

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

**PREÇOS NODAIS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA PARA A INSERÇÃO DE
RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS**

RODRIGO DELFIM GUARIZI

FOZ DO IGUAÇU

2014

Rodrigo Delfim Guarizi

**Preços Nodais em Sistemas de Distribuição de Energia
Elétrica para a Inserção de Recursos Energéticos
Distribuídos**

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

2014

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Biblioteca do Campus de Foz do Iguaçu – Unioeste
Ficha catalográfica elaborada por Miriam Fenner R. Lucas - CRB-9/268

G915 Guarizi, Rodrigo Delfim

Preços nodais em sistemas de distribuição de energia elétrica para a inserção de recursos energéticos distribuídos / Rodrigo Delfim Guarizi.- Foz do Iguaçu, 2014.
79 p.: 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 – Sistemas de distribuição. 2. Preço locacional. 3. Preços nodais. 4. Sinalização econômica. I. Título.


CDU 621.315
620.9

Preços Nodais em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica para a Inserção de Recursos Energéticos Distribuídos

Rodrigo Delfim Guarizi

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: 01/04/2014



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



Prof. Dr. **Edgar Manuel Carreño Franco**
Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE



Prof. Dra. **Luana Medeiros Marangon Lima**
Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI

Resumo

A energia elétrica é um serviço público essencial para o desenvolvimento econômico e social de qualquer país. Para atender determinadas exigências dos consumidores, tais como qualidade e preço justo, a Indústria de Energia Elétrica sofreu um amplo processo de aperfeiçoamento em vários países do mundo, o qual impôs desafios aos agentes que atuam na mesma, dentre os quais está a forma de remuneração dos novos investimentos na rede de distribuição. Nesse sentido, o presente trabalho mostra a aplicação de um mecanismo de sinalização econômica através do cálculo de preços nodais em sistemas de distribuição. O método consiste na composição de duas parcelas. A *Parcela I* calcula o preço relativo à capacidade utilizada de um elemento da rede para refletir seu uso, e a *Parcela II* calcula o preço relativo à capacidade não utilizada de um elemento da rede, baseada em um método de Custo Incremental de Longo Prazo (CILP), a fim de refletir a necessidade ou adiamento de novos investimentos em função do incremento e/ou decréscimo de carga no sistema. O objetivo principal é a sinalização de preços para um Recurso Energético Distribuído (RED) que deseja conectar-se em determinados pontos da rede de distribuição. A metodologia é aplicada no sistema teste IEEE 13 nós, sendo feita análise do comportamento dos preços nodais para vários cenários de carregamento e inserção de carga/geração no sistema.

Palavras-chave: Energia elétrica; preço locacional; preços nodais; sinalização econômica; sistemas de distribuição.

Abstract

Electricity is an essential public service for economic and social development of any country. To meet specific consumer requirements, such as quality and fair price, the Electric Power Industry suffered a large improvement process in many countries, which imposes challenges to agents who work in it, among which is a form of compensation of new investments in the distribution network. In this sense, the present work shows the application of a method based on nodal prices to send economic signals to users in distribution systems. The method consists of two elements. *P-I* calculates the price on the used capacity element of the network, to reflect the use of the circuit, and *P-II* calculates the price for the unused capacity of a network element, based on the Lung Run Incremental Cost (LRIC) in order to reflect the impact on the advancement or deferral of future investment in network components as a result of an injection or withdrawal of generation or load at each study node. The main objective is send signal prices to connect Distributed Energy Resource (RED) at certain points of the distribution network. The methodology is applied to the IEEE 13 nodes radial distribution test feeders, analysis of the behavior of nodal prices for various scenarios of loading and entering load/generation in the system being made.

Keywords: Electricity; locational price; nodal prices; economic signals; distribution systems.

Dedico esta dissertação aos meus Pais.

Agradecimentos

Os agradecimentos realmente se constituem em fazer jus àqueles que acompanharam o desenvolvimento e a construção para que chegássemos a essa etapa final. Muitos foram os responsáveis para que isso acontecesse, entre eles:

À DEUS, acredito que sem ELE, sem sua proteção, ninguém consegue chegar a lugar nenhum e a nada, agradeço-o por me carregar e não me abandonar durante esta etapa de minha vida que foi o mestrado.

Aos meus pais, Mário e Giselda, os quais me transmitiram valores inestimáveis ao longo da minha vida, além de proporcionarem condições para levar o curso até o fim. Aos meus irmãos Juliano e Débora pela motivação de sempre.

À Epifania (minha querida “mãe” paraguaia) e ao Neco, os quais me receberam de braços abertos desde quando cheguei na terra das cataratas em 2006 e têm grande parcela de contribuição para que esse trabalho fosse finalizado.

Ao meu amigo e orientador Prof. Dr. Roberto Cayetano Lotero por ter aceitado o desafio de me orientar, pelas discussões e recomendações dadas a mim, as quais foram fundamentais para o êxito do trabalho.

Aos membros da banca Edgar e Luana pelas críticas riquíssimas e construtivas.

À Janaína Caimi por todo apoio, motivação, palavras positivas e suas orações.

Aos meus amigos de mestrado Willian, Marcos e Katiani. Sem a grande parceria deles o curso não teria sido o mesmo.

À instituição que me deu seu nome: UNIOESTE. À CAPES pelo apoio financeiro. Ao PGESDE por ter me dado a chance de ser um mestrando e finalmente ao FPTI pela infraestrutura cedida.

Agradeço, ainda, todos que contribuíram de forma direta e indireta para que esse trabalho acontecesse e àqueles que foram assistir minha defesa.

“Aquele que ama a correção ama a ciência, mas o que detesta a reprimenda é um insensato.”

Provérbios 12:1

Sumário

Lista de Figuras	xv
Lista de Tabelas	xvii
Lista de Símbolos	xix
1 Introdução	1
2 Referencial Teórico	7
2.1 Introdução.....	7
2.2 As características da energia elétrica como um produto	8
2.3 Princípios gerais para alocação de custos.....	10
2.4 Alocação de custos em sistemas de transmissão	11
2.4.1 Métodos baseados em custos médios	11
2.4.2 Métodos baseados em custos incrementais	18
2.4.3 Métodos baseados em custos marginais	21
2.4.4 Métodos baseados em teoria dos jogos.....	30
2.5 Alocação de custos em sistemas de distribuição	31
2.6 Conclusão	34
3 Modelo Matemático	35
3.1 Introdução.....	35
3.2 Descrição do método para obtenção dos Preços Nodais	35
3.2.1 Encargo devido à capacidade utilizada de um elemento da rede	36
3.2.2 Encargo devido à capacidade não utilizada de um elemento da rede.....	39
3.2.3 Cálculo dos Preços Nodais	44
3.2.4 Método alternativo para o cálculo da <i>Parcela II</i>	44
3.3 Conclusão	45
4 Testes e Resultados	47
4.1 Introdução.....	47

4.2	Comparativo entre métodos para obtenção do CILP	48
4.3	Análise do horizonte de tempo para o reforço do sistema	50
4.4	Preços Nodais aplicado ao sistema teste IEEE 13 nós.....	52
4.5	Preços nodais para diferentes cenários de carregamento do sistema IEEE 13 nós....	55
4.5.1	<i>Parcela I</i>	55
4.5.2	<i>Parcela II</i>	56
4.5.3	Preços Nodais.....	58
4.6	Preços nodais considerando a conexão de carga no nó 12	59
4.6.1	<i>Parcela I</i>	60
4.6.2	<i>Parcela II</i>	60
4.6.3	Preços Nodais.....	61
4.7	Preços nodais para diferentes cenários de GD.....	62
4.7.1	<i>Parcela I</i>	63
4.7.2	<i>Parcela II</i>	64
4.7.3	Preços Nodais.....	65
4.8	Conexão de GD no nó 5.....	66
4.9	Conclusão.....	68
5	Conclusões	71
	Referências Bibliográficas	75
A	Artigos Publicados	79
A.1	Contece.....	79
A.2	SBSE (2014).....	79

Lista de Figuras

Figura 2.1: Ilustração do Princípio da Divisão Proporcional	14
Figura 2.2: Curva de custos totais de curto prazo	22
Figura 2.3: Curvas consecutivas de custos totais de curto prazo.....	24
Figura 2.4: Curva de custos totais e marginais de curto e longo prazo	25
Figura 2.5: Curva de custos de curto prazo mais rígidas.....	26
Figura 2.6: Curva de custos totais e marginais de curto e longo prazo	26
Figura 2.7: Curva de custos totais	27
Figura 2.8: Função de demanda e os custos marginais de curto e longo prazo.....	29
Figura 3.1: Ilustração para o cálculo da capacidade utilizada de um circuito.....	38
Figura 3.2: Investimentos em capacidade de um sistema de distribuição	39
Figura 3.3: Sistema simples de distribuição de dois nós	40
Figura 3.4: Incremento Δf do fluxo no circuito j	41
Figura 3.5: Efeito no Valor Presente do investimento devido ao incremento de carga ou geração no sistema.	43
Figura 4.1: Sistema hipotético para comparação dos métodos CILP-I e II.....	48
Figura 4.2: Comparação entre os encargos CILP I e II resultantes para cargas	49
Figura 4.3: Comparação entre os encargos CILP I e II resultantes para geradores.....	49
Figura 4.4: Horizonte de tempo em função do aumento da taxa r	51
Figura 4.5: Horizonte de tempo em função do aumento do carregamento.....	52
Figura 4.6: Sistema IEEE 13 nós.....	53
Figura 4.7: Preços Nodais para cargas.....	54
Figura 4.8: Preços Nodais para geradores	54
Figura 4.9: <i>Parcela I</i> em função do aumento do carregamento	56
Figura 4.10: <i>Parcela II</i> em função do aumento do carregamento	57
Figura 4.11: Aumento da <i>Parcela II</i> em relação ao caso base	58
Figura 4.12: Preços Nodais em função do aumento do carregamento	59
Figura 4.13: <i>Parcela I</i> em função do aumento de carga no nó 12.....	60
Figura 4.14: <i>Parcela II</i> em função do aumento de carga no nó 12	61

Figura 4.15: Preços Nodais em função do aumento de carga no nó 12	62
Figura 4.16: <i>Parcela I</i> devido à conexão de GD no sistema.....	63
Figura 4.17: <i>Parcela II</i> devido à conexão de GD no sistema	65
Figura 4.18: Preços Nodais devido à conexão de GD no sistema.....	65
Figura 4.19: Preços Nodais para cargas no nó 5	66
Figura 4.20: Preços Nodais para gerador no nó 5	67

Lista de Tabelas

Tabela 4.1: Dados para o cálculo do CILP I e II	48
Tabela 4.2: Dados para o cálculo do CILP. Fonte: Li & Tolley (2007)	50
Tabela 4.3: Aumento da <i>Parcela I</i> para diferentes cenários de inserção de GD	64

Lista de Símbolos

b	Custo marginal de operação ou custo marginal de curto prazo
C	Curva de custos totais de curto prazo
C_0	Custo do sistema existente
CAE	Custo Anual Equivalente
C_f	Custo fixo
$CILP$	Custo Incremental de Longo Prazo
$CMCP$	Custo Marginal de Curto Prazo
CME	Custo Marginal de Expansão
$CMLP$	Custo Marginal de Longo Prazo
CMO	Custo Marginal de Operação
CT	Custo Total
d	Taxa de remuneração
EBE	Equivalent Bilateral Exchanges
FA	Fator de Anualização
f_j	Capacidade utilizada em um circuito ou transformador
f_j^{max}	Capacidade máxima do circuito j
G	Gerador
GD	Gerador Distribuído
i	Sub-índice para representar os nós do sistema
$ICRP$	Investment Cost Related Price
IEE	Indústria de Energia Elétrica

<i>IEEE</i>	Institute of Electrical and Electronics Engineers
<i>j</i>	Sub-índice para representar os circuitos do sistema
<i>k</i>	Sub-índice para representar uma carga (<i>L</i>) ou um gerador (<i>G</i>)
<i>Km</i>	Quilômetro
<i>kVA</i>	Quilovolt-ampere
<i>kW</i>	Quilowatt
<i>L</i>	Carga
<i>L</i>	Carga
<i>LRIC</i>	Long Run Incremental Cost
<i>m</i>	Tempo de vida útil de um circuito ou transformador
<i>MW</i>	Megawatt
<i>MWh</i>	Megawatt-hora
<i>n_j</i>	horizonte de tempo para <i>f_j</i> alcançar <i>f_j^{max}</i>
<i>n_{jk}</i>	horizonte de tempo devido ao incremento de carga ou geração no circuito <i>j</i>
<i>Ofgem</i>	Office of Gas and Electricity Markets
<i>PN</i>	Preços Nodais
<i>q₀</i>	Capacidade para qual o sistema foi projetado
<i>q_L</i>	Capacidade máxima do sistema
<i>r</i>	Taxa de crescimento da demanda
<i>RED</i>	Recursos Energéticos Distribuídos
<i>RU</i>	Redes Unificadas
<i>SEP</i>	Sistema Elétrico de Potência
<i>T</i>	Curva de custos totais de longo prazo
<i>TUST</i>	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
<i>U</i>	Parcela I ou encargo relativo à capacidade utilizada
<i>VNR</i>	Valor Novo de Reposição

VP	Valor Presente
z_i	Conjunto de circuitos que é utilizado pelo nó i
β	Custo marginal de expansão

Capítulo 1

Introdução

A energia elétrica é considerada um serviço público essencial, dada a importância para o desenvolvimento econômico e social de qualquer país. No entanto, o custo da energia elétrica impacta no orçamento dos consumidores, na atividade produtiva, no nível de emprego e inibe ou pode estimular a distribuição de renda, o desenvolvimento social e a competitividade. Logo, o preço da energia elétrica é elemento fundamental para determinar os rumos no campo econômico e social de qualquer país.

Em vários países no mundo, a Indústria de Energia Elétrica (IEE) passou por um amplo processo de reestruturação e liberalização. Até o início dos anos 1990 os serviços de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica geralmente eram integrados em uma única empresa, seja esta pública ou privada, formando um monopólio fortemente regulado. Com a desverticalização e desregulamentação desses serviços buscou-se inserir mecanismos de mercado e uma nova maneira de relacionamento entre os agentes desse setor (Hunt & Shuttleworth, 1996; Hunt, 2002).

Dessa maneira, a energia elétrica passou a ser tratada como um produto a ser comercializado como qualquer outro, seja através do mercado ou através de contratos, e seu transporte como um serviço a ser prestado através de contratos de acesso e uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Diante dessa nova forma de tratar a energia elétrica surge o desafio de estabelecer tarifas de uso das redes que garantam a recuperação dos investimentos, assegure o tratamento não discriminatório dos usuários, estimule a expansão do sistema, induza a utilização racional e minimize os custos de ampliação ou utilização dos sistemas elétricos.

Frente a esse desafio, é preciso repensar os métodos tradicionais de alocação dos custos de uso dos sistemas de transporte de energia elétrica. Os métodos tradicionais realizam a alocação dos custos advindos de modelos de planejamento da expansão do sistema.

Basicamente, tais modelos minimizam os custos de investimento da expansão da rede, através de uma função objetivo, sujeito a determinadas restrições que envolvem padrões e previsões futuras do crescimento da carga e de geradores no sistema (Li & Tolley, 2007).

Li & Tolley (2007) apontam dois principais inconvenientes desses métodos: i) são incapazes de influenciar os padrões da demanda e da geração no sistema através de incentivos econômicos, destacando aqui o caráter passivo dos agentes conectados nos sistemas de distribuição, e ii) os métodos requerem o conhecimento prévio da demanda e geração futura, o qual está longe de ser certo em um ambiente competitivo e qualquer padrão projetado da demanda ou da geração de energia elétrica no sistema pode ser muito diferente na execução do plano já estabelecido.

Nos últimos anos, os sistemas de distribuição têm adquirido as características dos tradicionais sistemas de transmissão, quanto à forma de controlar e operar os recursos disponíveis na rede. O avanço tecnológico e a abertura do mercado possibilitaram o surgimento de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) nas redes de distribuição dando origem a um novo tipo de agente na IEE, os chamados *prosumidores*. Os *prosumidores* são agentes que tanto podem produzir quanto consumir energia elétrica. O número desse tipo de agente tem aumentado, o que por sua vez, exigirá um mercado com maior liberdade de escolha na compra e venda de energia elétrica entre os agentes conectados nos sistemas de distribuição. Por essa razão, o controle e a operação dos sistemas de distribuição tem se tornado ativo, evoluindo do sistema passivo tradicional (Kumar & Jayantilal, 2011; Pagani & Aiello, 2011).

Um sistema de distribuição tradicional passivo é planejado com um horizonte de tempo que pode variar de 10 a 30 anos com foco no atendimento da demanda crescente e em melhorias no sistema de distribuição visando a confiabilidade e segurança no fornecimento de energia elétrica. Com relação ao controle, uma empresa de distribuição possui vários centros de controle, e não um central, os quais oferecem sistemas de monitoramento e funções de controle manuais. As redes primárias desses sistemas passivos são predominantemente radiais e oferecem um nível de penetração de geração limitado. Já as redes secundárias tipicamente são radiais, podendo ser levemente malhadas em alguns casos (Kumar & Jayantilal, 2011).

No contexto de um sistema de distribuição ativo, ao planejar a expansão, o livre acesso às redes cria um problema adicional para as empresas, pois não há como prever o local (ponto de conexão no sistema), o tamanho e o tipo de carga ou gerador a ser conectado futuramente. Assim, conectar REDs no sistema de distribuição não é uma tarefa trivial que envolve somente questões técnicas, haja vista que os REDs utilizarão os ativos da rede para fornecer ou receber

energia elétrica. Os investimentos nesses ativos devem ser remunerados garantindo a recuperação total dos custos incorridos pelas distribuidoras. Também é necessário que a rede existente seja utilizada ao menor custo possível (Gu, Li & He, 2012; Li & Tolley, 2007; Li *et al.*, 2005, 2009).

Os custos devem ser alocados de forma justa entre todos os agentes que utilizam a rede incentivando a conexão de usuários que contribuem de forma positiva aliviando o carregamento da e reduzindo custos operacionais ou adiando investimentos em reforço do sistema; e desincentivando os que contribuem de forma negativa impondo custos maiores para a operação ou expansão da rede. Portanto, é necessário fornecer um sinal econômico aos usuários da rede sobre o custo incorrido devido à essa conexão, o qual pode ser feito através de incentivos econômicos via preços nodais, os quais são utilizados amplamente nos sistemas de transmissão.

Entretanto, o sinal econômico fornecido pelos preços nodais depende intrinsecamente da natureza temporal do problema em questão. O problema de planejamento de curto prazo consiste na solução do despacho econômico de sistemas elétricos de potência considerando os custos de operação da rede para atender a demanda de ponta (Alvarado, 2005; Ding & Fuller, 2005; Pandey, Tapaswi & Srivastava, 2008). Nesse caso, os preços nodais apresentam o problema de volatilidade, e a receita total obtida a partir desses preços não permite a recuperação dos custos de investimento no sistema. Já o problema de planejamento de longo prazo considera os custos de operação e o de investimento para expansão do sistema para atender uma demanda de ponta, resolvendo assim o problema de volatilidade e recuperação dos investimentos (Braga & Saraiva, 2005). No entanto, sua implementação é de maior complexidade, em função da quantidade de informações requeridas, da multi-periodicidade, serem dinâmicos, discretos e envolver incertezas como crescimento da demanda e a evolução da tecnologia, entre outras.

Nesse contexto, uma estrutura tarifária deve ser definida a partir de todos os fatores que implicam custos diferenciados para prover o serviço de transporte, tais como: a hora, o local, nível de tensão, confiabilidade, qualidade, segurança etc. A incorporação de todos esses fatores em uma única estrutura tarifária nem sempre é possível (Delgado, 2011).

O método de preços nodais, considerando o sinal locacional, apareceu pela primeira vez na Inglaterra com o nome de *Investment Cost Related Price – ICRP*, proposta por Calviou et al. (1993) aplicado em sistemas de transmissão. A partir de então outros autores passaram a aperfeiçoar tal método, como por exemplo em Costa et al (2012) e Lima & Lima (2007).

As pesquisas que conduzem à precificação nodal em sistemas de distribuição são relativamente recentes. Em função da abertura de mercado aos REDs e, conseqüentemente, o surgimento dos *prosumidores*, é necessário identificar os custos, os benefícios e o impacto econômico que podem causar tanto na operação quanto na expansão da rede. Assim como as cargas são cobradas pelo uso do sistema, os geradores também devem ser tarifados pelo uso de uma parcela da capacidade do sistema.

Recentemente, alguns autores utilizaram os preços nodais resultantes do despacho econômico como um mecanismo de sinalização econômica locacional para conexão de GD nos sistemas de distribuição (Singh, Dev Choudhury & Goswami, 2008; Singh & Goswami, 2008, 2010; Sotkiewicz & Vignolo, 2006). Sotkiewicz & Vignolo (2006) utilizam os preços nodais para conexão de GDs na rede com o objetivo de reduzir as perdas, melhorar o perfil de tensão e o carregamento, com foco na maximização da receita recebida pelo GD. Já Singh, Dev Choudhury & Goswami (2008) utilizaram o mesmo método, porém, incluiu-se um modelo de carga, a fim de quantificar a receita recebida pelo gerador em função da variação da tensão, e Singh & Goswami (2008) da frequência nos nós do sistema.

De fato, nos trabalhos citados anteriormente, é possível observar que a sinalização fornecida pelos preços nodais indica os pontos no sistema onde a conexão de um GD contribuirá para redução de perdas, melhora do perfil de tensão e o carregamento da rede, além de maximizar sua receita. No entanto, esses métodos não são economicamente eficientes no sentido de identificar os usuários que impõem um custo operacional adicional ou a necessidade de reforço ou expansão da rede e aqueles que aliviam o sistema (Li & Tolley, 2007).

Li et al (2009) apresentam um estudo desenvolvido pela Universidade de *Bath*, encomendado pelo regulador britânico, *Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM)*, para examinar se outros métodos de tarifação seriam mais eficientes na promoção do uso adequado do sistema de distribuição. Dentre os métodos estudados, o mais atrativo para o cálculo das tarifas de uso do sistema de distribuição foi o *Long Run Incremental Cost - LRIC* (Custo Incremental de Longo Prazo – CILP). O mesmo, consegue tratar a existência de ociosidade na rede de distribuição, avaliando o custo adicional que surge da necessidade de antecipação de investimento resultante do aumento da demanda em qualquer nó do sistema ou, alternativamente, a redução de custo decorrente do adiamento de investimentos. Existem vários outros estudos que contemplam o método CILP, como por exemplo em (Heng, Li & Wang, 2009; Heng & Li, 2007, 2008, 2009; Li & Lima, 2008; Li, 2007a, 2007b, 2010).

Mancera & Monroy (2012) e Zhong & Lo (2008) propõem um método de precificação nodal em sistemas de distribuição como a composição de duas parcelas:

Parcela I: relacionada à capacidade utilizada de um elemento da rede, dada pela relação entre o Custo Anual Equivalente e o fluxo de potência do elemento para refletir e encorajar o uso dos recursos disponíveis da rede; e

Parcela II: relacionada à capacidade não utilizada de um elemento da rede, baseada em um método de Custos Incrementais de Longo Prazo, para refletir o impacto na antecipação ou adiamento de investimentos futuros em novos recursos em função da injeção de potência na rede pelos usuários do sistema.

Dado o contexto anterior, surge a seguinte pergunta de pesquisa: É possível fornecer uma sinalização econômica locacional adequada para inserção de REDs em sistemas de distribuição de energia elétrica através dos preços nodais?

O objetivo da pesquisa realizada, condensada neste trabalho, foi apresentar a aplicação de um método de formação de preços nodais em sistemas de distribuição para fornecer sinais econômicos locacionais aos agentes de distribuição de energia elétrica e aos usuários conectados na rede, tanto geradores como cargas.

A elaboração de um método de sinalização de preços no contexto de uma rede de distribuição ativa busca refletir como ela está sendo utilizada pelos usuários conectados, além de alocar os custos de uso do sistema de forma justa entre os usuários e assegurar a eficiência econômica na operação e expansão da mesma. Assim sendo, é possível garantir que o custo da operação do sistema no curto prazo seja recuperado e a operação do sistema expandido será o menor possível, além de permitir a recuperação dos investimentos realizados na rede.

A principal contribuição do trabalho consiste em aprofundar e analisar várias situações não contempladas no trabalho de Mancera & Monroy (2012), Zhong & Lo (2011) e Li & Tolley (2007), e assim, verificar sua validade e aplicabilidade.

Os objetivos específicos do trabalho podem ser colocados da seguinte forma:

- Descrever as características da energia elétrica como um produto;
- Apresentar os princípios básicos para o desenvolvimento de métodos de alocação de custos em sistemas de transporte de energia elétrica;
- Apresentar uma visão geral dos métodos tradicionais de alocação de custos em sistemas de transmissão de energia elétrica;

- Identificar os requisitos para sinalização econômica em sistemas de distribuição de energia elétrica;
- Apresentar o método de preços nodais baseado em duas parcelas, o qual já foi mencionado brevemente acima;
- Realizar análise comparativa entre os métodos de cálculo da *Parcela II* utilizado por Mancera & Monroy (2012) e o por Li & Tolley (2007);
- Aplicar o método de alocação de custos escolhido no sistema teste IEEE 13 nós e realizar análises com diversos cenários de carregamento dessa rede.

O presente trabalho está estruturado em cinco capítulos. O Capítulo 2, traz um referencial teórico da visão geral dos métodos desenvolvidos e utilizados para alocar os custos do provimento do serviço de transmissão, os quais servem como referência de novos métodos para os sistemas de distribuição. Para tanto, inicialmente realiza-se uma caracterização da energia elétrica como um produto. Posteriormente são apresentados brevemente os fundamentos teóricos que servem de base para a precificação dos serviços de transporte de energia elétrica. É realizada uma revisão geral dos métodos encontrados na literatura para sinalização econômica e alocação de custos em sistemas de transmissão, e por fim, são identificados os requisitos para sinalização econômica em sistemas de distribuição.

No Capítulo 3 é descrito o método estudado e adotado para determinação dos preços nodais em sistemas de distribuição, o qual é composto por duas parcelas. A *Parcela I* atribui um valor à capacidade utilizada de cada ativo da rede para refletir e encorajar o uso dos recursos disponíveis na mesma. Já a *Parcela II* busca valorar a capacidade não utilizada de um elemento da rede refletindo o impacto na antecipação ou adiamento dos investimentos futuros de novos recursos, em função da injeção de potência de um RED na rede.

No Capítulo 4 são apresentados os testes e resultados da aplicação do método adotado, aprofundando a análise de várias situações não contempladas no trabalho de Mancera & Monroy (2012), Zhong & Lo (2011) e Li & Tolley (2007). Dessa forma, busca-se verificar a validade e aplicabilidade do método.

Finalmente, o Capítulo 5 apresenta as considerações finais do trabalho, bem como algumas propostas para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Referencial Teórico

2.1 Introdução

Atualmente a energia elétrica é tratada como um produto que pode ser comercializado como outro qualquer. Porém, como qualquer produto a ser comercializado, a energia elétrica necessita de um meio físico a fim de viabilizar seu transporte desde o ponto de geração até o ponto de consumo. Nesse caso, esse papel é desempenhado pelo sistema de transmissão, responsável pelo transporte de grandes blocos de potência por longas distâncias, e o sistema de distribuição, responsável pela entrega do produto ao cliente (consumidor).

Os custos para o provimento dos serviços de transmissão e distribuição devem ser alocados entre todos os usuários do sistema, considerando as características de natureza física e econômica desses sistemas. Porém, os métodos atuais de alocação de custos nos sistemas de distribuição carecem de uma sinalização adequada no sentido de fornecer incentivos econômicos positivos aos agentes que contribuem para o alívio do carregamento da rede e negativos aos que impõem custos adicionais na rede.

Nesse sentido, o presente capítulo traz uma visão geral dos métodos desenvolvidos e utilizados para alocar os custos do provimento do serviço de transmissão, os quais servem como referência de novos métodos para os sistemas de distribuição. Para tanto, inicialmente realiza-se uma caracterização da energia elétrica como um produto. Posteriormente são apresentados brevemente os fundamentos teóricos que servem de base para a precificação dos serviços de transporte de energia elétrica. É realizada uma revisão geral dos métodos encontrados na literatura para sinalização econômica e alocação de custos em sistemas de transmissão, e por fim, são identificados os requisitos para sinalização econômica em sistemas de distribuição.

2.2 As características da energia elétrica como um produto

A teoria econômica aplicada aos sistemas de energia elétrica é profundamente influenciada, se não restringida, por uma série de características técnicas intrínsecas aos processos de produção e transporte da eletricidade. Além de ser um bem público essencial, a energia elétrica é um produto com características singulares se comparada a outros produtos energéticos, como o petróleo, por exemplo.

A primeira característica especial da energia elétrica, quantificada em MWh, em comparação com outros produtos energéticos, e até mesmo com outros produtos quaisquer, consiste no fato de que ela necessita de um complexo sistema de geração, transmissão e distribuição, ou seja, uma estrutura altamente interconectada, sujeita a uma enorme quantidade de exigências para a operação apropriada, incluindo a necessidade de manter o balanço entre o fornecimento de energia e o consumo a todo instante. Ou seja, qualquer tentativa de tratar a eletricidade como uma mercadoria sujeita aos princípios econômicos e comerciais conhecidos, deve começar lidando com duas características técnicas fundamentais dos sistemas de energia elétrica: i) toda a energia elétrica em um mercado único deve ser transportada e negociada em uma única rede integrada; e ii) a energia elétrica não pode ser armazenada. Em consequência, não há possibilidade de haver desequilíbrios entre oferta e demanda (Delgado, 2011; Lotero, 1999).

Tais características, como foi mencionado anteriormente, fazem da rede de um sistema elétrico um monopólio natural, que deve ser aberto a todos em uma forma não discriminatória, antes que a competição eficiente e efetiva seja possível. Mas existe outro monopólio natural igualmente importante: a infraestrutura institucional do processo de despacho ou o mercado que coordena as ações e facilita as transações entre os agentes econômicos (Lotero, 1999).

