

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO OESTE DO PARANÁ
CAMPUS DE FOZ DO IGUAÇU
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE SISTEMAS DINÂMICOS E ENERGÉTICOS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**ANÁLISE DO IMPACTO DE PARÂMETROS
REGULATÓRIOS E DE MERCADO NO
PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

LARISSA ANDREIA WAGNER MACHADO

FOZ DO IGUAÇU
2013

Larissa Andreia Wagner Machado

Análise do Impacto de Parâmetros Regulatórios e de Mercado no Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição com Geração Distribuída

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Sistemas Dinâmicos e Energéticos como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Sistemas Dinâmicos e Energéticos. Área de concentração: Sistemas Dinâmicos e Energéticos.

Orientador: Roberto Cayetano Lotero

Foz do Iguaçu
2013

FICHA CATALOGRÁFICA

M149 Machado, Larissa Andreia Wagner

Análise do impacto de parâmetros regulatórios e de mercado no planejamento da expansão de sistemas de distribuição com geração distribuída/ Larissa Andreia Wagner Machado. - Foz do Iguaçu, 2013.

97p.:il.:tab.:graf.

Orientador: Prof. Dr. Roberto Cayetano Lotero.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Sistemas Dinâmicos e Energéticos - Universidade Estadual do Oeste do Paraná.

1. Energia elétrica - Sistema de distribuição - Planejamento da expansão 2. Regulação de sistemas elétricos 3. Mercado de energia elétrica - I. Título.

CDU 621.315

620.9

Miriam Fenner R. Lucas - CRB/9:268 - UNIOESTE - Campus de Foz do Iguaçu

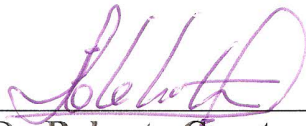
**Análise do Impacto de Parâmetros Regulatórios e de Mercado no
Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição com Geração
Distribuída.**

Larissa Andreia Wagner Machado

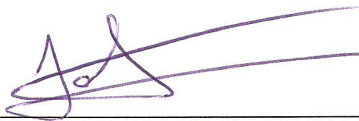
Esta Dissertação de Mestrado foi apresentada ao Programa de Pós-Graduação
em Engenharia de Sistemas Dinâmicos e Energéticos e aprovada pela Banca

Examinadora:

Data da defesa pública: 06/09/2013



Prof. Dr. **Roberto Cayetano Lotero** - (Orientador)
Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE



Prof. Dr. **Javier Contreras**
Universidade de Castilla-La Mancha - UCLM



Prof. Dr. **Carlos Roberto Mendonça Rocha**
Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE

Resumo

A introdução da geração distribuída (GD) nos sistemas de distribuição deve provocar uma mudança nos paradigmas do planejamento da expansão. Poucos autores se preocuparam em avaliar qual pode ser o impacto no longo prazo da presença dessas fontes locais de potência nas redes de distribuição. Dessa forma, este trabalho propõe a ampliação de um modelo do planejamento da expansão de sistemas de distribuição, para incluir o problema da GD em diferentes cenários regulatórios. O modelo é utilizado para analisar o impacto da inserção da GD no planejamento da expansão, bem como o impacto de parâmetros regulatórios e de mercado associados a ela. Verificou-se através de simulações e análise que, sob as condições estabelecidas durante o estudo, a GD pode trazer benefícios ao planejamento, reduzindo o custo total da expansão com a rede. Porém, o cenário regulatório e as condições de mercado podem ter um grande impacto nos benefícios percebidos devido à presença da GD.

Palavras-chave: Planejamento da Expansão, Sistemas de distribuição de Energia Elétrica; Geração Distribuída; Regulação de Sistemas Elétricos; Mercado de Energia Elétrica.

Abstract

The introduction of distributed generation (DG) in distribution systems should cause a paradigm change on the expansion planning. Few authors have been concerned about evaluating the long term impact caused by these local power sources in the distribution networks. Therefore, this paper proposes the extension of an expansion planning model for distribution systems, to include the DG problem in different regulation scenarios. The model is used to analyze the DG insertion impact in the expansion planning, as well as the impact of the regulation and market parameters associated to it. It was verified through simulation and analysis that, under the conditions established during the study, the DG may bring planning benefits, reducing the overall network expansion cost. Nevertheless, the regulation scenario and the market conditions might have a great impact on the benefits due to the DG presence.

Keywords: Expansion Planning, Electric Distribution Systems, Distributed Generation, Electric Systems Regulation, Electricity Market.

Ao meu noivo Guilherme
Aos meus pais, Clóvis e Marisa

Agradecimentos

Aqui vão os meus agradecimentos a todos que contribuíram, de maneira direta ou indireta, ostensiva ou não, explícita ou implícita, formal ou informal, para que este trabalho pudesse ter chegado ao seu fim a contento.

Agradeço primeiramente a Deus por ter me capacitado nessa jornada.

Agradeço aos meus pais por todo apoio e incentivo que me deram ao longo do trabalho. Especialmente a minha mãe, pela colaboração durante a escrita do mesmo.

Ao meu noivo Guilherme que foi meu maior companheiro durante todo o trabalho, me dando muito incentivo e me ajudando a perseverar até o fim, sendo também muito compreensivo nas horas de trabalho duro.

Ao meu irmão Leonardo por sua amizade e companheirismo, assim como pela colaboração dada a esse trabalho.

Ao Prof. Dr. Roberto Cayetano Lotero que me orientou durante a pesquisa, e com que pude trabalhar desde a graduação, agradeço pelos tantos conceitos de engenharia e pesquisa científica que aprendi e que vou carregar para a vida.

Às amigas, Daisy Isabel Kang Cardozo e Vanessa Viquetti Löwenberg, minhas companheiras de minha turma, com quem troquei muitas experiências no trabalho e que me deram bons conselhos ao longo da pesquisa.

Aos outros colegas com quem convivi ao longo da caminhada.

E finalmente, ao apoio financeiro da Fundação Parque Tecnológico Itaipu – FPTI – e da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – CAPES – pelas bolsas de pesquisa concedidas durante o tempo da pesquisa.

Sumário

Lista de Figuras	xiii
Lista de Tabelas	xv
Lista de Símbolos	xvii
1 Introdução	1
2 Revisão da Literatura	7
2.1 Introdução.....	7
2.2 Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição	7
2.3 Inserção da Geração Distribuída no Planejamento da Expansão	9
2.4 Conclusão	12
3 Método para a Pesquisa	15
4 Modelo Matemático	19
4.1 Introdução.....	19
4.2 Implicações da propriedade da geração distribuída	19
4.3 Modelo matemático	21
4.3.1 Função Objetivo	22
4.3.2 Restrições	27
4.4 Conclusão	30
5 Sistema Teste	33
5.1 Introdução.....	33
5.2 Descrição do Sistema Teste.....	33
5.3 Conclusões.....	37
6 Testes e Resultados	39
6.1 Introdução.....	39
6.2 Descrição dos Cenários Regulatórios.....	39
6.3 Etapa 1: Aplicação do modelo nos diferentes cenários.....	40

6.3.1	Caso Base – Cenário A	42
6.3.2	Caso 1 – Cenário B	43
6.3.3	Caso 2 – Cenário C	45
6.3.4	Caso 3 – Cenário D	47
6.3.5	Comparação entre os esquemas regulatórios	49
6.4	Etapa 2: Impacto das incertezas associadas à GD	52
6.4.1	Influência da localização da unidade GD do PPI.....	53
6.4.2	Influência do preço de contrato da GD do PPI	57
6.4.3	Influência do preço de contrato diferenciado por nível de carga.....	74
6.5	Conclusão.....	78
7	Conclusões	79
	Referências Bibliográficas	83
A	Fluxos de corrente – Aplicação do modelo nos diferentes cenários	87

Lista de Figuras

Figura 5.1: Diagrama da rede de 18 barras.....	33
Figura 6.1: Configuração da rede expandida – Caso Base.....	43
Figura 6.2: Configuração da rede expandida – Caso 1.....	45
Figura 6.3: Configuração da rede expandida – Caso 2.....	47
Figura 6.4: Configuração da rede expandida – Caso 3.....	49
Figura 6.5: Valor presente dos custos totais com a expansão em cada cenário [1000\$].....	50
Figura 6.6: Custo da compra da energia por período em cada cenário [1000\$].....	50
Figura 6.7: Investimento por período em cada cenário [1000\$].....	51
Figura 6.8: Função Objetivo (VPL do custo total) para cada local da GD [1000\$].....	54
Figura 6.9: VPL do custo total do investimento para cada local da GD [1000\$].....	55
Figura 6.10: VPL do custo total da operação para cada local da GD [1000\$].....	55
Figura 6.11: Total de Energia Comprada da GD para cada local da GD [MWh].	56
Figura 6.12: Configuração para preço de \$25/MWh para a energia gerada pela GD.	60
Figura 6.13: Configuração para preço de \$30/MWh para a energia gerada pela GD.	61
Figura 6.14: Configuração para preço de \$35/MWh para a energia gerada pela GD.	62
Figura 6.15: Configuração para preço de \$45/MWh para a energia gerada pela GD.	63
Figura 6.16: Configuração para preço de \$50/MWh para a energia gerada pela GD.	65
Figura 6.17: Configuração para preço de \$55/MWh para a energia gerada pela GD.	66
Figura 6.18: Função Objetivo (1000\$) Vs. Preço da GD (\$/MWh).	68
Figura 6.19: Valor Presente do Custo total de Investimento [1000\$] Vs. Preço da GD (\$/MWh).	69
Figura 6.20: Valor Presente do Custo total de operação [1000\$] Vs. Preço da GD (\$/MWh).	69
Figura 6.21: Custo das perdas [1000\$] [1000\$]Vs. Preço da GD (\$/MWh).	70
Figura 6.22: Custo total da compra da energia [1000\$] Vs. Preço da GD (\$/MWh).	70
Figura 6.23: Energia comprada da GD no horizonte de planejamento (MWh) Vs. Preço da GD (\$/MWh).	71
Figura 6.24: Receita e Lucro do PPI [1000\$].....	72
Figura 6.25: Função Objetivo – Custo total [1000\$].....	76

Figura 6.26: Total de energia comprada no horizonte de planejamento [MWh] (casos 7.1 a 7.7).	77
Figura 6.27: Receita e lucro do PPI [1000\$] (casos 7.1 a 7.7).....	77

Lista de Tabelas

Tabela 5.1: Dados de cargas nodais.....	34
Tabela 5.2: Dados da Rede Existente.	35
Tabela 5.3: Dados da Rede Adicionável.	36
Tabela 5.4: Dados dos Transformadores da Rede.	36
Tabela 5.5: Tarifa de Energia Elétrica.....	37
Tabela 5.6: Preço de contrato da Energia Elétrica de GD de PPI	37
Tabela 6.1: Custos do plano ótimo de expansão – Caso Base.....	42
Tabela 6.2: Decisões indicadas pelo plano ótimo – Caso Base.....	43
Tabela 6.3: Custos do plano ótimo de expansão – Caso 1.	44
Tabela 6.4: Decisões de Planejamento – Caso 1.	44
Tabela 6.5: Despacho da Geração Distribuída no Horizonte de Planejamento [MW].....	45
Tabela 6.6: Detalhamento dos custos de planejamento para cada período de expansão – Caso 2.	46
Tabela 6.7: Decisões de Planejamento – Caso 2.	47
Tabela 6.8: Despacho da Geração Distribuída no Horizonte de Planejamento [MW].....	47
Tabela 6.9: Detalhamento dos custos de planejamento para cada período de expansão – Caso 3.	48
Tabela 6.10: Decisões de Planejamento – Caso 3.	48
Tabela 6.11: Resultado do planejamento variando o nó da GD de PPI.	53
Tabela 6.12: Despacho da GD para cada local [MW].....	56
Tabela 6.13: Resultado da influência do preço da GD no planejamento – Parte 1.	58
Tabela 6.14: Influência do preço da GD na quantidade de energia comprada da GD – Parte 1.	59
Tabela 6.15: Influência do preço da GD na configuração da rede – Parte 1.....	59
Tabela 6.16: Resultado influência do preço da GD no planejamento – Parte 2.....	67
Tabela 6.17: Relação entre função objetivo e custo de investimento com respeito à variação do preço da GD.....	75
Tabela 6.18: Despacho das unidades GD para cada nível de carga em cada período do planejamento.....	75

Tabela Apêndice A.1: Fluxos de corrente nos ramos (Caso Base, T1).	87
Tabela Apêndice A.2: Fluxos de corrente nas fontes (Caso Base, T1).....	88
Tabela Apêndice A.3: Fluxos de corrente nos ramos (Caso Base, T2).	88
Tabela Apêndice A.4: Fluxos de corrente nas fontes (Caso Base, T2).....	88
Tabela Apêndice A.5: Fluxos de corrente nos ramos (Caso Base, T3).	89
Tabela Apêndice A.6: Fluxos de corrente nas fontes (Caso Base, T3).....	89
Tabela Apêndice A.7: Fluxos de corrente nos ramos (Caso 1, T1).	90
Tabela Apêndice A.8: Fluxos de corrente nas fontes (Caso 1, T1).	90
Tabela Apêndice A.9: Fluxos de corrente nos ramos (Caso 1, T2).	91
Tabela Apêndice A.10: Fluxos de corrente nas fontes (Caso 1, T2).	91
Tabela Apêndice A.11: Fluxos de corrente nos ramos (Caso 1, T3).	92
Tabela Apêndice A.12: Fluxos de corrente nas fontes (Caso 1, T3).	92
Tabela Apêndice A.13: Fluxos de corrente nos ramos (Caso 2, T1).	93
Tabela Apêndice A.14: Fluxos de corrente nas fontes (Caso 2, T1).	93
Tabela Apêndice A.15: Fluxos de corrente nos ramos (Caso 2, T2).	94
Tabela Apêndice A.16: Fluxos de corrente nas fontes (Caso 2, T2).	94
Tabela Apêndice A.17: Fluxos de corrente nos ramos (Caso 2, T3).	95
Tabela Apêndice A.18: Fluxos de corrente nas fontes (Caso 2, T3).	95
Tabela Apêndice A.19: Fluxos de corrente nos ramos (Caso 3, T1).	96
Tabela Apêndice A.20: Fluxos de corrente nas fontes (Caso 3, T1).	96
Tabela Apêndice A.21: Fluxos de corrente nos ramos (Caso 3, T2).	97
Tabela Apêndice A.22: Fluxos de corrente nas fontes (Caso 3, T2).	97
Tabela Apêndice A.23: Fluxos de corrente nos ramos (Caso 3, T3).	98
Tabela Apêndice A.24: Fluxos de corrente nas fontes (Caso 3, T3).	98

Lista de Símbolos

$CCONTR_{g,LL}$	Custo da energia fornecida pela unidade GD de um PPI de tecnologia g a cada nível de carga LL
CF_{js}	Custo fixo de expandir uma subestação
$CINV_{jgd,g}$	Custo do investimento na tecnologia de GD da DisCo por MW instalado
$C_{ja,l}$	Custo de investimento na opção l de adição para ramo ja
$C_{jr,k}$	Custo de investimento na opção k de substituição para o ramo jr
$CMAXGI_{jgdi,g}$	Máxima potência injetada pela unidade de GD de tecnologia g de um PPI no nó $jgdi$
$CMAX_{jgd,g}$	Máxima potência injetada pela unidade de GD de tecnologia g da DisCo no nó jgd
$CO_{ja,l}$	Custo de manutenção da opção l de adição para o ramo ja
CO_{je}	Custo de manutenção dos ramos existentes que podem ser substituídos
CO_{jf}	Custo de manutenção dos ramos da rede fixa
$CO_{jr,k}$	Custo de manutenção da opção k de adição para o ramo jr
$CO_{js,c}$	Custo de manutenção da opção c de transformador da subestação no nó js
$CV_{js,c}$	Custo de investimento na opção c de transformador para expandir a subestação js
$D_{d,t,LL}$	Demanda de potência no nó d em cada nível de carga LL do estágio t
$DURL_{LL}$	Duração em horas de cada nível de carga LL
$Fmax_{ja,l}^{(m,n)}$	Corrente máxima do ramo na seção (m,n) para a opção l de adição na rede ja
$Fmax_{je}^{(m,n)}$	Corrente máxima do ramo na seção (m,n) na rede je

$F_{max_{jf}}^{(m,n)}$	Corrente máxima do ramo na seção (m,n) na rede jf
$F_{max_{jr,k}}^{(m,n)}$	Corrente máxima do ramo na seção (m,n) para a opção k de substituição na rede jr
I	Taxa de interesse
ja	Índice dos ramos associados a rede adicionada
je	Índice dos ramos associados a rede existente e substituível
jf	Índice dos ramos associados a rede fixa
jr	Índice dos ramos associados a rede substituída
N_c	Número de alternativas de adição de transformadores
N_d	Número de nós de carga existente ou nova
N_g	Número de alternativas de tecnologia GD
N_{gd}	Numero de nós associados à GD da DisCo
N_{gdi}	Numero de nós associados a GD de um PPI
N_j	Número de alternativas de expansão do sistema
N_k	Número de alternativas de substituição de linhas
N_l	Número de alternativas de adição de linhas
N_{Lo}	Número de níveis de carga
N_n	Número de nós de carga com cargas existentes e novas
N_s	Número de subestações existentes
η_j	Vida Útil econômica da alternativa j disponível para expandir o sistema
$RATE_{LL}$	Custo da energia fornecida pelas subestações a cada nível de carga LL
$RATEDISCO_g$	Custo da energia fornecida para unidade GD da DisCo de tecnologia g
$R_{ja,l}$	Resistência do condutor l para o ramo adicionado ja
R_{je}	Resistência do condutor do ramo existente e substituível je
R_{jf}	Resistência do condutor do ramo fixo jf
$R_{jr,k}$	Resistência do condutor k para o ramo adicionado jr

$R_{js,cl}$	Resistência do transformador c n subestação do nó js
R_{jse}	Resistência do transformador existente na subestação do nó js
$SEmax_{js,c}$	Corrente máxima injetada através do transformador c adicionado na subestação js
$SEmax_{jse}$	Corrente máxima injetada através do transformador existente na subestação js
T	Número de estágios de planejamento
$Vmax_{t,LL}$	Nível de tensão máximo permitido em cada nó para cada nível de carga LL do estágio t
$Vmin_{t,LL}$	Nível de tensão mínimo permitido em cada nó para cada nível de carga LL do estágio t
$VOLL$	Custo do corte de carga – valor da energia não suprida
$X_{ja,,l,t}$	Decisão adicionar o condutor tipo l no ramo ja no estágio t
$X_{ja,,l,t}$	Decisão adicionar o condutor tipo l no ramo ja no estágio t
$X_{jr,,k,t}$	Decisão substituir o ramo jr por um condutor tipo k no estágio t
$X_{jgd,gl,t}$	Decisão adicionar GD de tecnologia g pertencente a Disco no nó jgd no estágio t
$XF_{js,t}$	Decisão de expandir a subestação no nó js no estágio t
$XV_{js,c,t}$	Decisão adicionar o transformador do tipo c na subestação do ramo js no estágio t
$Y_{ja,,l,t}$	Variável associada a utilização do condutor tipo l no ramo ja no estágio t
$Y_{je,t}$	Variável associada a utilização do ramo existente je no estágio t
$Z_{ja,,l}$	Impedância do condutor l para o ramo adicionado ja
Z_{je}	Impedância do condutor do ramo existente e substituível je
Z_{jf}	Impedância do condutor do ramo fixo jf
$Z_{jr,,k}$	Impedância do condutor k para o ramo adicionado jr

Capítulo 1

Introdução

Planejar a Expansão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica significa determinar a melhor forma de adicionar novos recursos à rede de distribuição existente, visando suprir a demanda futura.

A “melhor forma” é uma qualidade subjetiva, que depende da necessidade que precisa ser suprida, ou seja, do problema de planejamento que está sendo resolvido. Além disso, depende dos dados disponíveis para a modelagem desse problema, da forma com que ele é modelado, e do atributo ou atributos utilizados para medir a qualidade da solução proposta. Assim, para auxiliar na decisão de expandir o sistema de distribuição, normalmente são utilizados modelos matemáticos de otimização, com uma ou mais funções objetivo, representando o atributo ou atributos, para guiar o processo de criação de soluções a partir de um grande número de opções disponíveis. O modelo também considera um conjunto de restrições que representa o comportamento do sistema elétrico ao longo do horizonte de planejamento, para assim avaliar a adequação das soluções obtidas.

O problema descrito é complexo, de grande porte, envolve múltiplos períodos, é não linear e estocástico, portanto existe uma grande variedade de modelos, técnicas de simulação e programação matemática para resolvê-lo (Gönen and Ramirez-Rosado, 1986; Temraz and Quintana, 1993; Willis et al. 1995; Khator and Leung, 1997; Ault, Foote, and McDonald, 2002; Willis, 2004; Gönen, 2007).

Historicamente, as empresas de distribuição planejavam seus sistemas baseados na filosofia de uma rede passiva, buscando atender a demanda de ponta prevista com confiabilidade e mínimo custo, em dado horizonte de planejamento, na sua área de concessão. O fluxo de energia tinha um único sentido e a maior preocupação era com manter os níveis de tensão dentro dos limites estabelecidos pelas normas (Ilic, Black, and Prica, 2007).

Com a introdução da Geração Distribuída (GD), geralmente ligada na rede de distribuição, a mesma passa a ser uma rede ativa, sujeita a condições variáveis que devem ser tratadas em tempo real, porém previstas no planejamento da expansão, o que vai contra a filosofia tradicional de adicionar recursos ou reforçar a rede e esquecer. A forma como o gerenciamento dessa rede ativa é feito cria incentivos ou barreiras para a integração da GD na rede de distribuição. Um conjunto de incentivos adequados pode provocar um forte crescimento da GD, com o consequente impacto no planejamento da expansão da rede. Os programas de planejamento da expansão com horizontes de 5 a 10 anos, já reduzidos pelas pressões regulatórias e comerciais introduzidas pelo novo ambiente de negócios, podem ser ainda reduzidos a assuntos do dia-a-dia, requerendo ajustes cada vez que é proposta a entrada de uma nova instalação de GD.

Segundo a definição do *Institute of Electrical and Electronic Engineers* (IEEE), a geração distribuída é a geração de eletricidade mediante instalações suficientemente pequenas que podem ser conectadas quase em qualquer ponto de um sistema elétrico (Dondi et al., 2002).

No Brasil, o Decreto Nº 5.163 de 30 de julho de 2004 define a GD como sendo a produção de energia elétrica diretamente conectada ao comprador do sistema de potência, exceto em empreendimentos de geração hidrelétrica com capacidade instalada maior que 30 MW ou cogeração não considerada eficiente.

De maneira geral, a GD pode ser considerada como a produção de energia elétrica através de geradores de pequena escala localizados na rede de distribuição ou nas instalações de uma unidade consumidora de energia, a qual tem a opção de comprar ou vender energia usando a rede de distribuição (Ackermann, 2001; Dondi et al., 2002; Gama et al., 2009).

A GD, sendo uma fonte local de fornecimento de potência elétrica, pode ser incluída nos modelos de planejamento da expansão como mais um recurso disponível, que deve ser avaliado em conjunto com os outros.

Como seu benefício está diretamente associado ao seu tamanho, localização e preço, entre outras características, não considerá-la no planejamento pode trazer mais prejuízos que benefícios à concessionária de distribuição (Piccolo and Siano, 2009; Teng et al., 2007). Portanto, é importante abordar a GD adequadamente no problema de planejamento da expansão da distribuição.

O problema do planejamento da expansão de sistemas de distribuição vistos como redes passivas já foi bastante explorado na literatura, sendo que existe uma grande quantidade de trabalhos que mostram a evolução dos modelos matemáticos aplicados a esta área e suas formas de solução (Gönen and Ramirez-Rosado, 1986; Temraz and Quintana, 1993; Willis et al., 1995; Khator and Leung, 1997; Ault et al., 2002; Farrag, 1999; Haffner et al., 2008a). Ao longo dos anos, melhores desempenhos puderam ser obtidos com a utilização desses modelos, os quais são usados pelo planejador para sintetizar um conjunto de soluções de boa qualidade, as quais são posteriormente analisadas para determinar planos de expansão que atendam os requisitos de adequação e segurança necessários em uma rede de distribuição. Porém, quando se trata de modelos que considerem a inserção da GD, ainda existem abordagens que precisam ser melhoradas.

Alguns autores têm procurado estudar o impacto ou benefício da GD com relação ao adiamento de investimento no alimentador em que a mesma está conectada (Gil and Joos, 2008; Wang et al., 2008; Piccolo and Siano, 2009). Outros têm proposto modelos para alocação da GD visando melhorar características operativas do sistema de distribuição, ou seja, visando o melhor aproveitamento dos recursos já existentes na rede (Teng et al., 2007; Ochoa, Padilha-Feltrin, and Harrison, 2008; Singh, Singh, and Verma, 2009). Outros têm estudado o impacto da GD no longo prazo, propondo modelos de planejamento para determinar o mix de geração que posteriormente pode ser utilizado no planejamento de médio e curto prazo (Fletcher and Strunz 2007; Hejazi et al. 2012).

Alguns trabalhos tratam de modelos de planejamento da expansão que incluem a GD, seja como uma característica do sistema ou como uma opção de planejamento (Wong et al., 2007; Haffner et al., 2008a; Haffner et al., 2008b; Wong et al., 2009).

Quando a GD é incluída nos problemas de planejamento da expansão, isso é feito de forma a contemplar algum esquema regulatório existente, porém pouco se discute sobre os diferentes cenários que podem ocorrer nestes esquemas de inserção e como eles afetam o resultado do planejamento. Outros autores têm se preocupado em discutir aspectos regulatórios e de mercado, em busca de um tratamento adequado para a inserção da GD, porém não abordando questões relativas ao planejamento que são importantes para que os esquemas regulatórios sejam efetivos no longo prazo (Gama et al., 2009; Treballe and Gómez, 2010; Treballe et al., 2010).

O caminho inverso, ou seja, discutir aspectos regulatórios e cenários de mercado a partir de resultados obtidos de um modelo de planejamento raramente é analisado. Assim, também existe pouca bibliografia que aborde o impacto da inserção da GD nos modelos de planejamento da expansão, especialmente considerando reconfiguração da rede e entrada de novos pontos de carga. Poucos buscam fazer uma análise dos resultados do planejamento com GD e dos aspectos que circundam o problema, como a viabilidade técnica e econômica das soluções, interesses dos agentes envolvidos e influência dos esquemas regulatórios, bem como as aplicações e implicações dos modelos.

Com base neste contexto, surge o questionamento que originou o presente trabalho, o qual foi colocado na seguinte pergunta de pesquisa:

De que forma e em que grau a geração distribuída impacta na expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica?

O trabalho não está focado na elaboração de um modelo matemático, nem na aplicação de técnicas de solução, e sim na adequação de um modelo já implementado, que contempla a inserção da GD no problema de planejamento, o qual é resolvido através de técnicas de otimização clássica. Os resultados provenientes da solução desse problema de planejamento são utilizados para discutir o impacto da GD na expansão dos sistemas de distribuição. Portanto, o objetivo pode ser declarado como estudar e analisar as implicações da inserção da geração distribuída na expansão de sistemas de distribuição.

A introdução da geração distribuída nos sistemas elétricos é uma prática relativamente recente e envolve muitos aspectos que vão além de questões puramente técnicas, devendo também ser consideradas questões como: regulação, diferentes interesses econômicos dos agentes envolvidos (distribuidoras, proprietários independentes de geração, consumidores), políticas próprias das concessionárias de distribuição, e até questões sociais e ambientais.

Ao considerar a GD dentro do planejamento, esses aspectos devem interferir no comportamento dos agentes envolvidos ao longo dos anos, e, portanto, no benefício ou prejuízo do uso da GD dentro do horizonte de planejamento. Assim, uma análise mais detalhada do impacto da GD é importante para auxiliar no processo de tomada de decisão dos diversos agentes. Um estudo desse tipo é de interesse das concessionárias de distribuição, que desejam conhecer a melhor forma de utilizar seus recursos visando minimizar seus custos. Também é de interesse dos agentes reguladores, para que possam criar incentivos adequados para a inserção da GD, de forma a trazer eficiência ao sistema não só no curto prazo, como

também no longo prazo. Finalmente interessa aos consumidores porque podem ter acesso a energia elétrica de qualidade a um preço menor, incluindo na sua avaliação a possibilidade de decidir pela instalação de uma unidade de GD.

Capítulo 2

Revisão da Literatura

2.1 Introdução

O presente capítulo apresenta alguns conceitos sobre o planejamento da expansão de sistemas de distribuição e sua evolução ao longo dos anos. Particularmente busca-se mostrar a mudança de paradigma que ocorre com a introdução da geração distribuída no sistema de distribuição. São apontados diversos trabalhos que analisam o impacto da GD no sistema elétrico, com ênfase nos que se preocupam com a alocação ótima desse novo recurso. Ao longo do capítulo também são identificadas as deficiências dos trabalhos existentes, especialmente no que diz respeito à incorporação adequada da GD no planejamento da expansão. Ao fim do capítulo é destacada a necessidade de uma visão mais analítica dos resultados de planejamento que consideram a GD, visto que vários fatores regulatórios e de mercado podem afetar grandemente o resultado do planejamento com GD.

2.2 Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição

Os sistemas de distribuição de energia elétrica têm como principal missão entregar a energia elétrica demandada por todos os consumidores ligados a essa rede, obedecendo a certos padrões de qualidade. Porém, a demanda tem um comportamento dinâmico e tende a aumentar ao longo do tempo, ao qual deve ser somado o fato de que surgem novos pontos de conexão que devem ser abastecidos pelas subestações (SEs) já existentes. Essa evolução da demanda pode levar a uma degradação da qualidade do serviço de distribuição, problema este resolvido com a expansão da rede. Essa expansão deve ser adequadamente planejada, visando minimizar os custos incorridos ao longo da vida útil da rede. Nesse contexto, o planejamento da expansão de sistemas de distribuição tem por objetivo identificar um plano para as

alterações da rede de distribuição, de forma tal que esta opere adequadamente e supra as demandas futuras com qualidade e a um custo aceitável (Willis, 2004; Gonen, 2007).

