
INCENTIVOS TARIFÁRIOS PARA A CONEXÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM REDES DE MÉDIA TENSÃO

Bernardo Vicente de Oliveira

Dissertação submetida à banca examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof.^a Wadaed Uturbey da Costa, Dr.

Belo Horizonte, Setembro de 2009

DEDICATÓRIA

Dedico esse trabalho a Deus e a meus pais.

AGRADECIMENTO

Agradeço primeiramente a Deus que me proporcionou o dom do entendimento.

À professora Wadaed pela oportunidade, seriedade, empenho e paciência a mim proporcionados na condução deste trabalho.

A toda a minha família especialmente a minha mãe Maria Helena, meu pai Vicente, minha irmã Suzana pelo apoio e incentivos incondicionais oferecidos durante essa trajetória.

À Gabriela que me incentivou durante a trajetória desse trabalho me dando apoio em momentos importantes com sábias palavras. Mostrando mais uma vez que é mais que especial.

Aos amigos da república do ovo cozido e do M.A.C. Álvaro, Ivan, Fábio, Derson, etc. pela amizade que se confunde com irmandade.

Aos amigos do PPGEE e do Laboratório de Simulação e Análise pelo companheirismo e contribuição na realização deste trabalho.

Sumário

LISTA DE ABREVIACÕES	i
RESUMO	ii
ABSTRACT	iii

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO 1

1.1. Motivação.....	1
1.2. Objetivos	2
1.3. Apresentação do trabalho.....	2

CAPÍTULO 2 – GERAÇÃO DISTRIBUÍDA 4

2.1. Definição da geração distribuída	5
2.1.1. Alguns empreendimentos de geração distribuída.....	6
2.1.1.1. Pequena Central Hidrelétrica - PCH.....	6
2.1.1.2. Geradores Eólicos.....	7
2.1.1.3. Sistemas Fotovoltáicos	7
2.1.1.4. Usinas a Biomassa	8
2.2. Classificação dos sistemas elétricos no Brasil	8
2.2.1 Rede básica.....	9
2.2.2. Demais Instalações de Transmissão (DIT's).....	9
2.2.3. Redes de distribuição	10
2.3. Impacto da geração distribuída nos sistemas elétricos	11
2.3.1. Perdas elétricas	13
2.3.2. Perfil de tensão em regime permanente	14
2.3.3. Capacidade disponível	15

2.3.4.	Influência nas redes que alimentam o sistema de distribuição e na geração centralizada.	15
2.4.	Perdas: aspectos regulatórios	16
2.4.1.	Classificação das perdas.....	16
2.4.2.	Impacto das perdas	17
2.4.3.	Forma de rateio das perdas nos sistemas elétricos	18
2.4.3.1.	Rateio das perdas na rede básica	18
2.4.3.2.	Rateio das perdas nas DIT's.....	20
2.4.3.3.	Rateio das perdas nas redes de distribuição	21
2.4.3.4.	Outras metodologias de rateio.....	21
2.5	Considerações finais.....	22

CAPÍTULO 3 - REMUNERAÇÃO PELO USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO..... 23

3.1.	Breve histórico da TUSD	24
3.2.	Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSD	25
3.2.1.	Custo marginal de capacidade.....	27
3.2.1.1.	Custo marginal de expansão.....	28
3.2.1.1.1.	Custo Incremental Médio de Longo Prazo - CIMLP	28
3.2.1.2.	Diagrama unifilar simplificado	29
3.2.1.3.	Tipologias de cargas	30
3.2.2.	Cálculo dos itens valorados pelo custo marginal de capacidade.....	30
3.3.	TUSD aplicada a geradores conectados em redes de 138/88kV	36
3.4.	TUSD aplicada a geradores conectados em redes abaixo de 88kV.....	37
3.5.	Fontes incentivadas de energia.....	38
3.6.	Tarifas em outros países.....	39
3.7.	Considerações finais	40

CAPÍTULO 4 - PROPOSTA DE ÍNDICES DE AVALIAÇÃO DE IMPACTOS E DE INCENTIVOS TARIFÁRIOS PARA A GD CONECTADA EM REDES DE MT 41

4.1.	Índices de avaliação dos impactos.....	41
4.1.1	Índice de avaliação das perdas	42
4.1.2	Índices de avaliação do perfil de tensão em regime permanente	42
4.2	Proposta de incentivos tarifários para geradores conectados em redes com tensões inferiores a 88 kV.	45
4.2.1	Valoração do efeito da GD nas perdas do sistema de distribuição.....	46
4.2.2	Valoração do efeito da GD no perfil de tensão	47
4.3	Considerações finais	49

CAPÍTULO 5 - RESULTADOS	50
5.1 Sistema de 15 barras	51
5.1.1 Simulações iniciais.....	51
5.1.2 Descrição do caso base e casos de estudo	54
5.1.3. Resultados para o sistema de 15 barras	59
5.2 Sistema de 50 barras	62
5.2.1 Simulações iniciais.....	63
5.2.1 Descrição do caso base e casos de estudo	67
5.2.3 Resultados para o sistema de 50 barras	75
5.3 Considerações finais	78
 CAPÍTULO 6 - CONCLUSÕES E ESTUDOS FUTUROS	 81
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	83
ANEXO A	89
ANEXO B.....	90
ANEXO C.....	91

LISTA DE ABREVIACES

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa Tensão
CCC	Cota de Consumo de Combustíveis
CDE	Cota de Desenvolvimento Energético
CCEE	Câmara de Comercializao de Energia elétrica
CIRED	International Conference on Electricity Distribution Network
CIMLP	Custo Incremental Médio de Longo Prazo
CMC	Custo Marginal de Capacidade
DIT's	Demais Instalações de Transmissão
GD	Gerao Distribuída
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
LQO	Lei de Quantidade de Obras
MT	Média Tensão
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PROINFA	Programa de Incentivo a Fontes Alternativas
SIN	Sistema Interligado Nacional
TUSD	Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuio
TUSD _g	Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuio aplicada a geradores
TUST _{RB}	Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão que remunera a rede básica
TUST _{FR}	Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão que remunera o uso dos equipamentos de fronteira com a rede básica e as DIT's
RQD	Receita Requerida da Distribuio

RESUMO

Este trabalho apresenta uma avaliação e valoração dos impactos nas perdas elétricas e no perfil de tensão em regime permanente, provocados pela inclusão da geração distribuída nos sistemas de distribuição. Inicialmente, é apresentada a geração distribuída e seus principais impactos no sistema elétrico, com destaque para o efeito nas perdas, de grande importância técnica e econômica. Também é investigada a composição da tarifa de distribuição paga pelos geradores, TUSDg, sendo verificado que para redes com níveis de tensão abaixo de 88 kV, esta tarifa não leva em conta nenhum critério técnico com relação ao impacto do gerador no sistema.

Propõem-se índices de avaliação de impactos técnicos provocados pela inclusão da geração distribuída, relacionados às perdas técnicas e ao perfil de tensão em regime permanente. Esses índices permitem quantificar os efeitos e classificar os locais de conexão do gerador no sistema de distribuição em relação ao benefício proporcionado ao sistema.

Finalmente, este trabalho propõe uma modificação da tarifa aplicada aos geradores conectados em redes com níveis de tensão abaixo de 88 kV, de forma a incorporar critérios técnicos na sua composição. Os índices de avaliação propostos servem de base para a valoração econômica dos impactos causados pelos geradores distribuídos nas perdas e no perfil de tensão. A partir destes determinam-se incentivos tarifários que podem representar um desconto tarifário ou um aumento da tarifa, dependendo do efeito do gerador no sistema. As propostas são ilustradas através de resultados de simulações para dois alimentadores de distribuição de média tensão.

ABSTRACT

This work addresses the impacts caused by the introduction of embedded generation in electrical losses and steady-state voltage profile in distribution systems. The distribution systems usage tariff defined in Brazil is investigated. It is verified that, for networks with voltage levels below 88 kV, no technical criterion regarding the impacts of the generation in the system is considered in the definition of the tariff.

Initially, the technical impacts caused by introduction of embedded generation in technical losses and steady-state voltage profile are evaluated. As a consequence, performance indexes are proposed. These indexes quantify impact levels and allow classifying generation connection points in relation to the effect –benefit or damage– they provide to the system.

Finally, a modification in the composition of the distribution system usage tariff paid by embedded generators is proposed. The modification is based on the economic valuation of the impacts of the generators on system operation and is determined using the proposed indexes. Therefore, tariff incentives for distributed generators connected below 88kV that may increase or diminish tariffs, are calculated. By this way, a tariff component associated with the location of the generator is introduced. Illustrative results, obtained with two radial distribution systems, are presented.

CAPÍTULO 1

Introdução

A partir do processo de desverticalização do setor elétrico no Brasil, que estabelece a concorrência nos segmentos de comercialização e de geração de energia elétrica, tem-se verificado um aumento expressivo de investimentos em geração de pequeno porte, que podem ser denominados como geração distribuída. Muitos desses investimentos correspondem a PCH, parques eólicos e usinas de biomassa que utilizam bagaço de cana, madeira, casca de arroz e biogás. A previsão é que até 2022 essas fontes correspondam a 10% capacidade instalada no Brasil [1].

A presença de geradores nos sistemas de distribuição influencia significativamente a operação e o planejamento desses sistemas. Observam-se na literatura diversos estudos sobre o efeito da Geração Distribuída (GD) nos sistemas de distribuição em relação às correntes de curto-circuito, capacidade disponível do sistema de distribuição, nível de harmônicos, perdas elétricas e perfil de tensão em regime permanente [2-11]. Dentre estes aspectos, destaca-se o impacto provocado no perfil de tensão em regime permanente e nas perdas elétricas, de grande relevância técnica e econômica [11, 12].

