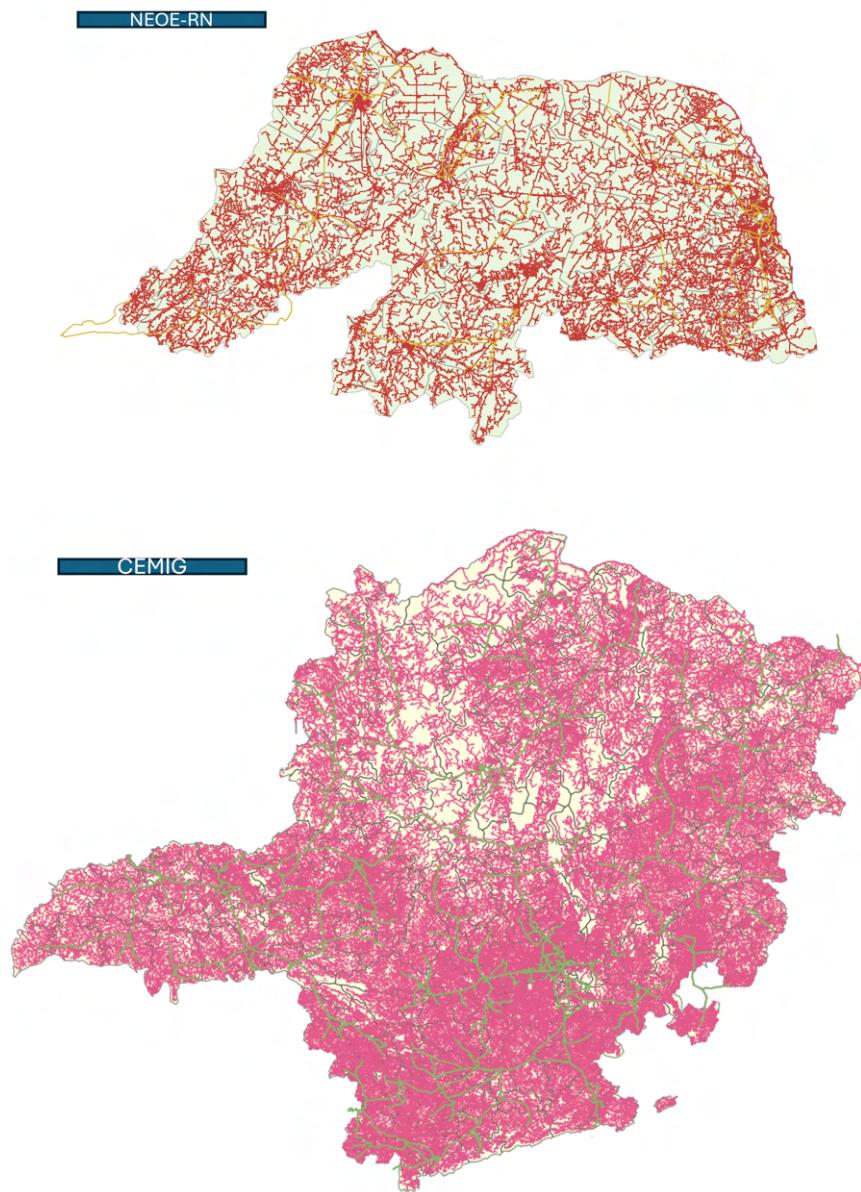


Figura 5.5: Rede de alta e média tensão georreferenciada da Neonergia Rio Grande do Norte e da CEMIG.

A tabela a seguir resume a quantidade de barras, alimentadores e circuitos representados para cada distribuidora considerando o processo de criar os alimentadores equivalentes. Dessa forma, a tabela apresenta as dimensões do problema que será considerado para a análise de planejamentos dos casos.

Tabela 5.1: Quantidade de barras, circuitos e alimentadores nas distribuidoras com alimentadores equivalentes.

Distribuidora	Barra [-]	Alimentador [-]	Circuito [-]
NEOE-RN	1247	296	1178
CEMIG	7270	1738	6778

Para ilustração, a imagem a seguir apresenta a rede equivalente (em vermelho) com a metodologia proposta com 4 segmentos por alimentador para a distribuidora NEOE-RN.



Figura 5.6: Rede equivalente georreferenciada da Neonergia Rio Grande do Norte.

Com o objetivo de realizar o levantamento e alocação dos geradores distribuídos existentes nos alimentadores equivalentes na base de dado é utilizada a base de dados do SISGD da ANEEL [30].

Os dados disponibilizados pelo SISGD contêm para cada distribuidora diversas informações a respeito de geração distribuída instalada por distribuidora, como por exemplo, a tecnologia da GD (eólica, fotovoltaica, CGH etc.), potência instalada, município onde está localizada, além de informação do consumidor que instala a GD, seu grupo de tensão e a subestação.

Dessa forma, a figura 5.7 apresenta a capacidade instalada existente no N2 por fonte e para cada distribuidora.

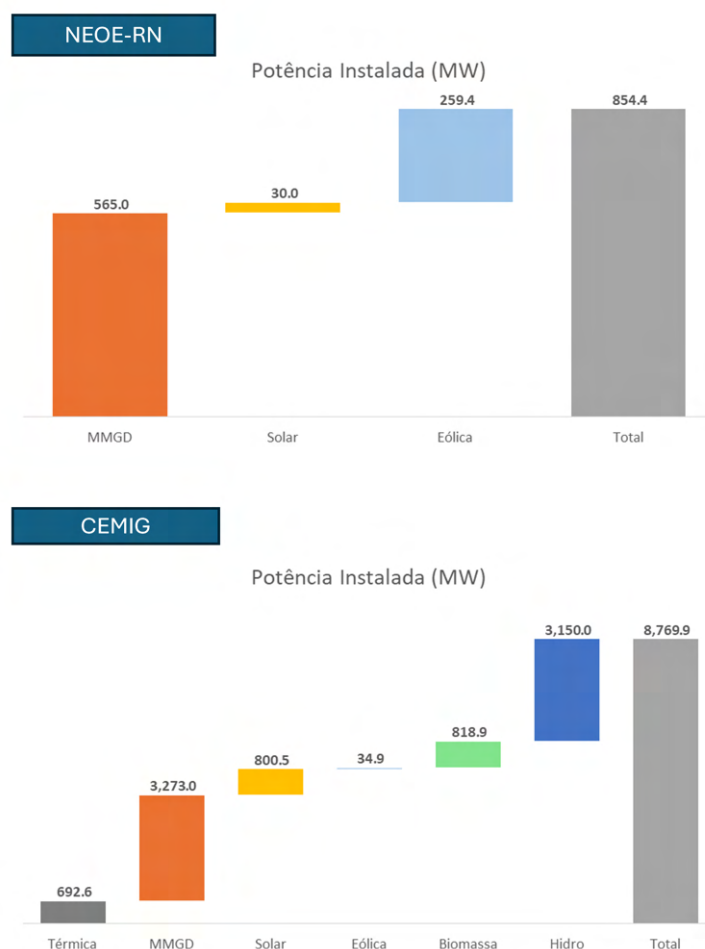


Figura 5.7: Potência Instalada existente por fonte no nível N2.

As figuras a seguir apresentam o total de micro e minigeração distribuída em cada subestação das distribuidoras de acordo com a informação do SISGD.

Para a NEOE-RN, observa-se que a geração distribuída concentra-se em duas regiões. A primeira ao leste do estado, ao redor da capital Natal e a segunda concentração no noroeste do estado, ao redor dos municípios de Mossoró e Barrocas.

Para a CEMIG, observa-se que a geração distribuída está dispersa pelo território da concessão com 4 regiões de concentração: norte do estado, centro norte próximo da região de Pirapora, sudoeste do estado próximo da região de Uberaba e no centro sul do estado.

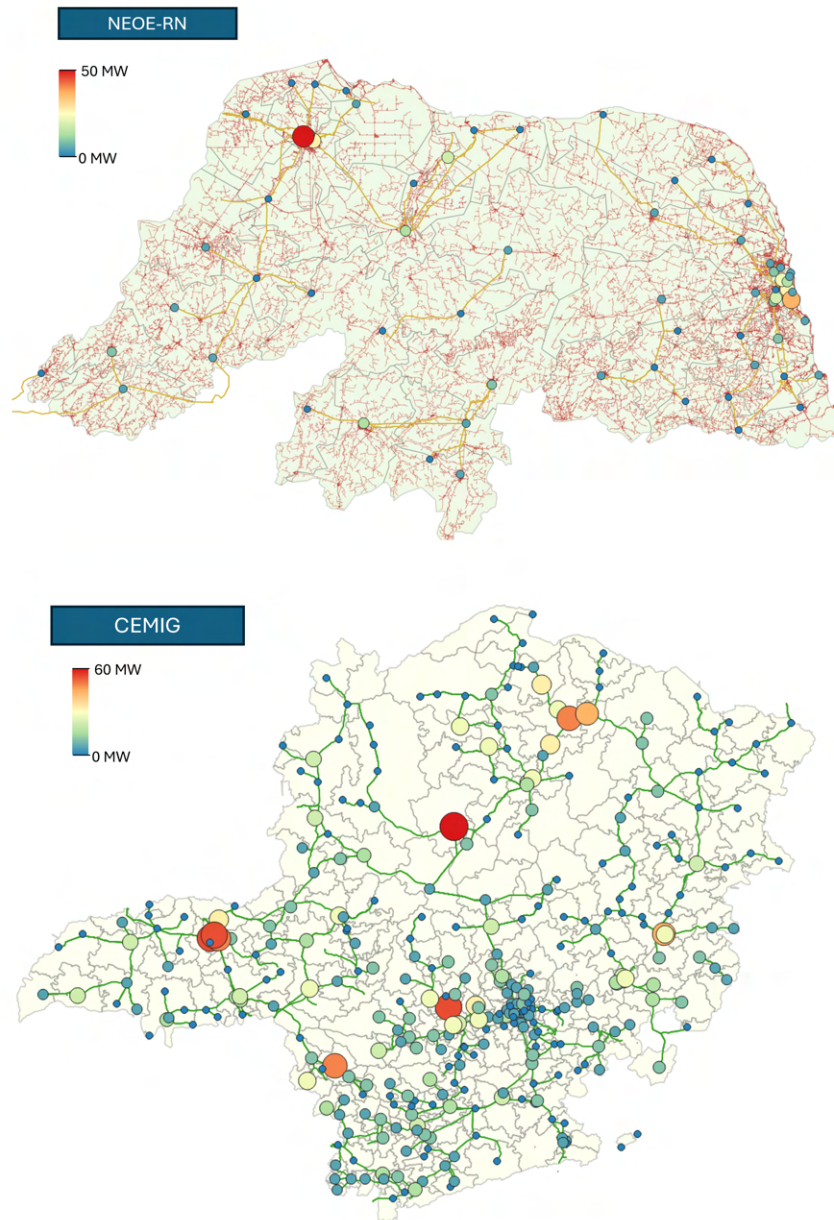


Figura 5.8: MMGD existente na rede das distribuidoras.

Com relação aos cenários de geração, considera-se para a geração distribuída solar múltiplos cenários obtidos pelo TSL com abordagem similar à considerada para as fontes centralizadas conforme explicado em 5.1.2. O gráfico abaixo apresenta o perfil médio diário obtido para a MMGD solar em cada distribuidora.

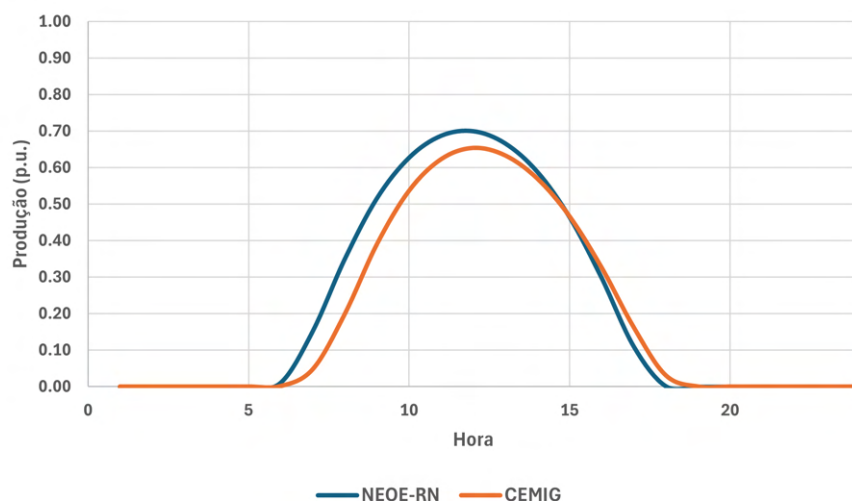


Figura 5.9: Perfil horário das MMGDs - TSL.

Para a projeção da curva horária de demanda da distribuidora, utilizam-se informações disponibilizadas no site da CCEE e dados da Campanha de Medida das Distribuidoras. É importante destacar que as classes de consumo são representadas por uma tipologia de carga agregada, ou seja, ao invés de se representar as diferentes tipologias de carga para cada subgrupo tarifário e/ou classe de consumo, utiliza-se uma tipologia média de carga para cada classe.

O gráfico 5.10 apresenta o perfil horário em 2030 de cada tipologia de carga e o total das distribuidoras. Destaca-se que o perfil da distribuidora Neenergia-RN possui uma demanda de ponta entre as 11h e 15h da tarde enquanto na CEMIG, a demanda de ponta ocorre a noite, após às 20 horas.

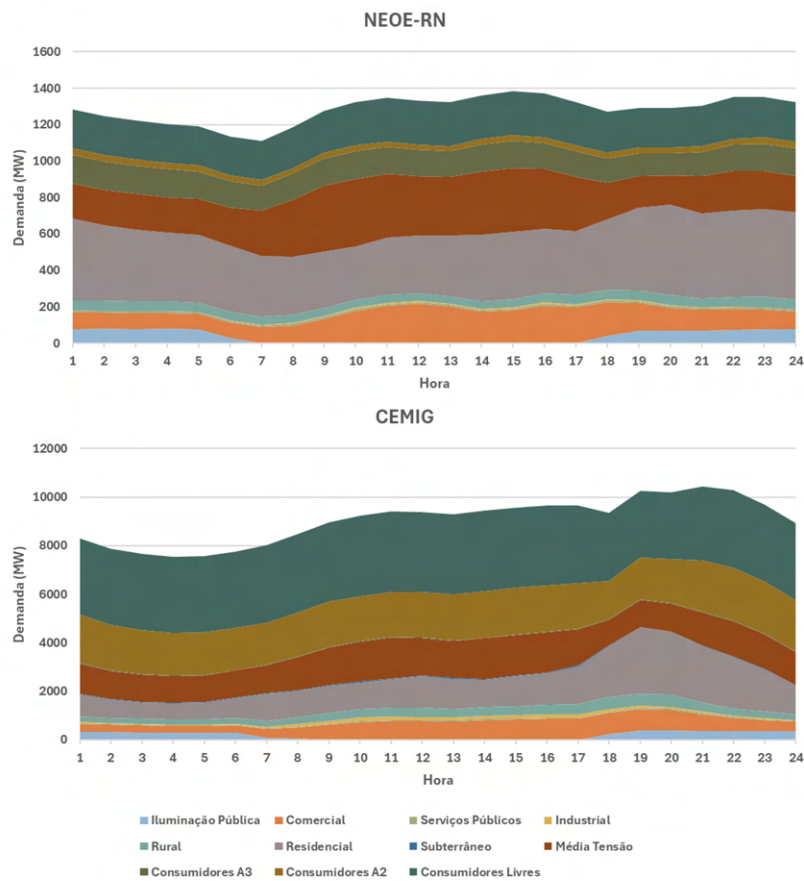


Figura 5.10: Perfil horário da demanda das distribuidoras.