O processo de planejamento da expansão da distribuição pode ser considerado um problema de otimização, através do qual são criadas alternativas formadas por recursos de adição, reforço ou substituição, as quais resolvem os problemas identificados na rede devido ao crescimento previsto da demanda ao longo do horizonte de planejamento. Com as alternativas geradas procede-se à avaliação da factibilidade, considerando as restrições impostas ao problema, e da qualidade das mesmas, utilizando os atributos constantes na função objetivo. Tradicionalmente, os processos de criação e de avaliação de alternativas são executados iterativamente utilizando técnicas de programação matemática. A aplicação dessas técnicas exige a modelagem matemática do sistema de distribuição e ações executadas sobre ele, dessa forma pode ser encontrado o conjunto ótimo de recursos que soluciona os problemas da rede, enquanto os custos incorridos com tais ações são minimizados.

Essa abordagem tradicional foi muito bem explorada na literatura ao longo dos anos (Gonen and Foote, 1981; Gonen and Ramirez-Rosado, 1986; Temraz and Quintana, 1993; Khator and Leung, 1997; Partanen, 1990; Ramírez-Rosado and Domínguez-Navarro, 2006; Farrag, 1999; Paiva et al., 2005). Nesses trabalhos percebe-se que a modelagem matemática foi evoluindo com a introdução de vários atributos na função objetivo, a incorporação de mais restrições, a consideração do problema como sendo multiperíodo, novas técnicas de linearização ou tratamento de não linearidades, entre outros, permitindo a resolução de modelos maiores e mais complexos.

Para que bons resultados sejam obtidos, existe a necessidade de que os modelos matemáticos sejam uma representação física razoável do sistema, porém o nível de proximidade entre a realidade física e a representação matemática é limitado, pois o esforço computacional exigido pode se tornar muito (Willis et al., 1995; Willis et al., 1996).

Assim, ao longo dos anos surgiram aplicações de várias técnicas computacionais para varrer o espaço de busca à procura de boas soluções para os problemas de planejamento. Tais técnicas, chamadas meta-heurísticas, permitem a utilização de modelos matemáticos mais elaborados para a representação da expansão do sistema elétrico, visto que realizam a busca a partir de características de problemas combinatórios e não do modelo matemático que representa o problema, sendo que a busca da solução não é tão afetada pelas características não lineares e complexas do mesmo.

A síntese do problema também pode ser realizada através da automatização dos procedimentos heurísticos executados pelos engenheiros de planejamento. Esta é a base para a utilização dos sistemas especialistas e as técnicas de planejamento baseadas em inteligência artificial. Essas técnicas permitem a obtenção de uma grande quantidade de soluções de boa qualidade com um alto grau de adequação, por permitirem a utilização de modelos matemáticos mais complexos e a busca baseada em vários objetivos (Espie et al., 2003; Gómez et al., 2004; Nahman and Peric, 2008; Lameda, 2010; Lavorato et al., 2010; S. Singh, Ghose, and Goswami, 2012).

Os modelos anteriormente citados partem do princípio de que a rede de distribuição é uma terminação passiva do sistema de transmissão. Os engenheiros de planejamento, utilizando modelos semelhantes aos discutidos acima, após um processo de análise e adequação de solução, determinam um ou mais planos que são boas soluções para o planejamento da expansão. A partir do momento que a decisão sobre o plano de expansão é tomada, as características da rede, como carga, perdas, e fluxos, pouco se afastaria daquilo que foi previsto durante a fase de planejamento, devido ao esquema radial das redes e à característica unidirecional dos fluxos. Portanto, a postura comum é planejar e esquecer.

Porém, esse contexto tem sido modificado completamente devido ao maior nível de penetração da geração distribuída. Esse novo agente atuando no mercado de energia elétrica pode provocar um grande impacto no planejamento dos sistemas de distribuição. Para obter o mínimo custo de expansão nesse novo ambiente, é necessário que as concessionárias de distribuição obtenham o máximo proveito desse novo recurso.

2.3 Inserção da Geração Distribuída no Planejamento da Expansão

Avaliar a forma de obter o máximo proveito da geração distribuída envolve uma grande variedade de tarefas subjetivas. Os benefícios que a geração distribuída pode trazer ao planejamento da expansão são dependentes não somente de critérios técnicos, como também de critérios econômicos, regulatórios, ambientais, sociais e políticos. Portanto, precisam ser cuidadosamente analisados.

Muitos trabalhos têm tratado dos benefícios e impactos que a geração distribuída têm nos sistemas de distribuição. A maioria dos trabalhos busca determinar o impacto da GD na rede de distribuição olhando para características essencialmente de curto prazo, ou seja, características operativas como o fluxo de potência e o perfil de tensão nos nós da rede (Chiradeja and Ramakumar, 2004; Sotkiewicz and Vignolo, 2006; Ochoa, Padilha-Feltrin, and Harrison, 2008; Gil and Joos, 2008) ou o desempenho do sistema do ponto de vista da confiabilidade e qualidade da energia (Teng et al., 2007; Chowdhury, Agarwal, and Koval, 2003). Vários trabalhos estão direcionados para a identificação dos benefícios e outros aspectos envolvidos na inserção de GD (OFGEM Working Group on Embedded Generation, 2000; Electric Power Research Institute, 2005).

Gil e Joos (2008) propuseram diferentes modelos para quantificar economicamente vários benefícios que podem ser obtidos da instalação de unidades de GD em uma rede de distribuição. Ochoa, Padilha-Feltrin, e Harrison (2008) propuseram um índice de desempenho multiobjetivo para redes de distribuição, como forma de avaliar a inserção de GD na rede. Tal índice considera uma larga gama de questões técnicas, como fluxos de potência ativa e reativa, tensões nos nós e carregamento da rede. Utilizando esses índices, Singh, Singh, e Verma (2009) propuseram uma função multiobjetivo para otimizar a alocação de GD, e investigaram o impacto de modelos de carga na localização e tamanho da mesma.

Alguns autores incorporam outros fatores na avaliação dos benefícios da GD, como aqueles que consideram o adiamento dos investimentos na expansão da rede de distribuição como um dos benefícios que podem ser obtidos no atendimento local da demanda. Wang et al. (2008) propõem uma metodologia que considera múltiplos períodos para avaliar o benefício obtido pelo adiamento de investimentos nas redes de distribuição, ao inserir GD. Gil e Joos (2008) já haviam proposto em seu trabalho uma forma de quantificar economicamente esse benefício.

Piccolo and Siano (2009) utilizaram uma combinação dos métodos propostos pelos dois autores anteriores, buscando avaliar o adiamento dos investimentos na rede de distribuição por grupos de alimentadores. Os resultados, juntamente com outros índices, são utilizados para determinar o benefício líquido da alocação de GD, e, a partir disso, determinar a sua alocação ótima em uma rede de distribuição. Os autores consideram na análise a possibilidade de não ser permitida à concessionária instalar unidades de GD. É proposta uma alteração do modelo de benefício se a GD for de um produtor independente.

Teng, Liu, e Chen (2007) desenvolveram uma metodologia para encontrar o melhor balanço entre os custos e os benefícios de projetos de inserção de GD, bem como para melhor alocação de recursos. No trabalho são calculados os custos com o abastecimento da rede, perdas na rede, confiabilidade do sistema e custo da interrupção para os consumidores, considerando a configuração do sistema de transmissão. Variando o tipo, tamanho e localização das unidades é determinada a relação custo/benefício (RCB) para cada projeto e identificado aquele com maior RCB, sujeito à conformidade com as políticas e procedimentos da concessionária de distribuição, através de algoritmos genéticos.

Nesses trabalhos, ao determinar a alocação ótima de GD, somente é levada em conta a influência nos índices operativos (curto prazo) e/ou no adiamento do reforço da rede (médio prazo). Conforme descrito anteriormente, o planejamento da expansão de sistemas de distribuição envolve muito mais decisões que apenas o reforço ou adição de novos alimentadores, o reforço de subestações existentes pela adição de transformadores ou até a construção de novas subestações. Poucos autores se preocuparam em analisar a influência da GD no planejamento da expansão, levando em conta a influência na topologia da rede e em outras decisões de longo prazo.

Haffner, Pereira, Pereira, e Barreto (2008a; 2008b) propuseram um modelo de planejamento da expansão de sistemas de distribuição para múltiplos estágios, considerando a GD como estando alocada em um dos nós da rede. O único custo da concessionária associado à GD é o custo da compra de capacidade que deve ser disponibilizada para a rede em cada período. Utilizando o modelo proposto, é feita uma discussão sobre o impacto nos planos de expansão pela presença da GD. Apesar disso, não é considerado no modelo a questão da propriedade da GD.

Wong, Bhattacharya, e Fuller (2009) consideram a inclusão da GD no modelo de planejamento da expansão, porém o mesmo não inclui a possibilidade de novos nós de carga e novos alimentadores. Eles consideram tanto a possibilidade da concessionária instalar suas unidades de GD quanto a possibilidade da GD ser proveniente de produtores independentes. Analisaram quatro cenários, baseados em diferentes estruturas regulatórias: com a concessionária não podendo instalar GD para seu benefício; com a concessionária podendo instalar GD por sua conta e risco; com a concessionária obrigada a comprar toda a energia proveniente da GD de um produtor independente, conforme o contrato bilateral; ou com a concessionária podendo determinar o despacho da GD de um produtor independente. Nos

cenários também são consideradas outras questões regulatórias, como a possibilidade da concessionária criar conexões com outras redes de distribuição e comercializar o excedente da energia através de uma de suas SEs, bem como a taxaço sobre emissões. Os autores fizeram uma análise da influência dos diferentes cenários no planejamento da expansão, especialmente no que diz respeito ao *mix* de geração de diferentes tecnologias de GD inseridas. Também foi considerada a possibilidade de expansão de capacidade de alimentadores e subestações. Porém, não fizeram nenhuma análise mostrando a influência na topologia final das redes planejadas.

Outras propostas foram as de Trebolle e Gómez (2010) e Trebolle et al. (2010), que levantaram uma discussão sobre os sistemas regulatórios e a forma com que se relacionam com a geração distribuída. Propõem um mecanismo de mercado para incentivar a adoção de GD como recurso de planejamento. O mecanismo consiste em um leilão onde a concessionária busca atender a necessidade de expansão de capacidade através do aproveitamento da GD pertencente a pequenos produtores independentes (PPI) ligados a rede. O mecanismo proporciona uma garantia de capacidade (promovida por uma oferta de capacidade firme) à distribuidora, tornando o aproveitamento da GD mais seguro. Segundo os autores, para que seja vantajoso para a concessionária, o leilão é proposto com preço teto, baseado no valor a partir do qual o custo para a Distribuidora é igual ou superior ao custo de expandir as redes. Porém em sua proposta não consideram um modelo de planejamento para determinar a real influência da GD nos recursos de expansão. Se o dono da GD não disponibilizar a potência firme, conforme o que foi contratado, os autores sugerem que ele seja multado de acordo com os encargos decorrentes da energia não suprida devido à falta da GD ou decorrentes da operação de geradores que não participam do mecanismo, mas que geraram durante o período crítico para que não houvesse consumidores não atendidos.

2.4 Conclusão

Da revisão bibliográfica realizada pôde-se observar que a maioria dos autores que tratam do planejamento da expansão de sistemas de distribuição, se preocupa em desenvolver novos modelos e aplicar técnicas inovadoras de solução, obtendo com isso ferramentas que produzem soluções ótimas ou de boa qualidade. A introdução da GD no planejamento da expansão exige uma mudança nesse paradigma, visto que essas soluções são de boa qualidade

ao considerar a passividade da rede. As incertezas geradas com a introdução da GD precisam ser analisadas com cuidado, para que modelos de planejamento do futuro incorporem adequadamente esse recurso.

Assim, a proposta do presente trabalho foi desenvolver um modelo de planejamento de expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica a partir da adequação de um modelo matemático já existente. Nesse novo modelo é possível que tanto um PPI quanto a concessionária tenham a possibilidade de auxiliar no suprimento da demanda da rede de distribuição através de suas unidades de GD. Os resultados obtidos com a resolução do modelo matemático possibilitam fazer uma análise mais ampla da influência da GD no planejamento da expansão da distribuição de mais longo prazo, questão que ainda tem sido pouco abordada na literatura.

Capítulo 3

Método para a Pesquisa

Como destacado o Capítulo 1, o foco da pesquisa realizada não foi desenvolver um modelo matemático inovador para descrever o problema de planejamento de expansão, nem propor uma nova técnica de solução que traga avanços em termos de desempenho ou qualidade das soluções, o presente trabalho está baseado nos resultados obtidos com a ampliação de um modelo matemático já consolidado, o qual é resolvido através de otimização clássica.

O modelo matemático para expansão de sistemas de distribuição proposto por Lotero and Contreras (2011) é expandido de forma a considerar o problema da geração distribuída, em acordo com o referencial teórico apontado na seção anterior. Algumas alterações são propostas no modelo de expansão, permitindo obter soluções ótimas para o problema de planejamento da expansão considerando diferentes cenários para a geração distribuída.

Depois de determinado o modelo matemático adequado para o planejamento da expansão de sistemas de distribuição com GD, o modelo de otimização é aplicado a uma rede teste.

Diversos casos são simulados utilizando a rede teste e os resultados obtidos são usados para avaliar o impacto da GD no planejamento da expansão, já que foi verificado que essa é uma questão cuja abordagem é deficiente nos outros trabalhos encontrados na literatura. As simulações dos diferentes casos buscam responder questões como:

- Qual é a influência da GD sobre a configuração da rede?
- Qual é o impacto da GD sobre os custos associados à expansão do sistema, especialmente investimento e operação.
- Como o preço da GD pode influenciar nas decisões de despacho das unidades e consequentemente nas decisões de expansão?

- Quando comprar energia de unidades de GD privadas pode deixar de ser atrativo para a concessionária?
- Que implicações a decisão pela compra de energia de unidades de GD privadas pode trazer para concessionária do ponto de vista do planejamento da expansão.

A etapa de simulações foi dividida em duas etapas fundamentais. A primeira etapa consiste na simulação de alguns casos para mostrar a aplicabilidade do modelo em diferentes cenários com esquemas regulatórios diferentes para a GD. Os cenários propostos para serem analisados são os seguintes:

Cenário A – Cenário sem GD, onde a concessionária não aproveita a GD de nenhuma maneira.

Cenário B – Onde somente a concessionária de distribuição insere GD na rede, alocando-a como um recurso de expansão.

Cenário C – Onde somente GD de pequenos produtores independentes está inserida na rede. É um cenário onde a distribuidora é impedida pelo esquema regulatório de investir em unidades geradoras próprias, mas ainda pode tirar proveito de unidades de GD de PPI que estejam instaladas na sua rede, através de contratos bilaterais.

Cenário D – Onde tanto a distribuidora como PPI podem instalar GD na rede, ambas as fontes e potência são consideradas no planejamento da expansão.

Como no cenário C, as incertezas associadas à GD são maiores, por isso na segunda etapa de simulações são variados alguns parâmetros relativos à GD de PPI, para obter um conjunto de resultados que mostre como a GD e a estrutura regulatória e de mercado, que a incentiva e/ou inibe, pode afetar o resultado do planejamento da expansão.

A partir das simulações, são discutidos os impactos de todos dos cenários regulatórios, e dos parâmetros relacionados com a GD sobre os planos de expansão resultantes do processo de otimização. Também são discutidas as relações entre a concessionária de distribuição e os produtores independentes, e qual o impacto dos parâmetros da GD nessa relação.

Assim, o trabalho de pesquisa está apresentado nos capítulos posteriores como segue: o Capítulo 4 apresenta a descrição do modelo de planejamento de expansão com geração distribuída proposto; o Capítulo 5 apresenta a rede teste para qual será aplicado o modelo proposto; o Capítulo 6 descreve as simulações realizadas utilizando a rede teste, bem como

apresenta a discussão dos resultados obtidos. O Capítulo 7 apresenta as conclusões obtidas através da pesquisa.

Capítulo 4

Modelo Matemático

4.1 Introdução

Para que se possa ter uma visão mais analítica da influência da geração distribuída no planejamento de expansão de sistemas de distribuição, é necessário, primeiramente, obter-se um modelo matemático de planejamento que incorpore a geração distribuída de maneira adequada.

O foco do trabalho é analisar a influência da GD no planejamento, tendo em vista o melhor aproveitamento dos recursos da rede em longo prazo. Assim, um modelo de planejamento da expansão para longo prazo, com múltiplos estágios e múltiplos níveis de carga, proposto por Lotero and Contreras (2011) é modificado nesse capítulo para contemplar o problema da inserção da GD. Os detalhes do modelo e as modificações realizadas sobre ele são explicados ao longo desse capítulo.

Antes de descrever o modelo matemático é necessário entender as implicações que a introdução da GD gera no modelo. Além disso, a propriedade da unidade influencia na forma com que ela deve ser considerada no planejamento da expansão. Por isso, a seção a seguir apresenta as implicações da inserção da GD e de sua propriedade no modelo.

4.2 Implicações da propriedade da geração distribuída

Tradicionalmente, o problema do planejamento da expansão de sistemas de distribuição consiste na determinação da localização, o tamanho e tempo ótimo para a expansão de alimentadores, reforçando os existentes ou adicionando novos, e a expansão ótima de subestações, determinando a capacidade ótima de expansão de subestações existentes e em alguns casos alocação ótima de novas subestações.

Nesses problemas, as fontes de potência do sistema de distribuição (subestações) estão muito bem caracterizadas. Ao planejar a rede são conhecidos os preços da energia comprada nas SEs, bem como os locais onde as subestações estão ou poderiam ser conectadas. Assim, o fluxo de potência na rede planejada é unidirecional para sistemas radiais e as decisões de planejamento tomadas tem um baixo risco associado, que é determinado apenas pela incerteza na previsão de carga da rede. Com a introdução da GD, qualquer nó da rede pode se tornar uma fonte local de fornecimento de potência, e o fluxo de potência radial na rede pode ser alterado.

Uma das consequências dessa nova fonte de potência na rede é que o algoritmo de otimização para o planejamento da expansão precisa considerar o custo com a compra da energia para abastecer a rede e decidir o despacho ótimo das unidades de GD. Isso irá afetar o fluxo de potência na rede e influenciar na determinação da configuração ótima da mesma, ao longo do horizonte de planejamento.

Assim, o modelo do problema de planejamento de expansão, que normalmente considera na função objetivo os custos de investimento e operação da rede, representado apenas pelas perdas, precisa ser modificado. Com a presença da GD é necessário incluir na função objetivo os custos com o abastecimento da rede, para que se possa decidir também a melhor forma de despachar as unidades de GD.

De acordo com o Capítulo 2, muitos autores trataram dos benefícios operativos da presença de uma fonte local de fornecimento de potência, nesse caso a GD. Porém, a GD também pode trazer benefícios no longo prazo, como a redução nos custos com a expansão da rede. Foi mencionado na revisão da literatura que esses benefícios estão intimamente relacionados com a localização e tamanho das unidades de GD, e com o custo da energia proveniente destas. Essas decisões podem ou não estar sob o controle da distribuidora, dependendo do esquema regulatório.

Existem esquemas regulatórios que permitem que a distribuidora aloque unidades de geração na sua rede, buscando reduzir custos com investimento na ampliação da mesma. Nesse caso a GD é mais um recurso de expansão que pode ser utilizado para resolver problemas da rede planejada e diminuir os custos.

Outros esquemas estabelecem que as distribuidoras devam ser dissociadas de interesses de geração, para evitar que estas favoreçam seus próprios empreendimentos. Assim, existem casos em que a rede de distribuição irá contar apenas com unidades de GD instaladas por

investidores independentes. As distribuidoras que não puderem possuir unidades GD devem buscar alternativas para incentivar esses recursos na rede, de forma a se apropriar dos possíveis benefícios da sua inserção.

Portanto, existe a necessidade de um modelo de planejamento da expansão do sistema de distribuição que contemple essas duas possibilidades regulatórias. Se a distribuidora pode instalar unidades de geração distribuída, o modelo de planejamento deve permitir determinar a localização e capacidade ótima de GD. Para isso, deve-se incluir os custos de investimento e operação das unidades no modelo. Para o outro esquema regulatório, em que a concessionária somente pode aproveitar recursos de GD de pequenos produtores independentes, é necessário considerar que a GD é uma característica da rede planejada. No modelo, considera-se que um investidor privado pode instalar uma unidade de geração distribuída em qualquer um dos nós da rede, que é conhecido a priori. A partir do preço de contrato, definido pelo investidor (conhecido a priori), para a venda da energia de sua unidade de GD para a distribuidora, o modelo deve definir a quantidade de energia a ser comprada da GD, e os investimentos de expansão correspondentes.

4.3 Modelo matemático

Um modelo de planejamento da expansão para o longo prazo, com múltiplos estágios e múltiplos níveis de carga, proposto por (Loterio and Contreras 2011) é ampliado para contemplar o problema da inserção da GD, conforme as necessidades descritas na seção anterior.

O modelo matemático resultante fornece uma solução que indica a localização, o tamanho e período ótimo para a expansão de alimentadores, através de reforço ou adição, a expansão ótima de subestações, determinando sua capacidade ótima, bem como as decisões relativas à localização ótima de geração distribuída e ao agendamento da compra ou produção da geração proveniente das unidades de GD.

O modelo indica a localização ótima de GD somente para o caso em que pertença à concessionária, a qual deve arcar com os custos de instalação e operação da unidade. O custo da energia proveniente da unidade de GD de um produtor independente é o preço de contrato firmado entre o produtor e a concessionária, conhecido a priori.

Os custos que fazem parte da função objetivo incluem custos de investimento, custos de manutenção e custos de operação (custos com a compra da energia e perdas de potência ativa).

Os custos de operação, especialmente os custos com a compra de energia, foram incluídos no modelo porque se entende que, mesmo representando características de curto prazo dos sistemas de distribuição, suas estimativas no modelo de longo prazo são relevantes para as decisões de planejamento ótimas resultantes.

O despacho das unidades de geração busca a minimização dos custos com a energia e com as perdas ativas na rede, o qual influencia no fluxo de potência nas linhas, e, conseqüentemente, na configuração ótima da rede.

As restrições do problema incluem restrições técnicas, como: leis de Kirchhoff de corrente e tensão aplicadas à rede de distribuição, limites de capacidade de ramos e subestações, limites de queda de tensão na rede, limites de capacidade de geração distribuída e máximo corte de carga. Além disso, são consideradas restrições financeiras de investimento e lógicas, as quais diminuem o espaço de busca da solução.

O modelo utiliza a abordagem disjuntiva para tratar as restrições não-lineares, conforme Haffner, Pereira, Pereira, and Barreto (2008). Também utiliza linearização por partes para tratar as perdas quadráticas nos alimentadores e transformadores das subestações, que é explicado em detalhes por Gönen and Foote (1981) e Farrag (1999).

Do anterior, resulta um problema clássico de programação linear inteiro misto (MILP), o qual é resolvido utilizando GAMS/CPLEX.

4.3.1 Função Objetivo

A função objetivo a ser minimizada representa o valor presente líquido do custo de investimento e operação da rede ao longo de um horizonte de planejamento especificado, identificada como TPV na equação (1). As quatro parcelas desse custo são: o valor presente do custo de investimento (IPV), o valor presente do custo da manutenção (MPV), o valor presente do custo de operação (OPV) e o valor presente do corte de carga (LSPV).

$$\min TPV = (IPV + MPV + OPV + LSPV) \quad (1)$$

A equação (2) mostra como é determinado o valor presente do custo de investimento (IPV), o qual depende do somatório dos investimentos necessários para expandir a rede, avaliando as opções disponíveis j em cada período t , dentro do horizonte de planejamento T (índice do último período considerado), onde N_j é o conjunto de todas as opções disponíveis. Considera-se que os investimentos ocorrem no início de cada período.

$$IPV = \sum_{t=0}^{T-1} \sum_{j=1}^{N_j} \left[\frac{(1+I)^{\eta_j}}{(1+I)^{\eta_{j-1}}} (1+I)^{-t} \right] INV_{j,t} \quad (2)$$

O fator multiplicador que traz o custo de investimento ao valor presente considera que a cada η_j anos (vida útil da opção de investimento j) é feito um reinvestimento com o mesmo custo da opção j , permitindo que a rede continue operando por infinitos períodos. Esse procedimento é considerado para que não haja uma interrupção abrupta no fluxo de caixa, pois a vida útil dos equipamentos instalados é maior que o horizonte de planejamento considerado, e a rede continua funcionando além período de planejamento. Considerar que a rede permanece estática (com a mesma estrutura e carga sendo alimentada) a partir de T é uma forma para avaliar como as decisões tomadas no presente afetam a eficiência econômica do projeto no longo prazo.

As opções de investimento possíveis para cada período t estão agrupadas em opções de adição (N_{ja}) e de substituição (N_{jr}) de linhas, ampliação de subestação (N_{js}) ou adição de GD pela concessionária (N_{jgd}). Para cada possível substituição de alimentador existe um conjunto N_k de opções de cabo, para cada opção de adição de alimentador existe um conjunto N_l de opções de cabo, e para cada subestação que pode ser ampliada existe um conjunto N_c de opções de capacidade de transformador que podem ser adicionadas. Cada uma das opções tem um custo associado, e a decisão pelo investimento em cada opção é representada pela respectiva variável binária (que pode assumir valor 0 ou 1), conforme visto na equação (3).

$$INV_{j,t} = \left(\sum_{k=1}^{N_k} C_{jr,k} X_{jr,k,t} \right) + \left(\sum_{l=1}^{N_l} C_{ja,l} X_{ja,l,t} \right) + \left(CF_{js} X_{F_{js,t}} + \sum_{c=1}^{N_c} (CV_{js,c} X_{V_{js,c,t}}) \right) + \sum_{g=1}^{N_g} (CINV_{jgd,g} P_{G_{jgd,g,t}}). \quad (3)$$

O primeiro termo da equação (3) representa o custo da decisão de substituir o alimentador jr pela opção k no tempo t , onde $C_{jr,k}$ é o custo da substituição e $X_{jr,k,t}$ é a variável binária associada com a substituição. O segundo termo da equação (3) representa o custo da decisão de adicionar o alimentador ja na opção l no período t , onde $C_{ja,l}$ é o custo da adição e $X_{ja,l,t}$ é a variável binária associada com a substituição. O terceiro termo representa o custo a

decisão ampliar uma subestação js utilizando o transformador tipo c (associado a capacidade) no período t . O custo de ampliar uma subestação é dividido em duas parcelas, uma fixa e outra variável de acordo com o transformador c a ser adicionado. CF_{js} representa o custo fixo de ampliar uma subestação js , este é multiplicado pela variável binária associada a decisão de ampliar a subestação js em t $XF_{js,t}$. Já $CV_{js,c}$ é o custo variável associado a instalação do transformador c na subestação ampliada js , e $XV_{js,c,t}$ é a variável associada decisão de instalar esse transformador no tempo t . O quarto termo compõe o custo da decisão de adicionar uma unidade de GD jgd de tecnologia g de capacidade $PG_{jgd,g,t}$ em t , cujo custo do investimento por MW instalado é $CINV_{jgd,g}$, e depende da tecnologia g da unidade a ser instalada. Esse último termo é novo em relação ao modelo já existente que foi ampliado, ele permite que a concessionária invista em GD como um recurso de expansão.

A equação (4) representa o valor presente do custo associado ao custo de manutenção. Como no caso do investimento, considera-se que a rede continua funcionando por infinitos períodos, com carga igual ao do último período no horizonte de planejamento e com a mesma estrutura que aquela definida no último período do horizonte. O segundo fator na equação (4) representa o valor presente do custo de manutenção da rede após o termino do horizonte de planejamento, constituído de infinitas anualidades, iguais ao valor total de manutenção da rede no último período do horizonte de planejamento.

$$MPV = \sum_{t=0}^{T-1} \left[\sum_j^{N_j} ((1+I)^{-t} MAINT_{j,t}) \right] + \sum_{j=1}^{N_j} \left(\frac{(1+I)^{-(T-1)}}{I} MAINT_{j,T-1} \right) \quad (4)$$

O custo de manutenção é representado através de um conjunto de variáveis associadas a cada tipo de recurso j . A partir do momento que se decide adicionar o recurso de expansão j ao sistema, existe um custo fixo associado a sua manutenção. Além disso, os componentes já existentes no sistema também têm um custo de manutenção associado. Para representar o fato de que o custo de manutenção somente deve ser considerado a partir do momento que o recurso é adicionado ao sistema, são utilizadas variáveis auxiliares binárias Y , chamadas variáveis de utilização, conforme pode ser observado na equação (5).

$$MAINT_{j,t} = (CO_{jf} Y_{jf,t}) + (CO_{je} Y_{je,t}) + \left(\sum_{k=1}^{N_k} CO_{jr,k} Y_{jr,k,t} \right) + \left(\sum_{l=1}^{N_l} CO_{ja} Y_{ja,l,t} \right) + (CO_{jse} + \sum_c^{N_c} CO_{js,c} XV_{js,g,t}) + \left(\sum_g^{N_g} 0,05 CINV_{jgd,g} PG_{jgd,g,t} \right) \quad (5)$$

O primeiro termo da equação (5) representa o custo da manutenção dos alimentadores da rede fixa jj no período t . O segundo termo representa o custo de manutenção dos alimentadores existentes ainda não substituídos je em cada período t . O terceiro termo representa de manutenção do alimentador o alimentador jr substituído pela opção k no tempo t , onde $C_{jr,k}$ é o custo da manutenção por opção e $Y_{jr,k,t}$ é a variável binária que indica se alimentador já foi substituído em t pela respectiva opção. O quarto termo da equação (3) representa o custo da manutenção do alimentador ja na opção l no período t , onde $C_{ja,l}$ é o custo da manutenção da opção l e $Y_{ja,l,t}$ é a variável binária que indica se alimentador já foi substituído em t pela respectiva opção. O quinto termo representa o custo fixo da manutenção da subestação jse , assim como o custo variável da manutenção do transformador tipo c (associado a capacidade) que possa ter sido adicionado partir do período t . O custo de ampliar uma subestação é dividido em duas parcelas, uma fixa e outra variável de acordo com o transformador c a ser adicionado. O sexto termo compõe o custo da manutenção de uma unidade de GD jgd de tecnologia g de capacidade $PG_{jgd,g,t}$ adiciona em t , cujo custo do investimento por MW instalado é $CINV_{jgd,g}$, ou seja, o custo de manutenção da GD depende da capacidade instalada e é dado por uma parcela do valor de investimento.