O despacho central realiza instantaneamente a tarefa de equilibrar a demanda e a oferta de energia em cada ponto da rede, controlando as unidades de geração em tempo real, utilizando informações técnicas para manter a segurança e a confiabilidade da rede e usando informações de custo de cada unidade para minimizar o custo total de atendimento da demanda. Se esta tarefa tiver que ser realizada pelo mercado, as ofertas de compra/venda devem ser realizadas e os preços de mercado determinados para cada minuto, para cada localização na rede. As condições da demanda e do fornecimento e, conseqüentemente, os preços e trocas eficientes mudariam tão rapidamente que é praticamente impossível que o mecanismo de mercado consiga conduzir eficientemente as negociações entre compradores e vendedores (que concordam em

negociar) através de contratos bilaterais, independentemente do resto do sistema. Por isso, para essas condições é mais eficiente operar o sistema através de um mercado *spot* centralizado (Hunt, 2002; Lotero, 1999).

Outra característica da energia elétrica decorre da impossibilidade de direcionar o produto, que é a energia gerada, de um produtor para um consumidor específico, como frequentemente ocorre nos mercados de outras *commodities*. O fluxo energético resultante nos sistemas de potência é decorrente das características físicas de todos os geradores, de todas as linhas e transformadores, e de todos os consumidores que compõem o sistema de forma conjunta e instantânea. Consequentemente, a indisponibilidade técnica de algum gerador de grande porte pode afetar o sistema inteiro, não somente aqueles consumidores que por ventura tenham com ele um contrato para a aquisição de energia.

Talvez a característica que mais diferencie os sistemas elétricos de potência dos outros sistemas de redes esteja relacionada à variabilidade da demanda frente à impossibilidade de armazenamento da energia. Embora a demanda por qualquer produto seja cíclica em algum período de tempo, a demanda por eletricidade, que apresenta grande variação cíclica diária e sazonal, deve ser atendida instantaneamente pelos ofertantes conectados ao sistema.

O fato de ainda não haver um meio economicamente viável de armazenamento da energia elétrica não permite a qualquer agente do sistema trabalhar com o conceito de estoque, muito importante para a redução da capacidade necessária em todo o trajeto a ser percorrido pela energia elétrica. O sistema elétrico em toda a cadeia deve dispor de uma capacidade instalada suficiente para atender a máxima demanda agregada, que geralmente ocorre por poucos instantes.

Os custos com o investimento, operação e manutenção da capacidade instalada da rede devem ser identificados. Uma vez identificados, faz-se necessário alocá-los entre os diversos agentes que utilizam o sistema. Existem hoje vários métodos que podem ser utilizados para realizar essa alocação, com características diversas que os tornam atraentes em certos casos e pouco adequados em outros (Junqueira, 2005).

Assim, com a abertura do mercado de energia elétrica, que permite o livre acesso dos REDs nos sistemas de distribuição juntamente com a possibilidade de reação da demanda (elasticidade) viabilizada com a chegada das redes elétricas inteligentes (*smart grids*), os métodos atuais de formação de tarifas de uso do desse sistema carecem de um tratamento adequado para esses *prosumidores* (Delgado, 2011).

Entretanto, ao estabelecer novos métodos de alocação dos custos oriundos do uso das redes de transporte de energia elétrica devem ser obedecidos alguns princípios básicos, os quais serão apresentados no tópico seguinte.

2.3 Princípios gerais para alocação de custos

Na elaboração de métodos de alocação dos custos dos sistemas de transporte de energia elétrica devem-se seguir princípios técnicos e econômicos (Hage, Ferraz & Delgado, 2011; Nery, 2012; PJM, 2010; Silva, 2001). Tais princípios são:

- Eficiência pelo lado da demanda: os consumidores devem ser taxados o mais próximo possível dos custos de serviço para atendê-los;
- Eficiência pelo lado da oferta: do ponto de vista de uma empresa de distribuição de energia elétrica, deve-se obter cobertura suficiente dos custos para oferecer os serviços requeridos pelos consumidores;
- Sólida fundamentação teórica: qualquer conceito ou método empregado deve ser baseada em uma sólida fundamentação teórica;
- Objetividade e justiça: o método empregado deve ser baseada em critérios objetivos e não permitir um tratamento diferenciado entre os usuários de mesma natureza, isto é, tratamento igual para os iguais;
- Estabilidade: a aplicação do método deve resultar, na medida do possível, em estabilidade de preços para os usuários do sistema;
- Transparência e confiabilidade: o regime de preços deve ser confiável, ser de entendimento simples e transparente na sua aplicação para todos os usuários do sistema, e defensável pelo órgão regulador;
- Coerência e aderência: ser coerente e aderente em relação à forma de operação e de expansão do sistema;
- Praticidade e aplicabilidade: o modelo de preços deve ser aplicável e de prática implementação.
- Promover a eficiência alocativa: alocar os custos do sistema de acordo com o uso provocado por cada usuário, isto é, quem usa mais deve pagar mais; e
- Promover a eficiência econômica, através de uma sinalização adequada que leve a uma minimização dos investimentos em expansão e operação do sistema.

Atender a todos estes princípios é de difícil concretização, na medida em que alguns sejam conflitantes, o que explica a ausência do consenso de um método que pudesse ser o melhor (Silva, 2001).

Com base nos princípios apresentados anteriormente, a seguir será apresentada uma visão geral dos principais métodos utilizados para alocação de custos em sistemas de transmissão de energia elétrica, os quais servem de ponto de partida para o desenvolvimento de métodos de alocação de custos em sistemas de distribuição de energia elétrica.

2.4 Alocação de custos em sistemas de transmissão

Tradicionalmente, na IEE as atividades de transmissão e distribuição enquadram-se como monopólios naturais, enquanto as de geração e comercialização são consideradas competitivas. No ambiente competitivo, o preço, conceitualmente, é estipulado pelo mercado, mas as atividades de monopólio, bem como a definição da remuneração adequada aos investimentos necessários às atividades de distribuição e transmissão, são fortemente reguladas pelo Poder Concedente, como no caso do Brasil (Hage, Ferraz & Delgado, 2011).

Os custos de transmissão podem ser divididos em três componentes: perdas incrementais, congestionamento e investimento. Os órgãos reguladores têm preferido tratar em separado estas componentes. Nesse sentido, muitos esforços têm sido realizados no desenvolvimento de métodos para a alocação dessas componentes, sem que se distorça a sinalização econômica oferecida pelos custos marginais de curto e longo prazo (Silva, 2001).

De maneira geral, os métodos de alocação de custos de uso das redes elétricas podem ser agrupados em quatro grandes conjuntos.

- 1) Métodos baseados em custos médios;
- 2) Métodos baseados em custos incrementais;
- 3) Métodos baseados em custos marginais; e
- 4) Métodos baseados em teoria dos jogos.

2.4.1 Métodos baseados em custos médios

Estes métodos podem exigir ou não a realização de estudos de fluxo de potência e baseiam-se na alocação dos custos calcada em variáveis regulatórias, tais como potência de

ponta ou energia transmitida. Alguns desses métodos procuram obter uma medida mais “completa” e justa da utilização das redes, fazendo o valor das tarifas depender da distância em que se efetua a transmissão de energia (Junqueira, 2005).

Nas palavras de Happ (1994), esses métodos procuram fazer um tratamento simplificado no cálculo das tarifas de maneira a alocar os custos totais com base no custo médio. A origem da maioria desses métodos está relacionada com o aparecimento das transações “*wheeling*” nos EUA, isto é, transações físicas em que duas companhias estabeleciam um contrato entre si de compra e venda de energia elétrica cuja efetivação requeria a utilização de uma terceira companhia devido à utilização da sua rede de transmissão. Por esta razão, esses métodos supõem ou, pelo menos, adaptam-se melhor nas situações em que o sistema encontra-se organizado em termos de transações bilaterais físicas e não em ambiente de mercado *spot* centralizado.

Os principais métodos são os seguintes:

- a) Selo Postal (*Postage Stamp*);
- b) Método das Participações Médias ou Princípio da Divisão Proporcional;
- c) MW-Milha e variantes do método;
- d) Intercâmbios Bilaterais Equivalentes (*Equivalent Bilateral Exchanges*);
- e) Método Zbus; e
- f) Método Ybus modificada.

Não faz parte do escopo do trabalho trazer todos os detalhes desses métodos, e sim apenas introduzi-los, destacando seus princípios, vantagens e desvantagens.

Selo postal (*Postage Stamp*)

É um método que estabelece uma tarifa única para todos os usuários do sistema, independente do seu ponto de conexão à rede de transmissão e, conseqüentemente, do seu impacto na mesma.

É considerado um dos métodos tradicionais mais simples. Este método divide os custos totais da transmissão, responsáveis pela remuneração dos ativos e dos custos de operação e manutenção da rede elétrica, de forma proporcional às injeções de potência ativa nas barras de geração e de carga, de acordo com as Equações 2.1 e 2.2.

$$C_g = \alpha \times CT \times \frac{P_g}{\sum_{g=1}^{NG} P_g} [\text{\$}] \quad (2.1)$$

$$C_d = (1 - \alpha) \times CT \times \frac{P_d}{\sum_{d=1}^{ND} P_d} [\text{\$}] \quad (2.2)$$

Onde:

C_g : Custo alocado ao gerador g [\\$];

CT : Custo total da transmissão [\\$];

P_g : Injeção de potência do gerador g [MW];

NG : Número de geradores no sistema;

C_d : Custo alocado à carga d [\\$];

P_d : Potência demandada pela carga d [MW];

ND : Número de cargas no sistema;

α : Índice de proporção dos custos alocados aos geradores, cujo valor varia de 0 à 1 dependendo de cada tipo mercado.

Como o processo de alocação é realizado com base no custo total da transmissão, observa-se que não há diferenciação dos custos da capacidade utilizada e da capacidade ociosa do sistema.

A principal vantagem deste método é sua simplicidade sendo adotado geralmente em mercados recém desregulados a fim de facilitar a participação de mais agentes. O princípio empregado por esta técnica é o mesmo adotado por outros métodos que alocam os custos apenas da capacidade ociosa do sistema desta maneira.

A principal desvantagem do método é a generalização dos custos, ignorando as condições reais de operação do sistema, interferindo na sinalização econômica. Agentes que se instalam em regiões mais distantes do sistema, que necessitam de maiores investimentos em transmissão, serão subsidiados pelos agentes que se localizam mais próximos aos geradores.

Ainda que o método apresente deficiências em termos de sinalização adequada para novos empreendimentos, é usado em muitos países, principalmente como complemento para garantir a remuneração adequada da rede elétrica (Medeiros, 2006).

Princípio da Divisão Proporcional ou Método das Participações Médias

O método do Princípio da Divisão Proporcional ou Participações Médias procura identificar os caminhos por onde se distribuem os fluxos de potência na rede de transmissão. O objetivo principal do método é determinar a responsabilidade percentual, referida como participação, de cada gerador e demanda no fluxo de cada uma das linhas de transmissão da rede (Junqueira, 2005; Martins, 2013).

A ideia principal do método está baseada no princípio da proporcionalidade assumindo que todas as barras da rede atuam como misturadores perfeitos dos fluxos injetados. Desta maneira é impossível determinar exatamente a rota (origem e destino) que um elétron seguirá. Este princípio é ilustrado na Figura 2.1.

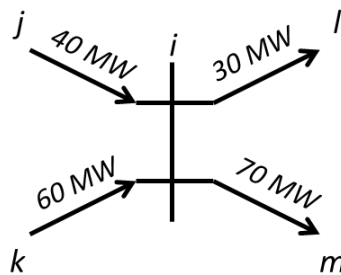


Figura 2.1: Ilustração do Princípio da Divisão Proporcional

A barra i possui quatro linhas conectadas a ela. Os fluxos nas linhas $j - i$ e $k - i$ entram no nó i , enquanto que os fluxos nas linhas $i - l$ e $i - m$ saem deste nó. O fluxo total que chega ao nó i é igual a 100 MW, dos quais 40% são provenientes da linha $j - i$ e 60% da linha $k - i$. Segundo o princípio da divisão proporcional, esta relação se mantém nos fluxos das linhas que partem do nó i . Sendo assim, dos 70 MW que trafegam na linha $i - l$, 28 MW (40%) são provenientes do nó j e 42 MW (60%) são provenientes do nó k . O mesmo ocorre para a linha $i - m$: dos 30 MW de fluem por esta linha, 12 MW provem da linha $j - i$ e 18 MW da linha $k - i$. Nota-se que as perdas elétricas não são consideradas.

Determinadas as participações, as tarifas nodais de transmissão podem ser facilmente calculadas ponderando-se os custos de cada um dos elementos do sistema, em geral circuitos, e atribuindo-os ao conjunto de geradores de cada barra. O mesmo procedimento é aplicado à demanda, também responsável pelo pagamento de uma determinada parcela dos custos de utilização do sistema.

Este método pode ser implementado utilizando heurísticas simples para a solução do problema de transporte e, de acordo com a topologia e a distribuição dos fluxos na rede, atribui

custos pela utilização dos recursos disponíveis na rede. Bialek (1997) propõe um método de alocação de custos do sistema de transmissão através do princípio da divisão proporcional juntamente com o método MW-Milha. Kirschen, Allan & Strbac (1997) também utilizam o mesmo método para avaliar qual a contribuição de cada gerador no fluxo de potência e nas perdas em cada linha de um sistema de transmissão.

Independente da formulação empregada, muitos autores alegam que o método de alocação do custo pelo uso da transmissão baseado no princípio da divisão proporcional utilizam diversas suposições, como a consideração de linhas e barras fictícias, o que poderia ocasionar resultados ruins ou até mesmo inconsistentes para o processo de alocação. Outra crítica diz respeito aos esquemas recursivos, que podem dificultar sua implementação (Martins, 2013).

Segundo Rubio-Oderiz & Perez-Arriaga (2000), o método de Participações Médias não apresenta robustez técnica por se basear no princípio da proporcionalidade entre injeções e fluxos de potência, o que não tem validade do ponto de vista da operação real do sistema. Por outro lado, a simplicidade de cálculo é apontada como uma vantagem considerável do método.

Para Medeiros (2006), ainda que muitos autores apresentem deficiências conceituais no mesmo, pode-se dizer que o método apresenta uma sinalização locacional adequada e é um importante método a ser analisado.

MW-Milha

O conceito básico é que o carregamento de cada circuito de transmissão devido a cada agente deve ser determinado separadamente. O valor obtido deve ser multiplicado pelo custo unitário do circuito (que em geral depende do comprimento do mesmo) e, quando somado sobre todas as linhas da rede, deve fornecer uma medida do quanto cada agente utiliza a rede elétrica. Agentes distintos, ou seja, cargas e geradores pagam encargos de transmissão na proporção da utilização da rede.

Existem diversas variantes do método MW-Milha, podem-se citar (Lima, 1996; Orfanos *et al.*, 2011):

- MW-Milha clássico (baseado na distância);
- MW-Milha baseado em fluxo de potência;
 - Método do módulo;
 - Método do fluxo reverso;

- Método zero *conter-flow*.

Os métodos baseado em fluxo de potência podem ser aplicados tanto para a capacidade utilizada quanto para a capacidade não utilizada (ociosa) de um elemento da rede.

A formulação do método clássico é mostrada na Equação 2.3.

$$Encargo_j = CT \times \frac{P_j \times X_j}{\sum_{t=1}^T \{P_j \times X_j\}} \text{ [\$]} \quad (2.3)$$

Onde:

CT : Custos Totais do sistema de transmissão em unidades monetárias [\\$];

P_j : Potência envolvida na transação j [MW];

X_j : Distância física entre os agentes envolvidos na transação j [km];

T : Total de transações ou número de agentes (cargas ou geradores).

Como em geral os fluxos de potência estão abaixo da capacidade dos respectivos circuitos, o método MW-Milha não recupera adequadamente os custos envolvidos. Em outras palavras, nada se cobra pela reserva de transmissão, dada pela diferença entre capacidade do circuito e fluxo de potência efetivamente produzido.

Intercâmbios Bilaterais Equivalentes

O método de Intercâmbios Bilaterais Equivalentes (*Equivalent Bilateral Exchanges – EBE*), proposto por Galiana, Conejo & Gil (2003), procura atribuir para cada gerador da rede uma fração da carga e vice-versa. A troca bilateral pode ser interpretada como a fração de potência gerada pelo gerador g que supre a demanda da carga d ou, da mesma forma, a fração da demanda da carga d suprida pelo gerador g . Para tanto, deve-se assumir que o total de potência gerada é igual ao total de potência consumida no sistema, respeitando as Leis de Kirchhoff.

Além disso, o método ainda é capaz de identificar a proporção da capacidade de uma linha qualquer que está sendo utilizada por um determinado gerador (ou carga), através de todas as trocas bilaterais equivalentes que envolvem este gerador (ou carga).

Os custos pelo uso da transmissão são então alocados de acordo com as proporções da capacidade atribuída para cada gerador e carga. O método aloca tanto os custos devido a capacidade utilizada como da capacidade ociosa sem distinção, para ambos agentes (Martins, 2013).

Método Z_{bus}

Proposto por Conejo *et al.* (2007), o objetivo principal deste método é alocar o custo total (operação, manutenção e investimentos) referente aos ativos da rede para todos os geradores e cargas baseado na teoria de circuitos elétricos. A partir de um fluxo de carga, o método proposto determina como os fluxos das linhas dependem das correntes nodais. Então, este resultado é utilizado para alocar os custos para geradores e cargas proporcionalmente ao nível de utilização de cada agente, assim como no método EBE.

Método Y_{bus} modificada

Este método, proposto por Alves *et al.* (2011), fundamentado na teoria de circuitos elétricos, realiza a alocação dos custos totais de cada ativo do sistema em duas etapas.

A primeira etapa diz respeito à alocação dos custos da capacidade utilizada da rede. Define-se que os agentes que utilizam efetivamente uma linha de transmissão são aqueles que contribuem com fluxos parciais no mesmo sentido que o fluxo de potência ativa dominante, determinando-se, dessa forma, que o uso efetivo está relacionado com o uso da sua capacidade utilizada, isto é, a faixa de capacidade destinada à transmissão de potência. No caso, as cargas são modeladas como admitâncias *shunts* e adicionadas à matriz Y_{bus} , enquanto que os geradores são modelados como fontes de corrente. O uso da linha é então determinado através da aplicação do princípio da superposição. Desta forma, os custos pela capacidade utilizada do sistema podem ser alocados de forma proporcional às contribuições de cada agente.

Na segunda etapa, é realizada a alocação dos custos da capacidade não utilizada da rede. A capacidade sobressalente, isto é, a diferença entre a capacidade nominal e a capacidade utilizada constitui a capacidade reserva da linha. Esta capacidade adicional, quando ocasional, é decorrente da inexatidão inerente ao processo de planejamento ou do caráter discreto de adição de capacidade a um caminho de transmissão; quando intencional, é decorrente de redundâncias na rede que visam atender critérios de confiabilidade e segurança (Silva, Mesa & Morozowski, 1998). O cálculo dessa parcela é baseado no método Selo Postal de forma a repartir os custos proporcionalmente às injeções de potência.

O método Y_{bus} permite dividir os custos com distinção dos agentes que fazem uso efetivo de uma linha de transmissão (capacidade utilizada) daqueles que se beneficiam da segurança e confiabilidade proporcionadas pela capacidade não-utilizada.

Tal método, é capaz de identificar os geradores e cargas que contribuem para o alívio do congestionamento das linhas, aumentando a capacidade de transmissão disponível, recebendo incentivo financeiro, pois cooperam para o aumento da confiabilidade e segurança operacional do sistema, além de contribuírem para o adiamento de investimentos no sistema de transmissão.

2.4.2 Métodos baseados em custos incrementais

O custo incremental é definido pela diferença do custo de transmissão na ausência e na presença de determinada transação ou agente e pode ser interpretado como o sobrecusto incorrido pela rede de transmissão para acomodar esses novos agentes ou transações. Os conceitos de natureza incremental contribuem para aumentar a eficiência e racionalidade econômica da utilização das redes de transmissão e para fornecer sinais destinados a melhorar a utilização dos sistemas, uma vez que consideram o fator locacional e o sentido dos fluxos de potência nos cálculos das tarifas (Odériz, 1999; Shirmohammadi *et al.*, 1996).

Os principais métodos incrementais são os seguintes:

- a) Métodos Incrementais de Curto Prazo;
- b) Métodos Incrementais de Longo Prazo;
- c) Fatores de Participação Marginal (*Extent of Use*);
- d) Fatores de Benefício.

Métodos Incrementais de Curto Prazo

Esses métodos permitem avaliar e alocar os custos de operação, exploração, manutenção e de oportunidade associados a cada nova transação. Os custos de operação são calculados utilizando um modelo de fluxo de potências ótimo integrando restrições de segurança da rede e de planejamento de produção. Deve notar-se que os custos incrementais de curto prazo podem ter sinal negativo nas situações em que a presença de uma nova transação permite tornar mais eficiente a exploração do sistema, diminuindo o valor da sua função custo global (Shirmohammadi *et al.*, 1996).

A implementação de métodos deste tipo apresenta diversas dificuldades (Junqueira, 2005):

- A necessidade de se fornecer sinais econômicos ao mercado, implicando na previsão de custos de operação, exploração, manutenção e de oportunidade para

o horizonte em estudo. Essa tarefa pode revelar-se complexa sobretudo para períodos de análise longos;

- A dificuldade em realizar previsões e tomar decisões de índole econômica relativas aos contratos de longo prazo utilizando, apenas, informações relativas a preços por utilização da rede de transmissão a curto prazo. Essa situação é semelhante à descrita por diversos autores para os métodos de tarifação tipo marginal baseadas apenas em custos marginais de curto prazo (Braga & Saraiva, 2005).
- A utilização de métodos envolvendo apenas custos de curto prazo, isto é, não envolvendo custos de investimento na expansão e reforços das redes, torna insuficiente a remuneração das redes de transmissão; e
- Os proveitos obtidos através desse tipo de remuneração apenas compensam os custos de curto prazo decorrentes de uma determinada transação. Com isso as entidades detentoras das redes poderão não se sentir incentivadas para realizar investimentos que visem o reforço da capacidade disponível ou na melhoria da qualidade do serviço.

Métodos incrementais de longo prazo

Este tipo de método permite avaliar os custos de investimento na expansão e reforço das redes, bem como uma estimativa a longo prazo dos custos de operação, exploração, manutenção e de oportunidade necessários para acomodar uma nova transação ou agente. A componente dos custos de reforço ou expansão é avaliada a longo prazo tendo em conta os efeitos que a transação ou agente terá no planejamento de toda a rede. Esta avaliação incide sobre diversos cenários tendo em conta as previsões relativas à evolução da carga num determinado horizonte. Por outro lado, a avaliação contempla a possibilidade de os custos de reforço ou investimento serem negativos indicando que uma dada transação pode permitir anular ou adiar determinados investimentos que se encontravam já planejados (Shirmohammadi *et al.*, 1996).

Muito embora o conceito de custo de expansão ou reforço seja de fácil compreensão, dependendo do porte do problema de planejamento, o método revela-se complexo. O que por sua vez requer a resolução de problemas mais ou menos completos e complexos que permitam identificar as ações mais adequadas de expansão e reforço das redes. No caso de identificar várias transações responsáveis por um novo investimento torna-se difícil alocar um custo a cada

uma dessas transações ou agentes tendo em conta o problema de otimização da expansão e reforço da referida rede (Shirmohammadi *et al.*, 1996).

No Capítulo 3 será abordado dois métodos para obtenção do Custo Incremental de Longo Prazo de forma mais detalhada, pois faz parte do método estudado no presente trabalho.

Fatores de Participação Marginal (*Extent of Use*)

O método de Fatores de Participação Marginal procura alocar os custos de transmissão com base na utilização percentual dos circuitos por cada agente (Rubio-Oderiz & Perez-Arriaga, 2000).

O cálculo é realizado para cada agente e para um conjunto de cenários representativos da operação do sistema. Dessa maneira, os encargos resultantes são proporcionais ao fluxo incremental que cada agente produz em cada circuito e aos custos unitários desses circuitos, expressos em \$/MW.

Com relação a esse método, pode-se destacar os seguintes aspectos (Junqueira, 2005; Odériz, 1999):

- O método não se baseia na existência de transações tipo “*wheeling*” ou bilaterais físicas entre agentes. Desta forma, apresenta a vantagem de poder ser utilizada em sistemas elétricos organizados em mercados centralizados;
- Por simplificações introduzidas para a determinação dos fatores de participação, é considerada uma barra de referência para acomodar as injeções incrementais nas barras de geração e ou consumo. A determinação dessa barra de referência é arbitrária e influi nas tarifas obtidas, acarretando discussões a respeito;
- De uma forma genérica, alguns autores consideram que esse método, ao basear-se na repartição dos fluxos de potência nos circuitos pelos diversos agentes, é criticável porque não transmite os sinais econômicos corretos. Com efeito, a repartição, por exemplo, de custos de expansão e reforço deve ter em conta não a utilização física do sistema, mas sim a utilização em termos econômicos apesar de a utilização física poder dar uma ideia da utilização econômica.

Fatores de Benefício

Esse método realiza a alocação dos custos de transmissão com base nos benefícios que cada agente recebe com a implantação de novas instalações no sistema (Rubio-Oderiz & Perez-Arriaga, 2000).

A avaliação dos Fatores de Benefícios revela-se complexa, dado que requer o cálculo do benefício econômico anual de cada agente com e sem a utilização de um novo elemento da rede, para um conjunto elevado de cenários possíveis que representem um ano de exploração do sistema.

Embora o método apresente sinais econômicos adequados para induzir a expansão e o reforço da rede, o grande esforço computacional necessário, devido ao elevado número de simulações, dificulta sua implantação (Junqueira, 2005).

2.4.3 Métodos baseados em custos marginais

Os métodos baseados em custos marginais baseiam-se no cálculo da variação do custo de transporte de energia elétrica quando, num determinado nó do sistema, a carga (ou geração) sofre um aumento de uma unidade em relação ao cenário base (Shirmohammadi *et al.*, 1996).

Os primeiros estudos surgiram a partir dos anos 1960 e estão relacionados com os chamados preços *spots*, que são determinados a cada instante em função da oferta e da procura de energia. Dessa forma, o preço *spot* em uma determinada barra corresponde ao valor do custo marginal de produção de uma unidade adicional de carga ligada à barra no instante referido (Caramanis, Bohn & Schweppe, 1982).

Teoricamente, a adoção de preços *spot* permite melhorar a eficiência do sistema na medida em que permite transmitir sinais econômicos relativos à utilização das redes de um modo mais eficiente. Estes preços têm ainda a propriedade de poderem ser interpretados como sinais econômicos locais para os agentes (cargas e geradores) no sistema (Junqueira, 2005).

Os métodos baseados em custos marginais podem ser classificados em dois tipos:

- a) Custos Marginais de Curto Prazo (CMCP);
- b) Custos Marginais de Longo Prazo (CMLP).

As discussões sobre as características das funções de custo total de longo e de curto prazo das empresas de energia elétrica, seja nos segmentos de geração, de transmissão, ou de distribuição, são originárias dos estudos aplicados à solução do problema de tarifação de ponta, com base na Teoria da Precificação de Ponta (*Peak-load pricing theory*) (Boiteux, 1960).

A problemática da precificação baseada na demanda de ponta, advinda da análise dos custos marginais de curto e longo prazo das empresas que devem atendê-la, surge do fato de que a eletricidade ainda não pode ser armazenada de forma economicamente viável. Nesse cenário, há a necessidade de capacidade física disponível dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia para o atendimento à demanda instantânea de ponta, mesmo com duração de apenas alguns minutos por ano em determinados pontos do sistema elétrico (Delgado, 2011; Hage, Ferraz & Delgado, 2011).

A partir da teoria inicialmente descrita por Boiteux, aborda-se a seguir a análise dos custos totais de curto e longo prazos de uma empresa hipotética de energia elétrica verticalmente integrada, ou seja, responsável pela produção, transporte e entrega da energia aos seus consumidores.

Curva de custos totais de curto prazo

Por simplicidade, supõe-se uma rede composta por apenas um gerador acoplado a uma subestação de distribuição, cuja curva de custos totais no curto prazo, em R\$/ano, pode ser representada pela Figura 2.2.

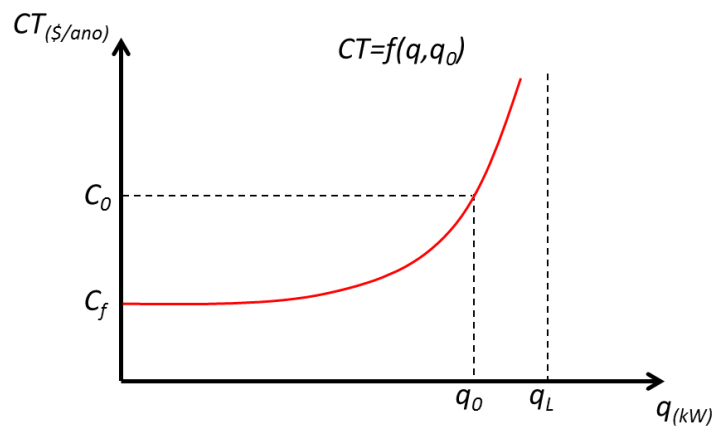


Figura 2.2: Curva de custos totais de curto prazo

A curva de custos totais deste sistema simples é uma função da quantidade efetivamente demandada q , em kW , e da capacidade para a qual a rede foi projetada, q_0 . Inicialmente, considera-se q_0 constante e não cíclica no curto prazo (não varia ao longo do dia, mês ou ano).

Nota-se que existe um custo fixo independente da demanda atendida, além de um custo variável levemente crescente para demandas inferiores a q_0 e fortemente crescente para as demandas superiores a q_0 .

Nessa curva teórica, os custos totais tornam-se muito elevados quando a demanda se aproxima da capacidade máxima do sistema q_L não somente devido ao aumento dos custos operacionais, mas principalmente devido à iminência de descontinuidade (falta) do atendimento, o que inevitavelmente afetaria todos os consumidores (custo do déficit da energia).

No entanto, para as quantidades inferiores a q_0 , considera-se que os custos variáveis sejam basicamente função do aumento dos custos relacionados à energia. Ou seja, quanto maior a demanda máxima atendida pela subestação, muito provavelmente serão maiores o consumo de energia, as perdas técnicas e algumas parcelas dos custos operacionais.

Ocorre que a demanda máxima atendida é sempre crescente no tempo, a não ser os sistemas supridores de regiões economicamente estabilizadas. Considerando para o sistema hipotético em questão que a demanda máxima no longo prazo é crescente, obviamente não será possível atender continuamente aos acréscimos de demanda devido ao limite de capacidade do sistema existente. Sendo assim, será economicamente mais interessante, e também tecnicamente necessário, expandir a capacidade do sistema.

