



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA  
"JÚLIO DE MESQUITA FILHO"  
Campus de Ilha Solteira

**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA "JÚLIO DE MESQUITA FILHO"**  
**FACULDADE DE ENGENHARIA**  
**CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA**

**SAULO GOMES MOREIRA**

**RESPOSTA DA DEMANDA NO PLANEJAMENTO PARA INTEGRAÇÃO DE  
RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS**

Ilha Solteira  
2017



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA  
"JÚLIO DE MESQUITA FILHO"  
Campus de Ilha Solteira

**SAULO GOMES MOREIRA**

**RESPOSTA DA DEMANDA NO PLANEJAMENTO PARA  
INTEGRAÇÃO DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS**

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia -  
UNESP – Campus de Ilha Solteira, para  
obtenção do título de Doutor em Engenharia  
Elétrica.

Área de Conhecimento: Automação.

**Dr. Dionízio Paschoareli Júnior**  
**Orientador**

Ilha Solteira  
2017

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

M838r      Moreira, Saulo Gomes.  
Resposta da demanda no planejamento para integração de recursos  
energéticos distribuídos / Saulo Gomes Moreira. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2017  
116 f. : il.

Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia.  
Área de conhecimento: Automação, 2017

Orientador: Dionízio Paschoareli Júnior  
Inclui bibliografia

1. Redes elétricas inteligentes. 2. Geração distribuída. 3. Tarifação horária.  
4. Resposta da demanda.



**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA**

**Câmpus de Ilha Solteira**

**CERTIFICADO DE APROVAÇÃO**

**TÍTULO DA TESE: RESPOSTA DA DEMANDA NO PLANEJAMENTO PARA INTEGRAÇÃO DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS**

**AUTOR: SAULO GOMES MOREIRA**

**ORIENTADOR: DIONIZIO PASCHOARELI JUNIOR**

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Doutor em ENGENHARIA ELÉTRICA, área: AUTOMAÇÃO pela Comissão Examinadora:

Prof. Dr. DIONIZIO PASCHOARELI JUNIOR  
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Prof. Dr. FABIO BERTEQUINI LEÃO  
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Prof. Dr. LUIS CARLOS ORIGA DE OLIVEIRA  
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Prof. Dr. EDSON ANTONIO BATISTA  
Faculdade de Engenharias, Arquitetura e Urbanismo / Universidade Federal de Mato Grosso do Sul

Prof. Dr. CRISTIANO QUEVEDO ANDREA  
Centro de Ciências Exatas e Tecnologia / Universidade Federal de Mato Grosso do Sul

Ilha Solteira, 02 de junho de 2017.

Dedico este trabalho a Deus, pelas bênçãos que sempre derramou sobre mim.

Ao meu filho, Saulo Gomes Moreira Filho, a alegria da minha vida, meu melhor amigo e razão do meu viver.

A minha esposa Nadya, amor da minha vida, minha companheira para todos os momentos.

Aos meus pais, Gercino e Vera, e aos meus irmãos, Sandro e Marcio, por serem a base sólida que sempre me fortaleceu.

## AGRADECIMENTOS

Ao senhor Deus, sempre em primeiro lugar, por estar comigo todo o tempo, iluminando o meu caminho.

Ao meu orientador Prof. Dr. Dionízio Paschoareli Jr., pela oportunidade que me deu de conhecer um novo mundo na Engenharia Elétrica, pela paciência e pelo exemplo de dedicação ao ensino e aos alunos.

A minha esposa, Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Nadya Kalache, pelo incentivo sempre presente, pelas contribuições técnicas ao trabalho e por dividir comigo toda essa trajetória do doutorado.

Aos professores Luís Carlos Origa de Oliveira, Fábio Bertequini Leão, Edson Antônio Batista e Cristiano Quevedo Andrea, pelas valiosas contribuições durante os processos de qualificação e avaliação final da tese.

A Universidade Federal do Mato Grosso do Sul – UFMS, minha casa profissional, pelo apoio concedido em todas as etapas do doutorado, antes e durante o afastamento.

Ao colega de doutorado Prof. Dr. Ângelo César de Lourenço, pelo compartilhamento de várias horas na estrada nas viagens a Ilha Solteira durante a etapa das disciplinas.

Aos colegas professores da Faculdade de Engenharias, Arquitetura e Urbanismo e Geografia – FAENG da UFMS que colaboraram para que pudéssemos nos dedicar à realização das pesquisas.

Ao corpo técnico e docente do Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da UNESP de Ilha Solteira, pelo suporte técnico e infraestrutura.

A companhia Elektro S/A pelo apoio fundamental através do projeto *Smart City*,

Aos meus familiares e amigos pelo apoio e motivação sempre constantes e pela compreensão nos muitos momentos de inevitável ausência.

## RESUMO

No planejamento da integração de fontes de geração distribuída no sistema de distribuição em baixa tensão é fundamental que haja a investigação dos efeitos provocados nas condições operacionais da rede, tais como níveis de tensão e carregamento de transformadores. Com vista ao potencial aumento da geração fotovoltaica no cenário brasileiro e à iminente migração tecnológica das redes tradicionais para as chamadas redes inteligentes, a resposta da demanda se apresenta como uma das estratégias para possibilitar uma integração eficiente de recursos energéticos distribuídos. Na aplicação de um programa de resposta da demanda, especificamente para o cenário de uma distribuidora, permitiu-se concluir, através da utilização de dados reais, que no processo de planejamento de integração de novas fontes de geração de natureza fotovoltaica, a aplicação de uma estrutura tarifária com custos diferenciados horários baseados no custo marginal de capacidade do sistema, possibilita que sejam observadas melhores condições operacionais da rede. A aplicação da nova estrutura tarifária horária indica uma significativa alteração no perfil de carga esperado dos consumidores de baixa tensão o que refletiu em melhores valores de níveis de tensão e aumento da capacidade livre do transformador em integrar novas fontes distribuídas no sistema.

**Palavras Chave:** Redes Elétricas Inteligentes. Geração distribuída. Tarifação horária. Resposta da Demanda.

## **ABSTRACT**

In planning the integration of distributed generation sources in the low voltage distribution system, it is essential to investigate the effects caused by the network operating conditions, such as voltage levels and transformer loading. By the point of view of the potential increase in photovoltaic generation for the Brazilian scenario and the imminent technological migration of traditional networks to the so-called Smart Grids, demand response is one of the strategies to enable the efficient integration of distributed energy resources. By applying a demand response program, specifically for the scenario of a distribution company, it was possible to conclude, by using real data, that in the integration planning process of new photovoltaic based generation sources, the application of a tariff structure with hourly differentiated costs based on the system's marginal cost of capacity, allows better operational conditions of the network to be observed. The application of the new hourly tariff structure indicates a significant change in the expected load profile of the low voltage consumers, which reflected in better values of voltage levels and rising of the free capacity of the transformer to integrate new distributed sources into the system.

**Key words:** Smart grids. Distributed Generation. Hourly Pricing. Demand Response.

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1</b> – Esquema de representação de redes de distribuição com presença de GD .....	15
<b>Figura 2</b> – Simultaneidade entre carga mínima e produção máxima de fontes na rede. ....	28
<b>Figura 3</b> – Impactos sobre as perdas com variação da corrente .....	31
<b>Figura 4</b> – Diagrama esquemático da rede atendida pelo transformador .....	33
<b>Figura 5</b> – Perfil da carga no sistema .....	34
<b>Figura 6</b> – Arquitetura de instalação de painéis fotovoltaicos .....	36
<b>Figura 7</b> – Perfil de geração de um sistema fotovoltaico de 3,0 kWp no mês de Abril .....	37
<b>Figura 8</b> – Perfis de tensão para diferentes cenários de penetração de GD.....	41
<b>Figura 9</b> – Perfil de carga no transformador do sistema teste .....	42
<b>Figura 10</b> – Capacidade livre do transformador do sistema teste de distribuição .....	43
<b>Figura 11</b> – Programas de Resposta pela Demanda .....	51
<b>Figura 12</b> – Abrangência dos programas de Resposta pela Demanda.....	52
<b>Figura 13</b> - Efeitos da elasticidade preço-carga na curva de carga .....	60
<b>Figura 14</b> - Estruturas de preço antiga e nova .....	61
<b>Figura 15</b> - Tecnologias de medição nos alimentadores e localidades.....	64
<b>Figura 16</b> - Arquitetura proposta para a infraestrutura avançada de medição.....	64
<b>Figura 17</b> - Distribuição das tecnologias RF e PLC .....	66
<b>Figura 18</b> - Visão geral da arquitetura de AMI aplicada em SLP .....	67
<b>Figura 19</b> – Função contribuição para redes individuais, coletivas e intermediárias .....	74
<b>Figura 20</b> – Ajuste linear da função de contribuição.....	75
<b>Figura 21</b> – Representação dos custos no sistema elétrico.....	79
<b>Figura 22</b> – Associação entre curvas de carga e de rede .....	81
<b>Figura 23</b> – Fluxograma para análise da integração de fontes de geração distribuída .....	85
<b>Figura 24</b> – (a) Consumo percentual por classe; (b) Receita percentual por classe .....	86
<b>Figura 25</b> – Perfis de carga e geração fotovoltaica para cliente do agrupamento BT .....	88
<b>Figura 26</b> – Perfil agregado carga/geração para cliente do agrupamento BT .....	89
<b>Figura 27</b> – Curvas de rede para diferentes cenários de penetração fotovoltaica .....	90
<b>Figura 28</b> – Estrutura vertical de receita teórica.....	94

<b>Figura 29</b> – Tarifas de fornecimento para o cenário base .....	95
<b>Figura 30</b> – Tarifas de fornecimento propostas para o cenário 1 .....	96
<b>Figura 31</b> – Tarifas de fornecimento propostas para o cenário 2 .....	97
<b>Figura 32</b> – Tarifas de fornecimento propostas para o cenário 3 .....	97
<b>Figura 33</b> – Efeito da Resposta da Demanda na curva de carga do agrupamento BT .....	100
<b>Figura 34</b> – Efeito da Resposta da Demanda na curva de carga do agrupamento BT .....	100
<b>Figura 35</b> – Efeito da Resposta da Demanda na curva de carga do agrupamento BT .....	101
<b>Figura 36</b> – Tensões diárias para o cenário 1 sem e com resposta da demanda.....	103
<b>Figura 37</b> – Tensões diárias para o cenário 2 sem e com resposta da demanda.....	103
<b>Figura 38</b> – Tensões diárias para o cenário 3 sem e com resposta da demanda.....	104
<b>Figura 39</b> – Capacidade livre do transformador com e sem resposta da demanda.....	105

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1</b> - Características da rede atendida pelo transformador.....	34
<b>Tabela 2</b> – Característica do Sistema Fotovoltaico .....	35
<b>Tabela 3</b> – Aspectos relacionados ao nível de penetração fotovoltaica.....	40
<b>Tabela 4</b> – Exemplos de modalidades tarifárias .....	53
<b>Tabela 5</b> – Elasticidades preço-carga próprias e cruzadas por períodos do dia.....	60
<b>Tabela 6</b> – Funções lineares de contribuição.....	76
<b>Tabela 7</b> – Agrupamentos dos grupos/subgrupos tarifários .....	87
<b>Tabela 8</b> – Custos Marginais de Expansão .....	91
<b>Tabela 9</b> – Proporção de fluxo total.....	91
<b>Tabela 10</b> – CMC horário para o agrupamento BT .....	93

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AMI	<i>Advanced Metering Infrastructure</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CMC	Custo Marginal de Capacidade
CMEX	Custo Marginal de Expansão
CPP	<i>Critical Peak Pricing</i>
DLC	<i>Direct Load Control</i>
EAN	<i>Extended Area Network</i>
GD	Geração Distribuída
GLD	Gerenciamento pelo Lado da Demanda
HAN	<i>Home Area Network</i>
MT	Média Tensão
NAN	<i>Neighborhood Area Network</i>
OLTC	<i>On Load Tap Changer</i>
PLC	<i>Power Line Communication</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Nacional
RD	Resposta da Demanda
REI	Rede Elétrica Inteligente
RF	Rádio Frequência
RTP	<i>Real Time Pricing</i>
SDMEE	Sistema Distribuído de Medição de Energia Elétrica
SEP	Sistemas Elétricos de Potência
TOU	<i>Time of Use</i>
VP	<i>Voltage Profile</i>
WAN	<i>Wide Area Network</i>

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	13
1.1	ESTADO DA ARTE .....	15
1.2	PROPOSTA DA TESE.....	18
1.3	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO .....	19
<b>2</b>	<b>IMPACTOS DA PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA</b> .....	21
2.1	NÍVEL DE TENSÃO .....	22
2.2	FLUXO DE POTÊNCIA REVERSO.....	25
2.3	PERDAS NA REDE.....	29
2.4	SIMULAÇÃO EM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO .....	32
<b>2.4.1</b>	<b>Sistema teste</b> .....	32
<b>2.4.2</b>	<b>Característica da carga</b> .....	34
<b>2.4.3</b>	<b>Perfil de geração fotovoltaica</b> .....	35
<b>2.4.4</b>	<b>Cenários de análise</b> .....	37
<b>2.4.5</b>	<b>Resultados das simulações</b> .....	41
2.5	MINIMIZAÇÃO DOS IMPACTOS .....	44
<b>2.5.1</b>	<b>Controle pelo TAP do transformador</b> .....	44
<b>2.5.2</b>	<b>Controle por injeção de reativos</b> .....	45
<b>2.5.3</b>	<b>Controle por restrição de injeção de ativos</b> .....	46
<b>2.5.4</b>	<b>Controle por reforço da rede</b> .....	47
<b>2.5.5</b>	<b>Controle por gerenciamento da carga</b> .....	48
2.6	CONCLUSÕES PARCIAIS .....	49
<b>3</b>	<b>RESPOSTA DA DEMANDA</b> .....	50
3.1	PROGRAMAS DE RESPOSTA DA DEMANDA .....	50
3.2	RESPOSTA DA DEMANDA AO PREÇO DA ENERGIA .....	54
<b>3.2.1</b>	<b>Elasticidade-preço da demanda</b> .....	55
3.3	ESTRUTURAS TECNOLÓGICAS DE HABILITAÇÃO .....	62
3.4	CONCLUSÕES PARCIAIS .....	68

<b>4</b>	<b>TARIFAS HORÁRIAS DE ENERGIA ELÉTRICA .....</b>	<b>69</b>
4.1	CUSTOS DE FORNECIMENTO DE ENERGIA .....	69
4.2	RESPONSABILIDADE DE POTÊNCIAS.....	72
4.3	CUSTO MARGINAL DE CAPACIDADE.....	79
4.4	CONCLUSÕES PARCIAIS .....	82
<b>5</b>	<b>RESPOSTA DA DEMANDA NA INTEGRAÇÃO DE FONTES DISTRIBUÍDAS</b> .....	<b>84</b>
5.1	CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO DA DISTRIBUIDORA .....	86
5.2	CUSTOS MARGINAIS DE CAPACIDADE CALCULADOS .....	92
5.3	EFEITO DA RESPOSTA DA DEMANDA NA CURVA DE CARGA .....	99
5.4	ANÁLISE DOS IMPACTOS TÉCNICOS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....	102
5.5	CONCLUSÕES PARCIAIS .....	106
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....</b>	<b>107</b>
6.1	RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	109
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>110</b>
	<b>APÊNDICE .....</b>	<b>115</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A utilização da energia elétrica pelo consumidor final, de tal maneira que ela possa servir como elemento de transformação para a produção de trabalho, demanda a existência de um sistema que garanta padrões de confiabilidade e qualidade no seu fornecimento.

Nesse contexto, os elementos que compõem os Sistemas Elétricos de Potência (SEP), aliados ao dinamismo do consumo de energia, tornam tais sistemas complexos e pouco triviais nas suas operações de controle.

Como o desenvolvimento econômico está diretamente relacionado à utilização de energia, novos desafios são lançados às entidades responsáveis pela geração, transmissão e distribuição de energia, para que os SEP não sejam obstáculos ao crescimento financeiro de uma sociedade.

Desde as primeiras configurações de redes elétricas até as atuais o sistema elétrico tem se tornado cada vez mais diversificado e interconectado. De modo tradicional, grandes plantas de geração, tais como usinas hidrelétricas, térmicas e nucleares, são construídas para atender as demandas de energia de residências, indústrias e outras cargas.

Entretanto, os três tipos de fontes de geração supracitados possuem limitadores em sua aplicação. Enquanto as usinas nucleares são sempre controversas devido à possibilidade de danos sociais e ambientais incalculáveis em eventuais situações de falha, as usinas hidrelétricas demandam condições favoráveis em termos de recursos hídricos, muitas vezes não disponíveis. Além disso, os gases de efeito estufa provenientes das usinas térmicas, sejam de origem da queima do carvão ou do gás, são sempre pontos centrais nas discussões dos fóruns ambientais.

Na Europa, a minimização da emissão de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) é um dos principais alvos do continente para um crescimento inteligente, sustentável e inclusivo. As metas definidas pelo Conselho Europeu em Junho de 2010 incluem o objetivo de reduzir 20% do consumo de energia primária até 2020. Como as emissões de gases de efeito estufa provenientes da utilização de energia representam quase 80% do total da União Europeia, o uso eficiente do insumo pode dar uma importante contribuição para diminuir os níveis de

carbono e para combater as alterações climáticas.

No Brasil, o Plano Nacional de Energia 2030, desenvolvido pelo Ministério de Minas e Energia com colaboração da Empresa de Pesquisa Energética no período 2006-2007, é destacado também a importância da disseminação de políticas que contribuam para a redução de emissão de gases de efeito estufa.

Nessa seara energética sustentável, uma potencial solução para o problema de geração de energia elétrica não poluente, que está sendo constantemente buscada, é o uso dos chamados recursos energéticos distribuídos.

Os recursos energéticos distribuídos podem representar diferentes tipos de tecnologia, incluindo dispositivos de microgeração, de carga flexível e armazenamento de energia. Muitos tipos de tecnologia de microgeradores são projetados para utilizar fontes de energia renováveis a fim de gerar eletricidade. Entre elas, destacam-se as unidades de geração distribuída com base eólica, fotovoltaica e biomassa.

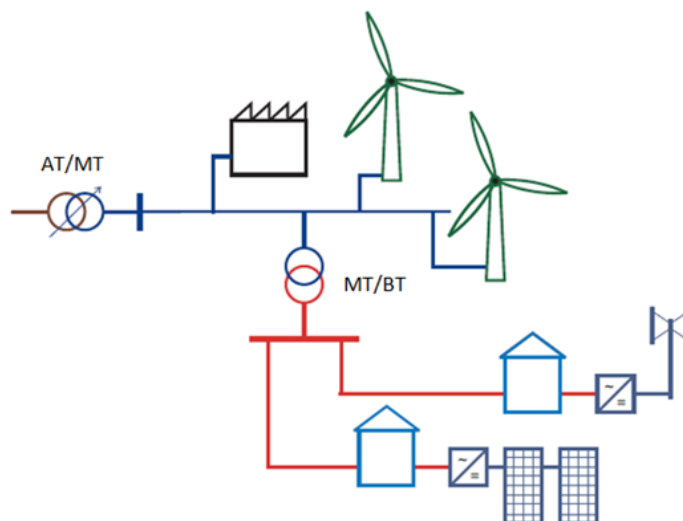
Tais unidades tendem a ser geograficamente espalhadas por grandes áreas e têm capacidades de geração relativamente baixas. Isto está em contraste com a forma mais tradicional de geração a partir de centrais de energia centralizada em grande escala.

Tipicamente essas unidades de geração são conectadas às redes de distribuição existentes, que abastecem o próprio centro de consumo e podem, em certos casos, fornecer energia elétrica para a rede de transmissão.

Enquanto as grandes usinas apresentam capacidades de geração da ordem de centenas de MW até dezenas de GW, as pequenas unidades de geração são de escala bem menor. Essas unidades de geração de menor escala presentes e conectadas na rede de distribuição servem para definir o que se chama de Geração Distribuída (GD) (ACKERMANN; ANDERSSON; SÖDER, 2001).

Na Figura 1 é ilustrado um esquema de sistema elétrico com presença de GD na rede de distribuição.

**Figura 1** - Esquema de representação de redes de distribuição com presença de GD



Fonte: Elaboração do próprio autor

Na maioria dos casos, as redes de distribuição existentes foram concebidas para fornecer eletricidade a partir da rede de transporte para a carga, e não para o fluxo bidirecional de energia elétrica, o que leva a uma série de questões que surgem em relação à instalação e operação da geração variável em sistemas de distribuição primária, conforme Ipakchi e Albuyeh (2009) destacam como exemplos o aumento excessivo do nível de tensão e fluxos de potência em sentido reverso.

Investigar estas questões, bem como explorar novos métodos e soluções, a fim de integrar com sucesso GD em sistemas de energia tem sido objeto de muitos estudos no meio técnico-científico, conforme compilações de Alarcon-Rodriguez, Ault, e Galloway (2010) e Kazmi, Shahzad e Shin (2017).

## 1.1 ESTADO DA ARTE

Nos países desenvolvidos, as recentes modernizações dos sistemas de energia elétrica foram impulsionadas pelos projetos de *Smart Grids*, ou Redes Elétricas Inteligentes. No conceito de *Smart Grid*, o sistema de distribuição, além dos recursos energéticos distribuídos, é agregado de funções de infraestrutura de medição avançada e automação da distribuição conforme destaca Brown (2008).

A utilização de redes elétricas inteligentes está em processo de expansão em diversos países, com diferentes níveis de implantação. Enquanto em muitos países do chamado grupo dos desenvolvidos, as *Smart Grids* já tem considerável presença, no Brasil, apesar de algumas iniciativas do governo através do órgão regulador, não há implantação em grande escala de tecnologias de redes inteligentes, sendo, basicamente, os projetos pilotos das distribuidoras o ambiente de pesquisa e estudos relacionados ao tema (LAMIN, 2013).

Ainda para o cenário brasileiro, a Resolução Normativa nº 482, de 17 de Abril de 2012, da ANEEL, estabelece a possibilidade de instalação de unidades de microgeração por parte de qualquer cliente do mercado cativo, criando perspectivas de crescimento da utilização de fontes distribuídas nos sistemas de distribuição em baixa tensão.

Enquanto a introdução de poucas unidades de microgeração podem não representar condições de risco operacional para o sistema, o vislumbre de novos cenários de maior presença de GD requer a realização de pesquisas intensivas, complexas e constantes relacionadas ao planejamento da expansão e operação das redes (HIDAYATULLAH; STOJCEVSKY; KALAM, 2011).

Diversas técnicas podem ser utilizadas, em conjunto ou singularmente, para a minimização dos impactos da penetração de geração distribuída na rede.

Os trabalhos de Tengkuhashim, Mohamed e Shareef (2012), Long et al. (2015) e Liu et al. (2012), destacam a utilização de controle de níveis de tensão pelo ajuste do tap do transformador em condições de carga.

Outros autores, como Thomson e Infield (2007), Tonkoski, Lopes e El-Fouly (2011), Pais, Almeida e Castro (2012) e Gonzalez et al (2014) propõem técnicas envolvendo controle de reativos e restrição de injeção de ativos.

Ainda dentre as técnicas de mitigação de impactos, Tie e Gan (2013), adotam a estratégia de reforço da rede através da troca de cabos e transformadores.

As técnicas supracitadas, entretanto, não consideram, ou pouco consideram, a utilização do potencial de uma rede elétrica inteligente na sua forma original de concepção, ou seja, de uma rede que apresenta estruturas tecnológicas que habilitam a comunicação de modo mais dinâmico entre geração/sistema/carga/operadores.

Nesse contexto, a utilização de programas de resposta da demanda se torna mais eficiente do que numa rede tradicional, sendo inclusive seus efeitos abordados como plantas de geração virtuais, como por exemplo, no trabalho de Faria e Vale (2013).

Dentre os tipos de programas de resposta da demanda, a utilização da resposta por sinalizações de preço foi tema de trabalhos como de Goulart (2015), Jiang et al. (2013), Temple e Ma (2014).

Richardson (2012) sugere em suas conclusões que estudos futuros que analisem técnicas de gerenciamento de recursos energéticos distribuídos aliados à incorporação da utilização de tarifas de energia diferenciadas por hora do dia, são necessários para que se explorem as potencialidades das redes inteligentes. O autor complementa que nesse caso os clientes poderão usufruir de tarifas de energia elétrica mais justas enquanto que, ao mesmo tempo, a utilização da capacidade da rede pode ser otimizada.

Fundamentalmente, a definição dos valores das tarifas de energia é peça chave no planejamento do que se espera de resposta da carga com a nova forma de faturamento. Nesse aspecto, o trabalho de Santos (2011) apresenta possibilidades de adoção de postos tarifários mais diversificados do que a tradicional estrutura plana de preços de energia.

O processo de construção de tarifas adotado pela agência reguladora no Brasil, baseado no custo marginal de capacidade relativo aos diferentes agrupamentos de tensão, permite que sejam redefinidas as responsabilidades de cada grupo de consumidores nos custos de desenvolvimento do sistema, condição também readequada às novas condições de redes inteligentes com geração distribuída.

Pondera-se aqui que, compreender as possíveis mudanças no comportamento dos clientes e como os sinais de preços afetarão suas demandas é fundamental para o sucesso na integração de tecnologia de recursos energéticos distribuídos em cenários futuros.

Portanto, estabelecer valores para o fornecimento da energia condizentes com a nova realidade do setor da distribuição com presença de geração distribuída e identificar a resposta da carga frente à nova proposta tarifária são desafios que devem ser compartilhados pelos *stakeholders* do sistema elétrico.

Entende-se que, a elaboração de um arcabouço metodológico que possa subsidiar o

processo de migração tecnológica das redes convencionais para as redes elétricas inteligentes no Brasil é de fundamental importância para o planejamento estratégico das distribuidoras, equacionando de maneira mais real seus potenciais custos e benefícios.

## 1.2 PROPOSTA DA TESE

Com a realização do trabalho aborda-se o tema Redes Elétricas Inteligentes no contexto de suas potencialidades na integração eficiente dos recursos energéticos distribuídos.

Além disso, propõe-se, como forma de ferramenta do planejamento da operação dos sistemas, a identificação inicial dos efeitos provocados nas redes de distribuição em baixa tensão quando agregados de recursos energéticos distribuídos, especificamente relativos às implicações no nível de tensão e na característica de carregamento do transformador.

De modo específico, é proposto o desenvolvimento das seguintes etapas:

- Utilização de dados de um sistema teste real, modelado a partir de dados obtidos de implantações de unidades de geração fotovoltaica em uma rede de distribuição de baixa tensão e verificação dos impactos técnicos para diferentes cenários futuros de penetração de GD;
- Cálculo e proposta de um sistema de tarifação de energia elétrica com preços diferenciados a cada hora do dia considerando a alteração na tipologia das curvas de carga dos consumidores de baixa tensão, também para cenários futuros de penetração de GD;
- Aplicação da nova forma de tarifação e verificação da resposta esperada da demanda baseada no conceito de elasticidade preço-carga para os clientes de baixa tensão;
- Verificação da eficiência da resposta da demanda na redução dos impactos provocados na rede (níveis de tensão e fluxo no transformador) e consequentemente, no aumento da capacidade da rede em receber novas fontes de geração distribuída.

Para a análise e desenvolvimento das etapas supracitadas, serão utilizados os dados de um projeto de pesquisa e desenvolvimento (P&D) referente à implantação de redes inteligentes. O projeto *Smart City* é desenvolvido pela concessionária de distribuição Elektro S/A em parceria com instituições de pesquisa, dentre as quais a UNESP – Ilha Solteira contribui com tópicos específicos relacionados ao fluxo de potência, proteção, medição e controle em *smart grids*. Por se tratar de projeto de implantação, a utilização do cenário da distribuidora em conjunto com dados observados pós instalação de painéis fotovoltaicos e medidores inteligentes reforça o caráter não apenas científico, mas também tecnicamente aplicado da proposta da tese.

Com isso, espera-se que os resultados do trabalho proposto possam trazer novos cenários a serem explorados em análises de custo-benefício no processo de desenvolvimento de redes elétricas inteligentes em substituição às redes convencionais, e que esses cenários possam criar subsídios mais fortes nas decisões relativas a essa migração tecnológica.

Destaca-se como principal contribuição da tese, portanto, a proposta de uma metodologia de cálculo tarifário que leve em consideração uma integração técnica mais eficiente de unidades de geração fotovoltaica, especificamente para os consumidores de baixa tensão.

### 1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O presente trabalho está organizado em 6 capítulos descritos a seguir.

Capítulo 1 – É realizada a introdução ao contexto do trabalho enfatizando as motivações para o desenvolvimento e os objetivos buscados.

Capítulo 2 – Destinado à investigação dos impactos provenientes do aumento da instalação de fontes de geração distribuída, especificamente as fotovoltaicas, nos sistemas de distribuição de baixa tensão. É realizada também a revisão das técnicas de minimização dos impactos.

Capítulo 3 – Aborda a Resposta da Demanda como potencial ferramenta de aumento da eficiência do sistema elétrico, os diferentes tipos de programas, ressaltando de forma

específica programas de resposta baseado no preço da energia. Apresenta os conceitos de elasticidade preço-carga que são base para a previsão da resposta da demanda frente à sinalizações diferenciadas do preço da energia.

Capítulo 4 – Realiza-se o detalhamento da forma de se obter o valor do custo de fornecimento da energia elétrica aos diferentes tipos de consumidores, indicando suas responsabilidades no custo de desenvolvimento do sistema e caracterizando as estruturas tarifárias com base horária.

Capítulo 5 – Aplica-se a proposta da tese de investigação dos impactos da integração de fontes de geração fotovoltaica no sistema de distribuição de baixa tensão, adotando-se esquemas de tarifação de energia diferenciadas hora a hora (calculadas para o caso específico de uma distribuidora) como forma de obter resposta da demanda que permita a minimização dos prejuízos técnicos operacionais da rede e aumento da capacidade do sistema em agregar novas fontes.

Capítulo 6 – É destinado às conclusões do trabalho e prospecção de novas frentes de pesquisa relacionadas ao tema da tese.

## **2 IMPACTOS DA PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Define-se Geração Distribuída – GD como sendo qualquer fonte de geração que esteja integrada internamente ao sistema de distribuição, independente de sua natureza, renovável ou não renovável (PUTTGEN; MACGREGOR; LAMBERT, 2003).

Na sua forma tradicional a maioria das topologias de sistemas de energia é considerada como um sistema radial, o que equivale a dizer que a energia flui da fonte para a carga, sendo essas fontes geralmente centralizadas. No entanto, com a presença da tecnologia de geração distribuída, esse paradigma é modificado e a energia agora não parte apenas de fontes centralizadas, mas também de outras fontes descentralizadas, dispersas e, usualmente, mais próximas aos centros de consumo.

A integração da geração distribuída às redes elétricas sempre envolverá questões de ordem técnica no funcionamento dos sistemas de energia. Portanto, analisar e determinar o impacto da geração distribuída nesses sistemas durante a interconexão e a operação é uma questão importante e não dispensável. Essas análises podem envolver pesquisas intensivas, complexas e constantes, dependendo dos parâmetros que são necessários a serem avaliados (HIDAYATULLAH; STOJCEVSKY; KALAM, 2011).

Pequenas unidades de geração distribuída inseridas em baixa quantidade são motivos de pouca preocupação para os operadores do sistema, mesmo em redes de distribuição de BT. Uma vez que o número e a potência das fontes aumentam, essa presença não pode ser mais desconsiderada, já que o respeito aos limites físicos de linhas, transformadores e aos aspectos relacionados à qualidade de energia, como o nível de tensão, por exemplo, deve ser garantido .

Neste capítulo, serão analisados os impactos observados no sistema devido à penetração de fontes de geração distribuída, relacionando seus efeitos e o estado da arte das metodologias que possam contribuir com a mitigação dos eventuais prejuízos no desempenho do sistema.

Especificamente, serão abordados os efeitos relativos ao nível de tensão, alterações no fluxo de potência e eventuais influências no nível de perdas do sistema quando agregado de geradores distribuídos.

## 2.1 NÍVEL DE TENSÃO

Como destacado anteriormente, o nível de tensão é um importante critério para avaliar a qualidade de energia, principalmente em sistemas de distribuição. Normas que estabelecem limites máximos e mínimos de tensão tem a função de estabelecer padrões a serem seguidos pelas distribuidoras de tal maneira que o consumidor sempre receba a energia em condições ideais para que seus equipamentos funcionem de modo correto.

A corrente  $I$  que circula por uma linha do sistema provoca nesse trecho uma queda de tensão  $\Delta V$ . O valor da queda de tensão é dependente também da impedância  $Z$  da linha e, portanto, dependente dos valores de resistência  $R$  e reatância  $X$  da linha, conforme a formulação apresentada a seguir:

$$\begin{aligned}\Delta V &= IZ \\ &= (Ip + jIq)(R + jX) \\ &= RIp + jRIq + jXIp - XIq \\ &= (RIp - XIq) + j(RIq + XIp)\end{aligned}\quad (1)$$

Conforme observado na equação (1) a queda de tensão  $\Delta V$  é formada pela componente real  $\Delta Vp$  e pela componente imaginária  $\Delta Vq$ , formando as equações (2) e (3) apresentadas.

$$\Delta Vp = RIp - XIq \quad (2)$$

$$\Delta Vq = RIq + XIp \quad (3)$$

Adicionalmente, a corrente através de uma linha pode ser obtida pela potência que é transferida através dela utilizando a tensão  $Vr$  no terminal final como referência. Assim, as correntes ativas e reativas são determinadas como representadas na equação (4).

$$I = \frac{S^*}{Vr} = \frac{P-jQ}{Vr} = Ip - jIq \quad (4)$$

Dessa forma, pode-se reescrever a equação (1) representando, agora, a queda de tensão  $\Delta V$  em função da potência aparente  $S$  e da tensão terminal da linha  $V_r$ .

$$\begin{aligned}\Delta V &= IZ = \frac{S^*}{V_r} Z \\ &= \frac{1}{V_r} [(RP + XQ) + j(XP - RQ)]\end{aligned}\quad (5)$$

De acordo com a equação (5) percebe-se que a relação entre a resistência  $R$  e a reatância  $X$  da linha é fundamental para a determinação da queda de tensão. Pelas características dos cabos utilizados, para as linhas de transmissão em alta tensão a relação  $X/R$  é alta (superior a 10 vezes) e, conseqüentemente, assume-se que a queda de tensão seja dependente apenas da potência reativa transferida no sistema. Para as redes de média e baixa tensão, entretanto, a relação  $X/R$  é próxima de 1 e, portanto, não se pode desprezar a influência da circulação de potência ativa para determinação da queda de tensão.