1.1. Motivação

Atualmente no Brasil, o gerador remunera a distribuidora na qual está conectado pela utilização da rede de distribuição por meio da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição aplicável aos geradores (TUSDg). A aplicação dessa tarifa, segundo a legislação brasileira [13], para geradores conectados em redes com níveis de tensão abaixo de 88 kV, depende do maior nível de tensão da distribuidora local. No caso em que a concessionária opera com níveis de tensão maiores que 44kV, a tarifa de uso do sistema para a geração distribuída é igual à menor tarifa da distribuidora. Já no caso em que a distribuidora opere com níveis de tensão menores que 44kV, a tarifa da geração distribuída corresponde ao valor médio de tarifa da distribuidora. Observa-se, portanto, que não existe um critério técnico para a determinação da TUSDg, que leve em

consideração os impactos dessas unidades nas redes de distribuição relacionados ao planejamento e operação desses sistemas. Assim, ao não considerar esses impactos, cria-se uma distorção que sinaliza de forma inadequada a localização do gerador e, como consequência, estabelece-se uma barreira para a penetração de geradores nas redes de distribuição.

1.2. Objetivos

Este trabalho apresenta um estudo dos impactos da inclusão de geradores distribuídos nas perdas elétricas e no perfil de tensão em regime permanente, levando em conta a localização dos geradores nas redes de distribuição. São propostos índices de impacto que permitem classificar os pontos de conexão do gerador em relação aos efeitos nas redes de distribuição. Ainda, apresenta-se uma valoração econômica desses impactos com o objetivo de configurar um incentivo tarifário para a conexão da geração distribuída. Ilustra-se a proposta com resultados para dois sistemas de distribuição: um de 15 barras e outro de 50 barras considerando o perfil de demanda das barras e a curva de produção da unidade geradora.

1.3. Apresentação do trabalho

Esta dissertação apresenta mais cinco capítulos que seguem a seguinte organização:

- Capítulo 2: Apresenta a definição da geração distribuída no Brasil e no mundo. Apresenta também as redes do sistema elétrico brasileiro com o objetivo de apontar a localização da geração distribuída. Além disso, descrevem-se alguns impactos causados pela geração distribuída no sistema elétrico, com destaque para as perdas devido a sua grande importância técnica e econômica.
- Capítulo 3: Apresenta as componentes e a metodologia de cálculo da TUSD aplicadas a unidades de consumo e aos geradores conectados nos sistemas de distribuição.

- Capítulo 4: Apresenta a proposta de índices de classificação das possíveis barras de conexão do gerador em função dos impactos ao sistema nos aspectos perdas e perfil de tensão em regime permanente. Ainda, efetua-se a valoração destes impactos com o objetivo de definir incentivos tarifários para os geradores conectados em redes de distribuição com níveis de tensão abaixo de 88 kV.
- Capítulo 5: Apresenta os resultados da avaliação e valoração dos impactos em dois sistemas de distribuição de energia elétrica: um de 15 barras e outro de 50 barras.
- Capítulo 6: Apresenta as conclusões do estudo proposto e também algumas sugestões de trabalhos futuros.
- Referências bibliográficas.

Geração distribuída

O desenvolvimento dos sistemas elétricos de energia começou com a geração próxima ao consumidor na primeira metade do século XX. Porém, a partir da década de 40, a geração de energia elétrica em grandes centrais começou a se desenvolver muito e, devido às economias de escala o seu custo tornou-se bastante atraente. Dessa forma, a geração próxima aos centros de carga foi perdendo espaço e como consequência, o desenvolvimento tecnológico dessas unidades diminuiu [2].

A partir da crise do petróleo a partir da década de 70, o mundo se viu obrigado a procurar novas fontes alternativas de energia e, estimuladas por pesquisas, as unidades de geração próximas aos centros de carga voltaram a ganhar espaço, se tornando mais atraentes financeiramente, conforme pode ser visto na Fig. 2.1. No Brasil com o fim do monopólio da geração e a crescente demanda por energia elétrica, o desenvolvimento de novas tecnologias começou a ser estimulado pelo governo e o setor privado. Dessa forma a geração próxima aos centros de carga vem crescendo cada vez mais no Brasil.

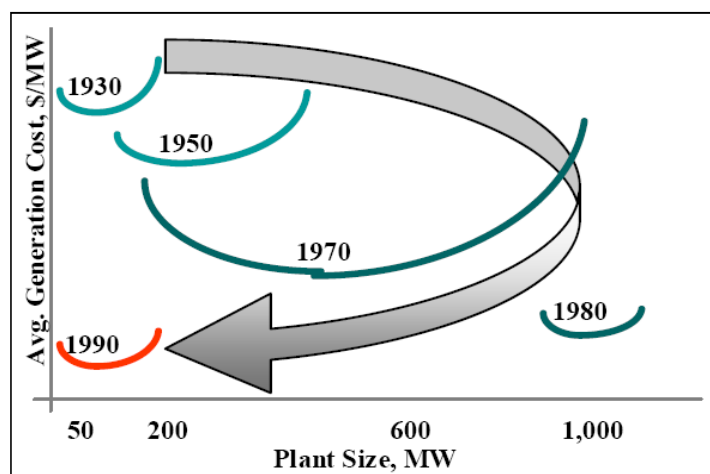


Figura 2.1 – Custo médio de uma unidade de geração [14]

Contudo, os geradores próximos aos consumidores causam alguns impactos nas redes que compõem o sistema elétrico, e podem modificar a forma de operação e planejamento do setor. Dentre os impactos, destaca-se o efeito no perfil de tensão em

regime permanente e nas perdas elétricas, de grande relevância técnica e do ponto de vista econômico.

2.1. Definição da geração distribuída

Observa-se na literatura que não existe uma definição universal para. A definição adotada varia de acordo com instituições e regiões. Em alguns países, geração distribuída é definida em função do nível de tensão da rede à qual o gerador está conectado. Em outros, a definição se refere ao sistema no qual os consumidores estão conectados e, finalmente em outros países, de acordo com a fonte primária de energia [3, 15-18].

Para o International Conference on Electricity Distribution (CIRED) a definição da geração distribuída refere-se a geradores com geração máxima de 50MW a 100MW e que não são centralmente despachados nem levados em conta no planejamento [15].

Segundo o IEEE, a geração distribuída é caracterizada pela produção de energia elétrica por unidades pequenas em relação às grandes centrais despachadas centralizadamente. Além disso, a geração distribuída, segundo essa instituição, está conectada em redes próximas aos centros de carga [3].

O INEE conceitua a geração distribuída como a geração de energia elétrica próxima ao local de consumo, e tem como características: a utilização de fontes primárias de energias renováveis ou não renováveis; a não vinculação a uma única tecnologia; a não implicação de gerações máximas e a operação descentralizada. Dessa forma, a geração distribuída, segundo o INEE, tem duas funções relevantes como fonte de energia e como reserva descentralizada. Como fonte de energia, a geração distribuída está essencialmente voltada para atender cargas que lhe são contíguas, seja para auto-consumo industrial ou predial, com ou sem produção de excedentes exportáveis, seja para suprir necessidades locais de distribuição de energia. Já com relação à reserva descentralizada, a geração distribuída assume um papel de um parque descentralizado capaz de suprir as necessidades de excesso de demanda [2].

Segundo a legislação brasileira, a geração distribuída é caracterizada pela produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos conectados diretamente

ao sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW. Também são considerados como geração distribuída os empreendimentos termelétricos, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, exceto os que utilizam biomassa ou resíduos de processo como combustível [18].

Como observado nas definições apresentadas acima, a geração distribuída localiza-se, próxima dos centros de carga (geralmente nos sistemas de distribuição), e também possui condições para desempenhar um papel importante no sistema elétrico, sendo um complemento para a geração centralizada.

2.1.1. Alguns empreendimentos de geração distribuída

Algumas tecnologias de geração distribuída merecem destaque devido à crescente participação na matriz energética do Brasil e do mundo. A seguir, serão apresentadas algumas dessas tecnologias e tipos de fontes.

2.1.1.1. Pequena Central Hidrelétrica - PCH

São pequenos aproveitamentos hidrelétricos em rios de pequeno e médio porte que possuem desníveis suficientes durante seu percurso, gerando potência hidráulica suficiente para movimentar as turbinas de um hidrogerador. Os empreendimentos hidrelétricos com potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, com área total de reservatório igual ou inferior a 3,0 km², são denominados de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) [19-21].

Geralmente, as PCH operam a fio d'água, isto é, o reservatório não permite a regularização do fluxo d'água, de forma que em períodos de seca a usina permanece ociosa. Porém, em outras situações as vazões são maiores que a capacidade de engolimento das máquinas, sendo necessário o vertimento de água. Pode-se verificar assim a não-periodicidade da geração da usina [2]. O Programa de Incentivos a Fontes Alternativas (PROINFA) em 2008 pagou 142,86 R\$/MWh às PCH em média [70].

2.1.1.2. Geradores Eólicos

A conversão da energia cinética dos ventos para a energia elétrica ocorre pelo contato do vento com as pás do cata-vento. A partir do giro das pás obtém-se a energia mecânica que aciona o rotor do aerogerador, produzindo eletricidade. A quantidade de energia elétrica a ser produzida está diretamente relacionada à densidade do ar, à área coberta pela rotação das pás e à velocidade do vento. Geralmente a produção da energia se dá com uma velocidade do vento entre 4 a 25 m/s [1, 22].

Atualmente, devido a evolução tecnológica, são produzidas turbinas que geram aproximadamente 5 MW com diâmetro de 100 metros e torres com 50 metros de altura. Porém a inserção desses empreendimentos no sistema elétrico ainda é um desafio devido a não periodicidade dos ventos e ao seu alto custo, aproximadamente 230,00 R\$/MWh, quando comparado às usinas hidrelétricas, que geram a 100,00 R\$/MWh [11]. Está previsto para o mês de novembro próximo, um leilão de energia eólica, que já conta com 441 empreendimentos inscritos, com uma oferta total de 13.000 MW, muitos deles concentrados na região nordeste [23].

2.1.1.3. Sistemas Fotovoltáicos

A conversão de energia solar para a energia elétrica pode ocorrer por meio de dois mecanismos: o heliotérmico e o fotovoltaico. No primeiro, a irradiação solar é convertida em calor que é utilizado em esquemas semelhantes ao das usinas termelétricas para a produção de eletricidade [11]. Já o gerador fotovoltaico, é formado a partir de um material semicondutor que na presença da energia solar produz um fluxo eletrônico na forma de corrente contínua. Quanto maior a intensidade de luz, maior o fluxo de energia elétrica [1].