O Custo Marginal de Curto Prazo

Os CMCP (ou preços *spot*) resultam da solução do problema de planejamento da operação de Sistemas Elétricos de Potência (SEP). O método consiste em modelar o mercado de energia elétrica com especificações técnicas e econômicas, como por exemplo, funções de custos de geradores, elasticidade de demanda, limites de geração, fluxo de potência nos circuitos etc., e otimizar o sistema visando minimizar o custo operativo da rede e maximizar o benefício social dos consumidores (Junqueira, 2005).

Alvarado (2005), utiliza os CMCP para realizar o controle do SEP, ou seja, manter os níveis de tensão e frequência dentro de limites preestabelecidos. Já Gautam & Mithulananthan (2007) desenvolveram um modelo de alocação ótima de GDs em sistemas de transmissão utilizando os CMCP.

Outros autores utilizam os CMCP em sistemas de distribuição, dada a possibilidade de conexão de geradores distribuídos nesses sistemas (Singh, Dev Choudhury & Goswami, 2008; Singh & Goswami, 2008, 2010; Sotkiewicz & Vignolo, 2006).

É importante destacar que os custos com transporte de energia elétrica têm três componentes: perdas incrementais, congestionamento e investimento. O CMCP apresenta dois

problemas: i) a volatilidade e ii) a receita total obtida a partir desses custos não permite a recuperação dos custos com investimentos no sistema, sobretudo quando não há congestionamento (Silva, 2001).

Curva de custos totais de longo prazo

Considere agora três curvas de custos totais de curto prazo, C' , C e C'' , construídas para atender às demandas q_0' , q_0 , q_0'' , respectivamente, de forma crescente no tempo, conforme mostra a Figura 2.3.

Partindo-se do estado inicial, em que a demanda máxima atendida é q_0' , percebe-se que o atendimento a demandas superiores a esse valor é bastante elevado para a empresa em questão, exigindo medidas no sentido de expandir a capacidade do sistema e reduzir os custos com o atendimento das novas demandas. O processo representado na Figura 2.3 ilustra três momentos de expansão da capacidade, que são, por natureza, discretos. Ou seja, as expansões de capacidade se dão a partir da aquisição e da instalação de novos geradores, transformadores, recondutoramentos de linhas e outros equipamentos elétricos.

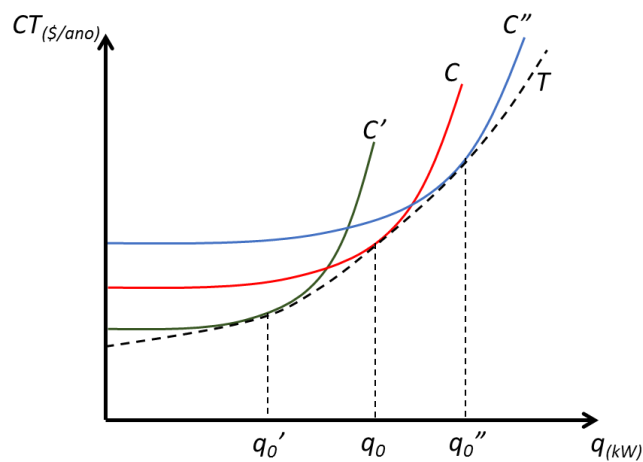


Figura 2.3: Curvas consecutivas de custos totais de curto prazo

Observando, agora, as curvas de custos de curto prazo, torna-se evidente a possibilidade de se traçar uma curva imaginária T tangente a todas as curvas de curto prazo, de tal forma que ofereça um custo total sempre menor ou igual aos custos das curvas de curto prazo. A essa curva tangente, imaginária, dá-se o nome de curva de custos de longo prazo, em função das demandas para as quais as redes foram construídas (q_0' , q_0 , q_0'').

Imaginando que as demandas pudessem ser contínuas no eixo das abscissas, seria possível concluir que os pontos ótimos de operação seriam exatamente os pontos onde as curvas de curto

e longo prazo tangenciam-se, pois para as demandas maiores ou menores que esses valores, os custos de curto prazo seriam inevitavelmente maiores.

Analisando apenas a condição da rede existente, cuja função-custo é apresentada pela curva C , tem-se a condição de operação ajustada para atender a demanda q_0 . A Figura 2.4 ilustra as curvas de custos totais de longo e curto prazo, e também de suas derivadas, as curvas de custos marginais de longo e curto prazo.

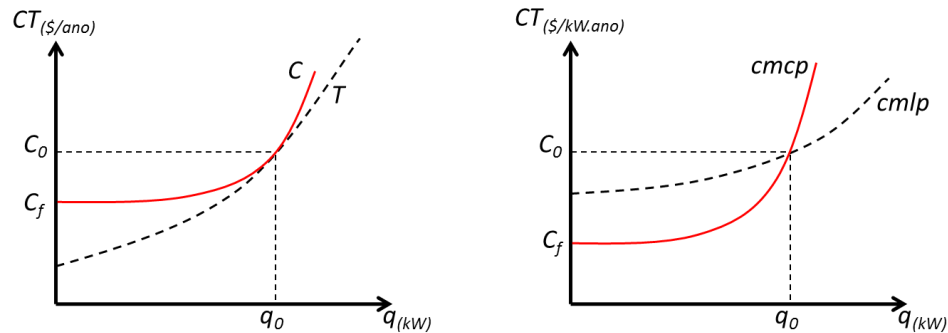


Figura 2.4: Curva de custos totais e marginais de curto e longo prazo

Observa-se que as curvas de custo marginal de longo e curto prazo se cruzam no ponto para o qual a rede foi construída, ou seja, q_0 .

Como a demanda q_0 , neste exemplo é considerada constante e não cíclica no curto prazo, é a demanda que define a curva ótima (ou de menor custo) de curto prazo para o seu atendimento, conclui-se que, no ótimo, a rede deve trabalhar em uma região onde os custos marginais de longo e curto prazos sejam iguais. É evidente que esta asserção somente é válida quando as curvas de curto prazo são corretamente dimensionadas para o atendimento da demanda para qual o sistema foi projetado.

Para simplificar o equacionamento das curvas de custos apresentadas anteriormente, Boiteux (1960) propõe alterar o formato das curvas de custos totais de curto prazo no sentido de torná-las mais rígidas, em relação aos custos de atendimento às demandas superiores à capacidade do sistema, conforme ilustra a Figura 2.5.

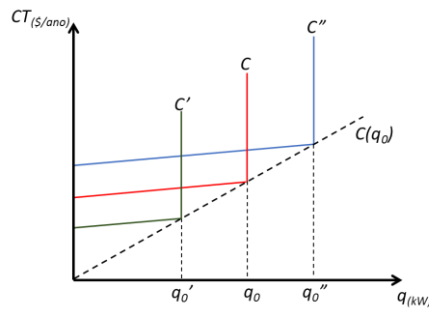


Figura 2.5: Curva de custos de curto prazo mais rígidas

Neste contexto, assume-se que a demanda máxima seja constante no curto prazo, de tal forma que a capacidade do sistema seja definida mais próxima possível dessa demanda (menores custos de atendimento no curto prazo).

Assim, derivando a curva de custo de curto prazo C e a curva de custo de longo prazo $C(q_0)$, observadas na Figura 2.5, são obtidas as curvas de custos marginais para as redes com capacidades rígidas, ilustradas na Figura 2.6. Observe que, sem o rigor matemático necessário, as curvas de custos marginais de curto e longo prazo continuam interceptando-se no ponto de demanda q_0 .

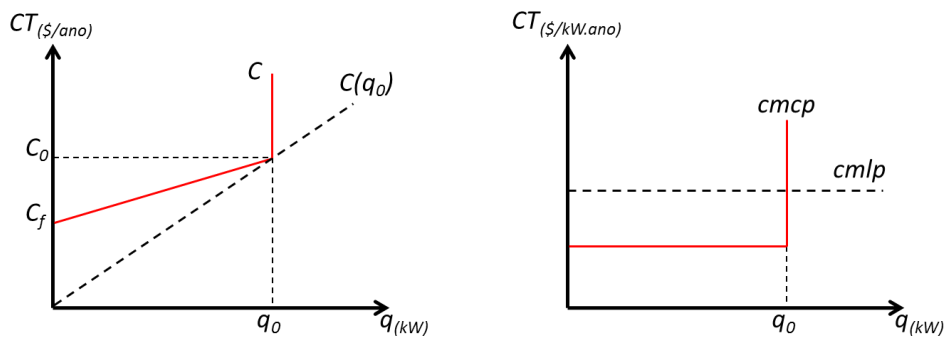


Figura 2.6: Curva de custos totais e marginais de curto e longo prazo

Analisando mais detalhadamente a curva rígida de custos totais de curto prazo deste sistema simplificado, pode-se escrever uma função de custos linear para $q < q_0$, dada pela Equação 2.4 e representada na Figura 2.7.

$$C(q) = C_f + b \cdot q \quad \forall q < q_0 \quad (2.4)$$

Onde:

C_f : Custos fixos;

b : Custo marginal de curto prazo (operação).

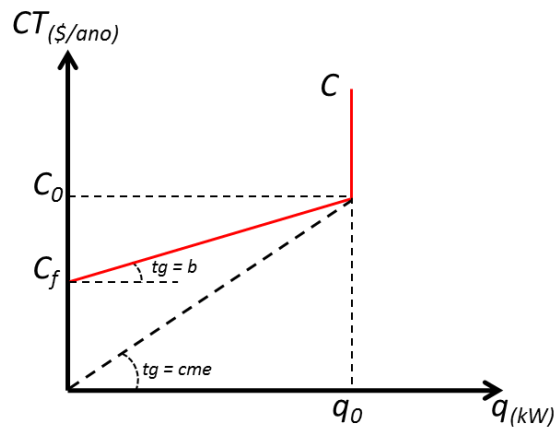


Figura 2.7: Curva de custos totais

Define-se b como o custo marginal de operação no curto prazo, calculado por meio da Equação 2.5, que corresponde à derivada da função de custo de curto prazo com relação à carga q .

$$\frac{dC(q)}{dq} = b = cmcp \quad (2.5)$$

Ainda, através da Figura 2.7, observa-se que o custo médio, cme , para o ponto de atendimento q_0 , é dado pela tangente da reta que liga a origem do sistema de coordenadas ao ponto da curva definido por $C(q_0)$ e q_0 . Graficamente é possível notar que cme é maior que b para todas as demandas inferiores a q_0 , o que caracteriza um mercado com economia de escala no curto prazo.

Analisando novamente a Figura 2.5, que ilustra o processo fictício de expansão da empresa hipotética no longo prazo, nota-se, pela consideração levantada por Boiteux (1960), que os custos marginais de curto prazo são praticamente constantes em função das demandas para as quais as redes são construídas (q_0' , q_0 , q_0'').

Esta consideração pode ser observada graficamente pela inclinação semelhante das três curvas de curto prazo para os valores inferiores às demandas de operação. Matematicamente, pode-se escrever que $b(q_0) \cong constante$. Ou seja, para os sistemas com capacidades de atendimento distintas, os custos marginais de operação para o fornecimento de 1 kW adicional de demanda, por construção, não se diferenciam muito.

Considerando que esses custos operacionais envolvem basicamente os custos com a aquisição de energia, perdas elétricas e uma parcela dos custos operacionais, é razoável imaginar que suas derivadas não dependem sobremaneira da capacidade do sistema.

Na Figura 2.5, nota-se que existe uma relação entre o aumento da capacidade operacional q_0 e o aumento dos custos fixos, representados pelos ativos diretamente relacionados à estrutura do sistema elétrico. Esses custos fixos são observados a partir dos coeficientes lineares das funções de custo de curto prazo. Desta forma, supondo que exista a derivada dos custos fixos em relação à capacidade operacional q_0 , a Equação 2.6 representaria o custo marginal de expansão do sistema, designado pela letra β .

$$\frac{dC_f(q_0)}{dq_0} = \beta \quad (2.6)$$

Onde:

$C_f(q_0)$: Custos fixos em função da capacidade operacional q_0 ;

β : Custo marginal de expansão.

Em termos práticos, o custo fixo não varia com pequenas variações na quantidade, mas com o acréscimo de grandes blocos de capacidade. Isso é muito comum no setor elétrico, pois uma usina ou uma rede não são construídas para atender o aumento de apenas 1 kW. O que ocorre, de fato, é uma antecipação da oferta para uma demanda que cresce lentamente.

Imaginando que a função de custo de longo prazo $C(q_0)$ possa ser representada pela Equação 2.7, o termo $b(q_0)$ pode ser substituído por b , já que é considerado constante por construção.

$$C(q_0) = C_f(q_0) + b(q_0) \cdot q_0 \quad (2.7)$$

Onde:

$b(q_0)$: Custo marginal de operação em função de q_0 .

Derivando a função apresentada na Equação 2.7, em relação a q_0 , obtêm-se a Equação 2.8 e 2.9, nas quais o custo marginal de longo prazo é dado pela soma dos custos marginais de operação e expansão do sistema.

$$\frac{dC(q_0)}{dq_0} = \frac{dC_f(q_0)}{dq_0} + \frac{db(q_0)}{dq_0} \quad (2.8)$$

$$\frac{dC(q_0)}{dq_0} = \beta + b \quad (2.9)$$

A Figura 2.8 representa o custo marginal de longo prazo, que é composto pelos custos marginais de expansão e operação ($\beta+b$), e o custo marginal de curto prazo, que é composto apenas pelo custo marginal de operação no curto prazo, b . Além disso, é ilustrada uma função de demanda $P(q)$ qualquer, neste exemplo representada por uma função linear. A função de demanda é representada à esquerda no domínio dos preços, como sendo decrescente e à direita no domínio do tempo, indicando seu caráter não cíclico e constante no curto prazo.

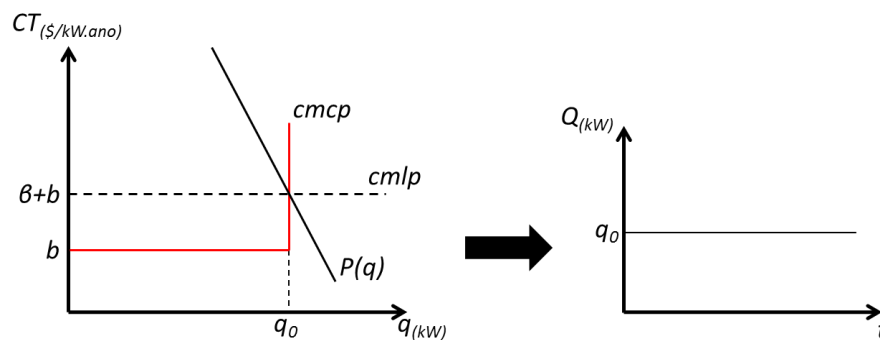


Figura 2.8: Função de demanda e os custos marginais de curto e longo prazo

Segundo Boiteux (1960), a precificação eficiente do sistema para o atendimento da demanda projetada q_0 , é a precificação do custo marginal de longo prazo, neste caso representado por $\beta+b$. Considerando a existência de retornos constantes de escala no longo prazo, o custo marginal de longo prazo seria suficiente para operar e expandir o sistema, garantindo o equilíbrio econômico do produto.

Geralmente, as empresas responsáveis pelo transporte de energia elétrica (transmissoras e distribuidoras) são submetidas a determinados regimes de regulação econômica devendo atender ao princípio de lucro econômico zero. Para atender a esse princípio, o custo marginal de longo prazo deve ser igual ao custo médio em q_0 . Para que isso ocorra, a curva de custo total, $C(q_0)$, representada na Figura 2.5 e considerada linear neste exemplo, deve necessariamente passar pela origem do sistema de coordenadas.

Para concluir, foram apresentadas as curvas dos custos de suprimento de energia em função da potência máxima fornecida aos consumidores. Observou-se que existe uma forte correlação entre os custos de suprimento, principalmente os de capital, e a potência máxima atendida pelo sistema.

O Custo Marginal de Longo Prazo

Como referido anteriormente, os preços *spot* estão associados a preços marginais instantâneos de produção e transmissão de energia elétrica. Apesar da transparência e a qualidade dos sinais econômicos transmitidos por esse tipo de método, surgiu a necessidade do desenvolvimento de métodos mais completos incluindo não apenas os custos operativos e de manutenção mas, também, custos de expansão e reforço das redes. Resolvendo, assim, o problema da volatilidade de preços e recuperação dos investimentos através da solução de problemas de planejamento de longo prazo (Braga & Saraiva, 2005; Junqueira, 2005).

No entanto, a implementação desses problemas podem apresentar complexidades em função da quantidade de informações requeridas, da multi-periodicidade, serem dinâmicos, discretos e envolver incertezas como: crescimento da demanda, evolução da tecnologia, entre outras (Braga & Saraiva, 2005).

Basicamente, a tarifa CMLP, ou Nodal, procura refletir a variação do custo de expansão da rede de transmissão necessária para atender a um aumento marginal na capacidade de geração ou demanda de cada barra, isto é, o custo marginal de longo prazo do sistema (Junqueira, 2005). O conceito dos custos marginais de longo prazo tem um papel central na teoria e na prática de precificação regulatória da IEE (Silva, 2001).

Entretanto, segundo Gil, Galiana & Silva (2006), os métodos baseados na teoria de custos marginais de longo prazo, tipicamente, recuperam apenas 25% do custo total da transmissão, necessitando assim, de uma parcela adicional na composição dos custos que pode ser aplicada utilizando diferentes métodos, permitindo assim, a recuperação total dos custos do provimento do serviço de transmissão bem como dos investimentos. Como no caso do Brasil, onde a recuperação dos custos com a transmissão de energia elétrica basicamente é realizada por meio da composição de duas parcelas: i) o CMLP para refletir sinalização locacional dado o tamanho do sistema e ii) uma parcela baseada no método *Selo Postal*. Para mais detalhes do método, consultar a literatura disponível sobre a Metodologia Nodal (Lima & Lima, 2007; Silva, 2001).

2.4.4 Métodos baseados em teoria dos jogos

No setor elétrico, a teoria dos jogos tem sido extensivamente aplicada em vários temas e desafios. Mais especificamente, a teoria dos jogos divide-se em duas vertentes: os cooperativos e os não-cooperativos (Junqueira, 2005; Medeiros, 2006).

Os métodos baseados na teoria dos jogos não-cooperativos têm sido aplicados em situações oriundas dos mercados competitivos de energia, onde os distintos agentes atuam estrategicamente, frente aos desafios de um mercado competitivo, objetivando a maximização do lucro individual. Os resultados do jogo para qualquer agente dependem não somente da atuação deste agente, mas da atuação conjunta de todos os jogadores. A forma tradicional de uma solução é denominada “equilíbrio do jogo”, para o qual o conceito do equilíbrio de Nash vem sendo usado como elemento principal. Na literatura especializada encontram-se distintas aplicações, como por exemplo: análises de poder de mercado; modelos de equilíbrio; e determinação de estratégias de ofertas ótimas de geradores em ambiente de mercado (Faria, 2004; Junqueira, 2005).

Já a teoria dos jogos cooperativos vem sendo aplicada em diversos segmentos do setor elétrico, de um modo geral em problemas de alocação de custos. Uma das áreas de aplicação mais notáveis é na alocação de custos de transmissão.

Um outro exemplo da aplicação da teoria de jogos cooperativos ao setor elétrico é na alocação de energia firme entre usinas hidrelétricas, onde a cooperação dos agentes, sobretudo as usinas em cascata, é mais eficiente que o desenvolvimento de recursos para “uso exclusivo” de cada agente (Faria, 2004).

2.5 Alocação de custos em sistemas de distribuição

Não diferente do caso do sistema de transmissão, a tarifa de uso do sistema de distribuição deve refletir as responsabilidades dos acessantes ou dos usuários da rede nos custos globais de provimento deste serviço de transporte. Um dos princípios básicos da tarifação justa é que o usuário da rede não deve pagar pelo seu uso mais do que pagaria se ele arcasse com todos os custos de uma rede individual. A ideia é que o uso compartilhado traga benefícios a todos os usuários, minimizando seus custos. No que se refere às distribuidoras, evita-se o sobreinvestimento e a ociosidade da rede existente (Delgado, 2011).

Nesse contexto, a estrutura tarifária deve ser definida a partir de todos os fatores que impliquem em custos diferenciados para prover o serviço de transporte, tais como: a hora, o local, nível de tensão, confiabilidade, qualidade, segurança etc. O sinal locacional é importante para otimizar o uso da rede, ou seja, induzir o uso dos recursos existentes no sistema ao menor

custo possível. Mas muitos argumentam que a baixa elasticidade espacial das cargas em níveis de baixa tensão, onde há predominância de consumidores do tipo residencial, não trariam ganhos significativos em função da diferenciação tarifária a partir da localização (Delgado, 2011).

No entanto, é necessário passar para os usuários do sistema um sinal locacional associado à sua região ou ponto de conexão de forma a induzir o uso otimizado e eficiente da rede, seja ele um gerador ou uma carga. Conforme a utilização do sistema, um sinal tarifário único independentemente da localização do agente pode gerar altos custos na operação e manutenção das redes (Delgado, 2011).

Ademais, com a abertura de mercado para a inserção de geradores distribuídos e micro-geradores nas redes de distribuição se faz necessário identificar os custos, os benefícios e o impacto que podem causar tanto na operação quanto na expansão da rede. Assim como as cargas são cobradas pelo uso do sistema, os geradores também devem ser tarifados pelo uso de uma parcela da capacidade do sistema.

A Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) tem como premissa básica a inclusão do sinal locacional em função da grande distância percorrida por essas redes, pois os locais onde se injetam ou retiram potência do sistema afetam substancialmente os investimentos e a operação do sistema. Se o objetivo é otimizar a rede minimizando os custos presentes e futuros, evidentemente deve-se cobrar mais dos usuários mais distantes dos geradores e que utilizam mais intensamente as redes. Em contrapartida, as redes de distribuição não percorrem grandes distâncias além de apresentarem custos por *km/kVA* mais elevados e em sua maioria têm características radiais, onde o carregamento dos elementos reflete o somatório das cargas a jusante do ponto em questão. No Brasil, em muitos casos as redes de 138 *kV* apresentam características de malha, há uma tendência de torná-las radiais para se obter uma melhoria operacional, assim como ocorre nas redes primárias de 13,8 *kV* (Delgado, 2011).

Delgado (2011), propõe um método que combina a estrutura locacional da transmissão e a estrutura temporal da distribuição através do conceito das Redes Unificadas (RU). A ideia do método é criar um ambiente associando uma região ou zona onde a componente de localização na tarifa pode ser expressa por um valor aditivo constante oriundo do sinal locacional da transmissão. Os resultados do estudo realizado através do conceito das RUs demonstrou que a inclusão do sinal locacional tem potencial e pode causar impactos nas tarifas de uso do sistema de distribuição.

No caso dos métodos tradicionais de tarifas de uso do sistema de distribuição pode-se apontar algumas deficiências, as quais servem de ponto de partida para o desenvolvimento de novas políticas tarifárias no sentido de incentivar a conexão de REDs em sistemas de distribuição. Tais deficiências são (Li & Lima, 2008):

- O nível de tensão é o único parâmetro na determinação das tarifas de distribuição, não considerando a estrutura do sistema, por exemplo: se é malhado ou radial, denso ou esparsa, entre outros;
- A interface entre as redes de distribuição e transmissão e entre os níveis de tensão da distribuição ocasionam grandes *gaps* tarifários;
- Geralmente, os métodos tradicionais de precificação não são capazes de identificar tanto os benefícios quanto os malefícios que surgem devido à conexão de novos agentes nos sistemas de distribuição.

Nesse contexto, o método ideal de tarifas de uso dos sistema de distribuição é aquela capaz de refletir os custos de instalação, operação e manutenção da rede, sendo estabelecida de forma individual ou a um conjunto de consumidores com padrões de consumo semelhantes. Outra característica de grande relevância consiste que a tarifa deve influenciar (induzir), através de sinais econômicos (de preços futuros) o tamanho e o local da conexão de agentes no sistema (Li & Lima, 2008).

Nesse sentido, o objetivo do presente trabalho é apresentar a aplicação de um método de formação de preços nodais em sistemas de distribuição para fornecer sinais econômicos locais aos agentes de distribuição de energia elétrica e aos usuários conectados na rede, tanto geradores como cargas. O método consiste na composição de duas abordagens que tratam da alocação de custos em sistemas de transporte de energia elétrica, o qual será apresentado no próximo capítulo.

Convém destacar que a precificação nodal em sistemas de distribuição não é uma prática muito comum. Alguns autores propõem a utilização de um despacho ótimo de potência para refletir os custos incorridos no curto prazo em sistemas de distribuição (Singh, Dev Choudhury & Goswami, 2008; Singh & Goswami, 2008; Sotkiewicz & Vignolo, 2006). Outros, utilizam métodos de alocação de custos por meio dos Custos Incrementais de Longo Prazo (Gu & Li, 2011; Li & Tolley, 2007; Li, 2010) juntamente com métodos baseados em custos médios (Mancera & Monroy, 2011; Zhong & Lo, 2008).

2.6 Conclusão

O presente capítulo apresentou uma visão geral das formas de alocar os custos do provimento do serviço de transmissão e a atual necessidade de novos métodos para os sistemas de distribuição. Para tanto, inicialmente realizou-se uma caracterização da energia elétrica como um produto. Logo após, foram apresentados os princípios econômicos e sociais para a formulação de métodos de construção de tarifas de energia elétrica. Em seguida, foi apresentada uma visão geral dos métodos encontrados na literatura a respeito da alocação de custos em sistemas de transmissão, os quais procuram atender os princípios socioeconômicos citados no tópico 2.3, sendo que o atendimento à todos eles ao mesmo tempo nem sempre é possível. Por fim, foram apresentadas as atuais necessidades de novos métodos para sinalização econômica em sistemas de distribuição de energia elétrica.

No capítulo seguinte será apresentada a descrição do método de preços nodais em sistemas de distribuição de energia elétrica utilizado no presente trabalho.

Capítulo 3

Modelo Matemático

3.1 Introdução

No processo de desenvolvimento de tarifas para os sistemas de distribuição busca-se elaborar um método de alocação de custos que seja eficiente do ponto de vista econômico e justo para todos os usuários do sistema. No curto prazo, o método deve permitir a operação do sistema ao menor custo possível, e no longo prazo garantir a recuperação dos investimentos.

Os métodos de alocação de custos através preços nodais é uma alternativa atrativa, pois a sinalização econômica fornecida pelos mesmos é capaz de incentivar agentes geradores de energia elétrica a se conectarem em pontos carregados do sistema ou próximos aos pontos de consumo, e aos agentes de consumo se conectarem em locais onde a rede esteja com maior ociosidade. Logo, o preço nodal é capaz de fornecer um sinal econômico para o uso eficiente da rede de modo a influenciar o comportamento dos agentes do sistema. Sendo assim, seu valor leva em conta o carregamento da rede e a localização de um determinado agente no sistema, seja ele um gerador ou uma carga.

No presente capítulo será descrito o método adotado para determinar os preços nodais em sistemas de distribuição composto por duas parcelas, a primeira relacionada à capacidade utilizada de um elemento da rede, e a segunda à capacidade ociosa da rede (não utilizada).

3.2 Descrição do método para obtenção dos Preços Nodais

Vários métodos para determinar os preços nodais foram estudados ao longo da pesquisa realizada, sendo aprofundada a análise dos métodos apresentados em Mancera & Monroy (2011) e Li & Tolley (2007). Esses métodos foram adotados no presente trabalho com o objetivo

de aprofundar a análise de várias situações não contempladas nos trabalhos citados e assim verificar a sua validade e aplicabilidade. O método consiste na determinação de duas parcelas que constituem os preços nodais:

Parcela I: atribuir um valor à capacidade utilizada de cada ativo da rede para refletir e encorajar o uso dos recursos disponíveis na mesma;

Parcela II: que busca valorar a capacidade não utilizada de um elemento da rede refletindo o impacto na antecipação ou adiamento dos investimentos futuros de novos recursos, em função da injeção de potência de um RED na rede.

É importante ressaltar que Mancera & Monroy (2011) propõem o método de preços nodais composto por duas parcelas (uso e não uso da capacidade de um elemento da rede), conforme descrito anteriormente. No presente trabalho foi utilizado o método proposto por Mancera & Monroy (2011) para o cálculo da *Parcela I*. No caso da *Parcela II*, foram estudados dois métodos diferentes, ambos baseados em Custos Incrementais de Longo Prazo. O primeiro foi apresentado por Mancera & Monroy (2011), a partir de agora denominado de CILP-I, e o segundo foi utilizado por Li & Tolley (2007), que será denominado de CILP-II. Na descrição do método a seguir será dada ênfase ao CILP-II, tomando o CILP-I como um método alternativo, os quais posteriormente serão aplicados nos casos de estudo.

A seguir será descrita a forma de cálculo das *Parcelas I e II* anteriormente mencionadas.

3.2.1 Encargo devido à capacidade utilizada de um elemento da rede

A *Parcela I* é calculada através do método de custos médios conhecido como MW-Milha e descrito no capítulo anterior. O mesmo é baseado no fluxo de potência, o qual indica a capacidade utilizada de cada elemento da rede. Assim, ela busca refletir os custos de operação, manutenção e investimento, considerando uma taxa de remuneração apropriada, de acordo com o grau de utilização de cada elemento do sistema. De maneira geral, a *Parcela I* é calculada através da razão entre o Custo Anual Equivalente (CAE) e o nível de carregamento dos elementos da rede.

O CAE representa o custo anualizado de investimento, de operação e de manutenção de cada ativo da rede, e o fluxo de potência determina a capacidade utilizada de cada elemento da rede. Em um sistema de distribuição operando de forma radial, de maneira aproximada, pode-se dizer que a capacidade utilizada de um elemento é igual ao somatório de todas as cargas conectadas nos nós à jusante desse elemento.

A seguir será descrita cada etapa do processo de determinação da *Parcela I* correspondente a cada circuito.

Custos associados a cada ativo da rede

Em primeiro lugar devem ser identificados os custos do capital investido no ativo em questão, do serviço de operação e de manutenção de cada ativo da rede, os quais representam a maior parcela dos custos relacionados ao provimento do serviço de distribuição de energia elétrica.

O Custo Total CT_j de cada ativo da rede (circuito ou transformador) inclui os custos implícitos, que levam em conta a depreciação dos ativos físicos, os encargos financeiros e o retorno permitido sobre o capital investido, bem como os custos explícitos como sendo o custo do capital relacionado com o investimento realizado na construção da rede de distribuição, os custos com operação e manutenção relacionados aos serviços de supervisão e engenharia, despacho de carga, perdas elétricas nas linhas, gastos com a manutenção dos equipamentos das subestações e linhas de distribuição.