As barras de fronteira entre a transmissão e a distribuição foram identificadas através da planilha SPARTA (Sistema para Processos Automatizados de Revisões/Reajustes Tarifários) disponibilizada no site da ANEEL para cada distribuidora. Para a NEOE-RN existem 11 barras de fronteiras e para a CEMIG, 33 barras. A localização dessas barras e os nomes atribuídos no arquivo PWF da rede de transmissão são apresentados na figura 5.11.

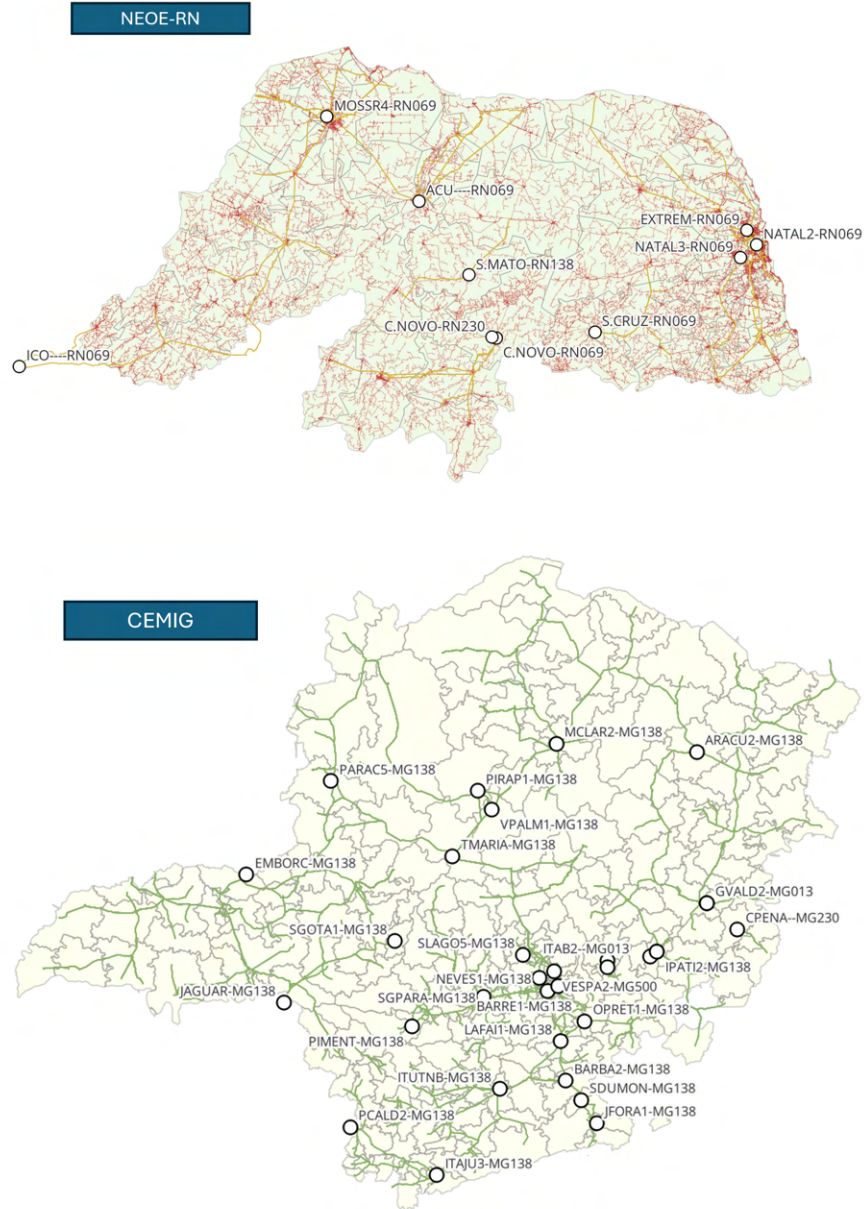


Figura 5.11: Barras de fronteira entre a transmissão e distribuição.

Finalmente, em relação aos casos contrafactuais, adotou-se as projeções de geração distribuída fornecidas pela EPE em [31]. A EPE realiza três cenários de projeções (i) referência; (ii) superior; (iii) inferior. Neste estudo, adotou-se a projeção do cenário de referência que considera somente a cobrança de 100% da tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) a partir de 2029. A tabela a seguir apresenta o montante de geração MMDG adicional para cada distribuidora.

Tabela 5.2: Projeção da MMDG em MW adotada nos casos contrafactuais.

Distribuidora	MMDG Existente (MW)	MMDG Adicional (MW)	MMDG Total (MW)
NEOE-RN	565	496	1,061
CEMIG	3,273	1,140	4,413

5.2 Custos de energia e de uso do sistema de transmissão

Esta seção apresenta os resultados obtidos no nível N1 que servirão de entrada para o modelo de otimização da rede de distribuição. Como comentado, para o nível N1, os custos marginais por barra foram obtidos de uma simulação estocástica com o SDDP. A figura 5.12 apresenta a média do custo marginal mensal obtido por submercado. Observa-se uma tendência de aumento do CMO ao longo do segundo semestre e além disso, um CMO menor nos submercados Norte e Nordeste.

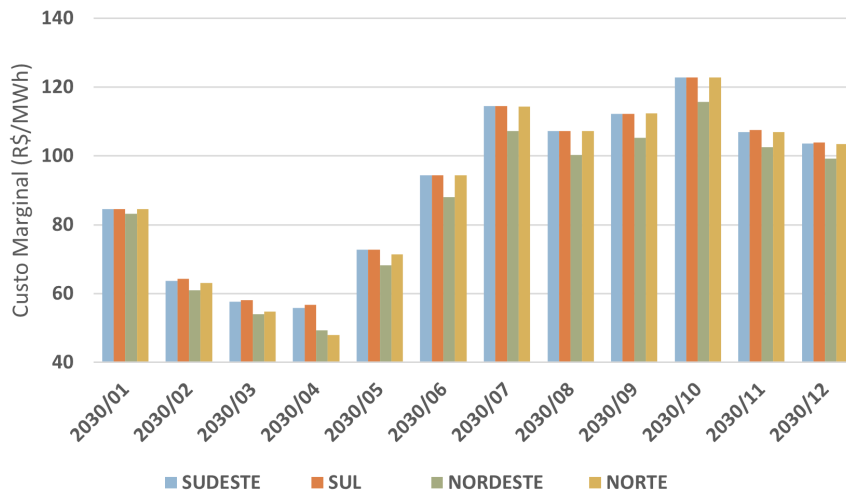


Figura 5.12: Custo marginal de operação por submercado.

Para a tarifa de transmissão, utilizou-se a metodologia nodal vigente e a base de dados pública disponibilizada pela ANEEL para obter a tarifa de uso do sistema de transmissão por barra. A figura 5.13 apresenta a tarifa média obtida para o ciclo de 2030 por submercado. Observa-se que a tarifa dos submercados norte e nordeste são inferiores as tarifas dos submercados sul e sudeste. Esse resultado deve-se ao aspecto locacional das tarifas. As tarifas no sul e sudeste são maiores pois esses submercados concentram o pólo de consumo do país e são regiões importadoras. Assim, por utilizarem mais a rede ao alocar mais consumo nas barras destes submercados, ocorre uma maior alocação dos custos de transmissão para os consumidores destas regiões.

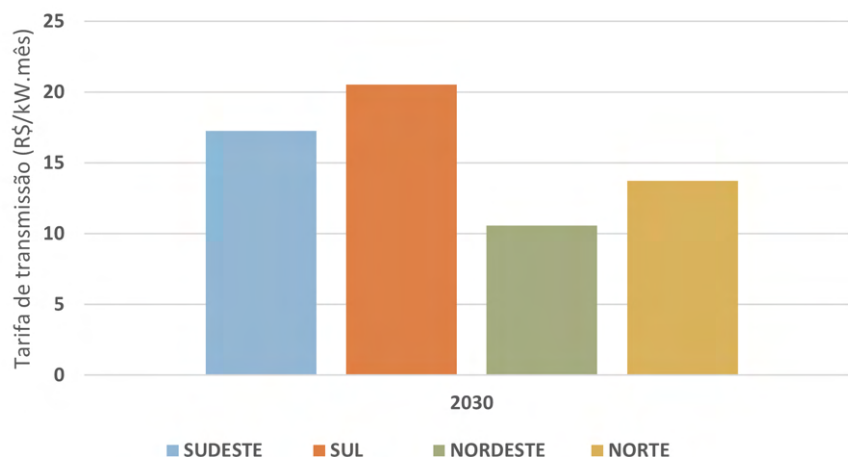


Figura 5.13: Tarifa de transmissão por submercado.

Com as simulações citadas, foi possível obter o custo de energia e o custo de transmissão de cada barra de fronteira.

As figuras 5.14 e 5.15 apresentam os resultados para a distribuidora NEOE-RN. Para o custo de energia, o gráfico apresenta o perfil diário médio do CMO para cada barra de fronteira. Observa-se que existem dois grupos de resultados. Para algumas barras de fronteira como Mossoró e Natal, os custos marginais são próximos a 80 R\$/MWh e são mais elevados no período noturno a partir das 20h. Para um outro grupo com barras de fronteira como Açú, os custos de energia são próximos de 25 R\$/MWh e os horários mais caros são no final da tarde entre as 15h e 18h. Para as tarifas de transmissão, observa-se que os valores são bem próximos entre todas as barras, ao redor de 7.5 R\$/kW.mês.

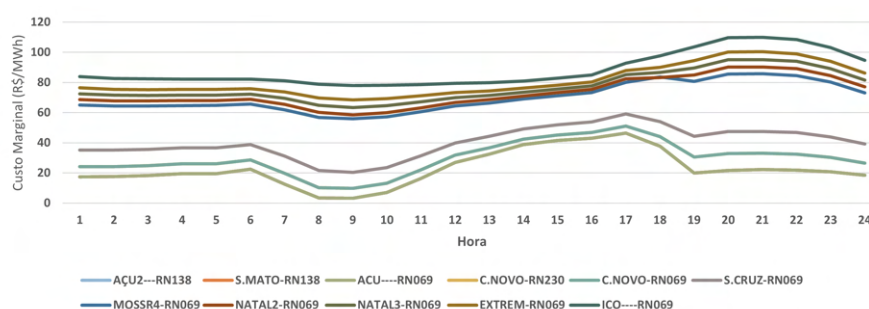


Figura 5.14: Custo marginal de operação por barra de fronteira - NEOE RN.

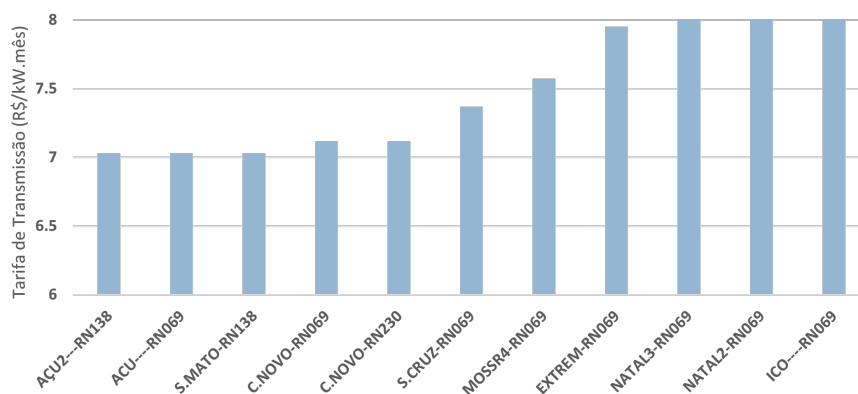


Figura 5.15: Tarifa de transmissão por barra de fronteira - NEOE RN.

As figuras 5.16 e 5.17 apresentam os resultados para a distribuidora CEMIG. Para o custo de energia, o gráfico apresenta o perfil diário horário médio do custo para cada barra de fronteira. Observa-se que o perfil é idêntico para todas as barras sendo que os custos ficam próximos a 90 R\$/MWh e são mais elevados no período noturno a partir das 20h. Para as tarifas de transmissão, observa-se que os valores são mais dispersos entre as barras com algumas fronteiras com valores próximos a 10 R\$/kW.mês e outras barras com valores que alcançam até 14 R\$/kW.mês.

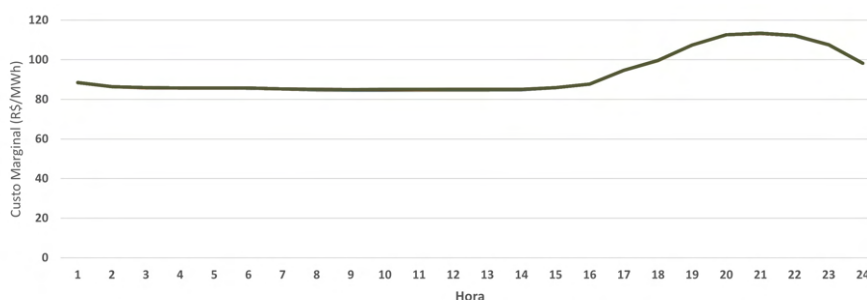


Figura 5.16: Custo marginal de operação por barra de fronteira - CEMIG.

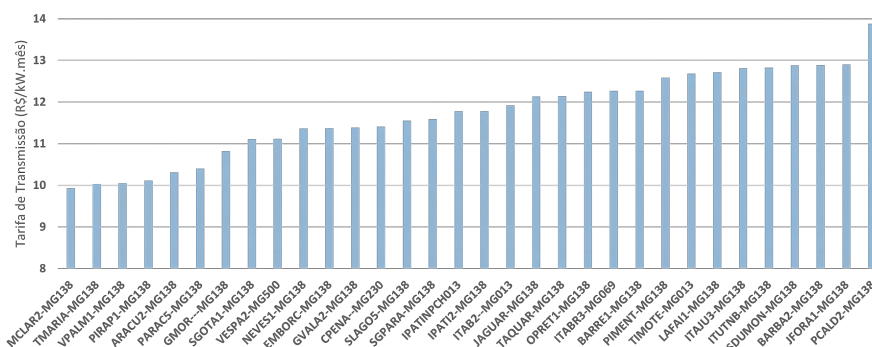


Figura 5.17: Tarifa de transmissão por barra de fronteira - CEMIG.

5.3 Caso 1 - Distribuidora Neoenergia Rio Grande do Norte

Com o caso da distriuidora Neenergia Rio Grande do Norte, obteve-se os seguintes resultados de custo de operação e de uso do sistema de transmissão entre o caso de referência (Caso A) e os casos contrafactuais (caso B e caso C). O montante de geração adicional foi de 496 MW que equivale a uma energia anual de 930.5 GWh.

Tabela 5.3: Resultados do benefício operativo para a distribuidora NEOE-RN.

Resultados (milhão de reais)	Caso A	Caso B	Caso C
Custo Operativo	374.6	333.8	333.4
Custo de Transmissão	272.7	253.8	263.1
Custo total	647.3	587.7	596.5
Economia	-	59.7	50.8

No caso B, em que o modelo pode decidir a localização da MMGD, o benefício obtido foi de 59.7 milhões de reais. A razão entre esse benefício e o montante de energia anual da MMGD é de 64.1 R\$/MWh. Neste caso, observa-se que cerca de 70% do benefício veio da redução do custo operativo enquanto os outros 30% em relação ao uso do sistema de transmissão.