O Brasil apresenta regiões com excelentes níveis de incidência solar, principalmente no nordeste brasileiro, sendo comparáveis às melhores do mundo. Porém, ainda, é muito tímida a participação de empreendimentos fotovoltaicos na matriz energética brasileira, com apenas uma usina em operação comercial com capacidade de 20,48 kW no estado de Rondônia [1]. Porém existem pequenas plantas piloto de geração fotovoltaica, sendo algumas enquadradas nos Sistemas Individuais de

Geração de Energia Elétrica com Fontes Incentivas (SIGFI), estabelecida pela Resolução Normativa da ANEEL nº. 83 de 20/09/2004 [68, 69]. Um dos fatores para a baixa participação dos empreendimentos que utilizam a energia solar é o seu alto custo que segundo [71], é de R\$ 3.191,78 R\$/MWh para um sistema isolado.

2.1.1.4. Usinas a Biomassa

Os empreendimentos que utilizam biomassa como fonte primária de energia fazem uso de diversos processos para a produção de energia elétrica. Dentre esses, destaca-se a combustão direta dos resíduos sólidos, a gaseificação e finalmente a reprodução artificial do processo natural de decomposição. Esses processos geram calor, que é utilizado em um processo termodinâmico para gerar a energia mecânica e logo elétrica [1, 24].

O Brasil apresenta um elevado potencial para utilização de empreendimentos de biomassa, principalmente devido à grande produção dos setores de cana de açúcar, papel e celulose, resíduos da produção de grãos e das indústrias de madeira. A fim de mostrar a importância do setor sucroalcooleiro, observa-se que a safra 2008-2009 irá produzir aproximadamente 650 milhões de toneladas de cana de açúcar, o que corresponde a uma capacidade de 19.110 MW [25]. Em 2008 o PROINFA pagou em média 114,68 R\$/MWh às usinas à biomassa [70].

2.2. Classificação dos sistemas elétricos no Brasil

No Brasil os sistemas elétricos são classificados de acordo com o nível de tensão, sendo divididos em três grandes sistemas: a rede básica, as Demais Instalações de Transmissão (DIT's) e os sistemas de distribuição.

2.2.1 Rede básica

Segundo a legislação brasileira, a rede básica compõe o ambiente de transmissão de energia elétrica, sendo integrante do SIN e é caracterizada por níveis de tensão maiores ou iguais a 230kV. Compõem a rede básica [26]:

- Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV; e
- Transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário, a partir de 1º de julho de 2004.

2.2.2. Demais Instalações de Transmissão (DIT's)

As Demais Instalações de Transmissão (DIT's) compõem o ambiente de distribuição, porém, podem apresentar tensões acima de 230 kV em algumas ocasiões, mas não participam do SIN. Compõem as DIT's [26]:

- Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em qualquer tensão, quando de uso de centrais geradoras, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou de consumidores livres, em caráter exclusivo;
- Interligações internacionais e equipamentos associados, em qualquer tensão, quando de uso exclusivo para importação e/ou exportação de energia elétrica; e
- Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em tensão inferior a 230 kV, localizados ou não em subestações integrantes da rede básica.

2.2.3. Redes de distribuição

Os sistemas de distribuição são classificados de acordo com o nível de tensão de conexão dos consumidores em dois grandes grupos tarifários, A e B, conforme mostrada a seguir [27].

- Grupo A
 - A1 – Tensão igual a 230kV,
 - A2 – Tensão entre 88 e 138kV,
 - A3 – Tensão igual a 69kV,
 - A3a – Tensão entre 30 e 44kV,
 - A4 – Tensão entre 2,3 e 25kV,
 - As - Sistema subterrâneo.

- Grupo B
 - B1 - Classe residencial e subclasse residencial baixa renda,
 - B2 - Classe rural, abrangendo diversas subclasses, como agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural e serviço público de irrigação rural;
 - B3 - Outras classes: industrial, comercial, serviços e outras atividades, poder, público, serviço público e consumo próprio;
 - B4 - Classe iluminação pública.

Os sistemas de distribuição também são classificados pelo nível de tensão das suas redes, sendo caracterizados como Baixa Tensão (BT), Média Tensão (MT) e Alta Tensão (AT), conforme é apresentado na Tabela 2.1 [28].

TABELA 2.1
CLASSIFICAÇÃO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO [28]

Tensão [kV]	Classificação
0,220/0,127	Distribuição Secundária (BT)
0,380/0,220	
13,8	Distribuição primária (MT)
34,8	
69	Subtransmissão (AT)
88	
138	

As redes de distribuição são de grande relevância neste trabalho, pois são nelas, que é realizada a análise do impacto dos geradores. Por meio da Tabela 2.2, pode-se verificar a quantidade de geradores conectados nas redes de distribuição em 2007. É verificado que existe uma grande quantidade de pequenos geradores conectados nos grupos A3, A3a e A4.

TABELA 2.2
GERADORES CONECTADOS NO AMBIENTE DE DISTRIBUIÇÃO EM 2007 [29]

Grupo	Quantidade	Potência instalada [MW]	% Potência instalada
A1 (=230 kV)	1	420	3,22
A2 (88 a 138 kV)	121	10.826,24	78,87
A3 (69 kV)	89	1.590,26	12,19
A3a (30 a 44 kV)	70	380,63	2,92
A4 (2,3 a 25 kV)	128	364,56	2,80
Total	409	13.041,68	100

2.3. Impacto da geração distribuída nos sistemas elétricos

Com os grandes benefícios verificados pela geração centralizada, os sistemas de distribuição foram desenvolvidos para captar potência das subestações e dividi-la entre os consumidores. Dessa forma o fluxo de potência trafega dos níveis mais altos de tensão para os mais baixos, fazendo com que a rede de distribuição seja um elemento “passivo” [6].

Com a introdução dos geradores no sistema de distribuição verifica-se uma mudança do sentido de fluxo principalmente quando a geração é maior que a carga, ou

seja, o fluxo poderá trafegar no decorrer de um dia em qualquer sentido, fazendo com que a rede de distribuição passe a ser um elemento “ativo” [6].

A mudança no sentido do fluxo nos sistemas de distribuição acarreta sérias consequências técnicas e econômicas no nível de operação e planejamento desses sistemas. Essas consequências são analisadas com o objetivo de verificar a viabilidade técnica da conexão das unidades de geração nos sistemas de distribuição.

Um grande problema se dá quando empreendimentos relativamente grandes de geração se conectam em redes muito fracas, sendo necessário reforçar essas redes. No Brasil, quando são necessários reforços nas redes de distribuição cabe a distribuidora local realizá-los [8]. Além desse, outro grande problema está relacionado à forma de despacho dessas unidades geradoras, que é feito de uma forma descentralizada, o que pode acarretar sérios problemas operativos para o sistema de distribuição. As principais variações nas redes de distribuição causadas pela GD que impactam a operação e planejamento desses sistemas são [2-11]:

- Nível de curto-circuito e proteção;
- Estabilidade;
- Capacidade disponível;
- Perdas elétricas;
- Perfil de tensão em regime permanente.

Além desses impactos, observa-se que a GD impacta outras redes e pode interferir na geração centralizada. Os impactos dependem de alguns fatores, tais como a localização da GD no sistema de distribuição, nível de geração, tecnologias específicas, etc. [2-11, 30]. Dependendo de seu efeito, esses impactos podem ser configurados como benefício ou dano para o sistema. Este trabalho analisa os aspectos relacionados a perdas elétricas e perfil de tensão em regime permanente.

2.3.1. Perdas elétricas

As perdas nos sistemas elétricos estão diretamente vinculadas à distribuição do fluxo de potência das redes que compõem esses sistemas. A presença dos geradores altera a distribuição do fluxo, alterando assim as perdas. A variação das perdas na presença de geradores depende de vários fatores como: a localização do gerador, a relação entre o nível de geração e a carga do sistema e a topologia da rede na qual o gerador está conectado [4-7, 9].

No sistema apresentado na Fig.2.2, as perdas variam de acordo com expressão (2.1), onde R é a resistência do condutor e I a corrente que percorre o condutor [17, 22].

$$P_{loss} = R \cdot I^2 \quad (2.1)$$

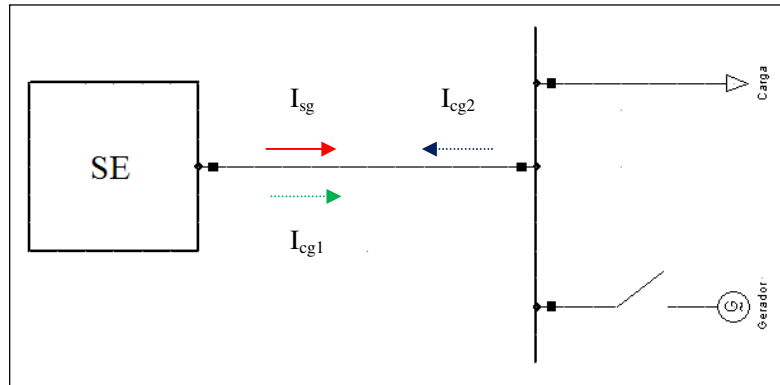


Fig. 2.2 - Circuito de distribuição, com e sem a presença da GD.

Na Fig. 2.2 podemos observar três situações. A primeira corresponde ao caso do gerador não conectado ao sistema (I_{sg}). A segunda ao gerador conectado ao sistema e com um nível de geração menor que a carga (I_{cg1}). Finalmente, a terceira situação também considera o gerador conectado ao sistema, porém operando com um nível de geração maior que a magnitude da carga (I_{cg2}). Claramente, as correntes na linha que conecta a subestação ao gerador e carga são diferentes nas três situações. Dessa forma, a expressão (2.1) permite observar a variação das perdas devidas à inclusão do gerador no sistema. Em função do importante impacto econômico das perdas elétricas, o item 2.5

detalha alguns aspectos técnicos e regulatórios no sistema elétrico brasileiro associados às perdas.