Vale mencionar que no Brasil para o cálculo do CT_j dos ativos utiliza-se como base o Valor Novo de Reposição (VNR), o qual consiste no valor do investimento para a construção de um ativo, como se fosse hoje a sua implantação, considerando as características técnicas e correspondentes quantitativos estabelecidos em projetos de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica. Como no presente trabalho será utilizada a rede teste IEEE 13 nós, não serão considerados os custos totais reais de cada ativo da rede, e sim serão considerados valores hipotéticos para as análises da sinalização locacional do método a ser empregado nessa rede.

Anualização do custo total de cada ativo

A tarifa de uso do sistema de distribuição é baseada em pagamentos regulares, com preços preestabelecidos, para a utilização do sistema, de tal forma que os custos associados a cada ativo da rede de distribuição sejam recuperados durante a sua vida útil. Assim, é necessário que o custo total seja expresso em termos de pagamentos anuais, os quais serão determinados pela anualização do custo total de cada ativo, conforme mostra a Equação 3.1, da qual resulta o Custo Anual Equivalente do ativo j .

$$CAE_j = \frac{(1+d)^m \cdot d}{(1+d)^m - 1} \times CT_j \quad (3.1)$$

O termo que multiplica o Custo Total é o Fator de Anualização, que leva em conta o tempo de vida útil m do ativo e a taxa de remuneração d considerada adequada para investimentos em sistemas de distribuição.

Cálculo da capacidade utilizada de cada ativo da rede

Para o cálculo da capacidade utilizada de um elemento, considere um sistema de distribuição radial simples contendo uma subestação e um alimentador com n_i nós, conforme representado na Figura 3.1.

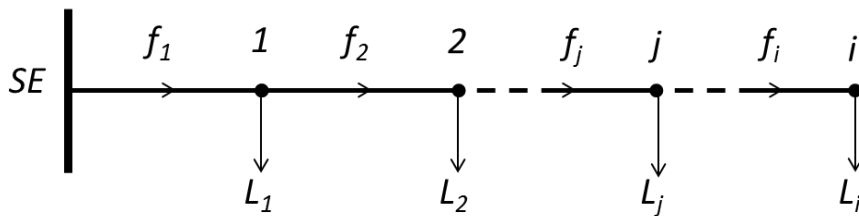


Figura 3.1: Ilustração para o cálculo da capacidade utilizada de um circuito

Considerando que existem somente cargas conectadas no sistema e desconsiderando as perdas elétricas e o fluxo de reativos, a capacidade utilizada de um elemento da rede é igual ao somatório de todas as cargas, considerando a carga de pico, conectadas nos nós à jusante desse elemento. Assim como expressa a Equação 3.2.

$$f_j = \left| \sum_{k=j}^i L_k \right| \quad (3.2)$$

Caso haja geradores conectados provocando um fluxo contrário ao convencional em um sistema de distribuição, ou seja, em direção à subestação, é assumido o valor absoluto do fluxo pelo circuito como a capacidade utilizada, por isso o módulo na Equação 3.2.

Cálculo do encargo

A Equação 3.3 apresenta a expressão para o cálculo da parcela referente ao uso do ativo j , dada pela razão entre o Custo Anual Equivalente e a capacidade utilizada de cada elemento da rede. Considerando que f_i permaneça constante ao longo de toda a vida útil do ativo, a *Parcela I* sinaliza o grau de utilização de cada circuito da rede e incentiva seu uso, uma vez que

o custo do investimento a ser recuperado é fixo, quanto maior o uso, menor será o encargo pago pelo usuário.

$$U_j = \frac{CAE_j}{f_j} = \frac{(1+d)^m \cdot d}{(1+d)^m - 1} \times CT_j \quad (3.3)$$

Ressalta-se aqui que tanto os geradores quanto as cargas conectados em determinado nó j pagam o mesmo encargo referente ao uso do sistema.

3.2.2 Encargo devido à capacidade não utilizada de um elemento da rede

As empresas de distribuição de energia elétrica apresentam uma capacidade máxima de transporte que não pode ser expandida no curto prazo para atender um acréscimo na demanda existente (Delgado, 2011). Como consequência, os investimentos na expansão do sistema são realizados após um processo de planejamento de longo prazo, não ocorrendo de forma contínua e sim em degraus devido à economia de escala que caracteriza esses investimentos. A Figura 3.2 mostra os acréscimos de capacidade de um sistema de distribuição ao longo do tempo, onde o eixo das abscissas representa o tempo em anos e o eixo das ordenadas a capacidade total instalada em MW de uma empresa genérica.

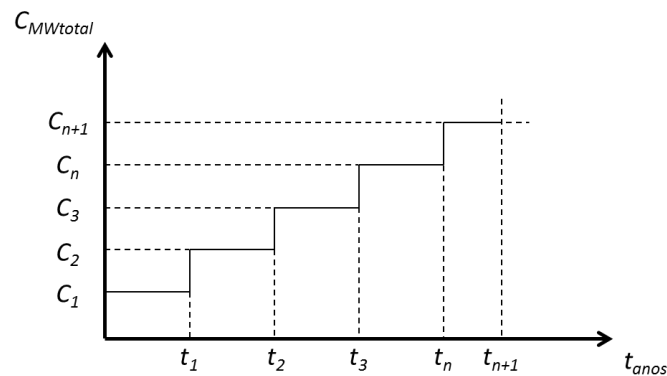


Figura 3.2: Investimentos em capacidade de um sistema de distribuição

O ideal seria se a empresa fosse capaz de expandir seu sistema conforme o crescimento da carga, ou seja, que a capacidade do sistema fosse exatamente igual à capacidade demandada, conforme visto na teoria desenvolvida por Boiteux (1960), mas como isso não é possível, existe uma folga no sistema, representada pela capacidade que não é utilizada (Silva, 2001).

Com base nessa parcela não utilizada, Li & Tolley (2007) apresentam um método para definir o encargo do uso do sistema via Custo Incremental de Longo Prazo (CILP-II), para

sinalizar a antecipação ou adiamento do investimento no reforço ou expansão da rede, em função do incremento ou decréscimo do carregamento dos elementos do sistema. A partir dessa proposta é possível estimar quanto tempo um determinado circuito levará para atingir sua capacidade máxima, considerando uma taxa de crescimento da carga, em função da injeção incremental de potência no sistema.

Dessa forma, é possível identificar no sistema os elementos que estão no limite de carregamento e sinalizar a necessidade da conexão de novos geradores ou cargas para o melhor aproveitamento da rede existente. A conexão de geradores alivia o sistema e posterga investimentos em capacidade de transporte da rede. Já com a conexão de cargas ocorre o contrário. Assim, quanto maior a capacidade não utilizada dos elementos da rede, menor o encargo para o usuário conectado em um determinado nó. Nesse sentido, a *Parcela II* sinaliza o custo ou benefício associado à antecipação ou adiamento do investimento.

A seguir será descrita cada etapa do processo de determinação da *Parcela II* correspondente a cada circuito da rede.

Tempo para alcançar a capacidade máxima do ativo

Para melhor ilustrar o desenvolvimento do método, considere um sistema simples de distribuição composto por dois nós, como apresentado na Figura 3.3. O nó 1 representa o ponto de suprimento ou subestação do sistema e no nó 2 estão conectados uma carga L e um GD. As perdas e fluxo de reativos são desprezados.

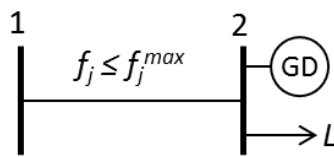


Figura 3.3: Sistema simples de distribuição de dois nós

Para o cálculo do CILP-II, inicialmente, é necessário estimar o tempo n_j , em anos, para que um elemento da rede esteja operando na sua capacidade máxima de transporte de potência, por meio da Equação 3.4.

$$f_j^{max} = f_j(1 + r)^{n_j} \quad (3.4)$$

Onde, f_j é a capacidade utilizada do elemento j encontrada na Equação 3.2, f_j^{max} é a capacidade máxima do elemento ou circuito j e r a taxa de crescimento da demanda do sistema. Isolando n_j , obtém-se a Equação 3.5.

$$n_j = \frac{\log(f_j^{max}) - \log(f_j)}{\log(1 + r)} \quad (3.5)$$

Assume-se que o reforço ocorrerá somente quando a capacidade do circuito em questão estiver totalmente utilizada. Logo, o investimento ocorrerá em n_j anos, quando carregamento atingir f_j^{max} . Então, realiza-se um investimento que duplica a capacidade do ativo j .

Valor Presente do investimento

O investimento futuro necessário para a duplicação do ativo deve ser descontado ao seu valor presente, sinalizando quão longe no futuro o investimento será realizado. Dada uma taxa de remuneração para o capital investido d , o Valor Presente (VP) do investimento que ocorreria em n_j anos, para reforçar o circuito j , pode ser obtido por meio da Equação 3.6.

$$VP_j = \frac{CT_j}{(1 + d)^{n_j}} \quad (3.6)$$

Impacto no Valor Presente devido ao incremento de carga ou geração

Suponha que no nó 2 do circuito j da Figura 3.3 ocorra um incremento Δf_{jk} na injeção de potência, proveniente da carga ($k=L$) ou do gerador ($k=G$) nele conectado, provocando um aumento ou uma diminuição do fluxo no circuito, como mostra a Figura 3.4.

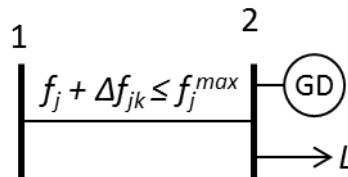


Figura 3.4: Incremento Δf do fluxo no circuito j

No caso de um incremento de carga, o sinal de Δf_{jL} dependerá do sentido real do fluxo de potência no elemento j . Se o fluxo flui do nó 1 para o nó 2, como num sistema de distribuição radial convencional, o sinal será positivo, uma vez que um aumento na carga causa o aumento do fluxo no circuito. Por outro lado, se o sentido do fluxo for do nó 2 para o nó 1, Δf_{jL} será negativo, nesse caso um aumento na carga causa a diminuição do fluxo de potência no circuito.

Logo, é possível estimar um novo horizonte n_{jL} por meio da Equação 3.7, na qual o fluxo de potência pelo circuito analisado sofreu uma variação Δf_{jL} .

$$n_{jL} = \frac{\log(f_j^{max}) - \log(f_j + \Delta f_{jL})}{\log(1 + r)} \quad (3.7)$$

Já no caso de um incremento de geração Δf_{jG} , seu sinal será negativo se o sentido do fluxo de potência for do nó 1 para o nó 2, pois o incremento de geração diminui o fluxo no circuito aliviando o sistema. Por outro lado, se o sentido de f_j for do nó 2 para o nó 1, Δf_{jG} será positivo, nesse caso, o incremento de geração causa um aumento do fluxo no circuito carregando-o ainda mais. Logo, é possível estimar um novo horizonte n_{jG} por meio da Equação 3.8, na qual o fluxo de potência pelo circuito analisado sofreu uma variação Δf_{jG} .

$$n_{jG} = \frac{\log(f_j^{max}) - \log(f_j + \Delta f_{jG})}{\log(1 + r)} \quad (3.8)$$

É possível notar que quanto maior o horizonte de tempo n_{jk} , menor o carregamento do circuito j , e vice-versa.

A partir de n_{jL} e n_{jG} pode-se calcular o novo valor presente do investimento futuro, discriminado pela injeção adicional de potência de uma carga ou de um gerador, respectivamente, por meio das Equações 3.9 e 3.10.

$$VP_{jL} = \frac{CT_j}{(1 + d)^{n_{jL}}} \quad (3.9)$$

$$VP_{jG} = \frac{CT_j}{(1 + d)^{n_{jG}}} \quad (3.10)$$

Varição do Valor Presente

Com os valores presentes calculados, obtém-se a variação do valor presente em função do incremento ou decremento do fluxo no circuito j diferenciado para cargas e geradores, respectivamente, através das Equações 3.11 e 3.12.

$$\Delta VP_{jL} = VP_{jL} - VP_j \quad (3.11)$$

$$\Delta VP_{jG} = VP_{jG} - VP_j \quad (3.12)$$

O valor obtido na Equação 3.11 representa o custo associado à antecipação do investimento decorrente do incremento da demanda no circuito j , e o valor obtido na Equação 3.12 representa o custo associado ao adiamento do investimento decorrente do incremento de geração no circuito j . A Figura 3.5 mostra como o incremento de carga ou de geração no sistema afeta os valores presentes obtidos anteriormente. Considerando que o fluxo flui do nó 1 para o nó 2, é possível notar que um incremento de carga ocupa uma capacidade incremental a mais do circuito, o que, por sua vez, diminui o horizonte de tempo n_j para n_{jL} e, portanto, $\Delta VP_{jL} > 0$. Por outro lado, um incremento de geração alivia o sistema, o que, por sua vez, causa um aumento no horizonte de tempo n_j para n_{jG} e, portanto, $\Delta VP_{jG} < 0$.

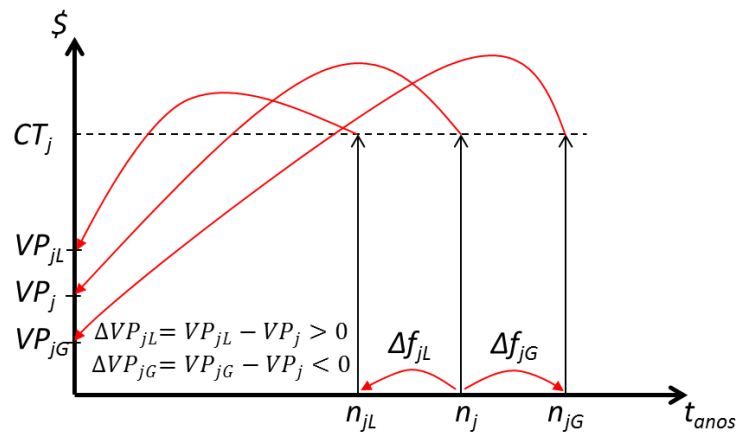


Figura 3.5: Efeito no Valor Presente do investimento devido ao incremento de carga ou geração no sistema.

Custo Incremental de Longo Prazo

Nos sistemas de distribuição, novos investimentos normalmente são realizados ao final da vida útil de cada ativo, por isso a necessidade de calcular o VP. No entanto, como apresentado anteriormente, é necessário que esses valores sejam anualizados considerando a vida útil do ativo. Assim, a *Parcela II* anualizada para cargas e geradores, respectivamente, são calculadas através das Equações 3.13 e 3.14

$$CILP_{jL} = \frac{\Delta VP_{jL}}{\Delta f_{jL}} \times \frac{(1+d)^m \cdot d}{(1+d)^m - 1} \quad (3.13)$$

$$CILP_{jG} = \frac{\Delta VP_{jG}}{\Delta f_{jG}} \times \frac{(1+d)^m \cdot d}{(1+d)^m - 1} \quad (3.14)$$

Note que $CILP_{jk}$ é dado pelo produto entre o fator de anualização e a razão entre a variação do valor presente e o respectivo incremento de carga ou geração no elemento j .

3.2.3 Cálculo dos Preços Nodais

Tendo as duas parcelas calculadas, o encargo total para o ativo j é dado pela soma do encargo da capacidade utilizada U_j e não utilizada $CILP_j$.

Em um sistema de distribuição radial, conforme mostra a Figura 3.1, cada agente utiliza um conjunto de elementos a montante do seu ponto de conexão em direção ao ponto de suprimento da rede. Logo, o preço nodal para um agente conectado no nó i é dado pelo somatório dos encargos da parcela da capacidade utilizada e da capacidade não utilizada do conjunto de elementos z_i a montante do seu ponto de conexão, conforme a Equação 3.15.

$$PN_{ik} = Parcela I + Parcela II = \sum_{j=1}^z U_j + \sum_{j=1}^z CILP_{jk} \quad (3.15)$$

Onde k , já definido anteriormente, determina os Preços Nodais para cargas ($k=L$) ou geradores ($k=G$).

Quanto maior o número de elementos utilizados por um usuário do sistema de distribuição, maior sua distância elétrica em relação ao ponto de suprimento (subestação) e maior será o encargo no nó em questão. Refletindo assim, a característica locacional do método.

3.2.4 Método alternativo para o cálculo da Parcela II

A Equação 3.16 mostra como é calculado o CILP-I devido ao incremento de carga ou geração no circuito j . Nesse método, assume-se que o investimento irá ocorrer quando o circuito estiver totalmente carregado, e não ao final de sua vida útil como considerado no CILP-II.

$$CILP_{Ijk} = \frac{CT_j}{\Delta f_{jk}} \times \left(\frac{(1+d)^{n_{jk}} \cdot d}{(1+d)^{n_{jk}} - 1} - \frac{(1+d)^{n_j} \cdot d}{(1+d)^{n_j} - 1} \right) \quad (3.16)$$

A parcela entre parêntesis da Equação 3.16 representa a variação do fator de anualização devido ao incremento/decremento do fluxo no circuito j . Na Figura 3.3, considerando que o fluxo flui do nó 1 para o nó 2, a diferença entre os dois termos entre parêntesis será positiva para $k=L$ em função do incremento do fluxo no circuito j (horizonte de tempo $n_j > n_{jL}$); e

negativa para $k=G$ em função do decremento do fluxo no circuito j (horizonte de tempo $n_j < n_{jG}$).

3.3 Conclusão

Neste capítulo foi apresentado o modelo matemático que será utilizado nos estudos de caso do presente trabalho. O Preço Nodal é composto por duas parcelas: a primeira relacionada à capacidade utilizada de cada ativo da rede para refletir e encorajar o uso dos recursos disponíveis na rede, e a segunda relacionada à capacidade não utilizada de um elemento da rede, baseada no método de Custos Incrementais de Longo Prazo, para refletir o impacto na antecipação ou adiamento dos investimentos futuros de novos recursos em função da injeção incremental de potência na rede por parte de uma carga ou um gerador. O modelo fornece incentivo ao agente que alivia o carregamento do sistema e um desincentivo ao que impõe um custo adicional ao sistema.

Como visto na Figura 2.4, as curvas de custos totais de curto e longo prazo mostram que existe um Custo Total a ser recuperado, referente ao investimento realizado no sistema e associado ao atendimento da demanda q_0 (de ponta) para qual o sistema foi projetado. Do ponto de vista da eficiência econômica as *Parcelas I e II* buscam sinalizar o uso adequado da rede existente permitindo a recuperação do Custo Total. Nas análises de Boiteux (1960) é assumido que q_0 é constante e invariante no curto prazo, porém ao se considerar que a demanda é crescente no longo prazo, o custo marginal de curto prazo se tornará maior que o custo marginal de longo prazo, sinalizando assim que é mais econômico expandir o sistema do que atender a demanda atual com os recursos da rede existente, conforme mostra a Figura 2.3.

Logo, ao aplicar o método de precificação nodal proposto em um sistema de distribuição espera-se que o mesmo influencie diretamente no comportamento dos agentes quanto ao uso da rede existente através do sinal locacional, além de sinalizar a necessidade de uma eventual expansão do sistema.

Capítulo 4

Testes e Resultados

4.1 Introdução

Os modelos matemáticos apresentados no capítulo anterior foram implementados computacionalmente utilizando o Matlab e os resultados foram classificados utilizando o Excel.

Neste capítulo são apresentados os principais resultados obtidos e a análise dos mesmos. Dentre as variadas situações simuladas e estudadas sete serão discutidas no presente trabalho. Assim, o capítulo foi estruturado de forma tal a apresentar esses casos. O primeiro caso se refere a uma comparação entre o método para obtenção do CILP utilizado por Li & Tolley (2007) e Mancera & Monroy (2011). O segundo caso apresenta uma análise do comportamento dos horizontes de tempo n_j e n_{jk} em função da variação da taxa de crescimento da demanda e do nível de carregamento da rede. No terceiro caso aplica-se o método de preços nodais estudado no sistema teste IEEE 13 nós, sendo este a base de comparação para o restante dos casos. No quarto caso o método é aplicado considerando vários cenários de carregamento, sem GD conectado no sistema. Já no quinto caso, realiza-se uma análise do comportamento dos preços nodais em função do aumento de carga no nó 12 e o impacto nos preços dos nós à montante do mesmo. No sexto caso é considerada a conexão de GD em vários pontos (nós) do sistema com o objetivo de suprir 50% da carga conectada no nó em questão. Por fim, no sétimo caso é feita uma análise da inserção de geração no nó 5 do sistema teste.

4.2 Comparativo entre métodos para obtenção do CILP

Este caso busca mostrar um comparativo realizado entre os métodos CILP-I e CILP-II para o cálculo da *Parcela II*. Como já mencionado, o primeiro foi apresentado por Mancera & Monroy (2011) e o segundo método foi utilizado por Li & Tolley (2007).

Para realizar a comparação, foi considerado um sistema hipotético composto por dois nós, o nó 1 representa uma subestação e o nó 2 uma carga sendo alimentada através do único circuito do sistema, como mostra a Figura 4.1.

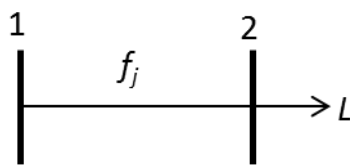


Figura 4.1: Sistema hipotético para comparação dos métodos CILP-I e II

Para o cálculo dos encargos do sistema apresentado na Figura 4.1 foram utilizados os dados da Tabela 4.1. Tanto a taxa de desconto d como a taxa de crescimento da demanda r foram baseadas nos dados do trabalho de Li & Tolley (2007). Os outros dados são hipotéticos para se comparar os métodos em questão.

Tabela 4.1: Dados para o cálculo do CILP I e II

Taxa de desconto	6,9 %
Capacidade máxima	20 MW
Taxa de crescimento da carga	1,6 %
Incremento de demanda	1 MW
Incremento de geração	1 MW
Custo Total do circuito j	\$100.000,00
Tempo de vida do ativo	40 anos

A Figura 4.2 apresenta os resultados dos encargos calculados em função do carregamento do circuito j para $k=L$. O eixo das ordenadas representa o CILP e o eixo das abscissas representa o carregamento do circuito, com os respectivos valores dos CILP-I e II.

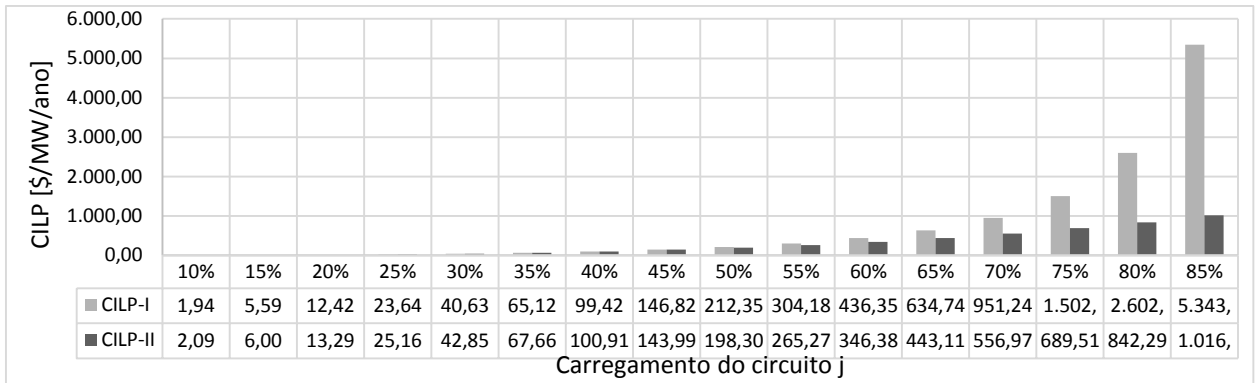


Figura 4.2: Comparação entre os encargos CILP I e II resultantes para cargas

Para um carregamento de 10% observa-se que o CILP-I é ligeiramente menor do que o CILP-II. Entre 40% e 45% tal situação se inverte. A medida que o carregamento aumenta, é possível notar uma diferença significativa entre os valores obtidos nos dois métodos, principalmente a partir dos 70%. Em 85% do carregamento o $CILP-I=5,26CILP-II$.

Deve ser destacado que os métodos se assemelham quanto à sinalização econômica. Isto é, quanto maior o carregamento do circuito, menor o horizonte de tempo n_j para realizar os investimentos e maior será o encargo para a carga no nó 2, logo o método sinaliza a necessidade de expansão do circuito e um desincentivo para conexão de cargas no nó 2 a medida que o carregamento se aproxima da capacidade máxima do ativo. Já para os geradores ocorre o contrário, como mostra a Figura 4.3.

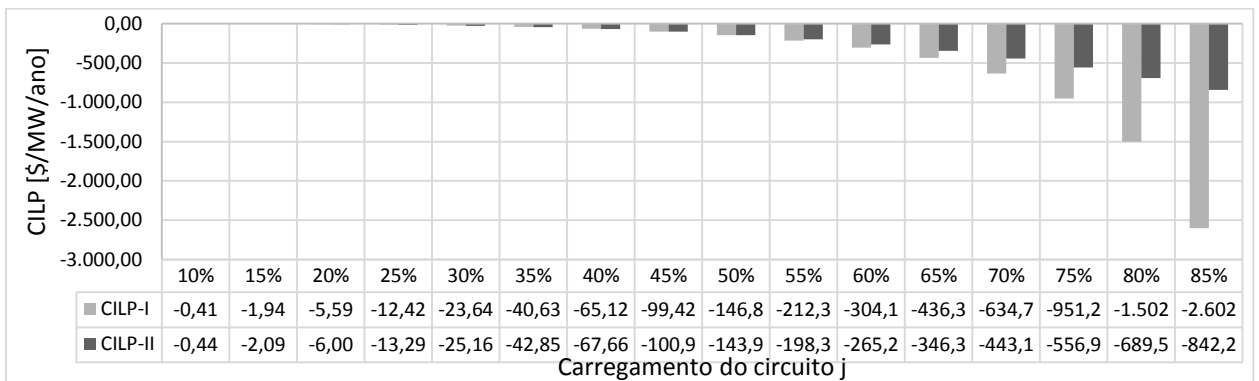


Figura 4.3: Comparação entre os encargos CILP I e II resultantes para geradores

Reescrevendo as Equações 3.13 e 3.16, obtém-se as Equações 4.1 e 4.2, respectivamente, para o CILP-I e CILP-II. Apesar da semelhança da sinalização fornecida pelos resultados dos dois métodos, faz-se necessário analisar cada equação. No caso do método CILP-I os horizontes de tempo obtidos nas Equações 3.5, 3.7 e 3.8 são utilizados para obter a diferença entre os fatores de anualização de antes e depois do incremento/decremento de fluxo no circuito j . Essa

diferença, multiplicada pelo Custo Total resulta na variação do Custo Anual Equivalente associado ao incremento/decremento do fluxo no circuito. Além disso, da forma que está sendo calculado, o método CILP-I, assume que o investimento para a duplicação da capacidade do circuito somente será realizado quando $f_j = f_j^{max}$, considerando a taxa de crescimento da demanda r . No entanto, em um sistema real o ideal é que o reforço ou expansão do mesmo ocorra antes do término da vida útil do ativo, pois a medida que a demanda de ponta cresce ao longo do tempo o custo marginal de operação supera o custo marginal de expansão do sistema, ou seja, é mais barato atender a demanda do sistema através da sua expansão ao invés de operá-lo com os recursos existentes, assim como mostrado na Figura 2.3

$$CILP_{Ijk} = \frac{\Delta CAE_{jk}}{\Delta f_{jk}} \quad (4.1)$$

$$CILP_{IIjk} = \frac{\Delta VP_{jk}}{\Delta f_{jk}} \times FA \quad (4.2)$$

Já no método CILP-II, os horizontes de tempo obtidos nas Equações 3.5, 3.7 e 3.8 são utilizados para obter a variação do Valor Presente do investimento associado ao incremento/decremento do fluxo no circuito. Nesse caso, como mostra a Equação 4.2, o investimento a ser realizado irá ocorrer ao final da vida útil do circuito. Mostrando-se assim, mais coerente em relação ao método CILP-II. Por esse motivo, escolheu-se o método CILP-II para compor a *Parcela II* do método utilizado nesse trabalho.

4.3 Análise do horizonte de tempo para o reforço do sistema

Considerando o sistema simples mostrado na Figura 4.1, é analisado o comportamento do horizonte de tempo n_j , n_{jL} e n_{jG} em função da variação da taxa de crescimento da demanda r e do carregamento do circuito j . Os dados utilizados para o cálculo de n_j , n_{jL} e n_{jG} são apresentados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2: Dados para o cálculo do CILP. Fonte: Li & Tolley (2007)

Taxa de desconto	6,9%
Capacidade máxima	45 MW
Incremento de demanda	1 MW
Incremento de geração	1 MW
Custo Total do circuito j	£3.193.400,00
Tempo de vida do ativo	40 anos

A Figura 4.4 apresenta os horizontes n_j , n_{jL} e n_{jG} em função do aumento da taxa de crescimento da demanda r , considerando que 67% da capacidade do circuito está sendo utilizada. O eixo das ordenadas representa o horizonte de tempo em anos, e o eixo das abcissas representa os valores da taxa de crescimento da demanda r com seus respectivos valores de n_{jk} e n_j . Na Equação 4.2, quanto maior a taxa d , menor é a diferença entre n_{jk} e n_j , maior será $|\Delta VP_{jk}|$ e maior será o $/CILP-II/$, assim como foi visto no caso de estudo anterior. Nesse sentido, quanto maior a taxa r , maior é o valor de $/CILP-II/$, sinalizando que a capacidade de transporte de energia elétrica do circuito está próxima do seu limite máximo.