Assim como no caso dos custos com manutenção, o valor presente dos custos de operação (dados pela equação (6)) são formados por duas parcelas. A primeira parcela permite a atualização monetária dos custos de operação ocorridos dentro do período T. Considera-se que tais custos ocorrem no início de cada período t . A segunda parcela se refere aos custos de operação do último período, que são anuidades constantes por infinitos períodos.

$$OPV = \sum_{t=0}^{T-1} \{(1 + I)^{-t} \times OPER_{j,t,LL}\} + \left\{ \frac{(1+I)^{-(T-1)}}{I} \times OPER_{j,T-1,LL} \right\} \quad (6)$$

Os custos operativos em cada período são uma composição de dois custos, o custo da energia perdida na rede, cuja estimativa é representada pela variável $LOSTS$ na equação (7), e o custo da energia necessária para suprir a demanda da rede em cada período, dado variável $ENERGY$.

$$OPER_{j,t,LL} = \sum_{j=1}^{N_j} (LOSTS_{j,t,LL} + ENERGY_{j,t,LL}) \quad (7)$$

O custo da energia perdida na rede $LOST_{j,t,LL}$ é representado pelo produto do custo da energia comprada no mercado (mesmo custo da energia provenientes das SEs) e pelas perdas quadráticas de potência associadas a cada recurso (alimentadores e subestações). As perdas

são aproximadas pelo produto da resistência dos condutores ou transformadores e com os respectivos fluxos de corrente, determinados pelo algoritmo de otimização. Como o custo resultantes das perdas nos alimentadores e subestações é não-linear, devido aos termos quadráticos (equação (8)), as perdas em cada tipo de cabo ou transformador são linearizadas por partes, como em Gönen and Foote (1981) e Farrag (1999). O processo de linearização para obtenção dos parâmetros das curvas de perdas foi realizado através da função SOS2 do CPLEX.

$$\begin{aligned}
LOSTS_{j,t,LL} = & \sum_{LL=1}^{N_{Lo}} \left[\left(8760 + RATE_{LL} \frac{DURL_{LL}}{24} \right) R_{jf} \left(F_{jf,t,LL}^{(m,n)} + F_{jf,t,LL}^{(n,m)} \right)^2 Y_{if,t} + \right. \\
& R_{je} \left(F_{je,t,LL}^{(m,n)} + F_{je,t,LL}^{(n,m)} \right)^2 Y_{je,t} + \sum_{k=1}^{N_k} R_{jr,k} \left(F_{jr,k,t,LL}^{(m,n)} + F_{jr,k,t,LL}^{(n,m)} \right)^2 Y_{jr,k,t} \\
& \left. + \sum_{l=1}^{N_l} R_{ja,l} \left(F_{ja,l,t,LL}^{(m,n)} + F_{ja,l,t,LL}^{(n,m)} \right)^2 Y_{ja,l,t} + R_{jse} \left(F_{jse,t,LL} \right)^2 + \sum_{c=1}^{N_c} R_{js,c} \left(F_{js,c,t,LL} \right)^2 X_{F_{js,t}} \right] \quad (8)
\end{aligned}$$

O custo da energia $ENERGY_{j,t,LL}$ necessária para abastecer a rede contempla apenas a energia necessária para suprir a demanda nos nós de consumo, não incluindo a energia perdida nos ramos, conforme pode ser observado na equação (9). O algoritmo de otimização define qual arranjo de compra de energia é mais econômico para a distribuidora, sendo o custo da energia em cada período é igual à soma da energia proveniente de cada fonte (subestações, unidades de GD da distribuidora e de PPI), multiplicada pelos respectivos custos (\$/MWh).

$$\begin{aligned}
ENERGY_{j,t,LL} = & \sum_{LL=1}^{N_{Lo}} \left[\left(8760 \times RATE_{LL} \frac{DURL_{LL}}{24} \right) GSE_{js,t,LL} + \right. \\
& \sum_{g=1}^{N_g} \left(8760 \times RATEDISCO_g \frac{DURL_{LL}}{24} \right) G_{jgd,g,t,LL} + \\
& \left. \sum_{g=1}^{N_g} \left(GPI_{jgdi,g,t,LL} \times \left(8760 \times CCONTR_{g,LL} \frac{DURL_{LL}}{24} \right) \right) \right] \quad (9)
\end{aligned}$$

O último custo associado à expansão da rede é o valor presente do corte de carga (equação (10)), para considerar a possibilidade da concessionária não suprir a totalidade de sua carga, devido à falta de investimentos. O custo por MWh não suprido é dado pelo produto do VOLL (*Value of Lost Load*) e da carga não suprida $LS_{d,t,LL}$, sendo que VOLL é grande o suficiente para forçar que o algoritmo retorne soluções que suprem a totalidade da carga

durante toda vida útil do projeto. Assim como os custos de operação e manutenção, esse custo deve se estender por infinitos períodos após o final do horizonte de planejamento.

$$LSVP = \sum_{t=0}^{T-1} [(1+I)^{-t} \sum_{LL=1}^{N_{Lo}} \sum_{d=1}^{N_d} (8760 \times VOLL \times LS_{d,t,LL})] + \frac{(1+I)^{-(T-1)}}{I} \sum_{LL=1}^{N_{Lo}} \sum_{d=1}^{N_d} (8760 \times VOLL \times LS_{d,T-1,LL}) \quad (10)$$

4.3.2 Restrições

As restrições de balanço de potência (Lei de Kirchhoff das correntes) são aproximadas como no modelo de transportes, ou seja, a soma das correntes injetadas nos nós deve ser nula, sendo que as correntes nos alimentadores são exatamente iguais aos fluxos que precisam ser transportados entre os nós para alimentar a demanda, desconsiderando qualquer tipo de perda na rede. Para os nós de carga o balanço de potência fica conforme mostrado na equação (11) e para os nós onde existem subestações conforme a equação (12).

$$-\sum_{g=1}^{N_g} G_{jgd,g,t,LL} - \sum_{g=1}^{N_g} GPI_{jgdi,g,t,LL} - LS_{d,t,LL} + \sum_{n=1}^{N_n} (F_{jf,t,LL}^{(m,n)} + F_{jf,t,LL}^{(n,m)} + (F_{je,t,LL}^{(m,n)} + F_{je,t,LL}^{(n,m)}) + \sum_{k=1}^{N_k} (F_{jr,k,t,LL}^{(m,n)} + F_{jr,k,t,LL}^{(n,m)}) + \sum_{l=1}^{N_l} (F_{ja,l,t,LL}^{(m,n)} + F_{ja,l,t,LL}^{(n,m)})) = -D_{d,t,LL} \quad \forall (m \in N_d / m \neq n, t, LL) \text{ onde } d = 1, \dots, N_d. \quad (11)$$

$$-SE_{s,t,LL} + \sum_{n=1}^{N_n} ((F_{jf,t,LL}^{(m,n)} + F_{jf,t,LL}^{(n,m)}) + (F_{je,t,LL}^{(m,n)} + F_{je,t,LL}^{(n,m)})) + \sum_{k=1}^{N_k} (F_{jr,k,t,LL}^{(m,n)} + F_{jr,k,t,LL}^{(n,m)}) + \sum_{l=1}^{N_l} (F_{ja,l,t,LL}^{(m,n)} + F_{ja,l,t,LL}^{(n,m)}) = 0 \quad \forall (m \in N_s / m \neq n, t, LL), \text{ onde } SE_{s,t,LL} = F_{jse,t,LL} + \sum_{c=1}^{N_c} F_{jcs,t,LL}, \quad s = 1, \dots, N_s \text{ e } N_s + N_d = N_n. \quad (12)$$

As restrições que representam a Lei das tensões de Kirchhoff para os nós da rede fixa, rede existente que pode ser substituída, rede substituída e rede adicionada estão na equação (13.a).

$$\begin{cases} Z_{jf} \left(F_{jf,t,LL}^{(m,n)} + F_{jf,t,LL}^{(n,m)} \right) = V_{t,LL}^m - V_{t,LL}^n \\ Z_{je} \left(F_{je,t,LL}^{(m,n)} + F_{je,t,LL}^{(n,m)} \right) = V_{t,LL}^m - V_{t,LL}^n \\ Z_{jr,k} \left(F_{jr,k,t,LL}^{(m,n)} + F_{jr,k,t,LL}^{(n,m)} \right) = V_{t,LL}^m - V_{t,LL}^n \quad \forall k \\ Z_{ja,l} \left(F_{ja,l,t,LL}^{(m,n)} + F_{ja,l,t,LL}^{(n,m)} \right) = V_{t,LL}^m - V_{t,LL}^n \quad \forall l \end{cases}$$

$$\forall (m/m \neq n, t, LL) \quad (13.a)$$

Cada uma dessas restrições só deve estar ativa quando a linha em questão está em uso, portanto, cada restrição deve ser multiplicada pela sua variável de uso associada, já que o perfil de tensão depende da topologia da rede. Essa multiplicação introduz não linearidades ao problema, visto que as tensões e as variáveis de uso (topologia) são determinadas pelo algoritmo. A não linearidade pode ser evitada utilizando uma abordagem disjuntiva, como em Haffner et al. (2008). Esta abordagem permite tratar restrições não lineares expressas em termos de produtos entre variáveis binárias (variáveis de uso) e contínuas (tensões), como mostrado na equação (13.b).

$$\begin{cases} Z_{jf} \left(F_{jf,t,LL}^{(m,n)} + F_{jf,t,LL}^{(n,m)} \right) - (V_{t,LL}^m - V_{t,LL}^n) = 0 \\ Z_{je} \left(F_{je,t,LL}^{(m,n)} + F_{je,t,LL}^{(n,m)} \right) - (V_{t,LL}^m - V_{t,LL}^n) = M(1 - Y_{je,t}) \\ Z_{jr,k} \left(F_{jr,k,t,LL}^{(m,n)} + F_{jr,k,t,LL}^{(n,m)} \right) - (V_{t,LL}^m - V_{t,LL}^n) = M(1 - Y_{jr,k,t}) \quad \forall k \\ Z_{ja,l} \left(F_{ja,l,t,LL}^{(m,n)} + F_{ja,l,t,LL}^{(n,m)} \right) - (V_{t,LL}^m - V_{t,LL}^n) = M(1 - Y_{ja,l,t}) \quad \forall l \end{cases}$$

$$\forall (m/m \neq n, t, LL) \quad (13.b)$$

Também são consideradas restrições de capacidade para alimentadores, subestações e geradores distribuídos. Assim, os limites de capacidade para os alimentadores da rede fixa, da rede substituível existente, da rede substituída e da rede adicionada, formam o conjunto de equações (14).

$$\begin{cases} 0 \leq F_{jf,t,LL}^{(m,n)} \leq Fmax_{jf}^{(m,n)} \\ 0 \leq F_{je,t,LL}^{(m,n)} \leq Y_{je,t} Fmax_{je}^{(m,n)} \\ 0 \leq F_{jr,k,t,LL}^{(m,n)} \leq Y_{jr,k,t} Fmax_{jr,k}^{(m,n)} \quad \forall k \\ 0 \leq F_{ja,l,t,LL}^{(m,n)} \leq Y_{ja,l,t} Fmax_{ja,l}^{(m,n)} \quad \forall l. \end{cases}$$

$$\forall (m/m \neq n, t, LL) \quad (14)$$

A equação (15) representa o limite de corrente injetada pelas subestações. A capacidade total de cada subestação depende da decisão sobre sua ampliação, conforme pode ser observado na equação.

$$0 \leq SE_{s,t,LL} \leq SEmax_{jse} + \sum_{\tau=1}^t XV_{js,c,\tau} SEmax_{js,c} \quad \forall (s \in N_s, t, LL). \quad (15)$$

Assim também, o nível de geração da unidade da concessionária em cada período está limitado a sua potência instalada nos períodos anteriores, de acordo com o mostrado em (16).

$$GD_{jgd,g,t} \leq \sum_{\tau=1}^t PG_{jgd,g,t}. \quad (16)$$

A potência da GD instalada pela concessionária não pode ultrapassar a capacidade máxima definida para as unidades, parâmetro definido ao início do problema, conforme a equação (17).

$$PG_{jgd,g,t} \leq X_{jgd,g,t} CMAX_{jgd,g}. \quad (17)$$

A capacidade de geração da unidade de GD do produtor independente está limitada a sua capacidade máxima disponível, parâmetro que também é definido ao início do problema, conforme a equação (18).

$$GPI_{jgdi,g,t,LL} \leq CMAXGI_{jgdi,g}. \quad (18)$$

São limitadas as substituições por ramo substituível, adições por ramo adicionável, número de transformadores adicionados por subestação, ampliações por subestação e instalações de geradores distribuídos por tecnologia pela concessionária ao longo do horizonte de planejamento, como pode ser visto através das equações em (19). Essas restrições são adicionadas, para que não ocorra mais de uma alteração no mesmo recurso, durante o horizonte de planejamento.

$$\begin{aligned} \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^{N_k} X_{jr,k,t} &\leq 1 \\ \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^{N_l} X_{ja,l,t} &\leq 1 \\ \sum_{t=1}^T \sum_{c=1}^{N_c} XV_{js,c,t} &\leq 1 \\ \sum_{t=1}^T XF_{js,t} &\leq 1 \\ \sum_{jdg}^{N_{gd}} \sum_{t=1}^T X_{jgd,g,t} &\leq 1. \end{aligned} \quad (19)$$

Também são consideradas outras restrições lógicas, que fazem com que o problema tenha uma solução adequada (equações mostradas em (20)). Por exemplo, “se não foi tomada a decisão de ampliar uma subestação em algum período anterior ($\tau < t$) então $XF_{js,t} = 0$, assim nenhum transformador adicionado estará em funcionamento no período t considerado,

portanto $XV_{js,c,t} = 0$ ". As outras restrições dizem respeito à impossibilidade de diferentes opções do mesmo recurso estarem em uso. A última restrição desse conjunto diz respeito à rede existente substituível, que possui uma variável de uso previamente ativa (=1) que deve ser desativada a partir do momento que se toma a decisão de substituí-la.

$$\begin{aligned}
XV_{js,c,t} &\leq \sum_{\tau=1}^t XF_{js,t} \\
Y_{if,t} &= 1 \\
Y_{jr,k,t} &\leq 1 \\
Y_{ja,l,t} &\leq 1 \\
Y_{je,t} &\leq 1 - \sum_{\tau=1}^t X_{jr,k,\tau} \quad \forall t = 1, \dots, T.
\end{aligned} \tag{20}$$

A queda de tensão em cada nó é limitada pelos limites operativos da rede (equação (21)), conhecidos a priori.

$$Vmin_{t,LL} \leq V_{t,LL}^m \leq Vmax_{t,LL} \quad \forall (m \in N_d, t, LL). \tag{21}$$

O corte de carga não pode ultrapassar a carga total do nó (equação (22)).

$$0 \leq LS_{d,t,LL} \leq D_{d,t,LL} \quad \forall (d, t, LL). \tag{22}$$

Além disso, a equação (23) garante a radialidade da rede resultante do planejamento.

$$\begin{aligned}
&\sum_{j=1}^{N_j} \left(\sum_{k=1}^{N_k} Y_{jr,k,t} + \sum_{l=1}^{N_l} Y_{ja,l,t} + Y_{je,t} + Y_{jf,t} \right) \\
&\leq NT_t \quad \forall t = 1, \dots, T
\end{aligned} \tag{23}$$

Onde NT_t é o número de nós totais da rede no período t .

Também foram consideradas restrições de cerca ao redor dos nós individuais (Tipo 1) e ao redor dos nós e seus vizinhos (Tipo 2), como descrito em Haffner, L. F. a. Pereira, L. a. Pereira, et al. (2008).

4.4 Conclusão

Neste capítulo foi descrito o modelo matemático desenvolvido para o planejamento da expansão de sistemas de distribuição que incorpora a geração distribuída. Como o modelo desenvolvido não é um modelo inovador, mas a ampliação do modelo existente, o foco do trabalho não é realizar uma série de testes com o modelo, em diferentes redes teste, para validar os resultados obtidos. Como não foram feitas modificações extensivas no modelo existente, poucos testes já mostram que os resultados obtidos são coerentes.

Assim, o modelo proposto foi aplicado a apenas uma rede teste que é descrita no capítulo seguinte. As simulações realizadas utilizando o modelo, apresentadas posteriormente no Capítulo 6, tem o objetivo de analisar o impacto de alguns parâmetros nos resultados obtidos através do modelo.

Capítulo 5

Sistema Teste

5.1 Introdução

O modelo de otimização para o planejamento da expansão de sistema de distribuição com geração distribuída, descrito no capítulo anterior, foi aplicado a uma rede teste para verificar a coerência dos resultados obtidos através do modelo, bem como proceder à análise dos impactos que a introdução da GD traz ao problema de planejamento. Grande parte dos dados relativos à rede teste foi obtida de Haffner, L. F. a. Pereira, L. a. Pereira, et al. (2008), neste capítulo os dados relativos a essa rede teste são descritos em detalhes.

5.2 Descrição do Sistema Teste

A rede teste consiste em uma rede de distribuição radial de 18 nós, sendo 2 deles nós de subestações e os restantes de carga, e 24 ramos operando com tensão de 13,8 kV. A topologia do sistema é mostrada na Figura 5.1, onde os quadrados denotam os nós das subestações e os círculos representam os nós de carga.

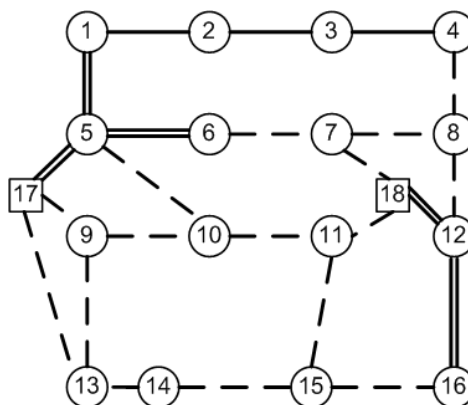


Figura 5.1: Diagrama da rede de 18 barras.

As linhas sólidas descrevem os ramos que fazem parte da rede fixa (ramos existentes que não está previsto reforço ou substituição), as linhas sólidas duplas descrevem os ramos que podem ser substituídos e as linhas pontilhadas descrevem os ramos que podem ser adicionados. As bases de tensão e potência para a rede são 13,8 kV e 1 MVA, respectivamente.

As cargas em cada nó da rede são divididas em três patamares com tempo de duração diferente para cada um deles (carga leve, carga intermediária e carga pesada). Os níveis de carga LL1 (pesada), LL2 (média) e LL3 (leve) têm duração de 3, 13 e 8h/dia, respectivamente. Essa representação tenta aproximar as curvas típicas diárias das cargas em cada nó, sendo que a máxima demanda pode ocorrer em períodos horários diferentes em alguns nós. Para três períodos de planejamento, os dados das cargas da rede teste são mostrados em p.u. na Tabela 5.1.

Tabela 5.1: Dados de cargas nodais.

Nó	Estágio 1			Estágio 2			Estágio 3		
	LL1	LL2	LL3	LL1	LL2	LL3	LL1	LL2	LL3
1	1,2	0,72	0,24	1,2	0,72	0,24	1,2	0,72	0,24
2	0	0	0	1,2	0,72	0,24	1,2	0,72	0,24
3	0	0	0	1,2	0,72	0,24	1,2	0,72	0,24
4	1,2	0,72	0,24	1,2	0,72	0,24	1,2	0,72	0,24
5	1,2	0,72	0,24	1,2	0,72	0,24	1,2	0,72	0,24
6	1,2	0,72	0,24	1,2	0,72	0,24	1,2	0,72	0,24
7	0	0	0	1,2	0,72	0,24	1,2	0,72	0,24
8	1,2	0,72	0,24	1,2	0,72	0,24	1,2	0,72	0,24
9	1,2	0,72	0,24	1,2	0,72	0,24	2,4	1,2	0,48
10	0	0	0	1,2	2,4	0,48	2,4	3,6	1,2
11	1,2	0,72	0,24	1,2	2,4	0,48	2,4	3,6	1,2
12	1,2	0,72	0,24	1,2	0,72	0,24	1,2	0,72	0,24
13	1,2	0,72	0,24	1,2	2,4	0,48	2,4	3,6	1,2
14	0	0	0	1,2	0,72	0,24	2,4	1,2	0,48
15	0	0	0	1,2	0,72	0,24	2,4	1,2	0,48
16	1,2	0,72	0,24	1,2	0,72	0,24	1,2	0,72	0,24

A rede existente compreende linhas fixas, que não podem ser substituídas, e linhas substituíveis. Os dados da rede existente podem ser vistos na Tabela 5.2. As linhas existentes podem ser substituídas por dois tipos de condutores. Para todas as linhas existentes, a relação X/R inicial é de 0,86. Para as linhas substituídas pela opção 1, a relação X/R é de 1,23 e pela opção 2 é de 1,73.

Tabela 5.2: Dados da Rede Existente.

Ramo		Inicial			Opção 1 (R1)				Opção 2 (R2)			
De	Para	f_{\max} [A]	Z [Ω]	R [Ω]	f_{\max} [A]	Z [Ω]	R [Ω]	C [1000\$]	f_{\max} [A]	Z [Ω]	R [Ω]	C [1000\$]
Rede Instalada												
1	2	250	1,0	0,8	-	-	-	-	-	-	-	-
2	3	250	1,0	0,8	-	-	-	-	-	-	-	-
3	4	250	1,0	0,8	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Substituível												
1	5	250	1,0	0,8	400	0,7	0,4	20	500	0,5	0,3	38
5	6	250	1,0	0,8	400	0,7	0,4	21	500	0,5	0,3	39
5	17	250	1,0	0,8	400	0,7	0,4	18	500	0,5	0,3	36
12	16	250	1,0	0,8	400	0,7	0,4	22	500	0,5	0,3	40
12	18	250	1,0	0,8	400	0,7	0,4	19	500	0,5	0,3	37

Os dados das linhas que podem ser adicionadas são mostrados na Tabela 5.3. Existem três tipos de condutores possíveis para essas linhas. Para as linhas que podem ser adicionadas, as relações X/R para as opções 1, 2 e 3 são 0,86, 1,23 e 1,72, respectivamente.

Os dados dos transformadores existentes e dos que podem ser adicionados nas subestações são apresentados na Tabela 5.4. Os valores das tarifas de energia elétrica (custo da energia proveniente das SEs) são mostrados na Tabela 5.5. A tarifa da energia proveniente das subestações é utilizada para avaliar as perdas.

O horizonte de planejamento (T) considerado compreende de três estágios, e neste trabalho foi definido com duração de um ano. É assumido que do ano T em diante a rede permanece inalterada, com isso os custos de manutenção e operação da rede permanecem constantes por infinitos períodos. Também é assumido que ao fim da vida útil de cada equipamento, este é substituído por um equipamento similar, por infinitos ciclos. A vida útil das linhas é de 15 anos, e a dos transformadores e geradores é de 25 anos. A taxa de recuperação do capital utilizada é 10% a.a.

O custo da geração de energia elétrica das unidades de GD da distribuidora foi fixado arbitrariamente em 25\$/MWh, independente horário de operação (nível de carga). Esse custo foi fixado ligeiramente abaixo do custo da subestação porque o custo de operação da geração pertencente à concessionária está associado basicamente ao custo de combustível, e não envolve outros custos como o de transmissão. O custo do investimento em 500\$/kW instalado.

O preço de contrato da energia proveniente de uma unidade de GD pertencente a um produtor independente que deseja se conectar na rede da distribuidora inicialmente foi definido igual ao preço da energia proveniente da subestação, conforme mostrado na Tabela 5.6.

Tabela 5.3: Dados da Rede Adicionável.

Ramo		Opção 1 (A1)				Opção 2 (A2)				Opção 3 (A3)			
		f_{\max} [A]	Z [Ω]	R [Ω]	C	f_{\max} [A]	Z [Ω]	R [Ω]	C	f_{\max} [A]	Z [Ω]	R [Ω]	C
Rede adicionável													
4	8	250	1	0,8	90	400	0,7	0,4	110	500	0,5	0,3	130
5	10	250	1	0,8	92	400	0,7	0,4	112	500	0,5	0,3	132
6	7	250	1	0,8	94	400	0,7	0,4	114	500	0,5	0,3	134
7	8	250	1	0,8	96	400	0,7	0,4	116	500	0,5	0,3	136
7	18	250	1	0,8	300	400	0,7	0,4	320	500	0,5	0,3	340
8	12	250	1	0,8	98	400	0,7	0,4	118	500	0,5	0,3	138
9	10	250	1	0,8	100	400	0,7	0,4	120	500	0,5	0,3	140
9	13	250	1	0,8	102	400	0,7	0,4	122	500	0,5	0,3	142
9	17	250	1	0,8	305	400	0,7	0,4	325	500	0,5	0,3	345
10	11	250	1	0,8	104	400	0,7	0,4	124	500	0,5	0,3	144
11	15	250	1	0,8	106	400	0,7	0,4	126	500	0,5	0,3	146
11	18	250	1	0,8	310	400	0,7	0,4	330	500	0,5	0,3	350
13	14	250	1	0,8	108	400	0,7	0,4	128	500	0,5	0,3	148
13	17	250	1	0,8	315	400	0,7	0,4	335	500	0,5	0,3	355
14	15	250	1	0,8	110	400	0,7	0,4	130	500	0,5	0,3	150
15	16	250	1	0,8	112	400	0,7	0,4	132	500	0,5	0,3	152

Tabela 5.4: Dados dos Transformadores da Rede.

Subest.	Existente		Opção 1 (S1)		Opção 2 (S2)		Opção 3 (S3)	
	Pmax [MVA]	Cfixoampl. [\$]	Pmax [MVA]	Ctrafo [\$]	Pmax [MVA]	Ctrafo [\$]	Pmax [MVA]	Ctrafo [\$]
SE1	12	50	5	50	10	60	12	70
SE2	12	70	5	50	10	60	12	70

Tabela 5.5: Tarifa de Energia Elétrica.

	[\$/MWh]		
	LL1	LL2	LL3
Subestações	50	40	30

Tabela 5.6: Preço de contrato da Energia Elétrica de GD de PPI .

	[\$/MWh]		
	LL1	LL2	LL3
GD de PPI	50	40	30

O custo de manutenção utilizado para todos os alimentadores é de 450\$/ano. Já para os transformadores existentes é de 1000\$/ano, e para as opções 1, 2 e 3 de transformadores adicionados foi estabelecido em 1000, 2000 e 3000\$/ano, respectivamente. O custo da manutenção do gerador distribuído foi estabelecido como sendo 5% do custo do investimento com a unidade.

Para avaliar um possível corte de carga devido à falta de capacidade disponível, o Valor da Carga não Atendida (VOLL) foi ajustado em 1000\$/MWh.

A queda de tensão nos nós deve estar dentro dos limites operativos de 0,95 a 1,05 p.u., sendo que a tensão nos nós das subestações foi fixada em 1,05 p.u.

O custo variável associado às perdas de energia nos alimentadores e nos transformadores das subestações foi linearizado utilizando a função SOS2 do CPLEX, para tanto foram utilizados três segmentos de linearização.

5.3 Conclusões

A rede descrita foi utilizada para realizar testes em um grande número de casos, visando uma melhor compreensão do problema da inserção da geração distribuída na rede de distribuição, e como esta afeta o planejamento da expansão da mesma no longo prazo. O modelo para o planejamento da expansão proposto é aplicável para o planejamento da expansão de longo prazo, ou seja, para horizonte de planejamento de 5 a 10 anos, por incluir questões como expansão de subestações, surgimento de novos nós de carga, e configuração da rede.

A rede teste possui dados de carga para apenas três períodos (T1, T2 e T3), assim, é considerado um horizonte de planejamento de três anos. O ideal seria que houvesse dados de carga durante 10 períodos e conseqüentemente um horizonte de planejamento maior. Porém, como o comportamento da carga durante os três anos estressa a rede o suficiente para exigir inclusive a expansão de uma das subestações (como pode ser visto no capítulo seguinte), foi considerado que a rede teste é suficiente para tirar boas conclusões do impacto da GD sobre o planejamento da expansão de sistemas de distribuição de longo prazo. Os resultados das simulações realizadas utilizando a rede teste são mostrados no próximo capítulo.

Capítulo 6

Testes e Resultados

6.1 Introdução

Utilizando a rede teste descrita no Capítulo 5 foram simulados vários casos, visando uma melhor compreensão do problema da inserção da geração distribuída na rede de distribuição, e como esta afeta o planejamento da expansão de sistemas de distribuição no longo prazo.

Os testes realizados estão divididos em duas etapas fundamentais. A primeira etapa consiste na simulação de alguns casos para mostrar a aplicabilidade do modelo em diferentes cenários regulatórios. Primeiramente são descritos os cenários regulatórios considerados. Também são discutidos pontualmente os resultados obtidos nessa primeira etapa e comparados entre si. A segunda etapa consiste em fazer uma análise do impacto da GD nos planos de expansão obtidos a partir do modelo proposto, essa análise é baseada no resultado de um grande conjunto de casos simulados, onde alguns parâmetros relativos à GD foram variados. A descrição de cada um dos casos e a análise dos resultados também são apresentados no capítulo.