2.3.2. Perfil de tensão em regime permanente

Ao longo das redes de distribuição verifica-se quedas de tensões que dependem da impedância dessas redes e do fluxo de potência que circula nessas linhas. Dessa forma, cada concessionária de energia elétrica deve fornecer a seus consumidores tensões em níveis dentro de limites especificados. No Brasil, a resolução normativa da ANEEL nº. 505 define o nível de tensão adequado [31]. Essa resolução estabelece os níveis de tensão adequado, precário e crítico que variam de acordo com a tensão da rede considerada, conforme pode ser observado no ANEXO A. A Fig. 2.3 mostra o perfil de tensão e a faixa de variação permitida de tensão sem a presença da GD em um circuito radial.

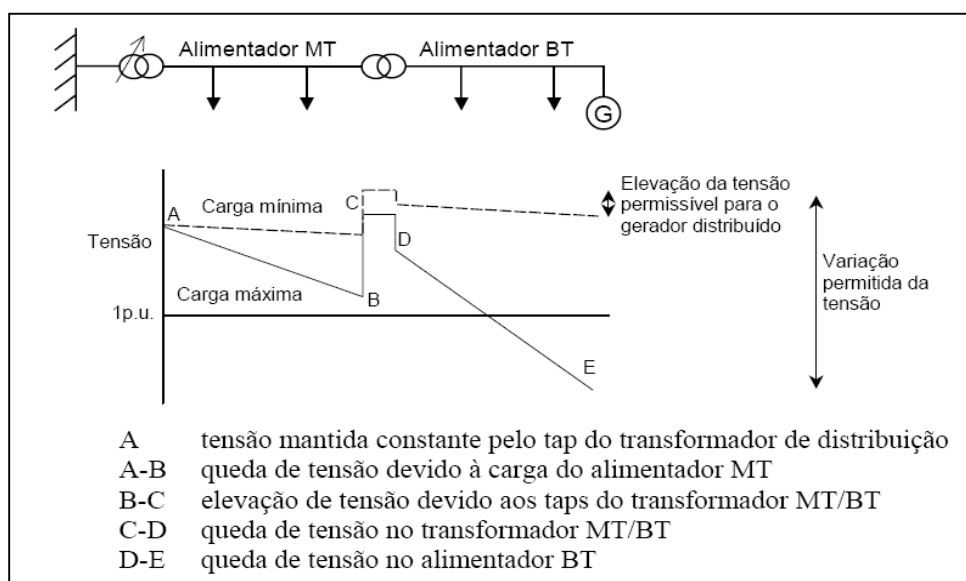


Figura. 2.3 - Variação do perfil de tensão em uma rede radial [9].

A inserção da GD nos sistemas de distribuição altera substancialmente os perfis de tensões da rede, devido à mudança dos fluxos ativos e reativos nesses sistemas [9, 11]. Dessa forma, o perfil de tensão em regime permanente é um fator determinante na análise de viabilidade técnica de inserção dos geradores nas redes de distribuição, pois

deve-se garantir que sua operação não viole níveis de tensões estabelecidos no ramal em que está conectado [9-11]. A pior situação analisada é quando se verifica geração máxima nos períodos de carga mínima, quando pode ocorrer transgressão do limite superior de tensão estabelecido, como mostra a Fig. 2.3. A expressão 2.2 apresenta a variação de tensão ao longo da linha de distribuição quando a GD é introduzida nesse sistema [9, 11].

$$\Delta V \approx \frac{(R \cdot P + X \cdot Q)}{V_{gen}} \quad (2.2)$$

Onde:

V_{gen} é a tensão do gerador no ponto de conexão.

Contudo a GD pode melhorar o perfil de tensão em regime permanente fazendo com que o sistema opere com tensões maiores, desde que dentro do limite permitido. Esse fato constitui um benefício ao sistema, pois para um aumento de carga do sistema a tendência de violação dos limites de tensão estabelecidos é menor [9, 11].

2.3.3. Capacidade disponível

Com a introdução da GD, pode-se aumentar a capacidade disponível da rede de distribuição, possibilitando a entrada de novos consumidores, permitir o aumento de carga dos clientes já existentes ou postergar investimentos na ampliação dessa rede a fim de atender o futuro crescimento da demanda [2, 6, 9, 10].

2.3.4. Influência nas redes que alimentam o sistema de distribuição e na geração centralizada.

A geração conectada nas redes de distribuição altera os fluxos de outras redes que a alimentam. Dessa forma, pode ocorrer uma variação das perdas elétricas nas redes

que alimentam os sistemas em que se encontra a GD. Também é verificado que os investimentos em expansão desses sistemas, que podem ser de âmbito da própria distribuição ou transmissão, poderiam ser postergados [2, 5, 6].

Existe uma importante troca de benefícios entre a geração distribuída e a centralizada, onde cada uma pode dar suporte à outra. Enquanto a geração centralizada, por suas condições específicas, pode cobrir desligamentos emergenciais ou programados dos geradores distribuídos, esses têm condições de prestar ao sistema os “serviços ancilares”. Além disso, devido ao fato da geração distribuída poder reduzir as perdas no sistema, a potência requerida dos geradores centralizados pode diminuir [2].

2.4. Perdas: aspectos regulatórios

Devido a sua grande importância econômica e técnica as perdas de energia impactam diretamente aspectos ligados a eficiência do sistema elétrico. Entretanto as perdas ocorrem em diferentes pontos do sistema elétrico e apresentam naturezas distintas sendo necessária uma classificação de acordo com esses quesitos.

2.4.1. Classificação das perdas

As perdas são classificadas de acordo com a sua natureza de ocorrência sendo denominadas de perdas técnicas e não técnicas. As perdas técnicas se referem ao montante de energia dissipada entre o suprimento e o ponto de entrega, decorrente das leis físicas relativas aos processos de transporte da energia. Já as perdas não técnicas são decorrentes de desvios de energia, fraude e erro nos processos de faturamento associados à gestão comercial da concessionária de distribuição. A soma das perdas técnicas e não técnicas são denominadas de perdas globais [12, 32].

As perdas também são classificadas pelo local de ocorrência no sistema elétrico no âmbito da distribuição ou da transmissão. As perdas técnicas e não técnicas verificadas na rede básica são denominadas de “perdas na rede básica”. Já as “perdas nos sistemas de distribuição” são compostas pelas seguintes perdas [13]:

- Perdas na rede básica: correspondem às perdas nos sistemas de transmissão relativas à energia fornecida para o sistema de distribuição;
- Perdas técnicas: correspondem às perdas no transporte da energia na rede de distribuição; e
- Perdas não técnicas: correspondem à parcela de energia consumida e não faturada pela concessionária de distribuição, devido a irregularidades no cadastro de consumidores, na medição e nas instalações de consumo.

2.4.2. Impacto das perdas

As perdas elétricas no mundo variam de acordo com o nível de desenvolvimento das regiões conforme pode ser verificado pela Fig. 2.4. No Brasil as perdas globais (técnicas e não-técnicas) nos sistemas de distribuição e transmissão representam aproximadamente 18,6% da energia gerada, onde o nível de perdas técnicas pode chegar até aproximadamente 10% [12]. Segundo dados da ANEEL, em 2005 as perdas nos sistemas de distribuição corresponderam a 46,904 GWh de energia gerada, o que corresponde a aproximadamente R\$ 11 bilhões, pagos pela sociedade brasileira [33].

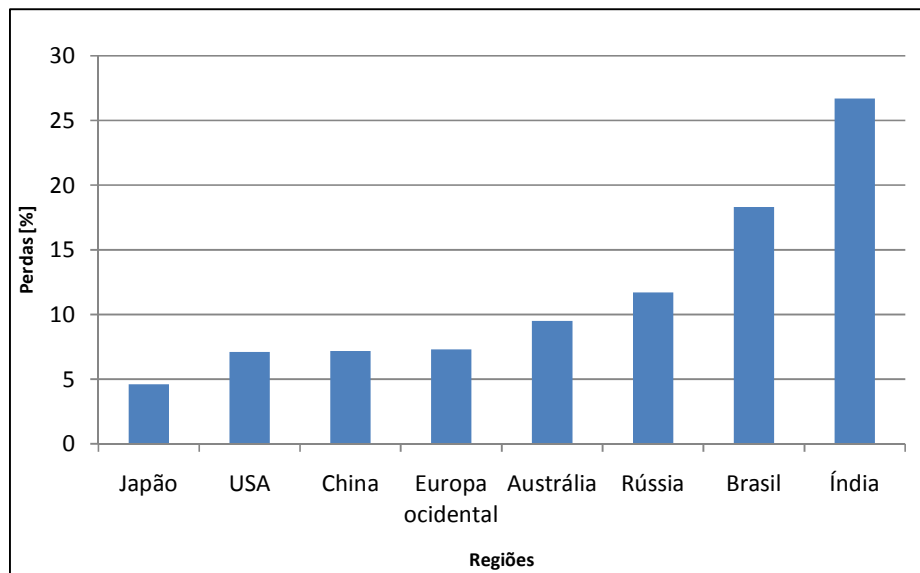


Figura 2.4 – Perdas na transmissão e Distribuição em alguns países do mundo [30].

2.4.3. Forma de rateio das perdas nos sistemas elétricos

A partir da publicação do decreto nº. 4.562 de 2002, as perdas passaram a ter um novo tratamento regulatório, sendo incluídas nas tarifas de energia elétrica [34]. Assim foi necessária uma maior transparência na forma de divisão das perdas no sistema elétrico brasileiro. A seguir são listadas as formas de rateio atual das redes que compõem o sistema elétrico do Brasil.

2.4.3.1. Rateio das perdas na rede básica

Na rede básica as perdas são alocadas igualmente entre carga e geração, ou seja, 50% do total de perdas são de responsabilidade do segmento de geração e os outros 50% são de responsabilidade das cargas [35-37].