Percebe-se também que a dependência da carga (valor circulante da corrente) torna a queda de tensão proporcional aos valores demandados pelos consumidores em um sistema de distribuição, por exemplo. O conhecimento dessa dependência é importante, pois proporciona uma oportunidade de metodologia de controle da queda de tensão através do controle da carga, conforme será destacado mais à frente na presente tese.

Diversos estudos no meio científico, técnico e acadêmico analisam o impacto no nível de tensão proveniente da conexão de fontes de geração distribuída. Em Rezende et al. (2013) foi realizada uma simulação digital utilizando o software ATP – *Alternative Transient Program* para verificação do efeito provocado no nível de tensão em uma rede de distribuição de 13,8 kV com a inserção de apenas uma unidade de GD. De acordo com a análise dos autores verificou-se que após a conexão da fonte distribuída no sistema, a tensão nos barramentos apresentou valores mais próximos do valor nominal da rede (13,8 kV), quando comparada com os valores observados antes da conexão.

Entretanto, os autores consideraram apenas uma fonte de GD e não um cenário em que várias fontes podem se conectar ao sistema. Portanto, assim como se observou aumentos de até 4% nas tensões após a conexão do gerador distribuído, é previsto que valores mais

elevados possam ser verificados no sistema no caso de um maior nível de penetração de geração distribuída.

Em outros casos, como destacado por Chiradeja e Ramakumar (2001), ao se conectar fontes de geração distribuída no sistema, o perfil de tensão pode ser melhorado, pois pode fornecer uma porção da potência ativa e reativa à carga, ajudando assim a diminuir a corrente ao longo de uma seção da linha de distribuição, o que, por sua vez, resultará em uma melhora na magnitude de tensão no local da conexão do cliente atendido pelo sistema.

Portanto, avaliar adequadamente o impacto, seja ele positivo ou negativo, devido a conexão de fontes dispersas em uma rede elétrica é importante na elaboração de estudos para o planejamento do sistema.

Uma alternativa que quantifica o impacto de forma simples com a inclusão de geração distribuída na rede é o VPPI (*voltage profile improvement index*), definido como a relação entre o índice de perfil de tensão do sistema com geração distribuída e o índice de perfil de tensão do sistema sem geração distribuída, ou sistema base original (CHIRADEJA; RAMAKUMAR, 2004). A equação (6) representa o VPPI, sendo definido no presente trabalho como  $\Delta VP$ .

$$\Delta VP = \frac{VP_{c/GD}}{VP_{s/GD}} \quad (6)$$

Sendo:

$VP_{c/GD}$  = perfil de tensão do sistema com geração distribuída;

$VP_{s/GD}$  = perfil de tensão do sistema sem geração distribuída.

Destaca-se que os perfis de tensão VP analisados para ambas as situações (com e sem geração distribuída) devem ser obtidos com a mesma carga, pois como dito anteriormente, a alteração da carga influencia diretamente na queda de tensão.

A expressão geral para o perfil de tensão VP é definida como na equação (7).

$$VP = \sum_{i=1}^N V_i L_i k_i \quad (7)$$

Sendo que:

$$\sum_{i=1}^N k_i = 1 \quad (8)$$

Sendo:

$V_i$  = magnitude da tensão em p.u. na barra  $i$ ;

$L_i$  = potência em p.u. na barra  $i$ ;

$k_i$  = fator de ponderação para a barra  $i$ ;

$N$  = número total de barras do sistema.

Os fatores de ponderação representam uma oportunidade de se adotar pesos relativos à importância e criticidade de cada uma das barras. Permite, por exemplo, que mesmo em barras que apresentem carga relativamente baixa possam ser adotados fatores mais fortes devido à importância da carga. Caso todas as barras tenham o mesmo nível de importância, o valor de  $k_i$  é dado por:

$$k_1 = k_2 = k_3 = \dots = k_N = \frac{1}{N} \quad (9)$$

Em sistemas complexos e com elevado número de barras, a adoção de diferentes conjuntos de fatores de ponderação pode levar a um conjunto de resultados variados relativos ao perfil de tensão do sistema e a melhor alternativa do ponto de vista global do sistema pode ser escolhida como solução para a condição operacional da rede.

## 2.2 .FLUXO DE POTÊNCIA REVERSO

Além do impacto nos níveis de tensão, a eletricidade produzida por pequenas fontes de geração em redes de distribuição de baixa tensão pode resultar na inversão do sentido convencional do fluxo de potência. Em caso de grande produção e pequeno consumo na rede de baixa tensão, o fluxo de potência reverso pode sobrecarregar o transformador que conecta o sistema à rede de média tensão, os cabos que compõem as linhas, além de influenciar no funcionamento dos elementos de proteção da rede (PATIL; RAMTEKE, 2015).

Portanto, os limites térmicos dos cabos e de carregamento dos transformadores restringem a quantidade de geração distribuída que pode ser introduzida em uma rede existente. Em operação normal, o fluxo de potência em uma rede de distribuição convencional é a partir da subestação e flui ao longo dos cabos para as cargas.

Em situações de grande presença de unidades de GD instaladas injetando quantidade elevada de potência ( $S_{GD-MÁX}$ ) no sistema e especialmente em situações com baixa carga ( $S_{CARGA-MÍN}$ ), o fluxo de potência reverso pode até ser maior que o fluxo convencional durante carga máxima ( $S_{CARGA-MÁX}$ ), conforme representado na equação (10).

$$|S_{GD-MÁX} - S_{CARGA-MÍN}| > S_{CARGA-MÁX} \quad (10)$$

Quando este nível de penetração de GD é atingido, os limites térmicos podem se tornar uma preocupação, pois no planejamento do sistema, geralmente os dimensionamentos são baseados na carga máxima prevista ( $S_{CARGA-MÁX}$ ).

Os limites térmicos das linhas dependem da tolerância de temperatura máxima. Para cabos com isolamento de PVC que são comuns para tensões abaixo de 1 kV, o valor típico de temperatura máxima suportável permanentemente é de 70°C.

Ressalta-se, entretanto, que situações preocupantes envolvendo sobrecarga do transformador e cabos devido ao fluxo reverso só aconteceriam caso a potência fluindo no sentido contrário ao tradicional excedesse a demanda máxima admitida no funcionamento normal do sistema. Tal condição exigiria quantidade significativamente alta de geração na rede atendida pelo transformador, pois as cargas conectadas ao sistema no secundário ainda seriam responsáveis por parte do consumo, contribuindo para a diminuição do fluxo reverso.

Portanto, embora não se trate de condição típica nas redes tradicionais de distribuição, o fluxo reverso dentro de certos limites pode ser aceito. Entretanto, evitar a ocorrência do fluxo reverso, mesmo que em níveis toleráveis quanto ao carregamento do transformador, pode ser uma decisão técnica dos operadores da rede para que não haja implicações nos elementos de proteção presentes no sistema.

Dessa forma, avaliar o impacto que diferentes níveis de penetração de geração distribuída proporcionam ao funcionamento do transformador de distribuição, exige que se adote uma formulação que relacione essa penetração e seu carregamento ou o inverso do carregamento, que pode ser definido, no presente trabalho, como a capacidade livre do transformador.

Na tese de Liska (2013), o autor apresenta uma proposta de avaliação baseada na equação (11):

$$P_{MAX} = (\sum P_{i_{n-1}} * k_{TR} + P_{MIN}) * k_E \quad (11)$$

Sendo:

$P_{MAX}$  – potência máxima de conexão de fontes adicionais à rede;

$P_{i_{n-1}}$  – potência máxima instalada de transformadores na região analisada;

$k_{TR}$  – fator de carga ideal para o grupo de transformadores definido pelo operador do sistema;

$P_{MIN}$  – demanda mínima das cargas na região analisada;

$k_E$  – fator de redução para unidades de microgeração.

Na formulação supracitada pretendeu-se identificar o potencial de instalação de fontes de geração distribuída para sistemas maiores, englobando os níveis de baixa, média e alta tensão, inclusive adotando um fator de redução desse potencial para que fosse complementado por unidades de microgeração no sistema de distribuição em baixa tensão.

Adaptando-se para a situação exclusiva do sistema de distribuição, a avaliação do fluxo reverso pode ser feita individualmente para cada transformador adotando-se a seguinte formulação (12).

$$P_{TRAFO-LIVRE} = [(P_{TRAFO}) * K_{TRAFO} + P_{MÍN}) * F_{SIMULT}] - P_{GD} \quad (12)$$

Onde:

$P_{TRAFO-LIVRE}$  – capacidade livre do transformador;

$P_{TRAFO}$  – potência nominal do transformador;

$K_{\text{TRAFO}}$  – fator de carga ideal do transformador;

$P_{\text{MÍN}}$  - potência mínima medida na rede durante a máxima produção das fontes distribuídas;

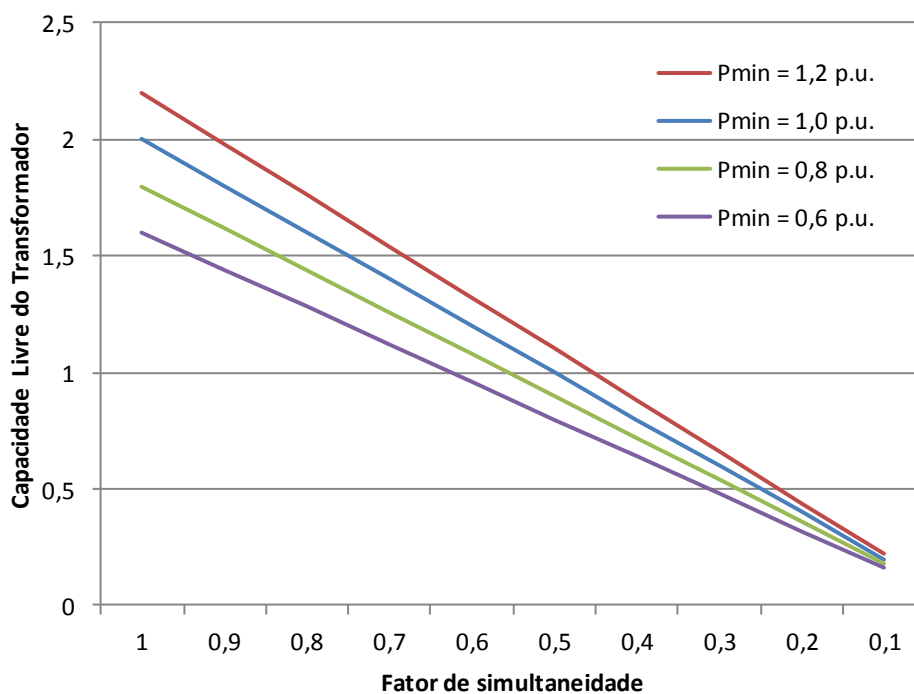
$P_{\text{GD}}$  – potência das fontes que já estão operando na rede;

$F_{\text{SIMULT}}$  – fator de simultaneidade.

Dessa maneira, tanto o planejamento do sistema para expansão de fontes de geração distribuída quanto o acompanhamento da condição operacional dos transformadores da distribuição podem ser melhores avaliados.

O fator de simultaneidade da ocorrência entre a potência mínima medida na rede e a máxima produção das fontes distribuídas é importante para se determinar a carga livre do transformador. Na Figura 2 é ilustrada a sensibilidade da carga livre do transformador em relação a diferentes fatores de simultaneidade e diferentes cargas mínimas verificadas na rede.

**Figura 2** - Simultaneidade entre carga mínima e produção máxima de fontes na rede.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Além do fator de simultaneidade, a quantidade de fontes já presentes na rede, a característica da carga e o fator de carga ideal do transformador determinado pelo operador do sistema devem ser avaliados para se determinar a capacidade de se agregar novas fontes na rede de distribuição analisada.

De acordo com a formulação, portanto, o fluxo reverso é verificado quando a capacidade livre do transformador é nula e novas fontes de geração distribuída são adicionadas à rede. Dessa forma, caso se queira evitar o fluxo reverso de uma determinada rede de distribuição em baixa tensão para a média tensão essa análise proposta, realizada para diferentes perfis de carga, geração e operação do transformador se mostra como um importante parâmetro para nortear a integração de fontes distribuídas no sistema.

### 2.3 PERDAS NA REDE

Nos sistemas de distribuição as perdas são uma questão importante a ser administrada, uma vez que representam uma parcela da energia que também tem que ser gerada pelas fontes e, portanto, tem um custo a elas associado. Além disso, perdas excessivas também tem impacto no aquecimento de cabos e por isso devem ser mantidas em nível mais baixo possível.

As perdas em uma rede de distribuição podem ser divididas em duas categorias: as perdas série e as perdas *shunt*. Enquanto que as perdas série são diretamente dependentes da corrente através dos componentes (ou seja, da potência transferida), as perdas *shunt* são dependentes dos valores de tensão.

As perdas *shunt*, ativas e reativas, podem ser calculadas de acordo com as equações (13) e (14).

$$P_{PERDAS-SHUNT} = V^2 G_{SHUNT} \quad (13)$$

$$Q_{PERDAS-SHUNT} = V^2 B_{SHUNT} \quad (14)$$

Como essas perdas ocorrem principalmente em transformadores e reatores e não são diretamente dependentes das alterações no fluxo de potência causado por unidades de GD, elas

geralmente não são consideradas.

Por outro lado, as perdas série, ativas e reativas, para uma rede trifásica são determinadas de acordo com as equações (15) e (16).

$$P_{PERDAS-SÉRIE} = 3I^2R = \left[\frac{P}{V}\right]^2 R + \left[\frac{Q}{V}\right]^2 R \quad (15)$$

$$Q_{PERDAS-SÉRIE} = 3I^2X = \left[\frac{P}{V}\right]^2 X + \left[\frac{Q}{V}\right]^2 X \quad (16)$$

Desse modo, percebe-se que a dependência da corrente, faz com que as perdas série sejam dependentes do fluxo de potência que é transferido na linha.

As perdas de energia em uma rede de distribuição tendem a diminuir com baixos níveis de penetração de geração distribuída e a aumentar para maiores volumes de fontes conectadas, conforme observado por Méndez, Rivier e Gómez (2006).

Portanto, avaliar o real impacto, seja positivo ou negativo, no nível de perdas em determinado sistema pode ser utilizado também como referência para o gerenciamento eficiente da integração de novas fontes distribuídas na rede.

A razão entre as perdas totais nas linhas do sistema com e sem geração distribuída pode ser expresso como na equação (17).

$$F_{PERDAS} = \frac{Perdas\ totais_{C/GD}}{Perdas\ totais_{S/GD}} \quad (17)$$

Sendo que as perdas totais são dadas por (18):

$$Perdas\ totais = \sum_{i=1}^M I_i^2 \cdot R_i \cdot D_i \quad (18)$$

Onde:

$I_i$  - corrente em p.u. na linha  $i$ ;

$R_i$  - resistência da linha  $i$  em p.u./km;

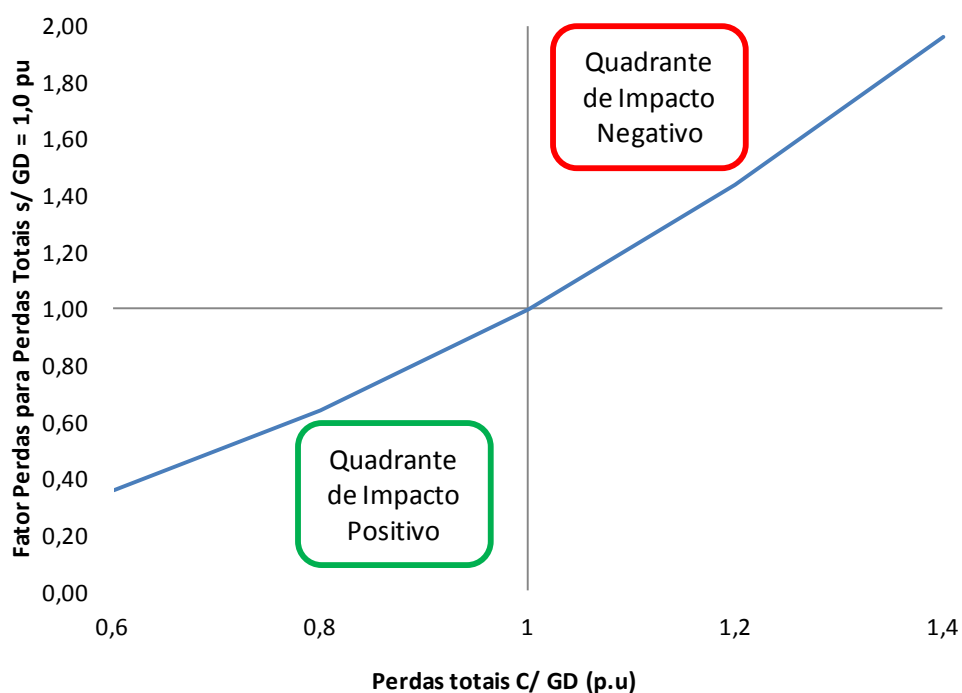
$D_i$  - comprimento da linha  $i$  em km;

$M$  - número de linhas do sistema de distribuição.

Como avaliado para o impacto no nível de tensão, aqui também se assume que as perdas são analisadas para cargas nas barras iguais nas situações com e sem geração distribuída inserida na rede.

A Figura 3 ilustra graficamente a variação do Fator Perdas conforme a alteração no fluxo de corrente pelas linhas em ambas as situações relacionando o impacto positivo e negativo, ou seja, diminuição ou aumento das perdas no sistema.

**Figura 3 - Impactos sobre as perdas com variação da corrente**



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Conforme pode ser observado pelo gráfico, a definição de um índice de avaliação das perdas contribui na avaliação do impacto proveniente da instalação de fontes de geração distribuída, pois uma abordagem de minimização desse índice levaria a uma condição ótima no planejamento da integração das fontes, seja por posicionamento, por quantidade ou por tipo.

Entretanto, embora seja condição também importante a ser avaliada, optou-se, como forma de enfoque nos objetivos, na proposta de análise dos impactos técnicos da presença de GD da presente tese, pela exploração especificamente do efeito no nível de tensão e no fluxo de potência do sistema.

## 2.4 SIMULAÇÃO EM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO

O presente tópico tem por objetivo apresentar uma análise de desempenho de uma rede de distribuição secundária real. Pretende-se com os estudos, identificar através da análise de fluxo de potência o comportamento do sistema quando submetido a condições não usuais da rede atual, tais como inserção de fontes dispersas de geração em diferentes níveis de penetração.

A análise das redes foi realizada utilizando-se a ferramenta de simulação computacional *Power Factory* (v.14.1.3), específica para estudos de sistemas elétricos de potência. As análises visam identificar o comportamento da rede com relação ao carregamento dos condutores, carregamento do transformador e variações do nível de tensão, de acordo com diferentes cenários de presença de fontes de geração distribuída.

Adicionalmente, o *Matlab R2008a* e o *Microsoft Office Excel 2007* foram utilizados para elaboração de planilhas de cálculos e desenvolvimento de gráficos.

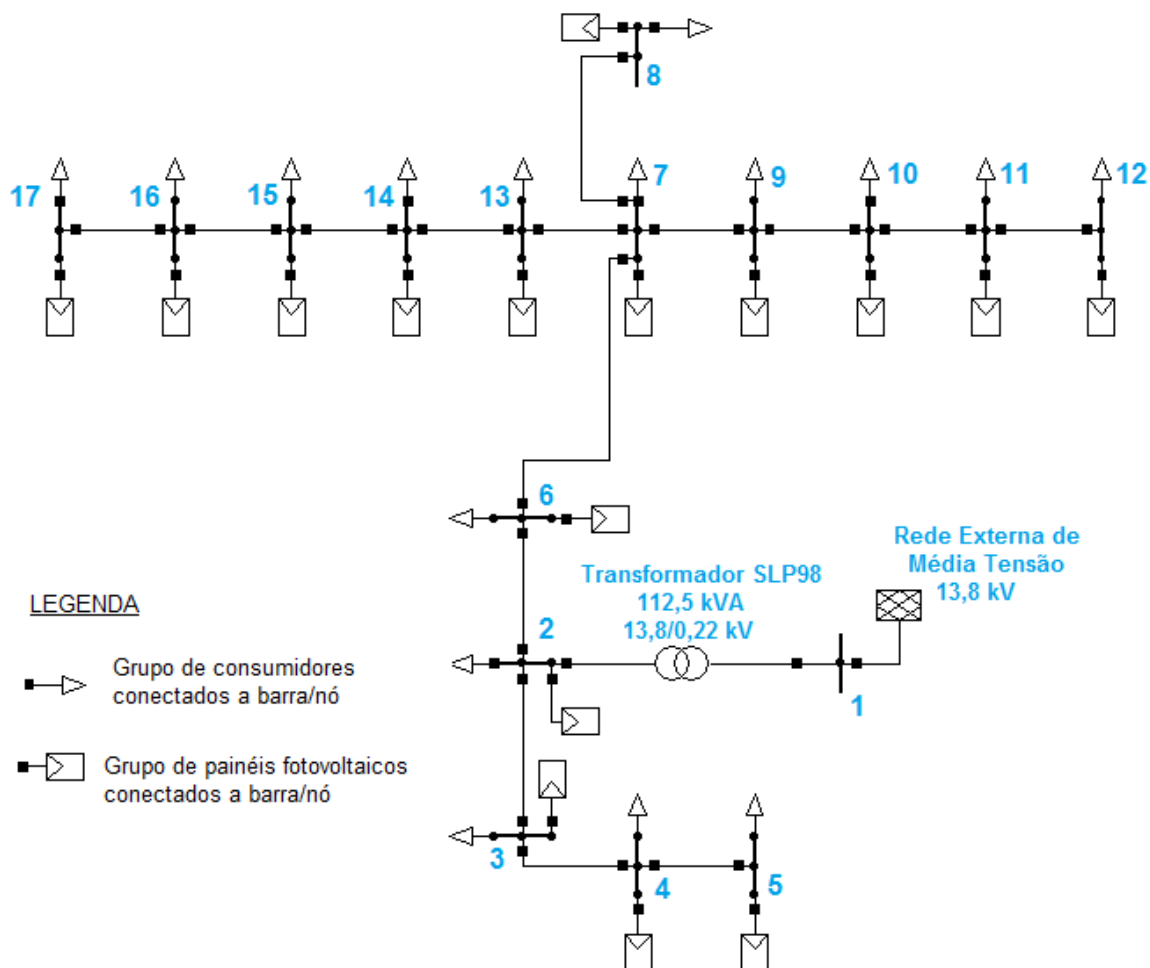
### 2.4.1 Sistema teste

O sistema teste utilizado faz parte do projeto *Smart City* e representa uma rede real de distribuição em baixa tensão localizada em uma região urbana com predominância de atendimento a unidades consumidoras residenciais.

A rede é servida por um transformador trifásico de 112,5 kVA (13,8kV/220V) e no diagrama esquemático da Figura 4, cada nó/barra representa um poste ou derivação da rede real.

Foram consideradas 17 barras identificadas numericamente de 1 a 17. Toda a distribuição da rede atendida pelo transformador é feita de forma aérea. No diagrama da Figura 4 ainda estão representadas as unidades consumidoras, que estão distribuídas entre cada par de nós/barras do sistema, além das unidades de geração distribuída.

**Figura 4** – Diagrama esquemático da rede atendida pelo transformador



Fonte: Elaboração do próprio autor.

No diagrama foram inseridas conectadas às barras/nós do sistema, as cargas que representam o grupo de unidades consumidoras existentes em cada um dos 17 pontos de derivação do sistema. Também é representado no diagrama, através de simbologia única para cada barra, o grupo de painéis fotovoltaicos conectados em cada ponto.

O total de unidades consumidoras atendidas nessa rede é de 65, sendo na sua totalidade clientes residenciais. A carga total em cada trecho representa o somatório das cargas das unidades consumidoras conectadas entre as duas barras. As cargas totais por trecho foram consideradas trifásicas balanceadas. A Tabela 1 representa as características de cada trecho do sistema de distribuição.

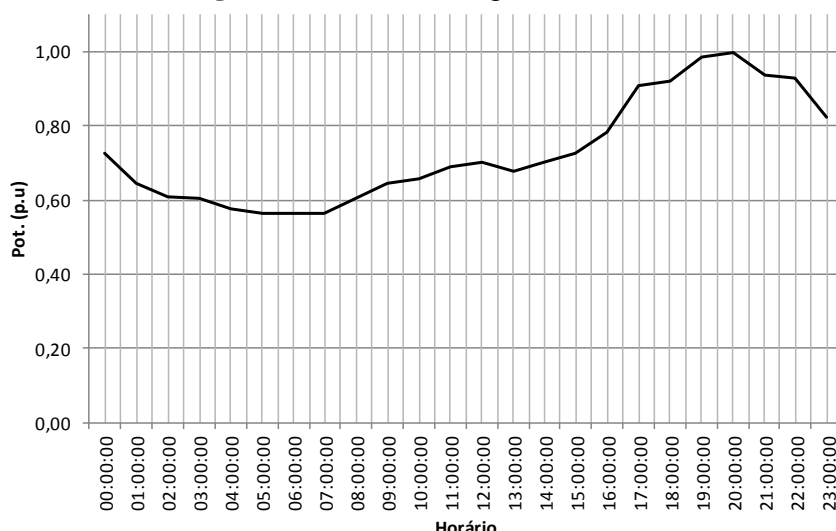
**Tabela 1** - Características da rede atendida pelo transformador

Trecho	Comprimento (m)	Bitola do condutor	Corrente admissível (A)	Unidades Consumidoras
1-2	2	2/0	235	2
2-3	23,45	2/0	235	4
2-6	35,46	2/0	235	2
3-4	12,23	2/0	235	5
6-7	27,31	2/0	235	5
4-5	29,28	2/0	235	2
7-8	6,93	2/0	235	3
7-9	7,04	2/0	235	1
9-10	23,97	2/0	235	3
10-11	28,91	2/0	235	3
11-12	24,86	2/0	235	5
7-13	25,14	2/0	235	3
13-14	36,15	2/0	235	5
14-15	37,07	2/0	235	6
15-16	39,46	2/0	235	7
17-16	35,33	2/0	235	4
<b>TOTAL</b>	-	-	-	<b>65</b>

Fonte: Elaboração do próprio autor.

#### 2.4.2 Característica da carga

O modelo da curva de carga adotado na presente análise leva em consideração o perfil do carregamento no transformador da rede de distribuição. Este perfil está representado na Figura 5.

**Figura 5** – Perfil da carga no sistema

Fonte: Elaboração do próprio autor.

O perfil de carga apresentado na Figura 5 é adotado para todas as cargas conectadas às barras do sistema e por isso é indicado em p.u. no gráfico. A base da curva (valor unitário por unidade) é considerada a demanda máxima do sistema.

Assume-se também na análise que a rede está balanceada, ou seja, existe equilíbrio entre as cargas conectadas em cada uma das três fases do sistema.

### 2.4.3 Perfil de geração fotovoltaica

Para identificar a característica de geração fotovoltaica, foi utilizado uma medição de um gerador fotovoltaico com 3,0 kWp de uma unidade residencial com microgeração distribuída instalada e conectada à rede analisada

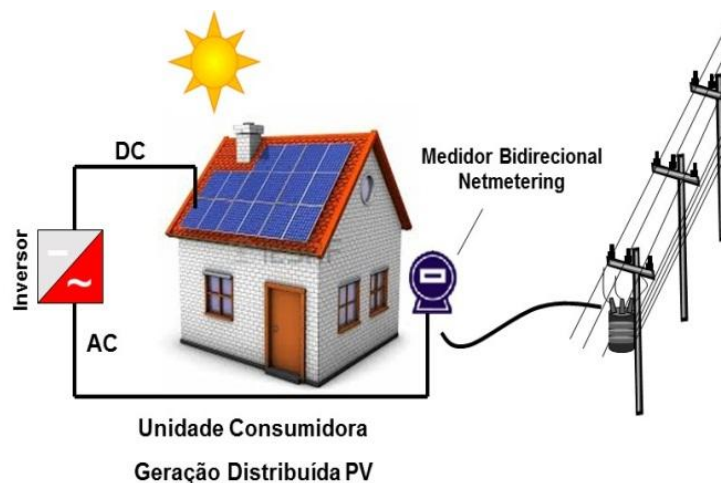
A Tabela 2 apresenta as características detalhadas do sistema de microgeração e a arquitetura de instalação dos painéis fotovoltaicos sobre o telhado residencial é ilustrada na Figura 6.

**Tabela 2** – Característica do Sistema Fotovoltaico

<b>Potência Instalada</b>	3,0 kWp
<b>Geração Mensal de Energia Estimada</b>	345 kWh
<b>Conexão à Rede de Distribuição</b>	Sim
<b>Número de Fases Conectado à GD</b>	2 (bifásico)
<b>Tipo de Instalação</b>	Suspensa (sobre o telhado)
<b>Armazenamento de Energia Local</b>	Não
<b>Número de Painéis Fotovoltaicos</b>	14 – 2x7 módulos
<b>Número de Inversores</b>	01
<b>Fator de Potência</b>	0,85 - 1

Fonte: Elaboração do próprio autor.

**Figura 6** – Arquitetura de instalação de painéis fotovoltaicos

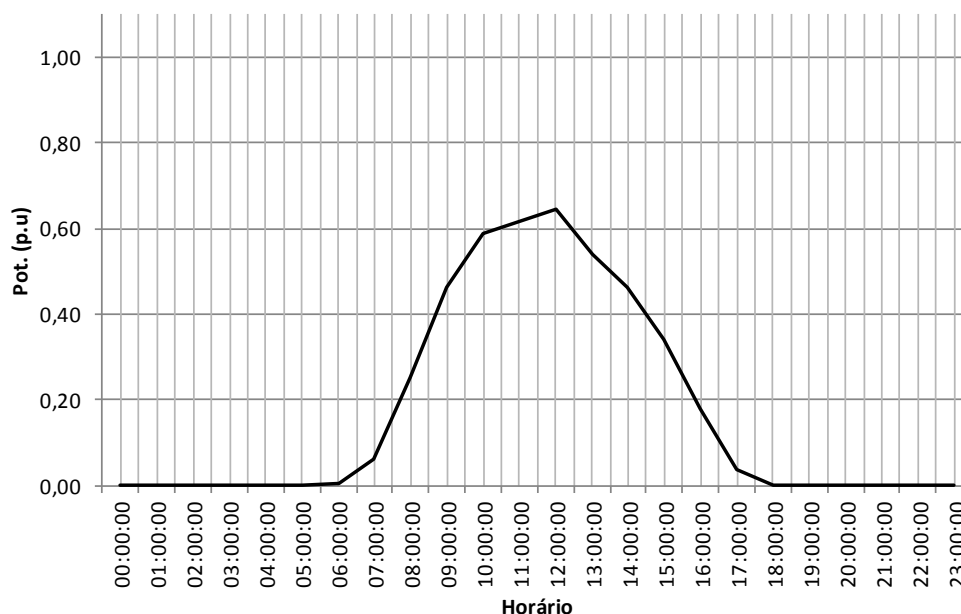


Fonte: Elaboração do próprio autor.

Utilizando-se os dados obtidos através da leitura do medidor na saída do inversor do painel solar, foram analisadas as características reais de geração dessa unidade. Foram utilizadas como referência as medições do mês de abril para o sistema fotovoltaico analisado, tendo em vista que tal mês está próximo da média anual no que diz respeito à incidência de radiação solar na região do estudo de caso e, conseqüentemente, à capacidade de geração de energia utilizando o sol como fonte primária.

As curvas foram elaboradas de acordo com a integralização da medição a cada 15 minutos, intervalo esse usual na medição e levantamento de curvas de carga para identificação de perfis. Posteriormente, a curva média de geração para o mês de abril foi obtida, como ilustra a Figura 7.

**Figura 7** – Perfil de geração de um sistema fotovoltaico de 3,0 kWp no mês de Abril



Fonte: Elaboração do próprio autor.

A geração média mensal dessa unidade de microgeração fotovoltaica é de aproximadamente 345 kWh. Assim como o perfil de carga descrito anteriormente foi adotado para todas as unidades consumidoras presentes na rede, este perfil de geração também foi considerado para todos os sistemas fotovoltaicos da análise, aplicando-se os valores horários por unidade ao valor nominal de cada unidade geradora.

#### 2.4.4 Cenários de análise

Para construção e entendimento dos cenários, faz-se necessário aqui a definição do chamado nível de penetração de geração distribuída. No Brasil, a Resolução Normativa nº 482, de 17 de Abril de 2012, da ANEEL, estabeleceu que a potência instalada de microgeração ficasse limitada ao valor da potência máxima disponibilizada para a unidade consumidora onde tal microgerador será conectado. Ou seja, a potência nominal total de um sistema fotovoltaico residencial deve ser no máximo igual ao valor da capacidade da entrada de energia disponibilizada pela concessionária para atender a carga instalada declarada pelo cliente. Dessa forma, define-se o nível de penetração fotovoltaica de acordo com a equação (19).

$$Penetração_{FV}(\%) = \frac{P_{FV}}{P_{CARGA}} \cdot 100\% \quad (19)$$

Onde:

$Penetração_{FV}(\%)$  - nível de penetração de painéis fotovoltaicos no sistema;

$P_{FV}$  - potência instalada total de painéis fotovoltaicos no sistema;

$P_{CARGA}$  - potência disponibilizada para atender as cargas do sistema.