6.2 Descrição dos Cenários Regulatórios

Ao longo do trabalho foram considerados quatro cenários principais nas simulações realizadas. O primeiro é um cenário sem geração distribuída, chamado Cenário A. Esse cenário é considerado como base para que os resultados dos outros cenários (que incluem GD) possam ser comparados. Outras três possibilidades de cenários, todas incluindo a GD no problema de planejamento, foram consideradas. Esses três cenários são descritos a seguir:

- Cenário B - Com a GD pertencendo apenas a concessionária de distribuição: É um cenário onde somente a concessionária de distribuição insere GD na rede de distribuição, alocando-a como um recurso de expansão. É um cenário comumente considerado em vários trabalhos da literatura que propõem algoritmos para inserção ótima de unidades da GD pelas concessionárias de distribuição. Obviamente, não existe regulação que proíba a inserção de GD na rede por outros agentes. Porém, existem companhias de distribuição que podem ter a política de não comprar energia de unidades GD pertencentes a consumidores/produtores independentes instaladas em sua rede. Dessa forma, a concessionária não contempla a GD, pertencente ao PPI, conectada a sua rede ao planejá-la.
- Cenário C - Com unidade de GD pertencendo apenas ao PPI: Neste cenário regulatório a concessionária não pode instalar unidades geradoras na sua rede, pois a regulação considera que esta deve ser totalmente dissociada dos interesses de distribuição. Porém, a concessionária ainda pode tirar proveito de unidades de GD de PPI que estejam instaladas em sua rede. É assumido que o nó em que a unidade de GD está instalada é conhecido a priori, que o produtor independente dono da unidade decide a potência que pode disponibilizar para a rede e o preço da energia vendida à concessionária. A concessionária por sua vez pode escolher a potência despachada para cada unidade de GD em cada nível de carga, para cada período de planejamento. O despacho que traz o maior benefício para a concessionária é um resultado proveniente do algoritmo de otimização.
- Cenário D - Com unidades de GD instaladas tanto pela concessionária quanto por PPI: Nesse cenário é permitido à concessionária instalar unidades de GD na sua rede, ao mesmo tempo pode tirar proveito das unidades de PPI que possam estar presentes na rede.

6.3 Etapa 1: Aplicação do modelo nos diferentes cenários

Nessa etapa foram simulados quatro casos, cada um pertencendo a um dos cenários regulatórios descritos na seção 6.2. Os casos simulados podem ser descritos como segue:

- Caso Base – Cenário A: O caso base considera a expansão do sistema teste sem a possibilidade de adição de unidades de GD pela concessionária, assim como sem a presença de GD de pequeno produtor independente em qualquer nó da rede.
- Caso 1 – Cenário B: O caso 1 considera a possibilidade da adição de GD com máxima potência instalada de 10 MW pela concessionária em qualquer nó de carga da rede, não podendo instalar GD em mais de um nó. Busca-se conhecer qual é o nó preferencial para instalação de GD, bem como comparar o resultado obtido com o caso base, e verificar os benefícios econômicos da utilização da GD como recurso de planejamento.
- Caso 2 – Cenário C: O caso 2 considera a presença de GD de um pequeno produtor independente no mesmo nó encontrado como preferencial no caso 1, sendo que este pode fornecer até 10 MW de potência para abastecer as cargas da rede. O valor da compra da energia elétrica proveniente da unidade é determinado pelo contrato firmado entre a concessionária e o PPI, conhecido a priori. O valor de contrato considerado nesse caso é conforme mencionado no Capítulo 5 (\$50/MWh, \$40/MWh e \$30/MWh, para os níveis de carga LL1, LL2 e LL3, respectivamente).
- Caso 3 – Cenário D: Este caso que mostra que o modelo é aplicável para considerar simultaneamente a GD pertencendo à concessionária ou ao PPI. O caso considera as duas possibilidades de GD como alternativas para atender a rede. Neste caso a GD do PPI está novamente alocada no nó 10. Enquanto o modelo recomenda o despacho da unidade do PPI, também decide o melhor nó para alocação de mais uma unidade de GD pertencente à concessionária. Tanto para a unidade da Distribuidora como para a unidade do PPI a potência máxima disponível é de 10 MW.

A partir dos resultados de cada um dos casos descritos é realizada a análise apresentada a seguir. Todos os resultados que se referem a unidades monetárias, como custo total do plano de expansão (função objetivo), custos de investimento, custo de manutenção, custos de operação, entre outros, estão divididos por 1000 para facilitar a comparação das grandezas obtidas. No Apêndice A são mostrados os resultados para os fluxos de corrente aproximados (em p.u.) obtidos pelo algoritmo de otimização para os quatro casos desta seção.

6.3.1 Caso Base – Cenário A

Como já mencionado, o caso base considera a expansão do sistema teste, utilizando o modelo apresentado no Capítulo 4, sem a possibilidade de adição de unidades de GD pela concessionária e sem a presença de GD de pequeno produtor independente em qualquer nó da rede. O horizonte de planejamento no qual será analisada a expansão da rede considera três estágios (ou três períodos), com as cargas em cada nó conforme mostradas na Tabela 5.1 da seção 5.2.

O valor presente do custo total do plano ótimo de expansão foi de \$65627,19, o qual inclui o custo com o investimento (considerando reinvestimento ao fim da vida útil dos equipamentos), o custo da manutenção dos recursos adicionados, da operação da rede resultante em cada período (perdas nos alimentadores e transformadores das subestações), bem como o custo com a compra de energia elétrica necessária para suprir a rede. É considerado, para a determinação do valor presente do custo total, que a rede continua operando ao final do terceiro período, por infinitos períodos com carga igual à do último período, conforme já foi descrito no Capítulo 4.

Os investimentos para os períodos 1, 2 e 3, são respectivamente, de \$1099,45, \$542,03 e \$115,74. Os demais custos associados com o plano ótimo podem ser observados na Tabela 6.1.

A Tabela 6.2 mostra as decisões do plano ótimo, obtidas como resultado da expansão para os três períodos considerados.

A configuração da rede para os três períodos do planejamento pode ser observada na Figura 6.1.

Tabela 6.1: Custos do plano ótimo de expansão – Caso Base.

<i>Período</i>	<i>Investimento [1000\$]</i>	<i>Manutenção [1000\$]</i>	<i>Operação</i>		
			Total [1000\$]	Compra da Energia [1000\$]	Perdas [1000\$]
T1	1099,45	7,40	2261,80	2233,80	28,00
T2	542,03	9,20	4664,91	4176,13	488,78
T3	115,74	10,20	6306,101	5121,34	1184,76

Tabela 6.2: Decisões indicadas pelo plano ótimo – Caso Base.

Período	Substituição de linhas			Adição de linhas			Ampliação de Subest.		GD da Distrib.		GD de PPI	
	De	Para	Opção	De	Para	Opção	SE	Opção de transf.	Nó	Potência	Nó	Potência
T1	5	17	2	8	12	1	-	-	-	-	-	-
				9	13	1						
	12	18	2	11	18	3						
				13	17	3						
T2	1	5	2	7	8	1	-	-	-	-	-	-
				10	11	3						
				11	15	1						
				13	14	1						
T3	-	-	-	-	-	-	S1	1	-	-	-	-

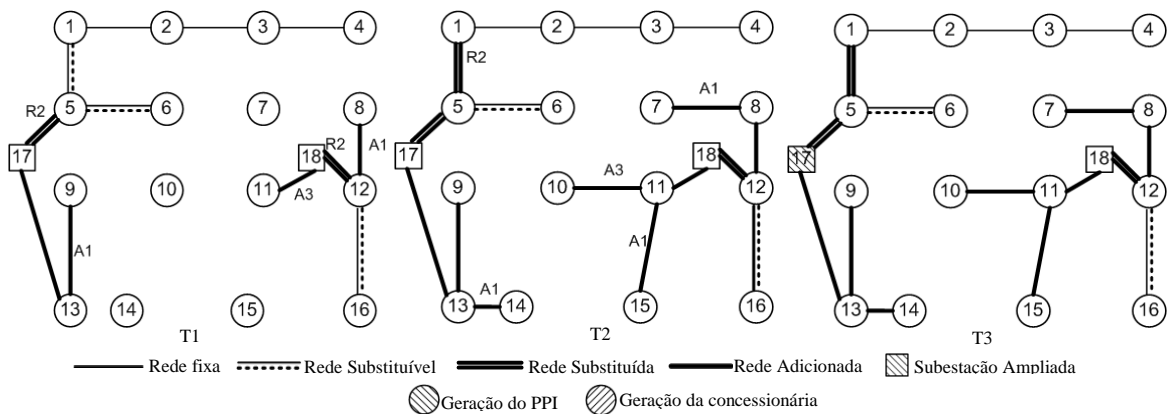


Figura 6.1: Configuração da rede expandida – Caso Base.

6.3.2 Caso 1 – Cenário B

Este caso mostra a aplicação do modelo no cenário B, onde a geração distribuída pertence à concessionária de distribuição. Nesse caso ela pode tirar o melhor proveito da unidade a ser instalada, podendo determinar a sua localização, do ponto de vista dos cálculos elétricos, o período para instalá-la e seu padrão de despacho. A concessionária nesse caso terá um custo de investimento mais elevado (Tabela 6.3), pois é responsável pela instalação da unidade. Porém, seu custo operativo será menor (Tabela 6.3), visto que a energia proveniente de sua unidade é de \$25/MWh. A capacidade máxima de GD possível de ser instalada pela Distribuidora é de 10 MW. Foi considerado que a concessionária pode adicionar mais de uma unidade em qualquer nó da rede, porém, no caso cujos resultados são mostrados a seguir, a

adição está restrita a apenas uma unidade a ser alocada em um único nó. Portanto, o algoritmo determina o nó preferencial para instalação da unidade, bem como a capacidade ótima para a unidade, considerando os custos de investimento e operação apresentados na seção 5.2. A Tabela 6.3 mostra os custos resultantes do plano ótimo para o Caso 1.

Tabela 6.3: Custos do plano ótimo de expansão – Caso 1.

<i>Período</i> [1000\$]	<i>Investimento</i> [1000\$]	<i>Manutenção</i> [1000\$]	<i>Operação</i>		
			<i>Total</i> [1000\$]	<i>Compra da Energia</i> [1000\$]	<i>Perdas</i> [1000\$]
T1	6166,11	257,40	1996,93	1971	25,93
T2	528,81	252,20	4142,99	3242	900,99
T3	0,00	259,20	5738,75	4237,38	1501,37

A introdução da GD no planejamento reduz os custos totais de expansão, sendo nesse caso de \$62424,91. O plano ótimo resultante sugere que a GD seja instalada logo no primeiro estágio do planejamento, ainda que não exista carga no nó preferencial para sua instalação nesse estágio. O nó preferencial identificado pelo algoritmo é o nó 10. A Tabela 6.4 mostra as decisões de planejamento indicadas na solução ótima para o presente caso.

Tabela 6.4: Decisões de Planejamento – Caso 1.

<i>Período</i>	<i>Substituição de linhas</i>			<i>Adição de linhas</i>			<i>Ampliação de Subestações</i>		<i>Instalação de GD da Distrib.</i>		<i>GD de PPI</i>	
	De	Para	Opção	De	Para	Opção	SE	Opção de transf.	Nó	Potência (MW)	Nó	Pot. Max. (MW)
T1	5	17	2	8	12	1	-	-	10	10	-	-
				9	10	3						
	12	18	2	9	13	3						
T2	1	5	2	10	11	3	-	-	-	-	-	-
				7	8	1						
				5	10	3						
				11	15	1						
T3	-	-	-	13	14	1	-	-	-	-	-	-

A GD é uma opção de expansão com elevado custo de investimento, com isso o custo do investimento no primeiro estágio é maior que no caso base, evitando a necessidade de investimento no terceiro período. Apesar de ser uma opção de elevado custo, pois a solução

indica que deve ser inserida a capacidade máxima de GD (10 MW), o aproveitamento desse recurso traz significativos ganhos operativos no longo prazo. Na Figura 6.2 pode-se observar o impacto da inserção da GD na configuração da rede.

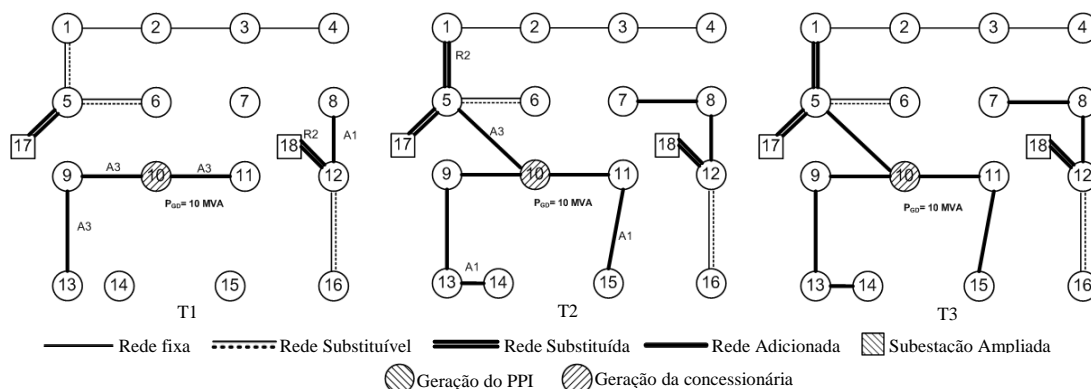


Figura 6.2: Configuração da rede expandida – Caso 1.

Para este caso o nó preferencial para instalação de GD é o 10. Grande parte da rede adicionada é construída partindo do nó da GD, já que é mais barato alimentar as cargas através da unidade do que pela subestação, por ser uma energia mais barata, particularmente no horário de ponta e de carga média, e por ser uma energia produzida localmente, reduzindo as perdas nos circuitos. Pode-se observar que a rede é planejada de forma a aproveitar a energia da geração distribuída desde o primeiro estágio, embora o nó em que ela se encontra não possua cargas no primeiro estágio. A Tabela 6.5 mostra o despacho indicado pelo plano de expansão para a unidade de GD da distribuidora, durante o horizonte de planejamento.

Tabela 6.5: Despacho da Geração Distribuída no Horizonte de Planejamento [MW].

<i>Nível de Carga</i>	<i>T1</i>	<i>T2</i>	<i>T3</i>
LL1	3,6	10	10
LL2	2,16	10	10
LL3	0,72	2,88	5,76

6.3.3 Caso 2 – Cenário C

Este caso considera que somente uma unidade de GD de um PPI, com possibilidade de entregar até 10 MW, está instalada em um nó da rede desde o primeiro estágio do planejamento. Inicialmente foi escolhido o nó preferencial do caso anterior (nó 10).

Foi adotada como suposição que a distribuidora e o produtor independente firmam um contrato bilateral, com o produtor definindo o preço da energia a ser vendida e a capacidade máxima disponível. No modelo desenvolvido, a distribuidora, conhecendo o preço de

contrato, determina o despacho da unidade para cada nível de carga, em cada período no horizonte de planejamento. Neste caso, o preço da energia elétrica proveniente da unidade de GD é o mostrado no Capítulo 5 (\$50/MWh, \$40/MWh e \$30/MWh, para os níveis de carga LL1, LL2 e LL3, respectivamente), coincidindo com o preço da energia proveniente das subestações. A Tabela 6.6 mostra os custos associados às decisões do plano ótimo resultante do modelo.

Tabela 6.6: Detalhamento dos custos de planejamento para cada período de expansão – Caso 2.

<i>Período</i> [1000\$]	<i>Investimento</i> [1000\$]	<i>Manutenção</i> [1000\$]	<i>Operação</i>		
			Total [1000\$]	Compra da Energia [1000\$]	Perdas [1000\$]
T1	859,311	7,40	2259,84	2233,80	26,042
T2	383,385	8,75	4649,72	4176,13	473,59
T3	0,00	8,75	6271,37	5121,34	1150,03

Pode-se observar que o custo da expansão da rede é maior que no caso em que a unidade de GD é da concessionária, mostrando que a geração própria tem claras vantagens com um único custo por MWh para qualquer nível de carga, dependente apenas do custo de operação da unidade. Porém, a GD ainda apresenta vantagens sobre a energia proveniente da subestação, devido à redução de perdas na rede. Além disso, são necessários menores investimentos com expansão da rede através de recursos tradicionais (expansão de alimentadores e subestações). Dessa forma, a função objetivo obtida, \$64802,05, ainda é menor que a obtida no caso base.

A Tabela 6.7 mostra as decisões indicadas para cada período de expansão e a Figura 6.3 mostra as configurações da rede.

Pode-se perceber, comparando com a rede resultante do caso 1, que a GD de PPI é menos utilizada, visto que seu custo operativo é maior, dado que é igual ao da subestação. Nesse caso a GD compete com a subestação, no sentido de abastecer a carga localmente, e assim evita alguns investimentos e contribui com a redução das perdas. Por exemplo, o nó 13, que no caso 1 era alimentado pela GD, neste caso é alimentado pela SE1 (nó 17), pois o custo da energia é o mesmo, e alimentá-lo pelo nó 10 levaria a maiores perdas.

Tabela 6.7: Decisões de Planejamento – Caso 2.

Período	Substituição de linhas			Adição de linhas			Ampliação de Subestações		Instalação de GD da DisCo		GD de PPI	
	De	Para	Opção	De	Para	Opção	SE	Opção de transf.	Nó	Potência (MW)	Nó	Pot. Max. (MW)
T1	5	17	2	8	12	1	-	-	-	-	10	10
				9	10	1						
	12	18	2	13	17	3						
				10	11	3						
T2	1	5	2	7	8	1	-	-	-	-	10	10
				11	15	1						
				13	14	1						
T3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

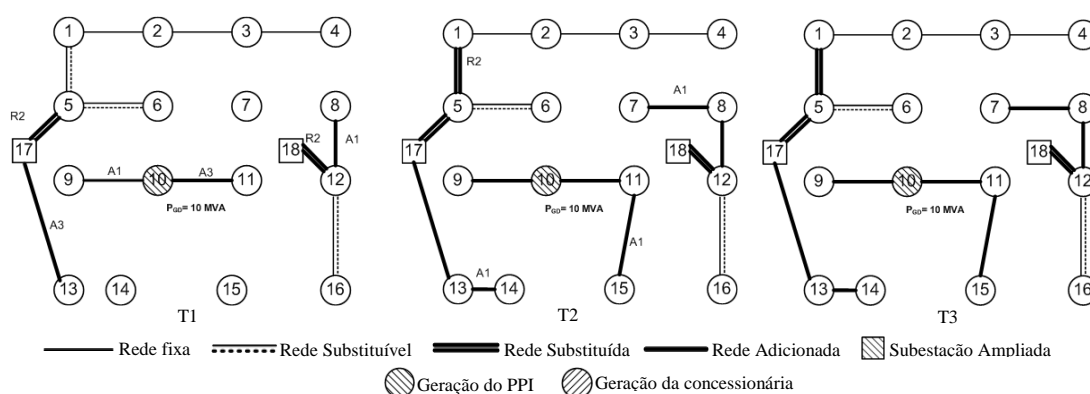


Figura 6.3: Configuração da rede expandida – Caso 2.

A Tabela 6.8 mostra o despacho recomendado para a unidade de GD do PPI. Como pode ser visto, a distribuidora não compra energia na capacidade máxima disponível da unidade GD em nenhum período.

Tabela 6.8: Despacho da Geração Distribuída no Horizonte de Planejamento [MW].

Nível de Carga	T1	T2	T3
LL1	2,4	4,8	9,6
LL2	1,44	6,24	9,6
LL3	0,48	1,44	3,36

6.3.4 Caso 3 – Cenário D

Esse caso foi proposto apenas para mostrar que o modelo é capaz de lidar com as duas possibilidades simultaneamente: adição de GD pela concessionária e pelo PPI. É considerado

que o PPI já se encontra instalado no nó 10, assim o algoritmo deve determinar o nó preferencial para adição de GD pertencente à distribuidora.

A capacidade máxima da unidade de GD que pode ser instalada pela distribuidora ou pelo PPI é de 10 MW. Como a potência disponível é maior para este caso, 20 MW, o custo total da expansão da rede é menor que nos casos anteriores, \$61463,277.

A Tabela 6.9 mostra o detalhamento dos custos associados ao planejamento para cada período durante a expansão. As escolhas de investimento obtidas como solução ótima para esse caso são apresentadas na Tabela 6.10. e a Figura 6.4 mostra a configuração da rede resultante.

Tabela 6.9: Detalhamento dos custos de planejamento para cada período de expansão – Caso 3.

Período [1000\$]	Investimento [1000\$]	Manutenção [1000\$]	Operação		
			Total [1000\$]	Compra da Energia [1000\$]	Perdas [1000\$]
T1	598,21	7,40	2269,61	2233,80	35,80
T2	6035,01	259,20	3605,13	4176,13	375,87
T3	0,00	259,20	5195,55	5121,34	969,75

Tabela 6.10: Decisões de Planejamento – Caso 3.

Período	Substituição de linhas			Adição de linhas			Ampliação de Subestações		Instalação de GD da DisCo		GD de PPI	
	De	Para	Opção	De	Para	Opção	SE	Opção de transf.	Nó	Potência (MW)	Nó	Pot. Max. (MW)
T1	5	17	2	8	12	1	-	-	-	-	10	10
				9	10	3						
	12	18	2	9	13	3						
T2	1	5	2	10	11	3	-	-	5	10	10	10
				5	10	3						
				6	7	1						
				11	15	1						
T3	-	-	-	13	14	1	-	-	-	-	10	10
				-	-	-						

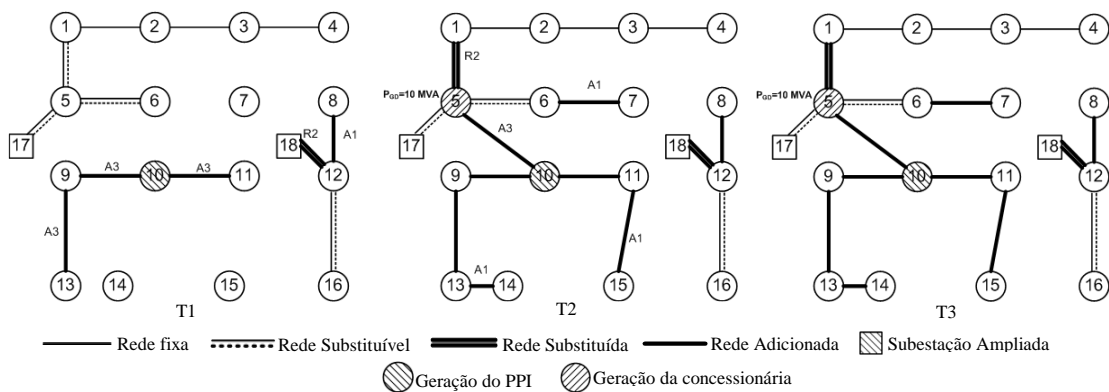


Figura 6.4: Configuração da rede expandida – Caso 3.

Conforme mostrado na Tabela 6.9, o custo de investimento se assemelha ao caso 1, já que a quantidade de GD instalada pela concessionária é a mesma em ambos os casos. Como a instalação de GD pela distribuidora tem um custo elevado, o custo de investimento resultante no período em que a GD é instalada é mais afetado. Os custos de operação para esse caso são ainda menores em relação ao caso 1, visto que ambas as unidades de GD propiciam maior redução nas perdas da rede e que a unidade da distribuidora ainda contribui com redução nos custos com a compra de energia. A configuração da rede para cada período de planejamento se assemelha ao resultando do caso 1, porque no plano é recomendado construir a rede a partir dos nós que contem a GD.

6.3.5 Comparação entre os esquemas regulatórios

A fim de analisar e comparar o comportamento do modelo de planejamento em cada cenário regulatório, os resultados obtidos são apresentados graficamente. Os gráficos mostram os principais custos associados à expansão da rede: valor presente do custo da expansão para todos os casos, gastos com a compra de energia para cada período de planejamento para cada um dos casos, e investimento feito pela concessionária em cada período em cada caso.

A Figura 6.5 mostra o valor presente dos custos totais, ou seja, a soma dos custos com o investimento, manutenção e operação da rede, incluindo os custos com a compra da energia elétrica. Nela pode-se perceber que qualquer cenário com GD tem vantagens sobre o cenário base.

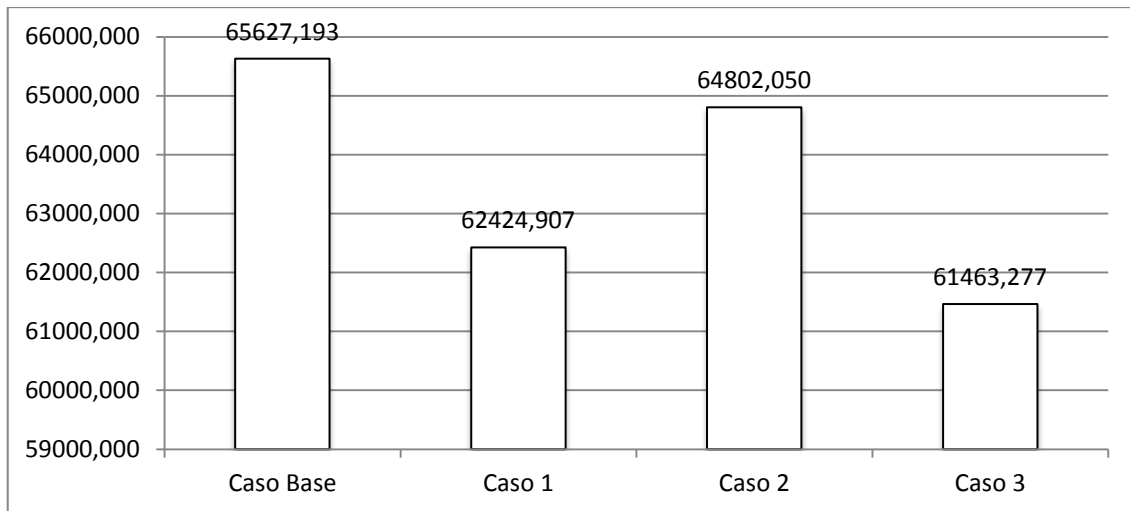


Figura 6.5: Valor presente dos custos totais com a expansão em cada cenário [1000\$].

Também se pode observar que a modalidade de GD que agrega mais benefícios à concessionária do ponto de vista do planejamento é aquela instalada por ela mesma (casos 1 e 3). A unidade de GD da concessionária, apesar de apresentar um custo inicial de investimento elevado, é a mais atrativa. Nos casos apresentados ela possui um custo fixo para geração da energia inferior ao custo da energia vinda da subestação, e esse custo é independente do horário da geração/nível de carga.

Como pode ser visto na Figura 6.6, isso contribui para uma diminuição considerável dos custos com a compra da energia e conseqüentemente dos custos totais com a rede.

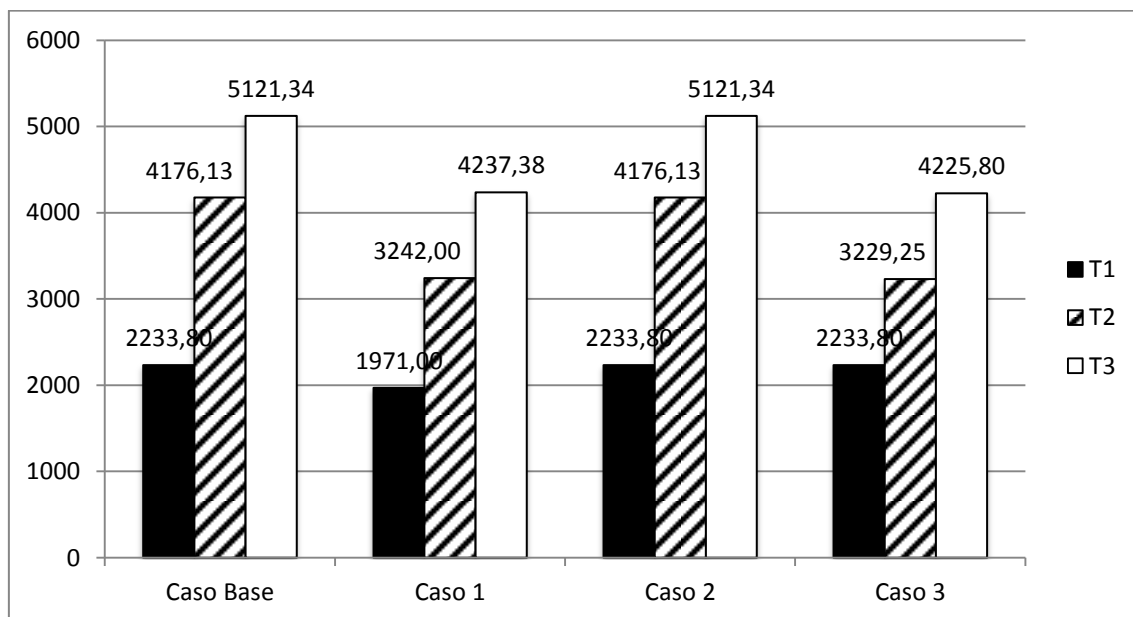


Figura 6.6: Custo da compra da energia por período em cada cenário [1000\$].

Pela Figura 6.7, que mostra o custo do investimento para cada período, pode-se observar que o custo do investimento para expansão da rede é maior nos casos em que a concessionária pode instalar GD, devido ao custo de instalação da unidade. Além disso, nos casos com geração distribuída é evitado investimento na rede no último período do horizonte de planejamento, neste caso evita a ampliação da capacidade da subestação S1 (nó17).

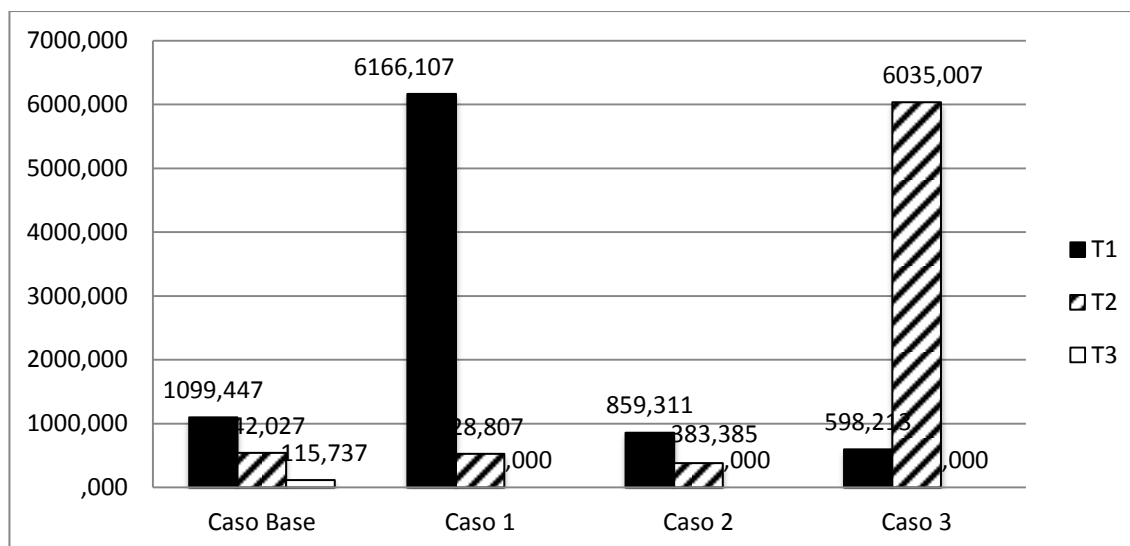


Figura 6.7: Investimento por período em cada cenário [1000\$].