Através do rateio das perdas, garante-se que a geração efetiva total do sistema coincida com a sua carga efetiva total do sistema. O ponto virtual onde as perdas entre os produtores e consumidores se igualam é denominado centro de gravidade, e corresponde ao ponto de cada submercado, no qual são consideradas todas as vendas e compras de energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A existência deste ponto virtual torna possível a comparação entre as medições realizadas em diferentes pontos reais do sistema elétrico [36, 37].

Para determinação das perdas, é contabilizada toda a energia gerada efetivamente e o consumo efetivo na rede básica. Logo em seguida esses valores são subtraídos, sendo assim determinadas as perdas totais desse segmento, conforme verificado em (2.3). Em seguida são determinados os fatores de perdas para a carga e geração indicados em (2.4) e (2.5) respectivamente, onde metade da energia perdida na rede básica é adicionada à carga e a outra metade é subtraída da geração [35-37].

$$P_t = G_{ef} - C_{ef} \quad (2.3)$$

$$Fpg = \frac{\left(\frac{Pt}{2}\right)}{Gef} \quad (2.4)$$

$$Fpc = \frac{\left(\frac{Pt}{2}\right)}{Cef} \quad (2.5)$$

Os fatores de perdas sinalizam a participação de cada agente da rede básica nas perdas desse sistema, e devem ser coerentes com os seguintes princípios [35-37]:

- A magnitude relativa dos fatores de perda aplicados aos diferentes pontos de medição deve refletir a forma de alocação das perdas liquidadas, ou seja, 50% do total para as gerações e 50% para os consumos dos agentes, rateadas de forma proporcional para cada tipo de medição;
- As magnitudes reais dos fatores de perda deverão ser tais que, quando aplicadas aos valores reais de geração e consumo, elas, em conjunto, determinarão o nível de perdas relacionado ao sistema de transmissão da rede básica.

Finalmente, é determinado o montante de perdas no centro de gravidade para cada agente de acordo com as expressões (2.6) e (2.7). A Figura 2.5 ilustra o centro de gravidade.

$$Gcg = Gef \cdot Fpg \quad (2.6)$$

$$Ccg = Cef \cdot Fpc \quad (2.7)$$

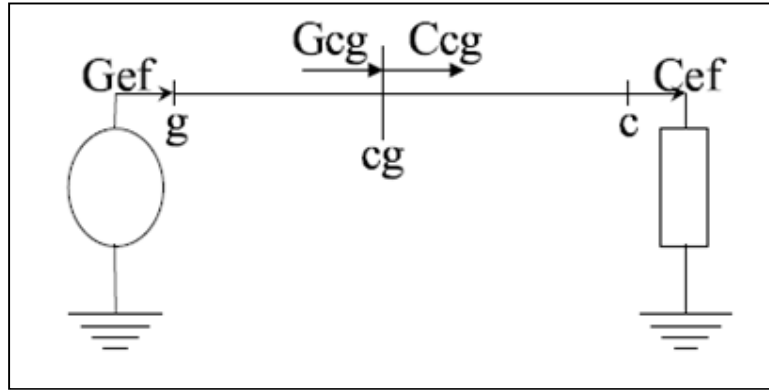


Figura 2.5 – Centro de Gravidade

Além disso, outras observações são feitas com relação ao ponto de conexão dos agentes na rede básica, conforme é definido a seguir.

Os ativos de geração e consumo que estiverem vinculados a uma mesma conexão na rede básica participam do rateio de perdas da seguinte forma [36, 37]:

- Quando o volume de geração é superior ao consumo, o(s) ativo(s) de geração participa(m) do rateio das perdas na rede básica apenas com a quantidade de geração remanescente, ou seja, a energia efetivamente disponibilizada na rede básica, depois de atendido todo o consumo localizado na mesma conexão. Neste caso, o(s) ativo(s) de consumo não participa(m) do rateio de perdas da rede básica.
- Quando o volume de geração é inferior ao consumo, o(s) ativo(s) de geração não participa(m) do rateio de perdas da rede básica. Logo, o(s) ativo(s) de consumo participa(m) apenas com a quantidade remanescente de energia consumida, ou seja, a energia efetivamente obtida da rede básica.

2.4.3.2. Rateio das perdas nas DIT's

As perdas das instalações compartilhadas serão rateadas proporcionalmente entre os pontos de medição dos agentes envolvidos, de acordo com o sentido do fluxo de energia verificada nestes pontos conforme os seguintes casos [36, 37]:

- Fluxo líquido de energia entrando na instalação compartilhada ou DIT's compartilhada: as perdas são rateadas proporcionalmente entre os pontos de medição de consumo dos agentes envolvidos; e
- Fluxo líquido de energia em direção a rede básica ou rede de distribuição: rateio de perdas entre os pontos de geração dos agentes envolvidos.

2.4.3.3. Rateio das perdas nas redes de distribuição

As perdas nas redes de distribuição são rateadas através da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD), que é baseada nos custos marginais de capacidade, conforme será visto no Capítulo 3 [13].

2.4.3.4. Outras metodologias de rateio

Além das formas de rateio das perdas supracitadas existem outras metodologias aplicáveis a sistemas de transmissão e distribuição que são utilizadas no mundo. Dentre elas se destacam os métodos baseados na técnica incremental, na participação proporcional e os baseados na teoria de circuitos elétricos.

A alocação de perdas utilizando o método dos procedimentos incrementais se baseia na mudança das perdas totais produzidas através da variação incremental de injeção de potência em cada barra. Estudos detalhados podem ser encontrados em [7, 38].

A metodologia baseada na participação proporcional leva em consideração o princípio da divisão proporcional, em que considera a topologia da rede. Nesse método é considerada a influência de cada barra para a formação do fluxo [39, 40].

A idéia central da metodologia baseada na teoria de circuitos elétricos é distribuir as perdas do sistema entre as barras do circuito a partir da solução do fluxo de potência. Estudos detalhados sobre essa metodologia podem ser encontrados em [41, 42].

2.5 Considerações finais

Neste capítulo foi apresentada a definição da geração distribuída, bem como a descrição de alguns dos tipos de empreendimentos. Também foram classificadas as redes que compõem o sistema elétrico a fim de mostrar a localização das unidades de geração distribuída. Além disso, foram mostrados os impactos dos geradores nos sistemas de distribuição, que são relevantes nesta dissertação. Dentre esses, destaca-se as perdas elétricas pela sua grande importância técnica e econômica para o sistema elétrico. Por fim, foram apresentadas de uma forma geral as formas de rateio das perdas nas redes do sistema elétrico no Brasil e algumas metodologias para alocação de perdas discutidas no mundo. O capítulo seguinte apresenta as tarifas pagas pelos agentes devido à utilização do sistema de distribuição e detalha o rateio das perdas no Brasil.

Remuneração pelo uso do sistema de distribuição

Com o estabelecimento da competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica devido à reestruturação do setor elétrico no Brasil, foi necessário garantir o livre acesso dos agentes aos sistemas de transmissão e distribuição. Tal acesso é concedido aos agentes mediante o pagamento devido à utilização dos sistemas de distribuição e transmissão. Os referidos agentes podem ser os concessionários, permissionários, autorizados ou os consumidores livres.

Os concessionários, permissionários e os autorizados podem ser caracterizados como comercializadores, produtores independentes ou autoprodutores de energia elétrica, sendo que os dois últimos podem ser enquadrados como geração distribuída, que é o motivo do nosso trabalho. Já os consumidores livres são todos aqueles consumidores que fazem a opção em adquirir energia de outras fontes diferentes da concessionária na qual estão conectados. Dessa forma, para o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão são aplicadas duas parcelas: uma referente à conexão e outra devido à utilização dos sistemas aos quais estão conectados.

A parcela relativa à conexão é determinada no CCT (Contrato de Conexão à Transmissão) no caso da transmissão e CCD (Contrato de Conexão à Distribuição) para o caso da distribuição. Já com relação à utilização dos sistemas é estabelecido o CUST (Contrato de Uso dos Sistemas de Transmissão) para o caso da transmissão e o CUSD (Contrato de Uso dos Sistemas de Distribuição) para o caso da distribuição. Nesses contratos de uso são estabelecidos os montantes máximos de potência consumida (no caso de unidades de consumo) ou fornecida (no caso de geradores) em MW conhecidos como MUST (Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão) o caso da transmissão e o MUSD (Montante de Uso dos Sistemas de Distribuição) para o caso da distribuição. Tais montantes são multiplicados pela tarifa de uso desses sistemas, no caso da transmissão a TUST (Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão) e no caso da distribuição a TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição), sendo assim determinados os encargos dos sistemas de transmissão ou distribuição, $MUST \times TUST$ ou $MUSD \times TUSD$, respectivamente.

A TUST e TUSD (motivo do nosso trabalho) são estabelecidas pela ANEEL de acordo com metodologias específicas para cada tipo de sistema, conforme será visto posteriormente para o caso da TUSD. Além das tarifas de acesso ao sistema citadas acima, os agentes pagam uma parcela relativa ao consumo de energia elétrica (para o caso das unidades de consumo) ou recebem (para o caso das unidades de geração) em R\$/MWh.

3.1. Breve histórico da TUSD

A partir da publicação da Lei nº. 9.074 de 7 de julho de 1995 [43] é assegurado aos fornecedores e respectivos consumidores o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de concessionários públicos mediante o ressarcimento do custo de transporte envolvido. Essa lei estabelece a liberdade de acesso aos usuários ao sistema elétrico brasileiro. Nesse sentido, são aprovadas as resolução nº. 281 [44] e 286 [45], ambas de 1 de outubro de 1999, que estabelecem as condições gerais de contratação do acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica e a forma de tarifação dos agentes. Contudo, era necessário criar uma metodologia para o cálculo da TUSD, que foi estabelecida com aprovação da Resolução nº. 594 de 21 de dezembro de 2001 [46].