Baseado nessa definição, um nível de penetração fotovoltaico de 50% equivale à condição em que metade dos consumidores possuem painéis fotovoltaicos instalados, assumindo também que a potência de cada um desses microgeradores seja igual à potência disponibilizada para atender a carga instalada declarada da unidade correspondente.

Níveis de penetração elevados, baseados nessa definição, podem parecer não realistas, a priori. Entretanto, salienta-se aqui que a vinculação preconizada pela regulamentação entre a capacidade instalada nominal da microgeração e a carga declarada pelo acessante dos serviços da distribuição torna possível que valores elevados de níveis de penetração possam ser experimentados pela rede.

Como exemplo, utiliza-se a relação de carga declarada de todos os clientes da concessionária alimentados pela rede de distribuição da presente análise. Nesse caso, o somatório da carga declarada de todas as unidades é de 587,37 kVA. Admitindo-se o perfil de geração apresentado na Figura 7, para um cenário de 100% de penetração, o sistema verificaria uma potência injetada no pico da produção de energia fotovoltaica (em torno do meio-dia) de aproximadamente 350 kVA, valor consideravelmente elevado quando comparado às capacidades dos cabos e do transformador (112,5 kVA).

Por outro lado, existem fatores limitantes à plena eficiência da geração fotovoltaica tanto em termos de quantidade quanto em capacidade de geração (EPE, 2014).

Conforme Konzen (2014), inicialmente, podem ser considerados como aptos somente domicílios do tipo casa. Apartamentos, por exemplo, tem a instalação dificultada em função da cobertura do edifício nem sempre estar disponível, além de oferecer restrições contratuais por

ser uma área comum.

Pondera ainda a restrição advinda da condição de ocupação do domicílio. Locais alugados, por exemplo, dificilmente irão receber uma instalação fotovoltaica por se tratar de um investimento com prazo de retorno relativamente longo e cuja transferência para outro local não é trivial. Dessa forma, tanto locatário quanto locador não se caracterizam como motivados a investir em geração fotovoltaica nesse tipo de domicílio.

Estima-se, que os domicílios tipo casa ocupada pelo proprietário representem cerca de 65% do total de domicílios brasileiros, segundo dados do Censo do IBGE de 2010. Este é, portanto, um primeiro fator a ser considerado como limitante à instalação de geração fotovoltaica.

Além disso, condições locais do telhado, tais como, sombras, chaminés, caixas d'água, antenas, aquecedores solares, podem impossibilitar a instalação dos painéis fotovoltaicos em algumas residências. Ainda segundo Konzen (2014), estima-se que 15% dos telhados estejam nessas condições, ou seja, pode-se considerar este fator adicional de 85% também como limitador da inserção de geração distribuída fotovoltaica.

Dessa forma, estima-se que o percentual de domicílios aptos para a finalidade da instalação desse tipo de microgeração seja dado pela multiplicação dos dois fatores, ou seja:

$$Fator\ Limitante_{Fotovoltaico} = 0,65 \times 0,85 = 0,55 \quad (20)$$

Ainda deve-se levar em consideração que muitas unidades consumidoras, apesar de seus respectivos domicílios estarem aptos segundo os critérios supracitados, não terão, provavelmente, interesse ou condições de optarem pela instalação de painéis fotovoltaicos. Portanto, baseia-se aqui, na potencial adoção de consumidores que tenham um consumo anual de pelo menos 3600 kWh, ou seja, 300 kWh médios de consumo mensal. Esse valor poderá ser diferente e específico para cada análise, porém não deve ser desconsiderado, pois representa um fator de limitação imposta pela própria condição de viabilidade econômica para instalação de painéis fotovoltaicos.

Na rede analisada neste tópico, do total das 65 unidades consumidoras, 30 estão nesse patamar de consumo. Dessa forma, estima-se, para esse caso, que haja um fator de 46% a ser aplicado ao potencial de penetração de geração distribuída fotovoltaica.

A Tabela 3 apresenta, em síntese, a discussão apresentada até aqui com relação ao nível de penetração fotovoltaica.

**Tabela 3** – Aspectos relacionados ao nível de penetração fotovoltaica

Carga declarada total das unidades consumidoras atendidas pelo transformador (kW)	Fator limitante (condição de ocupação e telhados)	Fator de mercado viável para instalação (unidades consumidoras com consumo médio mensal > 300 kWh)	Potência Instalada máxima esperada de painéis fotovoltaicos na rede (kWp)
587,37	0,55	0,46	148,6

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Considerando a equação 19 que definiu o nível de penetração percentual, ao se adotar a potência nominal do transformador, nesse caso 112,5 kVA, e compará-la à potência instalada máxima esperada de painéis fotovoltaicos nessa rede, 148,6 kWp, observa-se que o nível de penetração pode inclusive ser superior a 100%.

Ressalta-se aqui, no entanto, que a análise caso a caso das redes a serem analisadas tornam a criação dos cenários mais realista, pois considera aspectos intrínsecos ao sistema em estudo. Reforça-se também que os transformadores de distribuição são comumente utilizados com cargas superiores à sua potência nominal, tornando a definição do valor de  $P_{CARGA}$ , da equação 19, subjetiva aos responsáveis pelo planejamento do sistema.

Na presente tese, optou-se por definir o valor de  $P_{CARGA}$  como sendo igual à potência nominal do transformador, pois representa a garantia de seu funcionamento dentro das condições de projeto desejadas.

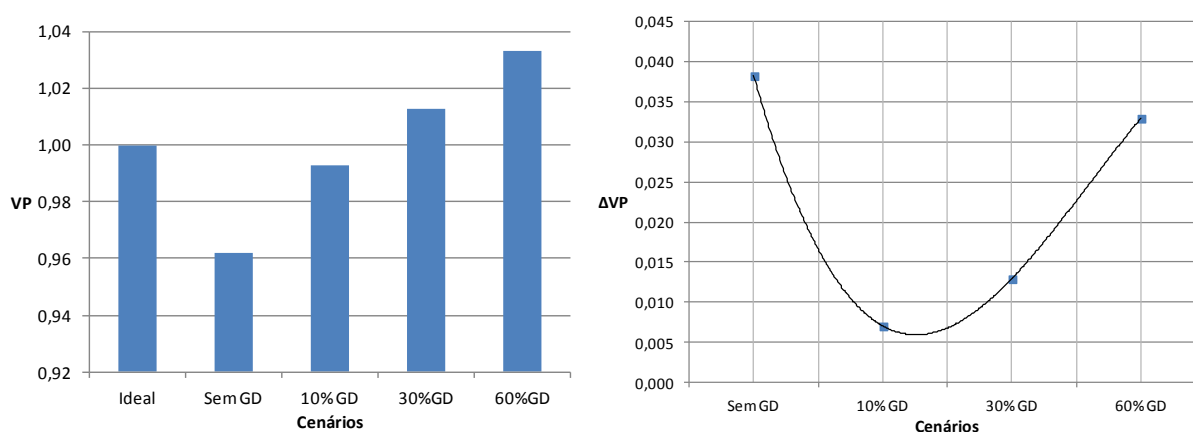
Dessa maneira, para fins da análise desse capítulo, serão utilizados a seguir 3 níveis de penetração fotovoltaica: 10%, 30% e 60%. As condições operacionais desses 3 cenários serão comparadas com o cenário base que representa a condição sem presença de geração

distribuída fotovoltaica. Serão analisados ainda pontos específicos da curva diária, como o pico da geração fotovoltaica (12:00h) e o pico da carga no sistema (19:00h).

#### 2.4.5 Resultados das simulações

A Figura 8 apresenta os valores dos perfis de tensão avaliados para todos os cenários propostos.

**Figura 8 - Perfis de tensão para diferentes cenários de penetração de GD**



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Conforme pode ser observado no gráfico da Figura 8, quanto mais próximo do valor unitário, melhor é o perfil de tensão (VP) da rede analisada. Quanto mais distante o valor, seja menor ou maior, pior é a condição do nível de tensão global do sistema. Se tratando de rede de distribuição secundária, onde a definição de fatores de ponderação diferentes para as cargas pode não ser trivial, o perfil de tensão apresentado na Figura 8 pode ser entendido como o próprio nível de tensão em p.u.

Para melhor entendimento, no gráfico de  $\Delta VP$  verifica-se que o ponto mais inferior da curva está relacionado ao cenário onde o sistema apresenta sua melhor condição operacional com relação ao nível de tensão.

A linha de tendência do gráfico de  $\Delta VP$  mostra que para cenários além de 60% de penetração de geração distribuída o sistema funcionará com valores de tensão nas barras mais distantes do valor nominal do que no caso base (sem geração distribuída presente na rede).

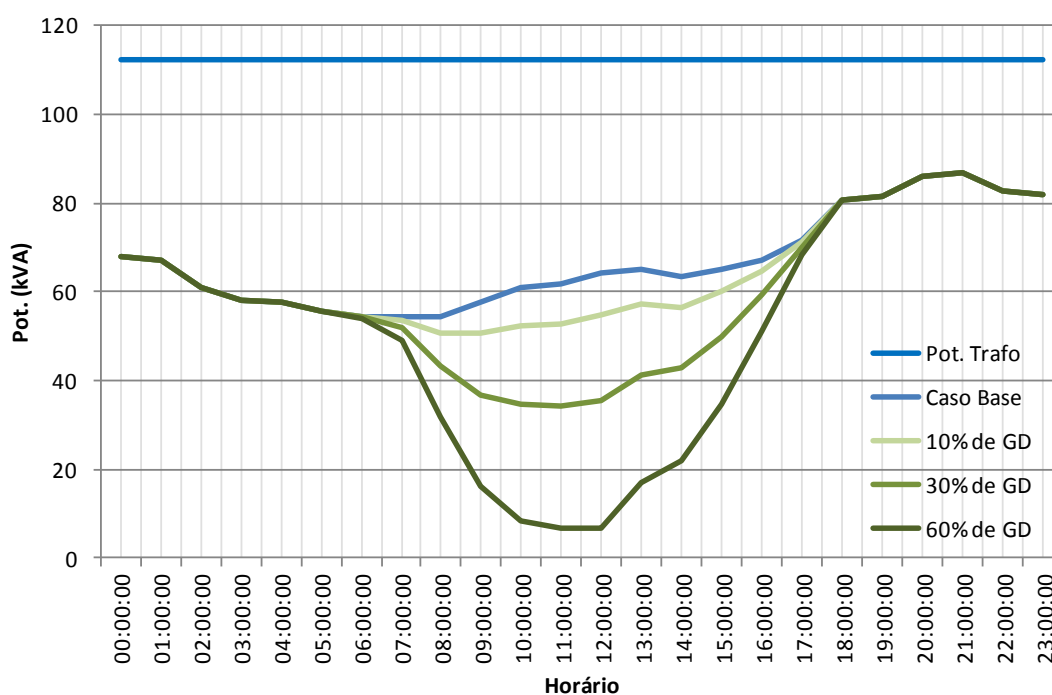
Estudos de integração de recursos energéticos distribuídos podem tratar o  $\Delta VP$  como

um fator a ser minimizado quando forem adotadas diferentes abordagens, metodologias e cenários no planejamento dessa expansão.

De modo similar à análise do impacto na característica de tensão do sistema, a integração de novas fontes de geração distribuída pode ser avaliada sob o ponto de vista do fluxo reverso ou capacidade livre do transformador.

A Figura 9 ilustra para os diferentes cenários analisados o comportamento do carregamento do transformador.

**Figura 9 - Perfil de carga no transformador do sistema teste**



Fonte: Elaboração do próprio autor.

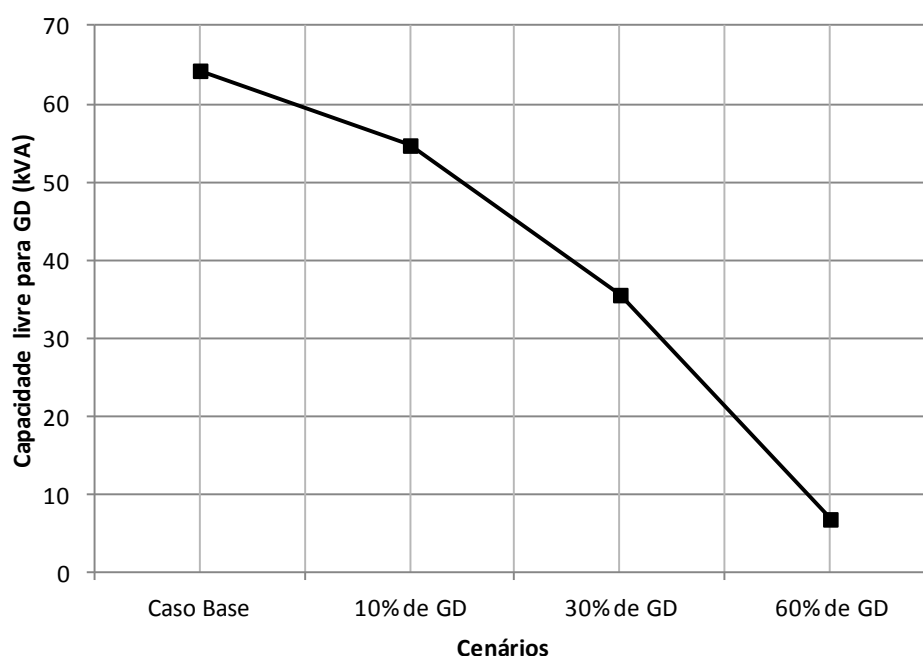
Conforme pode ser observado na Figura 9, o transformador do sistema teste de distribuição tem sua carga aliviada gradualmente no período de produção das fontes fotovoltaicas à medida que o nível de penetração de fontes distribuídas aumenta.

Para o período de máxima produção diária das unidades fotovoltaicas (por volta de 12:00h), o carregamento do transformador cai para níveis consideravelmente baixos principalmente no cenário de 60% de penetração de geração distribuída.

Condições operacionais de baixo carregamento do transformador implicam em diminuição do fator de potência de funcionamento, situação proveniente da característica típica de unidades transformadoras operando próxima ao vazio.

A Figura 10 apresenta a variação entre os cenários analisados da capacidade livre do transformador para integração de fontes de geração distribuída. Nessa análise foi admitido carregamento ideal do transformador igual a 100%.

**Figura 10** - Capacidade livre do transformador do sistema teste de distribuição



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Verifica-se, através da Figura 10, que a capacidade livre do transformador atinge valores próximos a zero para o cenário de 60% de penetração de geração distribuída.

Ressalta-se que, na presente análise não foi admitida a possibilidade de fluxo reverso pelo transformador, ou seja, não se admite que haja injeção de energia do sistema de distribuição em baixa tensão na média tensão.

Esse condicionamento é típico em planejamentos onde se queira evitar eventuais alterações na configuração e atuação dos elementos de proteção do sistema e pode, portanto, ser considerado também como fator limitante à conexão de novas unidades de microgeração

na rede de baixa tensão, caso seja adotado como critério. Ressalta-se, porém, que a Resolução Normativa 482 da ANEEL, não faz restrição vinculada a tal ordem técnica de operação.

## 2.5 MINIMIZAÇÃO DOS IMPACTOS

Uma vez que a tensão no ponto de conexão de um cliente é um importante critério para análise de qualidade, metodologias que auxiliem no seu controle são necessárias no gerenciamento do sistema.

De modo similar, operar com baixos níveis de perdas e evitar problemas provenientes do surgimento do fluxo de potência reverso demanda a existência de procedimentos que garantam tais objetivos. Nesta seção serão discutidos métodos típicos pesquisados e utilizados na prática para minimizar os impactos provenientes da entrada de fontes de GD no sistema de distribuição.

### 2.5.1 Controle pelo TAP do transformador

A variação da relação entre o número de espiras do primário e do secundário dos transformadores permite que a tensão também seja variada.

Tradicionalmente, os transformadores de distribuição apresentam em sua constituição um dispositivo físico para controle de tensão chamado de comutador, operando, geralmente, *off-load*. Esses dispositivos têm de realizar um preciso e difícil objetivo duplo em redes de distribuição com presença de fontes distribuídas.

Além de garantir que a tensão ao longo de todo o alimentador esteja acima dos limites mais baixos no período de pico de carga, também devem, durante as horas de geração, manter os valores abaixo do limite de tensão superior, o que é uma tarefa muito difícil de atingir com precisão. Destaca-se aqui, que a característica de geração fotovoltaica muitas vezes tem seu pico de injeção de energia no sistema em momentos em que a carga é consideravelmente mais baixa em relação à demanda máxima do sistema.

Os comutadores em carga, ou OLTC (do termo em inglês *On Load Tap Changer*), são dispositivos que têm sido utilizados com consolidação por muitos anos, principalmente nos

transformadores localizados em subestações. Uma vez que o comutador em carga varia a relação de espiras do transformador, uma ampla faixa de tensão pode ser coberta. A mudança do número de espiras é conseguida através de um interruptor mecânico o que significa que a relação de transformação é alterada passo a passo. À medida que o número de passos está limitado pelo espaço disponível e os custos, estabelece-se uma dependência da variação da tensão com o tamanho do passo (TENGGUHASHIM; MOHAMED; SHAREEF, 2012).

Uma desvantagem do dispositivo mecânico é a sua velocidade e o desgaste dos contatos do comutador. Assim, o número de operações do comutador tem de ser limitado de alguma forma, conforme destaca o trabalho de Liu et al. (2012).

A estratégia de controle a ser adotada também é fundamental no sucesso da aplicação de transformadores com OLTC. Long et al. (2015) simularam três estratégias de controle - *set-point* constante, controle baseado no tempo e controle monitorado remotamente – em uma rede de distribuição de baixa tensão com presença de geração fotovoltaica. Com o objetivo de aumentar a capacidade de integração de fontes fotovoltaicas, os autores concluíram que as duas últimas estratégias apresentaram desempenho satisfatório em relação ao *set-point* fixo, permitindo que mais unidades pudessem ser agregadas à rede.

Ressalta-se, entretanto, que nos sistemas de distribuição de baixa tensão, salvo raríssimas exceções, os transformadores não apresentam esse controle automático do TAP. Num ambiente de implantação de Redes Elétricas Inteligentes, devido à comunicação e automação em nível mais avançado, pode-se trabalhar com tal metodologia implicando, porém, em necessidade de adaptação e/ou substituição dos transformadores existentes na rede convencional, o que demandaria investimentos mais elevados no *retrofit* desses equipamentos.

### **2.5.2 Controle por injeção de reativos**

Em redes de transmissão o controle da potência reativa é o principal meio para regular a tensão, justificado pela alta relação X/R. Capacitores e reatores, bem como dispositivos eletrônicos tais como STATCOM são utilizados para controlar o fluxo de energia reativa e, assim, manter a tensão de rede.

Também no nível das redes de distribuição, capacitores e reatores, muitas vezes localizados nas subestações de AT/MT, são utilizados para compensação de energia reativa e controle de tensão.

Nesse último caso, os dispositivos são ligados e desligados controlados por um temporizador em uma base diária ou sazonal. As unidades de GD conectadas ao sistema via conversor também podem participar do controle de injeção de reativos. Atualmente, entretanto, a capacidade de potência reativa dessas unidades é raramente usada para controle de tensão, mas a perspectiva é que se torne mais comum no futuro.

Gonzalez et al. (2014) realizaram medições em 4 redes de distribuição rurais na Espanha, com o objetivo de identificar os eventuais prejuízos técnicos causados pela alta presença de geradores fotovoltaicos distribuídos. Através das medições verificou-se que a tensão aumenta principalmente nos nós próximos à geração e sobretensões de até 14% foram observadas em determinadas condições de carga, enquanto o limite trabalhado pela distribuidora de energia era de 7%. Os autores ressaltam que nesta situação o conversor de frequência presente no módulo da unidade de geração fotovoltaica deve ajustar a injeção tanto de potência ativa quanto de reativa para manter faixas de tensão admissíveis no sistema.

Destaca-se, contudo, que como a transferência de potência reativa provoca perdas na rede os operadores do sistema muitas vezes tentam minimizar a utilização do fluxo de reativo para controle de tensão.

### **2.5.3 Controle por restrição de injeção de ativos**

As unidades de GD nos sistemas de distribuição de baixa tensão são normalmente ajustadas para operar na sua efetiva saída máxima de potência ativa independente da situação da rede. Como a injeção de potência ativa, devido à baixa relação X/R, induz um aumento de tensão no ponto de ligação, a limitação da inserção de potência ativa limita a tensão subir.

A limitação da injeção de fontes fotovoltaicas com o objetivo de permitir a conexão de mais geradores sem comprometer a própria rede e outros usuários da rede parece muito atraente à medida que requer pequenas modificações no inversor (TONKOSKI; LOPES; EL-

FOULY, 2011). Além disso, este processo é utilizado apenas quando necessário, minimizando assim a quantidade de potência ativa reduzida. Na maioria dos casos, a remoção de um pequeno número de geradores fotovoltaicos é suficiente para levar os valores de tensão para dentro da faixa definida pelo operador do sistema, embora casos extremos exijam a desconexão de um maior número, conforme destacam Pais, Almeida e Castro (2012).

Thomson e Infield (2007) analisaram um sistema de distribuição de uma rede urbana típica na Inglaterra, e o modelo desenvolvido para a mesma mostrou que com elevada penetração de geração fotovoltaica, apenas pequenos aumentos na tensão de rede foram observados (menos de 2V de 230V). No entanto, esse pequeno aumento de tensão na rede de teste já foi suficiente para aproximar os valores para perto do limite definido nas normas locais. Foi observado que quando a geração fotovoltaica atinge seu pico de capacidade os níveis de aumento de tensão também são os mais altos.

Os autores concluem que a solução para manter os níveis de tensão dentro dos limites normativos passa por restringir a instalação de painéis fotovoltaicos para cerca de um terço do total de casas. Essa metodologia de restrição pode ser aplicada diretamente pelo operador do sistema, condição apenas possível em uma REI, devido a infraestrutura de comunicação e automação presente nessa configuração.

Este tipo de estratégia para mitigação dos efeitos da penetração de fontes distribuídas, entretanto, enfrenta certa resistência na aplicação, uma vez que restringir a capacidade de geração das unidades de GD significa desperdiçar uma parte da energia disponível proveniente de fontes primárias intermitentes e menos poluentes como a eólica e fotovoltaica, por exemplo, e que deveriam ser aproveitadas no seu máximo quando comparadas a outras fontes mais impactantes ao meio ambiente.

#### **2.5.4 Controle por reforço da rede**

A relação entre a resistência  $R$  e a reatância  $X$  da linha é fundamental para a determinação da queda de tensão. Portanto, modificar os valores dessas grandezas permite também atuar sob os níveis de queda de tensão de maneira direta. Como, tanto a resistência quanto a reatância são características das dimensões físicas e do material de composição dos

cabos, o procedimento para alterar esses valores passa pela substituição dos condutores.

No trabalho de Tie e Gan (2013) foi realizada uma análise de uma rede de distribuição de baixa tensão considerando variações do nível de penetração de geração distribuída de 0 a 200% (razão entre o número de casas com geração fotovoltaica e o número total de casas). Os resultados mostraram que os valores de tensão observados no sistema estavam dentro dos limites inferior e superior considerados (0,96 e 1,1 p.u, respectivamente) para todo o intervalo de variação.

Na conclusão dos autores tal resultado foi impulsionado principalmente pela seção nominal relativamente elevada do cabo utilizado no sistema, que apresentava utilização de menos do que 50% de sua capacidade nominal.

A conclusão dos autores, portanto, traz uma perspectiva adicional ao resultado de Thomson e Infield (2007), pois além da restrição da instalação de unidades de GD pode-se utilizar a metodologia de substituição dos cabos para que a elevação de tensão seja minimizada.

Entretanto, cabe aqui salientar, que custos elevados associados à troca de cabos e o tempo de interrupção necessário para realização da substituição são fatores que limitam a adoção de tal procedimento.

### **2.5.5 Controle por gerenciamento da carga**

O controle por gerenciamento da carga, também denominado Gerenciamento pelo Lado da Demanda – GLD é outro método para controle de tensão em redes de distribuição, permitindo o controle dos fluxos de potência ativa.

Geralmente, para este método de controle apenas as cargas que podem ser desligadas ou deslocadas sem prejudicar de maneira essencial o usuário são consideradas. Alguns exemplos dessas cargas são aquecimento, ar condicionado e o carregamento de veículos elétricos, este último previsto para as futuras REI.

Destaca-se que tanto uma redução quanto um aumento do consumo de energia ativa pode ser considerado para estes tipos de carga. Desse modo, ajustar a tensão para valores mais

altos ou mais baixos se torna possível.

Dentre os fatores que limitam o uso do GLD, destaca-se a necessidade de coordenação e controle entre a rede e as cargas. Tal condição, entretanto, é conseguida num ambiente de redes inteligentes e tem sido objeto, portanto, de muitos estudos no meio acadêmico.

O controle da carga pode ser realizado de maneira direta pelo operador do sistema ou de modo dinâmico. No primeiro caso, o operador tem autonomia para ligar ou desligar cargas dos consumidores (controle direto da carga). No segundo caso, a demanda reage à algum tipo de sinalização por parte da distribuidora, alterando seu nível para mais ou para menos. Essa reação é conhecida como resposta da demanda – RD e será explorada especificamente no capítulo 3.

## 2.6 CONCLUSÕES PARCIAIS

A utilização de GD no sistema de distribuição apesar de se apresentar como uma proposta eficaz de auxílio no suprimento de energia também implica em impactos na rede que devem ser considerados na integração dessas fontes. A alteração nos níveis de tensão, o fluxo de potência reverso e as perdas no sistema devem ser analisados para que haja uma introdução eficiente das fontes de GD no sistema.

Enquanto muitas metodologias de minimização dos impactos se baseiam no controle de elementos do sistema, tais como, transformadores, reatores e fontes, os métodos baseados no controle pelo lado da demanda podem apresentar vantagens que vão além da integração eficiente da GD. Aspectos como redução do consumo global do sistema, do pico de carga, além de gestão eficiente dos recursos energéticos são vantagens que fazem do GLD objeto de diversos estudos conforme será destacado no capítulo 3.

### 3 RESPOSTA DA DEMANDA

Uma forma importante de se obter um controle de sistema avançado e otimização em níveis de distribuição é que os clientes estejam mais envolvidos nas ações envolvendo uma rede elétrica inteligente do que o papel que exercem nas redes tradicionais.

Nesse sentido Balijepalli et al. (2011) designam a resposta pela demanda (RD) como sendo "mudanças dos padrões normais de consumo de energia elétrica por clientes finais em resposta a mudanças no preço da eletricidade ao longo do tempo, ou a pagamentos de incentivo destinados a induzir menor uso de energia em tempos de preços elevados no mercado ou ainda quando a confiabilidade do sistema é comprometida".

No presente capítulo serão apresentadas as características dos programas de gerenciamento pelo lado da demanda enfatizando os baseados na utilização de tarifas dinâmicas de energia, ilustrando modelos de otimização e exemplos de aplicação.

#### 3.1 PROGRAMAS DE RESPOSTA DA DEMANDA

A comercialização de energia elétrica apresenta características particulares quando comparada a outros mercados comuns. Primeiro, a impossibilidade, em termos econômicos, de armazenar eletricidade em quantidades significativas. A segunda é a alteração rápida da demanda ao longo do tempo, o que implica que a capacidade dos equipamentos (subestações, redes de transporte, transformadores) seja determinada pela maior demanda que deva ser atendida naquele momento.

Dentre as metodologias de gerenciamento de carga residencial o controle direto de carga (*direct load control* - DLC) é um dos procedimentos mais tradicionais (RUIZ et al., 2009). Em programas de DLC, com base num acordo entre concessionária e clientes, a empresa pode controlar remotamente as operações de consumo de energia de certos equipamentos nas residências dos usuários. Por exemplo, controle de iluminação, equipamentos de conforto térmico (aquecimento, ventilação e ar condicionado), geladeiras e

bombas.

No entanto, quando se trata de controle de carga e automação residencial, a privacidade dos clientes pode ser uma grande preocupação e até mesmo uma barreira na implementação de programas de DLC (OPENHAN, 2008). Portanto, entende-se que metodologias que permitam ao usuário decidir sua participação no gerenciamento da carga no sistema tem maior aceitação.

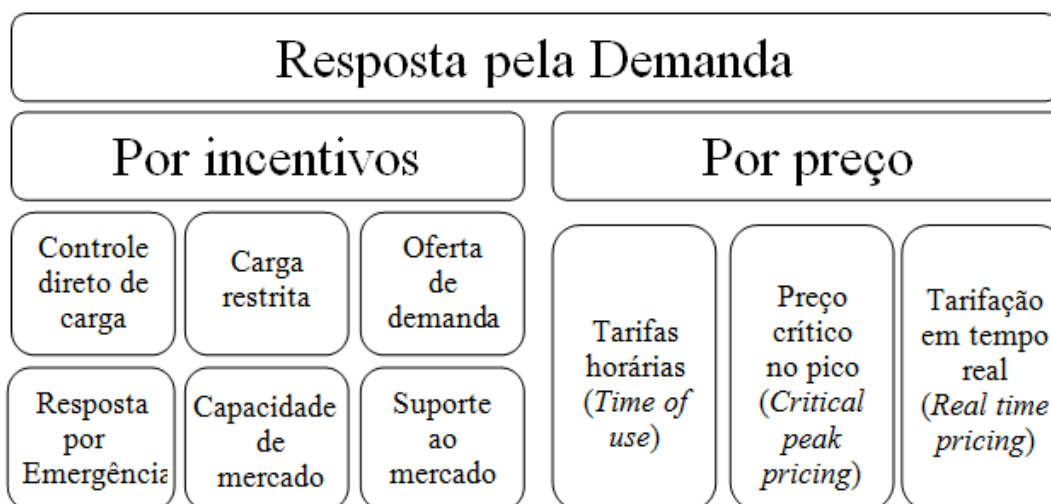
As análises e experiências de pesquisas e projetos pilotos demonstram que a maior motivação do consumidor em colaborar com a eficiência no uso da energia é o incentivo monetário. Isso indica que a reação dos usuários ao preço da energia é, de fato, importante e fundamental, conforme destacado por Boccuzzi (2013).

Ao refletir a variação do custo de fornecimento de eletricidade, o preço da energia elétrica variando dá às distribuidoras e clientes finais uma maneira de interagir com o outro. Esta metodologia pode ajudar reduzir o pico da curva de carga e também diminuir o consumo total de energia.

Existem dois grupos principais de programas de RD: os baseados no incentivo e os baseados no preço (DOE, 2006; ALBADI; EL-SAADANY, 2008).

Dentro de cada programa, existem várias subcategorias conforme apresentado na Figura 11.

**Figura 11** - Programas de Resposta pela Demanda



Fonte: Adaptado de Dupont et al. (2011).

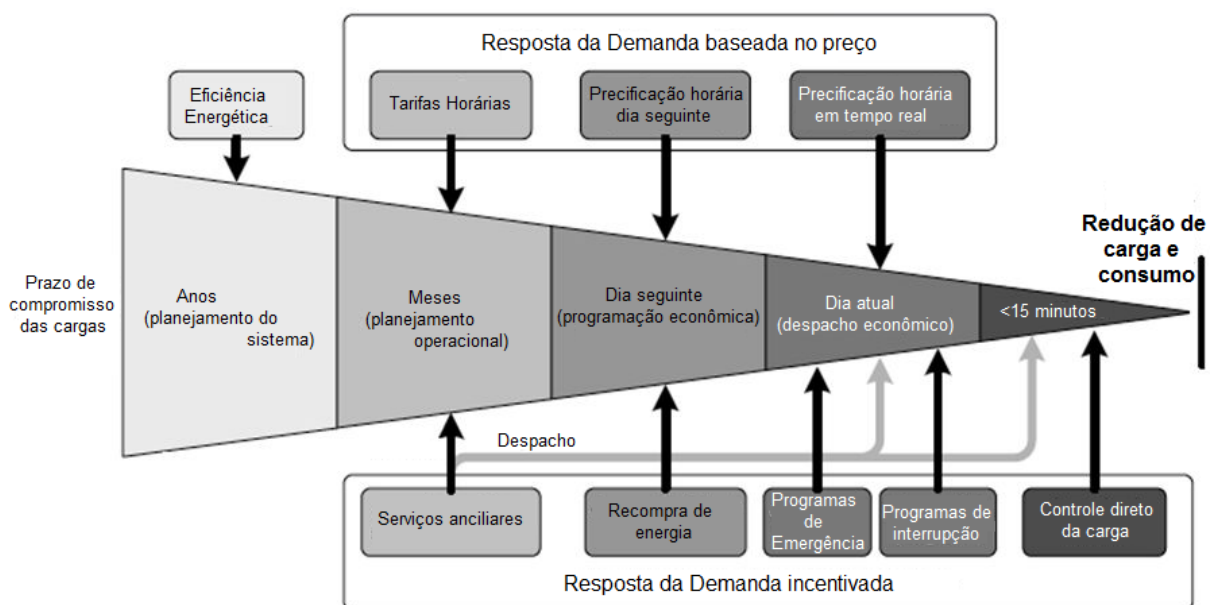
Os programas de RD baseados no preço estão relacionados com as mudanças no consumo de energia por parte dos clientes em resposta às variações nos preços de compra. Este grupo inclui a tarifação horária (*Time of use* - TOU), preço crítico no pico (*Critical Peak Pricing* - CPP) e tarifação em tempo real (*Real Time Pricing* - RTP). Para horários ou períodos de tempo diferentes, se o preço varia significativamente, os clientes podem responder à estrutura de tarifas com as mudanças no uso de energia.