Para o caso C, em que a MMGD foi alocada seguindo a mesma distribuição apresentada em 5.8, o benefício obtido foi de 50.8 milhões de reais, cerca de 17% inferior ao obtido no caso B. Neste caso, a razão entre o benefício e a energia anual da MMGD é de 54.6 R\$/MWh. Ao comparar o caso B com o Caso C, observa-se que a maior diferença-se encontra-se no custo de transmissão. Dessa forma, ao permitir que o modelo aloque a MMGD, ele está posicionando os elementos em pontos estratégicos do sistema para reduzir a demanda de ponta e por consequência, os custos com a transmissão.

Outro resultado que permite analisar como a MMGD impacta os casos é o custo marginal das barras. A figura a seguir ilustra o custo marginal médio para todas as barras do sistema entre os três casos. Para melhor visualização, são apresentados os resultados das barras no percentil 50 de valores de CMO. É possível observar a redução dos picos deste custo do caso A ao inserir a geração nos casos B e C, o que representa uma redução das perdas deste sistema.

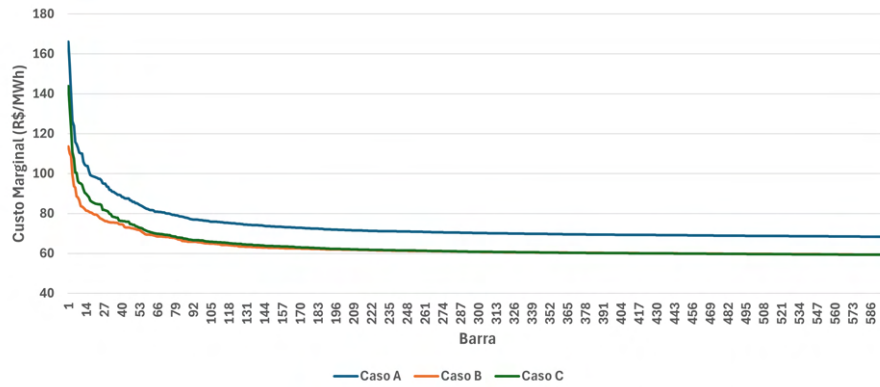


Figura 5.18: Custo marginal por barra entre os casos A, B e C - NEOE-RN.

Como visto com os resultados do custo, uma parte relevante dos benefícios obtidos com a inserção da geração distribuída nessa distribuidora foi com o custo de transmissão. A redução no custo de transmissão está relacionado a redução de ponta da distribuidora. Como visto em 5.10, a distribuidora NEOE-RN tem uma demanda de ponta no período da tarde, período coincidente com a produção da geração distribuída. Dessa forma, a alocação deste recurso permite reduzir o uso do sistema de transmissão, trazendo esse benefício nos custos.

Ademais, considerando o aspecto locacional da geração distribuída, outro resultado relevante para avaliar o impacto deste recurso é a redução das perdas dos circuitos. Neste trabalho, foi criado uma método de equivalente de perdas que permite manter o proxy das perdas internas da rede de distribuição. A figura 5.19 apresenta o percentual de perdas em termos de demanda para os alimentadores com maiores níveis para os casos A e o caso B. Observa-se uma redução de até 50% das perdas em alguns alimentadores enquanto para outros alimentadores, o nível de perdas se mantém.

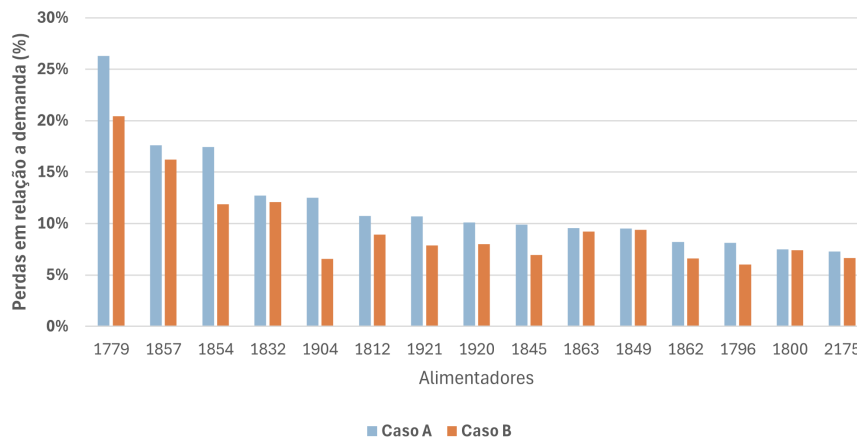


Figura 5.19: Perdas nos alimentadores para os casos A e B - NEOE-RN.

Já para o caso C, onde existe uma inserção não ótima da localização dessa geração, é possível observar um aumento das perdas comparado com o caso B conforme a figura 5.20. Além disso, no caso do alimentador identificado como 1800, a perda do caso C é maior do que no caso A.

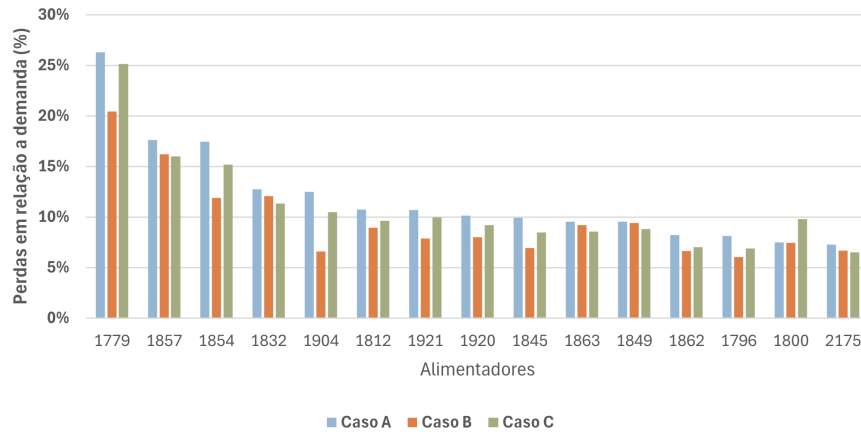


Figura 5.20: Perdas nos alimentadores para os casos A e B - NEOE-RN.

Finalmente, os mapas na figura 5.21 mostram a localização dessa expansão adicional do caso B e do Caso C. Observa-se que no caso B, a geração é alocada de forma dispersa na rede ainda que exista uma concentração na região perto de Natal e de Mossoró, que são as regiões com maior concentração de carga. Por outro lado, no caso C, a geração está bem concentrada nessas regiões seguindo a distribuição espacial atual dessas fontes.

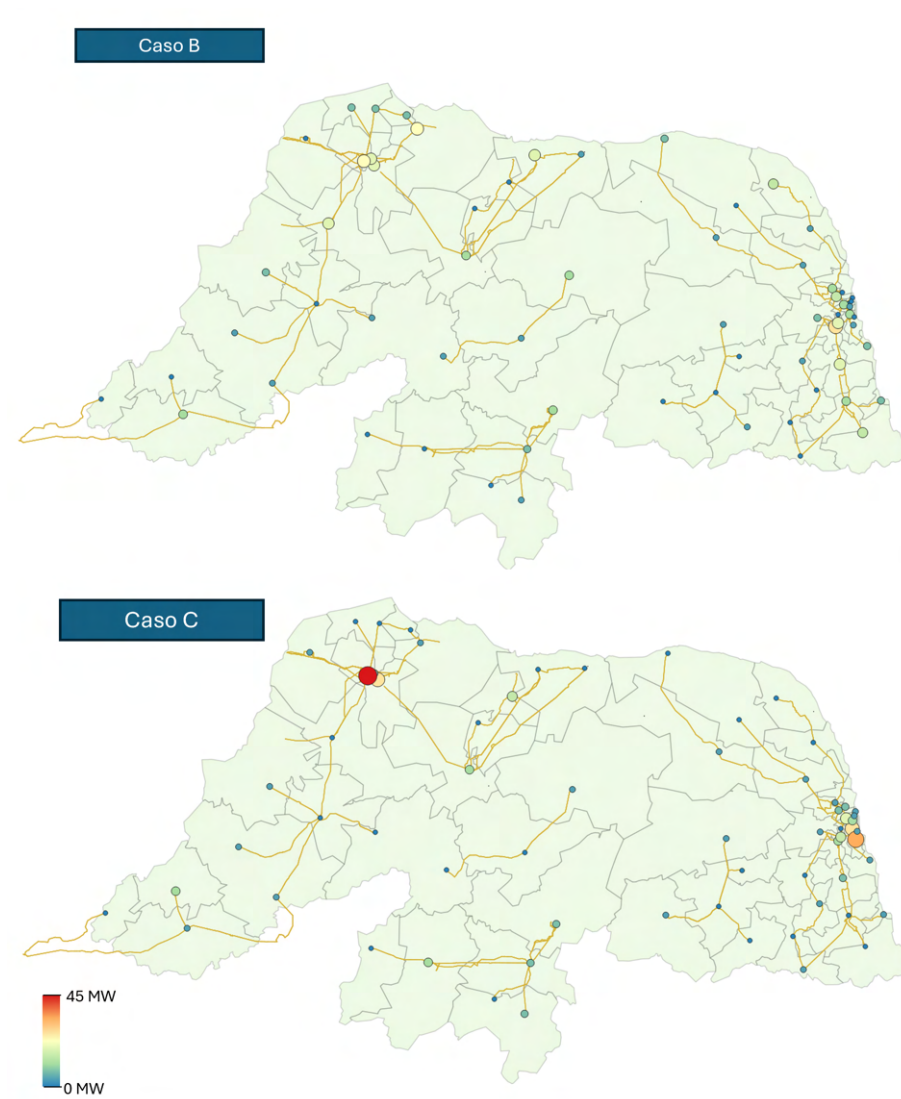


Figura 5.21: Localização da MMGD nas subestações para os casos B e C - NEOE-RN.

5.3.1 Caso sensibilidade - Avaliação dos sistemas de armazenamento distribuídos

A metodologia proposta neste estudo pode ser estendida para a avaliação de outros recursos distribuídos como as baterias. Dessa forma, para essa distribuidora realizou-se um caso adicional denominado de caso BESS para avaliar o impacto da inserção de 30 MW de baterias com capacidade de armazenamento de 3 horas adicionalmente ao montante de geração de 496 MW. O BESS é representado no modelo considerando a sua capacidade máxima, armazenamento máximo e taxa de eficiência de carga e descarga de 0.95. Neste caso, o modelo pode escolher os locais para fazer a distribuição desse armazenamento e da geração distribuída.

A tabela 5.4 apresenta os resultados de custo operativo e custo de transmissão

obtido neste caso quando comparado com o caso A. O benefício deste caso passa a ser de 88.1 milhões de reais, ou seja, 47% maior quando comparado com o caso B em 5.3. Cumpre destacar que os custos de investimento das baterias não estão sendo considerados nesta análise.

Tabela 5.4: Resultados do benefício operativo com a inserção de armazenamento para distribuidora NEOE-RN.

Resultados (milhão de reais)	Caso A	Caso BESS
Custo Operativo	374.6	329.7
Custo de Transmissão	272.7	229.5
Custo total	647.3	559.2
Economia	-	88.1

A figura 5.22 apresenta o custo marginal médio obtido por barra considerando as barras com maiores custos. Observa-se uma redução brusca dos CMOs das barras com a inserção deste equipamento que permite trazer maior controle para a operação do sistema corroborando com o valor monetário do benefício operativo deste caso.

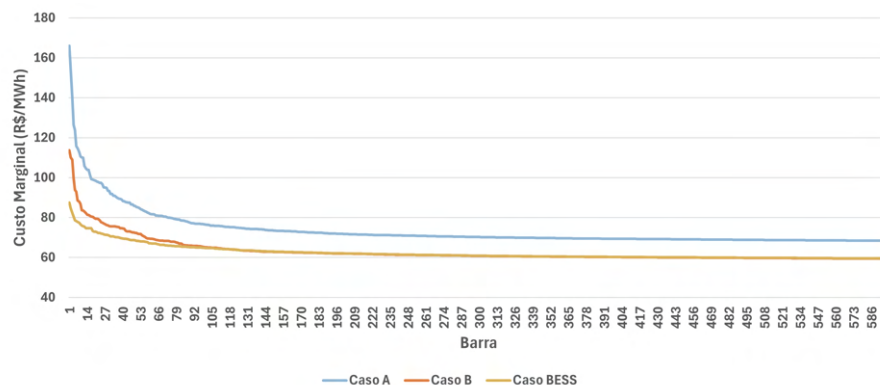


Figura 5.22: Custo marginal por barra entre os casos A, B e BESS - NEOE-RN.

A distribuição da geração distribuída e das baterias neste caso são apresentados na figura 5.23. Nota-se que a geração distribuída segue sendo distribuída ao longo de toda a rede ao passo que o armazenamento distribuído está concentrado em distintos pontos da rede.

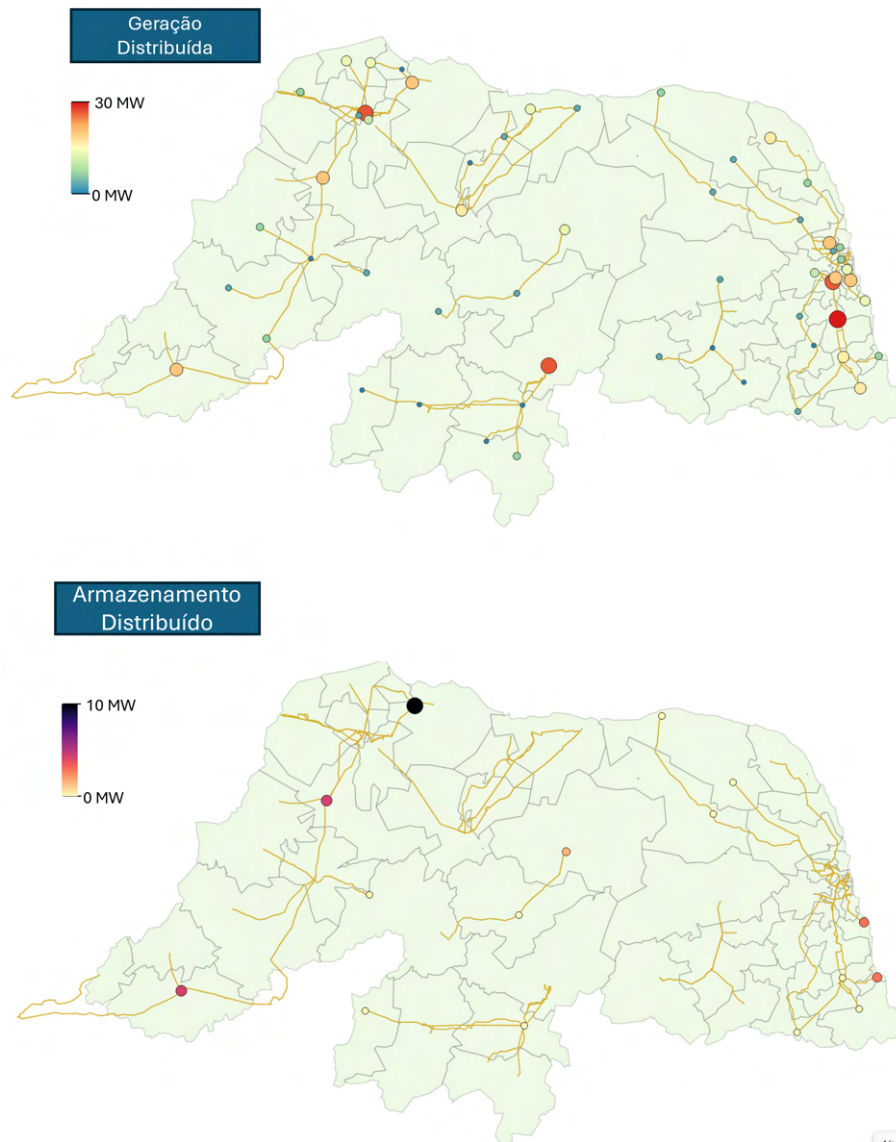


Figura 5.23: Localização da geração e armazenamento distribuídos para o caso BESS - NEOE-RN.