Com a aprovação do decreto nº. 4.562 de 31 de dezembro de 2002 [34], é estabelecido que na definição do valor das tarifas para os contratos de conexão e de uso dos sistemas de transmissão ou distribuição, sejam consideradas as parcelas apropriadas dos custos de transporte e das perdas de energia elétrica, bem como os encargos de conexão e os encargos setoriais de responsabilidade do segmento de consumo. Dessa forma, foi necessária uma adequação da TUSD, sendo aprovada a Resolução nº. 152 de 03 de abril de 2003 [47], que alterou a metodologia da resolução nº. 594. A metodologia de cálculo da TUSD, estabelecida pela Resolução nº. 152 incorporou novas regras para o cálculo da receita a ser requerida pela distribuidora, sendo segregada em três componentes: Componente Fio, Componente Encargo e Componente rede básica.

Após a Audiência Pública nº. 047/2004 onde foram coletadas algumas propostas para a Nota Técnica nº. 302 [48], foi aprovada a Resolução Normativa nº. 166 de 10 de outubro de 2005 [13], que estabelece as disposições sobre a TUSD. Esta resolução

estabelece uma nova estrutura para a TUSD, aplicada a unidades consumidoras e algumas unidades de geração (TUSDg), que será apresentada a seguir. Também será apresentada a TUSDg aplicada a geradores conectados nos níveis de tensão de 138/88kV estabelecida pela Resolução Normativa nº. 349 [49]. Além disso, também será apresentada a legislação relativa às chamadas “energias incentivadas”, que estabelece descontos tarifários para determinado tipo de geradores.

3.2. Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSD

A Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição tem a função precípua de recuperar a receita da distribuidora, que é definida pela ANEEL, e deve fornecer sinal econômico adequado para a utilização racional dos sistemas de distribuição [33].

A TUSD é aplicada a consumidores cativos da concessionária, a consumidores livres, a outras distribuidoras que acessam os sistemas de distribuição da concessionária e a geradores conectados a concessionária.

A receita a ser recuperada pela concessionária, definida pela ANEEL se dá por meio dos itens listados abaixo que compõem a estrutura da TUSD [13].

- | | | |
|--|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> • Custo relativo ao pagamento da $TUST_{RB}$; • Custo relativo ao pagamento da $TUST_{FR}$; • Custo com a conexão às instalações da Rede Básica; • Custo com o uso da rede de distribuição de outras concessionárias; • Perdas elétricas na rede básica; | } | FIO A |
| <ul style="list-style-type: none"> • Remuneração dos ativos de distribuição de energia elétrica; • Quota de reintegração dos ativos em decorrência da depreciação; | } | FIO B |
| <ul style="list-style-type: none"> • Custo operacional; • Quota da Reserva Global de Reversão – RGR; • Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE; • Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética; • Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS; • Perdas técnicas; | } | Encargos
do Serviço
de
Distribuição |

- Perdas não-técnicas;
- Conta de Consumo de Combustíveis (CCC);
- Conta de Desenvolvimento Energético (CDE); e
- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA).

O conjunto de itens que formam a componente FIO A têm a função de recuperar os custos da concessionária com o uso das redes de terceiros, ou seja, essa parcela cobre os custos com o transporte de energia até a fronteira da rede de distribuição da concessionária.

Os itens formadores da componente FIO B recuperam os custos do serviço prestado pela distribuidora, ou seja, remunera a infra-estrutura da rede de distribuição da concessionária à qual o consumidor livre, cativo ou gerador está conectado.

Os quatro itens que compõem a parcela Encargos do Serviço de Distribuição são contribuições setoriais para o desenvolvimento do setor elétrico e serviços vinculados a distribuição. A quota de Reserva Geral de Reversão tem a finalidade de fomentar a expansão do setor elétrico. Já o item P&D e Eficiência Energética promovem pesquisas relacionadas à eletricidade e ao uso sustentável dos recursos naturais. Por fim, as Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica e contribuição para o ONS, provem recursos para o funcionamento da ANEEL e ONS respectivamente [13, 50].

Os itens Perdas Técnicas e Perdas não-técnicas recuperam os custos das perdas de natureza técnica e não-técnica verificados no sistema de distribuição, nos níveis de tensão abaixo de 138 kV. A Conta de Consumo de Combustíveis subsidia a geração térmica no sistema isolado localizado na região norte do país. A Conta de Desenvolvimento Energético promove recursos para a universalização do sistema de distribuição e subsidia consumidores de baixa renda. Por fim o PROINFA subsidia as fontes alternativas de energia [13, 50].

Os itens CCC, CDE e PROINFA são valorados em R\$/MWh e são determinados pela razão entre o custo total de cada programa e o mercado total de energia. O PROINFA não considera no mercado total a energia consumida nos sistemas isolados e nem a energia consumida pelos consumidores da subclasse residencial de baixa renda com consumo inferior a 80 kWh/mês.

Os itens formadores da componente FIO A são valorados em R\$/kW, através de uma componente tipo tarifa selo. São determinados os custos de todas as componentes e

logo em seguida divide-se esse valor pela demanda total da concessionária, encontra-se assim uma componente em R\$/kW.

Os itens da componente Fio B, perdas técnicas, encargos do serviço de distribuição com exceção do item contribuição para o ONS, são valorados em R\$/kW, são ponderados pelo custo marginal de capacidade, que a seguir será detalhado. O item contribuição para o ONS é valorado por meio de uma componente tipo tarifa selo em R\$/kW.

As perdas não-técnicas são valoradas em R\$/kW e R\$/MWh. É calculado o valor total das perdas não técnicas em R\$. A seguir calcula-se o percentual desse valor sobre o valor em R\$ de cada item que compõe a estrutura da TUSD listada acima. O valor em percentual encontrado é aplicado sobre os itens listados acima já calculados em R\$/kW e R\$/MWh. Finalmente pelo somatório das componentes encontradas em cada item, encontra-se um valor total das componentes perdas não-técnicas em R\$/kW e R\$/MWh.

3.2.1. Custo marginal de capacidade

Os custos marginais de expansão são determinados por faixa de tensão, e possuem valores aplicáveis às demandas de potência ativa, para os postos tarifários ponta e fora da ponta, e ao consumo mensal de energia elétrica. O custo marginal de capacidade reflete a contribuição do cliente-tipo na formação da demanda máxima da rede. Estes custos são calculados para os postos tarifários definidos em cada concessionária [51].

A definição desses custos é baseada nos custos marginais de expansão e na responsabilidade do consumidor na expansão da rede. Para a obtenção desses custos são necessárias as seguintes informações [51]:

- Custos marginais de expansão,
- Diagrama unifilar simplificado,
- Tipologias de carga e instalações de transmissão.

3.2.1.1. Custo marginal de expansão

Para o cálculo dos custos de expansão podem ser utilizados [51]:

- Método baseado em Custos Incrementais Médios de Longo Prazo (CIMLP) obtidos a partir de um estudo minucioso de planejamento de expansão,
- Lei de Quantidade de Obras (LQO), obtida a partir de dados históricos de agregados de obras e consumo.

Devido ao fato da ANEEL utilizar os CIMLP iremos detalhá-los a seguir.

3.2.1.1.1. Custo Incremental Médio de Longo Prazo - CIMLP

A determinação dos Custos Incrementais Médios de Longo Prazo (CIMLP) leva em consideração o custo de investimentos, o horizonte de tempo do investimento e o incremento de demanda da seguinte forma [51]:

- Uma vez selecionado um plano de investimentos em um horizonte de planejamento, são estimados os valores anuais de despesas relacionadas com estes investimentos. Esta estimativa é obtida determinando o valor anual do investimento previsto em um ano, durante a vida útil do equipamento, a uma taxa de remuneração que contemple as despesas de financiamento (DF), as taxas de depreciação dos ativos (DEP) e uma taxa anual de despesas operacionais (O&M). Dessa forma, tem-se uma aproximação das despesas totais anuais (DT_i) a partir dos investimentos propostos;
- De posse das despesas totais anuais e da evolução do crescimento de carga, relacionam-se essas despesas ao incremento de demanda máxima de energia elétrica (Dmt). O custo incremental médio de longo prazo é obtido ano a ano, através da relação das despesas sobre o incremento de demanda e é apresentado em (3.1).

$$CIMLP = \frac{\sum_t \frac{DT_t}{(1+TMA)^t}}{\sum_t \frac{Dm_t}{(1+TMA)^t}} \quad (3.1)$$

Onde:

TMA é a taxa mínima de atratividade de cada empresa,

t é o tempo em anos.

Apesar dos valores serem específicos de cada empresa a ANEEL estipulou valores fixos do CIMLP que são aplicáveis a todas as empresas, através de um tratamento estatístico. A justificativa para essa fato é impedir que a tarifa incorpore distorções decorrentes de especificidades de cada empresa e inconsistências nos dados fornecidos pelas empresas. A Tabela 3.1 apresenta os valores do CIMLP utilizado no segundo ciclo tarifário.

TABELA 3.1
CIMLP UTILIZADO NO SEGUNDO CICLO TARIFÁRIO [52]

Subgrupo / Grupo	CIMLP [R\$/kW]
A2	29,13
A3	35,56
A3a	36,63
A4	41,15
B	57,10

3.2.1.2. Diagrama unifilar simplificado

O diagrama unifilar simplificado na condição de carga máxima é utilizado para determinar a proporção de fluxo verificada para cada nível de tensão. Nesse diagrama

não são consideradas as perdas técnicas e não técnicas verificadas no sistema a ser analisado [51].

3.2.1.3. Tipologias de cargas

Com o objetivo de determinar as demandas teóricas responsáveis pelas ampliações e custos dos sistemas de distribuição são determinadas as tipologias de cargas do sistema, que representam a totalidade dos consumidores e instalações de transformação de tensão do sistema da concessionária.

As tipologias são obtidas através de medições, onde são utilizadas técnicas de amostragem probabilística na definição de uma amostra representativa do universo de consumidores e das instalações de transformação de tensão. Em cada amostra são encontradas três curvas de carga característica, referentes a um dia útil, a um sábado e a um domingo. Essas curvas são agregadas através da técnica de agrupamento estatístico conhecida como “cluster analysis”. Essa técnica segrega um conjunto de curvas em subconjuntos em que as curvas apresentem alguma semelhança. Ao fim da análise, cada subconjunto corresponderá a uma única tipologia. Assim, os clientes-tipo são ajustados ao mercado anual do subgrupo tarifário, classe ou faixa de consumo que eles representam. Da mesma forma, as redes-tipo são ajustadas ao consumo anual das instalações de transformação que elas representam [51, 53].