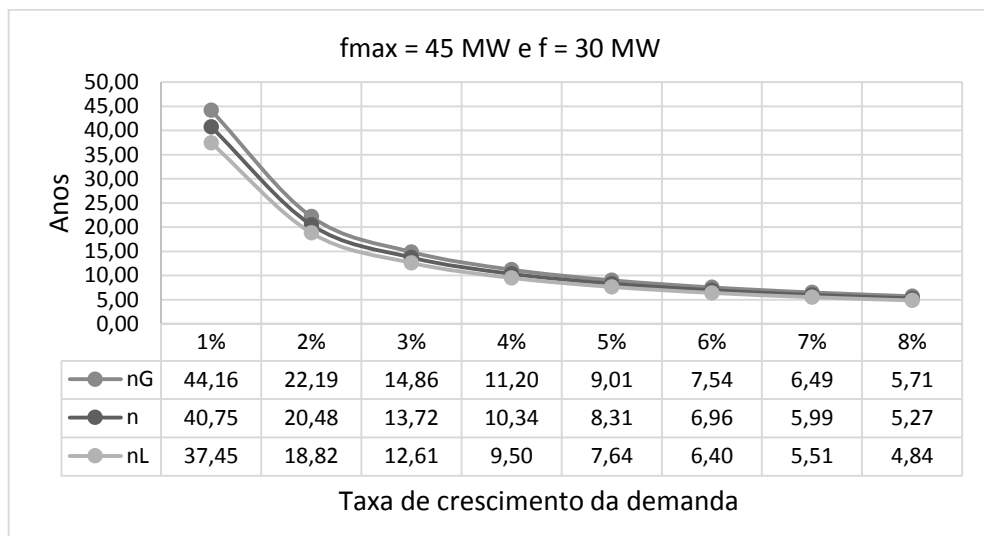


Figura 4.4: Horizonte de tempo em função do aumento da taxa r

A Figura 4.5 mostra os horizontes n_j , n_{jL} e n_{jG} em função do aumento do carregamento do sistema, considerando uma taxa de crescimento da demanda de 4%. O impacto nos horizontes n_j , e n_{jk} é semelhante ao que ocorre na situação anterior, ou seja, quanto mais próximo do carregamento máximo do circuito j , maior é a necessidade de se investir na capacidade do sistema, e menor a diferença entre os horizontes de tempo sem e com incremento de carga/geração no circuito j . Pode-se então dizer que o método sinaliza de forma adequada, já que valor do encargo aumenta a medida que a capacidade disponível do circuito diminui com o aumento do carregamento do circuito.

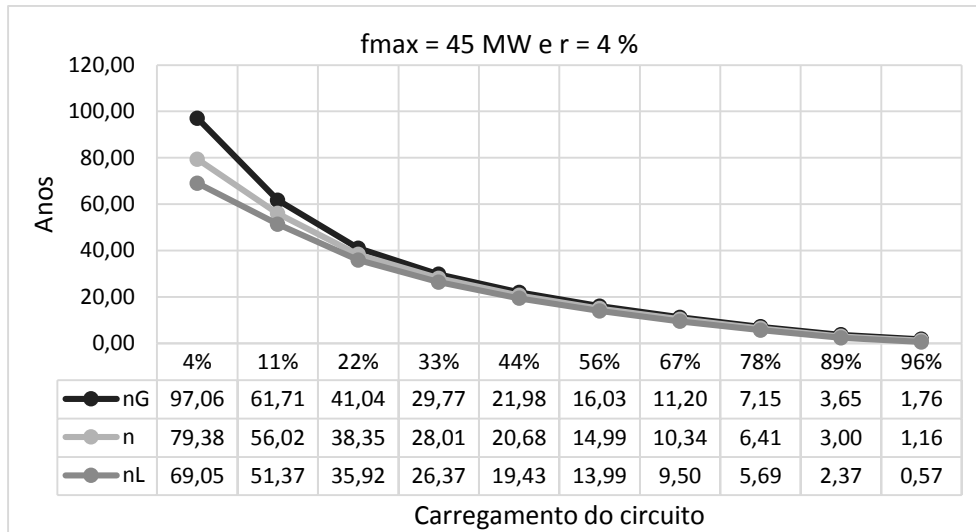


Figura 4.5: Horizonte de tempo em função do aumento do carregamento

Uma análise adicional pode ser feita através da Figura 3.5, a qual mostra o impacto no Valor Presente do investimento devido ao incremento de carga ou geração no sistema. É possível notar, observando também as Figura 4.4 e Figura 4.5, que quanto maior o carregamento, menor a diferença entre n_j e n_{jk} , e conseqüentemente, menor a diferença entre VP_j e VP_{jk} , sinalizando assim, que o investimento em capacidade do adicional do sistema deverá ocorrer em pouco tempo.

4.4 Preços Nodais aplicado ao sistema teste IEEE 13 nós

Com o objetivo de avaliar o modelo descrito no capítulo anterior, o mesmo foi aplicado ao sistema de distribuição radial hipotético IEEE 13 nós (Kersting, 1991, 2001). O carregamento do sistema e sua topologia é apresentado na Figura 4.6. É um sistema de pequeno porte e apresenta circuitos com elevado carregamento, como o circuito 0-1 e o transformador 4-5, e circuitos com baixo carregamento (circuitos 10-11 e 10-12, por exemplo). Esse sistema também apresenta cargas distribuídas entre os nós 1 e 7, para tanto, criou-se um nó fictício no meio desse ramo representando a carga total do circuito dado pelo nó 6. O ponto de suprimento do sistema é representado por uma subestação no nó 0, o qual alimenta a demanda total de 3.466 kW.

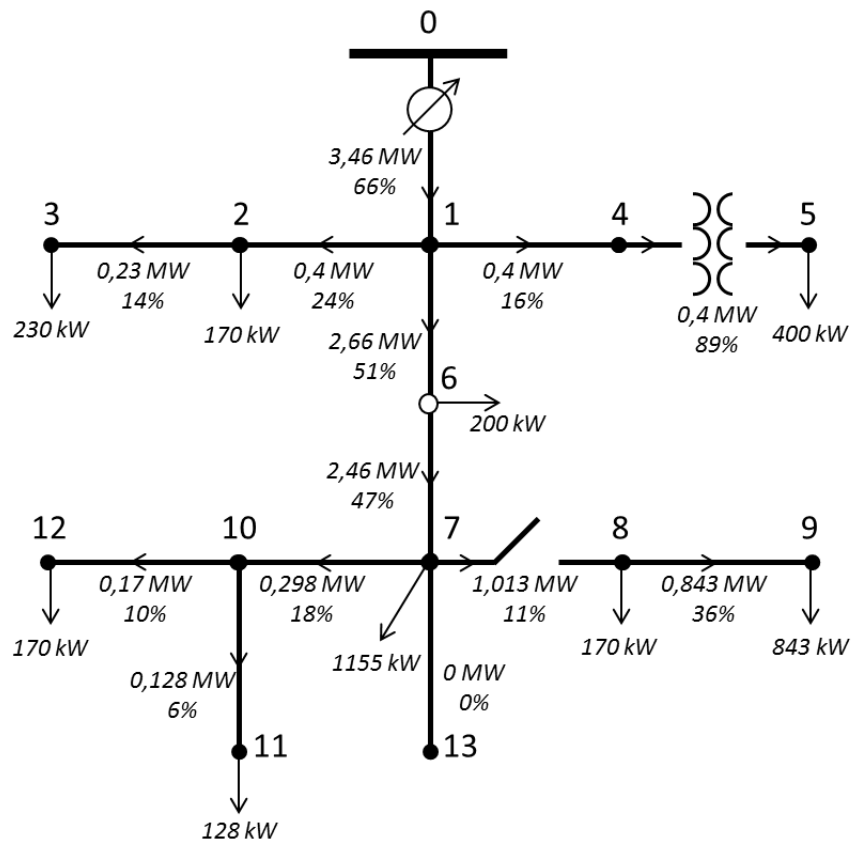


Figura 4.6: Sistema IEEE 13 nós

Para o cálculo dos preços nodais foram feitas as seguintes considerações:

- Não foi utilizado um método para o cálculo do fluxo de potência na rede de distribuição, logo, as perdas e fluxo de potência reativa foram desprezadas (considerações feitas no tópico 3.2.1);
- Para o cálculo da capacidade máxima de cada circuito foi adotado o limite térmico dos circuitos de acordo com os dados da Tabela 4.3, onde a última coluna representa $f_j^{máx}$ de cada circuito;
- A rede é trifásica e está operando de forma balanceada;
- O Custo Total associado a cada elemento da rede é de \$100.000,00;
- Foi adotado um tempo de vida útil de 40 anos, uma taxa de crescimento da demanda de 1% e uma taxa de retorno do capital investido de 6,9% para todos os elementos da rede;
- O nó 13 foi desconsiderado, pois o mesmo não apresenta carga conectada.

Tabela 4.3: Dados do sistema teste IEEE 13 nós. Fonte: (Kersting, 1991, 2001)

Nó i	Nó j	Comp. [ft]	R [Ω /milha]	R [Ω]	In [A]	P1f [kVA]	P3f [kVA]
1	2	500	1,12	0,1061	230	552,41	1657,23
1	4	500	0,592	0,0561	340	816,60	2449,81
4	5	trafo	trafo	trafo	trafo	150,00	450,00
2	3	300	1,12	0,0636	230	552,41	1657,23
0	1	2000	0,1859	0,0704	730	1753,30	5259,89
10	11	800	0,97	0,1470	310	744,55	2233,65
1	7	2000	0,1859	0,0704	730	1753,30	5259,89
7	10	300	1,12	0,0636	230	552,41	1657,23
7	13	1000	0,1859	0,0352	730	1753,30	5259,89
7	8	switch	switch	switch	switch	3070,00	9210,00
10	12	300	1,12	0,0636	230	552,41	1657,23
8	9	500	0,41	0,0388	329	790,18	2370,55

As Figura 4.7 e Figura 4.8 mostram, respectivamente, os preços nodais para cargas e para geradores.

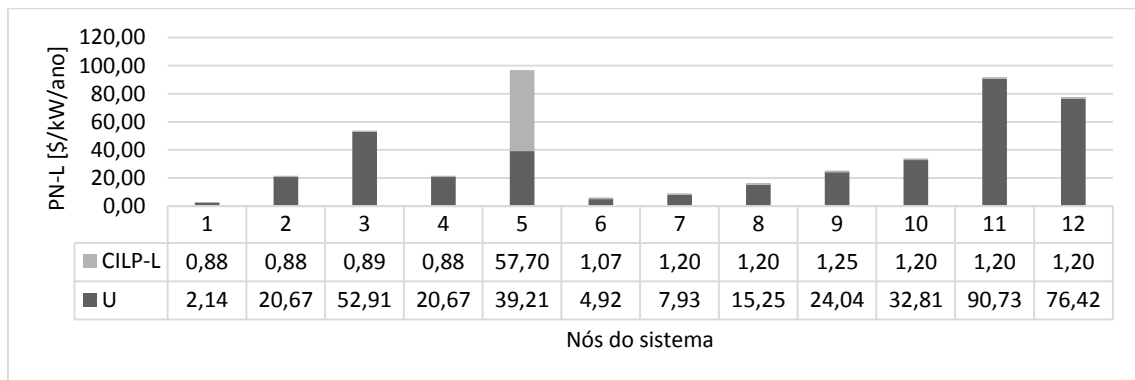


Figura 4.7: Preços Nodais para cargas

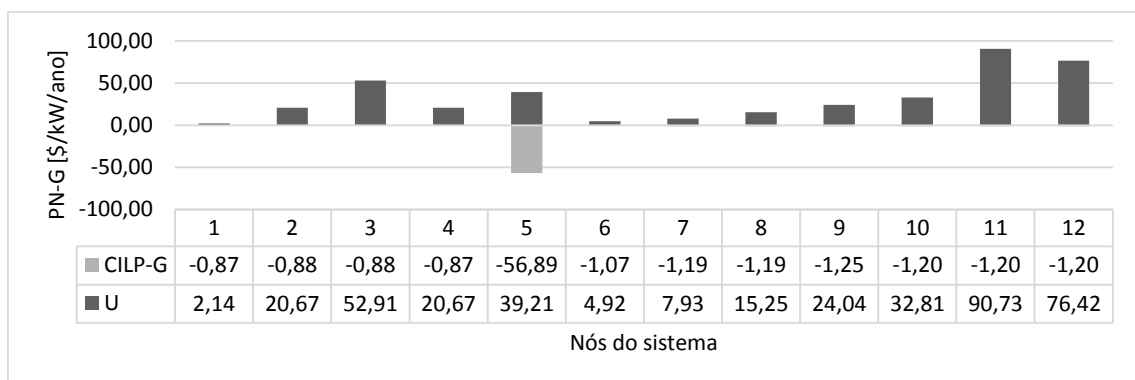


Figura 4.8: Preços Nodais para geradores

Através dos preços nodais apresentados nas Figura 4.7 e Figura 4.8, pode-se observar a sinalização locacional do método, ou seja, quanto maior a distância de um agente em relação

ao ponto de suprimento (nó 0), maior será o encargo cobrado desse agente. Por exemplo, os agentes conectados no nós 11 e 12 pagam encargos elevados relacionados à capacidade utilizada do sistema (U_i), em primeiro lugar pelo baixo carregamento (uso) do circuito imediatamente a montante dos nós em questão, e em segundo por estarem mais distantes do ponto de suprimento da rede.

Já no caso do nó 5, as cargas devem pagar um encargo elevado, principalmente, devido ao elevado carregamento do transformador 4-5, sinalizando assim que a instalação de uma unidade adicional de potência nesse ponto aumenta a necessidade de investimento em reforço do sistema. Em outras palavras, diminui o horizonte de tempo existente para realização do investimento. E, por outro lado, nesse mesmo nó, um elevado valor (negativo) da capacidade não utilizada para geradores, sinalizando que a instalação de uma unidade adicional de geração alivia o sistema, adiando assim, a necessidade de investimento em reforço da rede.

4.5 Preços nodais para diferentes cenários de carregamento do sistema IEEE 13 nós

Aplicou-se o método de Preços Nodais no sistema IEEE 13 nós com o objetivo de analisar o comportamento das *Parcelas I e II*, e conseqüentemente, dos Preços Nodais, em vários cenários de carregamento do sistema. Os resultados do estudo anterior foram considerados como sendo o Caso Base para fins de comparação com outros casos. No presente estudo de caso analisa-se quatro cenários de carregamento. Para tanto, as cargas instaladas em todos os nós do sistema foram alteradas em 20%, 30%, 40% e 50% em relação ao Caso Base.

4.5.1 Parcela I

A Figura 4.9 mostra o comportamento da *Parcela I* do método de Preços Nodais para cenários de carregamento de 20%, 30%, 40% e 50% em relação ao Caso Base.

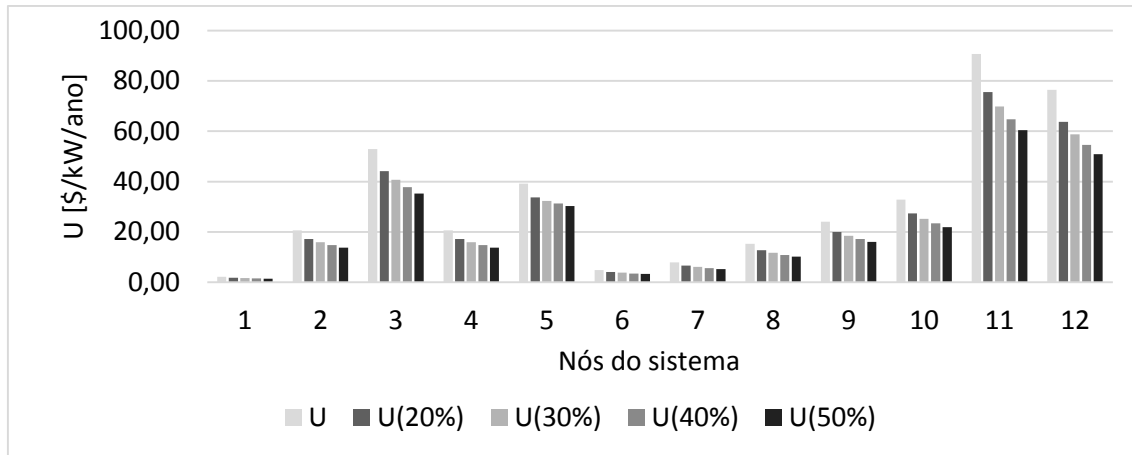


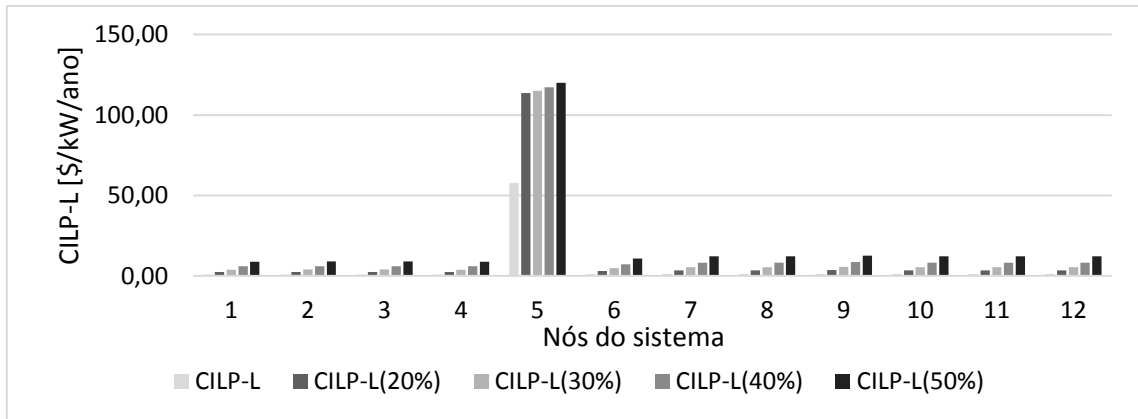
Figura 4.9: *Parcela I* em função do aumento do carregamento

Observa-se, de forma geral, que quanto maior a utilização dos circuitos menor será o encargo relacionado ao uso do sistema. Com o aumento do carregamento do sistema, todos os nós, exceto o nó 5, são afetados. Para cada cenário de carregamento considerado, respectivamente, a *Parcela I* diminui aproximadamente em 17%, 23%, 29% e 33% em relação ao caso base.

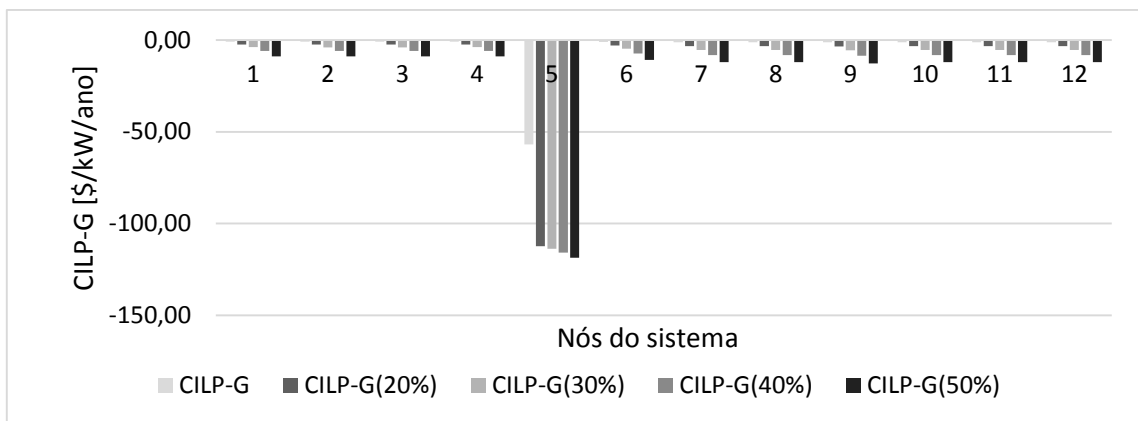
No cenário base, o transformador 4-5 apresenta um carregamento de 89% e seu limite de capacidade é atingido com um aumento 12,5% da carga conectada no nó 5. Além disso, considerando que não há aumento de carga no nó 4, a capacidade do circuito 1-4 limita-se à capacidade máxima do transformador 4-5. Portanto, para um cenário de carregamento acima de 12,5% o preço nodal no nó 5 é influenciado apenas pela *Parcela I* do circuito 0-1, o qual diminui com o aumento do carregamento. Dessa maneira a *Parcela I* no nó 5, respectivamente para os cenários simulados, diminui em 14% 17% 20% e 23% em relação ao caso base.

4.5.2 *Parcela II*

As Figura 4.10 (a) e (b) mostram, respectivamente para cargas e geradores, o comportamento da *Parcela II* do método de Preços Nodais para cenários de carregamento de 20%, 30%, 40% e 50% em relação ao Caso Base.



(a)



(b)

Figura 4.10: *Parcela II* em função do aumento do carregamento

Na Figura 4.10 (a), observa-se que quanto maior a utilização dos circuitos da rede maior será o encargo CILP-L, pois quanto maior o carregamento da rede maior é a necessidade de investimentos na capacidade do sistema em função da diminuição do horizonte n_j , sinalizando um desincentivo para conexão de cargas.

Já na Figura 4.10 (b) ocorre o contrário, quanto maior a utilização dos circuitos da rede menor será o encargo CILP-G, sinalizando e um incentivo para conexão de geradores.

Exceto no nó 5, a *Parcela II* nos demais nós do sistema, aumentam exponencialmente com o aumento do carregamento do sistema (CILP-L e CILP-G em módulo), como mostra a Figura 4.11.

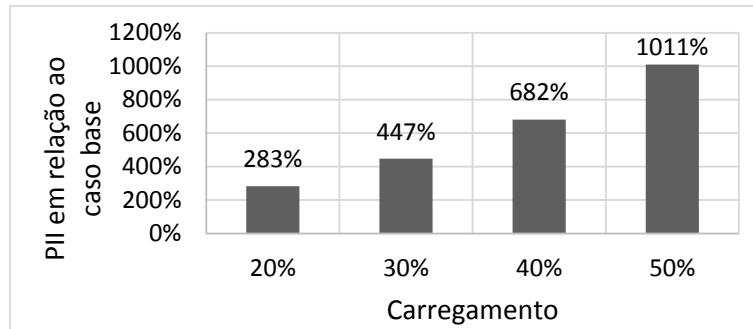
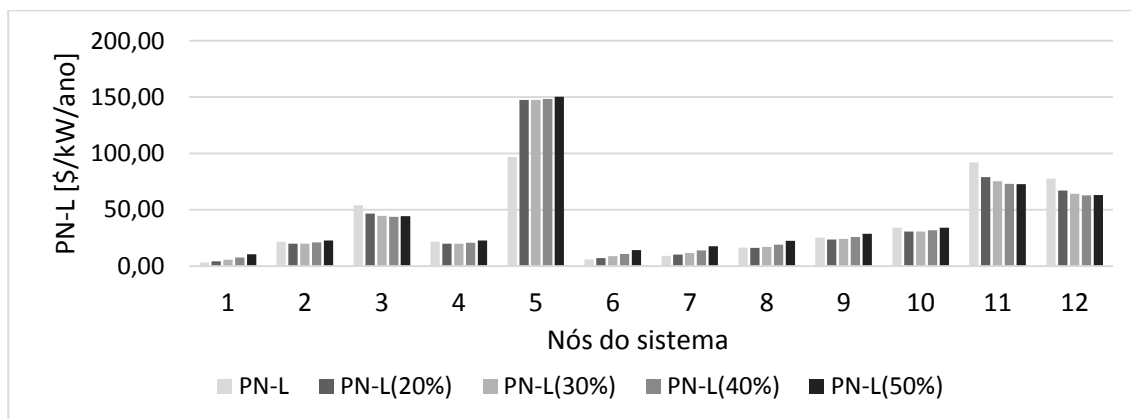


Figura 4.11: Aumento da *Parcela II* em relação ao caso base

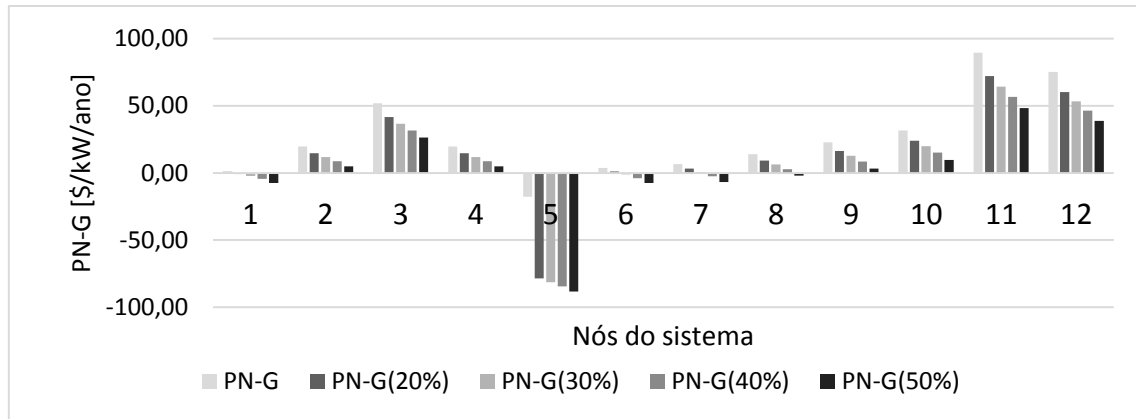
No caso do nó 5, como já mencionado anteriormente, em função da capacidade do transformador 4-5 estar em 89%, não há mudanças significativas no mesmo como ocorre nos demais nós no sistema. Em relação ao caso base, a *Parcela II* desse nó aumenta respectivamente em 197% 199% 203% 208%, porém é o nó apresenta o maior preço nodal, como será visto a seguir.

4.5.3 Preços Nodais

A Figura 4.12 (a) e (b) mostram o comportamento dos Preços Nodais, respectivamente para cargas e geradores, ou seja, a soma das *Parcelas I e II* para cada nó da rede, para cenários de carregamento de 20%, 30%, 40% e 50% em relação ao Caso Base.



(a)



(b)

Figura 4.12: Preços Nodais em função do aumento do carregamento

Na Figura 4.12 (a) observa-se que os encargos mais elevados estão relacionados com os nós 5, 11 e 12. No caso do nó 5, seu PN-L não sofre aumento significativo com o aumento do carregamento do sistema a partir de 20% do caso base, porém é o nó com maiores encargos no sistema em função do elevado carregamento do transformador 4-5. Em contrapartida, a Figura 4.12 (b) mostra que o $PN-G_5$ é negativo, e cada vez menor, com o aumento do carregamento do sistema a partir de 20%, sinalizando assim, que a conexão de geradores trará um benefício maior para os agentes conectados nesse nó do que a conexão de cargas.

No caso dos nós 11 e 12, tanto a Figura 4.12 (a) quanto a (b) mostram que quanto maior o carregamento menor os Preços Nodais para os agentes conectados nesses nós. Os encargos nodais nesses pontos são elevados em função da distância do ponto de suprimento e do baixo carregamento dos circuitos 7-10, 10-11 e 10-12. Ao contrário do no 5, existe um incentivo para conexão de cargas nos nós 11 e 12, o qual pode ser observado pela diminuição dos encargos nodais tanto para cargas quanto para geradores em ambos os nós. Maiores detalhes da conexão de cargas no nó 12 será apresentado no caso de estudo a seguir

4.6 Preços nodais considerando a conexão de carga no nó 12

Nesse estudo de caso foi considerado o aumento de carga no nó 12 com o objetivo de verificar o comportamento dos Preços Nodais e das *Parcelas I e II* no conjunto de circuitos utilizados pelo agente conectado no mesmo. Como já mencionado no capítulo anterior o agente conectado em determinado nó utiliza o conjunto de circuitos a montante do nó em questão em direção à subestação. Logo, o agente conectado no nó 12 utiliza o seguinte conjunto z_{12} de

circuitos: 0-1, 1-6, 6-7, 7-10 e 10-12. Vale ressaltar que, devido às considerações feitas no Caso Base, a máxima carga que pode ser atendida no nó 12 equivale ao f_{max} do circuito 7-10, ou seja, aproximadamente 1359 kW.

4.6.1 Parcela I

A Figura 4.13 mostra o comportamento *Parcela I* do método de Preços Nodais em função do aumento de carga no nó 12. Nota-se que quanto maior a carga conectada no nó 12 menor a *Parcela I*. Assim como apresentado na Equação 3.3, quanto maior a capacidade utilizada de um circuito, menor o encargo relacionado ao mesmo. A medida que o carregamento nos circuitos 10-12 e 7-10 aumentam, o encargo nos nós 10 e 12 diminuem. Logo, existe um benefício econômico associado não somente ao nó 12 como também ao nó 10 devido ao aumento de carga no nó 12. Já para os nós 1, 6 e 7, a *Parcela I* não sofre mudanças significativas.

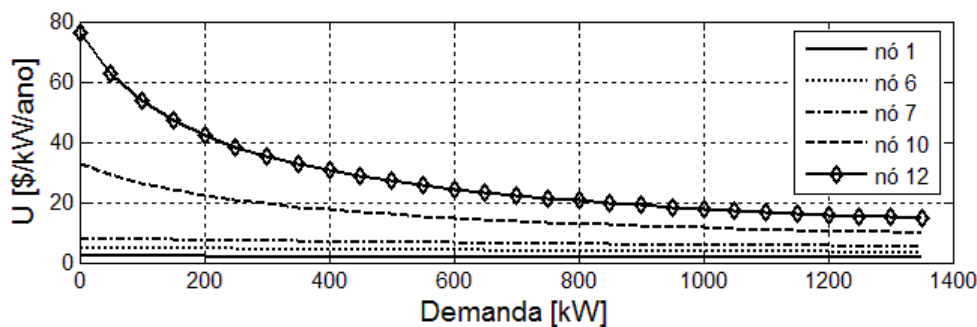
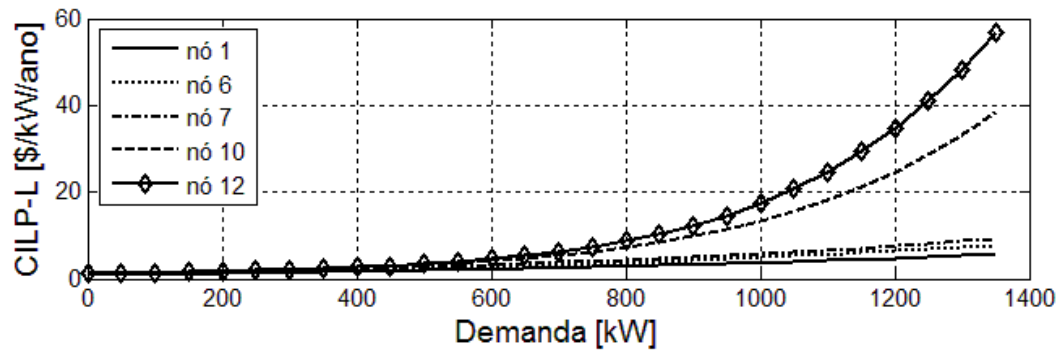


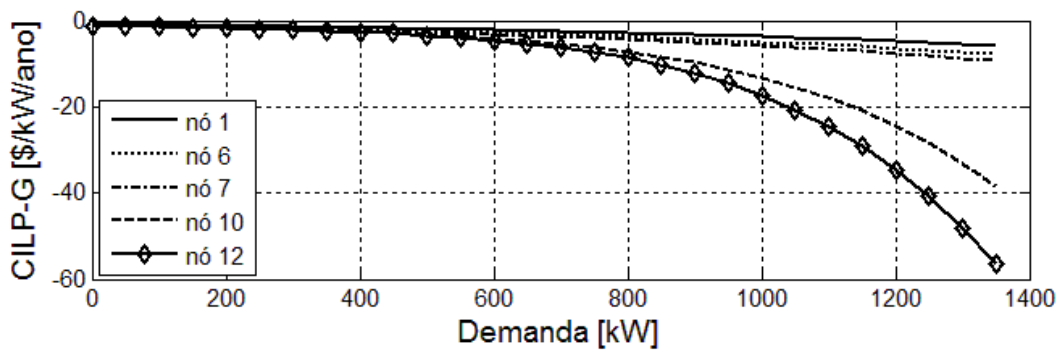
Figura 4.13: *Parcela I* em função do aumento de carga no nó 12

4.6.2 Parcela II

As Figura 4.14 (a) e (b) mostram, respectivamente para cargas e geradores, o comportamento da *Parcela II* do método de Preços Nodais em função do aumento da carga no nó 12. É possível notar que quando a carga no nó 12 é próxima de zero o CILP-L é quase nulo. A medida que a carga aumenta o carregamento do conjunto de circuitos utilizados pelos agentes conectados no nó 12 também aumenta, implicando na diminuição do horizonte de tempo n_j , o que por sua vez contribui para o aumento do CILP-L. No caso do CILP-G ocorre o contrário, mostrando que quanto maior o carregamento do conjunto de circuitos z_{12} , principalmente os circuitos associados aos nós 10 e 12, maior será a necessidade de investimento na capacidade desses circuitos.