O caso 2 permite ver claramente como a utilização da GD evita investimentos de expansão, o que não pode ser visto com clareza nos outros casos, porque o custo com investimento em GD é muito elevado.

Assim, chega-se à conclusão que pode ser de grande benefício para a distribuidora utilizar a GD como um recurso de planejamento. No cenário que a concessionária pode instalar GD em sua rede, os benefícios para esta são evidentes. Ela pode escolher o nó no qual vai instalá-la e, em geral, seu custo com geração vai ser menor que o custo do MWh comprado do mercado de energia elétrica, pelo menos no horário de pico (quando a energia é mais cara). Além disso, ela tem poucas incertezas associadas com a inserção de sua unidade GD. Ela tem pleno controle do despacho de sua unidade e o custo com a energia produzida está associado apenas ao custo operativo da unidade de GD (geralmente associado ao custo do combustível).

Já no caso da GD de PPI o benefício não é tão evidente. Portanto, é proposta na seção a seguir uma série de simulações, buscando verificar a influência de duas das principais incertezas associadas ao benefício da unidade GD de PPI, a localização e o preço. Esses

fatores fazem parte da decisão do produtor independente, e não da concessionária, e podem afetar a maneira como a concessionária tira proveito da GD em sua rede.

6.4 Etapa 2: Impacto das incertezas associadas à GD

Nesta etapa, foram testados vários casos gerados a partir do cenário C. Nessas simulações alguns parâmetros relacionados à GD de PPI foram alterados, de forma a compreender como essa modalidade de aproveitamento da GD pode afetar o resultado do planejamento da expansão. Além disso, os casos foram simulados de maneira a cobrir um pouco melhor a questão das incertezas relativas a localização e preço que foram levantadas na seção anterior. Os casos simulados são descritos em mais detalhes a seguir:

- *Influência da localização da unidade GD do PPI:* Foi simulado um conjunto de casos, semelhantes ao caso 2, onde somente a GD pertencente à PPI pode ser aproveitada no planejamento. Nesses casos, foi variado o local onde a GD de PPI está instalada, sendo que em cada caso a GD foi alocada em um nó de carga diferente. A unidade GD considerada na simulação pode entregar até 10 MW de potência a rede, e sua energia é contratada pela concessionária a preços de \$50/MWh, \$40/MWh e \$30/MWh, para os níveis de carga pesada, média e leve, respectivamente.
- *Influência do preço de contrato da GD do PPI:* Nesse conjunto de simulações é variado o valor de contrato da energia proveniente da GD, considerando um único preço de contrato válido para qualquer um dos níveis de carga.
 - Parte 1: Inicialmente o preço de contrato é variado partindo do preço inicial de \$25/MWh até o preço final de \$55/MWh, com intervalos de \$5/MWh. Os resultados de cada um dos casos são discutidos individualmente.
 - Parte 2: Posteriormente, o preço é variado com intervalos de \$1/MWh e os resultados são avaliados para discutir os impactos do preço da GD de PPI em variáveis como função objetivo, custo de investimento, custo da operação, despacho e receita da unidade GD do PPI.
- *Influência do preço de contrato diferenciado por nível de carga.* Esse conjunto de casos também considera influência da variação do preço da energia contratada da GD. Porém considerando um preço diferente para cada faixa horária de nível de carga, semelhante ao caso 2. Partindo do preços iniciais de contrato de \$30/MWh, \$20/MWh e \$10/MWh

para horários de carga alta, média e baixa, respectivamente, indo até os preços de \$60/MWh, \$50/MWh e \$40/MWh para os mesmo horários, cada um dos preços foram variados com intervalos de \$5/MWh, mantendo a diferença de \$10/MWh entre os níveis de carga alta e média, e média e baixa.

6.4.1 Influência da localização da unidade GD do PPI

Dentro do cenário C, foram simulados 16 casos para verificar a influência da localização onde unidade de GD do PPI está instalada no resultado do planejamento. Assim, foram simulados casos com as mesmas configurações que o caso 2, apresentado na seção 6.3.3, com a diferença que em cada um dos casos simulados nessa etapa, a GD foi alocada em um nó de carga diferente. A potência máxima disponibilizada para a rede pela GD é novamente 10 MW. Os resultados obtidos para cada caso são apresentados a seguir.

A Tabela 6.11 mostra a valor da função objetivo (VPL do custo total da rede) para cada um dos casos, assim como as parcelas do custo referentes ao investimento, à manutenção e à operação.

Tabela 6.11: Resultado do planejamento variando o nó da GD de PPI.

<i>Caso</i>	<i>Nó da GD</i>	<i>F.O. [1000\$]</i>	<i>VP do custo total do Investimento [1000\$]</i>	<i>VP do custo total da Manutenção [1000\$]</i>	<i>VP do custo total da Operação [1000\$]</i>
4.1	N1	65169,95	1540,551	99,4	63530,00
4.2	N2	65154,92	1538,547	99,4	63516,98
4.3	N3	65190,23	1509,002	99,4	63581,83
4.4	N4	65169,98	1511,005	99,4	63559,57
4.5	N5	65109,2	1518,717	99,4	63491,08
4.6	N6	65288,71	1593,832	99,4	63595,48
4.7	N7	65280,81	1544,657	99,4	63636,76
4.8	N8	65201,4	1504,596	99,4	63597,41
4.9	N9	64842,77	1240,994	94,9	63506,87
4.10	N10	64802,05	1207,843	94,9	63499,31
4.11	N11	64802,05	1207,843	94,9	63499,31
4.12	N12	65377,14	1619,57	99,4	63658,17
4.13	N13	64842,77	1240,994	94,9	63506,87
4.14	N14	64938,98	1249,006	94,9	63595,08
4.15	N15	65256,09	1579,209	99,4	63577,48
4.16	N16	65337,44	1579,51	99,4	63658,53

Em seguida, para facilitar a visualização do comportamento das variáveis apresentadas na Tabela 6.11, são mostradas figuras que representam graficamente as variáveis da tabela, com exceção do custo total da manutenção da rede que, como pode ser observado na tabela, é pouco afetado pela mudança do nó em que a GD está instalada. A Figura 6.8 mostra o comportamento da função objetivo.

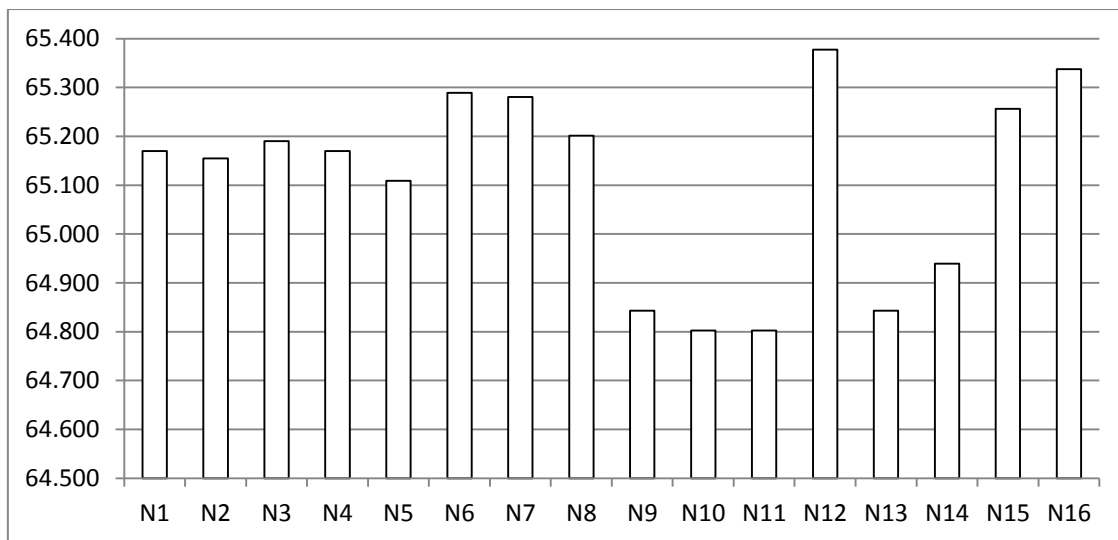


Figura 6.8: Função Objetivo (VPL do custo total) para cada local da GD [1000\$].

Pela figura, pode-se observar que os nós 10 e 11 apresentam o mesmo valor para a função objetivo resultante, valor este que é o menor entre todos os casos simulados. Portanto, os nós 10 e 11 podem ser considerados preferenciais para instalação da GD pertencente à PPI. Resultado compatível com o resultado do caso 1, quando a unidade pertencia à concessionária de distribuição.

A Figura 6.9 e a Figura 6.10 mostram graficamente o valor presente dos custos totais com investimento e operação, respectivamente.

A Tabela 6.12 mostra o padrão de despacho da GD do PPI, recomendado pelo algoritmo de otimização, para cada um dos casos simulados em cada um dos períodos (T1, T2 e T3) dentro do horizonte de planejamento.

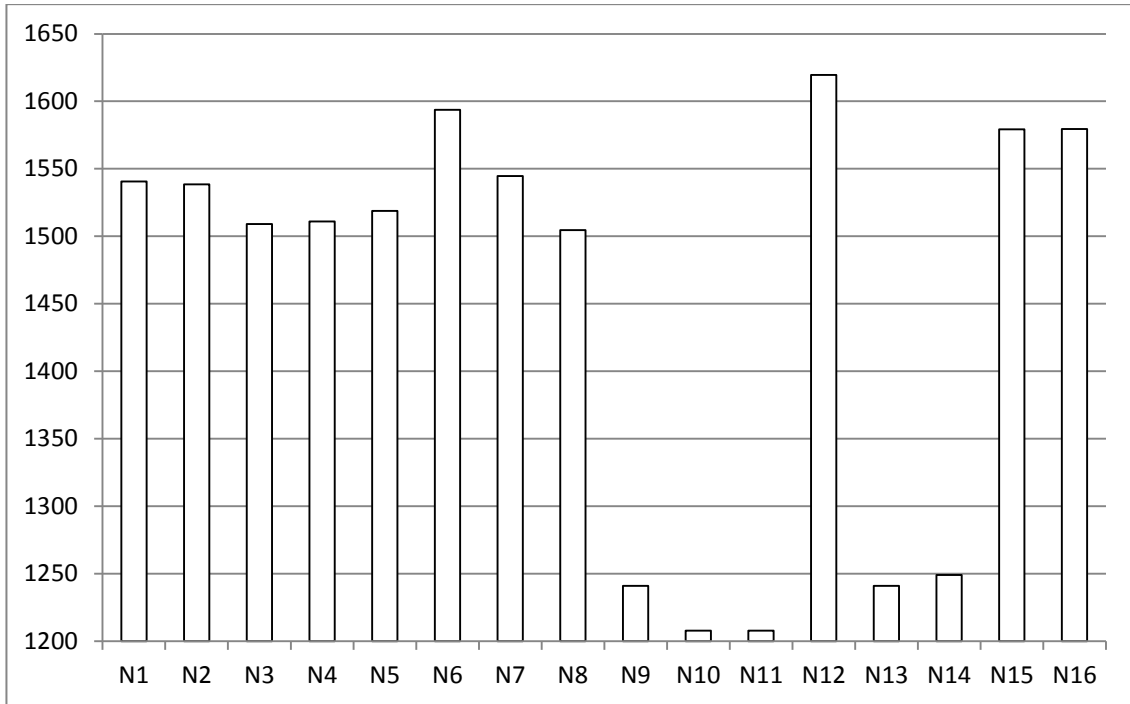


Figura 6.9: VPL do custo total do investimento para cada local da GD [1000\$].

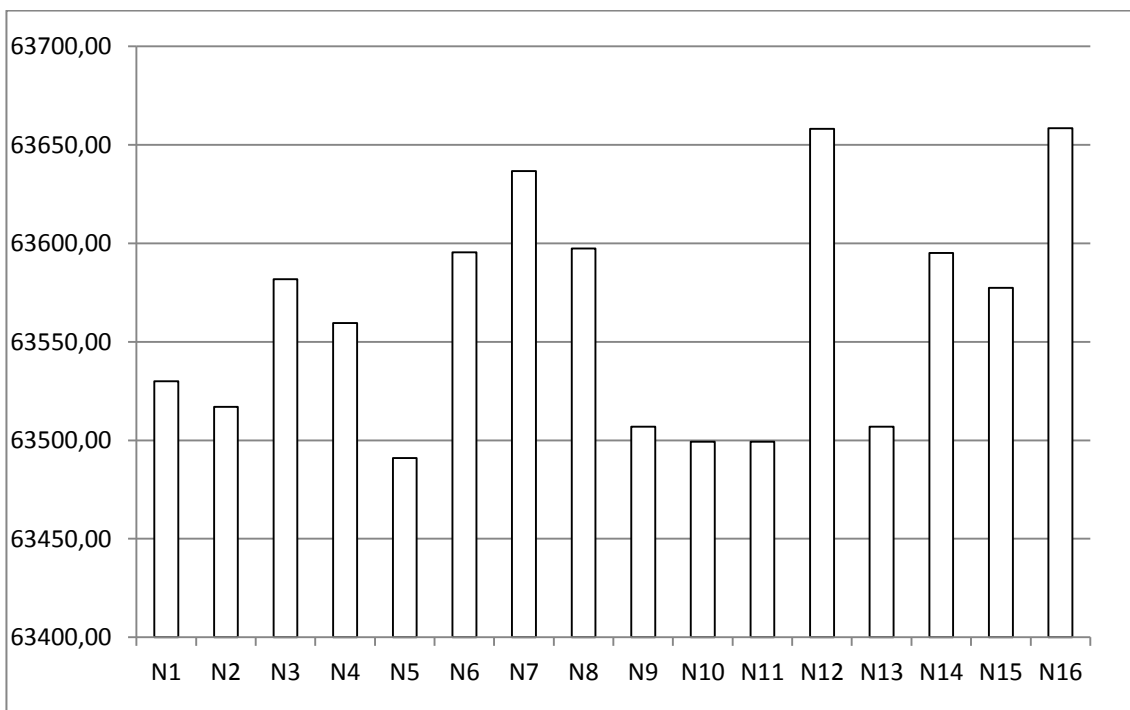


Figura 6.10: VPL do custo total da operação para cada local da GD [1000\$].

Tabela 6.12: Despacho da GD para cada local [MW].

Caso	Nó da GD	T1			T2			T3		
		LL1	LL2	LL3	LL1	LL2	LL3	LL1	LL2	LL3
4.1	N1	3,6	2,16	0,72	7,2	5,44	1,6	8	6,24	2,08
4.2	N2	2,7	1,44	0,48	5,04	3,36	0,96	5,1	3,6	0,96
4.3	N3	3,6	2,16	0,72	5,1	3,6	1,17	5,83	3,66	1,2
4.4	N4	3,36	2,02	0,48	6	3,66	1,2	6	3,66	1,2
4.5	N5	4,8	2,88	0,96	9,6	7,44	2,16	10	8,64	2,88
4.6	N6	3	1,8	0,6	6	4,44	1,32	6,6	5,04	1,68
4.7	N7	0	0	0	4,8	2,88	0,96	4,9	2,88	0,96
4.8	N8	2,4	1,44	0,48	5,1	2,95	1,05	5,24	2,94	1,05
4.9	N9	2,4	1,44	0,48	4,8	6,24	1,44	9,6	9,6	3,36
4.10	N10	2,4	1,44	0,48	4,8	6,24	1,44	9,6	9,6	3,36
4.11	N11	2,4	1,44	0,48	4,8	6,24	1,44	9,6	9,6	3,36
4.12	N12	3,6	2,16	0,72	7,2	4,32	1,44	9,6	5,28	1,92
4.13	N13	2,4	1,44	0,48	4,8	6,24	1,44	9,6	9,6	3,36
4.14	N14	2,4	1,44	0,48	4,8	4,56	1,2	9,6	7,2	2,64
4.15	N15	0	0	0	4	4,64	1,12	8	7,2	2,56
4.16	N16	2,4	1,44	0,48	5,4	5,4	5,4	7,8	4,2	1,56

A Figura 6.11 mostra graficamente uma estimativa do total da energia (MWh) a ser comprada, durante o horizonte de planejamento em cada um dos planos ótimos obtidos para os casos simulados. Valores esses obtidos a partir dos padrões de despacho mostrado na Tabela 6.12.

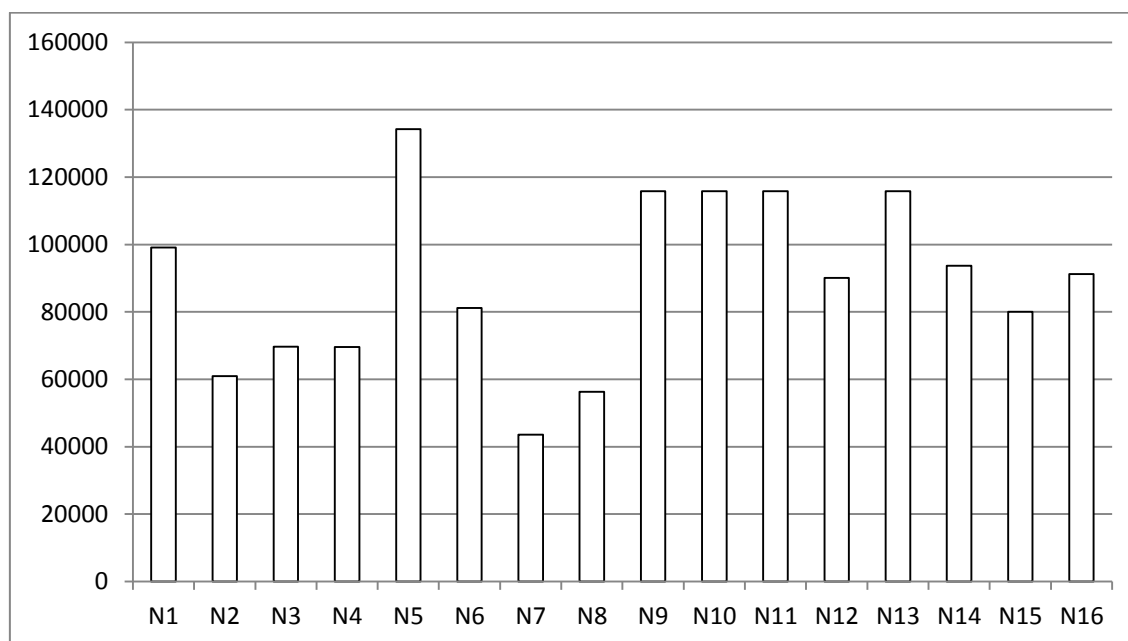


Figura 6.11: Total de Energia Comprada da GD para cada local da GD [MWh].

Analisando a Figura 6.11, pode-se perceber que no caso em que a GD está instalada no nó 5, há o maior aproveitamento da energia gerada pela unidade de GD. Este é o caso, em que foi recomendada a compra da maior quantidade de energia da GD. Este seria portanto o nó que representaria maior ganho para o PPI, para essa faixa de preço de GD.

Além disso, pode-se ver pela Figura 6.10 que o caso 4.5 (com a GD alocada no nó 5) também é o caso que apresenta o menor custo operativo para a rede da concessionária. Porém, como já foi dito o nó 5 não é o nó preferencial. Pela Figura 6.9 o caso 4.5 tem custo de investimento muito maior que os casos 4.10 e 4.11. Quando a GD está alocada nesses nós (10 ou 11), ela evita maiores investimentos de expansão que nos outros casos, assim o plano final para esses casos tem uma função objetivo resultante inferior.

Pela análise apresentada, pode-se perceber que na determinação da localização preferencial para a unidade GD, o custo do investimento do plano resultante foi o fator mais importante na escolha.

Além disso, ficou claro que algumas posições dentro da rede de distribuição são bem menos atrativas para alocação da GD do que outras. Por exemplo, o custo total do investimento no caso com a GD alocada no nó 12 é 34% maior que os casos com GD alocada nos nós 10 ou 11 (ver Tabela 6.11). Assim, para a concessionária pode ser interessante dar incentivos para que pequenos produtores aloquem unidades GD nos nós preferenciais.

6.4.2 Influência do preço de contrato da GD do PPI

Ainda dentro do mesmo cenário regulatório, foi simulado um grande número de casos, visando compreender melhor como o preço de contrato da GD do PPI pode afetar o resultado do planejamento da expansão. Inicialmente, para avaliar o impacto do preço da GD do PPI foram simulados diversos casos, nos quais foi variado o preço da GD. Nesses casos foi considerado um único preço, independentemente do horário de operação das unidades.

Essa fase das simulações foi dividida em 2 partes:

- Parte 1 – o preço de contrato da GD é variado em intervalos de \$5/MWh, partindo do preço de \$25/MWh até chegar ao preço de \$55/MWh, totalizando 7 casos simulados. Nessa etapa, cada um dos resultados é analisado individualmente.
- Parte 2 – o preço de contrato da GD é variado em intervalos de \$1/MW, partindo do preço de \$25/MWh até chegar ao preço de \$55/MWh, totalizando 31 casos simulados,

os quais são utilizados para analisar de maneira mais genérica o impacto do preço da GD no resultado do planejamento da expansão. Para esses casos, a topologia da rede recomendada para expansão não é analisada.

Influência do preço de contrato da GD do PPI – Parte 1

Como já mencionado, nessa parte foram simulados sete casos onde foi variado o valor de contrato da energia gerada pela unidade GD de PPI, localizada no nó 10, para verificar a influência no resultado do planejamento de forma mais pontual.

A Tabela 6.13 mostra o valor da função objetivo, os custos com investimento e operação em cada período (considerando o reinvestimento ao fim da vida útil), o VPL do custo total do investimento e o VPL do custo total da operação para cada um dos casos simulados. A Tabela 6.14 mostra o padrão de despacho da unidade GD recomendado em cada um dos casos, o total da energia comparada pela concessionária da unidade de GD do PPI e a receita obtida pela PPI com a venda da energia.

A Tabela 6.15 mostra as decisões de planejamento tradicionais recomendadas para cada um dos casos. Nessa etapa da simulação, pretende-se dar destaque ao impacto do preço sobre a configuração da rede. E também, em como os diferentes padrões de despacho determinados para cada caso, afetam a configuração recomendada pelo algoritmo de otimização. Assim, cada um dos casos é discutido de maneira pontual e a sua configuração recomendada é apresentada.

Tabela 6.13: Resultado da influência do preço da GD no planejamento – Parte 1.

Caso	Preço da GD do PPI (\$/MWh)	F.O. [1000\$]	Investimento [1000\$]			VP do Invest. Total [1000\$]	Operação [1000\$]			VP da Oper. Total [1000\$]
			T1	T2	T3		T1	T2	T3	
5.1	25	54166,50	657,70	528,81	0	1138,44	1996,93	3620,97	5240,39	52929
5.2	30	57848,89	613,64	383,39	402,11	1294,50	2078,86	4056,40	5575,78	56455
5.3	35	60912,03	819,65	528,807	39,66	1333,16	2201	4274,96	5873,08	59479
5.4	40	63865,31	819,65	528,807	39,66	1333,16	2255,85	4543,82	6165,08	62433
5.5	45	65217,28	859,31	779,99	0	1568,39	2301,89	4643,88	6272,85	63549
5.6	50	65559,22	1099,48	528,80	115,74	1675,86	2261,80	4662,40	6300,20	63775
5.7	55	65627,20	1099,48	542,27	115,74	1688,10	2261,80	4664,91	6306,10	63831

Tabela 6.14: Influência do preço da GD na quantidade de energia comprada da GD – Parte 1.

Caso	Preço da GD do PPI [\$/MWh]	Demanda de Geração - Geração Distribuída [MW]									Energia comprada [MWh]	Receita Aprox [1000\$]
		T1			T2			T3				
		LL1	LL2	LL3	LL1	LL2	LL3	LL1	LL2	LL3		
5.1	25	3,6	2,16	0,72	10	10	2,88	10	10	5,76	158322,4	3958,06
5.2	30	3,6	2,16	0,72	7,2	9,36	2,16	10	10	3,36	143109,2	4293,276
5.3	35	2,4	1,44	0,48	9,597	9,118	0	10	10	0	123036	4306,261
5.4	40	2,4	1,44	0,48	9,597	9,118	0	10	10	0	123036	4921,441
5.5	45	2,4	1,44	0,48	3,6	0	0	7,2	0,48	0	24966	1123,47
5.6	50	0	0	0	4,8	0	0	6	0	0	11826	591,3
5.7	55	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabela 6.15: Influência do preço da GD na configuração da rede – Parte 1.

Decisões de planeamento Tradicionais tomadas para os casos simulados				Casos simulados						
				5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7
				Preço da GD em \$/MWh por caso						
				25	30	35	40	45	50	55
	Do nó	Para o nó	Opção	Estágio da instalação do recurso em cada caso						
Rede substituída	1	5	2	T2	T2	T2	T2	T2	T2	T2
	5	17	2	T1	T1	T3	T3	T1	T1	T1
	12	18	2	T1	T1	T1	T1	T1	T1	T1
Rede adicionada	5	10	3	T2	-	T2	T2	-	T2	-
	7	8	1	T2	T2	T2	T2	T2	T2	T2
	8	12	1	T1	T1	T1	T1	T1	T1	T1
	9	10	1	-	-	T1	T1	T1	-	-
	9	10	3	T1	T1	-	-	-	-	-
	9	13	1	-	T1	-	-	-	T1	T1
	9	13	3	T1	-	-	-	-	-	-
	10	11	3	T1	T1	T1	T1	T1	-	T2
	11	15	1	T2	T2	T2	T2	T2	T2	T2
	11	18	3	-	-	-	-	T2	T1	T1
13	14	1	T2	T2	T2	T2	T2	T2	T2	
13	17	3	-	T3	T1	T1	T1	T1	T1	
Subestação ampliada	S1		1	-	-	-	-	-	T3	T3

Caso 5.1

Para o preço inicial de \$25,00/MWh proveniente da unidade GD, o plano ótimo resultante tem função objetivo igual a \$54166,50. São propostos investimentos no primeiro e no segundo período de \$657,70 e de \$528,81, respectivamente. A Figura 6.12 mostra a topologia resultante da rede para os três períodos, para facilitar a visualização do processo de planejamento.

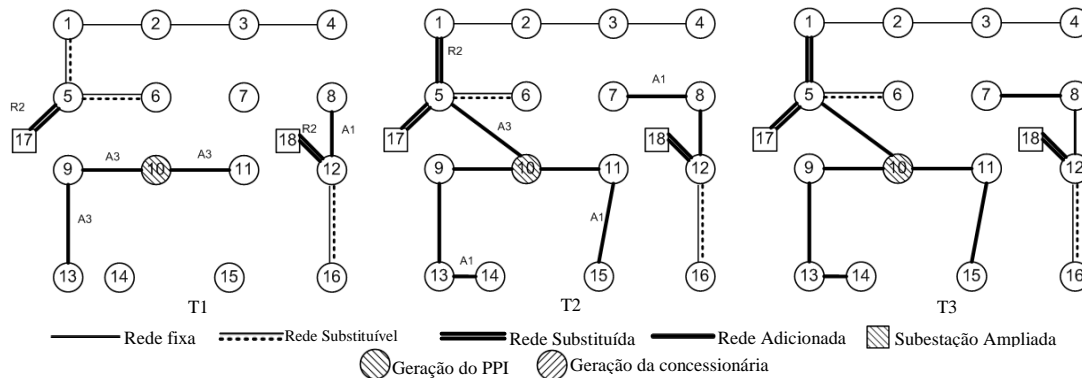


Figura 6.12: Configuração para preço de \$25/MWh para a energia gerada pela GD.

Para o primeiro período é proposto o reforço das linhas que ligam o restante da rede a cada uma das subestações (ramos 5-17 e 12-18), sendo que a segunda opção de cabo é escolhida para reforço em ambos os casos. Opção esta que é mais cara, de maior bitola (capacidade) e menor impedância associada.

Para o primeiro período (T1), a rede é projetada de forma que os nós, 9, 11 e 13 sejam abastecidos pela energia proveniente da GD do PPI, visto que essa opção de fornecimento é mais barata em relação a SE para todos os níveis de carga. Em T1, a carga no nó 10 é nula (com exceção da carga que pode ser sendo alimentada nos limites da propriedade do PPI, que é vista como nula pela rede).

Já no segundo período do planejamento (T2), para que a carga que surge nos nós 2 e 3 possa ser adequadamente suprida pela SE1 (nó 17), no plano ótimo a linha 1-5 também é reforçada. Também surge carga no nó 7, que é suprida através da SE2 pelo ramo 7-8, recomendado para ser construído neste mesmo período.

Ainda no segundo período, os nós 14 e 15 também passam a ter cargas associadas, e o plano ótimo sugere que esses nós também venham a ser alimentados pela GD. Portanto, é recomendado a instalação dos ramos 11-15 e 13-14.

No período T2 a carga da maioria dos ramos da rede cresce. Portanto, o algoritmo mostra que a melhor decisão é ligar a porção da rede alimentada pela GD à porção da rede alimentada pela SE1, tal ligação é feita através da construção do ramo 1 - 5. Dessa forma, a GD, cuja energia é mais barata, colabora para abastecer a carga crescente da porção previamente alimentada apenas pela SE1.

A partir do terceiro período não é necessário mais nenhum investimento de expansão na rede. Como a carga ainda cresce em relação aos períodos anteriores, a GD, mesmo operando em sua máxima capacidade, não é capaz de suprir todos nós que, nos períodos anteriores, eram alimentados exclusivamente por ela. Assim, nos horários de carga pesada e média, é necessário apoio da SE1 para abastecimento desses nós, sendo a energia entregue através do ramo 1-5.