Os valores das contas de energia podem ser reduzidos caso se ajuste o tempo do uso de energia, de acordo com preços mais baixos em alguns períodos e reduzir o consumo quando os preços são mais elevados.

Atualmente, a maioria dos programas de RD baseados nos preços é inteiramente voluntária. Entretanto, conforme ressaltam Faria e Vale (2013), programas com resposta obrigatória podem trazer benefícios ainda maiores à gestão do sistema.

A abrangência dos programas de RD em relação ao objetivo de redução de necessidade de entrega de energia pode ser observada na Figura 12.

**Figura 12** - Abrangência dos programas de Resposta pela Demanda



Fonte: Adaptado de DOE (2006).

Como pode ser verificado na Figura 12, os programas de RD com incentivo por preço alcançam resultados mais imediatos em termos de redução de carga e energia no sistema quando comparados com programas mais tradicionais como a eficiência energética, por exemplo. Destaca-se no grupo dos programas baseados no preço, os regimes de tarifação RTP que apresentam efeitos ainda mais rápidos que os demais, como o TOU, por exemplo.

Outros exemplos de modalidades tarifárias que podem ser aplicadas pelas distribuidoras são apresentados na Tabela 4.

**Tabela 4 – Exemplos de modalidades tarifárias**

<b>Modalidade</b>	<b>Descrição</b>	<b>Características</b>
Tarifa fixa	Uma parte da conta não é baseada em consumo, mas é fixo em uma base mensal.	Não vantajoso para clientes de baixa renda (que apresentam, em média, menores níveis de consumo) e não há sinal de preço que motive a economia de energia.
Estrutura de tarifa plana	Não há componente fixa no valor total da conta sendo os maiores clientes responsáveis pela maior parcela de arrecadação.	Os clientes que consomem menos energia nos horários de pico tem subsídio cruzado com aqueles que consomem volumes maiores nesses horários, implicando em maior demanda no horário de pico, já que a tarifação é baseada na média.
Tarifas por blocos crescentes	Apresenta uma menor taxa para o primeiro bloco de consumo e taxas mais elevadas para consumos acima do primeiro bloco.	O custo é mais alto para consumidores que apresentam maiores níveis de consumo. Clientes de baixa renda geralmente têm menor uso e podem se beneficiar. A estrutura não faz com que haja redução da demanda no horário de pico.
Tarifas por blocos decrescentes	Apresenta uma maior taxa para o primeiro bloco de consumo e taxas mais baixas para consumos acima do primeiro bloco.	Aumenta o custo para clientes que usam menos e causa subsídios cruzado entre os pequenos e grandes consumidores observando-se uso intensivo no horário de pico.
Tarifa horária ou horosazonal ( <i>Time of Use - TOU</i> )	As taxas são diferenciadas em diferentes períodos em um dia. Também pode haver uma diferenciação sazonal.	Pode resultar em um custo mais elevado para aqueles incapazes de mudar hábitos de consumo no horário de pico, ou seja, os clientes de baixa renda com pouca carga discricionária. Clientes capazes de mudar/ reduzir a carga certamente irão economizar. Diminui os subsídios cruzados entre os usuários.
Precificação dinâmica ( <i>Real Time Pricing - RTP</i> )	Apresenta estrutura similar a tarifação horária, com sinais de preço adicionais para períodos críticos - ou sinais de preços em tempo real.	Proporciona grande reflexo no custo da conta, mas pode ser difícil para os clientes sem carga discricionária (que respondem efetivamente ao sinal de preço). Pode ser difícil de compreender e não é adequado para clientes na modalidade pré-paga. Reduz subsídio cruzado entre os usuários.

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Destaca-se, que muitas dessas modalidades não precisam, necessariamente, de ambiente de redes elétricas inteligentes implantado o que torna seus efeitos, portanto, menos acentuados no que diz respeito à gestão da carga no sistema. De modo oposto a essa afirmação, sistemas que contam com infraestrutura avançada de medição, por exemplo, permitem melhores resultados em termos de resposta da carga à sinalizações tarifárias.

### 3.2 RESPOSTA DA DEMANDA AO PREÇO DA ENERGIA

Programas de reposta da demanda (*demand side management*) têm sido utilizados regularmente há muitos anos no planejamento e coordenação de sistemas elétricos. Entretanto, o enfoque até a atualidade quase sempre se restringe em encontrar condições de fazer com que a curva de carga tenha seu pico diminuído, evitando assim eventuais dificuldades operacionais, postergando investimentos em melhoria da rede e garantindo maior confiabilidade ao sistema.

Como exposto anteriormente, o preço da energia desempenha um papel fundamental na implementação de programas de RD. Entender de maneira profunda como a carga reage ao valor definido para a energia é essencial para que os modelos de análise sejam próximos da realidade.

Nesse viés, duas técnicas principais são utilizadas no estudo da resposta da demanda às sinalizações tarifárias (GOULART, 2015):

- Modelos baseados em lógica *fuzzy*, através da codificação de conjuntos para tomada de decisão;
- Utilização de taxas (coeficientes) de elasticidade-preço de demanda baseados em estudos econométricos.

Apesar de ambas as metodologias apresentarem dificuldades na sua modelagem, a utilização de coeficientes de elasticidade-preço da demanda apresenta maior possibilidade de investigação de estudos referenciais para mercados diversos e que podem, portanto, serem utilizados como *benchmark*, sendo assim a estratégia adotada na presente tese.

### 3.2.1 Elasticidade-preço da demanda

A taxa de elasticidade-preço é uma medida utilizada em economia para avaliar a resposta da demanda por um bem ou serviço conforme a variação no seu preço, ou seja, refletir a variação percentual da quantidade demandada em resposta a uma variação percentual no preço.

A definição matemática para a taxa de elasticidade-preço ( $\varepsilon$ ) da demanda é expressa na equação (21), em função da variação da quantidade do bem ou serviço  $\Delta Q_{\text{quantidade}}$  e da variação do preço  $\Delta P_{\text{preço}}$ .

$$\varepsilon = \frac{\Delta \text{Quantidade (\%)}}{\Delta \text{Preço (\%)}} \quad (21)$$

Sendo:

$\varepsilon$  – elasticidade-preço da demanda;

$\Delta Q_{\text{quantidade (\%)}}$  – Variação percentual da quantidade demandada do bem ou serviço;

$\Delta P_{\text{preço (\%)}}$  – Variação percentual do preço do bem ou serviço;

Definem-se ainda as variações percentuais como:

$$\Delta \text{Quantidade (\%)} = \frac{Q_f - Q_i}{Q_i} \quad (22)$$

$$\Delta \text{Preço (\%)} = \frac{P_f - P_i}{P_i} \quad (23)$$

Sendo:

$Q_i$  – Quantidade inicial demandada do bem ou serviço;

$Q_f$  – Quantidade final demandada do bem ou serviço;

$P_i$  – Preço inicial do bem ou serviço;

$P_f$  – Preço final do bem ou serviço.

Dessa forma, substituindo-se as equações (22) e (23) na equação (21), e adotando-se  $\Delta Q = Q_f - Q_i$  e  $\Delta P = P_f - P_i$  pode-se definir a função da elasticidade-preço da demanda,

como:

$$\varepsilon = \frac{P_i}{Q_i} \times \frac{\Delta Q}{\Delta P} \quad (24)$$

Segundo a função da elasticidade definida na equação (24), os bens ou serviços podem ser classificados como elásticos, inelásticos ou unitários.

Para valores de  $\varepsilon$  superiores a 1 a variação percentual da quantidade é maior do que a variação percentual do preço. Ou seja, os consumidores são bastante sensíveis a variações no preço e a demanda pelo bem ou serviço nesse caso é considerada elástica.

Por outro lado, caso o valor de  $\varepsilon$  seja menor que 1, significa que a variação percentual na quantidade é inferior à variação percentual no preço, representando que os consumidores são relativamente insensíveis a variações no preço e tornando a demanda inelástica.

Valores unitários de  $\varepsilon$  indicam que a demanda por esse bem é de elasticidade neutra, pois a variação percentual da quantidade se iguala à variação percentual do preço.

No caso do consumo de energia, esta é uma medida da intensidade como a utilização de eletricidade muda quando ocorre mudança no seu preço.

A identificação da característica da elasticidade-preço da demanda por eletricidade para determinada unidade consumidora não fica restrita apenas a poucos fatores. Inicialmente, de forma mais ampliada, o estudo de Wilson (1971) definiu um modelo de regressão linear, apresentado na equação (25), para o consumo residencial que relaciona além do preço da eletricidade, os custos do gás natural (nesse caso o bem substituto), a renda média familiar, o número de quartos por consumidor, e a temperatura.

$$Q = k + b_1P + b_2G + b_3Y + b_4R + b_5C + \epsilon \quad (25)$$

Sendo:

$Q$  – Consumo médio anual de energia elétrica da unidade (kWh/ano);

$k$  – Constante do modelo;

P – Preço da energia elétrica;

G – Preço do bem que eventualmente possa substituir a fonte inicial;

Y – Renda média familiar;

R – Quantidade de quartos da unidade consumidora;

C – Temperatura (quantidade de graus) diária;

$\epsilon$  – Coeficiente de erro do modelo.

Os termos  $b_1, b_2, b_3, b_4, b_5$  são os respectivos coeficientes de elasticidade que relacionam a demanda com os fatores P, G, Y, R, C.

Analisando-se o modelo, pode-se entender que a característica do produto energia elétrica é de ser um bem de baixa elasticidade, pois não há um bem substituto direto e é essencial para qualquer tipo de uso final, seja residencial, comercial, industrial, entre outros.

Diversos trabalhos internacionais apresentam valores de elasticidade baseados em análise comportamental real de consumidores que tem seu consumo influenciado por variações no preço da energia.

Em um amplo estudo no estado americano do Havaí que relaciona a sensibilidade dos consumidores ao valor da energia e variação da renda, identificou-se que a elasticidade-preço da demanda por eletricidade era de -0,54 para unidades residenciais e de -0,27 para unidades comerciais e industriais (DBEDT, 2011).

Phoumin e Kimura (2014) analisaram os mercados da Oceania e Ásia e através de um modelo dinâmico logarítmico-linear de demanda de energia estimaram as elasticidades de curto e longo prazo para cada país. Destaca-se que, na Austrália os coeficientes de elasticidade variam de -0,022 a -0,038. No Japão, por outro lado a elasticidade varia de -0,10 a -0,12, sendo mais sensível, portanto, do que na Austrália. Na Índia a elasticidade variou de valores consideravelmente baixos (-0,06) a valores mais elevados (-0,15). Nas Filipinas a elasticidade se situou entre -0,12 e -0,35, enquanto na Tailândia e Singapura os coeficientes apresentaram os valores mais elásticos variando entre -0,16 e -1,53, e -0,35 a -1,07, respectivamente.

Nos Estados Unidos, estudos do DOE (2014) apresentaram os valores das elasticidades

para consumidores residenciais e comerciais para curto e longo prazo (de 1 a 25 anos). Para as residências o coeficiente de elasticidade identificado foi de -0,12 a -0,40, enquanto para as unidades comerciais foi de -0,12 a -0,82.

No Brasil, a Secretaria de Acompanhamento Econômico – SEAE, através de seu corpo técnico, quantificaram as elasticidades-preço por classe de consumo e por tipo de atividade econômica. Os valores estimados dos coeficientes foram de -0,545 para unidades comerciais, -0,174 para unidades industriais e -0,146 para residências (SCHMIDT, 2002; SANTOS, 2011).

Conhecendo-se, portanto, os valores típicos de elasticidade, é possível identificar o perfil da resposta da demanda frente a variações no preço da energia elétrica utilizando a definição da equação (24).

Antes, porém, faz-se necessário nesse momento, a inclusão de um conceito adicional ao comportamento da carga que traz mais fidedignidade ao comportamento dos consumidores em relação às variações de preço.

As elasticidades definidas anteriormente podem ser entendidas como elasticidades diretas da carga, ilustrando o comportamento da carga frente a uma variação no preço no instante considerado.

Entretanto, quando se trata de consumo de energia elétrica, deve-se presumir que a adoção de tarifas diferenciadas por hora, como é a proposta deste trabalho, proporcionará uma redistribuição do consumo ao longo do dia, baseando-se na compreensão de todo o esquema tarifário a ser apresentado ao consumidor.

Dessa forma, deve-se avaliar a influência que uma alteração de consumo em determinada hora do dia submetida a um preço de energia provocará não apenas na hora de origem, mas também nas demais horas do dia.

Define-se, assim, o conceito de elasticidade-preço cruzada, que pode ser compreendido de forma mais exata na análise de uma matriz de elasticidades.

$$\begin{pmatrix} \Delta q^1 \\ \Delta q^2 \\ \vdots \\ \Delta q^i \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \varepsilon_{1,1} & \varepsilon_{1,2} & \dots & \varepsilon_{1,j} \\ \varepsilon_{2,1} & \varepsilon_{2,2} & \dots & \varepsilon_{2,j} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \varepsilon_{i,1} & \varepsilon_{i,2} & \dots & \varepsilon_{i,j} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta p^1 \\ \Delta p^2 \\ \vdots \\ \Delta p^j \end{pmatrix} \quad (26)$$

De acordo com a matriz (26) a variação de carga para uma determinada hora  $i$  é obtida a partir da reação do consumidor frente às variações de preço em todos os horários do dia, ou seja:

$$\Delta q^i = \sum_{j=1}^{24} \varepsilon_{ij} \Delta p_j \quad (27)$$

Os elementos da matriz de elasticidades correspondem aos coeficientes de elasticidade absoluta  $\varepsilon_{ij}$  que podem ser próprios quando  $i=j$  ou cruzados quando  $i \neq j$ . As elasticidades próprias estão na diagonal da matriz e representam a reação do consumidor frente a variações de preço na mesma hora. As elasticidades cruzadas, que são representados pelos elementos fora da diagonal da matriz estão associadas à reação do consumidor frente a variações de preço em horas diferentes. A coluna  $j$  desta matriz indica como a variação de preço na hora  $j$  afeta o comportamento em todas as horas do dia.

Estabelecer valores para as elasticidades cruzadas é de difícil definição. Muitos estudos apontam elasticidades cruzadas para a energia elétrica, porém comparadas à outras fontes de energia eventualmente substitutas, como gás natural ou diesel. Entretanto, quando se trata de relações entre horas do dia, destaca-se o trabalho de Aalami, Yousefi e Moghaddam (2010) que relacionaram períodos em que os consumidores tipicamente teriam maiores ou menores dificuldades de remanejar seu consumo.

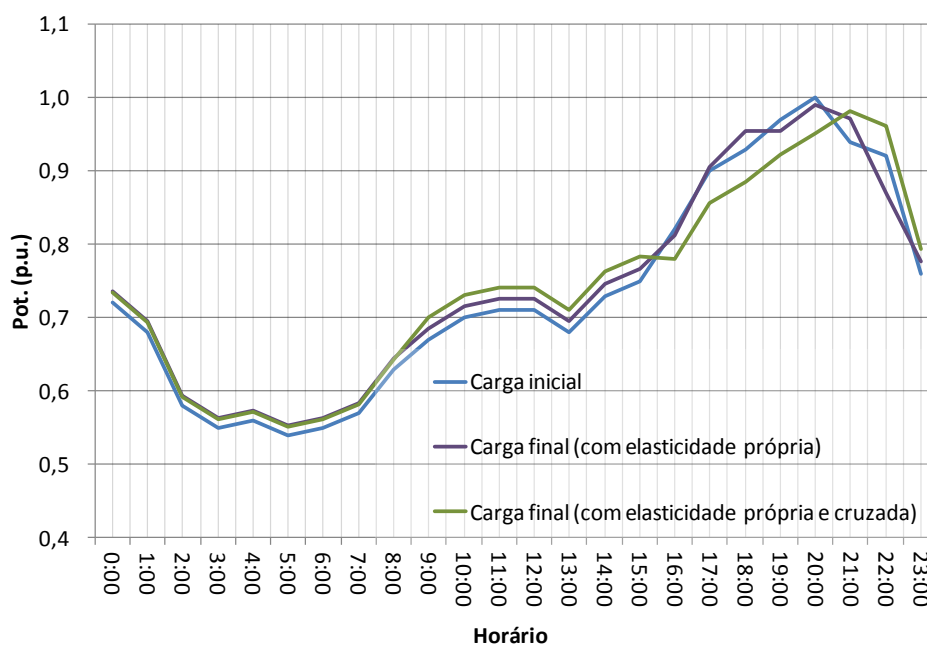
De modo similar, na presente tese, serão adotadas três categorias de elasticidade-preço cruzadas conforme a distribuição horária apresentada na Tabela 5.

**Tabela 5** – Elasticidades preço-carga próprias e cruzadas por períodos do dia

Nível de elasticidade	Períodos	Elasticidade própria e cruzada		
		Baixa	Média	Alta
Baixa	00:00h às 08:59h	-0,100	0,010	0,012
Média	09:00h às 16:59h	0,010	-0,100	0,016
	21:00h às 23:59h			
Alta	17:00h às 20:59h	0,012	0,016	-0,100

Fonte: Elaboração própria com dados parciais de Aalami, Yousefi e Moghaddam (2010).

A Figura 13 apresenta os efeitos na curva de carga que uma alteração de estrutura de precificação provoca quando se considera apenas a elasticidade própria e quando se considera também a elasticidade cruzada entre os blocos horários.

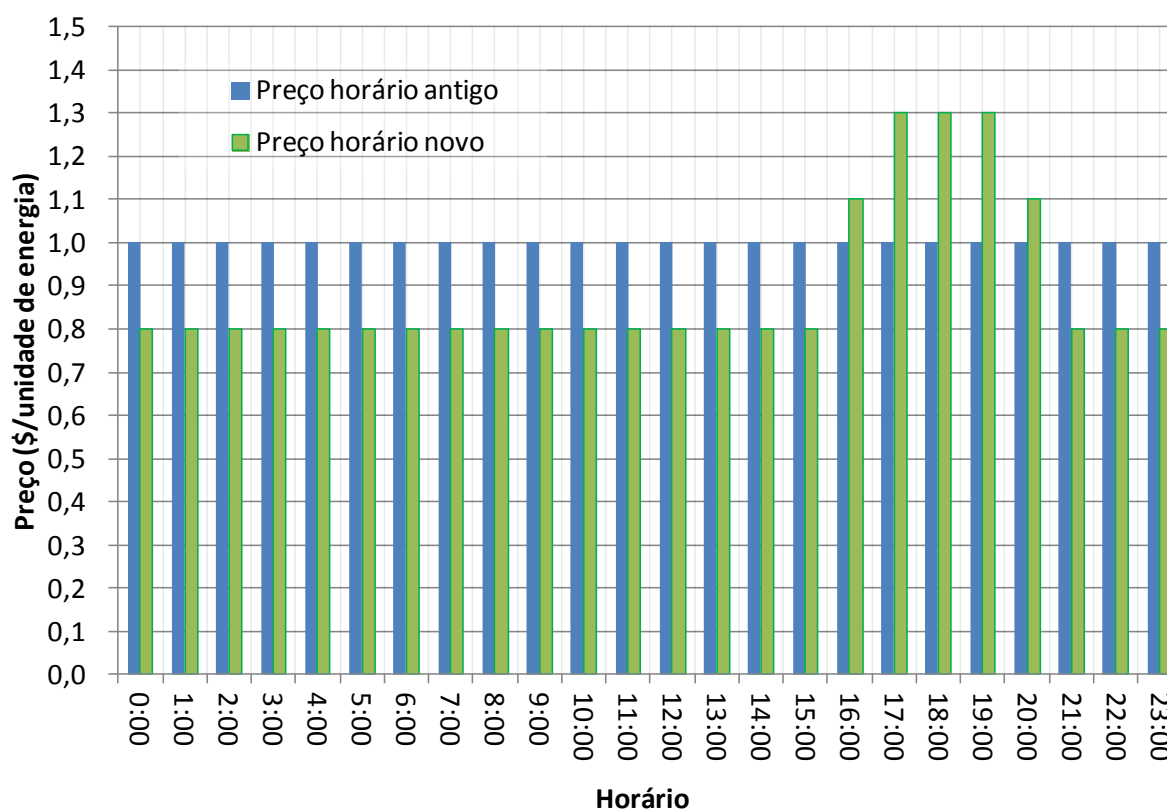
**Figura 13** - Efeitos da elasticidade preço-carga na curva de carga

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Conforme pode ser observado na Figura 13, a consideração da elasticidade cruzada pode proporcionar uma maior redistribuição (deslocamento) da curva de carga ao longo das horas do dia, pois conforme explicado anteriormente, o conceito envolve a influência que o consumo de um bem sofre em determinado horário quando seu preço é alterado em outro instante.

A Figura 14 apresenta as estruturas de preços genéricas consideradas para a verificação do efeito apresentado na Figura 13. Salienta-se que, a nova estrutura considerada nessa simulação é baseada na tipologia da estrutura tarifária horária Branca, em processo de implantação no Brasil, conforme Agência Nacional de Energia Elétrica- ANEEL (2016).

**Figura 14 - Estruturas de preço antiga e nova**



Fonte: Elaboração do próprio autor.

### 3.3 ESTRUTURAS TECNOLÓGICAS DE HABILITAÇÃO

Para que se consiga observar o grau de resposta da demanda esperado de acordo com as características da elasticidade preço-carga, o nível tecnológico dos equipamentos e dispositivos que compõem a rede de distribuição e a entrada de energia dos consumidores deve contemplar condições que facilitem o acesso às informações e permita tomadas de decisões mais dinâmicas.

No projeto de implantação de *Smart Grid* que serve de ambiente de aplicação da proposta da presente tese, visou-se não somente a criação de uma prova de conceito rede elétrica inteligente, mas também a elaboração de um modelo de referência e conseqüentemente a realização da análise de valor agregado. Além disso, como um dos resultados do projeto, o objetivo foi de tornar o consumidor participativo e consciente do uso racional de energia elétrica.

Trabalhou-se como premissa a utilização de uma infraestrutura compartilhada de telecomunicações e tecnologia da informação com o intuito de subsidiar a elaboração de metodologias, diretrizes técnicas, econômicas e regulatórias para suportar uma futura implantação comercial em larga escala na área de fornecimento da concessionária de distribuição, tendo como base os resultados alcançados a partir da implantação do *site* piloto na cidade de São Luiz do Paraitinga.

Dentro deste contexto, com o objetivo de melhorar a gestão das diversas áreas de atuação, planejou-se a divisão em várias frentes como Automação da Distribuição, Iluminação Pública, Geração Distribuída, Veículos Elétricos e Automação da Medição (AMI). Especificamente, no caso de AMI foram compreendidas as partes de Telecomunicações e Medição. Essas estruturas são o que se pode definir como Estruturas Tecnológicas de Habilitação, pois é a partir delas que melhores efeitos da resposta da demanda poderão ser observados.

Foram adotadas algumas premissas para a escolha dos equipamentos, fornecedores e serviços com foco na interoperabilidade, confiabilidade e segurança operacional, bem como a análise de compatibilidade com todo o sistema (ativos e processos) existente na distribuidora.

Devido às características da cidade que foi escolhida para implantação do projeto, disponibilidade de fornecedores/tecnologias de comunicação de “última milha”, inicialmente, onde se pensou em utilizar três diferentes tipos de tecnologias de comunicação para integrar a Automação da Medição, RF *Mesh*, PLC e *Zigbee*. Entende-se que estas tecnologias sejam capazes de serem aplicadas na maioria dos cenários das áreas de concessão da distribuidora de energia.

De acordo com as condições topográficas encontradas na localização do projeto, densidades diferentes englobando 10 km<sup>2</sup> entre áreas rural e urbana, identificou-se a necessidade de utilizar o PLC de longo alcance para grande parte da área rural e um pouco da urbana, o RF *Mesh* para grande parte da urbana e a rural, sendo esta última considerada como um desafio tecnológico, e por fim, o PLC PRIME na zona urbana.

Foi prevista a instalação de cerca de cinco mil e quinhentos medidores inteligentes e a mudança no sistema de leituras, cortes e religações, análise de implementação de novas tarifas (postos tarifários) e balanço energético, os quais poderão ser feitos remotamente, por meio de um Centro de Medição. Planejou-se ainda uma integração do meio de comunicação utilizado pela medição para automação de rede.

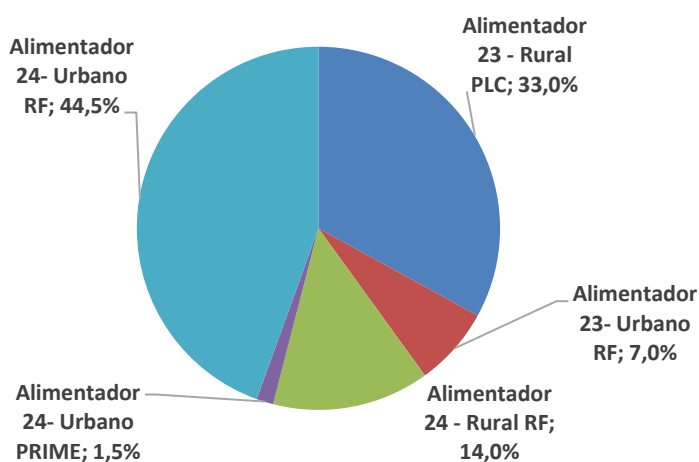
Devido à probabilidade de novas ocorrências de inundações em algumas áreas, inicialmente pensou em avaliar a tecnologia e os fornecedores de soluções do tipo SDMEE (Sistema Distribuído de Medição de Energia Elétrica), onde uma caixa com diversos medidores é instalada no alto de um poste próximo à rede de alta tensão. Por estar fixado nesta posição, também conta com a proteção natural da rede contra instalações clandestinas. A decisão final foi de não instalar este tipo de equipamento, sendo os pontos transferidos para os medidores de RF.

Assim, foram distribuídas as tecnologias baseadas nas características da localidade, sendo 55% das unidades consumidoras localizadas no perímetro urbano e os 45% restantes na área rural, além de 20 transformadores selecionados para fins de instalação de medidores de balanço energético.

Por se tratar de um projeto piloto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), com o objetivo de analisar tecnologias e soluções adequadas à evolução da infraestrutura da rede de

distribuição da concessionária no conceito *Smart Grid*, e também devido às limitações das soluções disponíveis no mercado pelos fornecedores, a distribuição final relativa por tecnologia se configurou como apresentado na Figura 15.

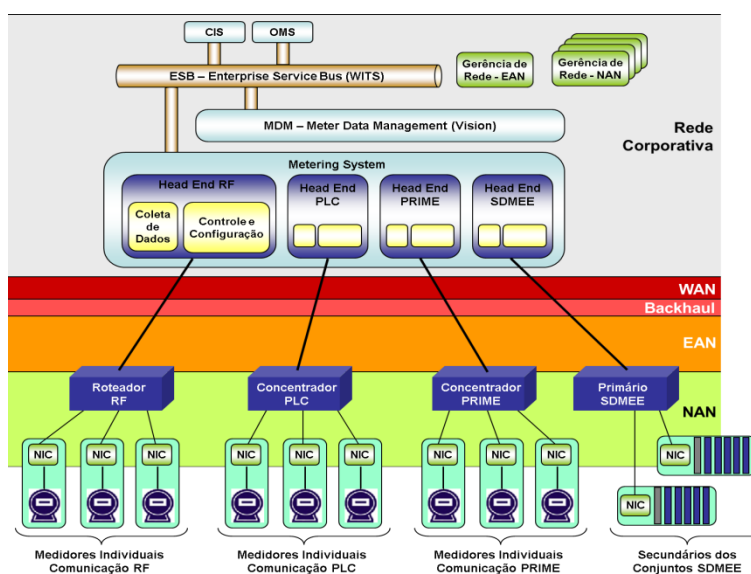
**Figura 15 - Tecnologias de medição nos alimentadores e localidades**



Fonte: Elektro (2016).

A Figura 16 apresenta a arquitetura proposta para a solução de infraestrutura avançada de medição do projeto.

**Figura 16 - Arquitetura proposta para a infraestrutura avançada de medição**



Fonte: Elektro (2016).

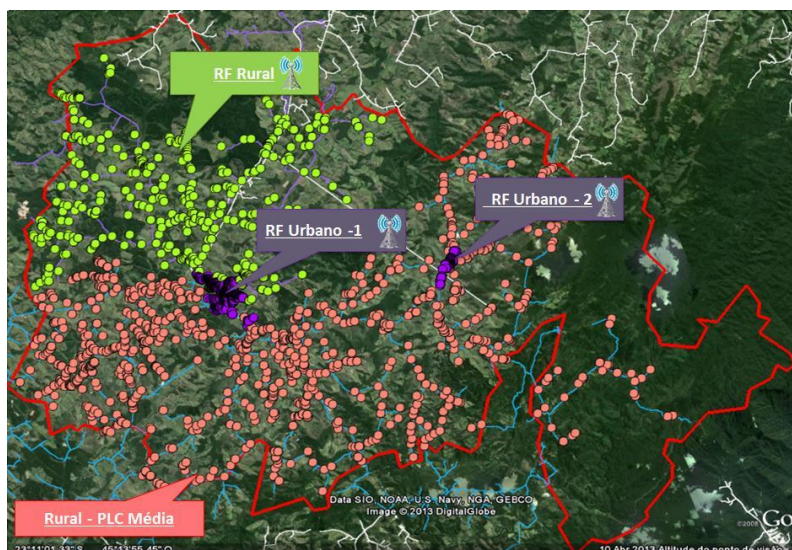
Dentre os benefícios da implantação da Automação da Medição, pode-se destacar, mas não se limitar, os seguintes aspectos.

- Permitir automação e operação remota do sistema;
- Possibilitar o compartilhamento da infraestrutura da rede para outras áreas da distribuidora;
- Viabilizar tecnicamente a possibilidade de implementação de um consumo programado e inteligente de energia;
- Introduzir significativos ganhos de eficiência energética;
- Melhorar a fiscalização e monitoramento das condições de rede e qualidade de energia;
- Incrementar a capacidade de tomada de decisões nas empresas do setor;
- Levantar dados para apontar os requisitos mínimos para a definição de uma arquitetura de segurança da informação relevante para as concessionárias de energia elétricas e agente regulador no Brasil;
- Oferecer subsídios para os tomadores de decisão e líderes das concessionárias com relação à importância da implantação de uma arquitetura adequada de segurança da informação para as redes inteligentes;
- Publicar os resultados do estudo de caso em nível nacional, focando na segurança da informação, uma vez que é um dos temas nas discussões sobre redes inteligentes de energia.

Conforme as propostas do projeto foram definidas as áreas onde seriam instaladas as diferentes aplicações tecnológicas de medição, promovendo assim um desafio tecnológico a ser superado.

A Figura 17 apresenta uma visão geral do município de São Luiz do Paraitinga e a distribuição das unidades consumidoras entre as atendidas por rede de comunicação RF e rede de comunicação PLC.

**Figura 17 - Distribuição das tecnologias RF e PLC**



Fonte: Elektro (2016).

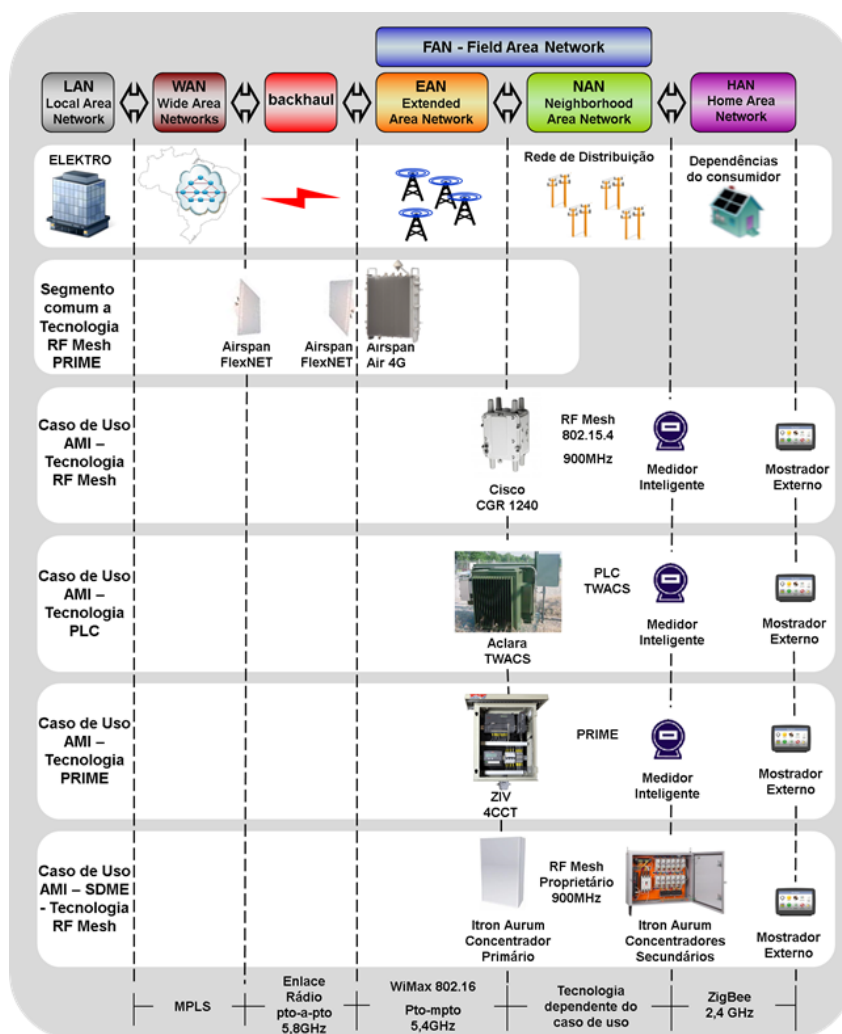
Como pode ser observada na Figura 17, a tecnologia RF foi utilizada para prover comunicação às duas áreas de concentração urbana e à área rural atendida pelo alimentador 24. A tecnologia PLC foi utilizada para prover comunicação à área rural atendida pelo alimentador 23.