3.2.2. Cálculo dos itens valorados pelo custo marginal de capacidade

Conforme citado anteriormente os custos marginais de capacidade possuem valores para os postos tarifários ponta e fora da ponta para cada faixa de tensão. As expressões (3.2) e (3.3) apresentam como é realizado o cálculo desse custo para um cliente-tipo j conectado no nível de tensão V_0 [53].

$$CMC(ponta, j) = \sum_{i=V_0}^{138kV} CIMLP(i) \cdot \phi\left(i, V_0\right) \cdot R(ponta, j, i) \quad (3.2)$$

$$CMC(fponta, j) = \sum_{i=V_0}^{138kV} CIMLP(i) \cdot \phi(i, V_0) \cdot R(fponta, j, i) \quad (3.3)$$

Onde:

ϕ é o fator de proporção de fluxo,

R é fator de responsabilidade de potência.

O fator de proporção de fluxo (ϕ) indica a parcela de utilização de nível de tensão i para o atendimento da carga conectado no nível V_0 . Esse fator é obtido por meio do diagrama unifilar simplificado e a sua utilização se dá pelo fato de que 1kW solicitado em um nível de tensão não necessariamente passa por todos os níveis a montante. Esse fator expressa a proporção da potência solicitada de um nível de tensão a montante em relação à potência total solicitada para o nível de tensão analisado. De acordo com a Fig. 3.1 pode-se calcular o fator de proporção de fluxo de um cliente BT em relação ao nível 13,8 kV da seguinte forma: $9,13/(9,13+6,09) = 0,5999$.

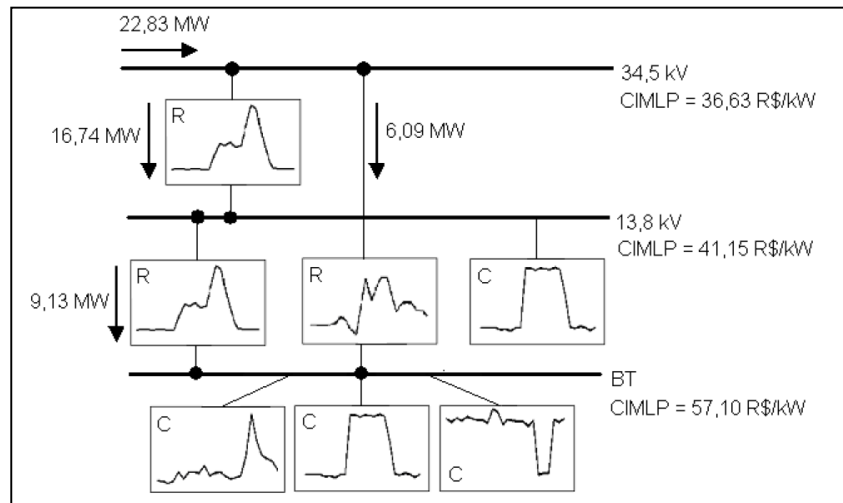


Figura 3.1 – Diagrama unifilar

As expressões (3.4) e (3.5) mostram a responsabilidade de potência do cliente j nas demandas dos postos tarifários ponta e fora de ponta do nível de tensão i , respectivamente [53].

$$R(ponta, j, i) = \left(1 + f_i\right) \cdot \sum_{h \in \text{ponta}} \pi(i, j, h) \cdot P(j, h) \quad (3.4)$$

$$R(fponta, j, i) = \left(1 + f_i\right) \cdot \sum_{h \in fponta} \pi(i, j, h) \cdot P(j, h) \quad (3.5)$$

Onde:

f são os fatores de perdas acumuladas desde o ponto de conexão do cliente até o nível de tensão i a montante,

$\pi(i, j, h)$ é o fator de probabilidade de associação do cliente com as demandas de ponta de cada uma das redes,

P é o fator de coincidência do cliente-tipo j com a demanda de ponta, em uma hora h , das redes que atendem o nível i ,

h é o conjunto de horas de demanda de ponta das redes que atendem o nível i .

Por meio da Fig. 3.2 é exemplificado o cálculo do fator de probabilidade.

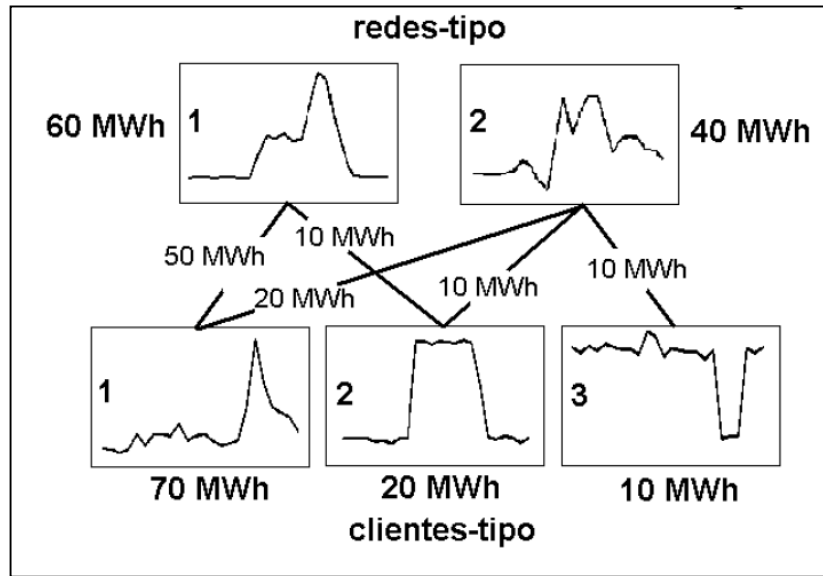


Figura 3.2 – Nível de tensão com três clientes atendidos por duas redes

Cada tipologia está associada com uma parcela do mercado total de 100 MWh. A partir destes valores é fácil determinar as participações das redes (α 's) e clientes (λ 's) no mercado do nível de tensão, conforme mostra a Tabela 3.2 [53].

TABELA 3.2
FATORES DE PARTICIPAÇÃO

Redes	$\alpha_1 = 60/100$	$\alpha_2 = 40/100$	
Cientes	$\lambda_1 = 70/100$	$\lambda_2 = 20/100$	$\lambda_3 = 10/100$

Admitindo que sejam conhecidos os fluxos de energia entre as tipologias de clientes e redes, pode-se determinar a parcela (β) da energia de cada rede-tipo que é destinada a cada cliente-tipo, conforme mostra a Tabela 3.3.

TABELA 3.3
FATOR β

β	Rede tipo 1	Rede tipo 2
Cliente tipo 1	$\beta_{11} = 50/60$	$\beta_{12} = 20/40$
Cliente tipo 1	$\beta_{21} = 10/60$	$\beta_{22} = 10/40$
Cliente tipo 1	$\beta_{31} = 0$	$\beta_{32} = 10/40$

A expressão (3.6) mostra a probabilidade de associação de um cliente-tipo j com uma rede-tipo k .

$$\pi_{k,j} = \frac{\alpha_k \cdot \beta_{jk}}{\sum_{w \in \Omega} \beta_{jk} \cdot \alpha_w} \quad (3.6)$$

Onde:

$w \in \Omega$ indica todas as redes-tipo que atendem o nível de tensão do cliente-tipo

Uma vez calculados os custos marginais de capacidade, calcula-se uma receita teórica. A receita teórica é o somatório dos produtos dos custos marginais de capacidade pelas demandas teóricas identificadas nas tipologias ajustadas em cada nível de tensão, conforme é verificado em (3.7) e (3.8).

$$RT_i = \sum_{j=i}^N CMC(ponta, j) \cdot d(ponta, j) + \sum_{j=i}^N CMC(fponta, j) \cdot d(fponta, j) \quad (3.7)$$

Onde:

N são os números de clientes-tipo do nível de tensão j ,

CMC são os custos marginais de capacidade,

d é a demanda dos clientes-tipo.

Assim, tem-se a receita teórica RT :

$$RT = \sum_{i=BT}^{138kV} RT_i \quad (3.8)$$

A seguir é realizado o ajuste da receita teórica à Receita Requerida da Distribuição (RQD), determinada através metodologia dos custos marginais de capacidade (3.9). Ainda, define-se a tarifa de uso dos sistemas de distribuição preliminar ($TUSD'$) em (3.10) e (3.11) [51, 53].

$$F = \frac{RQD}{12 \cdot RT} \quad (3.9)$$

$$TUSD'_{(fponta)} = \frac{F \cdot RT_i}{D(ponta,i) \cdot r_i + D(ponta,i)} \quad (3.10)$$

$$TUSD'_{(ponta,i)} = r_i \cdot TUSD'_{(fponta)} \quad (3.11)$$

Onde:

$TUSD'$ é a Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição preliminar

$D(ponta)$ é a demanda máxima das tipologias no período de ponta,

$D(fponta)$ é a demanda máxima das tipologias no período fora de ponta,

r_i relação entre as tarifas dos períodos ponta e fora de ponta

A tarifa calculada em (3.10) e (3.11) é denominada como preliminar, pois não recupera os custos da RQD com a demanda faturada pela concessionária. Portanto, para que os custos da RQD seja recuperado pelo CMC, ainda é realizado mais um ajuste, no cálculo da receita requerida em (3.12).

$$F' = \frac{RQD}{\sum_{i=1}^{138} TUSD'_{(fponta,i)} \cdot DF(fponta) + \sum_{i=1}^{138} TUSD'_{(ponta,i)} \cdot DF(ponta,i)} \quad (3.12)$$

Finalmente, nas expressões (3.13) e (3.14) são determinados as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição para os postos tarifários ponta e fora da ponta [51, 53].

$$TUSD_{(ponta,i)} = TUSD_{(ponta)}' \cdot F' \quad (3.13)$$

$$TUSD_{(fponta,i)} = TUSD_{(fponta)}' \cdot F' \quad (3.14)$$

3.3. TUSD aplicada a geradores conectados em redes de 138/88kV

A metodologia da TUSDg aplicada aos geradores conectados em redes de distribuição com tensão de 88/138 kV é descrita na Resolução Normativa nº. 349 [49]. Essa resolução estabelece um novo subsistema de rede no sistema elétrico brasileiro, denominada de rede unificada. Esse segmento compreende redes de 88/138 kV que possuem pelo menos um gerador, compostas de redes de distribuidoras, DIT's compartilhada e de uso exclusivo das concessionárias, e transformadores da rede básica com secundário em nível de tensão de 88/138 kV.