Inclusive, essa necessidade no período T3 deve ter viabilizado a instalação do ramo 5-10 no período anterior, bem como o aproveitamento do excedente de energia barata proveniente da GD através do mesmo ramo.

Caso 5.2

Ao elevar o preço da energia proveniente da unidade GD para \$30,00/MWh, o plano ótimo resultante tem função objetivo de \$57849. Nele são propostos investimentos nos três períodos, de \$613,64 em T1, de \$383,39 em T2 e de \$402,11 em T3. A Figura 6.13 mostra a topologia resultante da rede para os três períodos no horizonte de planejamento.

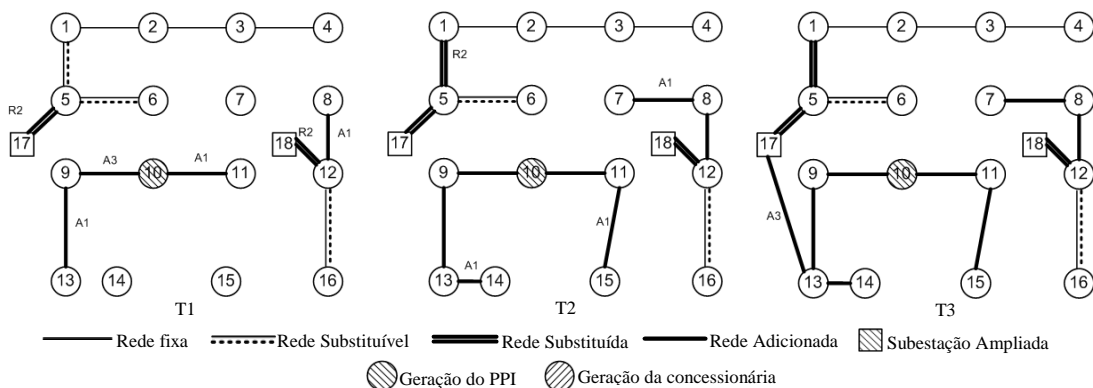


Figura 6.13: Configuração para preço de \$30/MWh para a energia gerada pela GD

Em T1 são tomadas a mesmas decisões sobre a configuração da rede que no caso anterior, apenas o ramo 9-13 é adicionado em uma espessura de cabo menor e mais barata. Isso porque, com a compra da energia gerada pela unidade GD custando um pouco mais para a concessionária, o fluxo de potência entre 9 e 13 será menor durante a vida útil do projeto.

Em T2, diferente do caso 5.1, a decisão de construir a linha 5-10, que liga o ramo alimentado pela GD ao trecho alimentado pela SE1, não é selecionada. Com o preço da energia gerada pela GD em \$30,00/MW, já não vale a pena alimentar nenhuma carga desse trecho (alimentado pela SE1) através da GD, considerando os custos de investimento e operação necessários.

No período T3, devido ao crescimento da carga a GD já não tem capacidade suficiente para alimentar sozinho todos os nós ligados a ela, em seu trecho inicialmente isolado. Então, é necessária a construção de um ramo que ligue esse trecho a SE1.

Diferente do caso anterior, o ramo construído não é o ramo 5-10, porque a GD está mais cara e não é interessante aproveitar seu excedente no período T2 através do ramo 5-10. Assim, o algoritmo decide que é melhor construir o ramo 13-17, para operar a partir do período T3, e auxiliar no abastecimento das cargas dos nós 13 e 14, através da SE1, ganhando assim em custos operativos. No modelo os custos operativos do último período são repetidos como anuidades constantes por infinitos períodos, como se a rede operasse infinitamente nas condições de operação do último período. Sendo assim, o custo dessa operação pesa sobre a decisão da configuração ótima.

Caso 5.3 e 5.4

Para o preço de \$35,00/MWh comprado da unidade GD, o custo total da expansão para a concessionária é de \$60912,03, com investimentos na rede para os três períodos em \$819,65 (T1), \$528,81 (T2) e \$39,66 (T3).

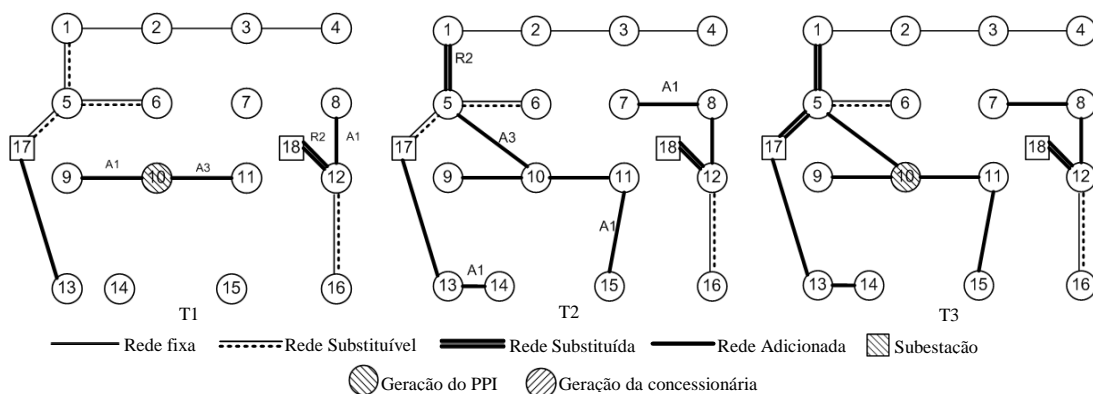


Figura 6.14: Configuração para preço de \$35/MWh para a energia gerada pela GD.

Neste caso, em T1, apenas o ramo 12-18 é recomendado para reforço. Além disso, é decidida a instalação dos ramos 8-12, 9-10 e 10-11. A energia da GD agora não está tão barata em relação à energia proveniente das subestações. Inclusive, está mais cara durante o período

de carga leve. Assim, não é tão atrativo abastecer tantos nós através da GD quanto nos casos anteriores. Por isso, é decidida pela construção da linha 13-17 já no primeiro período do planejamento. Além disso, a opção de instalar o ramo 9-13, que liga os nós 13 e 14 à GD, não é mais selecionada em nenhum período.

Como a GD está mais cara que a SE para o nível de carga leve, em alguns momentos é mais barato abastecer a carga através da subestação. Assim, em T2 é construída a linha 5-10 ligando o nó 10 e seus vizinhos à SE1.

Com a construção desse ramo sendo uma opção mais barata, em termos de custo total, o ramo pode ser utilizado também para o aproveitamento do excedente de energia da GD nos níveis de carga em que ela é mais barata que a SE. Dessa forma, a energia da GD é aproveitada durante os períodos de carga média e leve para abastecer também o nó 5 e alguns vizinhos. Além disso, por conta da configuração escolhida como mais econômica para este caso, a SE1 alimenta as cargas dos nós N13 e N14 pela linha 13-17 e não pela linha 5-10 como ocorreu no caso 5.1, então o reforço do ramo 5-17 pode ser adiado para o período T3.

Para o preço de contrato de \$40,00/MWh, as decisões de planejamento tomadas são exatamente iguais ao caso anterior, inclusive o despacho da GD. A função objetivo é um pouco maior (\$63865,31), porque, obviamente, com a energia da GD custando \$5/MWh a mais, o custo operativo cresce. A figura mostra a configuração da rede ao longo do horizonte de planejamento para estes casos.

Caso 5.5

Já para o preço de \$45,00/MWh, mudanças significativas ocorrem na configuração ótima da rede devido a presença da GD mais cara, como pode ser observado na Figura 6.15.

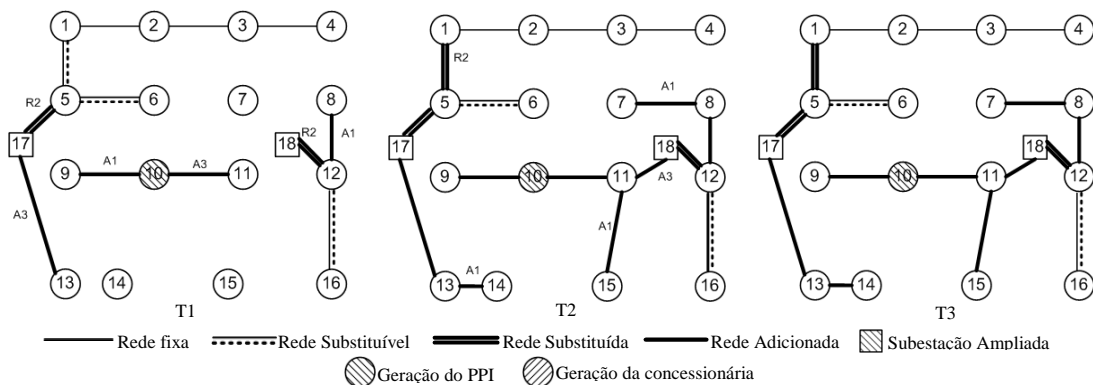


Figura 6.15: Configuração para preço de \$45/MWh para a energia gerada pela GD.

Para esse preço de energia, que é mais cara que a comprada das SEs nos períodos de carga média e leve, a penetração da GD na rede diminui. Sendo que ela é uma boa alternativa de abastecimento para o nó em que está localizada (10) e para uns poucos vizinhos mais próximos (9 e 11). Assim, são recomendadas as instalações das linhas 10-11 e 9-10.

O nó 13 deve ser abastecido diretamente pela SE1, sendo que o ramo 13-17 deve ser adicionado no período T1. Para o mesmo período, a GD, mesmo que mais cara durante dois dos três níveis de carga, é aproveitada nos três níveis de carga, ainda que localmente. Ela abastece apenas o ramo formado pelos nós 9-10-11.

No período T2 surge carga no nó 13, então é necessária a construção de um ramo ligando o nó à SE 2 (nó 18), seja através do ramo 11-15 ou do ramo 15-16. Verificou-se que é mais econômica a construção do ramo 11-15, devido a características operativas mais favoráveis.

A partir do período T3, durante o período de carga pesada, a GD que é mais barata em relação à SE, não possui autonomia para alimentar seu ramo (9-10-11-13). Nesse período, seria necessária a construção da linha 11-18 ligando este ramo a SE2, ou a construção da linha 5-10 ligando à SE1. A linha 11-18 tem custo inicial maior que a linha 5-10, por ser uma linha que se liga a uma SE e exige componentes de entrada, que estão inclusos no seu preço. Apesar disso, ela é a mais interessante do ponto de vista operativo, por envolver um custo menor de perdas na alimentação do ramo.

Por conta dessa necessidade futura da construção de 11-18, e devido aos ganhos operativos que o adiantamento desse investimento traz, a construção dessa linha é viabilizada já no período T2. Dessa forma, a partir do período T2, não é necessária a operação da GD nos horários que esta é mais cara que a SE, diminuindo o custo total.

Também no período T2 é recomendado o reforço da linha 1-5, devido ao surgimento de carga nos nós 2 e 3, bem como a adição das linhas 7-8; 11-15.

Caso 5.6

Para preços a partir de \$50,00/MWh, a GD terá preço maior ou igual ao das SEs, dependendo do horário/nível de carga. Para esse preço, a energia somente é comprada da GD no horário de pico (horário que essa pode competir com a energia da SE pois apresenta o mesmo preço), atendendo apenas a cargas em sua proximidade, a partir do período T2 (quando surge carga no nó 10 onde a GD está localizada).

A expansão da rede durante o horizonte de planejamento pode ser observada na

Figura 6.16.

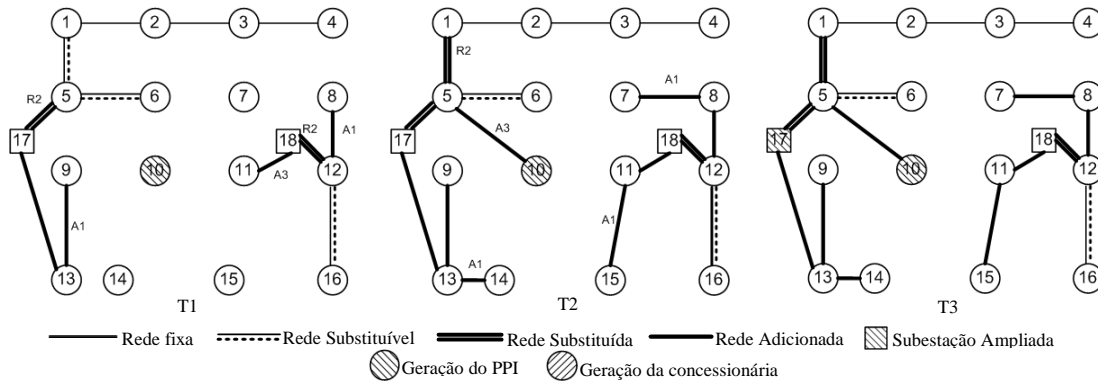


Figura 6.16: Configuração para preço de \$50/MWh para a energia gerada pela GD.

Neste caso, a competição entre a GD e a SE, que define quanto de energia é comprada de cada fonte para formar o balanço mais barato, é determinada apenas pelo custo das perdas na rede. Isso leva a GD a ser despachada apenas para atender cargas no próprio nó que está instalada, e vizinhos ligados pela linha 5-10, a partir do período T2. Nesse período T2 surge carga ligada ao nó N10.

Como nos momentos de carga leve a média, a SE é mais barata que a GD, o algoritmo percebe que é mais barato, construir a linha 5-10 para abastecer o nó N10 através da SE1 nesses horários. Levando-se em consideração que as perdas na rede são semelhantes para ambas as fontes de potência, e que a concessionária deve arcar com as perdas nos transformadores da SE, essa linha pode ser aproveitada para auxiliar a SE1 no abastecimento das cargas ligadas ao nó N5, durante os horários de carga pesada.

Para custo da energia da GD em \$50,00/MWh, por exemplo, para os períodos T2 e T3, estima-se que a GD deve exportar para o nó 5 e seus vizinhos a demanda de 3,6 p.u. de potência no horário de carga pesada (LL1). Durante os horários de carga leve e média a GD não deve ser despachada e o nó 10 deve ser alimentado pela SE1 através da linha 5-10.

Caso 5.7

Para preços de partir de \$55,00/MWh, já que o algoritmo considera que não vale a pena aproveitar a GD no planejamento da expansão de nenhuma forma, o plano de expansão deixa de variar, e coincide com o plano de expansão do caso base. A configuração resultante é apresentada na Figura 6.17.

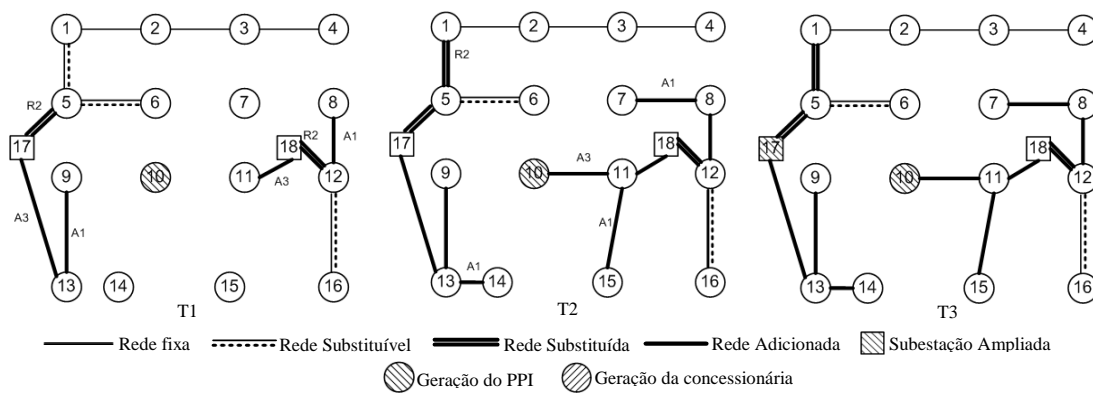


Figura 6.17: Configuração para preço de \$55/MWh para a energia gerada pela GD.

Influência do preço de contrato da GD do PPI – Parte 2

Nessa segunda parte foram simulados 31 casos, nos quais o preço da GD foi variado de \$25/MWh a \$55/MWh com intervalos de \$1/MWh. Essa etapa de simulações visa esclarecer o impacto do preço da GD no planejamento de forma mais genérica.

A Tabela 6.16 apresenta para cada um dos casos simulados: o valor da função objetivo, o valor presente do custo total com investimentos, o valor presente do custo total com operação, o valor presente do custo das perdas na rede estimadas para o horizonte de planejamento e a quantidade de energia total recomendada a ser comprada da GD para o horizonte de planejamento.

A tabela também mostra o valor presente do gasto com a compra da energia da GD (que também caracteriza a receita do PPI para o mesmo período), bem como uma estimativa do lucro do PPI. O lucro foi obtido considerando-se que a unidade GD do PPI tem um custo operativo fixo, que coincide com o custo operativo da unidade GD da concessionária no caso 1, ou seja, \$25/MWh.

A Figura 6.18 mostra o comportamento da função objetivo conforme varia o preço da GD. Pode ser observado pela figura que, quanto menor é o valor do preço de contrato ofertado pela GD de PPI, menor é função objetivo do plano ótimo obtido pelo algoritmo de otimização do planejamento da expansão.

Tabela 6.16: Resultado influência do preço da GD no planejamento – Parte 2.

<i>Caso</i>	<i>Preço da GD (\$/MWh)</i>	<i>F.O. (z)</i>	<i>Invest. Total (\$)</i>	<i>Custo total perdas (\$)</i>	<i>Energia comprada Da GD</i>	<i>Receita (\$)</i>	<i>Lucro Aproxim. (\$)</i>
6.1	25	54166,5	1138,437	169,2587	158322,4	3958,06	0
6.2	26	54922,97	1162,473	164,9702	156920,8	4079,941	156,9208
6.3	27	55671,77	1157,593	177,0857	156920,8	4236,862	313,8416
6.4	28	56410,11	1197,655	169,7946	155636	4357,808	466,908
6.5	29	57147,14	1177,624	172,5602	154562,9	4482,324	618,2516
6.6	30	57848,89	1294,493	144,8771	143109,2	4293,276	715,546
6.7	31	58516,41	1294,493	146,4836	138729,2	4300,605	832,3752
6.8	32	59124,88	1294,493	151,6977	133298	4265,536	933,086
6.9	33	59725,36	1294,493	151,6977	133298	4398,834	1066,384
6.10	34	60321,37	1333,161	148,7214	123036	4183,225	1107,324
6.11	35	60912,03	1333,161	148,1964	123036	4306,261	1230,36
6.12	36	61502,69	1333,161	148,7224	123036	4429,297	1353,396
6.13	37	62093,35	1333,161	148,7269	123036	4552,333	1476,432
6.14	38	62684	1333,161	148,7224	123036	4675,369	1599,468
6.15	39	63274,66	1333,161	148,7214	123036	4798,405	1722,504
6.16	40	63865,31	1333,161	148,7223	123036	4921,441	1845,54
6.17	41	64428,34	1366,084	160,9542	74109,6	3038,494	1185,754
6.18	42	64806,31	1366,084	180,8546	60444	2538,648	1027,548
6.19	43	64981,42	1398,433	224,1455	33112,8	1423,85	596,0304
6.20	44	65110,46	1568,392	175,535	24966	1098,504	474,354
6.21	45	65217,28	1568,392	175,536	24966	1123,47	499,32
6.22	46	65301,2	1675,861	175,8524	11826	543,996	248,346
6.23	47	65365,7	1675,861	175,8524	11826	555,822	260,172
6.24	48	65430,21	1675,861	175,8514	11826	567,648	271,998
6.25	49	65494,71	1675,861	175,8514	11826	579,474	283,824
6.26	50	65559,22	1675,857	175,8524	11826	591,3	295,65
6.27	51	65614,24	1675,857	179,3639	5256	268,056	136,656
6.28	52	65627,19	1687,879	183,0099	0	0	0
6.29	53	65627,19	1687,879	183,0099	0	0	0
6.30	54	65627,19	1687,879	183,0099	0	0	0
6.31	55	65627,19	1687,879	183,0099	0	0	0

Além disso, pode ser observado que, a partir do preço de \$52/MWh, a curva que descreve a relação entre o preço e a função objetivo se torna uma constante. A partir desse preço, não vale a pena alimentar nenhuma carga na rede através da unidade de GD, e o algoritmo opta por recomendar um plano de expansão que desconsidera totalmente essa fonte. Esse plano é o mesmo obtido como resultado para o caso base (caso sem GD).

A Figura 6.19 mostra o comportamento do custo do investimento realizado na rede, ao longo do horizonte de planejamento para cada preço da GD. Já a Figura 6.20 mostra o comportamento do custo da operação da rede para cada caso.

Pelas figuras pode-se observar que, de maneira geral, quanto menor é o preço da GD, menor é o custo com o investimento e operação da rede. Porém, esse comportamento não é exatamente uma regra, se for feita uma comparação pontual entre alguns casos.

Por exemplo, para o caso 6.4 em que o preço de contrato da GD é \$28/MWh, o custo de investimento do plano ótimo obtido é maior que o obtido no caso 6.5, no qual o custo da GD é ligeiramente maior (\$29/MWh). Esse plano mais caro, em termos de investimento, deve ter sido escolhido pelo algoritmo para obter o melhor proveito da GD nessas condições, já que o custo operativo total do caso 6.4 é menor que o do caso 6.5, assim como a função objetivo resultante.

Outro ponto que pode ser observado, é que o formato da curva que representa o comportamento do custo total de operação se assemelha mais com a curva da função objetivo, do que a curva que representa o comportamento do custo total de investimento. No modelo matemático proposto para o planejamento da expansão, o custo da operação representa uma parcela muito grande da função objetivo. O comportamento do custo da operação, especialmente no último período, influencia significativamente os resultados obtidos.

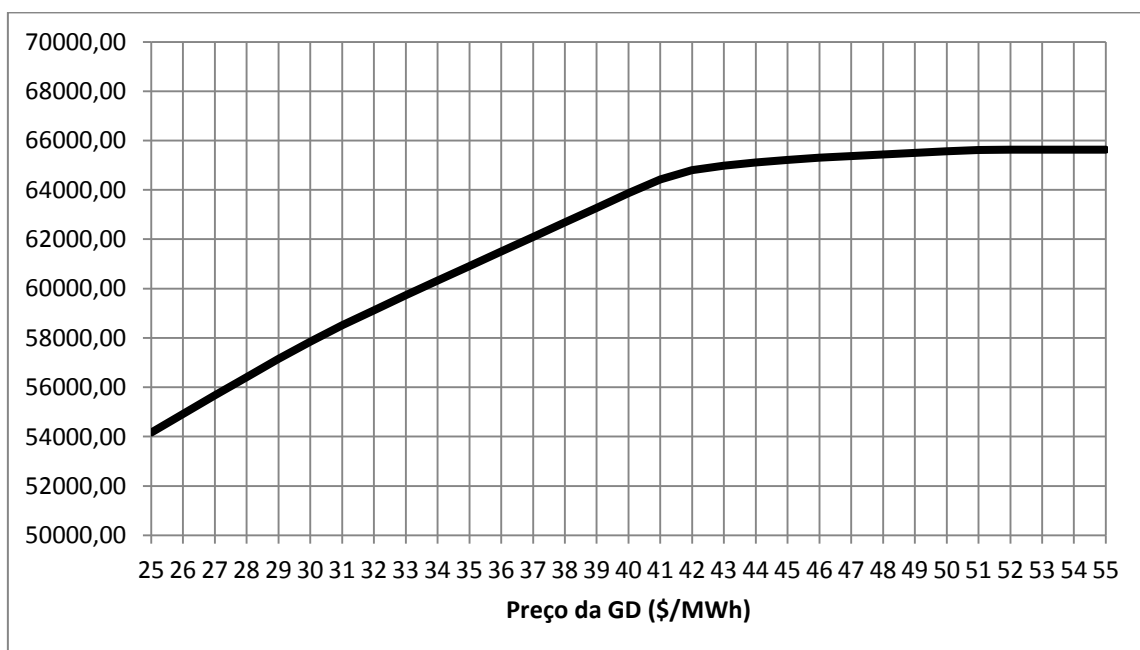


Figura 6.18: Função Objetivo (1000\$) Vs. Preço da GD (\$/MWh).

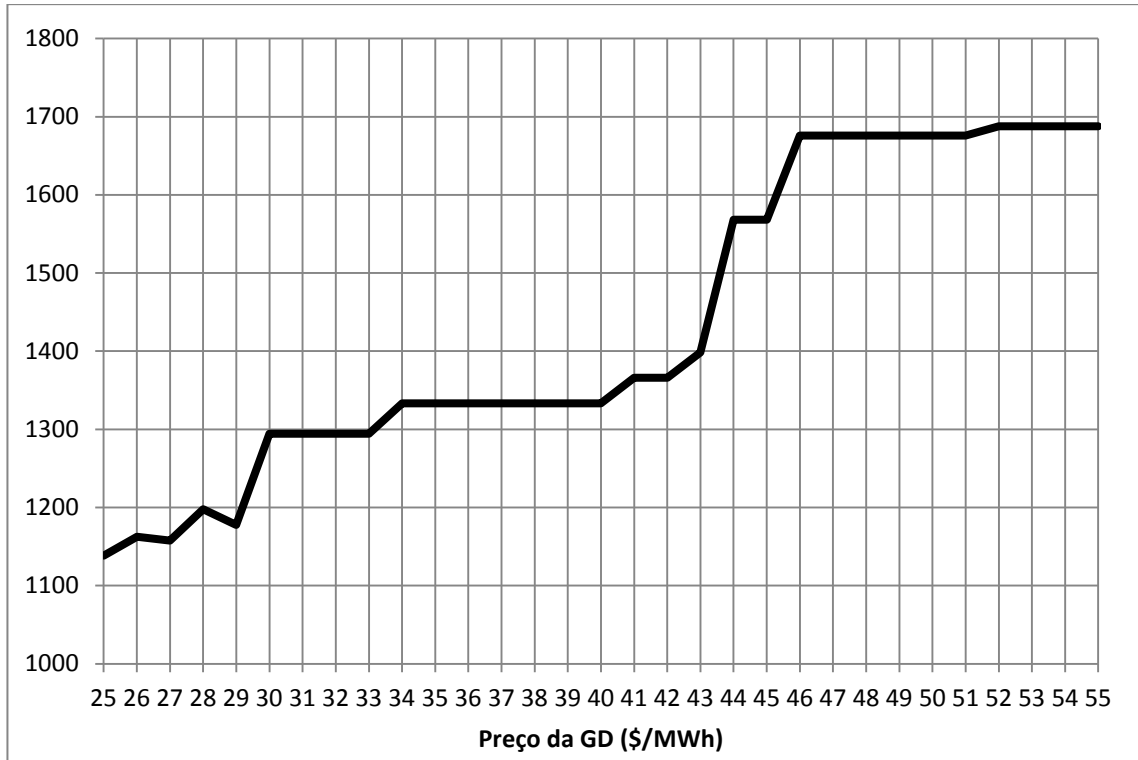


Figura 6.19: Valor Presente do Custo total de Investimento [1000\$] Vs. Preço da GD (\$/MWh).

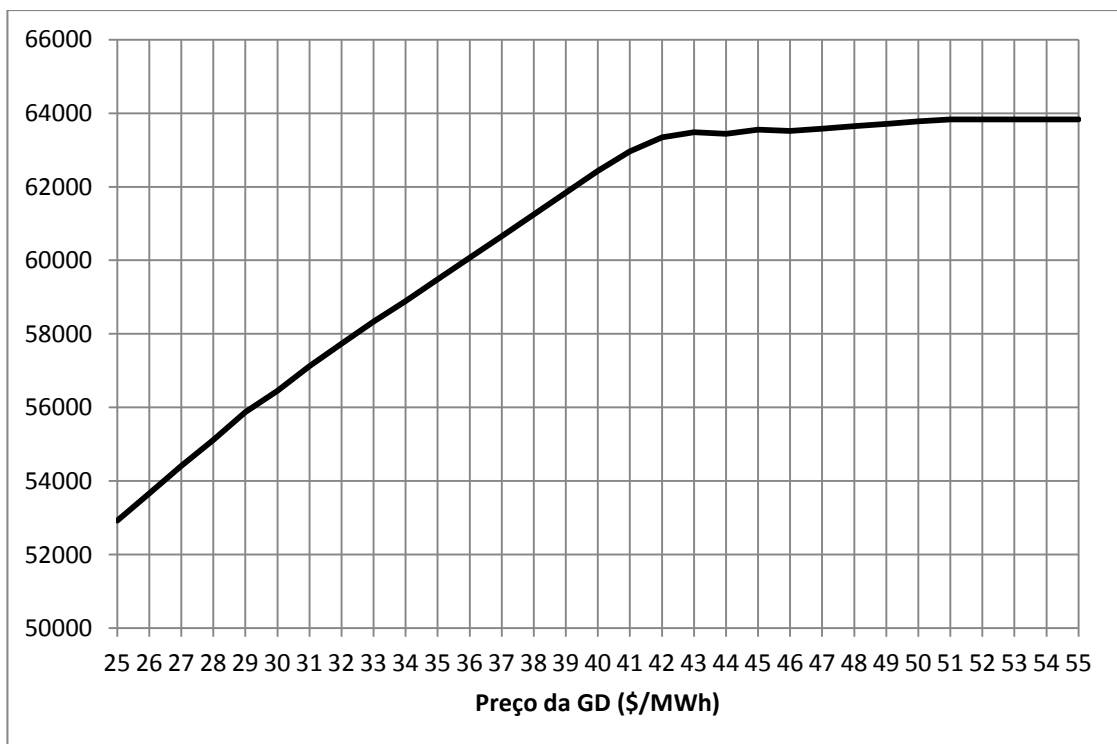


Figura 6.20: Valor Presente do Custo total de operação [1000\$] Vs. Preço da GD (\$/MWh).

O custo operativo por sua vez, compreende o custo da compra da energia para abastecer a rede, o custo das perdas na rede e o custo do corte de carga, se houver. Logicamente, em nenhum dos casos ocorre corte de carga, portanto o custo da operação se resume aos dois primeiros custos citados. A Figura 6.21 mostra o comportamento do custo das perdas na rede. Pode-se observar pela figura que o preço da GD não afeta as perdas na rede de maneira particular. Porém, ao observar a Figura 6.22, que mostra o comportamento do custo com a compra da energia ao longo do horizonte de planejamento, percebe-se que este custo influencia muito mais o custo operativo, como um todo, e conseqüentemente o valor da função objetivo.