A Figura 18 descreve a arquitetura da rede operativa desde as Unidades Consumidoras localizadas em São Luiz do Paraitinga até a *datacenter* da distribuidora. Esta arquitetura foi idealizada em várias “camadas”, iniciando pela HAN – *Home Area Network*, cujo objetivo é realizar a comunicação com os Mostradores Externos apresentando para os consumidores as informações disponíveis em seu medidor de energia, como por exemplo, o consumo de energia ativa total e em postos horários. Esta é uma rede local de curto alcance compreendendo a região do ponto de medição até a residência do cliente.

Em um segundo nível, apresenta-se a NAN - *Neighborhood Area Network*, também conhecida como “Última Milha”, aqui caracterizada como a comunicação entre o concentrador e os medidores de energia. Neste segmento são utilizados diversos meios físicos, como o RF 900MHz *Mesh*, PLC TWACS *Ultra-narrow band* de longo alcance, atravessando tanto a rede da baixa, quanto de média tensão e finalmente o PLC padrão PRIME, para comunicação pela rede secundária.

Numa terceira camada, existe a EAN – *Extended Area Network*, configurada como Ponto-Multiponto, utilizando a tecnologia *WiMax* 802.16 em RF 5,4GHz, canalizando os dados da NAN oriundos do RF *Mesh* e do PRIME. Por ter seu concentrador instalado na subestação, o PLC TWACS utiliza o canal de Fibra óptica disponível, compartilhando o meio físico com a automação. Num nível superior, está presente o *Backhaul* que é o responsável por conectar a EAN na WAN, que neste caso, será implantada através de um link Ponto-a-Ponto de RF 5,8GHz. Por último, tem-se a WAN – *Wide Area Network*, implementada através do *MPLS - Multiprotocol Label Switching* via Fibra óptica.

**Figura 18 -** Visão geral da arquitetura de AMI aplicada em SLP



Fonte: Elektro (2016).

### 3.4 CONCLUSÕES PARCIAIS

De acordo com o apresentado no capítulo os programas de resposta da demanda proporcionam ganhos que são potencializados conforme o nível tecnológico das redes de energia avança.

A implantação de novos sistemas de tarifação de energia, mais condizentes com as características de carga e geração, permitem que o consumidor assuma um papel mais ativo no processo de gerenciamento das redes elétricas.

A utilização da resposta da demanda baseada na elasticidade preço-carga tem sido apresentada na literatura como uma metodologia aceitável de avaliação e previsão, sendo base de diversos estudos de abordagem teórica e prática no mundo todo. Considerações da elasticidade cruzada, além da própria, tendem a tornar os modelos mais fidedignos ao comportamento real do mercado consumidor de energia elétrica. Ressalta-se aqui, que a obtenção dos valores de elasticidade, sejam próprias ou cruzadas, representam, quase sempre, a maior dificuldade nos estudos de programas de resposta da demanda, em que pese que a literatura já apresente variados trabalhos específicos na busca de valores de elasticidade preço-carga.

A criação de uma infraestrutura tecnológica que permita (habilite) a resposta da demanda conforme o esperado é de fundamental importância no sucesso da implementação desses programas, pois potencializa os resultados observados ainda na etapa de projeto e planejamento. Condições que limitem a abrangência da implantação de uma infraestrutura avançada de medição, serão, por consequência, fatores limitantes ao bom desempenho de programas de resposta da demanda em redes elétricas inteligentes.

## 4 TARIFAS HORÁRIAS DE ENERGIA ELÉTRICA

No presente capítulo será apresentado o modelo de desenvolvimento teórico do cálculo de um sistema tarifário que contemple tarifas horárias, ou seja, que possuam características de preço calculadas para cada hora do dia.

Será utilizado para tal, o cálculo baseado no Custo Marginal de Capacidade – CMC para cada tipo de consumidor e que corresponde ao seu custo marginal na expansão de todos os elementos a montante do seu ponto de conexão. A metodologia faz parte dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) da ANEEL os quais têm caráter normativo e consolidam a regulamentação acerca dos processos tarifários (ANEEL, 2017).

Pondera-se aqui que, conforme proposta da presente tese, o surgimento de um novo perfil típico de consumidor (aquele que passa a gerar energia através de painéis fotovoltaicos) abre também uma perspectiva de modificação na participação dos consumidores do tipo B nos custos marginais de capacidade do sistema. Essa condição se torna uma premissa para que novas proposições de estruturas tarifárias possam ser discutidas de modo a beneficiar técnica e economicamente agentes fornecedores e consumidores de energia.

### 4.1 CUSTOS DE FORNECIMENTO DE ENERGIA

Conforme estudo de Balasko (1975), o custo de fornecimento de energia pode ser representado por uma função teórica que correlaciona o fator de carga com o custo de capacidade necessária para atender um cliente que solicita uma determinada carga, com o que se definiu a função de fornecimento apresentada na equação (28):

$$\mu_t = \bar{\mu}_k + P_t^k * (D_t - \bar{\mu}_k) \quad (28)$$

Sendo:

$\mu_t$  – custo marginal de fornecimento no instante t;

$\bar{\mu}_k$  – custo médio de geração to tipo k no instante t;

$P_t^k$  – probabilidade de ocorrer uma geração do tipo k no instante t;

$D_t$  – custo marginal de déficit no instante t.

Do desenvolvimento da equação 28, considerando que  $T_i$  seja o intervalo de tempo em que os custos de geração e déficit são constantes e também que  $\chi_t^j$  defina a contribuição do consumidor tipo j à carga do sistema no instante t, obtém-se:

$$\sum_{t \in T_i} \chi_t^i * \mu_t = \sum_{t \in T_i} \chi_t^j * (\bar{\mu}_m + P_t^m * (D_t - \bar{\mu}_m)) \quad (29)$$

$$\sum_{t \in T_i} \chi_t^i * \mu_t = \bar{\mu}_m \sum_{t \in T_i} \chi_t^j + (D_t - \bar{\mu}_m) * \sum_{t \in T_i} P_t^m * \chi_t^j \quad (30)$$

A equação 30 representa o custo de fornecimento ao consumidor no posto horário  $T_i$  e mostra que apenas o fator de contribuição do consumidor  $\chi_t^j$  à carga do sistema varia nesse intervalo de tempo. Portanto, torna-se o custo de um fornecimento específico dependente apenas da energia e da demanda em cada posto horário, permitindo assim que se defina uma tarifa específica para cada segmento de tempo.

Considerando que  $\hat{\chi}_t^j$  seja a demanda máxima do consumidor j em  $T_i$  pode-se definir seu fator de carga como:

$$\theta_{T_i}^j = \left( \frac{T_i \sum_{t \in T_i} \chi_t^j}{T_i} \right) / \hat{\chi}_t^j = \frac{\sum_{t \in T_i} \chi_t^j}{\hat{\chi}_t^j} \quad (31)$$

Portanto, as funções que correlacionam o fator de carga e as variáveis componentes de custos definidas na equação 30 são dadas por:

$$g(\theta_{T_i}^j) = \frac{\sum_{t \in T_i} \chi_t^j}{\hat{\chi}_t^j} \quad (32)$$

$$t(\theta_{T_i}^j) = \frac{\sum_{t \in T_i} P_t^k * \chi_t^j}{\hat{\chi}_t^j} \quad (33)$$

Derivando-se parcialmente a equação 30 em relação ao fator de contribuição do consumidor, define-se o custo marginal de fornecimento para esse consumidor como:

$$\sum_{t \in T_i} \mu_t = \bar{\mu}_t * T_i + (D_t - \bar{\mu}_m) * \sum_{t \in T_i} P_t^m \quad (34)$$

A segunda parcela da soma da equação 34 representa o custo para cada kW garantido pelo sistema no posto horário  $T_i$ , ou seja:

$$\delta_{T_i} = (D_t - \bar{\mu}_m) * \sum_{t \in T_i} P_t^m \quad (35)$$

Ao se multiplicar e dividir a equação 33 pela equação 35 obtém-se:

$$t(\theta_{T_i}^j) * \frac{\delta_{T_i}}{\delta_{T_i}} = \frac{\sum_{t \in T_i} P_t^k * \chi_t^j}{\hat{\chi}_t^j} * \frac{(D_t - \bar{\mu}_m) * \sum_{t \in T_i} P_t^m}{(D_t - \bar{\mu}_m) * \sum_{t \in T_i} P_t^m} \quad (36)$$

$$t(\theta_{T_i}^j) * \frac{\delta_{T_i}}{\delta_{T_i}} = \frac{\sum_{t \in T_i} P_t^k * \chi_t^j}{\hat{\chi}_t^j * \sum_{t \in T_i} P_t^m} * \frac{(D_t - \bar{\mu}_m) * \sum_{t \in T_i} P_t^m}{(D_t - \bar{\mu}_m)} \quad (37)$$

Dessa forma, pode-se definir um novo fator que mede a contribuição do consumidor  $j$  ao custo de desenvolvimento do kW garantido no intervalo  $T_i$ .

$$f(\theta_{T_i}^j) = \frac{\sum_{t \in T_i} P_t^k * \chi_t^j}{\hat{\chi}_t^j * \sum_{t \in T_i} P_t^m} \quad (38)$$

É possível agora, reescrever a função do custo do fornecimento do consumidor em  $T_i$  (equação 30) em função dos seus fatores de contribuição aos custos de geração e desenvolvimento.

$$\sum_{t \in T_i} \chi_t^i * \mu_t = \chi_t^j * [\bar{\mu}_m g(\theta_{T_i}^j) + \delta_{T_i} * f(\theta_{T_i}^j)] \quad (39)$$

De acordo com a equação 39, verifica-se uma relação entre o consumo de cada unidade

com o custo médio da energia no período de tempo considerado. Correlaciona-se também, o fator de carga no posto horário e o custo de kW garantido pelo sistema no mesmo intervalo. Portanto, conclui-se que:

- O custo de fornecimento pode ser segmentado em função de postos horários, conforme necessidade observada no planejamento do sistema;
- O custo de fornecimento para cada posto horário é proporcional ao consumo do sistema atendido durante o mesmo posto horário;
- O custo de fornecimento é variável com o fator de carga.

Essas conclusões parciais são importantes para a validação da proposta da presente tese, pois uma vez que na possibilidade de se haver uma maior quantidade de unidades consumidoras com painéis fotovoltaicos próprios gerando de forma integral ou parcial a energia que consomem, haverá também a perspectiva de uma modificação significativa nos custos de fornecimento do sistema.

Soma-se a isso, a característica particular da curva de geração fotovoltaica e a possibilidade de medição inteligente nas unidades consumidoras, pode-se, portanto, definir novas formas de faturamento de energia que sejam mais condizentes com os requisitos das redes de distribuição de baixa tensão.

#### 4.2 RESPONSABILIDADE DE POTÊNCIAS

Como foi discutido anteriormente, o parâmetro  $P_t^k$  define a probabilidade de ocorrer uma geração do tipo k em um instante t. No sistema elétrico de distribuição verticalizado (segmentado nos diferentes níveis de tensão) é necessário verificar a probabilidade de uma determinada curva de carga ser atendida por uma determinada curva de rede.

Dessa forma, pode-se definir o fator de contribuição de cada unidade consumidora nos custos de expansão e operação das redes em cada um dos níveis de tensão, ou seja, define-se a responsabilidade que a potência de um determinado consumidor tem nos custos globais do sistema.

Na equação 38 foi apresentado o fator de contribuição do consumidor j ao custo de desenvolvimento do kW garantido no intervalo  $T_i$ , sendo que o parâmetro  $\chi_t^j$  da equação pode ser medido em relação ao crescimento de carga da rede  $X_t$ , ocasionada pela carga do consumidor  $\chi_t^j$  (SANTOS, 2011).

$$\chi_t^j = (X_t + \chi_t^j) - X_t \quad (40)$$

Considerando um cenário em que exista apenas uma rede, certamente a probabilidade de que ela atenda uma determinada carga é de 100%.

No caso de uma rede individualizada, ou seja, uma rede que se dedica exclusivamente ao atendimento de um único consumidor pode-se reescrever (38) como:

$$f(\theta_{T_i}^j) = \frac{\sum_{t \in T_i} P_t^m * [(X_t + \chi_t^j) - X_t]}{\hat{\chi}_t^j * \sum_{t \in T_i} P_t^m} = \frac{[(X_t + \chi_t^j) - X_t]}{\hat{\chi}_t^j} = \frac{[(\chi_t^j + \chi_t^j) - \chi_t^j]}{\hat{\chi}_t^j} = \frac{\chi_t^j}{\hat{\chi}_t^j} = 1 \quad (41)$$

Por outro lado, no caso de redes coletivas, ou seja, aquelas que atendem diversas cargas com comportamentos diversificados, a contribuição de cada carga tende para o valor médio no intervalo de tempo considerado. Dessa forma, entende-se que a responsabilidade de potência de uma unidade consumidora é melhor representada pela sua demanda média  $\bar{\chi}_t^j$  no posto horário analisado. No caso em que  $P_t^m$  é constante em  $T_i$ , pode-se definir o fator de contribuição do consumidor j ao custo de desenvolvimento do kW garantido no intervalo  $T_i$  como uma função linear do fator de carga.

$$f(\theta_{T_i}^j) = k * \theta_{T_i}^j \quad (42)$$

Para sistemas reais, o fator de contribuição tem tendência de queda conforme se diminua também o fator de carga e deve-se levar em consideração a probabilidade  $\pi_t$  de uma determinada carga ser atendida por uma determinada rede. Salienta-se que a probabilidade de associação  $\pi_t$  será definida mais adiante no capítulo.

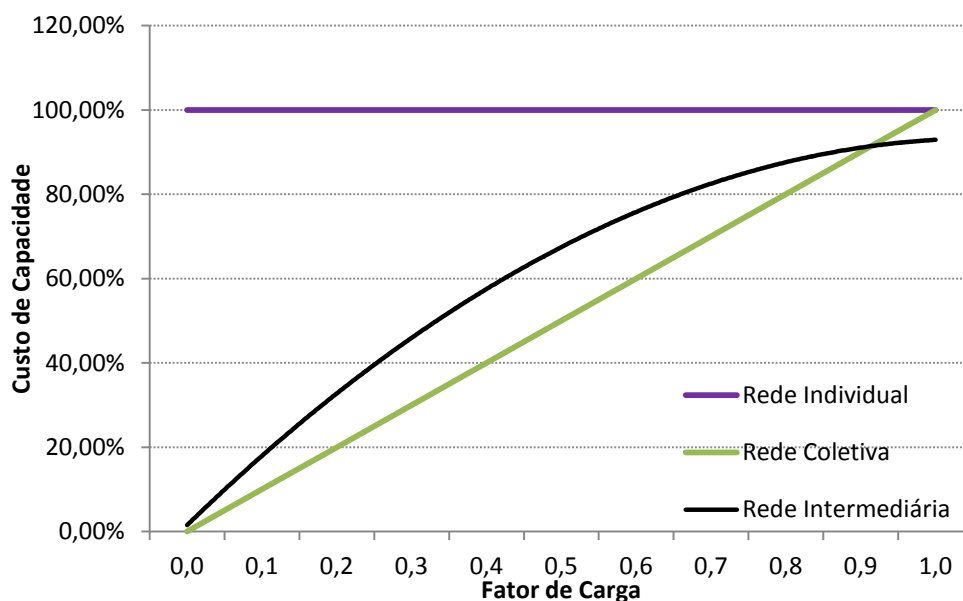
Para esse comportamento intermediário dos sistemas reais, o fator de contribuição de

cada unidade consumidora nos custos de expansão e operação das redes em cada nível de tensão pode ser descrito então por:

$$\sum_{t \in T_i} \pi_t * f(\theta_{T_i}^j) = \sum_{t \in T_i} \pi_t * \frac{\bar{\chi}_{T_i}^{-j}}{\hat{\chi}_t^j} \quad (43)$$

A Figura 19 ilustra de modo exemplificado, o comportamento da função contribuição para os três tipos de redes descritas nas equações 41, 42 e 43.

Figura 19 – Função contribuição para redes individuais, coletivas e intermediárias



Fonte: Elaboração do próprio autor.

De acordo com a análise da Figura 19, verifica-se que a função de contribuição para redes intermediárias (tipologia das redes reais) apresenta característica de uma função polinomial de grau 2 e representa a linha de tendência de diversos pontos discretos do gráfico.

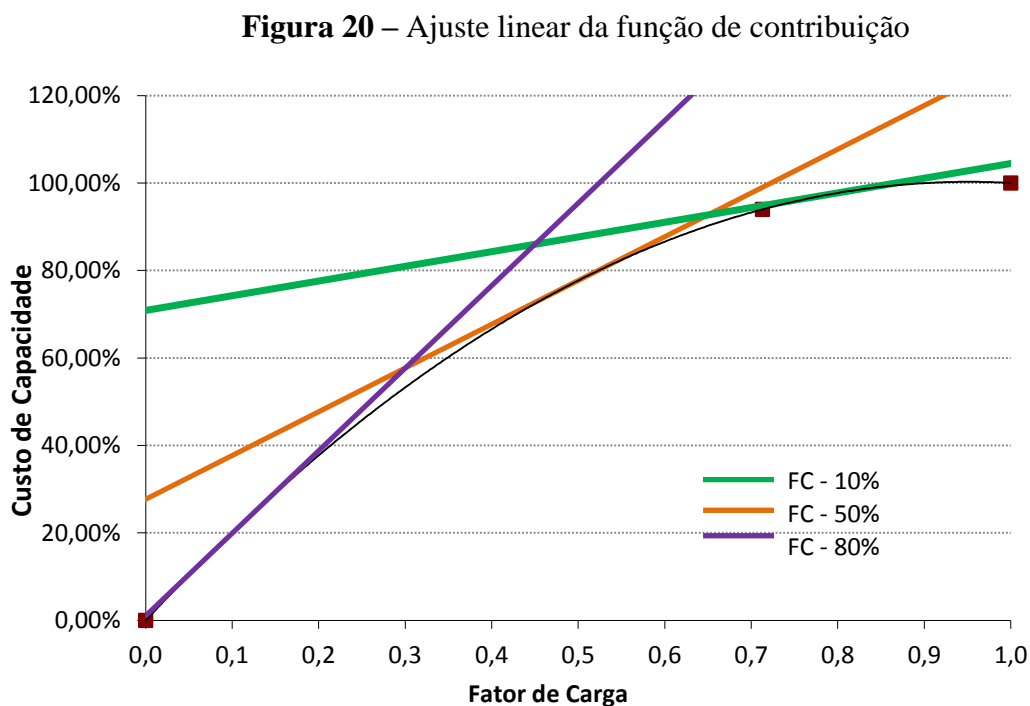
Conforme Santos, Leme e Galvão (2012), ainda que possam ser atribuídas responsabilidades de custos individuais para cada consumidor, na prática esse não é um cenário viável, uma vez que a individualização das tarifas enfrentaria bastante resistência do ponto de vista comercial. Esse pressuposto definido pelos autores, entretanto, pode ser

enfraquecido em um contexto de rede elétrica inteligente, uma vez que a presença de uma infraestrutura avançada de medição fomentaria a eventual adoção comercial de tarifas distintas para cada segmento horário ao longo do dia, por exemplo.

Para a atribuição das responsabilidades individuais, os diversos fatores discretos de contribuição têm de ser representados por uma função, que inicialmente é não linear, mas deve ser ajustada linearmente para permitir que se chegue à definição de tarifas associadas aos tipos de consumidores.

Conforme observado por Balasko (1975), esta função de custo linear é então composta por um preço fixo e um incremento para cada fator de carga considerado. Esta concepção garante que as tarifas sejam mais fidedignas às suas responsabilidades na composição dos custos de capacidade para cada nível de tensão.

A Figura 20 apresenta o exemplo de linearização de uma curva de custos de uma rede intermediária. São apresentadas três tipos de linearização, relativos a fatores de carga de 10%, 50% e 80%.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

De acordo com a análise da Figura 20, verifica-se que existem três retas que

representam a função de contribuição de custo para três grupos de consumidores conforme seus fatores de carga: baixo (10%), médio (50%) e alto (80%).

A Tabela 6 apresenta as equações de cada uma das retas, relacionando suas partes fixas e variáveis.

**Tabela 6** – Funções lineares de contribuição

Perfil de utilização (fator de carga)	Função de contribuição
Baixo – 10%	$y = 1,8863x + 0,0111$
Médio – 50%	$y = x + 0,277$
Alto – 80%	$y = 0,3353x + 0,709$

Fonte: Elaboração do próprio autor.

As funções lineares apresentadas na Tabela 6 representam o plano de faturamento de energia para cada perfil de utilização representado. A parcela variável ( $q$ ) da equação representa o pagamento da energia consumida durante o ciclo de faturamento e está vinculada ao fator de carga. A parcela fixa ( $p$ ) representa o pagamento da demanda máxima do cliente também no ciclo de faturamento considerado. Dessa forma a estrutura de duas partes da tarifa pode ser representada pelo seguinte modelo:

$$y = q * x + p \quad (44)$$

Observa-se que, para fatores de carga mais altos o custo relativo da parcela variável (energia) é mais baixo e o custo da parcela fixa (demanda) é mais alto.

Uma eventual escolha equivocada de opção tarifária por parte do cliente implica em valores mais elevados da fatura de energia, pois a função que representa o plano escolhido não se adequa ao perfil de utilização da unidade consumidora (SANTOS, 2011).

Com base na estrutura binômica do faturamento, a equação 39 que representa o custo de fornecimento ao consumidor em  $T_i$  pode ser reescrita de maneira a contemplar a cobrança da demanda máxima no período. O desenvolvimento da formulação é demonstrado nas equações de 45 a 50.

$$\sum_{t \in T_i} \chi_t^j * \mu_t = \hat{\chi}_t^j * [\bar{\mu}_m g(\theta_{T_i}^j) + \delta_{T_i} * f(\theta_{T_i}^j)] \quad (45)$$

Substituindo a equação 44 na equação 45, obtém-se:

$$\sum_{t \in T_i} \chi_t^j * \mu_t = [\hat{\chi}_t^j * \bar{\mu}_t * g(\theta_{T_i}^j)] * [\hat{\chi}_t^j * (\delta_{T_i} * (q * \theta_{T_i}^j + p))] \quad (46)$$

$$\hat{\chi}_t^j * \delta_{T_i} * (p + q * \theta_{T_i}^j) = \hat{\chi}_t^j * \delta_{T_i} * \left[ p * q * \frac{\sum_{t \in T_i} \chi_t^j}{\hat{\chi}_t^j} \right] = \hat{\chi}_t^j * \delta_{T_i} * p + \delta_{T_i} * q * \sum_{t \in T_i} \chi_t^j \quad (47)$$

$$\sum_{t \in T_i} \chi_t^j * \mu_t = \hat{\chi}_t^j * \left[ \bar{\mu}_m * \sum_{t \in T_i} \chi_t^j + \delta_{T_i} * \left[ p * q * \frac{\sum_{t \in T_i} \chi_t^j}{\hat{\chi}_t^j} \right] \right] \quad (48)$$

$$\sum_{t \in T_i} \chi_t^j * \mu_t = \bar{\mu}_m * \sum_{t \in T_i} \chi_t^j + \delta_{T_i} * p * \hat{\chi}_t^j + \delta_{T_i} * q * \sum_{t \in T_i} \chi_t^j \quad (49)$$

$$\sum_{t \in T_i} \chi_t^j * \mu_t = (\bar{\mu}_m + \delta_{T_i} * q) * \sum_{t \in T_i} \chi_t^j + (\delta_{T_i} * p) * \hat{\chi}_t^j \quad (50)$$

A equação 50, agora apresenta o custo de fornecimento ao consumidor j em  $T_i$  agora em função das parcelas fixas e variáveis apresentadas nas linearizações das funções de contribuição. Ressalta-se que a última equação define o custo do kW vinculado à condição de carga máxima  $\hat{\chi}_t^j$ .

Salienta-se também que o equacionamento é relativo a um posto horário, ou seja, devem ser calculadas funções individuais para cada posto tarifário que se deseje estabelecer. Destaca-se aqui, que na proposta da presente tese, desenvolveram-se os cálculos das 24 funções horárias dentro de um ciclo diário para um sistema de distribuição em baixa tensão com presença de geração distribuída fotovoltaica. Posteriormente, verificar seu impacto na operação do sistema provocado por uma mudança nos padrões de consumo em relação ao modelo tradicional de faturamento de energia em baixa tensão. Essa condição só é factível

caso seja possível se obter medições de consumo e demanda individualizado para cada uma das 24 horas diárias. Tal ambiente é encontrado em uma rede inteligente onde as estruturas tecnológicas de habilitação apresentadas no capítulo 4 permitem medição em nível avançado e permitem que melhores respostas da carga frente a sinais tarifários sejam verificadas.

Como o enfoque da proposta é nos sistemas de distribuição em baixa tensão, uma aproximação que permita simplificar a equação 50 de modo a representar o estabelecimento das tarifas para esses sistemas é necessária. Para isso, conforme Santos (2011), deve-se considerar que o custo médio de geração  $\bar{\mu}_m$  seja igual a zero, e o custo marginal de déficit  $D_t$  seja definido como o Custo Marginal de Capacidade – CMC dos sistemas de distribuição. Dessa forma o custo para cada kW garantido pelo sistema no posto horário  $T_i$ , definido na equação 35 passa a ser definido como:

$$\delta_{T_i} = CMC_t * \sum_{t \in T_i} P_t^m \quad (51)$$

Substituindo agora a equação 51 na equação 50, é obtido:

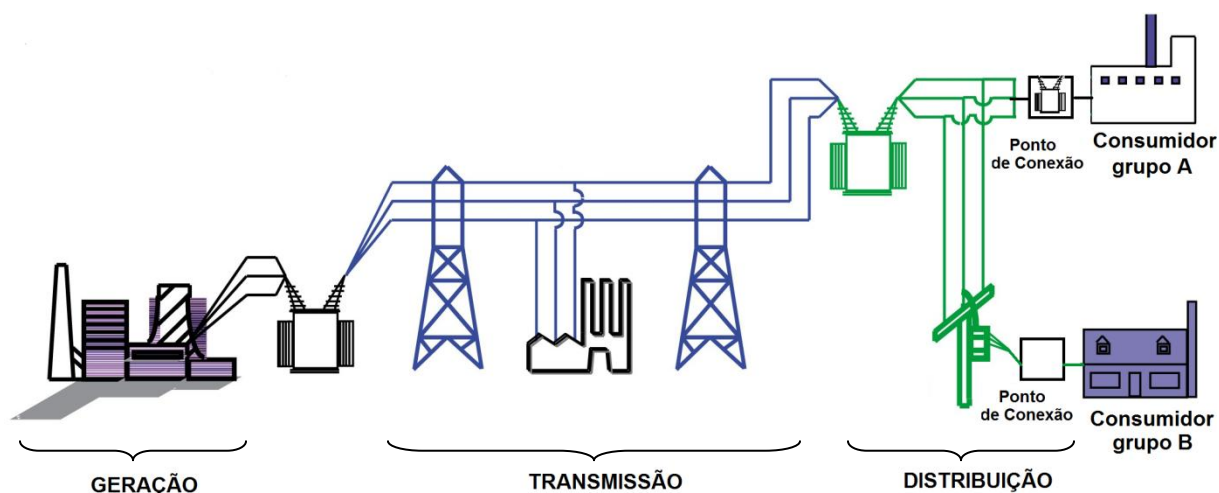
$$\underbrace{\sum_{t \in T_i} \chi_t^j * \mu_t}_{\text{Custo total do fornecimento}} = \underbrace{\left( CMC_t * \sum_{t \in T_i} P_t^m \right)}_{\text{Componente do custo marginal de capacidade (CMC)}} * \underbrace{\left( q * \sum_{t \in T_i} \chi_t^j + p * \hat{\chi}_t^j \right)}_{\text{Componente relativa à tarifa binômica (energia e demanda)}} \quad (52)$$

O desenvolvimento da equação 28, cuja formulação é a base teórica do modelo definido por Balasko (1975), resulta na definição da equação 52 que representa a modelagem que se adéqua às tarifas de aplicação aos sistemas de distribuição, pois vincula os demais fatores anteriores à distribuidora ao custo marginal de capacidade.

### 4.3 CUSTO MARGINAL DE CAPACIDADE

Segundo a ANEEL (2017) O Custo Marginal de Capacidade – CMC – de um tipo de consumidor corresponde ao seu custo marginal na expansão de todos os elementos a montante do seu ponto de conexão, conforme ilustra a Figura 21. É calculado por meio da ponderação do valor do custo marginal de expansão (CMEX) de cada tipo de rede pela forma como o fluxo de potência distribui-se pelas redes (proporção de fluxo) e a forma como os consumidores utilizam as redes da distribuidora (responsabilidade de potência).

**Figura 21** – Representação dos custos no sistema elétrico



Fonte: Elaboração do próprio autor.

A responsabilidade de potência e a proporção de fluxo, portanto, são fatores fundamentais para a definição da tarifa. Considerando o cenário que ora se observa com a iminência da projeção cada vez maior de redes elétricas inteligentes e o aumento da geração própria de energia (especialmente, no mercado brasileiro, através de painéis fotovoltaicos), entende-se que a responsabilidade de potência dos consumidores do grupo B irá sofrer uma modificação e também a proporção de fluxo entre os níveis de tensão será consideravelmente alterada.

A proporção de fluxo de potência representa a parcela de utilização do sistema a

montante para o atendimento da demanda do nível de tensão avaliado, resultado de fluxos de potência diretos e indiretos. É obtida por meio do diagrama unifilar simplificado de fluxo de potência no momento de carga máxima do sistema analisado. O diagrama unifilar simplificado é definido com base nas medições das injeções de potência por agrupamento, no momento de carga máxima e nas tipologias de rede e carga.

O custo marginal de capacidade (CMC) de um consumidor  $j$  de um nível de tensão  $k$  no instante  $t$  é definido, portanto, como:

$$CMC_{j,t} = R_{j,t,k} * CMEX_k \quad (53)$$

Sendo:

$R_{j,t,k}$  - responsabilidade de potência do consumidor  $j$  no nível de tensão  $k$  no instante  $t$ ;

$CMEX_k$  - custo marginal de expansão do nível de tensão  $k$ , em R\$/kW.ano

O custo marginal de capacidade para um consumidor pode ser agregado de fatores ou coeficientes que ajustem seu valor final para a realidade técnica de atendimento. Entretanto, essa abordagem é desconsiderada nesta tese por destoar do enfoque do trabalho.

O Custo Marginal de Expansão – CMEX – é obtido com base nos custos médios do sistema de distribuição. No Brasil, é definido pela ANEEL através dos cálculos dos custos médios específicos para cada empresa distribuidora em seu ciclo de revisão tarifária. Para os cálculos, são utilizados os quantitativos e dados físicos dos ativos, custos unitários médios dos módulos de equipamentos/obras e fluxos de potência que transitam nos níveis pertencentes a cada agrupamento. Ressalta-se que o custo total é obtido pelo produto dos custos unitários e a quantidade total de módulos, sendo o carregamento dos módulos obtido a partir da demanda máxima de cada agrupamento tarifário.

A responsabilidade de potência ( $R$ ) de um cliente  $j$  no nível de tensão  $k$  em um posto horário  $T_i$ , por sua vez, será obtida por meio das tipologias de consumidores, rede e injeção, do fator de perdas de potência e do fator de coincidência dos consumidores-tipos nas pontas

das redes-tipos, conforme a seguinte equação:

$$R_{T_i}^j = (1 + \tau_k) * \sum_{t \in T_i} \pi_t^j * \frac{\chi_{T_i}^{-j}}{\hat{\chi}_t^j} \quad (54)$$

Sendo:

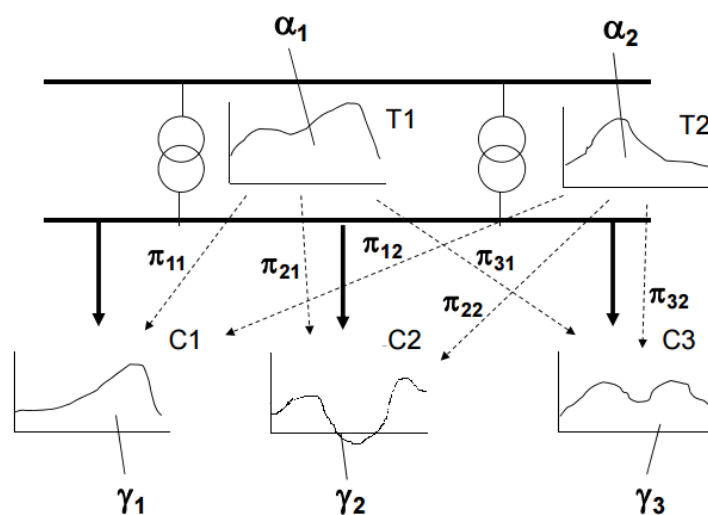
$\tau_k$  - índice de perdas no nível de tensão k;

$\pi_t^j$  - probabilidade de associação entre a curva de carga do cliente j e a curva de rede.

O índice de perdas é determinado pelo operador do sistema, de modo a representar a realidade das condições operacionais das redes e garantir um balanço energético entre compra e venda (faturamento) de energia mais ajustado.

Conforme demonstrado por Castilho (2009),  $\pi_t^j$  representa a parcela do consumidor tipo j que é atendida por uma determinada tipologia de rede no instante t. A tipologia de rede representa a curva de transformação, ou seja, a “curva de carga” observada nos transformadores dos sistemas de distribuição. A Figura 22 representa um exemplo que ilustra a relação entre as curvas de carga dos consumidores e as curvas de rede.