(a)

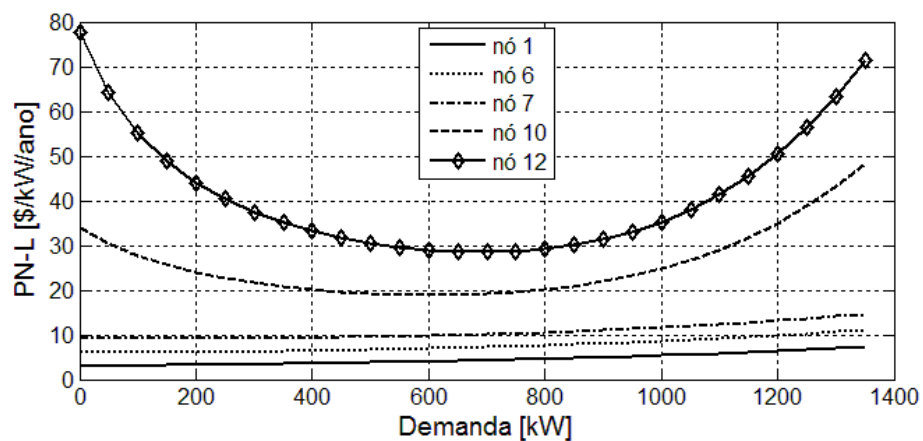


(b)

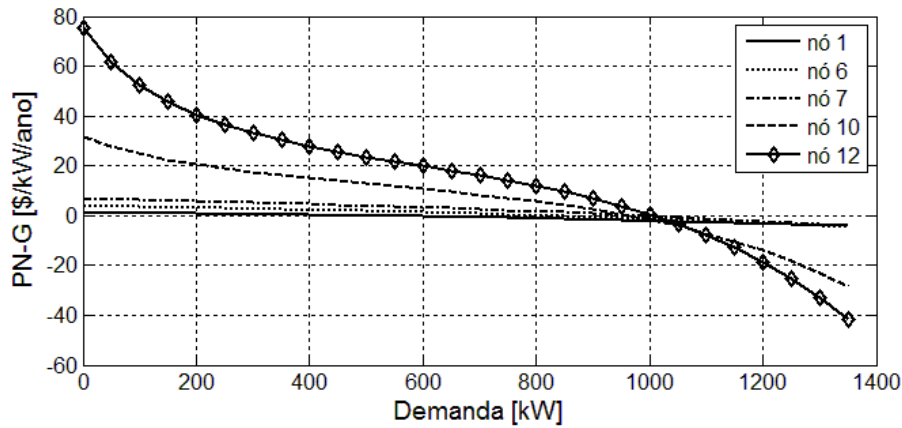
Figura 4.14: Parcela II em função do aumento de carga no nó 12

4.6.3 Preços Nodais

As Figura 4.15 (a) e (b) mostram o comportamento dos Preços Nodais, respectivamente, para cargas e geradores, ou seja, a soma das *Parcelas I e II* considerando o aumento da carga no nó 12.



(a)



(b)

Figura 4.15: Preços Nodais em função do aumento de carga no nó 12

Através das curvas da Figura 4.15 (a) é possível notar que o Preço Nodal em cada nó, e para qualquer cenário de carregamento, é maior conforme o nó se encontra mais distante do ponto de suprimento, ou seja, $PN-L_1 < PN-L_6 < PN-L_7 < PN-L_{10} < PN-L_{12}$. O anterior evidencia, a sinalização locacional fornecida pelo método, dada a distância de cada nó ao ponto de suprimento do sistema (nó 0). Na mesma figura observa-se que existe um cenário de carregamento, entre 600 kW a 800 kW, ou seja, em torno de 50% do carregamento do circuito 7-10, onde o $PN-L_{10}$ e $PN-L_{12}$ atingem um valor mínimo, mostrando que para esses nós, tal cenário forneceria os preços mais baixos pela utilização do sistema do ponto de vista das cargas.

As curvas de Preços Nodais da Figura 4.15 (b) sinalizam que para valores, aproximadamente, acima de 77% do carregamento do circuito 7-10 há necessidade da conexão de geradores ou da realização de investimentos na expansão da capacidade do sistema.

4.7 Preços nodais para diferentes cenários de GD

Aplicou-se o método de Preços Nodais no sistema IEEE 13 nós com o objetivo de analisar o comportamento das *Parcelas I e II* e, conseqüentemente, dos Preços Nodais, considerando a conexão de Gerador Distribuído em nós pré-definidos, suprindo 50% da carga em cada nó. Também foi assumido o caso de estudo 3 como sendo o Caso Base para realizar a comparação dos resultados obtidos. Foi considerada a conexão individual do GD nos nós 3, 5, 9, 11, e 12, gerando assim cinco cenários alternativos de Preços Nodais. Em todos os casos assume-se o conjunto de circuitos z_i à montante do nó i , em direção ao ponto de suprimento, como sendo utilizado pelo agente conectado nesse nó.

4.7.1 Parcela I

A Figura 4.16 mostra o comportamento *Parcela I* do método de Preços Nodais nos nós do sistema devido à conexão de GD nos nós 3, 5, 9, 11 e 12.

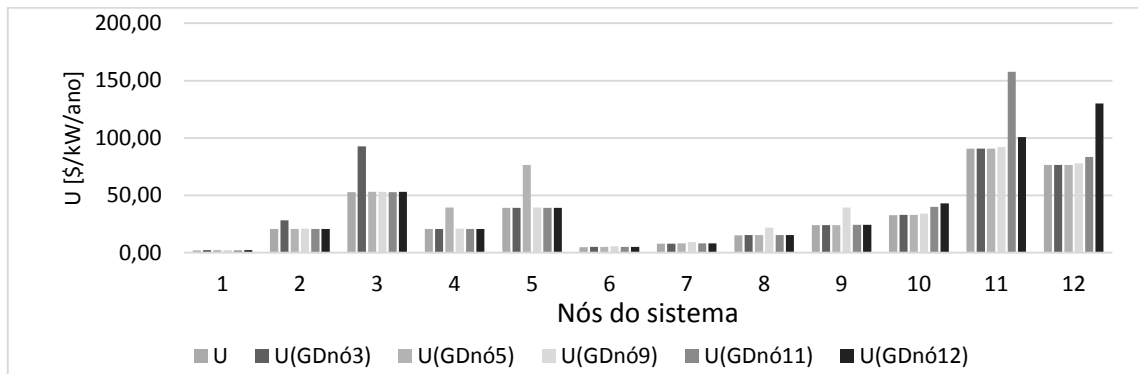


Figura 4.16: *Parcela I* devido à conexão de GD no sistema

O primeiro resultado para os preços nodais corresponde ao Caso Base (caso de estudo 3), o qual será utilizado para comparar os resultados dos demais cenários.

No segundo cenário conectou-se o GD no nó 3, de forma a suprir 50% da carga conectada nesse nó. Observa-se através da Figura 4.16 que a *Parcela I* é afetada somente nos nós do conjunto de circuitos z_3 em 3%, 37% e 75%, respectivamente, nos nós 1, 2 e 3 em relação ao caso base. Pois a conexão realizada eleva o encargo em função da diminuição do carregamento no conjunto z_3 .

Analogamente, tal situação se repete para o restante dos cenários, onde a *Parcela I* do conjunto de circuitos z_5 , z_9 , z_{11} , e z_{12} aumentam. Além disso, quanto mais afastados os circuitos estão do ponto de suprimento maior é a *Parcela I*. Portanto, do ponto de vista dos encargos relacionados à capacidade utilizada, há um desincentivo à conexão de geradores nos nós mencionados anteriormente.

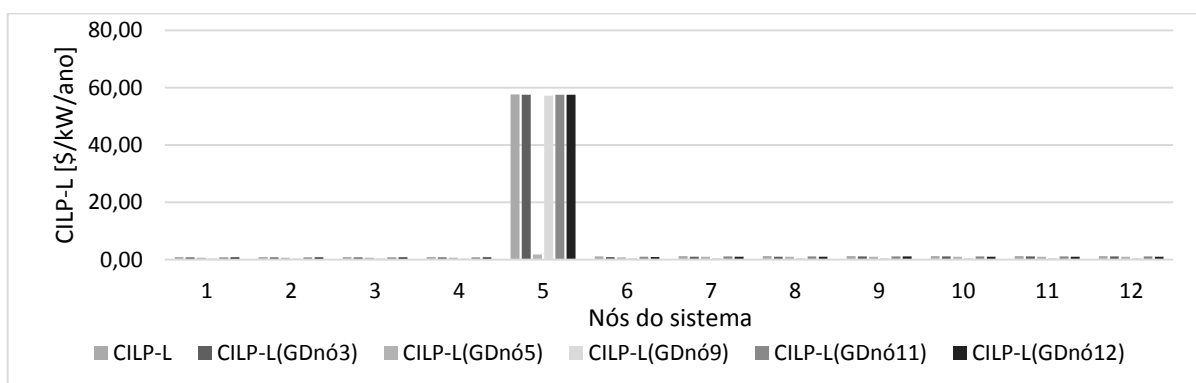
A Tabela 4.4 mostra o aumento percentual da *Parcela I* em relação ao estudo de caso base, para cada cenário devido a conexão do GD no nó i e o respectivo conjunto de nós que fazem parte do conjunto de circuito z_i , os quais representam os nós mais afetados em cada cenário considerado. Observa-se que o nó mais afetado, em cada cenário, é o nó onde se conecta o GD, pois o mesmo é influenciado pela diminuição do carregamento dos circuitos à montante do nó em questão.

Tabela 4.4: Aumento da *Parcela I* para diferentes cenários de inserção de GD

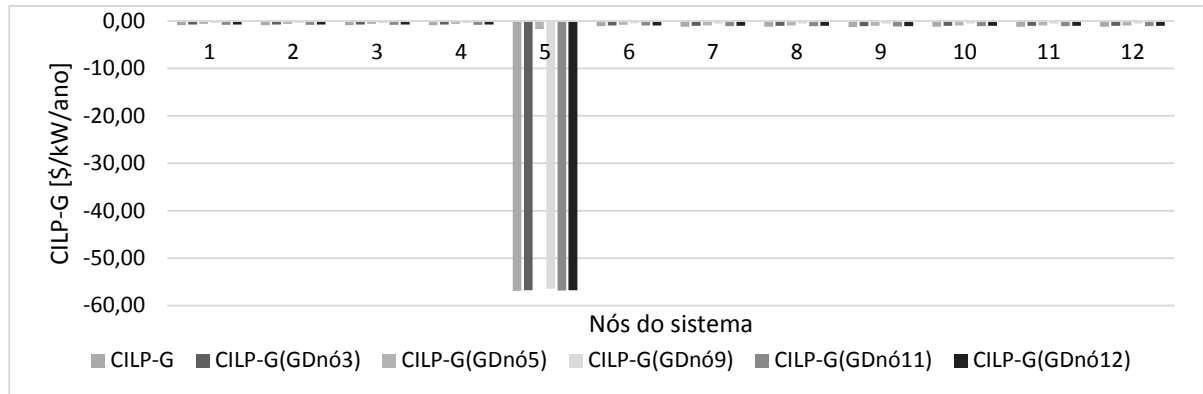
GD _i	Nós do sistema				
GD3	1	2	3	-	-
	3%	37%	75%	-	-
GD5	1	4	5	-	-
	6%	90%	95%	-	-
GD9	1	6	7	8	9
	14%	17%	18%	43%	64%
GD11	1	6	7	10	11
	2%	2%	2%	22%	74%
GD12	1	6	7	10	12
	3%	3%	3%	31%	70%

4.7.2 *Parcela II*

As Figura 4.17 (a) e (b) mostram o comportamento *Parcela II* do método de Preços Nodais nos nós do sistema devido a conexão de GD nos nós 3, 5, 9, 11 e 12. Comparando com o Caso Base, a *Parcela II* muda significativamente somente no caso em que o GD é conectado no nó 5, ou seja, esta parcela diminui 97% em relação ao caso base, para CILP-L e CILP-G. Isso ocorre em função do alívio que o GD causa no conjunto de circuitos z_5 , principalmente no transformador que apresenta um carregamento de 89% no Caso Base. Portanto, a necessidade da conexão de geradores é sinalizada nos nós onde o conjunto de circuitos z_i apresentam elevado carregamento, sinalizando de forma econômica que quanto menor a ϵ a capacidade disponível do recurso (circuito) maior é a *Parcela II*.



(a)

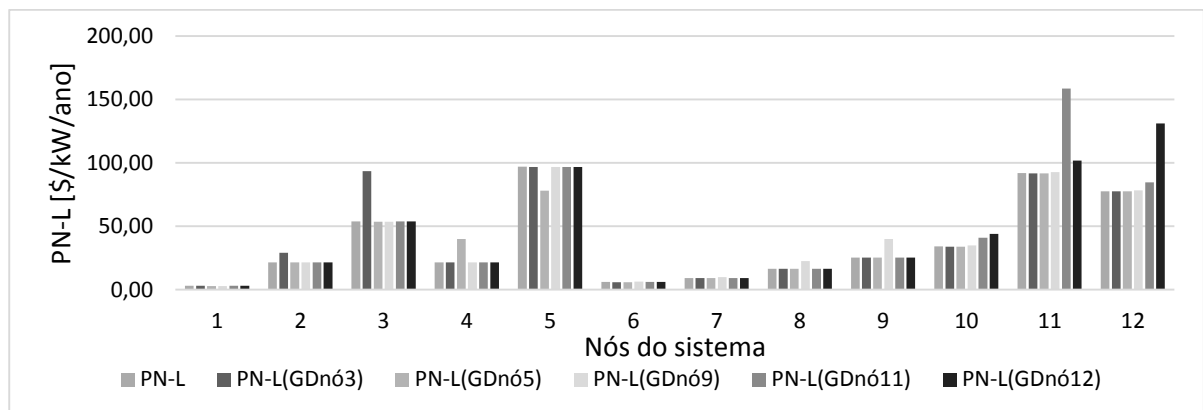


(b)

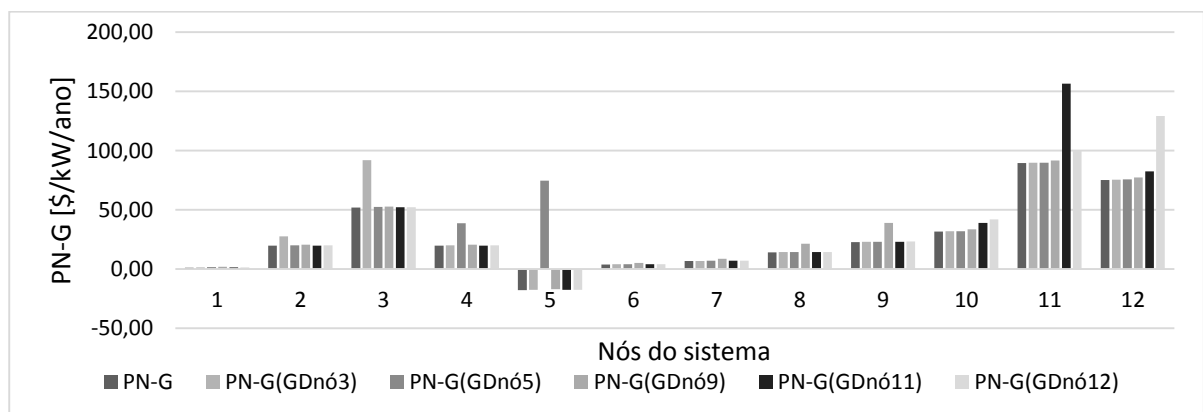
Figura 4.17: *Parcela II* devido à conexão de GD no sistema

4.7.3 Preços Nodais

As Figura 4.18 (a) e (b) mostram o comportamento dos Preços Nodais, respectivamente para cargas e geradores, ou seja, a soma das *Parcelas I e II* devido à conexão de GD nos nós 3, 5, 9, 11 e 12.



(a)



(b)

Figura 4.18: Preços Nodais devido à conexão de GD no sistema

O comportamento dos Preços Nodais para as cargas, exceto no nó 5, seguem o comportamento da *Parcela I* para todos os cenários considerados, pois a mesma é predominantemente maior do que a *Parcela II*.

O transformador 4-5 apresenta um carregamento de 89%, logo o PN-L no nó 5 diminui com a conexão do GD nesse nó. Apesar de a *Parcela I* aumentar 95% em relação ao caso base, esse aumento é compensado pela diminuição de 97% da *Parcela II* que antes era elevada no mesmo caso, a qual diminui em função da conexão do GD no nó em questão.

Dentre os cenários considerados, do ponto de vista do PN-L, o maior benefício é dado pela conexão de GD no nó 5, o qual apresenta uma redução de preço de aproximadamente 20% em relação ao caso base. Porém, para tal cenário, o gerador conectado nesse nó também estaria pagando para utilizar o sistema. Maiores detalhes da conexão de um gerador distribuído no nó 5 será apresentado no caso de estudo a seguir.

4.8 Conexão de GD no nó 5

Para o presente caso de estudo foi considerada a conexão de um GD no sistema com o objetivo de verificar o comportamento das *Parcelas I* e *II* e dos Preços Nodais com o aumento da capacidade instalada do GD no nó 5 do sistema IEEE 13 nós.

Os Preços Nodais bem como as *Parcelas I* (U) e *II* (CILP-k) são mostradas na Figura 4.19 para as cargas e na Figura 4.20 para os geradores em função da capacidade instalada de um Gerador Distribuído no nó 5.

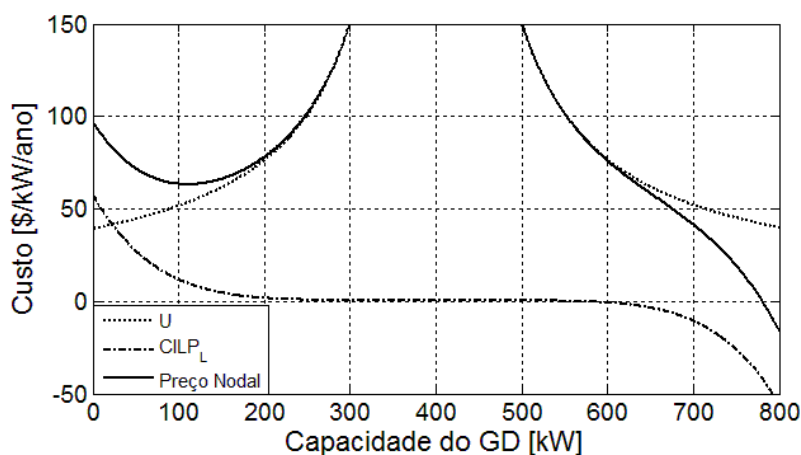


Figura 4.19: Preços Nodais para cargas no nó 5

A capacidade máxima possível de um GD para ser instalado no nó em questão é de 850 kW devido à carga conectada (400 kW) no nó e à capacidade máxima do transformador 4-5 ser de 450 kW. A *Parcela I*, tanto para a carga quanto para o gerador, aumenta com o aumento da capacidade instalada do GD devido à redução da capacidade utilizada do conjunto de circuitos z_5 . Para um GD de 400 kW, a *Parcela I* cresce infinitamente, pois o circuito 4-5 torna-se inutilizado (com $f_5=0$ kW a Equação 3.3 tende ao infinito), e toda a carga passa a ser atendida pelo GD. Com o aumento da capacidade do GD, o transformador 4-5 passa a ser utilizado até sua capacidade máxima novamente diminuindo a *Parcela I*.

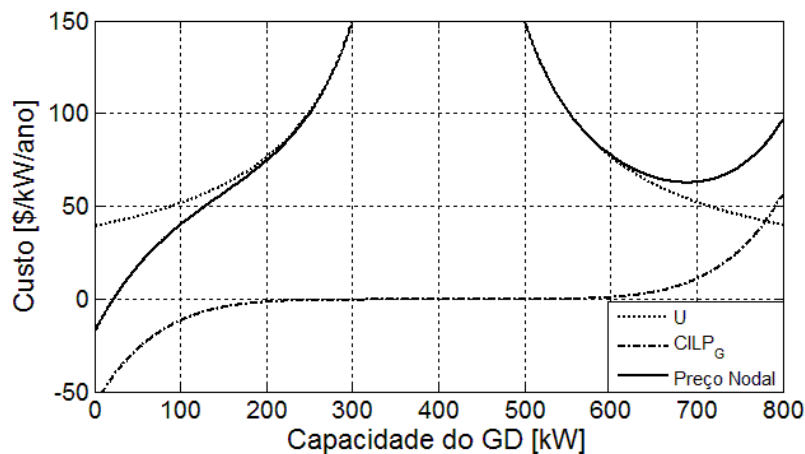


Figura 4.20: Preços Nodais para gerador no nó 5

Por outro lado, a *Parcela II* para a carga diminui para capacidades de GD < 200 kW devido ao alívio do carregamento no transformador 4-5, e se mantém próxima de zero para capacidade aproximadamente de 600 kW. Acima desse valor a *Parcela II* para cargas se torna cada vez mais negativa com o aumento da capacidade do GD instalado. Vale ressaltar que quando a *Parcela II* é positiva a carga conectada no nó 5 paga o encargo devido à capacidade não utilizada associado ao incremento de carga Δf_{jL} no conjunto de circuitos z_5 , em função do adiantamento dos investimentos. Mas quando a *Parcela II* se torna negativa (GD > 600 kW) a carga recebe um benefício associado ao alívio do carregamento do transformador 4-5. A *Parcela II* para geradores apresenta um comportamento inverso ao da *Parcela II* para as cargas.

Nas Figura 4.19 e Figura 4.20, considerando a carga já conectada no nó 5, nota-se que para um carregamento maior do que 70% do transformador 4-5 em relação à sua capacidade máxima, o PN- k_5 sofre maior influência da *Parcela II* do método. Nesse cenário, os valores possíveis da capacidade do GD é de $100 \text{ kW} > \text{GD} > 700 \text{ kW}$. Em contrapartida, para um carregamento menor do que 70% do transformador 4-5, o que significa dizer que o mesmo está

sendo subutilizado, PN- k_5 sofre maior influência da *Parcela I*. Dessa maneira, é possível estabelecer um ponto de equilíbrio entre cargas e geradores conectados em um nó i , de forma a manter um nível de carregamento em seu conjunto de circuitos z_i resultando um preço nodal mínimo, conforme mostra as Figura 4.19 e Figura 4.20.

4.9 Conclusão

Neste capítulo foram simulados sete casos que possibilitaram uma melhor compreensão do método de preços nodais proposto no presente trabalho, do seu comportamento e como este permite auxiliar, através da sinalização econômica locacional, a conexão de REDs.

O primeiro caso consistiu em uma comparação entre dois métodos para obtenção da *Parcela II*, o CILP-I utilizado por Mancera & Monroy (2011) e CILP-II utilizado por Li & Tolley (2007). Ambos os métodos fornecem sinalização econômica semelhante, porém nos demais casos de estudo optou-se por utilizar o método CILP-II, pois o mesmo demonstra mais coerência ao assumir que o investimento a ser realizado irá ocorrer ao final da vida útil de um elemento da rede.

O segundo caso apresenta uma análise do comportamento dos horizontes de tempo n_j e n_{jk} em função da variação da taxa de crescimento da demanda e do nível de carregamento da rede. Verificou-se que quanto maior o carregamento de um elemento da rede menor é a diferença entre n_j e n_{jk} e maior é a necessidade de ampliar a capacidade de um elemento da rede. Em outras palavras, do ponto de vista da teoria econômica, quanto menor a capacidade de transporte disponível dos ativos maior é o preço que se paga para seu uso. Assim como uma curva de demanda típica que informa a quantidade que consumidores desejam comprar à medida que muda o preço unitário (Pindick & Rubinfeld, 2002). Portanto, o método fornece uma sinalização econômica adequada.

No terceiro caso aplicou-se o método de preços nodais estudado no sistema teste IEEE 13 nós realizado uma análise do caso através da comparação dos preços entre circuitos com baixo e elevado carregamento, sendo este a base de comparação para o restante dos casos.

No quarto caso aplicou-se o método de Preços Nodais no sistema IEEE 13 nós e foi analisado o comportamento das *Parcelas I e II*, e conseqüentemente, dos Preços Nodais, sendo variado o nível de carregamento de todas as cargas do sistema, respectivamente, em 20%, 30%, 40% e 50% em relação ao caso base e realizando a comparação dos resultados. Foi possível

identificar os nós onde é possível incentivar ou não a conexão de cargas no sistema através do método.

Já no quinto caso, realiza-se uma análise do comportamento dos preços nodais de um conjunto de circuitos utilizados por um agente conectado no nó 12 do sistema teste em função do aumento de carga no mesmo. Nesse caso de estudo é evidenciado a característica locacional do método, ou seja, quanto maior a distância elétrica do agente em relação ao ponto de suprimento do sistema, maior é a quantidade de circuitos utilizado pelo mesmo e maior será seu Preço Nodal.

No sexto caso é considerada a conexão de GD em vários pontos (nós) do sistema a fim de atender 50% da carga do nó em questão. Nesse caso, análogo ao quarto caso só que utilizando um GD, foi possível identificar os nós onde é possível incentivar ou não a conexão de GD no sistema através do método. Em outras palavras, foi possível identificar quais os nós que a conexão do GD contribui para o alívio do sistema ou não.

Por fim, no sétimo caso é feita uma análise do comportamento dos preços nodais em função do aumento da capacidade instalada de um GD no nó 5 do sistema teste. Foi constatado que é possível estabelecer um ponto de equilíbrio entre cargas e geradores conectados em um nó i , de forma a manter um nível de carregamento em seu conjunto de circuitos z_i , resultando um preço nodal mínimo.

Capítulo 5

Conclusões

Ao longo do presente trabalho foi apresentado e aplicado um mecanismo de formação de preços nodais em sistemas de distribuição, visando fornecer sinais econômicos locais para a inserção de REDs. Vários métodos para determinar os preços nodais foram estudados ao longo da pesquisa realizada, sendo aprofundada a análise dos métodos apresentados em dois trabalhos, a partir dos quais foi implementado o modelo computacional que permitiu avaliar a adequação desses métodos com o fim de validá-los através da aplicação em várias situações não contempladas nos trabalhos originais.

O método de preços nodais utilizado consiste na determinação de duas parcelas. A *Parcela I* atribui um valor à capacidade utilizada de cada elemento de uma rede de distribuição, para refletir e encorajar o uso dos recursos disponíveis na mesma. Já a *Parcela II* busca valorar a capacidade não utilizada de um elemento da rede de distribuição, refletindo o impacto na antecipação ou adiamento dos investimentos futuros de novos recursos, em função do aumento/diminuição incremental do carregamento dos elementos da mesma através do Custo Incremental de Longo Prazo (CILP).

No caso da *Parcela II* realizou-se uma análise comparativa entre dois métodos baseados no CILP. Foi observado que existe uma diferença significativa entre eles. Tal diferença ocorre devido à forma como é considerado o horizonte de tempo para realização da ampliação da capacidade dos elementos da rede. Apesar disso, ambos os métodos fornecem sinalização econômica semelhante, sendo possível concluir que os mesmos indicam que quanto mais escasso os recursos disponíveis na rede maior é o preço que se paga pelo seu uso, fornecendo, portanto, uma sinalização econômica adequada.

O método foi aplicado no sistema teste IEEE 13 nós, buscando identificar os nós do sistema nos quais pode ser incentivada, ou não, a conexão de REDs, através da análise do

comportamento dos preços nodais, considerando vários cenários de carregamento da rede. Com os testes realizados, pode-se observar que os preços obtidos através do modelo implementado fornecem uma sinalização positiva para os agentes que aliviam o carregamento do sistema e negativo para os que impõem custos adicionais devido a um aumento desse carregamento.

Também foi possível observar que outra característica que valida o método diz respeito à sinalização locacional, ou seja, quanto maior a distância elétrica de um agente em relação ao ponto de suprimento do sistema, maior é a quantidade de circuitos utilizados pelo mesmo e maior será o preço nodal.

De fato, foi demonstrado que o método é aplicável em uma rede de distribuição de energia elétrica de pequeno porte contendo ramais primários e secundários considerando a demanda de ponta, permitindo obter uma receita. No entanto, se faz necessário verificar se tal receita é capaz de cobrir os custos fixos e variáveis de um sistema real considerando postos horários distintos. Vale ressaltar que a inclusão do sinal horário implica na necessidade de avaliar o efeito da elasticidade preço-demanda, a qual varia dependendo do tipo de consumidor (residencial, industrial e comercial).

Além disso, é preciso avaliar como transformar os encargos obtidos em tarifas levando em consideração cada tipo de usuário de forma a garantir o princípio da isonomia e o bem estar social dos usuários do sistema pois, a sociedade não deve pagar por um produto ou serviço mais do que seu verdadeiro valor. Os custos e os benefícios da conexão de REDs devem ser direcionados aos que os impõem.

Vale ressaltar que, no caso do Brasil, o método estudado pode contribuir no estabelecimento de novas políticas tarifárias da Agência Reguladora de Energia Elétrica (ANEEL), a qual é responsável por garantir o bem estar social da população e pelas decisões políticas no Setor Elétrico Brasileiro. A sociedade não tem como intervir nessas decisões, porém, é capaz de apresentar a solução do ponto de vista científico para que a ANEEL estabeleça políticas no sentido de atender seu próprio bem estar.