Para melhor entendimento da operação dos armazenamentos nesta rede e o seu impacto operativo, os gráficos em 5.24 e 5.25 apresentam algumas grandezas obtidas com a simulação operativa deste caso. Os gráficos referem-se a resultados para um dia (24 horas) em janeiro e uma série hidrológica/renovável. Neste caso BESS, a bateria alocada na barra é de 3.2 MW e o modelo também aloca uma geração distribuída fotovoltaica de 3.3 MW.

Em 5.24, a linha azul representa o custo marginal da barra onde o armazenamente está localizado após a inserção deste elemento. A linha verde representa o custo marginal da barra antes da inserção deste elemento (Caso A) e por fim, a linha laranja representa a geração líquida desta bateria. Valores negativos indicam que a bateria está se carregando (consumindo da rede) e positivo que a bateria está se

descarregando (injetando na rede).

Ao analisar a curva em verde observa que esta barra possui um custo marginal operativo maior no início do dia e de tarde após às 12h até reduzir após às 19h. Além disso, existe um afundamento deste custo no período do início da manhã entre às 7h e as 10h. Após a inserção da bateria, a curva em azul mostra que os custos marginais estão mais nivelados de modo que a bateria aproveitou para se carregar no período que o custo está mais barato e volta a se descarregar no período que o custo está mais elevado.

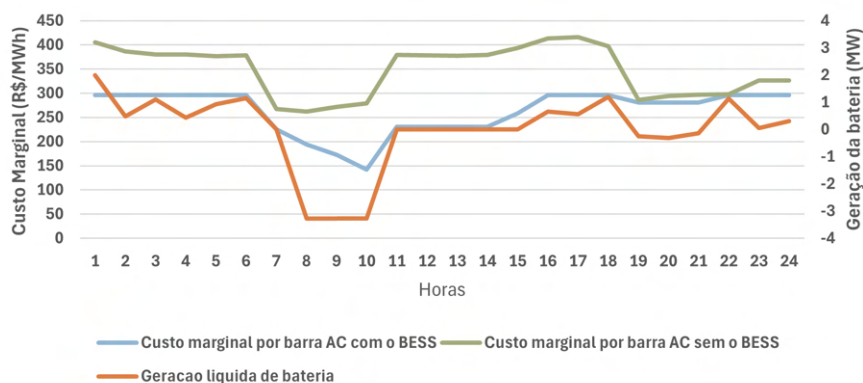


Figura 5.24: Localização da geração e armazenamento distribuídos para o caso BESS - NEOE-RN.

Em 5.25, é possível observar o comportamento da bateria junto com a geração alocada pelo modelo neste mesmo ponto. Nota-se que a bateria se carrega pela manhã, no período da produção da solar, e se descarrega de noite e madrugada, otimizando o uso deste recurso.

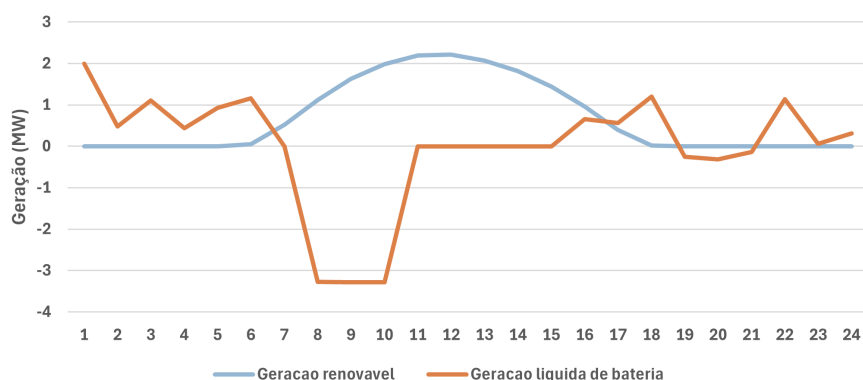


Figura 5.25: Localização da geração e armazenamento distribuídos para o caso BESS - NEOE-RN.

5.4 Caso 2 - Distribuidora CEMIG

A tabela 5.5 apresenta os resultados do custo de operação e do uso do sistema de transmissão para a distribuidora CEMIG. Os resultados são apresentados para o caso de referência (caso A) e os casos contrafactuais (caso B e caso C). O montante de geração adicional foi de 1,040 MW equivalente a uma energia anual de 1.93 TWh.

Tabela 5.5: Resultados do benefício operativo para a distribuidora CEMIG.

Resultados (milhão de reais)	Caso A	Caso B	Caso C
Custo Operativo	5,070.6	4,892.9	4,906.4
Custo de Transmissão	1,694.1	1,691.1	1,694.1
Custo total	6,764.7	6,587.1	6,600.5
Economia	-	177.6	164.2

Para o caso B, o benefício obtido foi de 177.6 milhões de reais ao distribuir a geração de forma ótima no sistema. A razão entre esse benefício e o montante de energia anual da MMGD é de 91.9 R\$/MWh. Neste caso, observa-se que todo o benefício econômico veio da redução do custo operativo. Esse resultado é distinto da distribuidora anterior em que a geração distribuída também contribuía com a redução da utilização da transmissão. Para este caso, é possível afirmar que a geração não traz nenhum benefício de reduzir a necessidade de transmissão para atender essa distribuidora.

Para o caso C, em que a MMGD foi alocada seguindo a mesma distribuição apresentada em 5.8, o benefício obtido foi de 164.2 milhões de reais, cerca de 8% inferior ao obtido no caso B. A razão entre esse benefício e a energia anual da MMGD é de 85 R\$/MWh. Para esta distribuidora, como não existe benefício de redução dos custos de transmissão, pode-se afirmar que a diferença entre os casos encontra-se na redução das perdas que será maior para o caso B.

Para análise do impactos deste recurso nesta distribuidora, a figura 5.26 ilustra o custo marginal médio para todas as barras do sistema entre os três casos. Para melhor visualização, são apresentados os resultados das barras no percentil 5 de valores de CMO. É possível observar a redução dos picos deste custo do caso A ao inserir a geração nos casos B e C, o que representa uma redução das perdas deste sistema. Além disso, observa-se que a redução é maior no caso B comparado ao caso C.

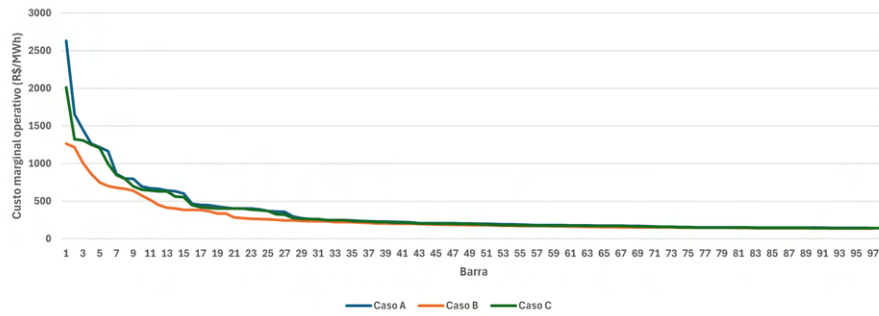


Figura 5.26: Custo marginal por barra entre os casos A, B e C - CEMIG.

Ademais, considerando o aspecto locacional da geração distribuída, outro resultado relevante para avaliar o impacto deste recurso é a redução das perdas dos circuitos. A figura 5.27 apresenta o percentual de perdas em termos de demanda para os alimentadores com maiores níveis de perdas para os três casos.

Ao comparar o Caso B com o Caso A, observa-se uma redução nas perdas dos alimentadores que alcança até 40% de redução. Para o caso C, as perdas diminuem para alguns alimentadores.

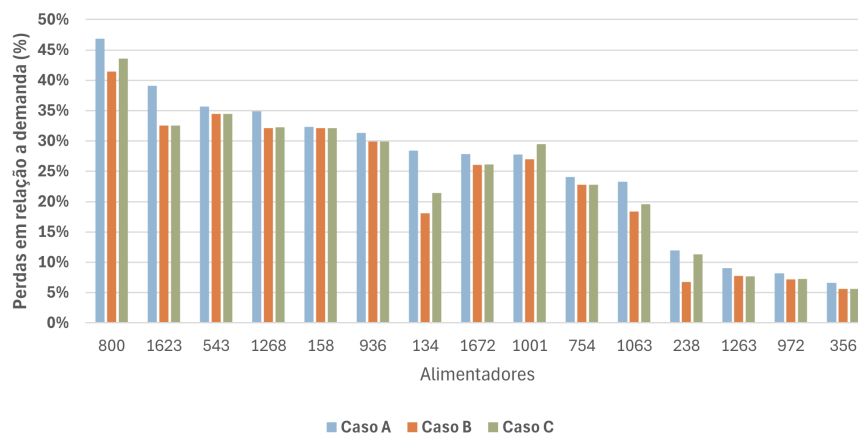


Figura 5.27: Perdas nos alimentadores para os casos A e B - NEOE-RN.

Por fim, os mapas na figura 5.28 mostram a localização da expansão adicional do caso B e do Caso C. Observa-se um padrão distinto na alocação dessa geração com áreas de concentração distintas. No caso B, as regiões mais ao sul do estado, próximos dos municípios de Lavras e São João del Rei, além da região centro-oeste recebem maior concentração da geração distribuída.

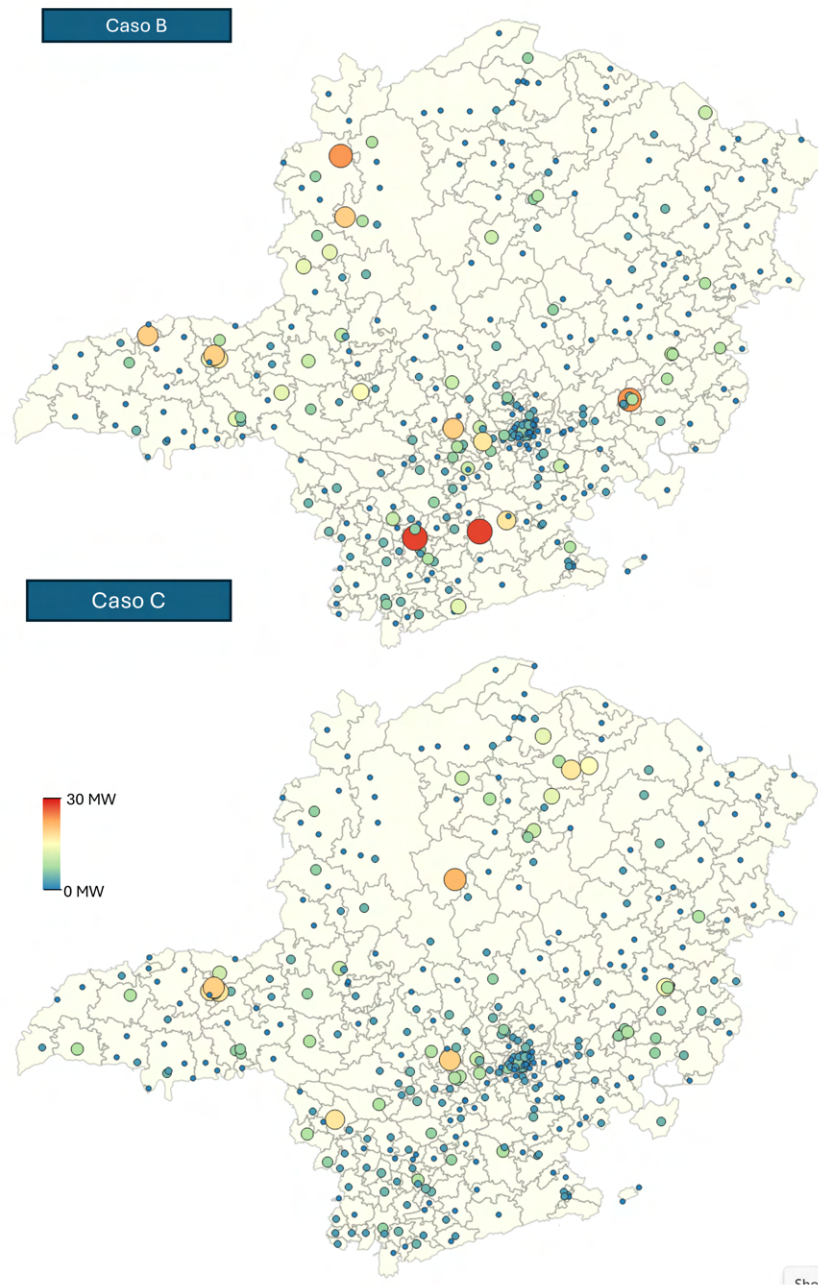


Figura 5.28: Localização da MMGD nas subestações para os casos B e C - NEOE-RN.

Capítulo 6

Conclusões

Este trabalho apresentou uma metodologia probabilística e locacional para a valoração dos benefícios da geração distribuída (GD). O objetivo principal foi desenvolver um modelo que analisasse os potenciais impactos e benefícios sistêmicos da GD no sistema de potência, considerando sua interação com a rede de distribuição e os sistemas de transmissão. Dessa forma, a avaliação dos benefícios com a metodologia proposta pode ser comparada com os incentivos atualmente fornecidos para esses recursos, garantindo que decisões sobre políticas e planejamento sejam baseadas em análises técnicas e econômicas robustas.

A metodologia desenvolvida incorporou aspectos locacionais e temporais, permitindo capturar a influência da posição geográfica dos recursos e da variação temporal dos benefícios e custos. Esses fatores foram integrados em um modelo de otimização para avaliar o trade-off entre o uso da energia gerada localmente pelos recursos distribuídos e a energia adquirida do sistema de transmissão. O modelo também considera as interações entre diferentes recursos, como armazenamento distribuído, e seu impacto nos custos e na confiabilidade do sistema.

Os estudos de caso realizados demonstraram a aplicabilidade e relevância da metodologia proposta. Utilizando dados reais de duas grandes distribuidoras brasileiras, foram analisados cenários considerando a inserção de geração distribuída solar fotovoltaica e armazenamento distribuído. Os principais resultados obtidos incluem:

1. **Benefícios Econômicos:** A metodologia demonstrou que a GD pode contribuir para a redução dos custos operacionais do sistema elétrico. A valoração detalhada mostrou que os custos evitados em geração, transmissão e perdas técnicas são sensíveis à localização dos recursos e ao perfil temporal da demanda.
2. **Benefícios Locacionais:** A análise evidenciou que os benefícios da GD são amplificados quando os recursos estão localizados próximos aos centros de con-

sumo ou em pontos estratégicos da rede de distribuição. Essa característica reforça a importância de considerar o "valor locacional" nas análises de impactos e benefícios da GD.