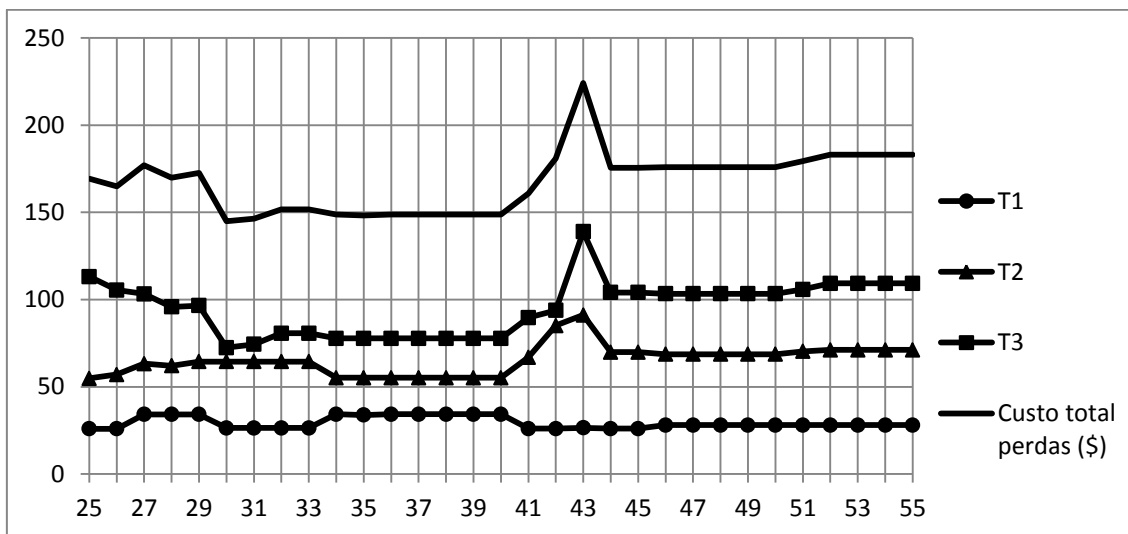


Figura 6.21: Custo das perdas [1000\$] [1000\$] Vs. Preço da GD (\$/MWh).

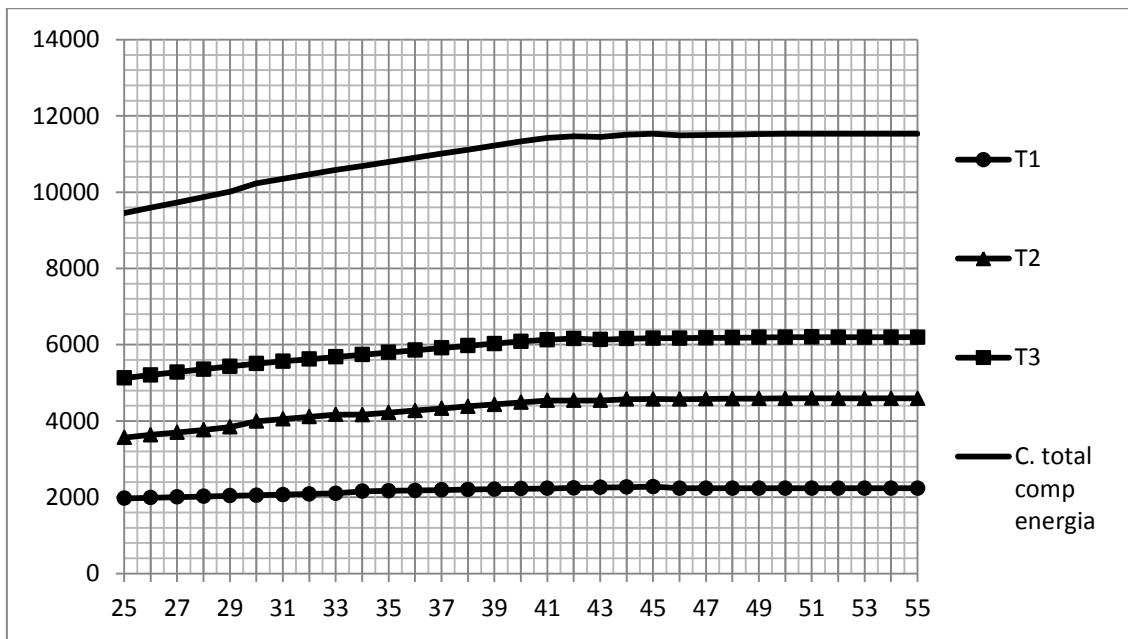


Figura 6.22: Custo total da compra da energia [1000\$] Vs. Preço da GD (\$/MWh).

Então, pode-se concluir que, quando é variado o preço de contrato da GD, o resultado do planejamento dos casos simulados é mais influenciado pelas decisões operativas do que pelas decisões de investimento. Assim, nesses casos pode-se observar que as diferenças de planos obtidas estão mais relacionadas com uma característica do algoritmo de otimização, que procura utilizar a GD de forma a obter o maior proveito possível dessa fonte quando sua energia está barata, para assim diminuir os custos com a compra da energia, minimizando a função objetivo.

Análise dos resultados do ponto de vista do PPI

A Figura 6.23 mostra o comportamento da estimativa de compra de energia da GD durante o horizonte de planejamento para cada um dos casos simulados. Percebe-se que quanto maior o preço de contrato ofertado pelo PPI, menor seria a quantidade de energia que o algoritmo de planejamento da expansão recomendaria a ser comprada no plano ótimo.

A Figura 6.23 está dividida em 4 faixas de preço para facilitar a análise. Na primeira faixa (de \$25/MWh a \$30/MWh) a energia gerada pela GD tem preço menor ou igual ao da energia proveniente das subestações, em qualquer horário (horário de carga pesada, média ou leve). Na segunda faixa (de \$31/MWh a \$40/MWh) a GD é mais cara que as SEs no horário de carga leve, mas ainda é mais barata nos horários de carga média ou pesada. Para essas duas faixas de horário, um aumento de preço da GD não provoca uma diminuição tão grande na quantidade de energia que o algoritmo sugere que seja comprada da unidade.

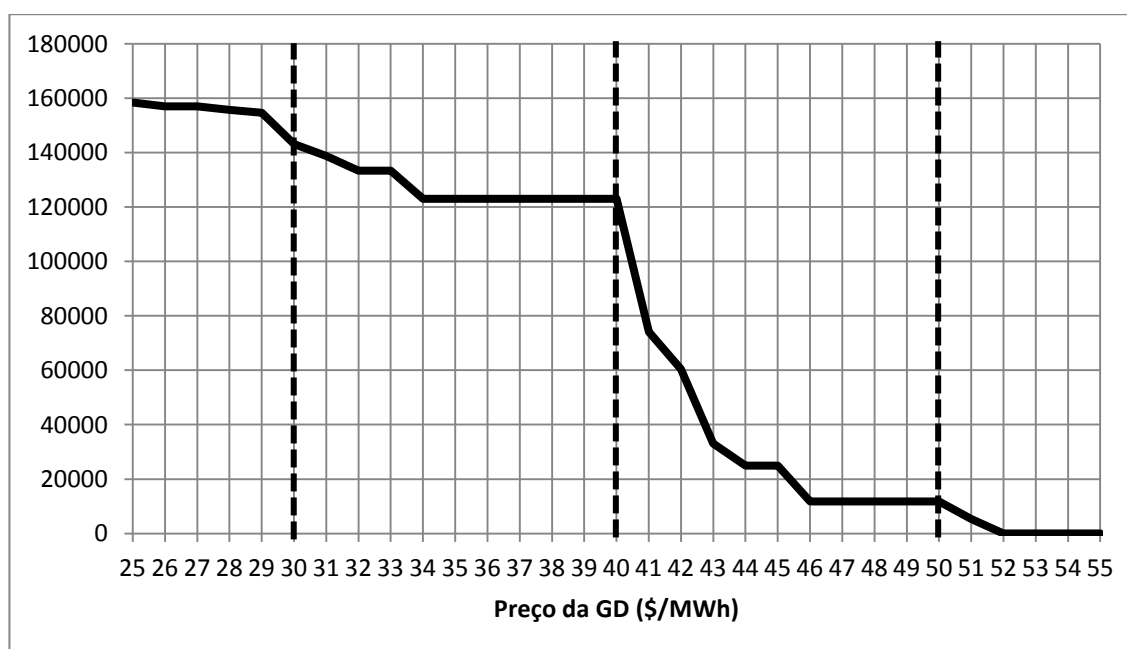


Figura 6.23: Energia comprada da GD no horizonte de planejamento (MWh) Vs. Preço da GD (\$/MWh).

Já na terceira faixa (de \$41/MWh a \$50/MWh) em que a GD só é mais barata no período de carga pesada, ocorre uma queda mais abrupta na quantidade de energia comprada da GD, conforme o preço da energia cresce. Já na última faixa de preços (a partir de \$51/MWh), em que a GD é mais cara que a SE em qualquer horário, deixa de compensar totalmente o aproveitamento dessa fonte de potência. Para o preço de \$51/MWh o algoritmo decide comprar uma quantidade irrisória de energia da GD. Para preços iguais ou maiores que \$52/MWh, o algoritmo decide não comprar energia da GD.

Esse comportamento, descrito anteriormente, ocorre porque alguns nós (10 e 11) da rede teste apresentam sua carga máxima no período de carga média. Além disso, o valor de pico desses nós é elevado. Como a GD, em todos os casos simulados, está alocada em um desses nós (nó10), o preço da energia, durante o horário de carga média, se torna de fundamental importância para o algoritmo determinar o plano ótimo e a quantidade de energia correspondente proveniente da GD.

A Figura 6.24 mostra a estimativa do valor presente da receita do PPI no horizonte de planejamento, e uma estimativa de lucro correspondente considerando um custo operativo para unidade de GD de \$25/MWh gerado, para cada caso simulado.

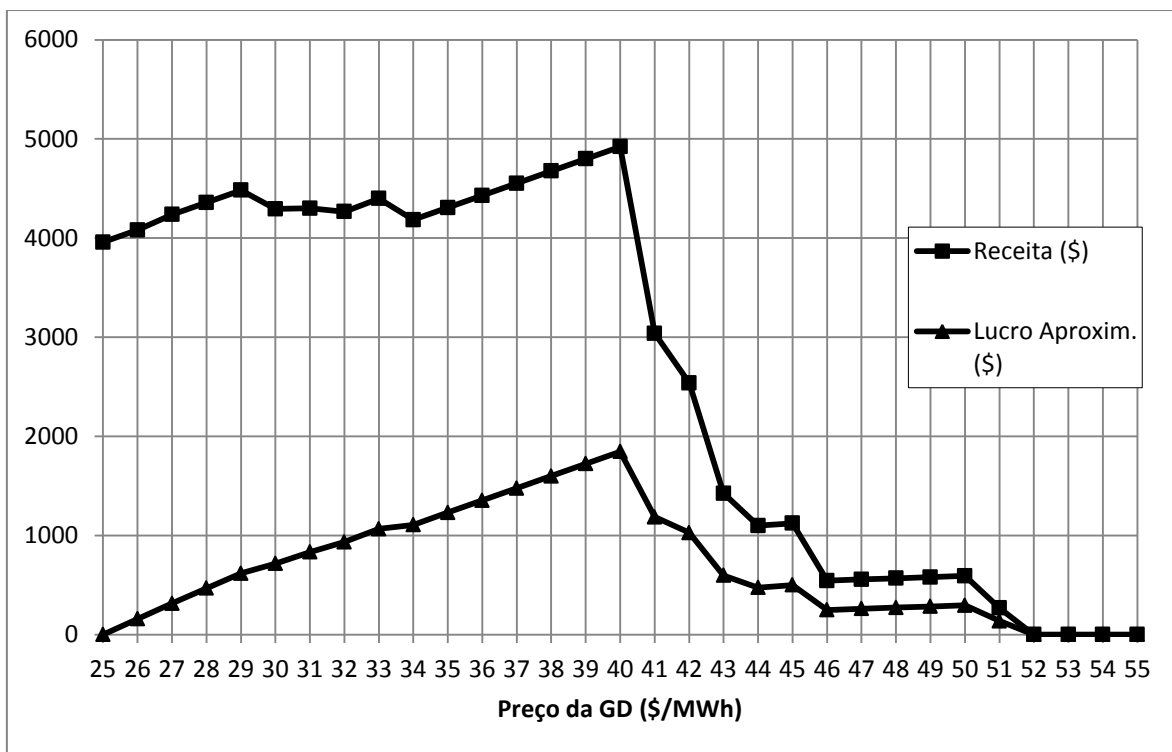


Figura 6.24: Receita e Lucro do PPI [1000\$].

Pela figura percebe-se que o lucro do PPI tem um comportamento semelhante, mas não idêntico à receita. Portanto, é importante a utilização de um modelo de lucro aproximado, para poder avaliar a atratividade dos resultados de cada caso para o produtor independente. O modelo de lucro adotado considera que o custo do produtor independente com a GD é descrito apenas por um custo operativo de valor fixo, \$25/MWh, independentemente do horário de operação da unidade.

Para preços mais baixos, a quantidade de energia comprada é muito grande (Figura 6.23). Porém, o lucro por MWh é muito pequeno ou nulo, resultando em um lucro total pequeno ou nulo. Para preços muito elevados, o lucro por MWh é muito mais elevado. Porém, como a energia está cara, a quantidade de energia recomendada pelo algoritmo para ser comprada pela concessionária tende a ser pequena. Preços intermediários são ideias do ponto de vista do produtor independente, pois, em geral levarão a uma compra de energia razoável, por parte da concessionária, e seu lucro por MWh intermediário resultará em um lucro total maior.

Para essa rede teste, o principal fator que influencia no preço intermediário ideal (do ponto de vista do PPI) é novamente o preço da GD em relação ao preço da energia no horário de carga média. Para valores de preço da GD iguais ou inferiores ao preço da energia da SE no horário de carga média, a energia proveniente da GD é muito mais atrativa para a concessionária, do que valores superiores a este.

Por exemplo, o caso com a energia da GD custando \$40/MWh, ou seja, igual ao preço da energia das SEs no período de carga média, é o que o PPI pode obter o maior lucro, para o modelo de lucro proposto. Um aumento de \$1/MWh nesse valor, passando para o valor de \$41/MWh, leva a uma queda de 38% na receita do PPI e a uma queda de 36% no seu lucro.

Para a concessionária, como pode ser observado na Figura 6.18, quanto menor o preço da energia proveniente da unidade de GD de PPI, mais atrativa é a utilização dessa energia. Já para produtor independente, preços até \$40/MWh, e que estejam mais próximos desse valor, são mais atrativos. A concessionária que quiser aproveitar a energia proveniente da GD instalada na sua rede, deve estar disposta a pagar um pouco mais por essa energia. De forma a torná-la um investimento atrativo para os pequenos produtores independentes instalados na rede. Do contrário, corre o risco de não ter oferta nenhuma de geração distribuída para aproveitar no planejamento, e conseqüentemente se conformar com um plano de expansão mais caro.

Deve-se destacar que nesse cenário regulatório, a consideração da GD pertencente a terceiros no planejamento da expansão traz muitos riscos para a concessionária de distribuição. A concessionária deve pesar se compensa substituir uma opção de investimento tradicional de expansão por uma solução utilizando a GD. Além disso, observa-se que com a introdução da GD no modelo, o algoritmo busca a melhor forma de aproveitar essa fonte de potência, inclusive alterando a configuração ótima da rede. Da análise anterior, surge uma questão: compensa alterar os planos de expansão para aproveitar uma fonte de energia na qual a concessionária não tem domínio?

Trebolle et al. (2010) propuseram um mecanismo de mercado para aproveitamento da energia proveniente da GD de PPI, que está instalada na rede de distribuição. Nesse esquema, propõem que seja imposta uma multa sobre o PPI, para forçá-lo a garantir a potência firme contratada pela concessionária em cada período e nível de carga (padrão de despacho). A multa é determinada pelo custo da concessionária, se a GD não entregar quantidade de energia combinada.

Considerando o modelo de planejamento proposto, se um esquema como esse fosse adotado, cenários, em que o preço da GD é muito baixo, seriam ainda menos atrativos para investidores privados que desejam investir em GD. Quando o preço da GD é muito barato, a concessionária decidirá comprar uma maior quantidade de energia. Consequentemente, será maior a quantidade de energia que o PPI deve garantir que vai entregar. Por outro lado, nesses casos a margem de lucro do PPI é menor, o que pode inviabilizar esse tipo de empreendimento.

6.4.3 Influência do preço de contrato diferenciado por nível de carga.

Por fim, foram simulados mais 7 casos, em que a GD é contratada com preços de contrato diferentes para cada faixa de horário (horário de carga pesada, horário de carga média e horário de carga leve). O intervalo de variação utilizado foi de 5\$/MWh, partindo do preços iniciais de contrato de \$30/MWh, \$20/MWh e \$10/MWh para horários de carga alta, média e baixa, respectivamente, indo até os preços de \$60/MWh, \$50/MWh e \$40/MWh, para os mesmo horários. A diferença de 10\$/MWh entre os preços nas três faixas de horário é mantida em todos os casos.

Esses resultados são comparados com os resultados obtidos quando o preço da GD era único, para verificar a influência da utilização de preços diferenciados para cada faixa de

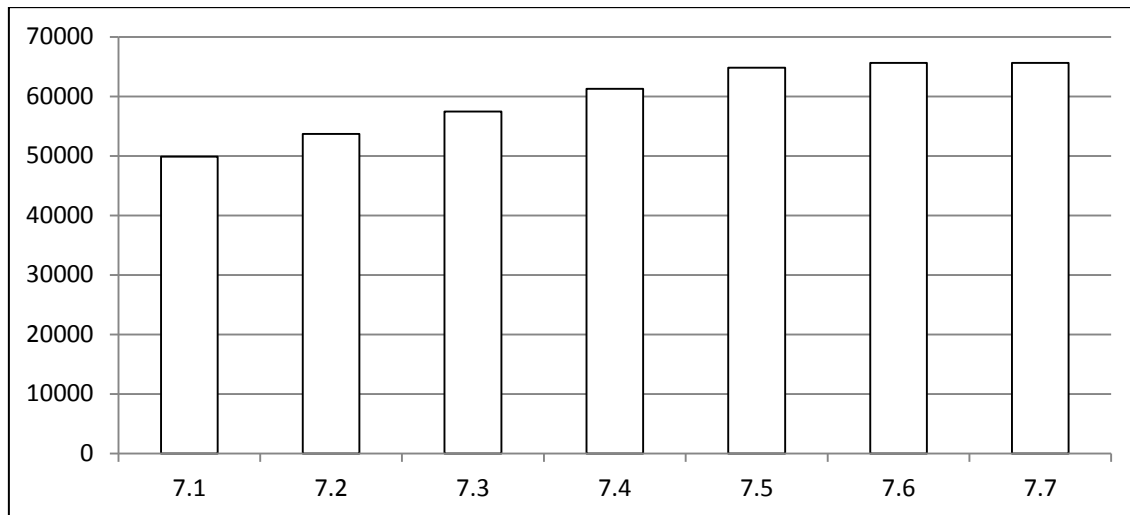


Figura 6.25: Função Objetivo – Custo total [1000\$].

O caso 7.2 é comparável ao caso 6.1, em termos do preço da GD durante o horário de carga média (\$25/MWh). Observa-se que, para esse caso, é interessante para a concessionária que o preço da GD seja diferenciado por nível horário, pois, o preço da GD sendo um pouco mais barato no horário de carga leve proporciona um melhor aproveitamento da unidade nesse horário e uma consequente diminuição do valor da função objetivo resultante.

Por outro lado, ao observar caso 7.5, que seria comparável ao caso 6.16 em termos de preço da GD durante o horário de carga média (\$40/MWh), o custo total resultante do planejamento da rede com preços diferenciados entre os níveis de carga é maior. No caso 7.5, o preço da GD em cada nível da carga tem o mesmo valor que na subestação, assim, somente compensa aproveitar essa geração de forma mais local, e o custo total do plano de expansão resultante é maior.

O ponto de vista do PPI é representado por um gráfico da quantidade de energia comprada da unidade GD, apresentado na Figura 6.26, e por outro da receita obtida pela venda de energia e do lucro correspondente, se o custo da GD for o mesmo que o dos casos 6.1 a 6.31 (\$25/MWh), apresentado na Figura 6.27.

O esquema de preços diferenciados faz com que a quantidade de energia total comprada fique praticamente constante, até que o preço da energia em cada faixa de horário se iguale ao preço da subestação. Para preços iguais os praticados na SE, a quantidade de energia comprada da GD cai em relação aos outros casos. Para preços maiores que os da SE, nenhuma energia é comprada da GD.

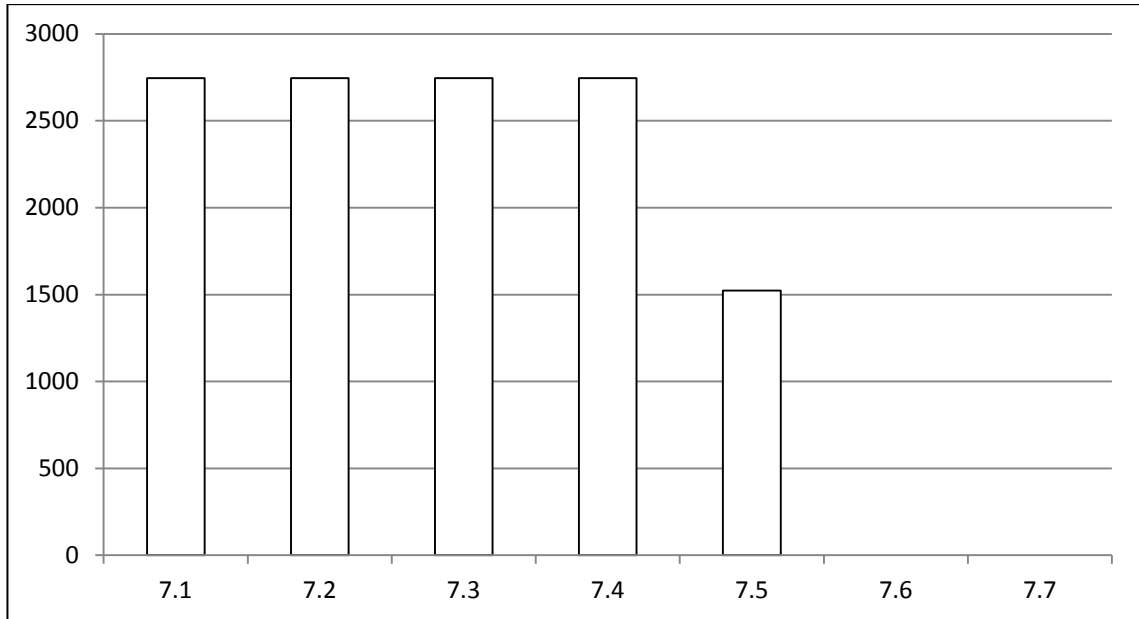


Figura 6.26: Total de energia comprada no horizonte de planejamento [MWh] (casos 7.1 a 7.7).

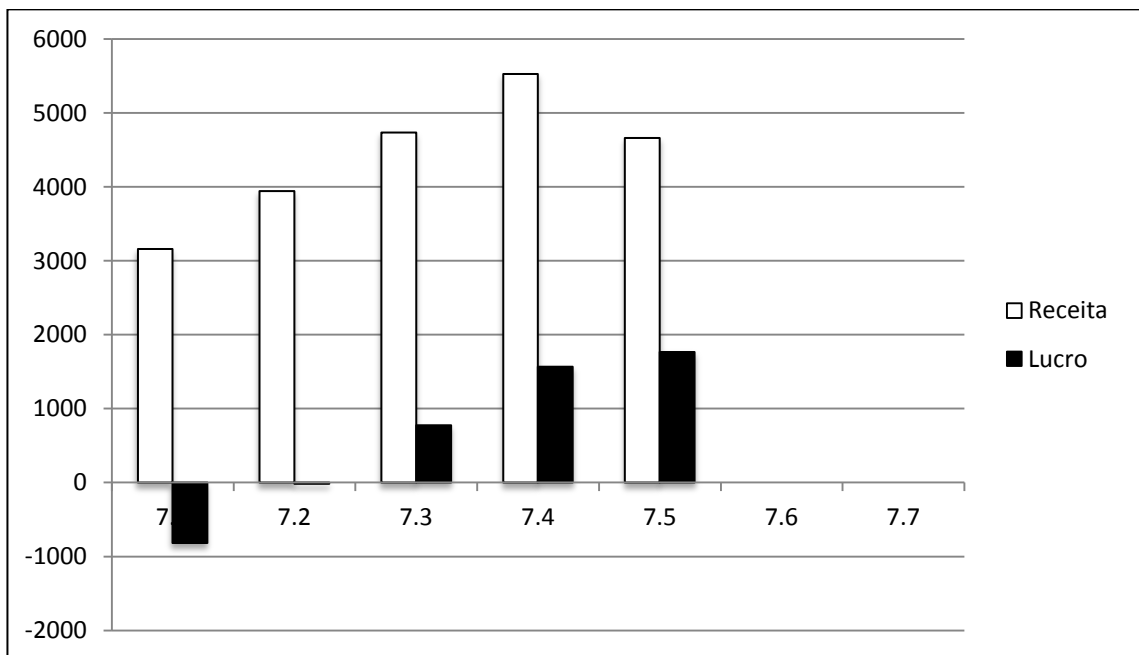


Figura 6.27: Receita e lucro do PPI [1000\$] (casos 7.1 a 7.7).

Nessa etapa, o caso que tem receita máxima (7.4) não coincide com o caso de lucro máximo (7.5). Além disso, ao observar o caso 7.5, no qual o PPI tem o maior lucro com a venda da energia da GD, percebe-se que esse valor é inferior ao caso equivalente 6.16.

Portanto, dependendo dos preços de GD, pode não interessar nem para a concessionária nem para o produtor independente praticar um preço diferenciado para cada faixa de horário. Por um lado, se produtor independente praticar um preço de contrato menor no horário de

carga leve, isso significa diminuir a sua margem de lucro nesse horário, visto que o seu custo é fixo, independentemente do horário em que a sua máquina opera. Por outro, se o produtor independente ofertar um preço maior pra o horário de carga pesada, seu lucro por MWh gerado nesse horário aumenta, mas esse preço não é tão competitivo com relação a SE, fazendo com que a concessionária opte por comprar menos energia da GD nesse horário. Essa oferta diferenciada de preço por nível de carga, obviamente é mais cara para a concessionária, fazendo com que o plano de expansão resultante seja mais caro.

6.5 Conclusão

Neste capítulo foi simulado um grande número de casos que possibilitaram uma melhor compreensão do problema da inserção da geração distribuída na rede de distribuição, e como esta pode afetar o planejamento da expansão de sistemas de distribuição no longo prazo.

A primeira etapa de simulações mostrou que o modelo proposto é aplicável em diferentes cenários regulatórios. Os resultados obtidos nessa primeira etapa foram discutidos pontualmente e comparados entre si, possibilitando a compreensão da influência do esquema regulatório no resultado do planejamento.

A segunda etapa consistiu em fazer uma análise do impacto da GD nos planos de expansão, dentro do cenário regulatório C. Este cenário foi reconhecido na primeira etapa como o que tem mais incertezas, levando a necessidade de uma investigação mais detalhada de seus resultados. Assim, a análise da segunda etapa foi baseada no resultado de um grande conjunto de casos simulados dentro desse cenário. Isto possibilitou uma melhor compreensão da forma com que as unidades GD de PPI podem afetar o resultado do planejamento, e de como a concessionária de distribuição pode proceder para melhor aproveitar esse recurso.

Capítulo 7

Conclusões

Ao longo do presente trabalho pode-se observar que a introdução da geração distribuída no planejamento da expansão pode afetar o plano ótimo de expansão. De maneira geral, verificou-se que, sob as condições estabelecidas para a GD, sua introdução pode trazer benefícios, reduzindo o custo total da expansão com a rede. Além disso, ficou claro que com diferentes estruturas regulatórias esse impacto pode ser percebido de maneira diferente.

Foi mostrado que quando a estrutura regulatória permite que a distribuidora instale geração distribuída na sua rede, é possível extrair um maior benefício com a presença da GD. Nesse cenário a distribuidora tem a liberdade para alocar a GD na rede, ao planejar a configuração ótima da rede para melhor uso desse recurso no longo prazo.

Se a regulação não permite que a distribuidora aloque GD na rede como um recurso de expansão, a mesma também pode se beneficiar de unidades de GD privadas que estejam instaladas na sua rede. No trabalho foram consideradas algumas situações para que esse recurso seja aproveitado no planejamento: o produtor independente dono da unidade de GD pode escolher onde vai alocar sua unidade e a que preço vai vender a energia produzida por ela, e a distribuidora pode decidir o despacho da unidade, baseado na sua localização e preço. Os testes mostraram que é possível que a distribuidora diminua seus custos totais com a expansão da rede no longo prazo.

Porém existem incertezas fundamentais que circundam esse tipo de cenário: o benefício obtido pela utilização da geração de PPI no planejamento da expansão depende do preço de contrato da energia ofertado, assim como do local de inserção da unidade. Pelos testes realizados foi possível perceber que o local da unidade e o preço da energia da GD de PPI tem um impacto significativo sobre o resultado do planejamento da expansão. Em determinados locais da rede, a distribuidora consegue obter mais benefícios utilizando a energia da unidade de GD. Além disso, para preços menores, comprar energia da GD é muito mais atrativo para a

distribuidora do ponto de vista do planejamento. Por outro lado, do ponto de vista do PPI dono da unidade GD, seu interesse econômico para esse empreendimento depende do preço ao qual venderá a energia e da quantidade de energia que a distribuidora irá comprar de sua unidade, quantia que a distribuidora decide baseado no preço. Ao longo do trabalho mostrou-se que as condições de mercado podem afetar muito o resultado do planejamento, e limitar o uso da GD como recurso de expansão.