**Figura 22** – Associação entre curvas de carga e de rede



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Na Figura 22, observa-se que os transformadores T1 e T2 interconectam os barramentos do nível de tensão A4 para o nível B. Os consumidores C1, C2 e C3 se conectam ao barramento do nível B e apresentam suas respectivas curvas de carga na tipologia ilustrada na Figura 22. Dessa forma, para o exemplo apresentado:

$$T1 = \pi_{11} * C1 + \pi_{21} * C2 + \pi_{31} * C3 + \varepsilon_1 \quad (55)$$

$$T2 = \pi_{12} * C1 + \pi_{22} * C2 + \pi_{32} * C3 + \varepsilon_2 \quad (56)$$

No processo de cálculo das tarifas, como dito anteriormente, se deseja atribuir responsabilidades dos consumidores na formação das curvas de rede, para que os valores de energia a serem cobrados representem os custos de desenvolvimento do sistema. Para esse processo se utilizam algumas curvas de carga e de rede, obtidas através de campanhas de medição. Ao se atribuir diversos valores para  $\pi_t^j$ , a solução de um problema de minimização da parcela relativa ao erro  $\varepsilon$  da associação através de um método iterativo de otimização determina quais os valores adequados para as probabilidades. Dessa forma, representa-se de modo mais exato a responsabilidade das cargas na formação das curvas observadas na rede.

Finalmente, conhecido os valores de responsabilidade de potência, os custos marginais de capacidade (CMC) para cada tipo de consumidor pode então ser definido, permitindo também a definição da tarifa de aplicação posteriormente.

#### 4.4 CONCLUSÕES PARCIAIS

No capítulo que se encerra, foram demonstrados os métodos utilizados na obtenção das tarifas de energia elétrica. Segundo o modelo utilizado pela ANEEL, que considera a definição dos custos marginais de capacidade para cada grupo de consumidores, verifica-se que para um ambiente com presença de geração distribuída em maior escala, provavelmente haverá alteração significativa nos custos relativos.

Isso se deve ao fato de que ao se utilizar as tipologias de curvas de carga e de rede, de modo a se definir as contribuições e responsabilidades de cada tipo de consumidor, deverão ser considerados também a modificação na curva de carga do consumidor devido à geração própria de energia.

A metodologia de cálculo das tarifas adotada, portanto, abre a possibilidade de se propor novas estruturas de faturamento de energia aos consumidores que integram uma rede elétrica inteligente, uma vez que os mesmos poderiam se beneficiar de um modelo mais justo de tarifação (adequados ao seu perfil) e também poderiam contribuir com a melhoria das condições operacionais do sistema já que por possuírem medidores inteligentes instalados passam a atuar mais ativamente na definição de seu consumo frente às variações do preço.

## 5 RESPOSTA DA DEMANDA NA INTEGRAÇÃO DE FONTES DISTRIBUÍDAS

Neste capítulo será apresentado o procedimento proposto na tese, apresentando também as análises críticas de cada etapa do processo. Para facilitar o entendimento e a correlação entre as fases da metodologia um fluxograma é apresentado inicialmente na Figura 23. Posteriormente, na continuidade do trabalho será modelada e analisada uma rede de distribuição urbana do Brasil que servirá como estudo de caso específico da tese.

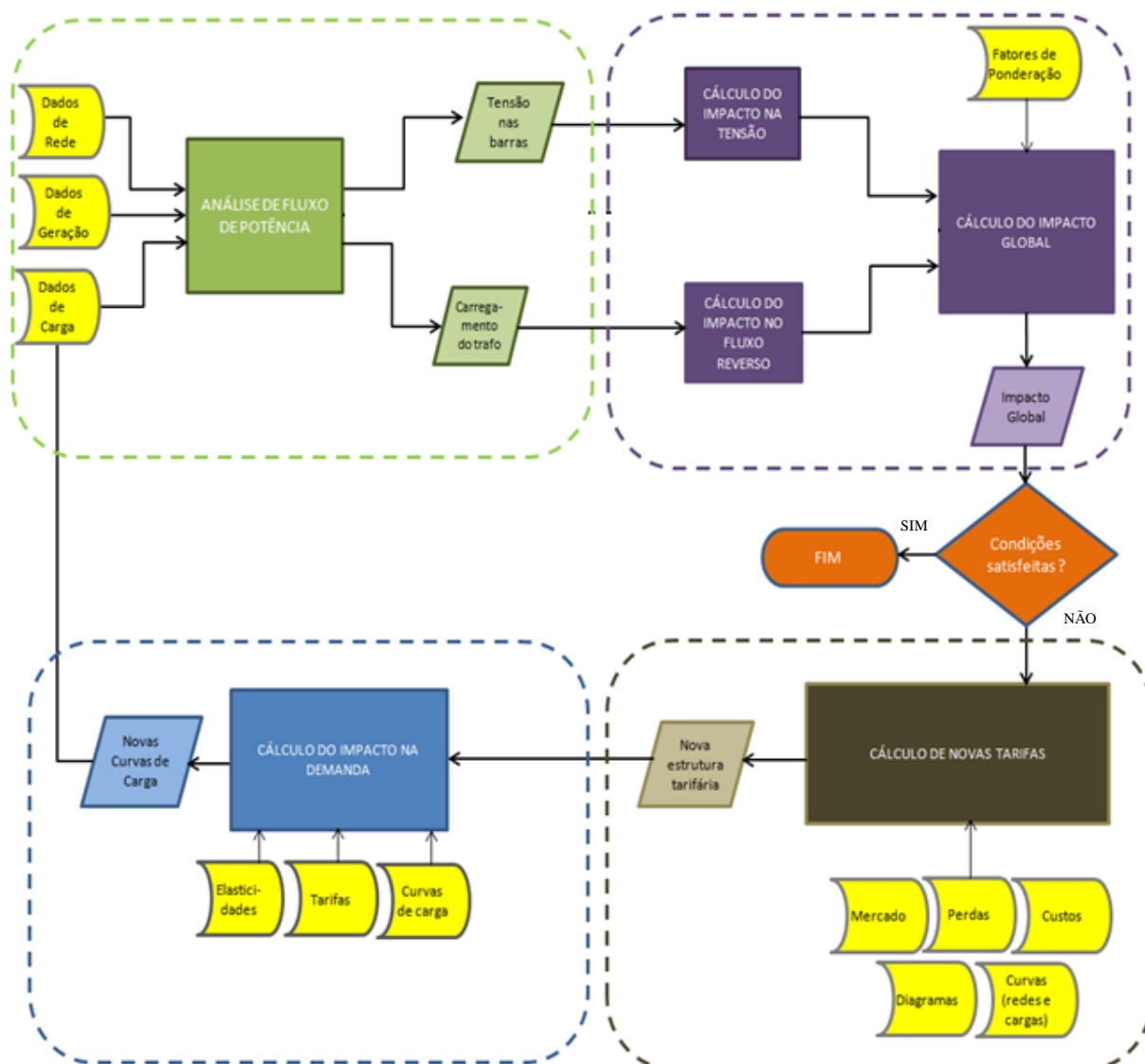
O sistema analisado faz parte da rede de distribuição da cidade de São Luiz do Paraitinga – SP, que serviu como ambiente de aplicação do projeto *Smart City*, de implementação de redes elétricas inteligentes desenvolvido em parceria entre entidades de pesquisa (universidades) e a empresa Elektro S/A, concessionária do serviço de distribuição local.

Tal projeto visa desenvolver um Modelo de Referência para *Smart Grid* aplicado à implantação de cidades inteligentes, contemplando soluções inovadoras para automação da rede de distribuição, implantação de Automação da Medição, inserção de veículos elétricos, automação da iluminação pública, prédios inteligentes e oferta de novos serviços aos consumidores.

Análises específicas como, impactos no fluxo de potência, proteção, qualidade de energia, novos métodos de faturamento, condições de ilhamento, entre outros, são exemplos de tópicos que tiveram pesquisas desenvolvidas utilizando o ambiente de São Luiz do Paraitinga.

Para o presente trabalho, foram utilizados dados, e realizadas análises que estão sintetizadas na representação do fluxograma da Figura 23. Destaca-se que o procedimento proposto parte da premissa, já investigada no Capítulo 2, que para níveis futuros mais elevados de penetração de geração distribuída, serão necessárias, por parte do planejamento do sistema, ações que mitiguem o impacto no desempenho operacional das redes de distribuição.

**Figura 23** – Fluxograma para análise da integração de fontes de geração distribuída



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Conforme pode ser observado no fluxograma proposto, diversos dados são necessários para o desenvolvimento de cada uma das etapas. Destaca-se aqui a importância da utilização dos dados do projeto de implantação de *Smart Grid*, pois tal possibilidade confere aos resultados uma maior fidelidade à expectativa do modelo teórico. Durante as análises foram utilizados os como ferramentas de apoio o *software Power Factory* (v. 14.1.3) para análise de fluxo de potência, o *software STAC* para análise das tarifas de energia, além do *Matlab R2008a* e o *Microsoft Office Excel 2007*.

## 5.1 CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO DA DISTRIBUIDORA

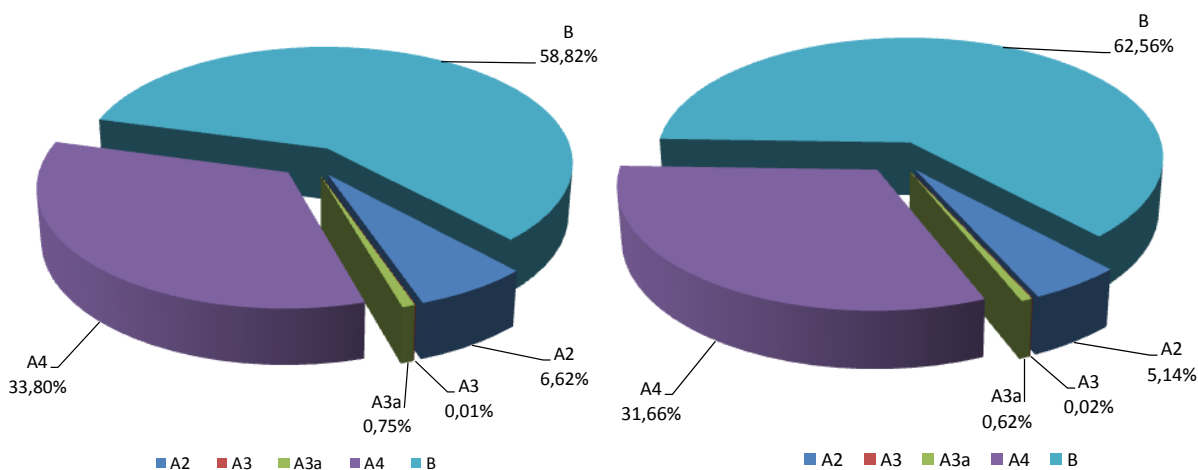
Para a definição de uma nova estrutura tarifária que seja condizente com a alteração esperada para a dinâmica de funcionamento dos sistemas de distribuição na presença de geração distribuída, é necessário que se conheça a característica do mercado atendido pela empresa concessionária do serviço de distribuição.

A concessionária que atende São Luiz do Paraitinga é a oitava maior distribuidora do Brasil, responsável pelo atendimento a uma população de mais de 5,5 milhões de pessoas, totalizando 228 municípios predominantemente no estado de São Paulo.

Possui 2,4 milhões de unidades consumidoras, atendendo sete categorias de consumidores: residencial, industrial, comercial, rural, poder público, iluminação pública e serviços públicos.

A Figura 24 apresenta a representatividade de cada classe no montante anual (dados de 2015) distribuído pela concessionária e no faturamento da empresa.

**Figura 24** – (a) Consumo percentual por classe; (b) Receita percentual por classe.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

De acordo com a Figura 24, verifica-se que o mercado da empresa é fortemente influenciado pelos consumidores do grupo B, haja vista que estes representam 58,82 % do

total de energia comercializada anualmente o que corresponde a 62,56% da receita faturada pela concessionária.

Essa característica é fundamental para o fortalecimento da tese, pois denota claramente a importância do mercado de baixa tensão no modelo de negócio da distribuidora, justificando a proposição de novas técnicas e produtos energéticos específicos a esse grupo de consumidores, como elemento estratégico para melhorar o desempenho dos sistemas.

Observa-se também que a concessionária apresenta 5 grupos/subgrupos tarifários e que são agrupados de acordo com o nível de tensão, recebendo a denominação apresentada na Tabela 7.

**Tabela 7 – Agrupamentos dos grupos/subgrupos tarifários**

<b>Grupo/Subgrupo Tarifário</b>	<b>Agrupamentos</b>
A2	AT-2 (de 88 a 138 kV)
A3	AT-3 (69 kV)
A3a e A4	MT (acima de 1 kV e inferior a 69 kV)
B	BT (igual ou inferior a 1 kV)

Fonte: ANEEL (2017).

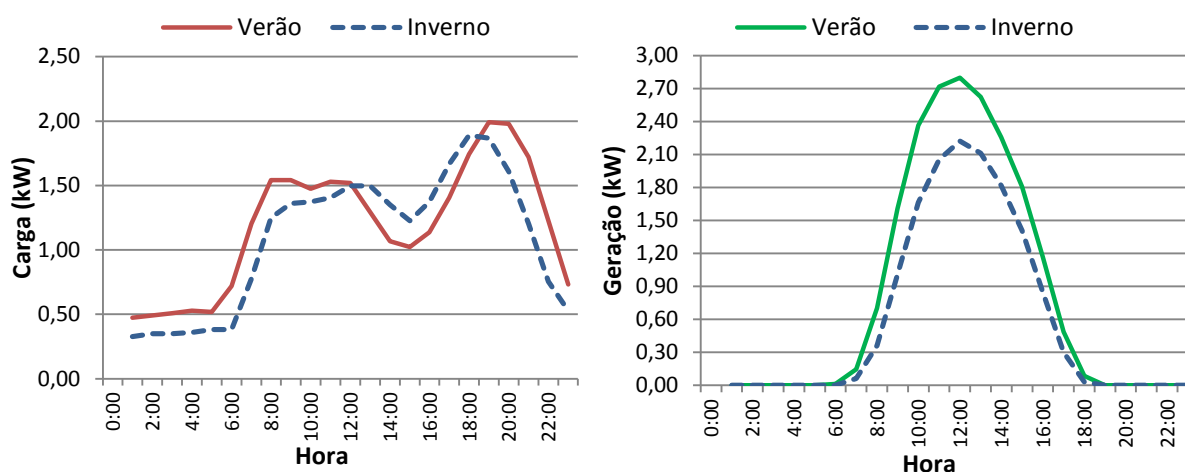
Conforme apresentado no Capítulo 4, no processo de determinação de tarifas horárias de energia são definidas as responsabilidades das tipologias de carga de cada um dos agrupamentos na formação das curvas de rede, estabelecendo-se assim uma distribuição proporcional dos custos de desenvolvimento do sistema.

As curvas de carga tradicionalmente são obtidas através de campanhas de medições realizadas pelas concessionárias, através da instalação de analisadores de energia durante períodos previamente estabelecidos. No caso do presente trabalho, a implantação dos medidores inteligentes na cidade de São Luiz do Paraitinga, permitiu que um maior número de curvas pudesse ser analisado, pois a estrutura tecnológica de comunicação implementada torna

o acesso aos dados mais simplificado, podendo ser obtidos remotamente através do centro de operação da distribuidora.

Especialmente para o caso dos consumidores do agrupamento BT, no caso de possuírem painéis fotovoltaicos instalados e gerando energia, haverá uma modificação no perfil de sua curva de carga. A Figura 25 apresenta as características obtidas através das medições para um cliente do agrupamento BT que possui geração própria.

**Figura 25** – Perfis de carga e geração fotovoltaica para cliente do agrupamento BT



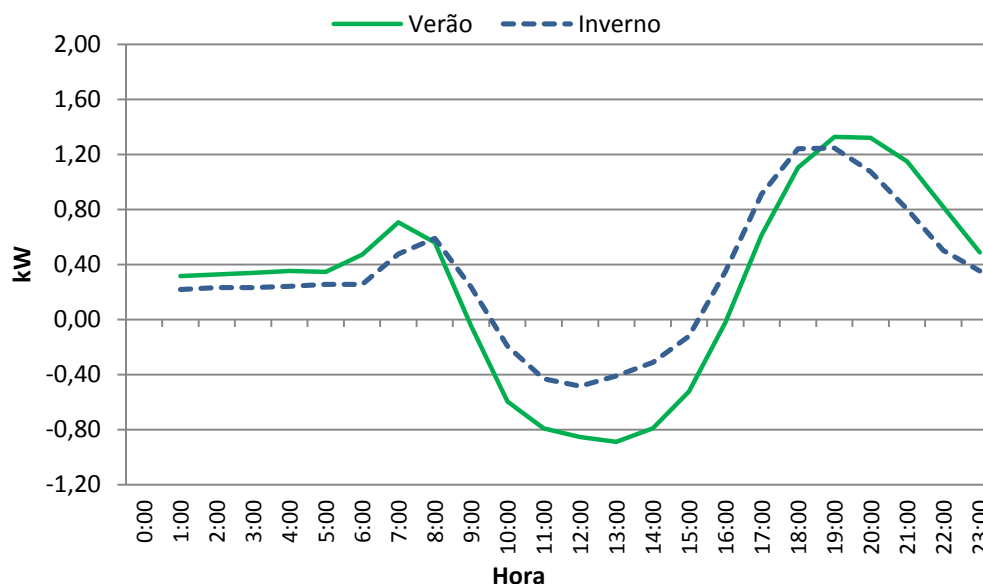
Fonte: Elaboração do próprio autor.

Conforme pode ser observado nos perfis de carga e geração tomados como exemplos, os momentos em que ocorrem os picos de carga e geração não são coincidentes. Isso torna importante avaliar a curva “líquida” do cliente, ou seja, o comportamento da carga/geração visto pela rede.

A curva resultante é aquela que representará a condição técnica-operacional a ser atendida pelo sistema e também será fundamental, posteriormente, na definição das tarifas de energia para cada hora do dia baseados no custo marginal de capacidade do sistema de distribuição.

A Figura 26 apresenta a curva resultante do somatório das duas curvas da figura 25.

**Figura 26** – Perfil agregado carga/geração para cliente do agrupamento BT



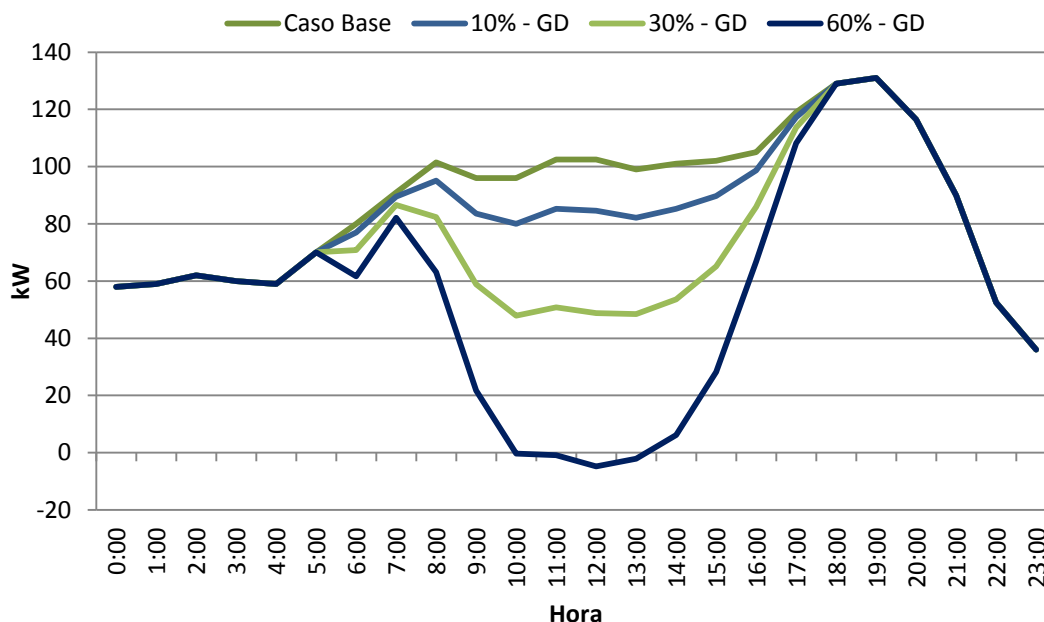
Fonte: Elaboração do próprio autor.

Conforme pode ser observado na Figura 26, ao se analisar a curva do consumidor que é vista pela rede, identifica-se uma significativa mudança na sua tipologia. Essa nova condição modifica o fator de contribuição que esse tipo de cliente tem na formação das curvas de rede, ou curvas do sistema.

Portanto, de acordo com diferentes níveis de penetração considerou-se no processo de cálculo das tarifas horárias, a inserção dessas novas tipologias de carga. As diversas tipologias consideradas no cálculo estão apresentadas no Apêndice A do trabalho. As tipologias utilizadas para os clientes dos demais agrupamentos (AT-2, AT-3 e MT) também são apresentadas no mesmo apêndice.

Adicionalmente, foram utilizadas novas tipologias de curvas de rede resultantes da alteração do comportamento das curvas de carga dos clientes. A Figura 27 apresenta tipologias de rede modificadas para diferentes níveis de penetração fotovoltaica. Foram considerados 3 níveis de penetração em comparação com o caso base (sem geração fotovoltaica): 10%, 30% e 60%.

**Figura 27** – Curvas de rede para diferentes cenários de penetração fotovoltaica



Fonte: Elaboração do próprio autor.

As tipologias de carga e rede apresentadas são posteriormente ajustadas para o mercado da distribuidora, ou seja, o formato das curvas é compatibilizado aos montantes de comercialização de energia anuais para cada agrupamento.

Além das tipologias de rede e de carga apresentadas, foram utilizados no processamento dos cálculos tarifários os valores de Custo Marginal de Expansão definidos para a concessionária.

Estes representam os Custos Médios, obtidos por módulos de equipamentos/redes, considerando a razão entre o custo total, obtido pelo produto dos custos unitários e o quantitativo de cada módulo, e o carregamento máximo do agrupamento, com base no sistema de distribuição existente na referência adotada. Destaca-se que esses custos são calculados pela agência de regulação dos serviços de energia em conjunto a concessionária dos serviços de distribuição.

A Tabela 8 apresenta os custos marginais de expansão para cada agrupamento da distribuidora.

**Tabela 8 – Custos Marginais de Expansão**

<b>Agrupamento</b>	<b>Custo Marginal de Expansão (R\$/kW)</b>
AT-2	66,66
AT-3	114,49
MT	348,38
BT	300,84

Fonte: ANEEL (2016).

De acordo com o diagrama unifilar simplificado e os faturamentos de energia anuais para cada agrupamento da concessionária, foram definidas as proporções de fluxo totais entre os níveis de tensão. A Tabela 9 apresenta as proporções de fluxo para o caso da distribuidora.

**Tabela 9 – Proporção de fluxo total**

<b>Agrupamento</b>	<b>AT-2</b>	<b>AT-3</b>	<b>MT</b>	<b>BT</b>
<b>AT-2</b>	1,00000			
<b>AT-3</b>	0,87410	1,00000		
<b>MT</b>	0,98118	0,05235	1,00000	
<b>BT</b>	0,98118	0,05235	1,00000	1,00000

Fonte: ANEEL (2016).

Posteriormente, foram calculados os custos marginais de capacidade (CMC) para cada hora do dia. Para tanto, foram considerados 4 cenários para análise comparativa, variando-se os níveis de penetração de geração distribuída fotovoltaica.

- Cenário Base – sem presença de geração distribuída;
- Cenário 1 – 10% de penetração de geração distribuída;
- Cenário 2 – 30% de penetração de geração distribuída;
- Cenário 3 – 60% de penetração de geração distribuída.

O cenário base representa a situação atual do sistema, ou seja, sem presença ou com presença praticamente desprezível de fontes fotovoltaicas em termos operacionais, cujo viés é a finalidade do estudo. Também no cenário base, se considera a aplicação de tarifa única para todas as horas do dia. Embora já se exista a previsão normativa de aplicação da tarifa Branca, com diferenciação de valores principalmente no horário de ponta, pretende-se aqui elaborar uma comparação entre a tarifa flat com possíveis estruturas tarifárias com valores determinados hora a hora.

Os demais cenários foram escolhidos, pois representam níveis variando de baixo, moderado e alta presença de geração distribuída e a correlação entre eles pode representar entendimentos para cenários aquém, além ou entre os níveis adotados. Ressalta-se que como se trata de procedimento de cálculos que envolvem utilização de diversas tipologias de curvas de carga, de rede, análise de probabilidades de associação, proporções de fluxo, entre outras análises, é inviável a representação de todos os níveis de penetração possíveis.

## 5.2 CUSTOS MARGINAIS DE CAPACIDADE CALCULADOS

Para os cenários analisados foram calculados os Custos Marginais de Capacidade para cada hora do dia, que definem os custos das redes dos sistemas de distribuição e são relativos às responsabilidades das cargas conectadas em baixa tensão.

Os custos foram calculados utilizando o equacionamento demonstrado no capítulo 4, cuja equação 53 definiu a composição matemática do Custo Marginal de Capacidade relacionando-o com a responsabilidade de potência e também com o custo marginal de expansão.

Os valores dos Custos Marginais de Capacidade, por hora do dia, calculados para o agrupamento BT são apresentados na Tabela 10, definindo, portanto, uma estrutura tarifária para cada um dos cenários analisados.

**Tabela 10 – CMC horário para o agrupamento BT**

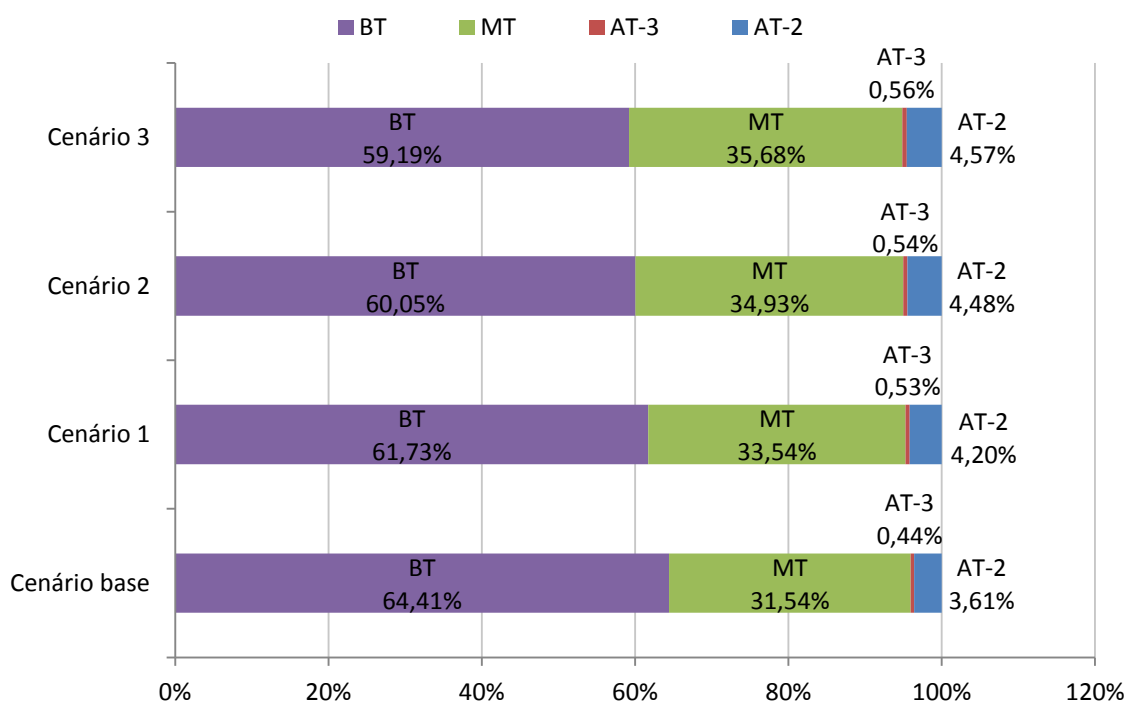
<b>Custo Marginal de Capacidade (R\$/kW)</b>				
<b>Horário</b>	<b>Cenário Base</b>	<b>Cenário 1</b>	<b>Cenário 2</b>	<b>Cenário 3</b>
00:00:00	18,24	22,93	23,82	23,82
01:00:00	18,00	22,62	23,51	23,51
02:00:00	17,76	22,32	23,19	23,19
03:00:00	17,51	22,01	22,87	22,87
04:00:00	17,02	21,40	22,23	22,23
05:00:00	16,53	20,79	21,59	21,59
06:00:00	16,77	20,17	20,96	20,96
07:00:00	17,48	8,03	6,93	4,43
08:00:00	17,69	7,32	5,80	3,48
09:00:00	21,79	6,90	4,97	2,98
10:00:00	21,19	6,62	4,69	2,82
11:00:00	20,86	6,71	4,43	2,66
12:00:00	21,10	6,78	4,49	2,70
13:00:00	21,31	7,17	4,69	2,81
14:00:00	21,55	7,31	4,97	2,98
15:00:00	21,79	7,45	5,79	3,47
16:00:00	21,58	20,74	7,47	4,48
17:00:00	24,27	30,53	31,72	31,72
18:00:00	29,37	36,94	38,38	38,38
19:00:00	29,13	36,63	38,06	38,06
20:00:00	28,17	35,43	36,81	36,81
21:00:00	26,74	33,61	34,92	34,92
22:00:00	24,31	30,56	31,76	31,76
23:00:00	21,88	27,51	28,58	28,58

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Como a expectativa dessa parte do estudo é entender como a alteração no perfil geral de carga dos consumidores do agrupamento BT pode afetar a estrutura de faturamento de energia das distribuidoras, pode-se verificar, pelos dados apresentados na Tabela 10, que especialmente nos horários em que há geração fotovoltaica (geralmente entre 07:00h e 17:00h) os custos marginais de capacidade sofrem significativa alteração.

As alterações permitem definir também as novas estruturas verticais baseadas na repartição da receita teórica entre os agrupamentos tarifários definidos de acordo com os níveis de tensão. A Figura 28 apresenta as composições das estruturas verticais para cada um dos cenários.

**Figura 28** – Estrutura vertical de receita teórica



Fonte: Elaboração do próprio autor.

De acordo com a análise dos valores apresentados na Figura 28, observa-se que a estrutura vertical de faturamento entre os cenários sofre alterações na sua proporcionalidade. Conforme esperado, o aumento da penetração de fontes de microgeração fotovoltaicas torna o

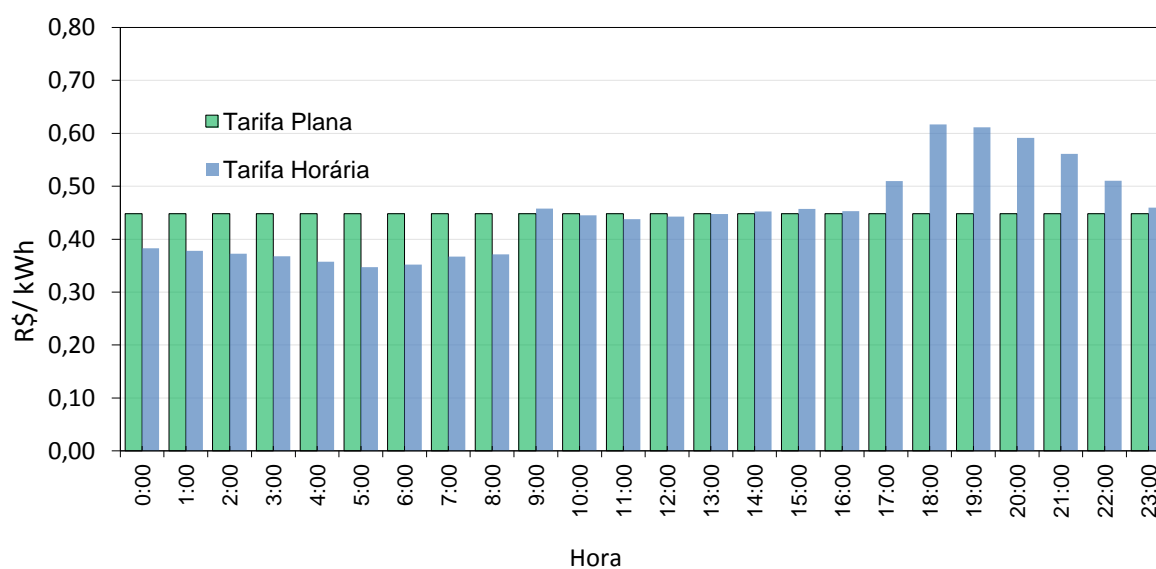
agrupamento BT menos representativo na distribuição da estrutura vertical, já que os demais agrupamentos não tiveram alteração no montante de energia comercializada nos cenários analisados.

Uma vez que as estruturas verticais calculadas são condizentes com as alterações relativas ao comportamento médio do agrupamento BT, pode-se agora utilizar os valores horários dos custos marginais de capacidade, dados em R\$/kW, como referência para a composição das novas estruturas tarifárias. Para isso, optou-se por referenciar o valor médio do custo marginal de capacidade do cenário base à tarifa fixa de energia para os consumidores do grupo B da distribuidora.

Ressalta-se que, essa opção foi escolhida, pois entende-se que a utilização de uma tarifa composta por parcela de consumo e demanda, conforme parte do desenvolvimento apresentado no capítulo 4, implicaria, em um primeiro momento, numa complexidade maior para o mercado consumidor, condição que seria minimizada ao se adotar uma tarifa monômnia.

Dessa forma, para o ano de 2017, a tarifa de fornecimento aplicada aos consumidores do grupo B (subgrupos B1 – Residencial e B3 – Comercial e Industrial) da concessionária é de 0,44789 R\$/kWh. A Figura 29 apresenta as tarifas baseadas nos custos marginais de capacidade horários e a tarifa com estrutura plana aplicada atualmente.