Por fim, como proposta para o desenvolvimento de trabalhos futuros, dentre os vários pontos não considerados nessa pesquisa, citam-se os seguintes:

- Considerar um fluxo de potência ativa e reativa levando em conta as perdas nas linhas e transformadores para obter o carregamento dos elementos da rede;

- Considerar uma rede de distribuição real e o Valor Novo de Reposição de cada ativo da rede a fim de refletir os custos totais reais dos investimentos nos preços nodais;
- Utilizar o método de preços nodais como ferramenta de auxílio na tomada de decisões para alocar REDs em um modelo de expansão do sistema que contemple estudo estocástico do crescimento da demanda e considere o tamanho dos REDs a serem conectados na rede;
- Aplicar o método em um sistema com um número maior de nós e levemente malhado;
- Incluir a sinalização horária, por exemplo, ponta e fora de ponta;
- Considerar a elasticidade preço-demanda.

Referências Bibliográficas

- Alvarado, F. L. (2005). Controlling power systems with price signals, *Decision Support Systems* **40**(3-4): 495–504
- Alves, C. C., Saavedra, O. R., Vargas, A., Arias, M. & Paucar, V. L. (2011). Transmission Network Cost Allocation Considering Counterflows, *IEEE Latin America Transactions* **9**(3): 323–330.
- Bialek, J. (1997). Topological generation and load distribution factors for supplement charge allocation in transmission open access, *IEEE Transactions on Power Systems* **12**(3): 1185–1193.
- Boiteux, M. (1960). Peak-load pricing, *The Journal of Business* **33**(2): 157–179.
- Braga, A. S. & Saraiva, J. T. (2005). Dealing with uncertainties in long term transmission expansion planning problems, 2005 *IEEE Russia Power Tech*, number 50, IEEE, Rússia, pp. 1–7.
- Calviou, M. C., Dunnett, R. M. & Plumtre, P. H. (1993). Charging for use of a transmission system by marginal cost methods, *PSCC93 - XI Power Systems Computation Conference*, Avignon, France.
- Caramanis, M., Bohn, R. & Schweppe, F. (1982). Optimal Spot Pricing: Practice and Theory, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* **PAS-101**(9): 3234–3245.
- Conejo, A. J., Contreras, J., Lima, D. A. & Feltrin, A. P. (2007). Zbus Transmission Network Cost Allocation, *IEEE Transactions on Power Systems* **22**(1): 342–349.
- Costa, J. G. C. C., Silva, A. M. L., Lima, L. H. L. & Machado Jr, Z. S. (2012). Metodologia flexível para tarifação da transmissão: aplicações ao sistema interligado nacional, *XII Sim- pósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, number 35, XII SEPOPE, Rio de Janeiro, pp. 1–12.
- Delgado, M. A. P. (2011). *A estrutura tarifária em monopólios naturais: Novas reflexões no setor elétrico*, Synergia: ABRADÉE; Brasília: ANEEL, Rio de Janeiro.
- Ding, F. & Fuller, J. D. (2005). Nodal, Uniform, or Zonal Pricing: Distribution of Economic Surplus, *IEEE Transactions on Power Systems* **20**(2): 875–882.
- Faria, E. T. (2004). *Aplicação de teoria dos jogos à repartição da energia firme de um sistema hidrelétrico*, Dissertação de mestrado, Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro.
- Galiana, F. D., Conejo, A. J. & Gil, H. A. (2003). Transmission network cost allocation based on equivalent bilateral exchanges, *IEEE Transactions on Power Systems* **18**(4): 1425–1431.
- Gautam, D. & Mithulanathan, N. (2007). Optimal DG placement in deregulated electricity market, *Electric Power Systems Research* **77**(12): 1627–1636.

- Gil, H. A., Galiana, F. D. & Silva, E. L. (2006). Nodal Price Control: A Mechanism for Transmission Network Cost Allocation, *IEEE Transactions on Power Systems* **21**(1): 3–10.
- Gu, C. & Li, F. (2011). Long-Run Marginal Cost Pricing Based on Analytical Method for Revenue Reconciliation, *IEEE Transactions on Power Systems* **26**(1): 103–110.
- Gu, C., Li, F. & He, Y. (2012). Enhanced Long-Run Incremental Cost Pricing Considering the Impact of Network Contingencies, *IEEE Transactions on Power Systems* **27**(1): 344–352.
- Hage, F. S. E., Ferraz, L. P. d. C. & Delgado, M. A. P. (2011). *A estrutura tarifária de energia elétrica: Teoria e aplicação*, Synergia: ABRADDEE; Brasília: ANEEL, Rio de Janeiro.
- Happ, H. H. (1994). Cost of wheeling methodologies, *IEEE Transactions on Power Systems* **9**(1): 147–156.
- Heng, H. Y. & Li, F. (2007). Literature review of long-run marginal cost pricing and long-run incremental cost pricing, *2007 42nd International Universities Power Engineering Conference*, IEEE, pp. 73–77.
- Heng, H. Y. & Li, F. (2008). Long-run network charging for network security, *2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, number April, IEEE, pp. 506–509.
- Heng, H. Y. & Li, F. (2009). Long-run incremental cost pricing for distribution network different circuit growth rate, *Power & Energy Society General Meeting*, 2009. (0931): 1–5.
- Heng, H. Y., Li, F. & Wang, X. (2009). Charging for Network Security Based on Long-Run Incremental Cost Pricing, *IEEE Transactions on Power Systems* **24**(4): 1686–1693.
- Hunt, S. (2002). *Making competition work in electricity*, John Wiley & Sons, New York.
- Hunt, S. & Shuttleworth, G. (1996). *Competition and choice in Electricity*, John Wiley & Sons, Chichester.
- Junqueira, M. R. (2005). *Aplicação da teoria dos jogos cooperativos para alocação dos custos de transmissão em mercados elétricos*, Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- Kersting, W. H. (1991). Radial distribution test feeders, *IEEE Transactions on Power Systems* **6**(3): 975–985.
- Kersting, W. H. (2001). Radial distribution test feeders, *2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No. 01CH37194)*, Vol. 2, IEEE, pp. 908–912.
- Kirschen, D., Allan, R. & Strbac, G. (1997). Contributions of individual generators to loads and flows, *IEEE Transactions on Power Systems* **12**(1): 52–60.
- Kumar, J. & Jayantilal, A. (2011). Models of Distributed Energy Resources markets in distribution grid operations, *2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies*, IEEE, pp. 1–6.
- Li, F. (2007a). Long-Run Marginal Cost Pricing Based on Network Spare Capacity, *IEEE Transactions on Power Systems* **22**(2): 885–886.
- Li, F. (2007b). The Benefit of a Long-run Incremental Pricing Methodology to Future Network Development, *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, IEEE, pp. 1–2.

- Li, F. (2010). Recent developments in common distribution network pricing in Great Britain, *2010 7th International Conference on the European Energy Market*, IEEE, pp. 1–5.
- Li, F. & Lima, J.W. M. (2008). Network charges for micro-generation, *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, IEEE, pp. 1–5.
- Li, F. & Tolley, D. L. (2007). Long-Run Incremental Cost Pricing Based on Unused Capacity, *IEEE Transactions on Power Systems* **22**(4): 1683–1689.
- Li, F., Tolley, D., Padhy, N. P. & Wang, J. (2009). Framework for Assessing the Economic Efficiencies of Long-Run Network Pricing Models, *IEEE Transactions on Power Systems* **24**(4): 1641–1648.
- Lima, J.W. M. (1996). Allocation of transmission fixed charges: an overview, *IEEE Transactions on Power Systems* **11**(3): 1409–1418.
- Lima, L. M. M. & Lima, J.W. M. (2007). Invested Related Pricing for Transmission Use: Drawbacks and Improvements in Brazil, *2007 IEEE Lausanne Power Tech*, IEEE, pp. 988–993.
- Lotero, R. C. (1999). *A eficiência econômica na reestruturação do setor elétrico brasileiro: Uma abordagem através da economia dos custos de transação*, Tese de doutorado, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.
- Mancera, C. T. & Monroy, A. C. (2011). Pricing of distribution networks with distributed generation: Application of nodal pricing, *2011 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA)*, IEEE, pp. 1–7.
- Martins, C. R. M. A. B. (2013). *Alocação dos Custos do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica Considerando a Segurança*, Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Maranhão, São Luis.
- Medeiros, J. P. P. G. (2006). *Proposta de Metodologia para o Cálculo das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição Aplicáveis a Unidades Geradoras*, Dissertação Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio De Janeiro.
- Nery, E. (2012). *Mercados e regulação de energia elétrica*, Interciência, Rio de Janeiro.
- Odériz, F. J. R. (1999). *Metodología de asignación de costes de la red de transporte en un contexto de regulación abierta a la competencia*, Tese de doutorado, Universidad Pontificia Comillas de Madrid, Madrid.
- Orfanos, G. A., Tziasiou, G. T., Georgilakis, P. S. & Hatziargyriou, N. D. (2011). Evaluation of transmission pricing methodologies for pool based electricity markets, *2011 IEEE Trondheim PowerTech*, Vol. 218903, IEEE, pp. 1–8.
- Pagani, G. A. & Aiello, M. (2011). Towards Decentralization: A Topological Investigation of the Medium and Low Voltage Grids, *IEEE Transactions on Smart Grid* **2**(3): 538–547.
- Pandey, S. N., Tapaswi, S. & Srivastava, L. (2008). Locational Marginal Price Projection using a Novel RBFNN Approach in Spot Power Market, *2008 Joint International Conference on Power System Technology and IEEE Power India Conference*, IEEE, pp. 1–7.
- Pindick, R. S. & Rubinfeld, D. L. (2002). *Microeconomia*, 5 edn, Prentice Hall, São Paulo.
- PJM (2010). A survey of transmission cost allocation issues, methods and practices, *Relatório técnico*, PJM. Acesso em: setembro/13. Disponível em: <http://www.pjm.com/>

- Rubio-Oderiz, F. J. & Perez-Arriaga, I. J. (2000). Marginal pricing of transmission services: a comparative analysis of network cost allocation methods, *IEEE Transactions on Power Systems* **15**(1): 448–454.
- Shirmohammadi, D., Filho, X. V., Gorenstin, B. & Pereira, M. V. P. (1996). Some fundamental technical concepts about cost based transmission pricing, *IEEE Transactions on Power Systems* **11**(2): 1002–1008.
- Silva, E. L. (2001). *Formação de preços em mercados de energia elétrica*, Sagra Luzzato, Porto Alegre.
- Silva, E. L., Mesa, S. E. C. & Morozowski, M. (1998). Transmission access pricing to wheeling transactions: a reliability based approach, *IEEE Transactions on Power Systems* **13**(4): 1481–1486.
- Singh, R. K., Dev Choudhury, N. B. & Goswami, S. K. (2008). Effect of load models on nodal pricing and revenue evaluation of DG in distribution network, *2008 Annual IEEE India Conference*, IEEE, pp. 229–233.
- Singh, R. K. & Goswami, S. K. (2008). Evaluation of Nodal Prices and Revenue of Distributed Generation in Distribution Network Including Load Model, *2008 IEEE Region 10 and the Third international Conference on Industrial and Information Systems*, IEEE, pp. 1–6.
- Singh, R. K. & Goswami, S. K. (2010). Optimum allocation of distributed generations based on nodal pricing for profit, loss reduction, and voltage improvement including voltage rise issue, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* **32**(6): 637–644.
- Sotkiewicz, P. M. & Vignolo, J. M. (2006). Nodal Pricing for Distribution Networks: Efficient Pricing for Efficiency Enhancing DG, *IEEE Transactions on Power Systems* **21**(2): 1013–1014.
- Zhong, X. & Lo, K. L. (2008). Development of distribution networks pricing with distributed generation, *2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, IEEE, pp. 2769–2774.

Apêndice A

Artigos Publicados

Neste apêndice encontram-se os artigos que foram publicados em congressos e simpósios durante a elaboração deste trabalho e a numeração destes artigos são mantidas de acordo com a publicação destes eventos

A.1 Contece

Apresentado e publicado nos anais do Contece - Congresso de Tecnologias, Engenharia e Ciências Exatas, 2013, Foz do Iguaçu – PR.

A.2 SBSE (2014)

Submetido e em fase de correções para SBSE - Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2014, Foz do Iguaçu – PR.



PREÇOS NODAIS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Rodrigo Delfim Guarizi
Universidade Estadual do Oeste do Paraná
roguarizi@hotmail.com

Roberto Cayetano Lotero
Universidade Estadual do Oeste do Paraná
roberto.lotero@gmail.com

Resumo:

A energia elétrica consiste em um serviço público essencial para o desenvolvimento econômico e social de qualquer país. Para atender determinadas exigências dos consumidores, tais como qualidade e preço justo, a Indústria de Energia Elétrica sofreu um amplo processo de aperfeiçoamento em vários países do mundo, o qual impôs desafios aos agentes que atuam na mesma, dentre os quais estão as decisões em novos investimentos na rede. Nesse sentido, o presente trabalho mostra a aplicação de um mecanismo de sinalização econômica baseado na metodologia de preços nodais. O objetivo é sinalizar os nós candidatos para conexão de geradores ou cargas em sistemas de distribuição de energia elétrica. Será mostrado que através dos preços nodais é possível auxiliar a tomada de decisões de investimentos em novos recursos para uma rede de distribuição.

Palavras-chave: energia elétrica; preço locacional; sinalização econômica; preços nodais; sistemas de distribuição.

Introdução

A energia elétrica é considerada um serviço público essencial, dada a importância para o desenvolvimento econômico e social de qualquer país. No entanto, o custo da energia elétrica impacta no orçamento dos consumidores, na atividade produtiva, no nível de emprego e inibe ou pode estimular a distribuição de renda, o desenvolvimento social e a competitividade. Logo, o preço da energia elétrica é elemento fundamental para determinar os rumos no campo econômico e social de qualquer país.

Em vários países no mundo, o setor de energia elétrica passou por um amplo processo de reestruturação e liberalização, o que impôs vários desafios aos agentes que atuam no mesmo (HUNT, 2002). Dentre os desafios está o desenvolvimento de um mecanismo de formação de preço que apresente sinais econômicos adequados para alocação de recursos para as companhias de distribuição, que tem adquirido características dos tradicionais sistemas de transmissão. Ou seja, as redes de distribuição tem se tornado ativas tanto no

controle quanto na operação em função da possibilidade de se conectar Geradores Distribuídos ou Cargas despacháveis (MANCERA & MONROY, 2011; STRBAC, MUTALE & PUDJIANTO, 2005; ZHONG et al., 2008).

Porém, conectar novos recursos na rede de distribuição não é uma tarefa trivial. Faz-se necessário um planejamento dos investimentos que garanta uma alocação justa dos custos incorridos das distribuidoras. Dessa forma é possível fornecer algum tipo de incentivo aos usuários que contribuem positivamente na rede, e um desincentivo para os que contribuem de forma negativa.

Tradicionalmente, no planejamento centralizado da expansão dos sistemas de transmissão de energia elétrica, é utilizada a metodologia de preços nodais para sinalizar a melhor localização para conexão de geradores ou centros de carga (ALVARADO, 2005; DING & FULLER, 2005; GAUTAM & MITHULANANTHAN, 2007).

O principal objetivo da elaboração de um mecanismo de sinalização de preços para a rede de distribuição é assegurar a eficiência econômica na operação e expansão da mesma. Assim sendo, é possível garantir que o custo da operação do sistema no curto prazo e a operação do sistema expandido, será o menor possível (STRBAC, MUTALE & PUDJIANTO, 2005).

Nesse sentido, o presente trabalho apresenta a aplicação de um mecanismo de formação de preços nodais em sistemas de distribuição com o objetivo de fornecer sinais econômicos locais aos agentes de distribuição de energia elétrica e aos usuários conectados na rede, tanto geradores como cargas.

Preços Nodais em Sistemas de Distribuição

O preço nodal tem a capacidade de incentivar a conexão de geradores nos nós mais caros do sistema e a conexão de cargas nos mais baratos. Logo, tem a capacidade de sinalizar a maneira mais eficiente, em termos de custos, de utilização do sistema. Assim sendo, o preço é proporcional ao nível de utilização dos recursos disponíveis na rede e a localização de um determinado nó do sistema (SOTKIEWICZ & VIGNOLO, 2006). Neste cenário, os preços são distribuídos ao longo da rede, onde cada nó possui um valor definido para as cargas e outro para os geradores, como apresenta Mancera e Monroy (2011) no caso dos sistemas de distribuição.

A metodologia de formação dos preços nodais utilizada consiste na composição de duas parcelas: i) capacidade utilizada de um elemento da rede, que relaciona o Custo Anual Equivalente – CAE e o fluxo de potência que flui por um elemento para refletir e encorajar o uso da rede existente; e ii) capacidade não utilizada de um elemento da rede, que baseia-se em uma metodologia de custo incremental de longo prazo para refletir o impacto no avanço ou adiamento de investimentos futuros de novos recursos em função da injeção de potência na rede (MANCERA & MONROY, 2011; STRBAC & MUTALE, 2005).

Capacidade utilizada de um elemento da rede (DNP₁)

A Equação 1 apresenta a expressão para o cálculo da parcela relacionada ao uso da rede existente. Essa parcela procura incentivar o uso da rede existente, uma vez que o custo total a ser recuperado é fixo, quanto maior o uso, menor será o encargo pago pelo usuário. Além disso, os usuários de um nó (cargas e geradores) pagam a mesma parcela relacionada ao uso da rede.

$$DNP_{1j} = \frac{CAE_j}{f_j} = \frac{(1+d)^m \cdot d}{(1+d)^m - 1} \times CT_j \quad (1)$$

Onde,

CAE_j: é o custo anual equivalente do elemento ou circuito *j*;

m: tempo de vida, em anos, do elemento ou circuito *j*;

d: taxa de desconto do capital investido;

CT_j: custo total do investimento do elemento ou circuito *j*;

f_j: fluxo de potência no elemento ou circuito *j*

Capacidade não utilizada de um elemento da rede (DNP_{2G} e DNP_{2L})

Esta parcela baseia-se na metodologia do custo incremental de longo prazo, que permite estimar o horizonte de tempo existente antes da realização de novos investimentos com reforço ou expansão da rede. Dessa forma, é possível identificar os pontos sobrecarregados no sistema e sinalizar a necessidade da conexão de novos geradores ou cargas para o melhor aproveitamento da rede existente.

A conexão de geradores, alivia o sistema e posterga investimentos em capacidade de transporte da rede. Já a conexão de cargas ocorre o contrário. Assim, quanto maior o horizonte de tempo, menor o encargo para o usuário conectado em um determinado nó.

Para o cálculo da segunda parcela, inicialmente, é necessário estimar o tempo m_j , em anos, que um elemento da rede irá levar para atingir sua capacidade máxima de transporte de potência por meio da Equação 2.

$$m_j = \frac{\log(f_j^{max}) - \log(f_j)}{\log(1 + r)} \quad (2)$$

Onde,

f_j^{max} : capacidade máxima do elemento ou circuito j ;

f_j : fluxo de potência no elemento ou circuito j ;

r : taxa de crescimento da demanda.

Em seguida realiza-se o cálculo do custo anual equivalente substituindo m_j na Equação 3.

$$CAE_j = \frac{(1 + d)^{m_j} \cdot d}{(1 + d)^{m_j} - 1} \times TC_j \quad (3)$$

Considerando o caso de um incremento do fluxo de potência em cada elemento da rede, é possível estimar o novo horizonte de tempo m_j devido a geração ($-\Delta f_{jG}$) ou a carga ($+\Delta f_{jL}$) por meio das Equações 4 e 5, respectivamente.

$$m_{jG} = \frac{\log(f_j^{max}) - \log(f_j + \Delta f_{jG})}{\log(1 + r)} \quad (4)$$

$$m_{jL} = \frac{\log(f_j^{max}) - \log(f_j + \Delta f_{jL})}{\log(1 + r)} \quad (5)$$

Substituindo m_{jG} e m_{jL} na Equação 3, obtém-se um novo Custo Anual Equivalente para geradores (CAE_{jG}) e cargas (CAE_{jL}). Em seguida, obtém-se a segunda parcela do mecanismo de formação de preço através das Equações 6 e 7, para geradores e cargas respectivamente.

$$DNP_{2jG} = \frac{CAE_{jG} - CAE_j}{\Delta f_{jG}} = \frac{\Delta CAE_{jG}}{\Delta f_{jG}} \quad (6)$$

$$DNP_{2jL} = \frac{CAE_{jL} - CAE_j}{\Delta f_{jL}} = \frac{\Delta CAE_{jL}}{\Delta f_{jL}} \quad (7)$$

E finalmente, as Equações 8 e 9, apresentam, respectivamente para geradores e cargas, o preço nodal resultante através do somatório dos encargos do conjunto de circuitos z utilizados pelo nó i .

$$DNP_{Gi} = \sum_{j=1}^z DNP_{1j} + \sum_{j=1}^z DNP_{2jG} = DNP_{1i} + DNP_{2Gi} \quad (8)$$

$$DNP_{Li} = \sum_{j=1}^z DNP_{1j} + \sum_{j=1}^z DNP_{2jL} = DNP_{1i} + DNP_{2Li} \quad (9)$$

Estudo de caso

Para estudo de caso, considerou-se um sistema de distribuição radial genérico com dois níveis de carregamento (N1 e N2), conforme apresenta a Figura 1. O nó 17 representa a subestação que alimenta o sistema. Os nós de 1 a 6 somente possuem cargas conectadas, logo, o fluxo de potência sempre irá fluir da subestação em direção às cargas do sistema. As perdas foram desprezadas. O tempo de vida e a capacidade nominal de todos os circuitos são, respectivamente, 10 anos e 144 kVA.

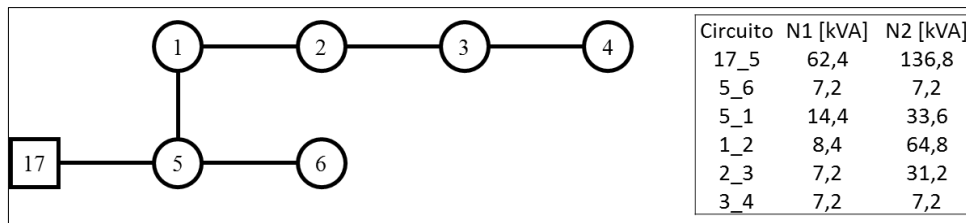


Figura 1 - Sistema de distribuição

A Figura 2 apresenta os preços nodais do sistema para geradores e cargas. Optou-se por apresentar os encargos DNP_1 e DNP_2 separadamente, para os geradores e cargas, a fim

de mostrar a influência do nível de carregamento do sistema nas duas parcelas que compõem os preços nodais.

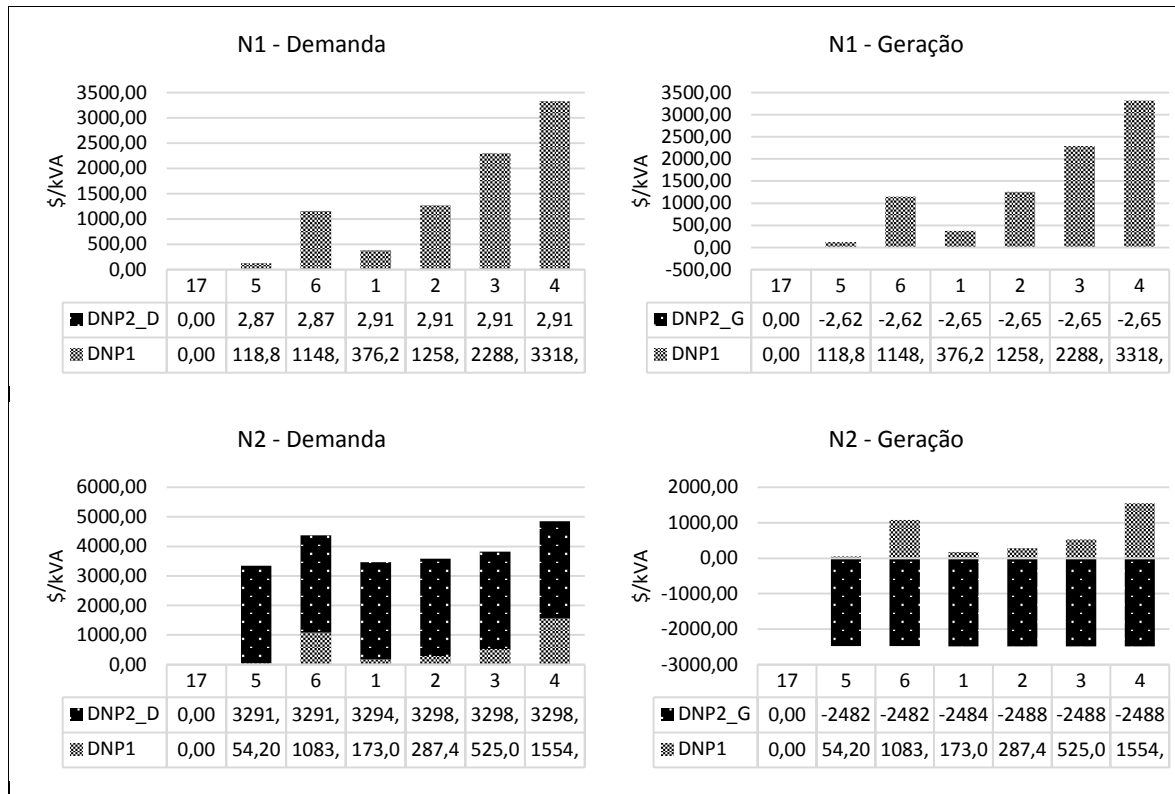


Figura 2 – Preços nodais

Para o caso N1, o sistema encontra-se levemente carregado, resultando em altos encargos DNP_1 e baixos encargos DNP_2 em função do baixo aproveitamento da capacidade instalada da rede. Nota-se também que a medida que se afasta do ponto de suprimento (nó 17), o preço nodal aumenta, conseqüentemente, os usuários conectados ao nó 4 pagam mais caro pelo uso da rede. Logo, existe um incentivo da conexão de cargas no sistema, principalmente no nó 4, com o objetivo de melhorar o aproveitamento dos recursos disponíveis da rede, e assim, diminuir o preço nodal neste ponto.

Para o caso N2, ocorre um aumento do fluxo de potência nos circuitos 5-1, 1-2 e 2-3 em função do aumento da demanda nos nós 5, 2 e 3. Esse aumento de demanda, implica em um aumento generalizado dos preços em todos os nós do sistema. Pode-se notar que, em função do aumento do carregamento do sistema, a parcela DNP_1 diminui em todos os nós do sistema. Por outro lado, o aumento da carga no sistema leva uma diminuição do horizonte de tempo necessário para se realizar novos investimento, logo resulta no aumento das parcelas DNP_2 . No gráfico N2 – Geração, nota-se que o nó 5 possui o maior valor, em

módulo, do preço nodal, o qual sinaliza um possível local para conexão de um Gerador Distribuído com o objetivo de aliviar o sistema e diminuir o preço nodal neste ponto.

Considerações Finais

Este trabalho apresenta a aplicação de um mecanismo de sinalização econômica baseado na metodologia de preços nodais. O mecanismo de formação de preço é composto por duas parcelas. A primeira, procura encorajar o uso dos recursos disponíveis da rede, e a segunda, procura sinalizar os possíveis nós do sistema para conexão de geradores ou cargas através da capacidade não utilizada do sistema. Dessa forma, espera-se que o preço influencie diretamente no comportamento do usuário quanto ao uso da rede, além de sinalizar a necessidade e a localização de novos investimentos em reforço ou expansão do sistema.

Agradecimentos

A CAPES pelo apoio financeiro. A UNIOESTE e ao PGESDE.

Referências

- ALVARADO, F. L. Controlling power systems with price signals. **Decision Support Systems**, v.40, n.3-4, p.495-504, Out. 2005.
- DING, F.; FULLER, J. D. Nodal, Uniform, or Zonal Pricing: Distribution of Economic Surplus. **IEEE Transactions on Power Systems**, v.20, n.2, p.875-882, Maio 2005.
- GAUTAM, D.; MITHULANANTHAN, N. Optimal DG placement in deregulated electricity market. **Electric Power Systems Research**, v.77, n.12, p.1627-1636, Out. 2007.
- HUNT, S. **Making competition work in electricity**. New York: John Wiley & Sons, 2002. 450p.
- MANCERA, C. T.; MONROY, A. C. **Pricing of distribution networks with distributed generation**: Application of nodal pricing. IEEE PES CONFERENCE ON INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES LATIN AMERICA (ISGT LA). **Anais...IEEE**, Out. 2011.
- SOTKIEWICZ, P. M.; VIGNOLO, J. M. Nodal Pricing for Distribution Networks: Efficient Pricing for Efficiency Enhancing DG. **IEEE Transactions on Power Systems**, v.21, n.2, p.1013-1014, Maio 2006.

STRBAC, G.; MUTALE, J. **Framework and Methodology for Pricing of Distribution Networks with Distributed Generation**. DTI Centre for Distributed Generation and Sustainable Electrical Energy, 2005. 60p.

STRBAC, G.; MUTALE, J.; PUDJIANTO, D. **Pricing of distribution networks with distributed generation**. International Conference on Future Power Systems. **Anais...IEEE**, 2005.

ZHONG, X. *et al.* **Development of distribution networks pricing with distributed generation**. III International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies. **Anais...IEEE**, Abr. 2008.

Sinalização Locacional em Sistemas de Distribuição via Preços Nodais

Rodrigo Delfim Guarizi e Roberto Cayetano Lotero

Resumo - A energia elétrica é um serviço público essencial para o desenvolvimento econômico e social de qualquer país. Para atender determinadas exigências dos consumidores, tais como qualidade e preço justo, a Indústria de Energia Elétrica sofreu um amplo processo de aperfeiçoamento em vários países do mundo, o qual impôs desafios aos agentes que atuam na mesma, dentre os quais está a forma de remuneração dos novos investimentos na rede de distribuição. Nesse sentido, o presente trabalho mostra a aplicação de um mecanismo de sinalização econômica baseado na metodologia de preços nodais que consiste em duas parcelas: i) a capacidade utilizada de um elemento da rede para refletir o uso do mesmo; e ii) a capacidade não utilizada de um elemento da rede, baseada na metodologia de Custo Incremental de Longo Prazo – CILP, a fim de refletir a necessidade ou adiamento de novos investimentos em função do incremento e/ou decréscimo de carga no sistema. O objetivo principal é a sinalização de preço para geradores ou cargas que desejam se conectar em determinados pontos da rede de distribuição. A metodologia é aplicada no sistema teste IEEE 13 barras. Particularmente, no presente trabalho é realizada uma análise comparativa entre duas abordagens de CILP.