3. Benefícios Temporais: A inclusão da dimensão temporal permitiu identificar variações nos benefícios ao longo do tempo, influenciadas por fatores como o perfil de geração renovável, a sazonalidade da demanda e a granularidade temporal adotada. Esse aspecto é crucial para decisões de planejamento, especialmente em sistemas com alta penetração de fontes renováveis variáveis.
4. Interação com o Sistema de Transmissão: O modelo demonstrou como a GD pode aliviar o uso da infraestrutura de transmissão, reduzindo custos associados à expansão da rede, especialmente em regiões com alta concentração de carga.

A metodologia desenvolvida oferece uma abordagem abrangente e inovadora para a análise da geração distribuída, superando limitações de métodos tradicionais encontrados na literatura. Ao integrar os aspectos locacionais e temporais, o modelo permite uma valoração mais precisa e completa dos benefícios e custos associados à GD, fornecendo subsídios essenciais para:

1. Formulação de políticas públicas mais eficientes: A metodologia ajuda a calibrar adequadamente os incentivos fornecidos à GD, evitando distorções tarifárias ou sobrecarga de subsídios pagos pelos demais consumidores;
2. Planejamento do sistema elétrico: A abordagem auxilia concessionárias e reguladores a identificar locais estratégicos para a implantação de GD, maximizando os benefícios sistêmicos;
3. Tomada de decisão regulatória: Os resultados oferecem suporte técnico para a avaliação de cenários de expansão da GD e de recursos complementares, como armazenamento distribuído para que a regulação a ser elaborada destes recursos permita maximizar os benefícios possíveis.

A proposta também contribui para a literatura ao oferecer uma metodologia que pode ser adaptada a outros contextos regulatórios e tecnológicos, além do Brasil, servindo como referência para estudos em outros países.

A contribuição deste trabalho aborda uma lacuna na valoração dos benefícios da GD e propõe um modelo que pode orientar decisões estratégicas em um momento em que os sistemas elétricos enfrentam transformações significativas, com a crescente penetração de fontes renováveis e recursos distribuídos. A metodologia também é particularmente relevante no contexto brasileiro, onde políticas de incentivo à GD,

como o marco legal da micro e minigeração distribuída, têm gerado debates sobre seus impactos econômicos e sociais.

Com base nos resultados obtidos e na análise realizada, conclui-se que a metodologia proposta demonstrou ser eficaz para capturar os benefícios e impactos sistêmicos da GD, fornecendo uma ferramenta robusta para o planejamento e a tomada de decisões.

Como propostas de trabalhos futuros, sugere-se avaliar a metodologia considerando outros recursos distribuídos. Como os veículos elétricos considerando o seu potencial como carga flexível e fonte de armazenamento de energia. E a resposta da demanda como um recurso ativo para redução de custos operacionais e postergação de investimentos. Além disso, pode-se explorar a aplicação da metodologia para estudos de expansão de microgrids ou sistemas isolados e também a combinação da metodologia proposta com modelos de planejamento de expansão de geração e transmissão em larga escala, permitindo uma abordagem mais integrada para sistemas interconectados. Essas sugestões visam ampliar a aplicabilidade e a robustez da metodologia proposta.

Referências Bibliográficas

- [1] WOOLF, T., MALONE, E., SCHWARTZ, L., et al. “A Framework for Evaluating the Cost-Effectiveness of Demand Response Prepared for the National Forum on the National Action Plan on Demand Response: Cost-effectiveness Working Group”. 2013. Disponível em: <<http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/06-17-10-demand-response.pdf>>.
- [2] FORSTEN, K. “The Integrated Grid - A Benefit-cost framework”. 2015.
- [3] JENKINS, J. D. “Electricity System Planning with Distributed Energy Resources: New Methods and Insights for Economics, Regulation, and Policy”. 9 2018.
- [4] PUDJANTO, D., AUNEDI, M., DJAPIC, P., et al. “Whole-systems assessment of the value of energy storage in low-carbon electricity systems”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 5, pp. 1098–1109, 3 2014. ISSN: 19493053. doi: 10.1109/TSG.2013.2282039.
- [5] BARINGO, L., BOFFINO, L., OGGIONI, G. “Robust expansion planning of a distribution system with electric vehicles, storage and renewable units”, *Applied Energy*, v. 265, 5 2020. ISSN: 03062619. doi: 10.1016/j.apenergy.2020.114679.
- [6] OPTGEN. “Manual de metodologia - Versão 8.1”. 2024.
- [7] OKAMURA, L. *ANALYSIS OF ALTERNATIVES FOR THE INTEGRATED GENERATION AND TRANSMISSION EXPANSION PLANNING WITH SECURITY CONSTRAINTS*. ese de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2023.
- [8] IGNACIO PÉREZ-ARRIAGA, C. K. “UTILITY OF THE FUTURE”. 2016.
- [9] ANEEL. “Subsidiômetro”. . Disponível em: <<https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/subsidiometro>>. Acessado em: 12 dez. 2024.

- [10] ONS. “O sistema em números”. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acessado em: 12 dez. 2024.
- [11] OF ENERGY, D. “Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them”, 2 2006.
- [12] MALMGREN, I. “Quantifying the Societal Benefits of Electric Vehicles”. 2016.
- [13] GUNDLACH, J., UNEL, B. “Getting the Value of Distributed Energy Resources Right Using a Societal Value Stack”. 2019.
- [14] DUNCAN, J., BURTRAW, D. “Does Integrated Resource Planning Effectively Integrate Demand-Side Resources?” 2018.
- [15] WOOLF, T., NEME, C., SCHILLER, S. R., et al. “National Standard Practice Manual for Assessing Cost-Effectiveness of Energy Efficiency Resources”. 2017.
- [16] FRICK, N. M., SCHWARTZ, L. C., LAB, B., et al. “A Framework for Integrated Analysis of Distributed Energy Resources: Guide for States”. 2018.
- [17] WOOLF, T., NEME, C., STANTON, P., et al. “The Resource Value Framework - Reforming Energy Efficiency Cost-Effectiveness Screening”. 2014.
- [18] ECKMAN, T., SCHWARTZ, L., LEVENTIS, G., et al. “Determining Utility System Value of Demand Flexibility from Grid-Interactive Efficient Buildings”. 2020.
- [19] WOOLF, T., STEINHURST, W., MALONE, E., et al. “Energy Efficiency Cost-Effectiveness Screening How to Properly Account for ‘Other Program Impacts’ and Environmental Compliance Costs”. 2012.
- [20] LARSEN, J., HERNDON, W. “What Is It Worth? The State of the Art in Valuing Distributed Energy Resources”. 2017.
- [21] DENHOLM, P., MARGOLIS, R., PALMINTIER, B., et al. “Methods for Analyzing the Benefits and Costs of Distributed Photovoltaic Generation to the U.S. Electric Utility System”. 2014.
- [22] CORY, K., AZNAR, A., COOK, J. J., et al. “Quantifying Distributed Solar Photovoltaics Costs and Benefits: Considerations and Decision Framework for Oklahoma”. 2019.

- [23] BEHLIOMJT, R. “General Rate Case Marginal Cost and Sales Forecast Proposal”. 2017.
- [24] SHRADER, J., UNEL, B., ZEVIN, A. “Valuing Pollution Reductions: How to Monetize Greenhouse Gas and Local Air Pollutant Reductions from Distributed Energy Resources”. 2018.
- [25] JENKINS, J. D., SEPULVEDA, N. A. “Enhanced Decision Support for a Changing Electricity Landscape: The GenX Configurable Electricity Resource Capacity Expansion Model”. 2017.
- [26] JENKINS, J. D. “ELECTRICITY CAPACITY EXPANSION MODELING WITH DISTRIBUTION NETWORKS AND DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES”. 2020.
- [27] STRBAC, G., AUNEDI, M., PAPADASKALOPOULOS, D., et al. “Modelling of Smart Low-Carbon Energy Systems”. Disponível em: <<http://www.wholesem.ac.uk/documents/icl-model-summary>>.
- [28] DE PESQUISA ENERGETICA, E. “Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD): Metodologia – Versão 1^a Revisão Quadrimestral da Carga para o Planejamento Anual da Operação Energética PLAN 2023 - 2027”. 2023.
- [29] ANEEL. “REH - RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA 3217/2023”. 2023. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20233217ti.pdf>>. Acessado em: 14 set. 2023.
- [30] ANEEL. “Base Power BI SISGD – Base de dados do Power Bi de Geração Distribuída”. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoizjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLT1lMjItN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI>>. Acessado em: 18 set. 2023.
- [31] EPE. “Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída (PDGD)”. Disponível em: <<https://dashboard.epe.gov.br/apps/pdgd/>>. Acessado em: 02 out. 2023.

Apêndice A

Tratamento da Base de Dados Georreferenciada de Distribuição

No tratamento dos dados da BDGD para obtenção de alimentadores equivalentes, observou-se que muitas vezes, existem dados de alimentadores, equipamentos e/ou consumidores com inconsistências. Por exemplo, existem dados de consumidores eletricamente ilhados, ou seja, que não estão conectados a nenhuma barra da distribuidora; condutores sem dados de resistência ou reatância definidos; erros de referência e relacionamento entre tabelas de dados; valores controversos de capacidade instalada, potência nominal, característica de condutores; etc.

Dependendo da inconsistência observada nos alimentadores, algumas premissas foram adotadas.

Por exemplo, no caso de alimentadores com cargas ilhadas, como não era conhecida a alocação desses consumidores, assumiu-se que estariam conectados na subestação.

Entretanto, se a porcentagem de consumidores ilhados em relação ao total de demanda da distribuidora for muito elevada, grande parte da carga não será alocada corretamente ao longo dos alimentadores. Em consequência, não será possível obter um resultado coerente para o fluxo de potência da distribuidora e nem uma expansão verossímil com representação detalhada da rede e perdas.

A seguir, apresenta-se os parâmetros elétricos dos alimentadores equivalentes para as distribuidoras analisadas neste estudo.

Tabela A.1: Parâmetros elétricos dos alimentadores da
NEOE-RN - Parte 1.

Feeder	p0 (pu)	eta0 (pu)	alfa1	alfa2	eta0alfa1	eta0alfa2	F1 (pu)
1	0.0008	0.0882	3.7000	7.6654	0.3265	0.6763	0.0922
2	0.0002	0.1227	2.7575	5.0848	0.3384	0.6240	0.0407
3	0.0004	0.0547	4.7405	15.3174	0.2592	0.8374	0.0842
4	0.0071	0.3265	4.4549	13.9117	1.4547	4.5429	0.0448
5	0.0023	0.0288	4.4886	7.8618	0.1291	0.2261	0.0931
6	0.0001	0.8075	8.7484	14.4361	7.0641	11.6569	0.0118
8	0.0034	0.3011	2.8688	6.2329	0.8637	1.8764	0.0991
9	0.0072	3.5938	5.0913	7.9001	18.2974	28.3919	0.0407
10	0.0009	1.4469	5.4174	11.9280	7.8384	17.2586	0.0236
11	0.0014	0.9086	4.6183	7.3062	4.1964	6.6387	0.0354
12	0.0054	0.7868	7.7539	21.1687	6.1011	16.6563	0.0792
14	0.0003	0.0585	11.9064	10.8329	0.6971	0.6343	0.0624
15	0.0031	0.3119	2.9702	8.1802	0.9265	2.5518	0.0970
16	0.0007	0.0664	4.5965	9.4065	0.3051	0.6243	0.0429
17	0.0001	0.0734	5.5033	7.6457	0.4038	0.5611	0.0330
18	0.0019	2.3991	4.0729	5.8361	9.7713	14.0014	0.0264
19	0.0142	3.6871	4.0754	9.8125	15.0264	36.1800	0.0573
20	0.0033	0.2710	3.1339	8.3442	0.8493	2.2612	0.1064
21	0.0034	4.3608	4.9543	9.3235	21.6046	40.6580	0.0260
22	0.0005	0.1604	6.3273	13.1520	1.0150	2.1098	0.0549
23	0.0002	0.0060	5.5117	10.4629	0.0332	0.0631	0.0536
25	0.0012	0.1801	3.3750	8.2491	0.6077	1.4854	0.0780
26	0.0013	0.1133	2.6685	5.9685	0.3024	0.6765	0.1038
27	0.0022	0.4590	4.2525	10.6753	1.9520	4.9001	0.0675
28	0.0001	0.0691	2.2613	3.2210	0.1562	0.2225	0.0413
29	0.0008	1.3516	5.3956	12.4916	7.2924	16.8831	0.0226
30	0.0007	0.1002	7.9383	13.3086	0.7957	1.3340	0.0823
31	0.0020	0.0727	4.5352	6.7718	0.3298	0.4925	0.0737
32	0.0001	0.0612	5.7247	8.1640	0.3501	0.4993	0.0397
33	0.0163	1.3610	4.2429	7.8536	5.7744	10.6886	0.0470
34	0.0012	0.0470	2.6301	4.3485	0.1237	0.2045	0.0690
35	0.0007	0.3732	4.2271	8.8574	1.5774	3.3052	0.0416
37	0.0035	2.1233	5.0708	6.9135	10.7671	14.6797	0.0370
38	0.0018	0.1883	3.0554	6.6074	0.5752	1.2440	0.0918
39	0.0009	0.7014	8.9125	11.9010	6.2509	8.3469	0.0333

Continua na próxima página

Tabela A.1: Parâmetros elétricos dos alimentadores da
NEOE-RN - Parte 1.

Feeder	p0 (pu)	eta0 (pu)	alfa1	alfa2	eta0alfa1	eta0alfa2	F1 (pu)
40	0.0002	0.4226	3.4380	4.6756	1.4530	1.9760	0.0229
41	0.0004	1.8833	7.0719	15.7948	13.3186	29.7467	0.0122
42	0.0008	0.1447	4.0843	7.2259	0.5910	1.0456	0.0676
43	0.0087	7.1649	4.3019	8.1126	30.8225	58.1257	0.0315
44	0.0007	0.2189	6.0996	10.6091	1.3355	2.3228	0.0164
45	0.0023	0.2603	2.9119	5.0580	0.7579	1.3164	0.0863
46	0.0014	1.3613	7.0349	12.5227	9.5765	17.0470	0.0306
47	0.0001	0.0394	5.4601	15.7621	0.2150	0.6208	0.0346
48	0.0027	0.0978	3.9778	10.2480	0.3890	1.0022	0.0533
49	0.0010	0.4710	4.4284	6.8092	2.0859	3.2073	0.0412
50	0.0005	0.6574	7.9267	0.9628	5.2112	0.6330	0.0262
51	0.0027	1.9147	4.6503	8.2485	8.9040	15.7935	0.0332
52	0.0002	0.1418	5.5555	8.6187	0.7876	1.2218	0.0356
53	0.0000	0.0271	5.5509	7.0904	0.1505	0.1922	0.0157
54	0.0009	0.2889	2.9986	3.8635	0.8663	1.1162	0.0512
55	0.0023	0.2584	3.9249	8.6839	1.0142	2.2440	0.0881
56	0.0012	0.1168	3.4285	5.9104	0.4006	0.6905	0.0967
57	0.0002	0.0542	3.4615	6.7844	0.1877	0.3679	0.0251
58	0.0062	0.7368	4.2282	5.9303	3.1153	4.3694	0.0860
60	0.0005	0.1140	5.9049	7.3836	0.6730	0.8416	0.0275
61	0.0004	0.0238	3.1110	4.8934	0.0740	0.1164	0.0687
63	0.0004	2.0559	4.6903	16.4789	9.6427	33.8787	0.0135
64	0.0197	5.0566	4.5507	10.7145	23.0113	54.1788	0.0583
65	0.0007	2.3909	4.8854	12.4626	11.6806	29.7968	0.0156
66	0.0001	1.8273	41.4997	112.5972	75.8308	205.7446	0.0082
67	0.0014	0.3688	5.3241	7.9864	1.9633	2.9450	0.0572
70	0.0029	0.1693	3.5272	5.9855	0.5971	1.0133	0.1236
71	0.0013	1.1532	5.3315	55.9890	6.1484	64.5677	0.0327
72	0.0018	0.2661	2.7899	5.1230	0.7424	1.3632	0.0770
73	0.0015	0.1504	2.5372	3.7765	0.3815	0.5679	0.0941
74	0.0008	0.1510	7.9090	10.1586	1.1944	1.5341	0.0679
75	0.0014	1.9247	6.3847	16.7127	12.2888	32.1672	0.0259
76	0.0010	0.1875	2.0411	3.1354	0.3828	0.5880	0.0692
77	0.0003	0.0753	5.0124	10.8712	0.3775	0.8188	0.0564
78	0.0080	5.4076	3.9736	8.3999	21.4874	45.4232	0.0358

Continua na próxima página

Tabela A.1: Parâmetros elétricos dos alimentadores da
NEOE-RN - Parte 1.