**Figura 29** – Tarifas de fornecimento para o cenário base

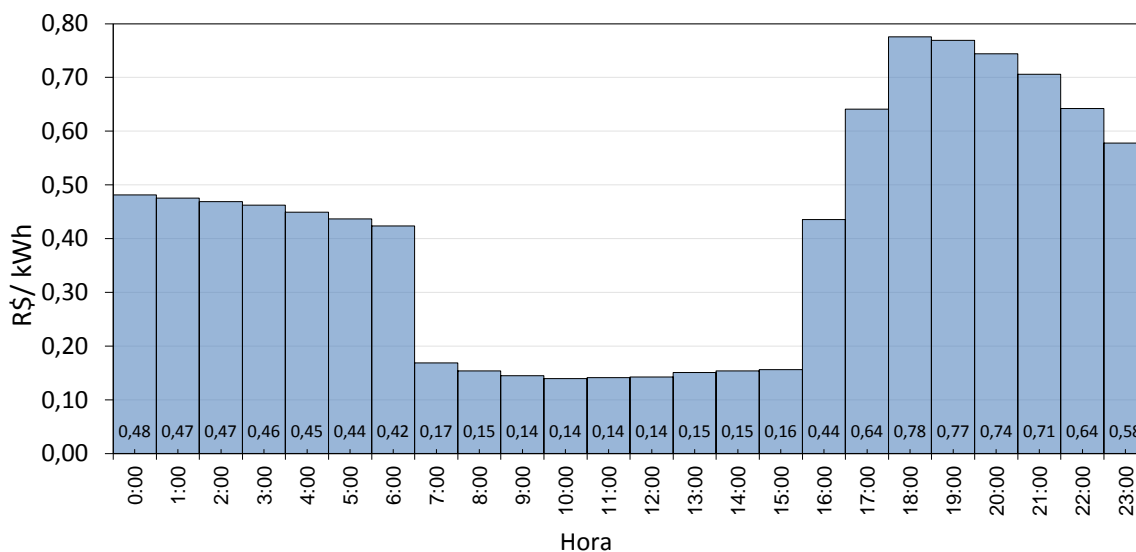


Fonte: Elaboração do próprio autor.

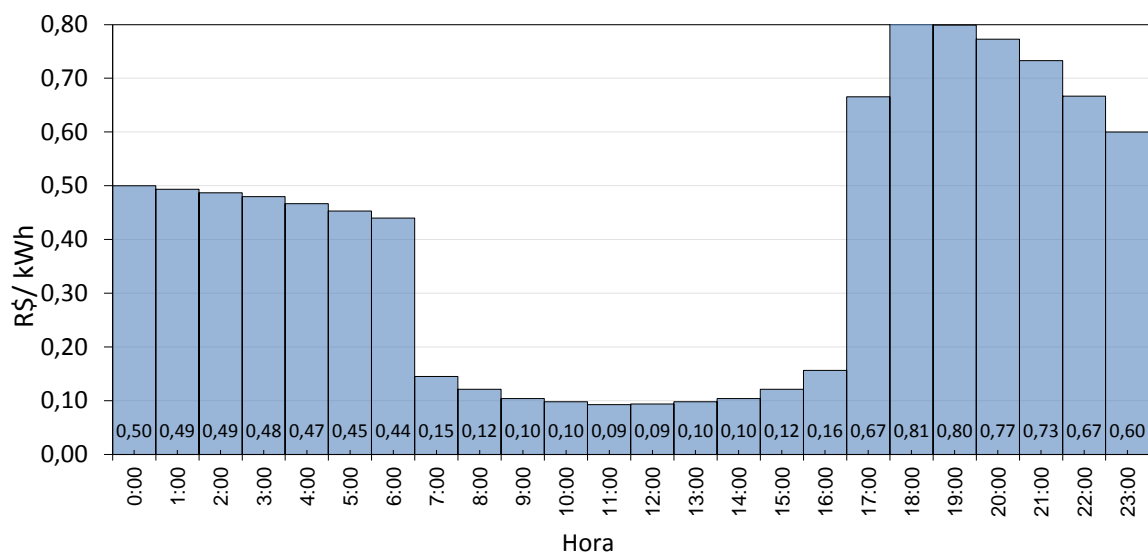
De acordo com os valores apresentados na Figura 29, observa-se que a tarifa horária baseada nos custos marginais acompanha a forma da tipologia de carga do agrupamento BT, estabelecendo uma maior fidelidade à responsabilidade da carga em cada hora do dia. Entretanto, como já discutido anteriormente, a adoção da tarifa horária fica inviabilizada em uma rede onde os medidores de energia dos clientes e a estratégia de leitura e faturamento da distribuidora não possibilita a diferenciação do consumo hora a hora. Nesse contexto, sem uma estrutura tecnológica que permita a quantificação horária da energia, são adotadas tarifas planas representando os valores médios dos custos marginais ao longo do dia.

Adotando o valor da tarifa plana para o cenário base como referência e calculando os valores proporcionais para os demais cenários, foram então definidas as estruturas para cada nível de penetração de geração fotovoltaica distribuída. As Figuras 30, 31 e 32 apresentam as estruturas horizontais propostas de faturamento para o agrupamento BT nos três cenários de penetração fotovoltaica analisados.

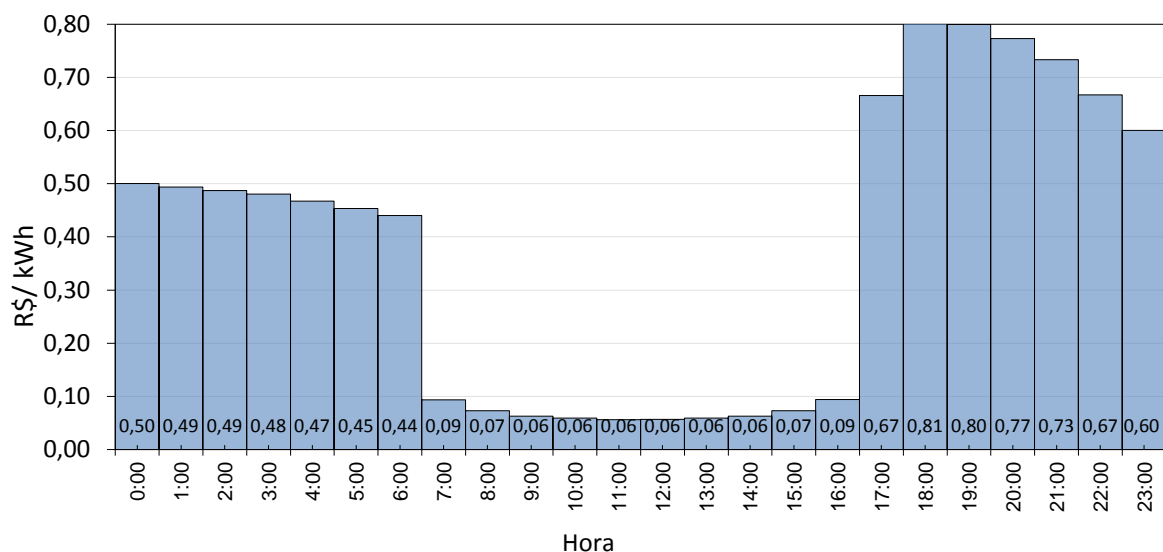
**Figura 30** – Tarifas de fornecimento propostas para o cenário 1



Fonte: Elaboração do próprio autor.

**Figura 31** – Tarifas de fornecimento propostas para o cenário 2

Fonte: Elaboração do próprio autor.

**Figura 32** – Tarifas de fornecimento propostas para o cenário 3

Fonte: Elaboração do próprio autor.

As tarifas apresentadas nos gráficos das Figuras 30, 31 e 32 representam as propostas de tarifação para cada nível de penetração avaliado na presente tese. É importante salientar que a infraestrutura avançada de medição presente num ambiente de rede elétrica inteligente permite que tais composições horizontais da estrutura tarifária sejam adotadas, garantindo

assim uma melhor distribuição ao longo do dia das responsabilidades das cargas na formação da curva do sistema.

As tarifas de energia das 07:00h às 16:00h apresentam valores que se distanciam do valor médio da tarifa plana do cenário base conforme a quantidade de fontes fotovoltaicas aumenta. Enquanto isso, os valores do período compreendido entre as 17:00h e 21:00h são superiores ao valor da tarifa plana, porém sem influência das unidades de microgeração distribuída. Nesse período do dia a influência na alta dos valores é relativa à ponta da curva de carga do agrupamento BT verificada nesses horários.

Um fator importante a se considerar é que na eventual adoção de uma estrutura tarifária horizontal com intervalos mais curtos ocorre uma importante dependência da capacidade da infraestrutura de comunicação da rede elétrica de modo que tanto os consumidores quanto a distribuidora possam se relacionar de forma clara, ou seja, estabelecer o consumo/gasto conforme a conveniência por parte do cliente e quantificar/faturar de maneira adequada por parte da concessionária do sistema.

Pode-se aqui também sugerir, conforme os custos horários estabelecidos, estruturas horizontais com intervalos mais longos. Uma alternativa seria a adoção, por exemplo, de 3 postos horários. O primeiro posto representaria os valores médios do período entre 00:00h e 07:00h. O segundo posto, relativo ao período em que há presença de geração fotovoltaica, representaria o valor médio das tarifas propostas entre as 07:00h e 17:00h. O terceiro posto complementar, das 17:00h às 00:00h, representaria o comportamento da ponta do sistema.

Tal estruturação em 3 postos simplificaria a circulação de dados na rede de comunicação da distribuidora, situação que pode ser interessante no momento que ora se observa - de migração tecnológica das redes tradicionais para redes inteligentes - em que a eficiência dos protocolos de comunicação adotados ainda está sob estudo.

Outro ponto interessante a ser observado no resultado das tarifas baseadas no custo marginal horário é a relação entre o valor máximo e o valor mínimo diário. No caso do cenário 3, o valor máximo de tarifa a ser aplicada durante o dia é de 0,80 R\$/kWh enquanto o menor valor é de 0,06 R\$/kWh. Tais valores se referem ao horário do pico da carga no sistema e do pico de geração fotovoltaica, respectivamente, sendo o maior valor 13,33 vezes maior que o

menor. Para efeitos comparativos, no estado de Nova Iorque a distribuidora local adota, entre as opções tarifárias, um esquema de tarifação RTP (*real time pricing*) onde os valores são definidos a uma base de 5 minutos. A partir da verificação da base tarifária mensal da distribuidora, a relação observada entre o maior valor e o menor valor diário para a energia foi de 14,28 vezes (TEMPLE E MA, 2014).

Portanto, a definição aqui de uma base horária para a estrutura horizontal da energia elétrica pode representar um início de entendimento para a adoção de tarifação em tempo real, condição que demandaria um avanço tecnológico por parte do sistema e operadores e também comportamental por parte dos clientes.

As tarifas horárias definidas para os cenários 1, 2 e 3 serão agora aplicadas à condição de carga inicial para verificação dos efeitos provocados no comportamento do consumo dos clientes do agrupamento BT.

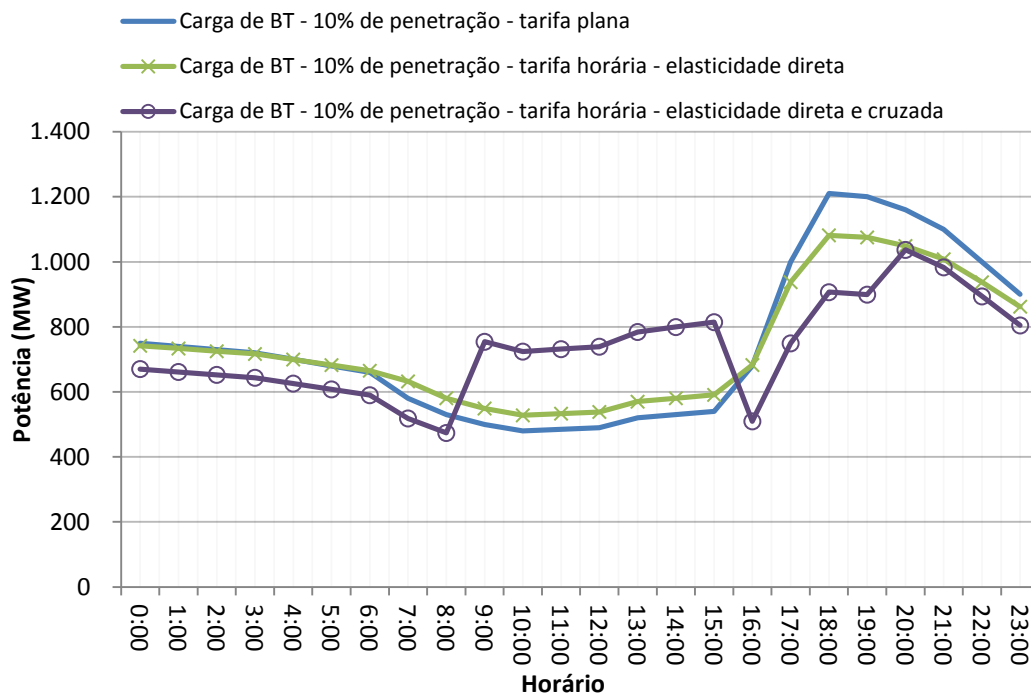
### 5.3 EFEITO DA RESPOSTA DA DEMANDA NA CURVA DE CARGA

A partir da definição das novas propostas de estruturas tarifárias, a aplicação do conceito da resposta da demanda baseada na elasticidade preço-carga, apresentada no capítulo 3, permite que sejam observados os prováveis efeitos na tipologia típica da curva de carga dos consumidores submetidos ao novo regime tarifário.

Foram utilizadas, para efeitos comparativos, apenas a elasticidade direta em uma simulação e a elasticidade direta e cruzada em outra análise, gerando, portanto, duas curvas de resposta da demanda à nova estrutura de tarifas horárias. Foram adotados os valores de elasticidades previamente apresentados na tabela 5, no capítulo 3.

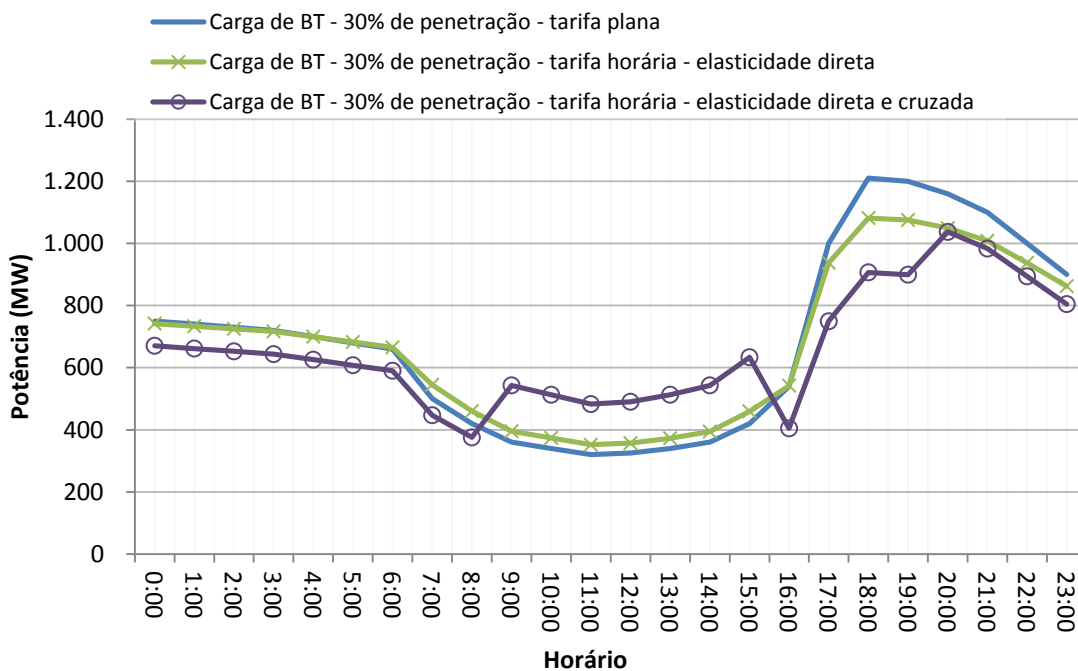
As figuras 33, 34 e 35 apresentam as modulações observadas na forma da curva de carga dos consumidores de baixa tensão ao serem submetidos às tarifas propostas nos cenários 1, 2 e 3.

**Figura 33** – Efeito da Resposta da Demanda na curva de carga do agrupamento BT



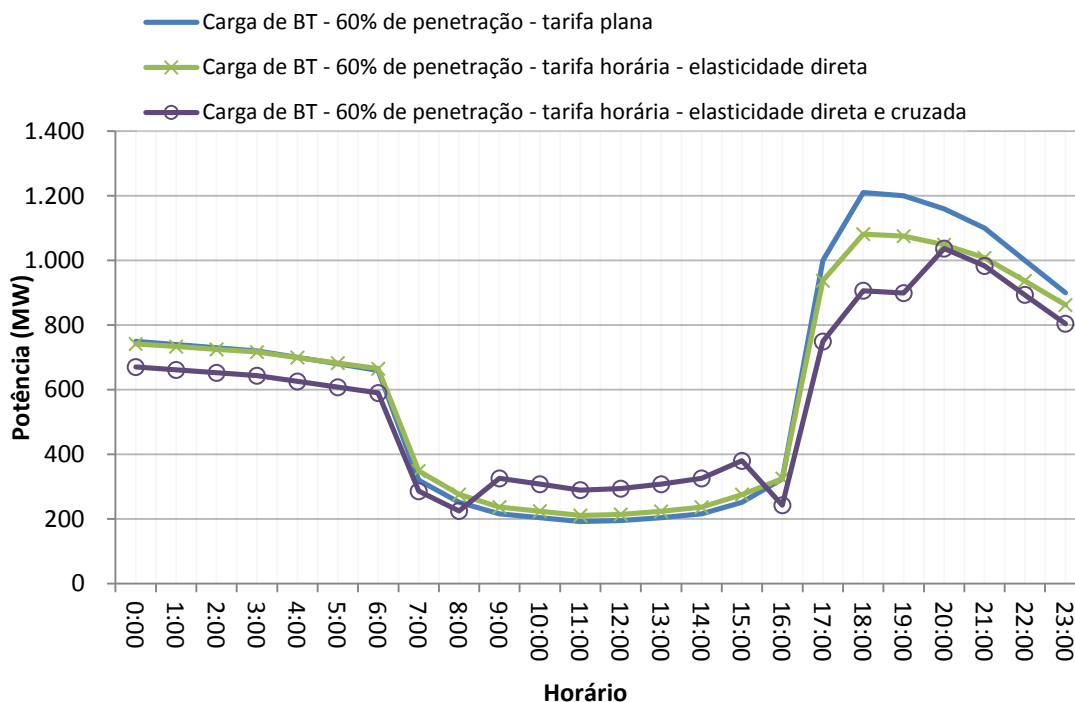
Fonte: Elaboração do próprio autor.

**Figura 34** – Efeito da Resposta da Demanda na curva de carga do agrupamento BT



Fonte: Elaboração do próprio autor.

**Figura 35** – Efeito da Resposta da Demanda na curva de carga do agrupamento BT



Fonte: Elaboração do próprio autor.

A análise dos perfis de carga apresentados nas figuras 33, 34 e 35 permitem identificar, num primeiro momento, que há uma significativa diferença ao se considerar apenas a aplicação da elasticidade direta e não também a elasticidade cruzada.

Enquanto no primeiro caso as curvas de carga praticamente preservam sua forma, no segundo há uma considerável mudança na sua tipologia. Ressalta-se que o conceito mais abrangente da consideração da interferência em um posto horário devido às modificações de preço em outros períodos torna o modelo mais completo. Isso se deve ao fato de que, tipicamente, o consumidor de energia ao ser informado de uma estrutura tarifária horizontal previamente definida pode ajustar seus hábitos de utilização conforme sua sensibilidade frente às sinalizações de preço em cada hora.

Numa segunda abordagem analítica dos resultados de resposta da demanda apresentados, pode-se destacar aqui que para cenários inferiores de nível de penetração, a reação dos consumidores frente à nova tarifa de energia tende a formar uma curva de carga

com alteração mais visível no período de disponibilidade de geração fotovoltaica.

Para o cenário de 60% de penetração, por exemplo, observa-se que a recuperação do afundamento da curva de carga no período de presença de geração solar é menos intenso, embora os preços da energia sejam substancialmente mais baixos nesse período (chegando a 0,06 R\$/kWh às 12:00h enquanto no cenário base é de 0,44789 R\$/kWh).

Portanto, uma conclusão importante pode ser aqui destacada: a resposta da demanda através da utilização de tarifas diferenciadas apresenta sim potencial para permitir que se integrem mais fontes de geração distribuída ao sistema, sendo, entretanto, mais eficiente nos cenários de menor nível de penetração.

Para cenários em que há maior presença de geração distribuída já em funcionamento, outras estratégias, investigadas e destacadas no capítulo 2, tais como, utilização de transformadores OLTC, realização do reforço da rede, e até mesmo restrição da injeção de energia ativa, devem ser agregadas no planejamento da integração de recursos energéticos distribuídos por parte dos operadores do sistema.

#### 5.4 ANÁLISE DOS IMPACTOS TÉCNICOS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

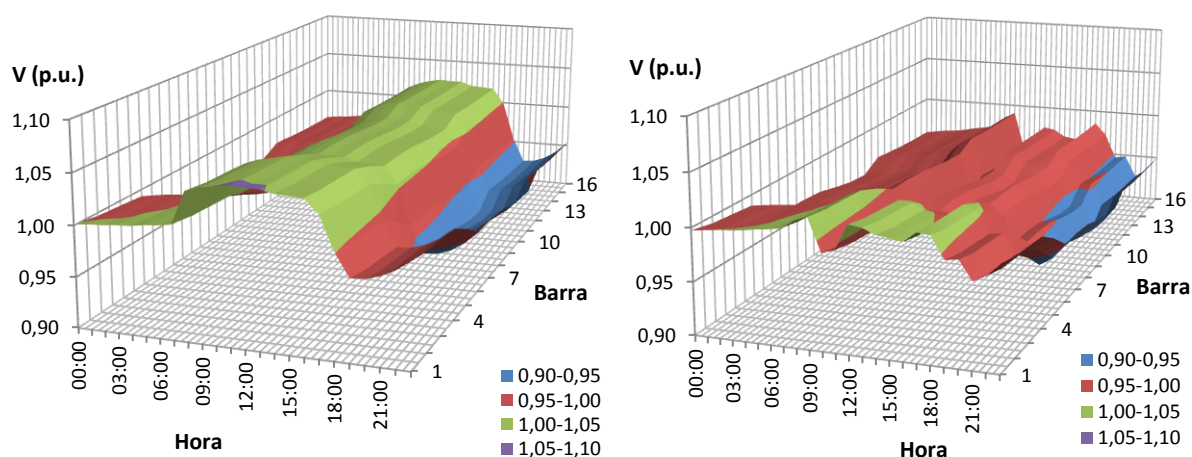
As análises realizadas no capítulo 2, para verificar os impactos provenientes da integração de fontes de geração fotovoltaica podem provocar no sistema de distribuição de baixa tensão, devem ser agora refeitas para os cenários definidos e com a nova condição de carga advinda da aplicação de programas de resposta da demanda. O sistema teste de distribuição apresentado naquele capítulo é o mesmo aqui analisado e os impactos relativos ao nível de tensão nos nós/barras da rede e também no carregamento do transformador são avaliados.

No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, através dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, no seu Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, estabelece que para pontos de conexão em tensão inferior a 1kV, cuja tensão nominal da rede é 127/220V, os intervalos de tensão considerados adequados são de 117-133 V e de 202-231V, para as respectivas tensões de

linha. Ou seja, tomando como base as tensões nominais, os valores mínimos e máximos do intervalo adequado de tensões são 0,92 p.u. e 1,05 p.u., respectivamente. Outras faixas classificatórias são definidas como precária e crítica pela mesma regulação, porém para efeitos da presente análise os valores supracitados são suficientes para o devido entendimento.

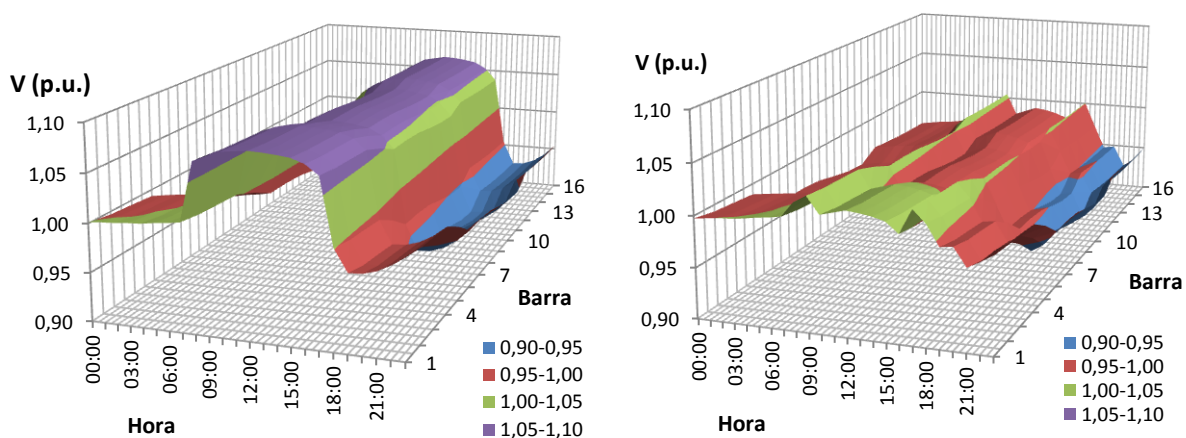
Nas Figuras 36, 37 e 38 são apresentadas as variações diárias da tensão nas barras do sistema para os 3 cenários de penetração de geração fotovoltaica analisados.

**Figura 36** – Tensões diárias para o cenário 1 sem e com resposta da demanda



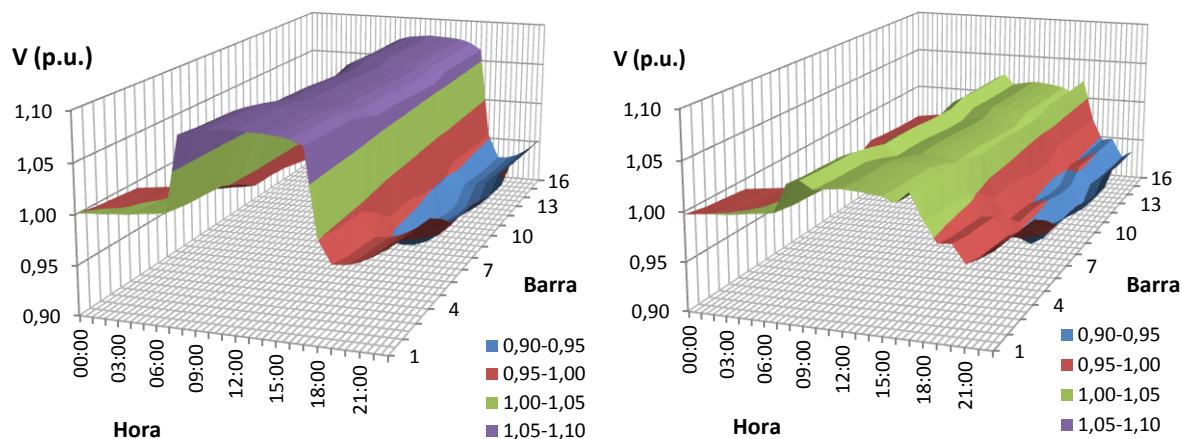
Fonte: Elaboração do próprio autor.

**Figura 37** – Tensões diárias para o cenário 2 sem e com resposta da demanda



Fonte: Elaboração do próprio autor.

**Figura 38** – Tensões diárias para o cenário 3 sem e com resposta da demanda



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Conforme pode ser verificado nas figuras 36, 37 e 38, os períodos mais preocupantes com relação ao nível de tensão são os que compreendem os horários de geração fotovoltaica e os horários de pico de carga.

Para o primeiro intervalo o perfil de tensão nas barras da rede tem seus valores mais elevados conforme se aumenta a quantidade de fontes de geração distribuída. Para os cenários 2 e 3, com 30% e 60% de penetração, os valores de tensão ficaram acima de 1,05 p.u. em praticamente toda a rede.

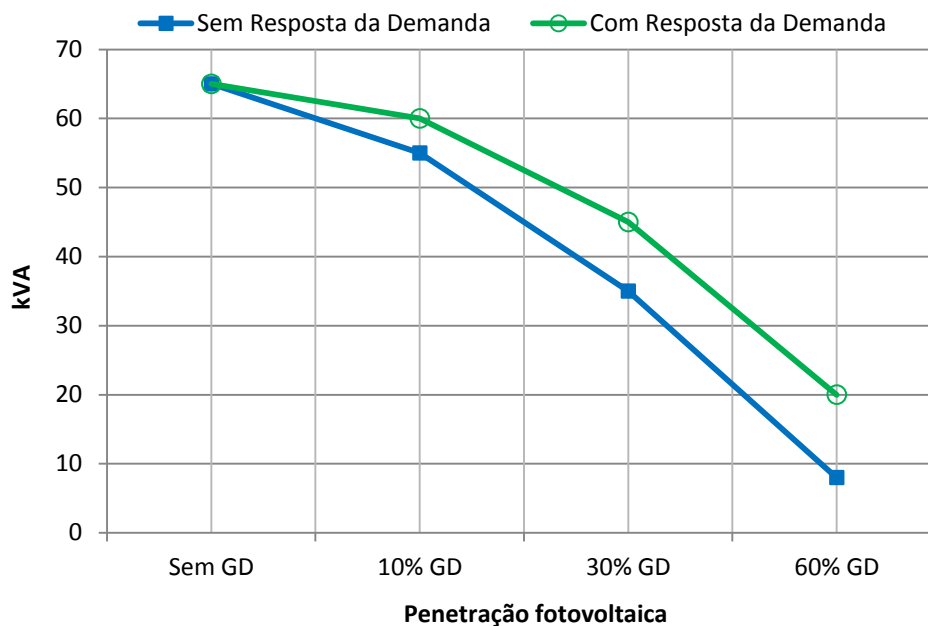
Em contrapartida, ao se analisarem os perfis de tensão dos casos em que se adota a resposta da demanda frente à nova estrutura tarifária horária, percebe-se que os valores voltam a se situar dentro do intervalo de tensões adequadas.

Dessa forma, percebe-se que a adoção de um esquema de precificação adequado à característica de carga/geração do sistema, contribui para que novas fontes de geração distribuída possam ser integradas ao sistema sem que haja a violação dos valores máximos de tensão no período de máxima produção fotovoltaica.

A manutenção da tarifação plana faz com que sejam necessárias outras estratégias de controle dos níveis de tensão na rede que caso não fossem adotadas, limitariam o potencial de integração de unidades de microgeração dispersas pelo sistema.

Outro aspecto técnico a ser avaliado é a capacidade livre do transformador para integração de novas fontes. Na Figura 39 é ilustrada a variação da capacidade livre do transformador entre os cenários de penetração fotovoltaica.

**Figura 39** – Capacidade livre do transformador com e sem resposta da demanda



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Para os casos em que se utiliza a aplicação da tarifa horária, a resposta da demanda aumenta a capacidade livre do transformador para integração de novas fontes de geração. Essa condição é importante para ampliar a capacidade de instalação de fontes dispersas na rede de distribuição e evitar o surgimento de fluxo reverso de corrente para os níveis a montante do transformador.

Para o cenário de 60% de penetração de geração fotovoltaica, observa-se que o aumento da capacidade livre do transformador foi praticamente 100% superior quando se adota o esquema de tarifação horária.

Para o planejamento do sistema, evitar o fluxo reverso pelo transformador significa simplificar a estratégia de proteção, pois não há a modificação do sentido original da corrente, para o qual os elementos de proteção da rede foram parametrizados.

A projeção das linhas de tendência do gráfico da Figura 39 indica que de acordo com a proposta desse trabalho o transformador ficará submetido a condições de fluxo reverso para níveis mais elevados de penetração fotovoltaica.

Conclui-se, portanto, que a adoção da resposta da demanda, contribui, de fato, para o aumento da integração de fontes de geração distribuída no sistema e se caracteriza como uma importante ferramenta do planejamento do sistema no processo de migração tecnológica das redes convencionais para as redes inteligentes.

## 5.5 CONCLUSÕES PARCIAIS

Nesse capítulo foi aplicada a proposta metodológica da tese de avaliação da integração de fontes de geração distribuída em um ambiente de rede inteligente com aplicação de resposta da demanda a estrutura tarifária horária.

Utilizando o contexto configurado pelo mercado da distribuidora responsável pelo projeto de implantação de *Smart Grid*, verificou-se que é viável estabelecer um esquema de tarifação baseado na nova formatação do sistema com presença de geração fotovoltaica, estabelecendo os preços hora a hora de acordo com o custo marginal de capacidade.

Os perfis dos novos esquemas de precificação contemplam o perfil da disponibilidade de energia gerada distribuída na rede, especificamente o perfil típico da geração solar, agregado do perfil de carga observado no mercado analisado.

A alteração no comportamento da carga é fundamentalmente dependente da elasticidade preço-demanda e, considerando valores observados de estudos de referência, sugerem importantes modificações na forma da curva de demanda, frente aos novos preços estabelecidos.

A aplicação do novo esquema de tarifação contribui para a minimização dos impactos técnicos na rede de distribuição de baixa tensão (níveis de tensão e carregamento do transformador) permitindo que um percentual maior de unidades de geração possam ser integradas ao sistema.

## 6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O processo que ora se realiza, em que as redes tradicionais de energia elétrica se tornam redes inteligentes, faz com que surjam necessidades de adequações nas estratégias de planejamento da expansão e operação dos sistemas.