Palavras-chave: Energia elétrica; preço locacional; preços nodais; sinalização econômica; sistemas de distribuição.

I. INTRODUÇÃO

A energia elétrica é considerada um serviço público essencial, dada a importância para o desenvolvimento econômico e social de qualquer país. No entanto, o custo da energia elétrica impacta no orçamento dos consumidores, na atividade produtiva, no nível de emprego e inibe ou pode estimular a distribuição de renda, o desenvolvimento social e a competitividade. Logo, o preço da energia elétrica é elemento fundamental para determinar os rumos no campo econômico e social de qualquer país.

Em vários países no mundo, o setor de energia elétrica passou por um amplo processo de reestruturação e liberalização, o que impôs vários desafios aos agentes que atuam no mesmo [1], [2]. Dentre os desafios está o desenvolvimento de um mecanismo de formação de preço que apresente sinais econômicos adequados para a alocação de recursos energéticos distribuídos no sistema de distribuição, o qual tem adquirido as características dos tradicionais sistemas de transmissão. Ou seja, no contexto de um mercado aberto e competitivo, as redes de distribuição têm se tornado ativas,

tanto no controle quanto na operação, em função da possibilidade de conexão de Geradores Distribuídos ou Cargas despacháveis [3]–[5].

Ainda, nesse cenário de um sistema de distribuição ativo, a relação entre a concessionária e os usuários da rede é estritamente comercial, a empresa disponibiliza seus ativos e os usuários pagam um valor proporcional à capacidade utilizada da rede [6]. Por outro lado, quando se trata do planejamento da expansão, o livre acesso às redes de distribuição cria um problema adicional para as companhias que exploram esse serviço, pois não tem o controle sobre o local, o tamanho e o tipo de carga ou gerador a ser conectado futuramente, porém, poderia ser sinalizado o custo incorrido através de um mecanismo de preços nodais [7]–[9].

Por isso, conectar novos recursos na rede de distribuição não é uma tarefa trivial. Faz-se necessário um planejamento dos investimentos que garanta a recuperação total dos custos incorridos pelas distribuidoras, e acima de tudo, que a rede existente seja utilizada ao menor custo possível, alocando todos os custos de forma justa entre todos os agentes que utilizam a rede. Assim, é necessário fornecer algum tipo de incentivo aos usuários que contribuem positivamente na rede, ou seja, os usuários que reduzem custos operacionais ou a necessidade de reforçar o sistema; e um desincentivo para os que contribuem de forma negativa, aqueles outros que impõem custos ou a necessidade de reforçar a rede.

Tradicionalmente, no planejamento centralizado da expansão dos sistemas de transmissão de energia elétrica, é utilizada a metodologia de preços nodais para sinalizar a melhor localização para conexão de geradores ou centros de carga [10]–[12]. No entanto, as metodologias tradicionais não são economicamente eficientes no sentido de identificar os usuários que impõem um custo operacional adicional ou a necessidade de reforço ou expansão da rede e aqueles que aliviam o sistema.

Nesse sentido, o principal objetivo da elaboração de um mecanismo de sinalização de preços para redes de distribuição, de modo a refletir a forma que está sendo utilizada entre os usuários conectados, é assegurar a eficiência econômica na operação e expansão da mesma. Assim sendo, é possível garantir que o custo da operação do sistema no curto prazo seja recuperado e a operação do sistema expandido, será o menor possível [4], [7], [8].

O presente trabalho apresenta a aplicação de um mecanismo de formação de preços nodais em sistemas de distribuição com o objetivo de fornecer sinais econômicos locais aos agentes de distribuição de energia elétrica e aos usuários conectados na rede, tanto geradores como cargas.

Agradecimentos à CAPES pela bolsa de mestrado.

R. Guarizi é mestrando do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Sistemas Dinâmicos e Energéticos – PGESE - da UNIOESTE Campus Foz do Iguaçu (roguarizi@hotmail.com).

R. C. Lotero é Professor Associado do Curso de Engenharia Elétrica da UNIOESTE Campus Foz do Iguaçu e faz parte do corpo docente do PGESE (e-mail: roberto.lotero@unioeste.br).

Especificamente, é realizada uma análise comparativa da aplicação de duas metodologias de Custo Incremental de Longo Prazo ao sistema teste IEEE 13 barras [13], [14].

II. OS PREÇOS NODAIS

Como já supracitado, ocorreu uma reestruturação no setor de energia elétrica em vários países no mundo. Tais mudanças inseriu novos mecanismos de mercado. E a energia elétrica passou a ser tratada como um produto a ser adquirido através de contratos de compra e venda, e o transporte passou a ser tratado como um serviço a ser estabelecido através de contratos de acesso e uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Em relação ao uso do sistema, o grande desafio está no desenvolvimento de tarifas que assegure o tratamento não discriminatório aos usuários, estimular novos investimentos na expansão dos sistemas, induzir a utilização racional e minimizar os custos de ampliação ou utilização dos sistemas elétricos [15].

A fim de alcançar esse objetivo, algumas premissas básicas devem ser seguidas no desenvolvimento de metodologias de alocação de custos do uso dos sistemas de transporte de energia elétrica [15], [16]:

- Ser de entendimento simples e transparente na sua aplicação para todos os usuários do sistema;
- Não permitir um tratamento diferenciado entre os usuários de mesma natureza, isto é, tratamento igual para os iguais;
- Ser coerente e aderente em relação à forma de operação e de expansão do sistema;
- Promover a eficiência alocativa: alocar os custos do sistema de acordo com o uso provocado por cada usuário, isto é, quem usa mais deve pagar mais; e
- Promover a eficiência econômica, através de uma sinalização adequada que leve a uma minimização dos investimentos em expansão e operação do sistema.

Nos sistemas de transmissão, as metodologias de alocação do custo de uso do sistema podem ser separadas em três abordagens principais: custos médios, custos incrementais e custos marginais. Sendo as duas últimas as mais atrativas dada a facilidade de implementação e a capacidade de fornecer sinais econômicos aos usuários do sistema induzindo a eficiência econômica e a alocativa através dos preços nodais [17].

Entretanto, os preços nodais podem apresentar natureza temporal de curto ou de longo prazo. O problema de planejamento de curto prazo consiste na solução do despacho econômico da operação de sistemas elétricos de potência considerando somente os custos de operação da rede [10]–[12], [18]. Nesse caso, os preços nodais apresentam o problema da volatilidade e a receita total obtida a partir desses preços não permite a recuperação dos custos com investimentos no sistema. Já os problemas de planejamento de longo prazo tratam a expansão do sistema considerando tanto os custos de operação quanto os investimentos no sistema, resolvendo assim, o problema da volatilidade e recuperação

dos investimentos [17], [19]–[21]. No entanto, sua implementação é de maior complexidade em função da quantidade de informações requeridas, da multi-periodicidade, serem dinâmicos, discretos e envolver incertezas como: crescimento da demanda, evolução da tecnologia, entre outras.

Não diferente do caso do sistema de transmissão, a tarifa de uso do sistema de distribuição deve refletir as responsabilidades dos acessantes ou dos usuários da rede nos custos globais de provimento deste serviço de transporte. Um dos princípios básicos da tarifação justa é que o usuário de uma rede não deve pagar pelo seu uso mais do que pagaria se ele arcasse com todos os custos de uma rede individual. A ideia é que o uso compartilhado traga benefícios a todos os usuários, minimizando seus custos. No que se refere às distribuidoras, evita-se o sobreinvestimento e a ociosidade da rede existente [22].

Nesse contexto, a estrutura tarifária deve ser definida a partir de todos os fatores que impliquem em custos diferenciados para prover o serviço de transporte, tais como: a hora, o local, nível de tensão, confiabilidade, qualidade, segurança etc. [22].

O sinal locacional é importante para atingir a otimização da rede, mas muitos argumentam que a elasticidade espacial para a carga, principalmente em níveis de tensão baixos, é muito pequena e que o resultado de uma diferenciação tarifária a partir da localização não traria ganhos nessa otimização. No entanto é necessário passar para os usuários do sistema, seja ele um gerador ou uma carga, que existe um sinal locacional associado à sua região ou ponto de conexão. Além disso, em função da forma de utilização da rede, um sinal tarifário único independentemente da região onde um agente se encontra pode levar a um uso errado da rede [22].

Ademais, com a abertura de mercado para a inserção de geradores distribuídos e micro geradores nas redes de distribuição se faz necessário identificar os custos, os benefícios e o impacto que podem causar tanto na operação quanto na expansão da rede. Assim como as cargas são cobradas pelo uso do sistema, os geradores também devem ser tarifados pelo uso de uma parcela da capacidade do sistema.

III. SINALIZAÇÃO LOCACIONAL EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO VIA PREÇOS NODAIS

O preço nodal tem a capacidade de incentivar a conexão de geradores nos nós mais caros do sistema e a conexão de cargas nos nós mais baratos. Logo, permite sinalizar a maneira mais eficiente, em termos de custos, de utilização do sistema. Assim sendo, o preço é proporcional ao nível de utilização dos recursos disponíveis na rede e a localização de um determinado nó do sistema [7]–[9]. Neste cenário, os preços são discriminados ao longo da rede, com cada nó possuindo um valor definido para as cargas e outro para os geradores, como apresenta [3], [5], [7] no caso dos sistemas de distribuição.

A metodologia de formação dos preços nodais utilizada consiste na composição de duas parcelas: i) capacidade utilizada de um elemento da rede, que relaciona o Custo Anual Equivalente – CAE e o fluxo de potência que flui por um elemento para refletir e encorajar o uso da rede existente; e ii)

capacidade não utilizada de um elemento da rede, baseada em uma metodologia de Custo Incremental de Longo Prazo – CILP, para refletir o impacto no avanço ou adiamento de investimentos futuros de novos recursos em função da injeção de potência na rede [3], [7], [23].

A. Capacidade utilizada de um elemento da rede (U)

A Equação 1 apresenta a expressão para o cálculo da parcela relacionada ao uso da rede existente. Essa parcela procura incentivar o uso da rede existente, uma vez que o custo total a ser recuperado é fixo, quanto maior o uso, menor será o encargo pago pelo usuário. Além disso, os usuários de um nó (cargas e geradores) pagam a mesma parcela relacionada ao uso da rede.

$$U_j = \frac{CAE_j}{f_j} = \frac{(1+d)^m \cdot d}{(1+d)^m - 1} \times CT_j \quad (1)$$

Onde, CAE_j é o Custo Anual Equivalente do elemento ou circuito j ; m o tempo de vida útil, em anos, do elemento ou circuito j ; d a taxa de desconto do capital investido; CT_j o custo total do investimento do elemento ou circuito j ; e, f_j o fluxo de potência no elemento ou circuito j .

B. Capacidade não utilizada de um elemento da rede - $CILP_I$

Esta parcela é baseada em uma metodologia de Custo Incremental de Longo Prazo apresentada em [3]. A presente metodologia e a que será apresentada no tópico seguinte, permitem estimar o horizonte de tempo existente antes da realização de novos investimentos com reforço ou expansão da rede. Dessa forma, é possível identificar os pontos sobrecarregados no sistema e sinalizar a necessidade da conexão de novos geradores ou cargas para o melhor aproveitamento da rede existente.

A conexão de geradores, alivia o sistema e posterga investimentos em capacidade de transporte da rede. Já a conexão de cargas ocorre o contrário. Assim, quanto maior o horizonte de tempo, menor o encargo para o usuário conectado em um determinado nó.

Para o cálculo da segunda parcela, inicialmente, é necessário estimar o tempo n_j , em anos, que um elemento da rede irá levar para atingir sua capacidade máxima de transporte de potência por meio de (2).

$$n_j = \frac{\log(f_j^{max}) - \log(f_j)}{\log(1+r)} \quad (2)$$

Onde, f_j^{max} é a capacidade máxima do elemento ou circuito j e r a taxa de crescimento da demanda.

Considerando o caso de um incremento ou decréscimo (Δf_{jk}) do fluxo de potência em cada elemento j da rede, é possível estimar o novo horizonte de tempo n_{jk} através de (3). Onde, o índice k representa um aumento do fluxo no elemento j em função da conexão de cargas ($+\Delta f_{jL}$), ou negativa pela conexão de geradores ($-\Delta f_{jG}$).

$$n_{jk} = \frac{\log(f_j^{max}) - \log(f_j + \Delta f_{jk})}{\log(1+r)} \quad (3)$$

O $CILP_{jk}$, é então calculado através do produto entre o custo total do ativo j (CT_j) e a diferença entre fatores de anualização de custos calculados com os horizontes de tempo estimados em (3) e (2), respectivamente, assim como apresenta (4).

$$CILP_{Ijk} = \frac{CT_j}{\Delta f_{jk}} \times \left(\frac{(1+d)^{n_{jk}} \cdot d}{(1+d)^{n_{jk}} - 1} - \frac{(1+d)^{n_j} \cdot d}{(1+d)^{n_j} - 1} \right) \quad (4)$$

Vale ressaltar que a parcela entre parênteses, multiplicada por CT_j , representa a variação do Custo Anual Equivalente antes e depois do incremento/decréscimo de fluxo em cada elemento j . A diferença, entre os fatores de anualização será positiva (para $k=L$) com o incremento do fluxo em cada elemento do sistema em função da diminuição do horizonte de tempo existente antes do reforço, ou negativa (para $k=G$) com o decréscimo do fluxo em função do aumento do horizonte de tempo existente antes do reforço.

E, finalmente, (5) apresenta o preço nodal resultante através do somatório dos encargos do conjunto de circuitos z utilizados pelo nó i .

$$PN_{Iik} = \sum_{j=1}^z U_j + \sum_{j=1}^z CILP_{Ijk} = U_i + CILP_{Iik} \quad (5)$$

C. Capacidade não utilizada de um elemento da rede - $CILP_{II}$

Em [7], no cálculo do $CILP_{II}$, realiza-se o mesmo procedimentos para se estimar os horizontes de tempo n_j e n_{jk} , porém a grande diferença é que esses valores são utilizados para se obter os valores presentes dos investimentos antes e depois do incremento/decréscimo de fluxo em cada elemento j do sistema, representado pela primeira e segunda parcela do lado direito de (6). Já a terceira parcela, representa o fator que anualiza o custo em um período de m_j anos a uma taxa de desconto d do capital investido.

$$CILP_{IIjk} = \frac{CT_j}{\Delta f_{jk}} \times \left(\frac{1}{(1+d)^{n_{jk}}} - \frac{1}{(1+d)^{n_j}} \right) \times \frac{(1+d)^{m_j} \cdot d}{(1+d)^{m_j} - 1} \quad (6)$$

Por fim, os preços nodais são calculados analogamente à (5), através de (7).

$$PN_{IIik} = \sum_{j=1}^z U_j + \sum_{j=1}^z CILP_{IIjk} = U_i + CILP_{IIik} \quad (7)$$

No estudo de caso que será apresentado a seguir foi considerado uma taxa de crescimento da demanda de 1% ao ano, uma taxa de desconto do capital investido de 6,9% ao ano, o tempo de vida útil de cada ativo de 40 anos e um custo total médio por circuito de \$100.000,00 unidades monetárias [3], [5], [7]. Nos cálculos, também foi considerado que todos

os circuitos são trifásicos e o fluxo de potência está uniformemente distribuído em todas as fases.

IV. ESTUDO DE CASO - $CILP_I$

Para estudo de caso, escolheu-se o sistema de distribuição radial hipotético IEEE 13 barras. O carregamento do sistema, bem como sua topologia é apresentado na Fig. 1 [3], [13]. Esse sistema de 4,16 kV, é pequeno e apresenta circuitos com alto carregamento, como é o caso dos principais alimentadores laterais alcançam 40% ou menos, com exceção do transformador entre os nós 633 e 634 que está carregado em aproximadamente 90%. Esse sistema também apresenta cargas distribuídas ao longo do circuito 632 e 671. Para tanto, criou-se um nó fictício no meio desse ramo representando a carga total do circuito dado pelo nó 2. O ponto de suprimento do sistema é representado por uma subestação no nó 650, com uma demanda total de 3.466 kW. Os preços nodais foram calculados a partir do nó 632, logo, para esse nó, em todos os casos o encargo de uso do sistema é zero.

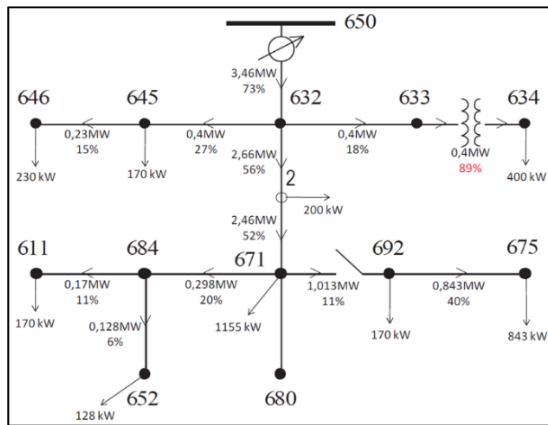


Figura 1 – Sistema de Distribuição IEEE 13 barras

Do ponto de vista dos preços nodais, é possível notar o carregamento do sistema tanto para os geradores quanto para as cargas, como apresenta a Fig. 2. Pode-se observar que os usuários conectados nos nós 611 e 652 pagam um alto encargo pela capacidade utilizada do sistema (U_i) em função do baixo aproveitamento da rede existente relativo a esses nós que estão conectados (11% para o circuito 684-611 e 6% para o circuito 684-652). Por outro lado, as cargas que estão conectadas no nó 634 devem pagar um alto encargo pela capacidade não utilizada do sistema ($CILP_{1634L}$), sinalizando que a instalação de uma unidade adicional de potência (1 kW) aumenta a necessidade de investimento em reforço do sistema. Em outras palavras, diminui o horizonte de tempo existente para realização do investimento. E, por outro lado, nesse mesmo nó, um elevado valor (negativo) da capacidade não utilizada para geradores ($CILP_{1634G}$), sinaliza que a instalação de uma unidade adicional de geração alivia o sistema, postergando assim, a necessidade de investimento em reforço da rede [3].

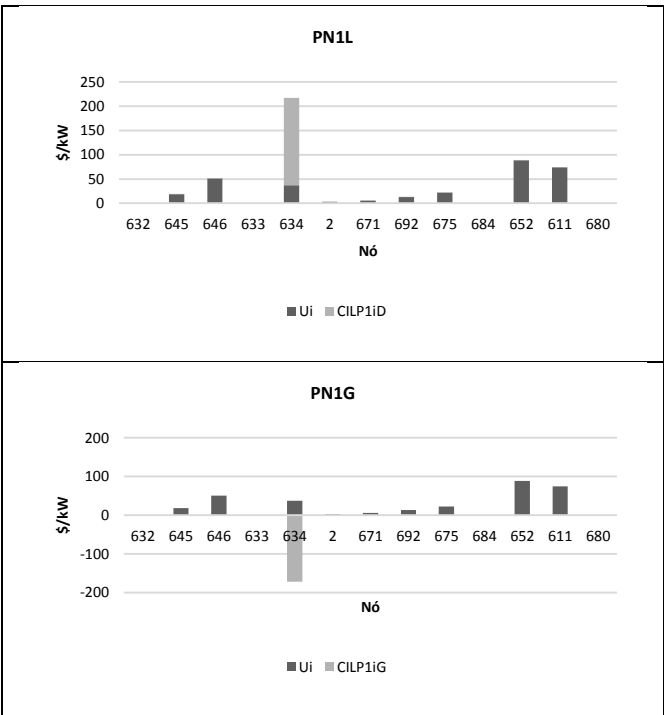


Figura 2 – PN_I para cargas e geradores

V. ESTUDO DE CASO - $CILP_{II}$

A Fig. 3 apresenta os preços nodais PN_{IIik} resultante do cálculo do custo incremental de longo prazo proposto por [7]. Observa-se que a metodologia proposta ($CILP_{II}$), transmite o mesmo sinal econômico locacional em relação a metodologia $CILP_I$.

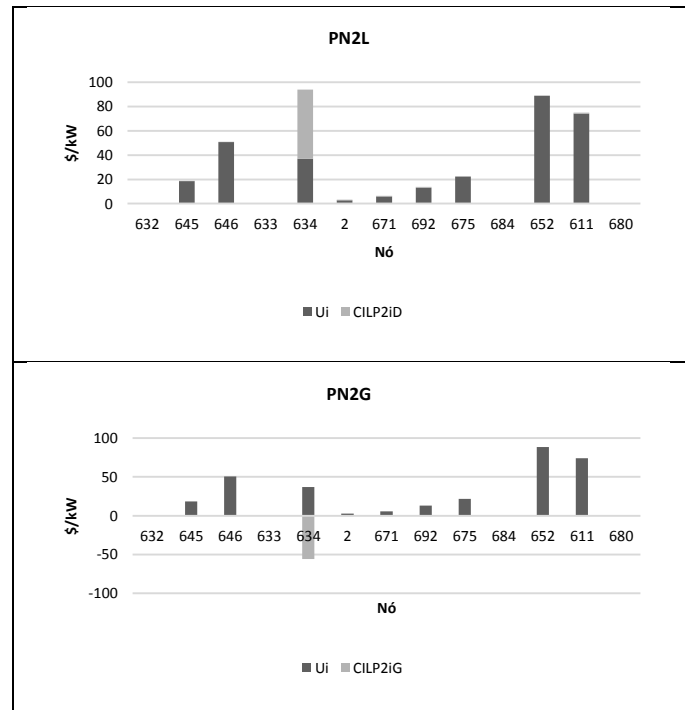


Figura 3 - PN_{II} para cargas e geradores

Em termos matemáticos, (6) da metodologia $CILP_{II}$, assume que se um elemento da rede entrar em operação hoje, seu reforço será necessário após o término de sua vida útil, no caso, 40 anos. Apresentando-se assim, mais coerente em relação à metodologia I.

Já, em termos monetários, pode-se constatar uma diferença entre as metodologias. No caso, quanto maior o carregamento de um elemento da rede, maior é a discrepância entre os valores das metodologias $CILP$. Por exemplo, no caso do nó 634, $PN_{1634L}=2,3PN_{11634L}$.

Certa discrepância entre as metodologias pode ser melhor visualizada através da Fig. 4, onde, calculou-se do ponto de vista da carga os $CILP I$ e II para um mesmo circuito, com as mesmas características físicas, o mesmo custo total a ser recuperado, mesmas taxas de crescimento da demanda e de desconto.

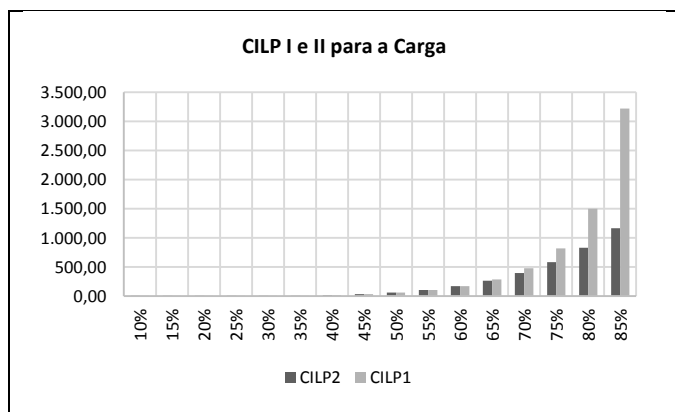


Figura 4 – Comparação entre metodologias CILP

VI. CONCLUSÃO

Este trabalho apresenta a aplicação de um mecanismo de sinalização econômica baseado na metodologia de preços nodais utilizando o sistema de distribuição radial hipotético IEEE 13 barras. O mecanismo de formação de preço é composto por duas parcelas: a primeira procura encorajar o uso dos recursos disponíveis da rede, e a segunda procura sinalizar os possíveis nós do sistema para conexão de geradores ou cargas através da capacidade não utilizada do sistema através do Custo Incremental de Longo Prazo – CILP dos ativos da rede. Foram apresentadas duas metodologias para obtenção dos custos incrementais: $CILP_I$ e $CILP_{II}$. Notou-se que, para elementos altamente carregados da rede, em torno de 85%, os valores obtidos pela aplicação das duas metodologias são discrepantes. Sendo que a metodologia $CILP_{II}$ se mostrou mais coerente em relação ao $CILP_I$ por considerar que o reforço na rede será realizado após o término da vida útil do ativo.

Pode-se constatar que o modelo matemático de preços nodais utilizado é capaz de fornecer sinais econômicos locais de forma a induzir o nível ideal de utilização da rede existente. Em outras palavras, do ponto de vista de uma política de incentivos, o modelo fornece uma sinalização positiva aos usuários que aliviam o carregamento do sistema e uma sinalização negativa aos usuários que impõem custos adicionais ao sistema. Dessa maneira, através do mecanismo de sinalização, é possível estabelecer um nível de

carregamento da rede, no qual não seja necessário reforçá-la ou expandi-la, e ao mesmo tempo, que a mesma não permaneça subutilizada.

Do ponto de vista da eficiência econômica as parcelas de uso e não uso do modelo buscam sinalizar, respectivamente, a operação e expansão do sistema. No curto prazo, busca-se cobrir os custos variáveis necessários para operar a rede, além disso, o agente deve arcar com qualquer custo variável adicional imposto ao sistema. Já no longo prazo, a eficiência se dá no sentido de garantir que os investimentos irão ocorrer e o investidor obterá o retorno do mesmo. Portanto, o sinal deve ser fornecido tanto no curto como no longo prazo, os quais dependem diretamente do carregamento do sistema e quanto o agente utiliza o sistema. Como foi possível observar, se o sistema encontra-se carregado, o sinal de curto prazo será menor que o de longo prazo, então, a melhor alternativa é expandir o sistema; mas caso o sistema encontra-se fracamente carregado, a melhor alternativa é operar o sistema com os recursos disponíveis e incentivar a conexão de cargas.

Logo, com base nos resultados obtidos, espera-se que o mecanismo de precificação nodal utilizado influencie diretamente no comportamento dos agentes quanto ao uso da rede, além de sinalizar a necessidade e a localização de novos investimentos para reforçar ou expandir o sistema.

VII. REFERÊNCIAS

- [1] S. Hunt and G. Shuttleworth, *Competition and choice in Electricity*. Chichester: John Wiley & Sons, 1996, p. 237.
- [2] S. Hunt, *Making competition work in electricity*. New York: John Wiley & Sons, 2002, p. 450.
- [3] C. T. Mancera and A. C. Monroy, "Pricing of distribution networks with distributed generation: Application of nodal pricing," in *2011 IEEE PES CONFERENCE ON INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES LATIN AMERICA (ISGT LA)*, 2011, pp. 1–7.
- [4] G. Strbac, J. Mutale, and D. Pudjianto, "Pricing of distribution networks with distributed generation," in *2005 International Conference on Future Power Systems*, 2005, p. 6 pp.–6.
- [5] X. Zhong and K. L. Lo, "Development of distribution networks pricing with distributed generation," in *2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, 2008, no. April, pp. 2769–2774.
- [6] C. Gu, F. Li, and Y. He, "Enhanced Long-Run Incremental Cost Pricing Considering the Impact of Network Contingencies," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 1, pp. 344–352, Feb. 2012.
- [7] F. Li and D. L. Tolley, "Long-Run Incremental Cost Pricing Based on Unused Capacity," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 4, pp. 1683–1689, Nov. 2007.
- [8] F. Li, D. Tolley, N. P. Padhy, and J. Wang, "Framework for Assessing the Economic Efficiencies of Long-Run Network Pricing Models," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 4, pp. 1641–1648, Nov. 2009.
- [9] F. Li, D. Tolley, N. P. Padhy, and J. Wang, "Network benefits from introducing an economic Methodology for distribution charging," Department of electronic and electrical engineering, University of Bath, United Kingdom, to OFGEM, 2005.
- [10] F. L. Alvarado, "Controlling power systems with price signals," *Decis. Support Syst.*, vol. 40, no. 3–4, pp. 495–504, Oct. 2005.
- [11] F. Ding and J. D. Fuller, "Nodal, Uniform, or Zonal Pricing: Distribution of Economic Surplus," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 2, pp. 875–882, May 2005.
- [12] D. Gautam and N. Mithulananthan, "Optimal DG placement in deregulated electricity market," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 77, no. 12, pp. 1627–1636, Oct. 2007.
- [13] W. H. Kersting, "Radial distribution test feeders," in *2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37194)*, 2001, vol. 2, no. C, pp. 908–912.

- [14] W. H. Kersting, “Radial distribution test feeders,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 6, no. 3, pp. 975–985, 1991.
- [15] E. Nery et al, *Mercados e regulação de energia elétrica*. Rio de Janeiro: Interciência, 2012, p. 722.
- [16] PJM, “Transmission Cost Allocation Issues , Methods and Practices,” 2010.
- [17] A. S. Braga and J. T. Saraiva, “Dealing with uncertainties in long term transmission expansion planning problems,” in *2005 IEEE Russia Power Tech*, 2005, no. 50, pp. 1–7.
- [18] S. N. Pandey, S. Tapaswi, and L. Srivastava, “Locational Marginal Price Projection using a Novel RBFNN Approach in Spot Power Market,” in *2008 Joint International Conference on Power System Technology and IEEE Power India Conference*, 2008, pp. 1–7.
- [19] S. Haffner, L. Fernando, A. Pereira, L. A. Pereira, L. S. Barreto, S. Member, and A. Sets, “Multistage Model for Distribution Expansion Planning With Distributed Generation — Part I: Problem Formulation,” vol. 23, no. 2, pp. 915–923, 2008.
- [20] S. Haffner, L. Fernando, A. Pereira, L. A. Pereira, L. S. Barreto, and S. Member, “Multistage Model for Distribution Expansion Planning with Distributed Generation — Part II: Numerical Results,” vol. 23, no. 2, pp. 924–929, 2008.
- [21] R. C. Lotero, J. Contreras, and S. Member, “Distribution System Planning With Reliability,” vol. 26, no. 4, pp. 2552–2562, 2011.
- [22] M. A. de P. Delgado et al, *A estrutura tarifária em monopólios naturais: Novas reflexões no setor elétrico*. Rio de Janeiro: Synergia: ABRADÉE; Brasília: ANEEL, 2011, p. 275.
- [23] G. Strbac and J. Mutale, “Framework and Methodology for Pricing of Distribution Networks with Distributed Generation,” DTI Centre for Distributed Generation and Sustainable Electrical Energy, 2005.