Feeder	p0 (pu)	eta0 (pu)	alfa1	alfa2	eta0alfa1	eta0alfa2	F1 (pu)
79	0.0005	0.2743	19.6025	25.2410	5.3776	6.9244	0.0426
80	0.0016	1.0189	4.5199	5.8735	4.6053	5.9846	0.0358
81	0.0038	2.0195	3.3949	6.3276	6.8559	12.7784	0.0400
82	0.0010	0.3242	4.1259	8.9855	1.3374	2.9127	0.0520
83	0.0020	1.7465	3.6207	7.3020	6.3234	12.7527	0.0327
84	0.0361	7.5948	4.7253	9.2111	35.8877	69.9565	0.0640
85	0.0004	0.0494	7.2586	14.8151	0.3584	0.7315	0.0811
86	0.0078	0.5364	5.5533	5.8215	2.9789	3.1228	0.0549
88	0.0001	0.0799	3.1368	3.9130	0.2507	0.3128	0.0293
89	0.0023	0.1513	4.1548	7.6393	0.6286	1.1559	0.0562
90	0.0022	3.0798	5.3571	10.2140	16.4989	31.4572	0.0261
92	0.0012	1.0959	14.1992	17.8887	15.5612	19.6047	0.0320
95	0.0022	0.2002	2.9588	4.1586	0.5922	0.8324	0.1002
96	0.0002	0.0100	5.0667	7.6370	0.0507	0.0765	0.0641
97	0.0001	0.1050	4.8228	6.3210	0.5062	0.6634	0.0202
98	0.0005	0.2600	5.0086	7.5462	1.3021	1.9618	0.0431
99	0.0020	0.1716	2.8767	6.0076	0.4936	1.0309	0.1033
101	0.0021	0.2013	3.1005	10.5790	0.6240	2.1290	0.0988
102	0.0003	0.3148	4.2973	8.1144	1.3526	2.5541	0.0270
103	0.0023	0.3010	3.6089	10.7453	1.0861	3.2339	0.0832
104	0.0005	0.6451	6.9020	9.0263	4.4521	5.8225	0.0259
106	0.0000	0.0496	3.5881	5.8126	0.1780	0.2884	0.0241
108	0.0008	0.5144	3.5952	6.7764	1.8492	3.4856	0.0383
109	0.0033	0.1145	4.9295	8.0005	0.5645	0.9161	0.0573
110	0.0029	0.1857	3.4519	5.1297	0.6410	0.9526	0.1143
111	0.0015	0.0881	3.6693	4.2482	0.3231	0.3741	0.0616
112	0.0015	0.3200	3.5837	3.6702	1.1467	1.1744	0.0627
113	0.0000	0.0107	7.0608	7.2821	0.0752	0.0776	0.0171
115	0.0196	0.2204	3.9027	6.2312	0.8603	1.3735	0.1151
116	0.0031	0.3531	2.4231	6.4145	0.8555	2.2648	0.0920
118	0.0104	0.7650	3.6490	7.8556	2.7917	6.0099	0.1113
119	0.0016	0.5693	4.6949	11.0696	2.6726	6.3014	0.0497
120	0.0012	1.6775	5.4755	8.5671	9.1852	14.3713	0.0233
121	0.0039	0.1358	3.0416	6.5564	0.4130	0.8903	0.0859
122	0.0009	0.9232	3.7115	7.3389	3.4264	6.7753	0.0289

Continua na próxima página

Tabela A.1: Parâmetros elétricos dos alimentadores da
NEOE-RN - Parte 1.

Feeder	p0 (pu)	eta0 (pu)	alfa1	alfa2	eta0alfa1	eta0alfa2	F1 (pu)
124	0.0024	1.5048	5.2354	10.0868	7.8785	15.1789	0.0372
125	0.0010	0.6086	3.6669	9.8435	2.2316	5.9904	0.0384
126	0.0007	0.1479	2.4883	4.8157	0.3680	0.7121	0.0658
127	0.0019	0.3644	5.2704	13.3886	1.9206	4.8789	0.0685
128	0.0002	0.0183	2.6213	8.1582	0.0480	0.1494	0.0564
129	0.0004	0.0788	4.0991	9.0085	0.3231	0.7101	0.0646
130	0.0008	0.1387	3.6131	5.8689	0.5012	0.8142	0.0728
131	0.0118	5.4344	5.0037	10.9388	27.1922	59.4462	0.0420
132	0.0000	0.0581	3.7166	4.3976	0.2160	0.2556	0.0211
133	0.0003	0.0315	2.7086	3.8701	0.0854	0.1220	0.0485
134	0.0004	0.1954	3.5216	5.2657	0.6883	1.0291	0.0442
135	0.0070	4.0437	4.5962	7.9294	18.5855	32.0642	0.0375
136	0.0036	2.4299	5.4241	7.1189	13.1800	17.2982	0.0364
137	0.0087	1.7983	4.0958	7.3234	7.3655	13.1698	0.0644
138	0.0014	0.6631	3.1581	4.9850	2.0942	3.3056	0.0431
139	0.0010	0.2288	6.1102	9.0225	1.3979	2.0642	0.0258
140	0.0005	0.1327	4.5143	8.5265	0.5992	1.1317	0.0273
141	0.0013	0.6353	5.5770	9.9675	3.5431	6.3325	0.0403
142	0.0030	2.0781	4.6766	10.9659	9.7182	22.7877	0.0366
143	0.0000	0.1683	10.3130	11.7454	1.7359	1.9770	0.0068
144	0.0013	0.0490	9.2756	15.1775	0.4543	0.7433	0.0382
145	0.0007	0.3530	4.1257	5.8957	1.4564	2.0812	0.0412
146	0.0002	0.3185	5.2464	8.5262	1.6712	2.7159	0.0197
147	0.0003	0.1190	4.4390	9.2707	0.5282	1.1032	0.0517
148	0.0015	0.9667	5.2035	9.5230	5.0304	9.2062	0.0369
149	0.0005	0.0133	4.5413	7.8267	0.0605	0.1043	0.0639
150	0.0045	1.5739	4.3044	11.1492	6.7745	17.5472	0.0515
151	0.0004	0.1098	3.4414	3.9018	0.3780	0.4285	0.0557
152	0.0036	0.4899	6.4775	15.0208	3.1731	7.3581	0.0811
153	0.0051	3.3853	4.1390	7.2358	14.0117	24.4950	0.0351
154	0.0076	3.4514	5.2889	9.3240	18.2542	32.1809	0.0426
155	0.0090	0.9158	4.3363	9.5161	3.9713	8.7151	0.0480
157	0.0031	1.1612	4.8371	9.9746	5.6167	11.5822	0.0461
158	0.0023	0.1037	3.6765	5.8533	0.3811	0.6068	0.0561
159	0.0003	0.0897	2.5957	5.0968	0.2327	0.4570	0.0592

Continua na próxima página

Tabela A.1: Parâmetros elétricos dos alimentadores da
NEOE-RN - Parte 1.

Feeder	p0 (pu)	eta0 (pu)	alfa1	alfa2	eta0alfa1	eta0alfa2	F1 (pu)
161	0.0011	0.0343	2.8778	4.1669	0.0988	0.1430	0.0730
162	0.0008	0.0294	2.9811	3.7913	0.0875	0.1113	0.0709
163	0.0012	0.1167	2.6563	4.7850	0.3100	0.5584	0.0983
164	0.0020	0.1517	3.5066	6.3772	0.5320	0.9676	0.1043
165	0.0022	1.2332	3.7668	6.5257	4.6451	8.0472	0.0393
166	0.0023	1.1272	6.3521	7.8058	7.1601	8.7987	0.0447
167	0.0001	0.0788	4.5646	6.6456	0.3598	0.5238	0.0335
168	0.0038	0.0818	4.1976	7.7041	0.3433	0.6301	0.0978
169	0.0001	0.9624	5.8264	11.1821	5.6073	10.7616	0.0116
170	0.0041	0.5768	5.6835	13.5310	3.2781	7.8045	0.0815
171	0.0004	0.4484	4.9857	12.2581	2.2358	5.4971	0.0278
172	0.0003	0.0700	6.5212	7.6315	0.4564	0.5341	0.0668
173	0.0008	1.4724	4.7716	6.1217	7.0258	9.0138	0.0209
174	0.0020	2.6209	5.1211	7.9502	13.4221	20.8370	0.0249
175	0.0003	0.0637	2.7636	4.4395	0.1760	0.2828	0.0641
176	0.0004	0.1113	2.2775	5.6109	0.2536	0.6247	0.0587
177	0.0080	0.5199	3.4432	6.9563	1.7900	3.6163	0.0628
178	0.0013	0.0466	4.3290	6.7992	0.2017	0.3168	0.0562
179	0.0316	0.2696	4.2548	6.8829	1.1473	1.8559	0.1310
180	0.0073	4.4400	4.1387	8.3425	18.3761	37.0406	0.0386
181	0.0025	2.2324	3.8645	6.3613	8.6272	14.2010	0.0296
183	0.0002	0.0965	6.3359	11.2784	0.6116	1.0888	0.0444
184	0.0007	0.4323	7.0206	12.0285	3.0351	5.2001	0.0374
185	0.0016	0.0308	3.6195	6.5444	0.1116	0.2018	0.1094
186	0.0025	0.0433	3.7504	8.4620	0.1622	0.3661	0.1122
187	0.0004	0.1027	4.9148	9.0984	0.5046	0.9341	0.0601
188	0.0001	1.2407	6.9749	14.3636	8.6536	17.8205	0.0063
189	0.0081	1.1692	3.6402	5.3337	4.2563	6.2363	0.0761
190	0.0004	0.1549	3.5499	7.3513	0.5498	1.1387	0.0444
191	0.0002	0.1211	6.1271	1.4014	0.7419	0.1697	0.0380
192	0.0003	3.8891	5.5759	11.1466	21.6856	43.3507	0.0073
193	0.0065	0.4647	2.5807	4.0967	1.1992	1.9037	0.1131
194	0.0011	0.6569	3.8141	6.3950	2.5057	4.2011	0.0370
196	0.0090	6.7772	3.7469	9.7017	25.3935	65.7508	0.0338
197	0.0004	0.0675	3.1042	5.5522	0.2097	0.3750	0.0756

Continua na próxima página

Tabela A.1: Parâmetros elétricos dos alimentadores da
NEOE-RN - Parte 1.

Feeder	p0 (pu)	eta0 (pu)	alfa1	alfa2	eta0alfa1	eta0alfa2	F1 (pu)
198	0.0006	0.1557	3.4572	3.5470	0.5381	0.5521	0.0564
200	0.0072	7.4059	5.4998	9.0603	40.7308	67.0994	0.0294
201	0.0005	0.0367	8.7932	16.4833	0.3224	0.6044	0.0382
202	0.0066	1.3996	6.7345	9.9523	9.4253	13.9287	0.0601
203	0.0002	0.1141	3.5979	6.4831	0.4105	0.7397	0.0390
204	0.0015	0.2244	2.7434	3.8200	0.6155	0.8570	0.0775
205	0.0006	0.2758	4.7107	8.3813	1.2990	2.3112	0.0395
206	0.0012	2.4595	5.3876	14.9331	13.2508	36.7275	0.0203
207	0.0006	0.0386	3.6996	5.4982	0.1429	0.2124	0.0577
208	0.0037	0.2506	5.9988	7.9853	1.5032	2.0010	0.0500
209	0.0012	0.4431	4.1181	6.2607	1.8248	2.7742	0.0451
210	0.0007	0.2045	4.1479	6.1796	0.8484	1.2639	0.0519
211	0.0002	0.0664	5.8929	4.6602	0.3914	0.3096	0.0455
212	0.0019	2.4851	4.0625	8.7112	10.0958	21.6481	0.0254
213	0.0029	0.4905	7.2259	8.5177	3.5445	4.1782	0.0240
214	0.0009	0.1246	3.1039	4.2887	0.3868	0.5345	0.0806
215	0.0024	0.2315	5.9498	11.1651	1.3776	2.5852	0.0415
216	0.0211	3.8683	4.5430	7.6733	17.5737	29.6828	0.0671
218	0.0017	1.1847	3.8511	7.6179	4.5625	9.0251	0.0357
219	0.0020	0.0388	5.1793	7.3375	0.2012	0.2850	0.0960
221	0.0134	5.3985	4.1329	7.8330	22.3113	42.2865	0.0452
222	0.0006	0.3643	4.5757	7.3725	1.6667	2.6855	0.0365
223	0.0035	1.6874	5.6446	9.8938	9.5245	16.6946	0.0431
224	0.0018	0.0369	5.2021	14.9799	0.1919	0.5526	0.0885
225	0.0021	1.5618	5.5612	9.8615	8.6855	15.4016	0.0333
227	0.0029	0.4882	5.1037	8.3741	2.4915	4.0880	0.0695
228	0.0002	0.1964	2.7689	6.5976	0.5439	1.2959	0.0303
229	0.0040	1.3506	4.1633	5.4127	5.6231	7.3107	0.0492
231	0.0007	0.3590	4.8230	9.3857	1.7317	3.3699	0.0447
232	0.0011	0.2415	5.5956	8.4814	1.3515	2.0485	0.0283
233	0.0009	0.9302	6.6637	16.4297	6.1988	15.2835	0.0292
234	0.0009	0.0587	2.9313	3.8140	0.1721	0.2239	0.0646
236	0.0001	0.1313	7.1678	11.6207	0.9409	1.5255	0.0309
237	0.0052	0.3531	4.3830	6.5699	1.5474	2.3195	0.1101
238	0.0006	0.6108	4.3625	6.0272	2.6646	3.6814	0.0290

Continua na próxima página

Tabela A.1: Parâmetros elétricos dos alimentadores da
NEOE-RN - Parte 1.