Apesar de contribuírem com o suprimento de energia do sistema, foi verificado que a introdução de fontes geração distribuída nas redes de distribuição implica, em certos casos, em prejuízos às condições técnicas de operação, tais como, nível de tensão e carregamento do transformador.

Especialmente no cenário brasileiro, a utilização de painéis fotovoltaicos como forma de microgeração de energia estabelece um novo horizonte para o perfil de carga no sistema. Conforme investigado ao longo do trabalho, os níveis de penetração fotovoltaica, apesar de todas as restrições que esse tipo de tecnologia possa sofrer (condições de telhado, mercado viável, custo do investimento) podem chegar a patamares que indicam necessidades de adequações nas condições operacionais das redes de distribuição.

Como forma de postergar novos investimentos em reforço da rede, como elevação da bitola dos cabos, troca de transformadores, entre outros, a utilização da resposta da demanda é uma das alternativas que vem sendo debatidas no meio científico e aplicadas no meio técnico.

Conforme foi proposto, devido à presença das estruturas tecnológicas de habilitação em uma rede inteligente, a aplicação de tarifas mais dinâmicas do que as estruturas atuais, permite que os clientes participem de modo mais ativo na condição operacional do sistema, pois podem visualizar e adequar seus padrões de consumo aos sinais de preço vigentes.

Como a aplicação de tarifação em tempo real seja uma realidade ainda distante para o contexto nacional, a aplicação, nesse primeiro momento, de tarifas horárias é uma possibilidade interessante como passo inicial rumo à configuração de sistemas mais dinâmicos.

A aplicação da proposta da tese especificamente para o cenário de uma distribuidora que desenvolve um projeto piloto de redes inteligentes permitiu concluir, através da utilização de dados reais, que no processo de planejamento de integração de novas fontes de geração, a

aplicação de uma estrutura tarifária com custos diferenciados hora a hora baseados no custo marginal de capacidade, possibilita que sejam observadas melhores condições operacionais da rede.

Para o cenário de 60% de penetração fotovoltaica, os níveis de tensão superaram o valor máximo considerado adequado pela regulamentação em todas as barras do sistema no período de produção de energia através dos painéis, atingindo valores próximos a 1,08 p.u.

O transformador do sistema teste, neste nível de penetração, apresentou baixa capacidade livre para instalação de novas fontes de geração distribuída, tornando o equipamento próximo da condição operacional de haver fluxo reverso.

Ainda para o mesmo cenário, utilizando a metodologia de cálculo das tarifas, verificou-se que o preço máximo da energia a ser aplicada durante o dia seria 13,33 vezes maior que a tarifa horária mais baixa, considerando a transformação dos custos marginais de capacidade em tarifas de aplicação referenciadas ao valor vigente da estrutura plana.

A aplicação da nova estrutura tarifária horária apontou uma considerável alteração no perfil de carga esperado dos consumidores de baixa tensão. Salienta-se aqui certo grau de incerteza do modelo devido aos valores de elasticidade adotados, que embora tenham sido utilizados baseados em referências de estudos práticos, podem ser diferentes para cada mercado a ser analisado, não sendo, entretanto, de fácil obtenção.

Para a nova condição de carga proveniente da resposta da demanda, verificou-se que os valores de tensão para o mesmo sistema passaram a se situar dentro do intervalo considerado adequado, apresentando valores inferiores a 1,05 p.u. ao longo de todas as barras do sistema.

De modo similar a análise do carregamento do transformador no novo perfil de carga indica aumento de praticamente 100% da capacidade livre do transformador, permitindo mais espaço no sistema para instalações de painéis fotovoltaicos.

Destaca-se, portanto, como principal contribuição da tese, a proposta de introdução no planejamento das distribuidoras, agências reguladoras e demais entidades operadoras do sistema, da utilização da resposta da demanda baseada na utilização de estruturas tarifárias horárias como ferramenta de melhoria na integração de novas fontes de geração distribuída na rede.

Reforça-se também, a necessidade futura da melhoria nos regulamentos relativos à microgeração, hoje estabelecidos pela Resolução 482 da ANEEL, no sentido de contemplarem eventuais cenários em que níveis de penetração mais altos possam implicar em prejuízo técnico nas condições operacionais dos sistemas de distribuição, condição que demandaria mais investimentos das empresas distribuidoras para mitigação dos efeitos no nível de tensão e fluxos reversos, por exemplo.

Finalmente, à luz da exploração das potencialidades das *Smart Grids*, a tese contribui para o enriquecimento da área de pesquisa, uma vez que no Brasil, dado o processo ainda inicial de estudo e implantação de redes inteligentes, poucos estudos abordam a temática da resposta da demanda através de estruturas tarifárias diferenciadas.

## 6.1 RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Em virtude da amplitude e complexidade do tema, sugere-se para a realização de futuros trabalhos as seguintes abordagens:

- Explorar outros impactos técnicos na rede de distribuição em baixa tensão provenientes do aumento dos níveis de penetração fotovoltaica, tais como, carregamento dos cabos, fluxo de energia reativa e distorção harmônica;
- Realização de estudo prático de aplicação de tarifas diferenciadas para um grupo de consumidores residenciais com o intuito de identificar valores reais de elasticidade preço-demanda para o mercado brasileiro. Tal estudo pode fazer parte dos temas de pesquisa de projetos piloto de implantação de *Smart Grids* por parte das distribuidoras;
- Utilizando a infraestrutura avançada de medição e comunicação, realizar o desenvolvimento de aplicativo computacional que monitore as condições operacionais da rede e perfis de carga e geração presentes no sistema, para definição de tarifas ótimas de energia em tempo real .

## REFERÊNCIAS

- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed Generation: A Definition. **Electric Power Systems Research**, Bologna, v. 57, n. 3, p. 195–204, Abr. 2001.
- AALAMI, H. A.; MOGHADDAM, M. P.; YOUSEFI, G. R. Demand response model considering EDRP and TOU programs. In: IEEE PES, TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION - T&D, 25., 2008, Chicago. **Conference...** Chicago: IEEE, 2008. p. 1-6.
- AALAMI, H. A.; YOUSEFI, G. R.; MOGHADDAM, M. P.; Demand Response Modeling Interruptible/Curtailable loads and capacity market Programs. **Applied Energy**, Singapore, v. 87-1, n. 1, p. 243–250, Jan. 2010.
- ALARCON-RODRIGUEZ, A.; AULT, G.; GALLOWAY, S. Multiobjective planning of distributed energy resources: A review of the state-of-the-art. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Colorado, v. 14, n. 5, p. 1353 - 1366. 2010.
- ALBADI, M.H.; EL-SAADANY, E.F. A Summary of Demand Response in Electricity Markets. **Electric Power System Research**, Bologna, v. 78, n. 11, p.1989-1996, 2008.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA- ANEEL. **Procedimentos de regulação tarifária (PRORET):** módulo 7. submódulo 7.2. tarifas de referência. [S.l.: s.n., 200-]. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2017757\\_Proret\\_Submod\\_7\\_2\\_V2\\_1.pdf](http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2017757_Proret_Submod_7_2_V2_1.pdf)>. Acesso em: 20 fev. 2017.
- BALJEPALLI, V. S. K. M.; PRADHAN, V.; KHAPARDE, S. A.; SHEREEF, R. M. Review of demand response under smart grid paradigm. In: IEEE PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES, 6., Nova Déli. **Conference...** Nova Déli: IEEE, 2011. p. 236–243.
- BOCCUZZI, C. V. Tecnologias de smart grid no Brasil: avanços regulatórios e institucionais. In: FÓRUM LATINO-AMERICANO DE SMART GRID, 5., 2013, São Paulo. **Fórum...** São Paulo: [s.n.], 2013. p. 1-12.
- BROWN, E. R. Impact of smart grid on distribution system design. In: IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, Pittsburgh. **Meeting...** Pittsburgh: [s.n.], 2008.p. 1-4.
- CHIRADEJA, P.; RAMAKUMAR, R. A probabilistic approach to the analysis of voltage profile improvement with distributed wind electric generation. In: FRONTIERS OF POWER CONFERENCE, 12., Oklahoma. **Proceedings...** Oklahoma: [s.n.], 2001.p. 1-10.
- CHIRADEJA, P.; RAMAKUMAR, R. An approach to quantify the technical benefits of distributed generation. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, Vancouver, v. 19, n. 4,

p. 764-773, 2004.

Department of Business, Economic Development & Tourism- DBEDT. Economic Information. Research & Economic Analysis Division. Income and price elasticity of Hawaii energy demand In: ECONOMIC ISSUES, 2011, Honolulu. **Fórum...** Honolulu: [s.n.], 2011. p. 1-5.

Department of Energy of United States- DOE. Benefits of demand response and recommendations. In: REPORT TO THE UNITED STATES CONGRESS PURSUANT TO SECTION 1252 OF THE ENERGY POLICY ACT , 1., 2005, Washington. **Fórum...** Washington: [s.n.], 2006. p. 1-97.

DEPARTMENT OF ENERGY OF UNITED STATES- DOE. **Price elasticities for energy use in buildings of the United States:** independent statics and analysis. Washington: [s.n.], 2014. p. 1-21.

DUPONT, B.; DE JONGHE, C.; KESSELS, K.; BELMANS, R. Short-term consumer benefits of dynamic pricing. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON THE EUROPEAN ENERGY MARKET, 8.,2011, Zagreb. **Conference...** Zagreb: [s.n.], 2011. p. 216 - 221

ELEKTRO. **Relatório técnico:** projeto, implantação, operação e monitoramento do conjunto de equipamentos do sistema de automação da medição – Projeto Smart City. Campinas: [s.n.], 2016. p. 1-58.

FARIA, P.; VALE, Z. Virtual power player using demand response to deal with unexpected low wind power generation. In: EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION - EWEA, 1., 2013, Vienna. **Conference...** Vienna: [s.n.], 2013. p. 1-6.

GONZALEZ, P.; ROMERO, E.; MINAMBRES, V.M.; GUERRERO, M.A.; GONZALEZ, E. Grid-connected PV plants; power quality and technical requirements. In: IEEE ELECTRIC POWER QUALITY AND SUPPLY RELIABILITY CONFERENCE (PQ), 14., Rakvere. **Conference...** Rakvere: [s.n.], 2014, p. 169-176

GOULART, J. A. G. **Efeitos de programas de resposta à demanda e da microgeração nas redes de distribuição.** 2015. 149 f. Dissertação (Mestrado) - Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ. Rio de Janeiro, 2015.

HIDAYATULLAH, N.A., STOJCEVSKY, B.; KALAM, A. Analysis of distributed generation systems, smart grid technologies and future motivators influencing change in the electricity sector. **Smart Grid and Renewable Energy Journal**, Austrália, v. 2 n. 3, p. 216-229, 2011.

IPAKCHI, A.; ALBUYEH, F. Grid of the future. **IEEE Power and Energy Magazine**, Chicago, v. 7, n. 2, p. 52–62, 2009.

JIANG, G.; YU, L.; WU, Y.; SONG, W. Z. Cooperative electricity consumption scheduling and pricing for future residential smart grid. In: ASIAN CONTROL CONFERENCE- ASCC, numero do evento, 2013, Istambul. Conference... Istambul: [s.n.], 2013. p. 1-6.

KAZMI, S. A. A.; SHAHZAD, M. K.; SHIN, D. R. Multi-objective planning techniques in distribution networks: a composite review. **Energies**, Roma, v. 10, n. 208, p.1-44, 2017.

KONZEN, G. **Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil: uma simulação via modelo de Bass**. 2014. 108 f. Dissertação (Mestrado)- Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo – USP, São Paulo, 2014.

LAMIN, H. **Análise de impacto regulatório da implantação de redes inteligentes no Brasil**. 2013. 300 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília - UNB, Brasília, 2013.

LEIBE, I. **Efficient integration of distributed generation in electricity distribution networks**. 2013. 202 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica)- Faculty of Engineering, Lund University. Lund, 2013.

LISKA, M. **Pripojiteľnosť obnoviteľných zdrojov elektrickej energie do elektrizačnej sústavy**. 2013. 20 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica)- Fakulta elektrotechniky a informatiky, Slovenská technická Univerzita, Bratislava, 2013.

LIU, X.; AICHHORN, A.; LIU, L.; LI, H. Coordinated Control of Distributed Energy Storage System With Tap Changer Transformers for Voltage Rise Mitigation Under High Photovoltaic Penetration. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Argonne, v. 3, n. 2, p. 897-906, 2012.

LONG, C.; PROCOPIOU, A. T.; OCHOA, L. F.; BRYSON, G.; RANGLES, D. Performance of OLTC-based control strategies for LV networks with photovoltaics. In: IEEE PES SOCIETY GENERAL MEETING, 15., 2015, Denver. **Meeting...** Denver: IEEE, 2015. p. 1-5

MÉNDEZ, V.; RIVIER, J.; GÓMEZ, T. Assesment of energy losses for increasing penetration of distributed generation. **IEEE Transactions on Power System**, Atenas, v. 21, n. 2, p. 533-540, 2006.

PAIS, M.; ALMEIDA, M.; CASTRO, R. Voltage regulation in low voltage distribution networks with embedded photovoltaic microgeneration. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON RENEWABLE ENERGIES AND POWER QUALITY, 12., 2012, Santiago de Compostela. **Conference...** Santiago de Compostela: [s.n.], 2012. p. 503-508

PATIL, P.; RAMTEKE, M. R. Impact of distributed generation on power distribution system: over-current protection by phase angle estimation. In: IEEE POWER, COMMUNICATION AND INFORMATION TECHNOLOGY CONFERENCE - PCITC, 15., 2015, Bhubaneswa. **Conference...** Bhubaneswar: [s.n.], p. 844-849, 2015.

PHOUMIN, H.; KIMURA, S. **Analysis on price elasticity of energy demand in East Asia: empirical evidence and policy implications for ASEAN and East Asia**. Jakarta: Economic Research Institute for ASEAN and East Asia (ERIA), 2014. p. 1-27.

PUTTGEN, H. B.; MACGREGOR, P. R.; LAMBERT, F. C. Distributed generation: semantic hype or the dawn of a new era? **Power and Energy Magazine, IEEE**, Chicago, v.1, n.1, p.22-29, 2003.

REZENDE, J. O.; PERES, L. M.; GUIMARÃES, G. C.; CHAVES, M. L. R. Avaliação dos efeitos da conexão de uma unidade geradora distribuída a um alimentador de 13,8 kV utilizando o ATP. CONFERÊNCIA DE ESTUDOS EM ENGENHARIA ELÉTRICA - CEEL, 11., 2013, Uberlândia. **Conferência...** Uberlândia:[s.n.], 2013. p. 1-6.

RICHARDSON, P. **Integration of distributed energy resources in low voltage electricity networks**. 2012. 156 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica)- School of Electrical, Electronic and Communications Engineering, University College Dublin, Dublin, 2012.

SANTOS, P. E. S. **Tarifas de energia elétrica: estrutura tarifária**. Rio de Janeiro: Interciência, 2011. p.128

SANTOS, P. E. S; LEME, R. C.; GALVÃO, L. On the electrical two-part tariff: the Brazilian perspective. **Energy Policy**, Aachen, v. 40, n. 1, p. 123-130, 2012.

SCHMIDT, C. A. J. **Estimações e previsões da demanda por energia elétrica no Brasil: trabalho nº 16**. São Paulo: Secretaria de Acompanhamento Econômico, 2002.

TEMPLE, W. G.; MA, R. T. B. Monotonic marginal pricing: demand response with price certainty. **ACM SIGMETRICS Performance Evaluation**, Nova Iorque. v. 41, n. 3, p. 1-6, 2014.

TENGKUHASHIM, T. J.; MOHAMED, A.; SHAREEF, H. A review on voltage control methods for active distribution networks. **PrzeglądElektrotechniczny (Electrical Review)**, Varsóvia, v. 88, n. 6, p.304-312, 2012.

THOMSON, M.; INFIELD, D. Impact of widespread photovoltaics generation on distribution systems. **IET Renewable Power Generation**, Stevenage, v. 1, n. 1, p. 33-40, 2007.

TIE, C. H.; GAN, C. K. Impact of grid-connected residential PV systems on the Malaysia low voltage distribution network. In: INTERNATIONAL POWER ENGINEERING AND OPTIMIZATION CONFERENCE – PEOCO, 7., 2013, Langkawi. **Conference...** Langkawi: IEEE, 2013. p. 670-675.

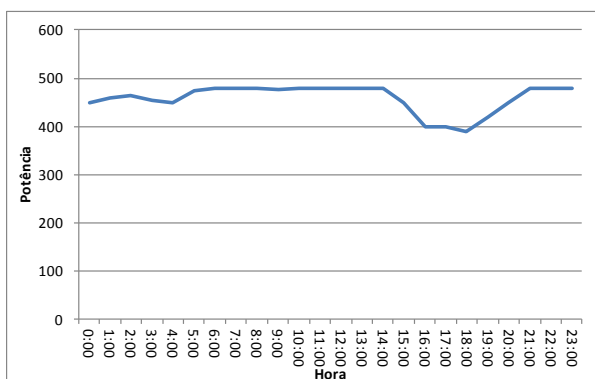
TONKOSKI, R.; LOPES, L. A.; EL-FOULY, T. H. Coordinated active power curtailment of grid connected PV inverters for overvoltage prevention. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Londres, v. 2, n. 2, p. 139-147, 2011.

WILSON, J. W. Residential demand for electricity. **Quarterly Review of Economic and Business**, Londres, v. 11, n. 1, p. 7-22, 1971.

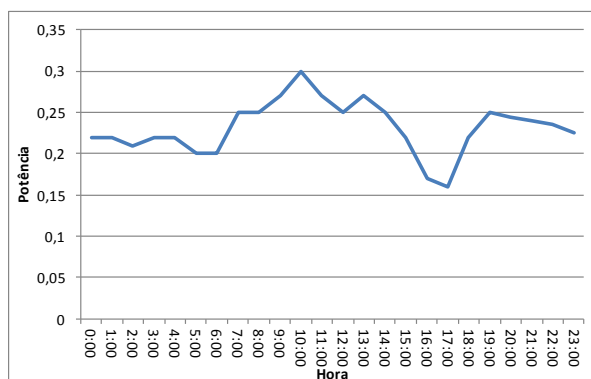
## APÊNDICE

Obs.: Todas as curvas são apresentadas numa base em MW, porém devem ser ajustadas aos montantes de consumo anuais de cada agrupamento tarifário.

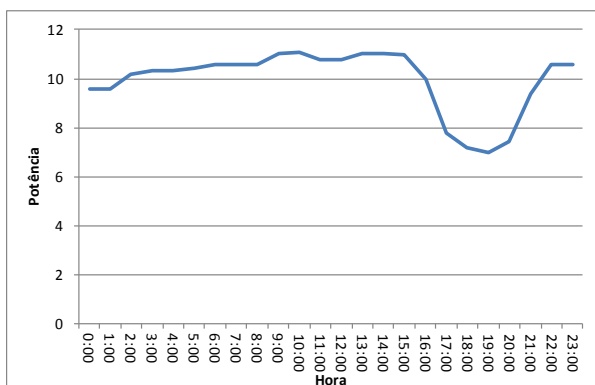
### Tipologias de carga



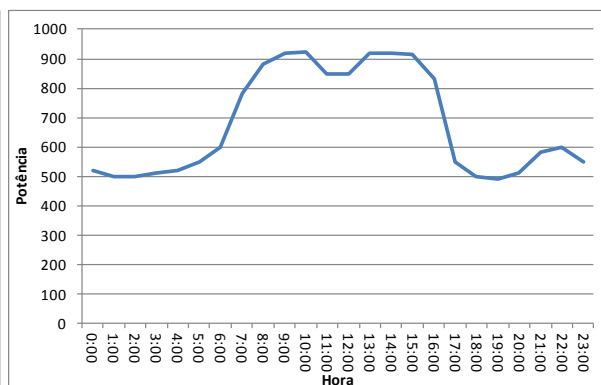
Carga A2



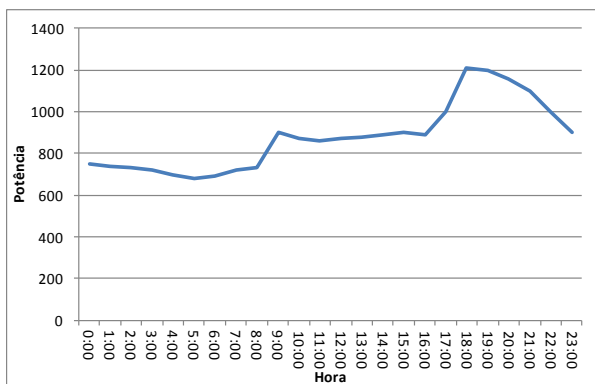
Carga A3



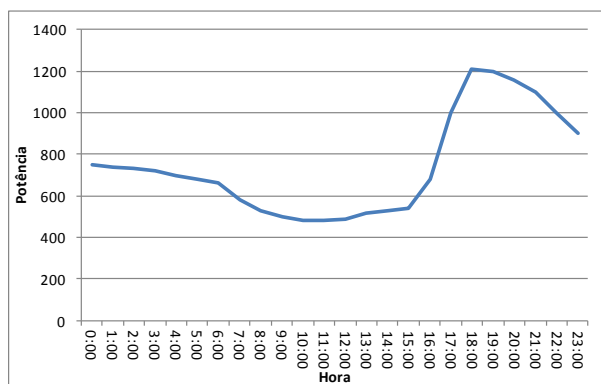
Carga A3a



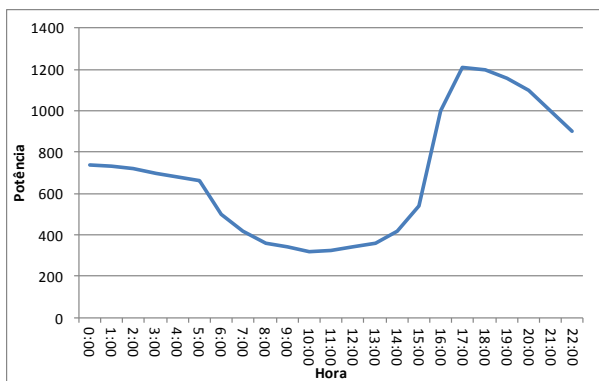
Carga A4



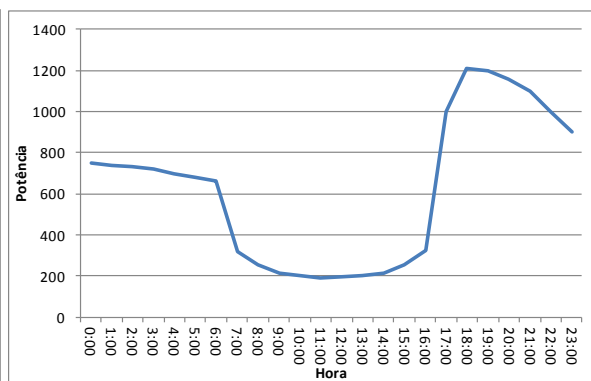
Carga BT - base



Carga BT - 1

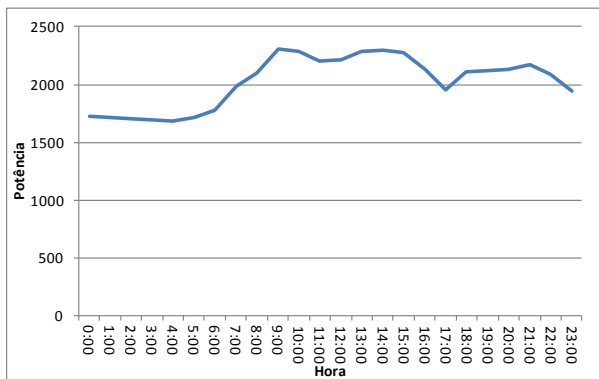


Carga BT - 2

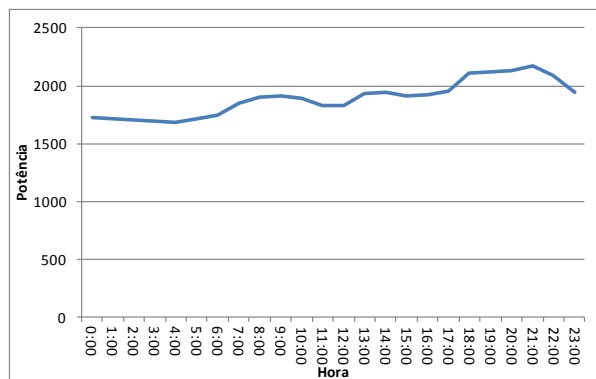


Carga BT - 3

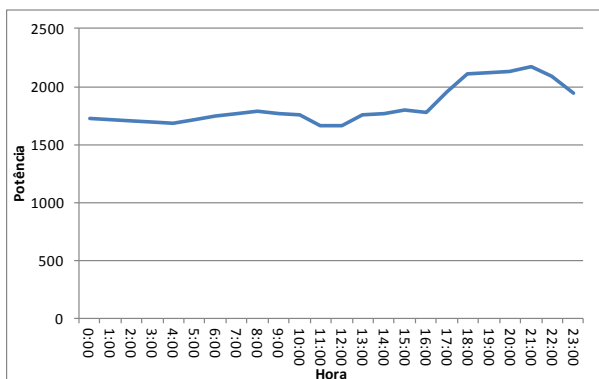
Tipologias de rede



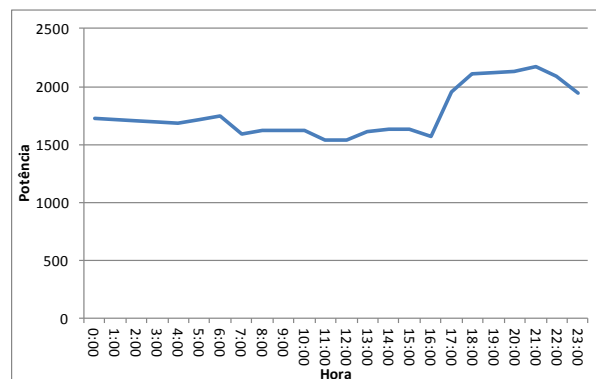
Rede SP-A2 - base



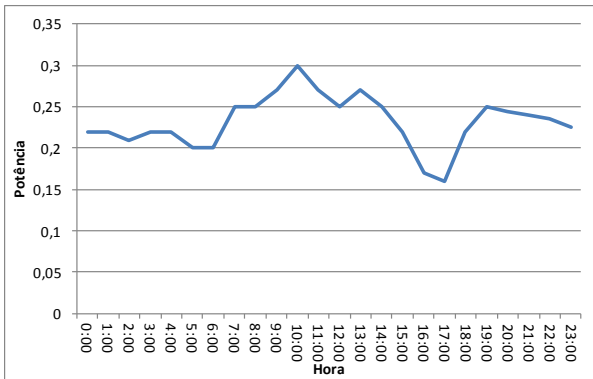
Rede SP-A2 - 1



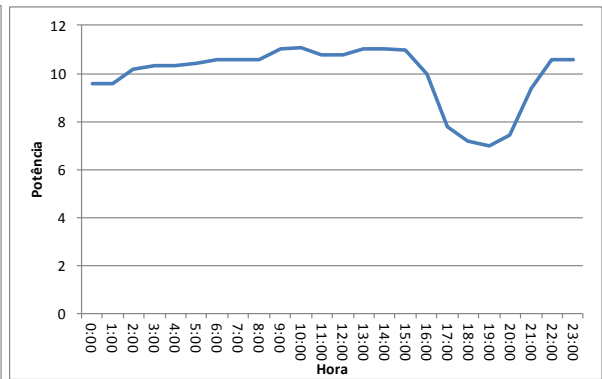
Rede SP-A2 - 2



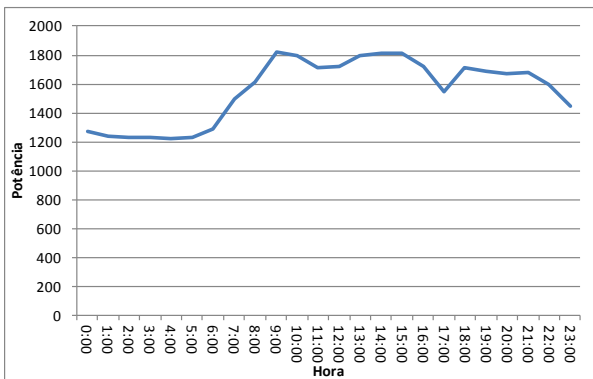
Rede SP-A2 - 3



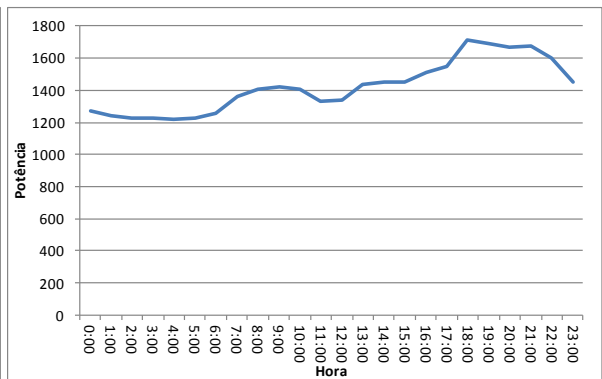
Rede A2-A3



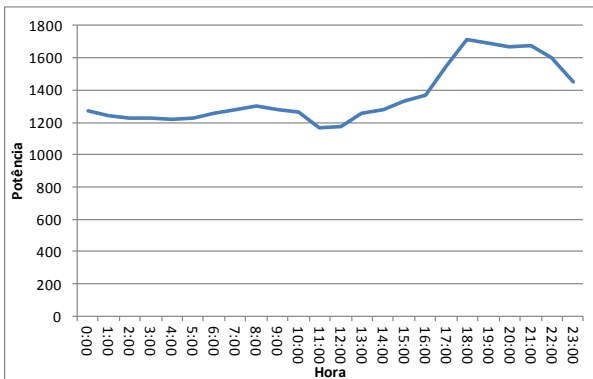
Rede A2-A3a



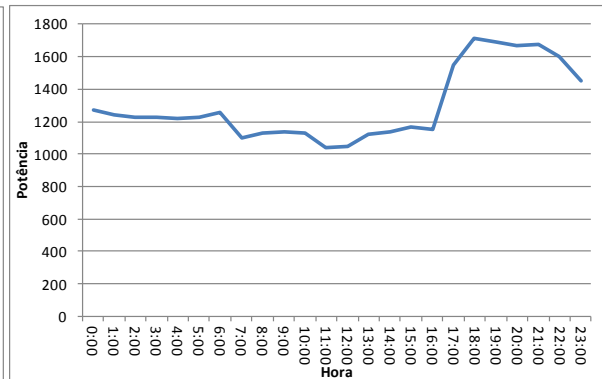
Rede A2-A4 - base



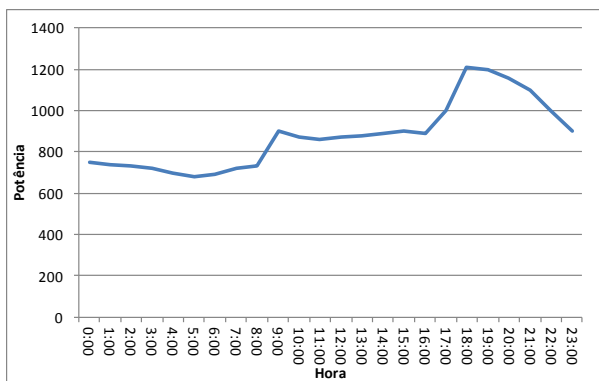
Rede A2-A4 - 1



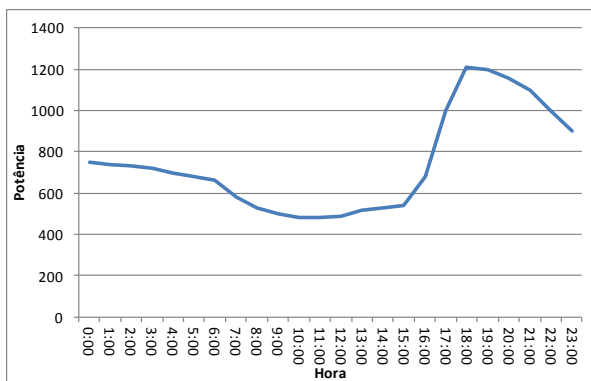
Rede A2-A4 - 2



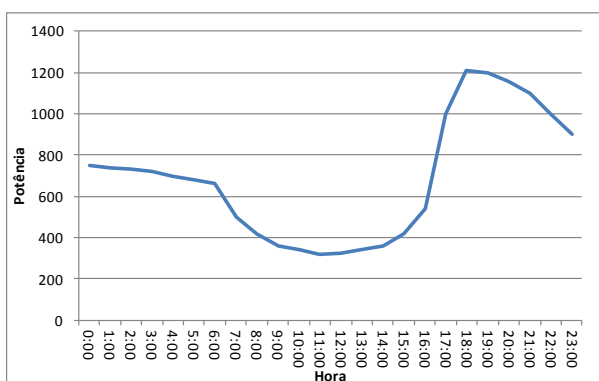
Rede A2-A4 - 3



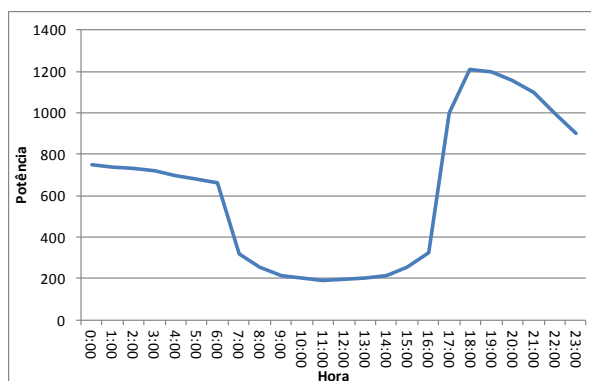
Rede A4-BT - base



Rede A4-BT - 1



Rede A4-BT - 2



Rede A4-BT - 3