Do anterior se depreende que uma importante contribuição do trabalho está relacionada com a avaliação dos impactos e benefícios que a inserção da GD pode trazer aos sistemas de distribuição considerando um horizonte de longo prazo. Os trabalhos encontrados na literatura normalmente abordam os benefícios da GD e sua alocação considerando apenas aspectos operativos (curto prazo). A abordagem proposta nesse trabalho é diferente da encontrada na literatura, pois considera que essa rede é dinâmica, e os recursos nela presentes se alteram para atender o crescimento das cargas. Ou seja, o problema dos benefícios e da alocação de GD foi estudado olhando para o longo prazo.

Os testes realizados utilizando o modelo proposto também permitiram esclarecer o impacto dos parâmetros regulatórios e de mercado no planejamento da expansão de sistemas de distribuição com geração distribuída. Descreve-se como, diferentes cenários, podem afetar os planos de expansão, define algumas condições de utilização da GD de forma a trazer benefícios à rede de distribuição, colaborando para a diminuição dos custos totais com o atendimento da demanda no longo prazo. O estudo tem grande valor para os órgãos reguladores, pois permite verificar como a regulação pode impactar positivamente ou negativamente no aproveitamento desse recurso.

No entanto, existem muitos cenários que não foram considerados na análise do presente trabalho, como por exemplo, aquele no qual a distribuidora não pode decidir quanta energia irá comprar da GD. Nesse cenário, a distribuidora acorda com o PPI um preço de contrato da energia gerada pela unidade GD do PPI, e toda a energia que sua unidade injetar na rede é comprada pela distribuidora ao preço combinado. Esse cenário corresponde à inserção de tecnologias de geração não despacháveis.

Sob essas condições, a distribuidora não pode considerar a injeção de potência dessa unidade de GD como um recurso de planejamento da expansão, visto que não existe nenhuma certeza sobre essa injeção com potência firme. Se esse cenário fosse considerado, o plano de expansão da rede seria o mesmo que o obtido para o cenário sem GD. Adicionalmente a

alocação dessa unidade geradora poderia trazer mais custos à distribuidora, pois poderia exigir mais investimentos, como o reforço da linha que se liga à unidade e que irá receber esse fluxo de potência de geração. Normalmente, o custo devido ao reforço local da rede seria repassado ao proprietário do gerador que deseja vender energia para a distribuidora.

Como trabalho futuro, a metodologia precisa ser adaptada para lidar com o cenário citado, de forma tal que a energia proveniente de unidades não despacháveis pudesse ser aproveitada no planejamento da expansão.

Se por um lado, quando a distribuidora pode alocar GD na sua rede ela tem uma certeza maior sobre os investimentos feitos, pois tem o controle sobre a geração, por outro, ela assume o risco do negócio de investir em GD. O impacto das incertezas dos investimentos em GD por parte da distribuidora não foi avaliado nesse trabalho. Outra questão que não foi considerada na análise é a confiabilidade da rede planejada, e como a GD pode impactar positivamente ou negativamente na mesma. Ao considerar a confiabilidade algumas soluções, que num primeiro momento poderiam ser mais baratas, podem ter um custo final maior, devido à baixa confiabilidade imposta ao sistema. A confiabilidade é uma questão fundamental para o custo total do sistema ao longo de sua vida útil, portanto é uma questão que precisa ser abordada.

Finalmente, foi mostrado ao longo do trabalho que existe um jogo de interesses entre a distribuidora e o produtor independente. Por um lado, dada a localização da GD e seu preço de contrato, a concessionária deve decidir a quantidade de energia que deve comprar do mercado de energia em grande escala e a quantidade que deve comprar das unidades GD, bem como a expansão ideal para a sua rede nessas condições. Ela fará isso com o objetivo de minimizar seus custos incorridos com o atendimento da sua demanda. Por outro lado, o proprietário da GD deve decidir a localização e o preço de contrato ofertado para as unidades GD de forma a obter o maior lucro. Como trabalho futuro, essa relação pode modelada através de teoria de jogos, possibilitando a determinação do preço de equilíbrio para GD do PPI e com isso a ampliação o modelo resultante desse trabalho.

Referências Bibliográficas

- Ackermann, T. (2001). Distributed generation: a definition, *Electric Power Systems Research* **57** (3): 195-204.
- Ault, G. W., Foote, C. E. T. and McDonald, J. R. (2002). Distribution System Planning in Focus, *IEEE Power Engineering Review* **22** (1): 60-62.
- Chiradeja, P. and Ramakumar, R. (2004). An Approach to Quantify the Technical Benefits of Distributed Generation, *IEEE Transactions on Energy Conversion* **19** (4): 764-773.
- Chowdhury, A., Agarwal, S.K. and Koval, D.O. (2003). Reliability modeling of distributed generation in conventional distribution systems planning and analysis, *IEEE Transactions on Industry Applications* **39** (5): 1493-1498.
- Dondi, P., et al. (2002). Network integration of distributed power generation, *Journal of Power Sources* **106** (1-2): 1-9.
- EPRI Electric Power Research Institute. (2005). Distribution System Design for Strategic Use of Distributed Generation, *Relatório técnico*, EPRI- Electric Power Research Institute, Palo Alto.
- Espie, P., et al. (2003). Multiple criteria decision making techniques applied to electricity distribution system planning, *Energy* **150** (5).
- Farrag, M. (1999). A new model for distribution system planning, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* **21** (7): 523-531.
- Fletcher, R. H., and Strunz, K. (2007). Optimal Distribution System Horizon Planning – Part I: Formulation, *IEEE Transactions on Power Systems* **22** (2): 791-799.
- Gama, P. H. R. P., et al., (2009). Incorporating Distributed Generation in the Energy Contracting Strategy in a Regulated Environment, *2009 CIGRE/IEEE PES Joint Symposium*.
- Gil, H. A., and Joos, G. (2008). Models for Quantifying the Economic Benefits of Distributed Generation, *IEEE Transactions on Power Systems* **23** (2): 327-335.
- Gonen, T. (2007). *Electric Power Distribution System Engineering*. 2 ed. CRC Press, Boca Raton, Florida.
- Gonen, T., and Foote, B.L. (1981). Distribution-system planning using mixed-integer programming, *IEE Proceedings C Generation, Transmission and Distribution* **128** (2): 70-79.
- Gonen, T., and Ramirez-Rosado, I.J. (1986). Review of distribution system planning models: a model for optimal multistage planning, *IEE Proceedings C Generation, Transmission and Distribution* **133** (7): 397-408.
- Gómez, J. F., et al. (2004). Ant Colony System Algorithm for the Planning of Primary Distribution Circuits, *IEEE Transactions on Power Systems* **19** (2): 996-1004.

- Haffner, S., Pereira, L. F. A., Pereira, L. A. and Barreto, L.S. (2008a). Multistage Model for Distribution Expansion Planning With Distributed Generation—Part I: Problem Formulation, *IEEE Transactions on Power Delivery* **23** (2): 915-923.
- Haffner, S., Pereira, L. F. A., Pereira, L. A. and Barreto, L.S. (2008b). Multistage Model for Distribution Expansion Planning with Distributed Generation—Part II: Numerical Results, *IEEE Transactions on Power Delivery* **23** (2): 924-929.
- Hejazi, H. A., et al. (2012). Independent Distributed Generation Planning to Profit Both Utility and DG Investors, *IEEE Transactions on Power* **28**(2): 1170-1178 .
- Ilic, M., Black, J. and Prica, M. (2007). Distributed electric power systems of the future: Institutional and technological drivers for near-optimal performance, *Electric Power Systems Research* **77** (9): 1160-1177.
- Khator, S.K., Leung, and L.C. (1997). Power distribution planning: a review of models and issues, *IEEE Transactions on Power Systems* **12** (3): 1151-1159.
- Lameda, F. A. M. (2010). *Diseño Multiobjetivo y Multietapa de Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica Aplicando Algoritmos Evolutivos*, Tese de doutorado, Univerdad de Zaragoza, Espanha.
- Lavorato, M., Rider, M. J., Garcia, A. V. and Romero, R. (2010). A Constructive Heuristic Algorithm for Distribution System Planning, *IEEE Transactions on Power Systems* **25** (3): 1734-1742.
- Lotero, R. C, and Contreras, J. (2011). Distribution System Planning With Reliability, *IEEE Transactions on Power Delivery* **26** (4): 2552-2562.
- Nahman, J.M., and Peric, D.M. (2008). Optimal Planning of Radial Distribution Networks by Simulated Annealing Technique, *IEEE Transactions on Power Systems* **23** (2): 790-795.
- OFGEM Working Group on Embedded Generation. (2000). Assessment of Embedded Generation Contributions to Network Performance, *Relatório técnico*, OFGEM, Londres.
- Ochoa, L.F., Padilha-Feltrin, A. and Harrison, G.P. (2008). Evaluating Distributed Time-Varying Generation Through a Multiobjective Index, *IEEE Transactions on Power Delivery* **23** (2):1132-1138.
- Paiva, P.C., et al. (2005). Integral Planning of Primary–Secondary Distribution Systems Using Mixed Integer Linear Programming, *IEEE Transactions on Power Systems* **20** (2) (May): 1134-1143.
- Partanen, J. (1990). A Modified Dynamic Programming Algorithm for Sizing, Locating and Timing of Feeder Reinforcements, *IEEE Transactions on Power Delivery* **5** (1): 277-283.
- Piccolo, A., and Siano, P. (2009). Evaluating the Impact of Network Investment Deferral on Distributed Generation Expansion, *IEEE Transactions on Power Systems* **24** (3): 1559-1567.
- Ramírez-Rosado, I. J. and Domínguez-Navarro, J. A. (2006). New Multiobjective Tabu Search Algorithm for Fuzzy Optimal Planning of Power Distribution Systems, *IEEE Transactions on Power Systems* **21** (1): 224-233.
- Singh, D., Singh, D. and Verma, K. S. (2009). Multiobjective Optimization for DG Planning With Load Models, *IEEE Transactions on Power Systems* **24** (1) (February): 427-436.

- Singh, S., Ghose, T. and Goswami, S. K. (2012). Optimal Feeder Routing Based on the Bacterial Foraging Technique, *IEEE Transactions on Power Delivery* **27** (1): 70-78.
- Sotkiewicz, P.M., and Vignolo, J.M. (2006). Nodal Pricing for Distribution Networks: Efficient Pricing for Efficiency Enhancing DG, *IEEE Transactions on Power Systems* **21** (2): 1013-1014.
- Temraz, H., and Quintana, V. H. (1993). Distribution system expansion planning models: An overview, *Electric Power Systems Research* **26** (1): 61-70.
- Teng, J. H., Liu, Y. H., Chen, C. Y. and Chen, C. F. (2007). Value-based distributed generator placements for service quality improvements, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* **29** (3): 268-274.
- Trebolle, D., and Gómez, T. (2010). Reliability Options in Distribution Planning Using Distributed Generation, *IEEE Latin America Transactions* **8** (5): 557-564.
- Trebolle, D., Gómez, T., Cossent, R. and Frías, P. (2010). Distribution planning with reliability options for distributed generation, *Electric Power Systems Research* **80** (2): 222-229.
- Wang, D. T. C., et al. (2008). Evaluating investment deferral by incorporating distributed generation in distribution network planning, *16th Power Systems Computation Conference (PSCC'08)*: 1-8.
- Willis, H L., Tram, H., Engel, M. V. and Finley, L. (1996). Selecting and Applying Distribution Optimization Methods, *IEEE Computer Applications In Power* **9** (1): 12-17.
- Willis, H.L. (2004). *Power Distribution Planning Reference Book*. 2 ed. Marcel Dekker, Nova York.
- Willis, H.L., Tram, H., Engel, M.V. and Finley, L. (1995). Optimization applications to power distribution, *IEEE Computer Applications in Power* **8** (4): 12-17.
- Wong, S., Bhattacharya, K. and Fuller, J. D. (2007). Comprehensive Framework for Long-Term Distribution System Planning, *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*: 1-7.
- Wong, S., Bhattacharya, K. and Fuller, J. D. (2009). Electric power distribution system design and planning in a deregulated environment, *IET Generation, Transmission & Distribution* **3** (12): 1061- 1078.

Apêndice A

Fluxos de corrente – Aplicação do modelo nos diferentes cenários

Neste apêndice são apresentados os fluxos de corrente aproximados, obtidos pelo algoritmo de otimização, dos quatro primeiros casos simulados na fase de aplicação do modelo em diferentes cenários.

- Caso Base – Caso A: Nas tabelas a seguir são apresentados os resultados obtidos para o fluxo de potência aproximado para o caso base. São apresentados os fluxos de corrente nos ramos e os fluxos partindo das fontes (subestações) para os períodos T1 (Tabela Apêndice A.1 e Tabela Apêndice A.2), T2 (Tabela Apêndice A.3 e Tabela Apêndice A.4) e T3 (Tabela Apêndice A.5 e Tabela Apêndice A.6)

- Período T1

Tabela Apêndice A.1: Fluxos de corrente nos ramos (Caso Base, T1).

Rede	Fluxos de corrente [p.u.]				
	Ramo		Nível de Carga		
	de	para	L1	L2	L3
Linhas existentes	1	2	1,2	0,72	0,24
	2	3	1,2	0,72	0,24
	3	4	1,2	0,72	0,24
	5	1	2,4	1,44	0,48
	5	6	1,2	0,72	0,24
	12	16	1,2	0,72	0,24
Linhas substituídas	17	5	4,8	2,88	0,96
	18	12	3,6	2,16	0,72
Linhas adicionadas	12	8	1,2	0,72	0,24
	13	9	1,2	0,72	0,24
	17	13	2,4	1,44	0,48
	18	11	1,2	0,72	0,24

Tabela Apêndice A.2: Fluxos de corrente nas fontes (Caso Base, T1).

<i>Fonte</i>		Nível de Carga	<i>Fluxo de corrente [p.u.]</i>
Subestações	S1	L1	7,2
		L2	4,32
		L3	1,44
	S2	L1	4,8
		L2	2,88
		L3	0,96

- Período T2

Tabela Apêndice A.3: Fluxos de corrente nos ramos (Caso Base, T2).

<i>Rede</i>	<i>Fluxos de corrente [p.u.]</i>				
	Ramo		Nível de Carga		
	de	para	L1	L2	L3
Linhas existentes	1	2	L1	3,6	2,16
	2	3	L1	2,4	1,44
	3	4	L1	1,2	0,72
	5	6	L1	1,2	0,72
	12	16	L1	1,2	0,72
Linhas substituídas	5	1	L1	4,8	2,88
	17	5	L1	7,2	4,32
	18	12	L1	4,8	2,88
Linhas adicionadas	12	8	L1	2,4	1,44
	13	9	L1	1,2	0,72
	17	13	L1	3,6	3,84
	18	11	L1	3,6	5,52
	8	7	L1	1,2	0,72
	11	10	L1	1,2	2,4
	11	15	L1	1,2	0,72
13	14	L1	1,2	0,72	

Tabela Apêndice A.4: Fluxos de corrente nas fontes (Caso Base, T2).

<i>Fonte</i>		Nível de Carga	<i>Fluxo de corrente [p.u.]</i>
Subestações	S1	L1	10,8
		L2	8,16
		L3	2,4
	S2	L1	8,4
		L2	8,4
		L3	2,16

- Período T3

Tabela Apêndice A.5: Fluxos de corrente nos ramos (Caso Base, T3).

Rede	Fluxos de corrente [p.u.]				
	Ramo		Nível de Carga		
	de	para	L1	L2	L3
Linhas existentes	1	2	3,6	2,16	0,72
	2	3	2,4	1,44	0,48
	3	4	1,2	0,72	0,24
	5	6	1,2	0,72	0,27
	12	16	1,2	0,72	0,24
Linhas substituídas	5	1	4,8	2,88	0,96
	17	5	7,2	4,32	1,44
	18	12	4,8	2,88	0,96
Linhas adicionadas	12	8	2,4	1,44	0,48
	13	9	2,4	1,2	0,48
	17	13	7,2	6	2,16
	18	11	7,2	8,4	2,88
	8	7	1,2	0,72	0,24
	11	10	2,4	3,6	1,2
	11	15	2,4	1,2	0,48
	13	14	2,4	1,2	0,48

Tabela Apêndice A.6: Fluxos de corrente nas fontes (Caso Base, T3).

Fonte		Nível de Carga	Fluxo de corrente [p.u.]
Subestações	S1	L1	14,4
		L2	10,32
		L3	3,6
	S2	L1	12
		L2	11,28
		L3	3,84

- Caso 1 – Cenário B: Nas tabelas a seguir são apresentados os resultados obtidos para o caso 1, cenário B, que considera a possibilidade da adição de GD com máxima potência instalada de 10 MW pela concessionária em qualquer nó de carga da rede. São apresentados os fluxos de corrente resultantes nos ramos e partindo das fontes (subestações e GD) para os períodos T1 (Tabela Apêndice A.7 e Tabela Apêndice A.8), T2 (Tabela Apêndice A.9 e Tabela Apêndice A.10) e T3 (Tabela Apêndice A.11 e Tabela Apêndice A.12).

- Período T1

Tabela Apêndice A.7: Fluxos de corrente nos ramos (Caso 1, T1).

Rede	Fluxos de corrente [p.u.]				
	Ramo		Nível de Carga		
	de	para	L1	L2	L3
Linhas existentes	1	2	1,2	0,72	0,24
	2	3	1,2	0,72	0,24
	3	4	1,2	0,72	0,24
	5	1	2,4	1,44	0,48
	5	6	1,2	0,72	0,24
	12	16	1,2	0,72	0,24
Linhas substituídas	17	5	4,8	2,88	0,96
	18	12	3,6	2,16	0,72
Linhas adicionadas	12	8	1,2	0,72	0,24
	10	9	2,4	1,44	0,48
	9	13	1,2	0,72	0,24
	10	11	1,2	0,72	0,24

Tabela Apêndice A.8: Fluxos de corrente nas fontes (Caso 1, T1).

Fonte		Nível de Carga	Fluxo de corrente [p.u.]
Subestações	S1	L1	4,8
		L2	2,88
		L3	0,96
	S2	L1	3,6
		L2	2,16
		L3	0,72
Geração Distribuída	GD10	L1	3,6
		L2	2,16
		L3	0,72
	GD PPI	L1	0
		L2	0
		L3	0

- Período T2

Tabela Apêndice A.9: Fluxos de corrente nos ramos (Caso 1, T2).

Rede	Fluxos de corrente [p.u.]				
	Ramo		Nível de Carga		
	de	para	L1	L2	L3
Linhas existentes	1	2	3,6	2,16	0,72
	2	3	2,4	1,44	0,48
	3	4	1,2	0,72	0,24
	5	6	1,2	0,72	0,24
	12	16	1,2	0,72	0,24
Linhas substituídas	5	1	4,8	2,88	0,96
	17	5	4,4	3,68	0,72
	18	12	4,8	2,88	0,96
Linhas adicionadas	12	8	2,4	1,44	0,48
	10	9	3,6	3,84	0,96
	9	13	2,4	3,12	0,72
	10	11	2,4	3,84	0,72
	8	7	1,2	0,72	0,24
	10	5	2,8	0,64	0,72
	11	15	1,2	0,72	0,24
	13	14	1,2	0,72	0,24

Tabela Apêndice A.10: Fluxos de corrente nas fontes (Caso 1, T2).

Fonte		Nível de Carga	Fluxo de corrente [p.u.]
Subestações	S1	L1	4,4
		L2	3,68
		L3	0,72
	S2	L1	4,8
		L2	2,88
		L3	0,96
Geração Distribuída	GD10	L1	10
		L2	10
		L3	2,88
	GD PPI	L1	0
		L2	0
		L3	0

- Período T3

Tabela Apêndice A.11: Fluxos de corrente nos ramos (Caso 1, T3).

Rede	Fluxos de corrente [p.u.]				
	Ramo		Nível de Carga		
	de	para	L1	L2	L3
Linhas existentes	1	2	3,6	2,16	0,72
	2	3	2,4	1,44	0,48
	3	4	1,2	0,72	0,24
	5	6	1,2	0,72	0,27
	12	16	1,2	0,72	0,24
Linhas substituídas	5	1	4,8	2,88	0,96
	17	5	11,6	8,72	0,72
	18	12	4,8	2,88	0,96
Linhas adicionadas	12	8	2,4	1,44	0,48
	10	9	7,2	6	2,16
	9	13	4,8	4,8	1,68
	10	11	4,8	4,8	1,68
	8	7	1,2	0,72	0,24
	10	5	-4,4	-4,4	0,72
	11	15	2,4	1,2	0,48
	13	14	2,4	1,2	0,48

Tabela Apêndice A.12: Fluxos de corrente nas fontes (Caso 1, T3).

Fonte		Nível de Carga	Fluxo de corrente [p.u.]
Subestações	S1	L1	11,6
		L2	8,72
		L3	0,72
	S2	L1	4,8
		L2	2,88
		L3	0,96
Geração Distribuída	GD10	L1	10
		L2	10
		L3	5,76
	GD PPI	L1	0
		L2	0
		L3	0

- Caso 2 – Cenário C: Nas tabelas a seguir são apresentados os resultados obtidos para o cenário B, no qual a concessionária não pode instalar unidades geradoras na sua rede,

porém, pode tirar proveito dos 10 MW da unidade de GD de PPI instalada no nó 10. São apresentados os fluxos de corrente resultantes nos ramos e partindo das fontes (subestações e GD) para os períodos T1 (Tabela Apêndice A.13 e Tabela Apêndice A.14), T2 (Tabela Apêndice A.15 e Tabela Apêndice A.16) e T3 (Tabela Apêndice A.17 e Tabela Apêndice A.18).

- Período T1

Tabela Apêndice A.13: Fluxos de corrente nos ramos (Caso 2, T1).

<i>Rede</i>	<i>Fluxos de corrente [p.u.]</i>				
	<i>Ramo</i>		<i>Nível de Carga</i>		
	<i>de</i>	<i>para</i>	<i>L1</i>	<i>L2</i>	<i>L3</i>
Linhas existentes	1	2	1,2	0,72	0,24
	2	3	1,2	0,72	0,24
	3	4	1,2	0,72	0,24
	5	1	2,4	1,44	0,48
	5	6	1,2	0,72	0,24
	12	16	1,2	0,72	0,24
Linhas substituídas	17	5	4,8	2,88	0,96
	18	12	3,6	2,16	0,72
Linhas adicionadas	12	8	1,2	0,72	0,24
	10	9	1,2	0,72	0,24
	17	13	1,2	0,72	0,24
	10	11	1,2	0,72	0,24

Tabela Apêndice A.14: Fluxos de corrente nas fontes (Caso 2, T1).

<i>Fonte</i>		<i>Nível de Carga</i>	<i>Fluxo de corrente [p.u.]</i>
Subestações	S1	L1	6
		L2	3,6
		L3	1,2
	S2	L1	3,6
		L2	2,16
		L3	0,72
Geração Distribuída	GD10	L1	0
		L2	0
		L3	0
	GD PPI	L1	2,4
		L2	1,44
		L3	0,48

- Período T2

Tabela Apêndice A.15: Fluxos de corrente nos ramos (Caso 2, T2).

Rede	Fluxos de corrente [p.u.]				
	Ramo		Nível de Carga		
	de	para	L1	L2	L3
Linhas existentes	1	2	3,6	2,16	0,72
	2	3	2,4	1,44	0,48
	3	4	1,2	0,72	0,24
	5	6	1,2	0,72	0,24
	12	16	1,2	0,72	0,24
Linhas substituídas	5	1	4,8	2,88	0,96
	17	5	7,2	4,32	1,44
	18	12	4,8	2,88	0,96
Linhas adicionadas	12	8	2,4	1,44	0,48
	10	9	1,2	0,72	0,24
	17	13	2,4	3,12	0,72
	10	11	2,4	3,12	0,72
	8	7	1,2	0,72	0,24
	11	15	1,2	0,72	0,24
	13	14	1,2	0,72	0,24

Tabela Apêndice A.16: Fluxos de corrente nas fontes (Caso 2, T2).

Fonte		Nível de Carga	Fluxo de corrente [p.u.]
Subestações	S1	L1	9,6
		L2	7,44
		L3	2,16
	S2	L1	4,8
		L2	2,88
		L3	0,96
Geração Distribuída	GD10	L1	0
		L2	0
		L3	0
	GD PPI	L1	4,8
		L2	6,24
		L3	1,44

- Período T3

Tabela Apêndice A.17: Fluxos de corrente nos ramos (Caso 2, T3).

Rede	Fluxos de corrente [p.u.]				
	Ramo		Nível de Carga		
	de	para	L1	L2	L3
Linhas existentes	1	2	3,6	2,16	0,72
	2	3	2,4	1,44	0,48
	3	4	1,2	0,72	0,24
	5	6	1,2	0,72	0,24
	12	16	1,2	0,72	0,24
Linhas substituídas	5	1	4,8	2,88	0,96
	17	5	7,2	4,32	1,44
	18	12	4,8	2,88	0,96
Linhas adicionadas	12	8	2,4	1,44	0,48
	10	9	2,4	1,2	0,48
	17	13	4,8	4,8	1,68
	10	11	4,8	4,8	1,68
	8	7	1,2	0,72	0,24
	11	15	2,4	1,2	0,48
	13	14	2,4	1,2	0,48

Tabela Apêndice A.18: Fluxos de corrente nas fontes (Caso 2, T3).

Fonte		Nível de Carga	Fluxo de corrente [p.u.]
Subestações	S1	L1	12
		L2	9,12
		L3	3,12
	S2	L1	4,8
		L2	2,88
		L3	0,96
Geração Distribuída	GD10	L1	0
		L2	0
		L3	0
	GD PPI	L1	9,6
		L2	9,6
		L3	3,36

- Caso 3 – Cenário D: Nas tabelas a seguir são apresentados os resultados obtidos para o cenário D com unidades de GD instaladas tanto pela concessionária quanto por PPI. A unidade do PPI, instalada no nó 10, pode fornecer até 10 MW. Além disso, existe a possibilidade da adição de GD pela concessionária com máxima potência instalada de

10 MW em qualquer nó de carga da rede. São apresentados os fluxos de corrente resultantes nos ramos e partindo das fontes (subestações e GD) para os períodos T1 (Tabela Apêndice A.19 e Tabela Apêndice A.20), T2 (Tabela Apêndice A.21 e Tabela Apêndice A.22) e T3 (Tabela Apêndice A.23 e Tabela Apêndice A.24).

▪ Período T1

Tabela Apêndice A.19: Fluxos de corrente nos ramos (Caso 3, T1).

Rede	Fluxos de corrente [p.u.]				
	Ramo		Nível de Carga		
	de	para	L1	L2	L3
Linhas existentes	1	2	1,2	0,72	0,24
	2	3	1,2	0,72	0,24
	3	4	1,2	0,72	0,24
	5	1	2,4	1,44	0,48
	5	6	1,2	0,72	0,24
	12	16	1,2	0,72	0,24
	17	5	4,8	2,88	0,96
Linhas substituídas	18	12	3,6	2,16	0,72
Linhas adicionadas	12	8	1,2	0,72	0,24
	10	9	2,4	1,44	0,48
	9	13	1,2	0,72	0,24
	10	11	1,2	0,72	0,24

Tabela Apêndice A.20: Fluxos de corrente nas fontes (Caso 3, T1).

Fonte		Nível de Carga	Fluxo de corrente [p.u.]
Subestações	S1	L1	4,8
		L2	2,88
		L3	0,96
	S2	L1	3,6
		L2	2,16
		L3	0,72
Geração Distribuída	GD10	L1	0
		L2	0
		L3	0
	GD PPI	L1	3,6
		L2	2,16
		L3	0,72

- Período T2

Tabela Apêndice A.21: Fluxos de corrente nos ramos (Caso 3, T2).

Rede	Fluxos de corrente [p.u.]				
	Ramo		Nível de Carga		
	de	para	L1	L2	L3
Linhas existentes	1	2	3,6	2,16	0,72
	2	3	2,4	1,44	0,48
	3	4	1,2	0,72	0,24
	5	6	2,4	1,44	0,48
	12	16	1,2	0,72	0,24
	17	5	0	0	0
Linhas substituídas	5	1	4,8	2,88	0,96
	18	12	3,6	2,16	0,72
Linhas adicionadas	12	8	1,2	0,72	0,24
	10	9	3,6	3,84	0,96
	9	13	2,4	3,12	0,72
	10	11	2,4	3,12	0,72
	5	10	1,6	4,96	2,16
	6	7	1,2	0,72	0,24
	11	15	1,2	0,72	0,24
	13	14	1,2	0,72	0,24

Tabela Apêndice A.22: Fluxos de corrente nas fontes (Caso 3, T2).

Fonte		Nível de Carga	Fluxo de corrente [p.u.]
Subestações	S1	L1	0
		L2	0
		L3	0
	S2	L1	3,6
		L2	2,16
		L3	0,72
Geração Distribuída	GD10	L1	10
		L2	10
		L3	3,84
	GD PPI	L1	5,6
		L2	4,4
		L3	0

- Período T3

Tabela Apêndice A.23: Fluxos de corrente nos ramos (Caso 3, T3).

Rede	Fluxos de corrente [p.u.]				
	Ramo		Nível de Carga		
	de	para	L1	L2	L3
Linhas existentes	1	2	3,6	2,16	0,72
	2	3	2,4	1,44	0,48
	3	4	1,2	0,72	0,24
	5	6	2,4	1,44	0,48
	12	16	1,2	0,72	0,24
	17	15	2,8	0	0
Linhas substituídas	5	1	4,8	2,88	0,96
	18	12	3,6	2,16	0,72
Linhas adicionadas	12	8	1,2	0,72	0,24
	10	9	7,2	6	2,16
	9	13	4,8	4,8	1,68
	10	11	4,8	4,8	1,68
	5	10	4,4	4,96	5,04
	6	7	1,2	0,72	0,24
	11	15	2,4	1,2	0,48
	13	14	2,4	1,2	0,48

Tabela Apêndice A.24: Fluxos de corrente nas fontes (Caso 3, T3).

Fonte		Nível de Carga	Fluxo de corrente [p.u.]
Subestações	S1	L1	2,8
		L2	0
		L3	0
	S2	L1	3,6
		L2	2,16
		L3	0,72
Geração Distribuída	GD10	L1	10
		L2	10
		L3	6,72
	GD PPI	L1	10
		L2	9,44
		L3	0