Feeder	p0 (pu)	eta0 (pu)	alfa1	alfa2	eta0alfa1	eta0alfa2	F1 (pu)
239	0.0013	0.0932	4.0729	7.8102	0.3796	0.7279	0.1164
240	0.0015	2.7747	4.8802	5.5068	13.5410	15.2796	0.0206
241	0.0005	0.0174	3.2462	4.4541	0.0564	0.0774	0.0650
242	0.0006	0.2867	4.2633	6.3874	1.2224	1.8315	0.0409
243	0.0084	4.7115	3.6319	7.3688	17.1118	34.7183	0.0399
244	0.0001	0.5791	6.4534	12.7865	3.7373	7.4050	0.0129
245	0.0009	1.7796	5.1542	15.9354	9.1727	28.3594	0.0222
246	0.0003	0.1541	4.1549	8.7585	0.6402	1.3494	0.0397
247	0.0071	2.6800	3.9847	6.6866	10.6788	17.9197	0.0488
248	0.0005	0.0136	3.7584	6.7500	0.0510	0.0916	0.0653
249	0.0000	0.8770	10.0292	7.8287	8.7961	6.8661	0.0069
250	0.0063	4.4540	5.2590	6.7454	23.4236	30.0439	0.0328
251	0.0002	0.2226	3.2629	3.9745	0.7264	0.8848	0.0258
252	0.0270	5.4266	3.6139	6.8752	19.6111	37.3087	0.0639
253	0.0021	0.3571	3.9075	6.5991	1.3954	2.3565	0.0749
254	0.0065	1.4681	4.2450	8.1561	6.2321	11.9739	0.0647
255	0.0021	0.2007	3.6192	5.1315	0.7265	1.0300	0.0954
256	0.0007	0.8278	13.6337	24.9718	11.2853	20.6706	0.0286
257	0.0049	0.6418	3.9506	9.5583	2.5357	6.1350	0.0823
258	0.0048	0.3823	3.3457	6.6268	1.2791	2.5335	0.1095
260	0.0015	0.0462	4.2725	5.8164	0.1973	0.2686	0.0626
261	0.0021	0.5100	4.7506	10.1243	2.4229	5.1636	0.0569
263	0.0046	0.5338	2.8900	4.3611	1.5426	2.3278	0.0874
264	0.0004	0.0217	4.0013	6.4191	0.0867	0.1391	0.0624
265	0.0016	0.1921	3.9116	7.0201	0.7514	1.3485	0.0862
266	0.0040	0.0620	2.9114	5.4244	0.1806	0.3364	0.1323
267	0.0000	0.0445	4.3456	9.7169	0.1932	0.4320	0.0121
268	0.0011	0.2487	7.0508	12.3660	1.7537	3.0758	0.0245
269	0.0017	0.1277	5.2519	7.5309	0.6705	0.9615	0.0364
270	0.0003	0.5204	14.4656	20.2718	7.5282	10.5498	0.0239
271	0.0022	0.1890	2.5186	4.2482	0.4759	0.8028	0.1010
272	0.0009	0.2017	3.8717	6.4838	0.7807	1.3075	0.0621
273	0.0172	6.5628	4.3143	8.1782	28.3141	53.6718	0.0479
274	0.0024	0.4489	4.0340	6.6177	1.8111	2.9710	0.0651
275	0.0011	0.1826	2.5918	4.5118	0.4733	0.8240	0.0739

Continua na próxima página

Tabela A.1: Parâmetros elétricos dos alimentadores da
NEOE-RN - Parte 1.

Feeder	p0 (pu)	eta0 (pu)	alfa1	alfa2	eta0alfa1	eta0alfa2	F1 (pu)
277	0.0013	0.0225	5.4419	7.9767	0.1224	0.1794	0.0746
278	0.0007	0.0116	3.7006	6.0381	0.0428	0.0698	0.0919
279	0.0003	0.0178	3.4333	4.1922	0.0612	0.0748	0.0542
281	0.0023	0.1963	2.4820	3.8932	0.4872	0.7642	0.1012
282	0.0005	0.0184	6.2242	12.3869	0.1144	0.2277	0.0624
283	0.0001	0.0030	33.4750	60.2406	0.0994	0.1788	0.0262
284	0.0030	1.0979	3.0532	4.6502	3.3520	5.1052	0.0499
285	0.0019	1.2536	4.8415	6.1484	6.0696	7.7079	0.0339
286	0.0003	0.1496	3.9959	7.2689	0.5977	1.0873	0.0403
288	0.0100	0.3029	4.5547	7.6914	1.3798	2.3301	0.1733
289	0.0007	0.3890	6.3408	10.3291	2.4667	4.0183	0.0417
290	0.0018	0.1724	5.6723	12.4721	0.9779	2.1502	0.0418
291	0.0039	0.7718	4.0567	9.4019	3.1311	7.2567	0.0662
292	0.0021	0.0823	4.2130	6.8178	0.3466	0.5608	0.0716
293	0.0031	0.6278	3.5836	6.6694	2.2497	4.1870	0.0700
294	0.0004	0.4062	4.4078	8.1122	1.7906	3.2956	0.0276
295	0.0014	0.1590	3.2561	5.9277	0.5177	0.9425	0.0907
296	0.0005	0.9819	6.3095	9.6666	6.1951	9.4913	0.0214
298	0.0007	0.0732	2.5205	3.6462	0.1845	0.2669	0.0934
299	0.0005	0.3391	6.5422	12.3622	2.2182	4.1916	0.0353

Tabela A.2: Parâmetros elétricos dos alimentadores da
NEOE-RN - Parte 2.

Feeder	F2 (pu)	F3 (pu)	D1 (pu)	D2 (pu)	D3 (pu)	Total D (pu)	Losses (%)
1	0.0104	0.0026	0.0818	0.0077	0.0026	0.0921	0.8568
2	0.0086	0.0024	0.0321	0.0061	0.0024	0.0407	0.5697
3	0.0114	0.0011	0.0727	0.0103	0.0011	0.0841	0.5019
4	0.0365	0.0314	0.0064	0.0006	0.0314	0.0384	18.4164
5	0.0793	0.0728	0.0130	0.0054	0.0728	0.0911	2.4803
6	0.0014	0.0003	0.0104	0.0010	0.0003	0.0118	1.0805
8	0.0220	0.0032	0.0767	0.0188	0.0032	0.0987	3.4416
9	0.0081	0.0017	0.0314	0.0063	0.0017	0.0394	18.3110
10	0.0034	0.0002	0.0201	0.0032	0.0002	0.0235	3.8225
11	0.0078	0.0015	0.0273	0.0063	0.0015	0.0351	4.0001

Continua na próxima página

Tabela A.2: Parâmetros elétricos dos alimentadores da
NEOE-RN - Parte 2.

Feeder	F2 (pu)	F3 (pu)	D1 (pu)	D2 (pu)	D3 (pu)	Total D (pu)	Losses (%)
12	0.0079	0.0016	0.0710	0.0062	0.0016	0.0788	6.8052
14	0.0069	0.0018	0.0555	0.0052	0.0018	0.0624	0.4227
15	0.0114	0.0013	0.0854	0.0101	0.0013	0.0968	3.1574
16	0.0406	0.0074	0.0018	0.0332	0.0074	0.0424	1.5582
17	0.0060	0.0016	0.0270	0.0043	0.0016	0.0330	0.2906
18	0.0047	0.0014	0.0215	0.0033	0.0014	0.0262	7.3235
19	0.0114	0.0024	0.0439	0.0088	0.0024	0.0551	25.8408
20	0.0157	0.0020	0.0906	0.0137	0.0020	0.1062	3.0942
21	0.0046	0.0008	0.0209	0.0038	0.0008	0.0255	13.3778
22	0.0080	0.0000	0.0469	0.0080	0.0000	0.0549	0.9996
23	0.0484	0.0462	0.0052	0.0021	0.0462	0.0534	0.4298
25	0.0094	0.0016	0.0685	0.0078	0.0016	0.0779	1.4786
26	0.0185	0.0028	0.0852	0.0157	0.0028	0.1037	1.2821
27	0.0082	0.0007	0.0592	0.0075	0.0007	0.0674	3.3048
28	0.0107	0.0030	0.0305	0.0077	0.0030	0.0412	0.3336
29	0.0031	0.0004	0.0194	0.0027	0.0004	0.0225	3.3913
30	0.0075	0.0020	0.0748	0.0054	0.0020	0.0823	0.8864
31	0.0693	0.0110	0.0028	0.0583	0.0110	0.0721	2.8275
32	0.0035	0.0007	0.0363	0.0028	0.0007	0.0397	0.2543
33	0.0336	0.0252	0.0069	0.0016	0.0252	0.0337	48.3786
34	0.0578	0.0524	0.0108	0.0049	0.0524	0.0680	1.7608
35	0.0074	0.0010	0.0341	0.0064	0.0010	0.0415	1.7722
37	0.0073	0.0020	0.0292	0.0053	0.0020	0.0364	9.7330
38	0.0165	0.0029	0.0751	0.0136	0.0029	0.0916	1.9141
39	0.0040	0.0014	0.0293	0.0025	0.0014	0.0332	2.6908
40	0.0042	0.0007	0.0187	0.0035	0.0007	0.0229	1.0869
41	0.0026	0.0003	0.0096	0.0023	0.0003	0.0121	3.0571
42	0.0120	0.0035	0.0555	0.0086	0.0035	0.0675	1.1256
43	0.0069	0.0011	0.0232	0.0057	0.0011	0.0300	28.8940
44	0.0135	0.0128	0.0026	0.0004	0.0128	0.0158	4.3255
45	0.0219	0.0052	0.0641	0.0167	0.0052	0.0859	2.7223
46	0.0041	0.0007	0.0263	0.0034	0.0007	0.0304	4.7390
47	0.0047	0.0012	0.0299	0.0035	0.0012	0.0345	0.1523
48	0.0439	0.0411	0.0086	0.0011	0.0411	0.0509	5.3574
49	0.0088	0.0017	0.0323	0.0070	0.0017	0.0410	2.3611

Continua na próxima página

Tabela A.2: Parâmetros elétricos dos alimentadores da
NEOE-RN - Parte 2.

Feeder	F2 (pu)	F3 (pu)	D1 (pu)	D2 (pu)	D3 (pu)	Total D (pu)	Losses (%)
50	0.0014	0.0001	0.0248	0.0013	0.0001	0.0262	1.7649
51	0.0079	0.0019	0.0248	0.0059	0.0019	0.0326	8.3511
52	0.0063	0.0018	0.0293	0.0045	0.0018	0.0355	0.6033
53	0.0010	0.0002	0.0147	0.0008	0.0002	0.0157	0.0436
54	0.0120	0.0036	0.0392	0.0083	0.0036	0.0511	1.7559
55	0.0160	0.0043	0.0719	0.0116	0.0043	0.0878	2.6270
56	0.0136	0.0046	0.0830	0.0090	0.0046	0.0966	1.2224
57	0.0243	0.0047	0.0008	0.0195	0.0047	0.0250	0.6111
58	0.0151	0.0043	0.0702	0.0107	0.0043	0.0852	7.3195
60	0.0252	0.0042	0.0018	0.0210	0.0042	0.0271	1.9553
61	0.0649	0.0111	0.0034	0.0538	0.0111	0.0683	0.6420
63	0.0024	0.0001	0.0111	0.0023	0.0001	0.0135	3.2200
64	0.0103	0.0011	0.0456	0.0091	0.0011	0.0558	35.2604
65	0.0028	0.0002	0.0127	0.0025	0.0002	0.0155	4.3308
66	0.0001	0.0000	0.0081	0.0000	0.0000	0.0082	1.5014
67	0.0102	0.0025	0.0468	0.0076	0.0025	0.0570	2.5080
70	0.0209	0.0036	0.1024	0.0173	0.0036	0.1233	2.3199
71	0.0025	0.0000	0.0302	0.0024	0.0000	0.0327	3.8907
72	0.0167	0.0047	0.0601	0.0120	0.0047	0.0767	2.3635
73	0.0217	0.0074	0.0722	0.0142	0.0074	0.0939	1.6427
74	0.0073	0.0024	0.0605	0.0049	0.0024	0.0678	1.1347
75	0.0029	0.0002	0.0228	0.0027	0.0002	0.0258	5.4187
76	0.0176	0.0053	0.0515	0.0123	0.0053	0.0691	1.4965
77	0.0067	0.0021	0.0496	0.0046	0.0021	0.0563	0.4609
78	0.0068	0.0012	0.0279	0.0055	0.0012	0.0347	23.0299
79	0.0005	0.0001	0.0421	0.0004	0.0001	0.0426	1.1733
80	0.0073	0.0009	0.0283	0.0063	0.0009	0.0356	4.3735
81	0.0092	0.0013	0.0302	0.0079	0.0013	0.0394	9.7249
82	0.0078	0.0014	0.0441	0.0064	0.0014	0.0519	1.8560
83	0.0044	0.0007	0.0281	0.0037	0.0007	0.0325	6.1239
84	0.0117	0.0014	0.0474	0.0102	0.0014	0.0590	61.2606
85	0.0150	0.0024	0.0661	0.0126	0.0024	0.0810	0.5048
86	0.0445	0.0086	0.0045	0.0357	0.0086	0.0488	15.8889
88	0.0051	0.0018	0.0242	0.0033	0.0018	0.0293	0.2602
89	0.0534	0.0063	0.0010	0.0471	0.0063	0.0544	4.2650

Continua na próxima página

Tabela A.2: Parâmetros elétricos dos alimentadores da
NEOE-RN - Parte 2.

Feeder	F2 (pu)	F3 (pu)	D1 (pu)	D2 (pu)	D3 (pu)	Total D (pu)	Losses (%)
90	0.0021	0.0004	0.0239	0.0017	0.0004	0.0260	8.3605
92	0.0016	0.0003	0.0303	0.0013	0.0003	0.0319	3.6361
95	0.0184	0.0037	0.0816	0.0147	0.0037	0.0999	2.2207
96	0.0604	0.0116	0.0036	0.0487	0.0116	0.0639	0.3697
97	0.0045	0.0016	0.0156	0.0029	0.0016	0.0202	0.2718
98	0.0059	0.0013	0.0371	0.0046	0.0013	0.0430	1.2359
99	0.0160	0.0037	0.0872	0.0123	0.0037	0.1032	1.9108
101	0.0143	0.0014	0.0843	0.0130	0.0014	0.0986	2.1242
102	0.0061	0.0012	0.0208	0.0048	0.0012	0.0269	1.0502
103	0.0130	0.0025	0.0700	0.0104	0.0025	0.0830	2.7572
104	0.0033	0.0010	0.0226	0.0023	0.0010	0.0258	1.8843
106	0.0020	0.0001	0.0221	0.0018	0.0001	0.0241	0.1223
108	0.0047	0.0006	0.0335	0.0041	0.0006	0.0382	2.0817
109	0.0469	0.0429	0.0092	0.0023	0.0429	0.0544	6.0780
110	0.0256	0.0069	0.0883	0.0186	0.0069	0.1139	2.5395
111	0.0584	0.0082	0.0021	0.0502	0.0082	0.0605	2.4172
112	0.0137	0.0035	0.0488	0.0101	0.0035	0.0625	2.3795
113	0.0150	0.0127	0.0020	0.0024	0.0127	0.0170	0.1909
115	0.0939	0.0812	0.0137	0.0036	0.0812	0.0985	19.8555
116	0.0116	0.0014	0.0803	0.0102	0.0014	0.0919	3.3841
118	0.0180	0.0029	0.0924	0.0151	0.0029	0.1104	9.4580
119	0.0075	0.0006	0.0420	0.0070	0.0006	0.0495	3.1467
120	0.0049	0.0015	0.0182	0.0034	0.0015	0.0231	5.0450
121	0.0810	0.0128	0.0023	0.0680	0.0128	0.0831	4.6418
122	0.0066	0.0016	0.0222	0.0050	0.0016	0.0287	3.2536
124	0.0058	0.0009	0.0311	0.0049	0.0009	0.0369	6.3896
125	0.0048	0.0002	0.0335	0.0046	0.0002	0.0384	2.4789
126	0.0132	0.0043	0.0525	0.0089	0.0043	0.0657	1.0924
127	0.0091	0.0015	0.0593	0.0076	0.0015	0.0683	2.7505
128	0.0554	0.0063	0.0009	0.0490	0.0063	0.0562	0.3757
129	0.0072	0.0025	0.0574	0.0047	0.0025	0.0646	0.5422
130	0.0132	0.0041	0.0595	0.0091	0.0041	0.0727	1.1513
131	0.0089	0.0007	0.0310	0.0082	0.0007	0.0398	29.5378
132	0.0017	0.0007	0.0194	0.0009	0.0007	0.0211	0.1260
133	0.0465	0.0078	0.0018	0.0387	0.0078	0.0483	0.5507

Continua na próxima página

Tabela A.2: Parâmetros elétricos dos alimentadores da
NEOE-RN - Parte 2.

Feeder	F2 (pu)	F3 (pu)	D1 (pu)	D2 (pu)	D3 (pu)	Total D (pu)	Losses (%)
134	0.0085	0.0018	0.0357	0.0067	0.0018	0.0441	0.9841
135	0.0081	0.0017	0.0282	0.0063	0.0017	0.0362	19.3616
136	0.0051	0.0008	0.0309	0.0042	0.0008	0.0360	9.8998
137	0.0127	0.0017	0.0505	0.0110	0.0017	0.0631	13.7466
138	0.0093	0.0019	0.0336	0.0074	0.0019	0.0429	3.3219
139	0.0236	0.0044	0.0014	0.0191	0.0044	0.0250	3.8822
140	0.0253	0.0039	0.0017	0.0214	0.0039	0.0269	1.8550
141	0.0088	0.0015	0.0312	0.0073	0.0015	0.0400	3.3067
142	0.0047	0.0007	0.0317	0.0040	0.0007	0.0364	8.2589
143	0.0005	0.0000	0.0062	0.0005	0.0000	0.0068	0.1212
144	0.0331	0.0314	0.0046	0.0010	0.0314	0.0370	3.5229
145	0.0081	0.0023	0.0330	0.0058	0.0023	0.0411	1.7199
146	0.0058	0.0015	0.0139	0.0042	0.0015	0.0196	0.9421
147	0.0068	0.0012	0.0448	0.0057	0.0012	0.0516	0.6658
148	0.0057	0.0009	0.0310	0.0048	0.0009	0.0367	4.0522
149	0.0535	0.0511	0.0102	0.0021	0.0511	0.0634	0.7880
150	0.0069	0.0010	0.0442	0.0060	0.0010	0.0511	8.8279
151	0.0116	0.0043	0.0441	0.0072	0.0043	0.0556	0.7170
152	0.0105	0.0014	0.0703	0.0091	0.0014	0.0807	4.4410
153	0.0081	0.0013	0.0261	0.0068	0.0013	0.0341	14.9960
154	0.0086	0.0008	0.0327	0.0077	0.0008	0.0412	18.4769
155	0.0406	0.0062	0.0008	0.0341	0.0062	0.0411	21.8814
157	0.0100	0.0013	0.0355	0.0087	0.0013	0.0456	6.7125
158	0.0468	0.0432	0.0084	0.0025	0.0432	0.0541	4.2457
159	0.0090	0.0023	0.0501	0.0068	0.0023	0.0592	0.5667
161	0.0626	0.0584	0.0101	0.0037	0.0584	0.0722	1.4666
162	0.0592	0.0541	0.0113	0.0048	0.0541	0.0702	1.1116
163	0.0187	0.0044	0.0795	0.0143	0.0044	0.0982	1.2706
164	0.0258	0.0067	0.0782	0.0190	0.0067	0.1039	1.9707
165	0.0079	0.0026	0.0311	0.0053	0.0026	0.0390	5.7703
166	0.0031	0.0003	0.0415	0.0027	0.0003	0.0446	5.1945
167	0.0076	0.0028	0.0258	0.0048	0.0028	0.0334	0.3393
168	0.0930	0.0106	0.0018	0.0823	0.0106	0.0947	4.0322
169	0.0013	0.0001	0.0102	0.0012	0.0001	0.0116	1.2030
170	0.0097	0.0005	0.0715	0.0092	0.0005	0.0812	5.0975

Continua na próxima página

Tabela A.2: Parâmetros elétricos dos alimentadores da
NEOE-RN - Parte 2.

Feeder	F2 (pu)	F3 (pu)	D1 (pu)	D2 (pu)	D3 (pu)	Total D (pu)	Losses (%)
171	0.0051	0.0013	0.0226	0.0038	0.0013	0.0277	1.4950
172	0.0036	0.0010	0.0632	0.0026	0.0010	0.0668	0.4772
173	0.0048	0.0008	0.0160	0.0040	0.0008	0.0208	3.9160
174	0.0055	0.0010	0.0190	0.0044	0.0010	0.0245	8.3582
175	0.0112	0.0031	0.0529	0.0081	0.0031	0.0641	0.4476
176	0.0080	0.0011	0.0507	0.0069	0.0011	0.0587	0.6823
177	0.0558	0.0098	0.0015	0.0456	0.0098	0.0569	13.9891
178	0.0489	0.0464	0.0069	0.0018	0.0464	0.0551	2.3798
179	0.1054	0.0874	0.0128	0.0038	0.0874	0.1041	30.3255
180	0.0061	0.0007	0.0318	0.0053	0.0007	0.0379	19.2744
181	0.0073	0.0019	0.0217	0.0054	0.0019	0.0290	8.4891
183	0.0058	0.0022	0.0386	0.0036	0.0022	0.0444	0.4880
184	0.0045	0.0011	0.0328	0.0034	0.0011	0.0373	1.8039
185	0.1027	0.0164	0.0055	0.0863	0.0164	0.1082	1.4794
186	0.1070	0.0134	0.0034	0.0935	0.0134	0.1103	2.2367
187	0.0115	0.0030	0.0485	0.0085	0.0030	0.0600	0.7433
188	0.0015	0.0003	0.0048	0.0012	0.0003	0.0063	1.1106
189	0.0168	0.0041	0.0582	0.0126	0.0041	0.0748	10.7925
190	0.0102	0.0030	0.0342	0.0072	0.0030	0.0443	0.8400
191	0.0017	0.0005	0.0363	0.0012	0.0005	0.0380	0.4660
192	0.0015	0.0002	0.0057	0.0013	0.0002	0.0073	3.6085
193	0.0201	0.0036	0.0925	0.0165	0.0036	0.1126	5.7299
194	0.0089	0.0024	0.0279	0.0064	0.0024	0.0368	3.0473
196	0.0069	0.0006	0.0257	0.0062	0.0006	0.0326	27.5151
197	0.0141	0.0042	0.0615	0.0099	0.0042	0.0756	0.5753
198	0.0134	0.0048	0.0428	0.0086	0.0048	0.0562	1.0737
200	0.0043	0.0011	0.0244	0.0031	0.0011	0.0286	25.3035
201	0.0377	0.0012	0.0001	0.0365	0.0012	0.0378	1.3572
202	0.0126	0.0027	0.0460	0.0098	0.0027	0.0585	11.3511
203	0.0048	0.0007	0.0342	0.0041	0.0007	0.0390	0.4700
204	0.0150	0.0042	0.0624	0.0108	0.0042	0.0774	1.9406
205	0.0092	0.0022	0.0302	0.0069	0.0022	0.0394	1.4010
206	0.0036	0.0003	0.0165	0.0034	0.0003	0.0202	5.9296
207	0.0566	0.0093	0.0007	0.0473	0.0093	0.0573	1.0573
208	0.0443	0.0071	0.0028	0.0370	0.0071	0.0470	7.8252

Continua na próxima página

Tabela A.2: Parâmetros elétricos dos alimentadores da
NEOE-RN - Parte 2.

Feeder	F2 (pu)	F3 (pu)	D1 (pu)	D2 (pu)	D3 (pu)	Total D (pu)	Losses (%)
209	0.0114	0.0021	0.0335	0.0092	0.0021	0.0448	2.5665
210	0.0122	0.0035	0.0396	0.0087	0.0035	0.0518	1.3374
211	0.0066	0.0019	0.0389	0.0047	0.0019	0.0455	0.3424
212	0.0055	0.0002	0.0196	0.0053	0.0002	0.0251	7.6167
213	0.0193	0.0173	0.0034	0.0008	0.0173	0.0215	13.3558
214	0.0173	0.0063	0.0632	0.0110	0.0063	0.0805	1.1780
215	0.0375	0.0055	0.0021	0.0319	0.0055	0.0394	6.1057
216	0.0142	0.0027	0.0493	0.0113	0.0027	0.0633	33.3969
218	0.0071	0.0010	0.0283	0.0061	0.0010	0.0354	4.9311
219	0.0900	0.0111	0.0044	0.0788	0.0111	0.0944	2.1423
221	0.0101	0.0018	0.0327	0.0082	0.0018	0.0427	31.4410
222	0.0092	0.0021	0.0271	0.0071	0.0021	0.0363	1.7598
223	0.0060	0.0006	0.0368	0.0054	0.0006	0.0428	8.1506
224	0.0865	0.0087	0.0006	0.0777	0.0087	0.0870	2.0287
225	0.0060	0.0013	0.0269	0.0047	0.0013	0.0329	6.2870
227	0.0136	0.0036	0.0555	0.0099	0.0036	0.0690	4.1646
228	0.0061	0.0011	0.0242	0.0050	0.0011	0.0303	0.6673
229	0.0113	0.0021	0.0371	0.0093	0.0021	0.0484	8.3008
231	0.0015	0.0002	0.0432	0.0013	0.0002	0.0447	1.6155
232	0.0261	0.0036	0.0013	0.0225	0.0036	0.0274	4.1796
233	0.0036	0.0005	0.0255	0.0031	0.0005	0.0291	3.0127
234	0.0591	0.0104	0.0049	0.0487	0.0104	0.0640	1.3597
236	0.0046	0.0014	0.0263	0.0032	0.0014	0.0309	0.4795
237	0.0231	0.0075	0.0862	0.0154	0.0075	0.1092	4.7977
238	0.0062	0.0013	0.0227	0.0049	0.0013	0.0289	2.1586
239	0.0116	0.0019	0.1048	0.0097	0.0019	0.1164	1.1316
240	0.0045	0.0013	0.0158	0.0032	0.0013	0.0203	7.2941
241	0.0586	0.0564	0.0062	0.0020	0.0564	0.0646	0.7951
242	0.0108	0.0028	0.0300	0.0080	0.0028	0.0408	1.5653
243	0.0073	0.0008	0.0318	0.0064	0.0008	0.0390	21.6257
244	0.0030	0.0008	0.0098	0.0022	0.0008	0.0128	1.0475
245	0.0019	0.0000	0.0203	0.0019	0.0000	0.0222	4.1077
246	0.0097	0.0015	0.0300	0.0081	0.0015	0.0396	0.7715
247	0.0082	0.0009	0.0399	0.0072	0.0009	0.0481	14.7821
248	0.0568	0.0528	0.0084	0.0037	0.0528	0.0649	0.7357

Continua na próxima página

Tabela A.2: Parâmetros elétricos dos alimentadores da
NEOE-RN - Parte 2.

Feeder	F2 (pu)	F3 (pu)	D1 (pu)	D2 (pu)	D3 (pu)	Total D (pu)	Losses (%)
249	0.0002	0.0001	0.0067	0.0001	0.0001	0.0069	0.6146
250	0.0077	0.0021	0.0237	0.0055	0.0021	0.0313	20.1524
251	0.0054	0.0015	0.0204	0.0039	0.0015	0.0257	0.6626
252	0.0150	0.0031	0.0445	0.0115	0.0031	0.0592	45.5724
253	0.0098	0.0011	0.0650	0.0087	0.0011	0.0747	2.8593
254	0.0079	0.0011	0.0564	0.0068	0.0011	0.0643	10.1853
255	0.0167	0.0060	0.0785	0.0107	0.0060	0.0951	2.1717
256	0.0012	0.0003	0.0274	0.0009	0.0003	0.0286	2.4390
257	0.0145	0.0011	0.0673	0.0134	0.0011	0.0818	5.9763
258	0.0137	0.0017	0.0956	0.0120	0.0017	0.1093	4.4229
260	0.0544	0.0505	0.0077	0.0032	0.0505	0.0614	2.3638
261	0.0133	0.0026	0.0432	0.0107	0.0026	0.0565	3.7469
263	0.0175	0.0044	0.0694	0.0131	0.0044	0.0869	5.2911
264	0.0602	0.0067	0.0019	0.0535	0.0067	0.0621	0.6520
265	0.0120	0.0039	0.0740	0.0081	0.0039	0.0861	1.8086
266	0.1244	0.0162	0.0052	0.1081	0.0162	0.1295	3.0653
267	0.0035	0.0011	0.0086	0.0024	0.0011	0.0121	0.0784
268	0.0229	0.0018	0.0006	0.0211	0.0018	0.0235	4.5831
269	0.0320	0.0301	0.0037	0.0010	0.0301	0.0348	4.9721
270	0.0016	0.0006	0.0223	0.0009	0.0006	0.0239	1.3419
271	0.0221	0.0071	0.0788	0.0150	0.0071	0.1008	2.1837
272	0.0116	0.0033	0.0504	0.0083	0.0033	0.0619	1.4464
273	0.0084	0.0015	0.0374	0.0068	0.0015	0.0457	37.5621
274	0.0155	0.0026	0.0492	0.0128	0.0026	0.0647	3.6437
275	0.0136	0.0030	0.0602	0.0106	0.0030	0.0738	1.4795
277	0.0643	0.0595	0.0098	0.0042	0.0595	0.0735	1.7234
278	0.0783	0.0747	0.0134	0.0032	0.0747	0.0913	0.8213
279	0.0460	0.0437	0.0081	0.0022	0.0437	0.0540	0.6015
281	0.0241	0.0068	0.0768	0.0173	0.0068	0.1009	2.3095
282	0.0619	0.0021	0.0001	0.0598	0.0021	0.0620	0.8249
283	0.0245	0.0023	0.0017	0.0222	0.0023	0.0262	0.2397
284	0.0094	0.0014	0.0402	0.0080	0.0014	0.0496	6.1314
285	0.0081	0.0024	0.0254	0.0057	0.0024	0.0335	5.6255
286	0.0045	0.0009	0.0358	0.0036	0.0009	0.0403	0.6354
288	0.0249	0.0046	0.1476	0.0202	0.0046	0.1724	5.8011

Continua na próxima página

Tabela A.2: Parâmetros elétricos dos alimentadores da
NEOE-RN - Parte 2.

Feeder	F2 (pu)	F3 (pu)	D1 (pu)	D2 (pu)	D3 (pu)	Total D (pu)	Losses (%)
289	0.0045	0.0009	0.0372	0.0036	0.0009	0.0417	1.7518
290	0.0387	0.0056	0.0015	0.0331	0.0056	0.0402	4.5641
291	0.0130	0.0013	0.0527	0.0117	0.0013	0.0657	5.9702
292	0.0679	0.0079	0.0021	0.0600	0.0079	0.0700	2.9386
293	0.0055	0.0008	0.0645	0.0047	0.0008	0.0700	4.5019
294	0.0062	0.0008	0.0213	0.0054	0.0008	0.0275	1.3777
295	0.0151	0.0029	0.0755	0.0121	0.0029	0.0906	1.5837
296	0.0039	0.0008	0.0174	0.0031	0.0008	0.0213	2.5821
298	0.0204	0.0056	0.0729	0.0149	0.0056	0.0934	0.7761
299	0.0051	0.0005	0.0302	0.0046	0.0005	0.0353	1.3667