São estabelecidas três parcelas que compõem a TUSD aplicada aos geradores conectados nas redes unificadas:

- TUSD_g-D/DIT
- TUSD_g-T
- TUSD_g - ONS

A parcela $TUSD_g$ -D/DIT remunera o uso da rede unificada de acordo com a metodologia nodal [54]. A parcela $TUSD_g$ -T é aplicada quando ocorre uma exportação de potência para a rede básica, e por fim, a parcela $TUSD_g$ – ONS é referente ao custeio do ONS.

A metodologia da $TUSD_g$ para redes de distribuição com níveis de tensão de 88/138 kV foi aprovada por meio da resolução nº. 349 [49] em janeiro de 2009 e a utilização dessa nova metodologia começou a vigorar a partir do segundo semestre de 2009 por meio da resolução homologatória nº. 845 [55].

Essa nova metodologia beneficia geradores conectados próximos aos centros de carga e como resultado, 67% dos geradores apresentaram redução da tarifa e 33% apresentaram aumento da tarifa [56]. Porém, a diferença entre as tarifas calculadas para cada região chega à expressiva diferença de 370%. O maior impacto ocorreu nos estados das regiões Centro-Oeste e Norte. Como consequência, essa tarifa já começa a desestimular investimentos em projetos de PCH e biomassa principalmente nos estados da região Centro-Oeste. Dessa forma, a nova metodologia utilizada para o cálculo da $TUSD_g$ já começa a ser questionada [57].

3.4. TUSD aplicada a geradores conectados em redes abaixo de 88kV

Segundo a Resolução Normativa nº. 166/2005 da ANEEL [13], a tarifa de uso dos sistemas de distribuição para um gerador conectado em tensão abaixo de 88 kV, depende do maior nível de tensão da distribuidora local. No caso em que a concessionária opera com níveis de tensão maiores que 44kV, a tarifa de uso do sistema para o gerador é igual à menor tarifa da distribuidora no posto tarifário fora de ponta, que corresponde aos subgrupos A2 ou A3, e são consideradas apenas os itens apresentados na Fig. 3.3. Já no caso em que a distribuidora opera com níveis de tensão menores que 44kV, a tarifa da GD corresponde ao valor médio de tarifa da distribuidora [13, 48].

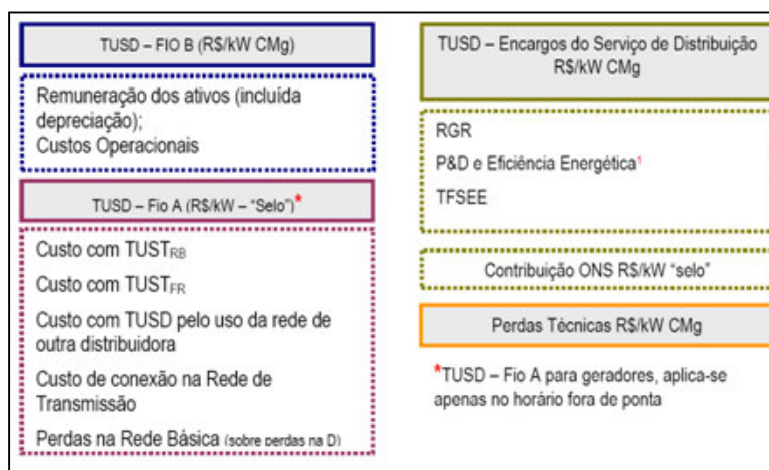


Figura 3.3 – TUSDg para geradores conectados em redes que operam com níveis de tensão abaixo de 88kV [48].

Verifica-se numa primeira análise, que a metodologia de cálculo da TUSD aplicada a unidades de consumo não é adequada para ser aplicada a geradores, pois não considera que a natureza operativa dos agentes de geração é oposta ao da unidade consumidora (carga), utilizada como base de todo o cálculo [29, 58]. Ainda, observa-se que os custos da distribuidora são recuperados pela tarifa aplicada aos consumidores. Dessa forma, a aplicação da estrutura apresentada na Fig. 3.3 da TUSDg tem o efeito de recuperar os custos da distribuidora novamente junto aos geradores. Esse fato desfavorece a operação otimizada das redes de distribuição e a conexão de geradores nessas redes [29, 58].

Entretanto observa-se que a própria ANEEL reconhece que a metodologia de cálculo da TUSDg para geradores conectados em redes abaixo de 88 kV não segue critérios técnicos e determina desde a sua concepção, que esta tarifa seja provisória [29, 58].

3.5. Fontes incentivadas de energia

É estabelecido pela resolução nº. 77 de 18 de agosto de 2004 [59], descontos de 50% ou 100% na TUSD e/ou TUST, quando for necessária a aplicação dessas tarifas a alguns agentes de geração do sistema elétrico denominados de “fontes incentivadas”. Além disso, também são estabelecidas as regras de comercialização da energia oriunda

dessas fontes por meio da resolução normativa nº. 247 [60]. Esses empreendimentos de geração contemplados com esse incentivo são relacionados abaixo.

- Empreendimentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 1.000 (mil) kW,
- PCH,
- Aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa ou cogeração, cuja potência seja menor ou igual a 30.000 (trinta mil) kW.

Os empreendimentos citados acima terão descontos de 100% quando enquadrados nas seguintes situações:

- Empreendimentos que entraram em operação até 31/12/2003, com exceção das PCH que entraram em operação comercial no período entre 01/10/1999 a 31/12/2003,
- Empreendimentos a biomassa que utilizam até 50% de resíduos sólidos urbanos e/ou de biogás de aterro sanitário ou biogestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de tratamento de esgotos.

Os demais empreendimentos terão um desconto de 50% na TUSDg. É válido ressaltar que essa resolução, assim como a metodologia da TUSDg, não levam em consideração o impacto do gerador nas redes de distribuição. Ou seja, não é considerado nenhum critério técnico para o estabelecimento do desconto de 50% ou 100% dessas tarifas. Além disso, esses descontos são requeridos pela concessionária, na revisão tarifária e dessa forma acaba onerando os consumidores da concessionária [58].

3.6. Tarifas em outros países

Em alguns países como Alemanha, Espanha, Dinamarca, Austrália, etc., verifica-se um grande sucesso das fontes alternativas de energia, principalmente devido ao mecanismo tarifário *feed-in*. Esse mecanismo estabelece garantias para o acesso das fontes alternativas de energia aos sistemas elétricos e, além disso, contempla a compra

de energia dessas fontes a preços mínimos de geração por meio de contratos de longo prazo. [72].

Em alguns países como a Austrália só é atribuído ao gerador os custos com a conexão ao sistema, não sendo atribuídos a eles os custos relativos ao uso da rede. Já no Reino Unido os geradores distribuídos têm um desconto de 80% na tarifa de uso do sistema de distribuição [73, 74].

Com relação à compra de energia das fontes alternativas, a concessionária remunera esses empreendimentos a um preço fixo, ou variável que garanta o custo mínimo de geração desses empreendimentos. Porém esses custos mínimos de geração das fontes alternativas estão acima dos preços de mercado (levando-se em consideração as fontes convencionais de energia). Os valores excedentes (diferença entre o custo das fontes alternativas e o preço de mercado) são rateados entre os consumidores da concessionária. Dessa forma, esses empreendimentos se tornam economicamente viáveis, fato que garante a confiança dos investidores [72].

No Brasil foi criado em 2008 o Projeto de Lei nº. 4550, que estabelece o mecanismo *feed-in* na comercialização de energia incentivada, que atualmente está em tramitação na câmara dos deputados [72].

3.7. Considerações finais

Neste capítulo foi apresentada a metodologia de cálculo da TUSD aplicada às unidades de consumo e aos agentes de geração conectados no ambiente de distribuição. Além disso, também foram apresentadas as fontes incentivadas de energia. Foi observado que a TUSDg aplicada aos geradores conectados em redes com níveis de tensão abaixo de 88 kV, é estabelecida de uma forma provisória, que não considera critérios técnicos associados aos geradores distribuídos em sua formação. Essas tarifas serão alvo da proposta que é apresentada no capítulo seguinte.

Proposta de índices de avaliação de impactos e de incentivos tarifários para a GD conectada em redes de MT

Com o objetivo de avaliar os impactos causados pela GD, este capítulo propõe indicadores que calculam as variações causadas por essas unidades nos sistemas de distribuição no que diz respeito às perdas técnicas e ao perfil de tensão em regime permanente. Ainda, é realizada a valoração econômica desses impactos com o objetivo de definir incentivos tarifários a serem incorporados à TUSDg para geradores conectados em redes de distribuição abaixo de 88 kV. Dessa forma, propõem-se a inclusão de uma parcela que segue critérios técnicos na TUSDg.

A presente proposta, juntamente com alguns dos resultados apresentados no Capítulo 5, foi aceita para apresentação em [67].

4.1. Índices de avaliação dos impactos

A seguir são apresentados os índices de avaliação dos impactos provocados pelos geradores distribuídos nas perdas técnicas e perfil de tensão em regime permanente nas redes de distribuição, propostos nesta dissertação. A avaliação dos impactos mencionados acima é realizada através de simulações de fluxos de carga, com a consideração de dois casos de análise:

- Caso base, que se refere à configuração original da rede, sem geração distribuída,
- Caso de estudo, que inclui uma geração distribuída conectada em alguma barra do sistema de distribuição.

4.1.1 Índice de avaliação das perdas

O índice variação de perdas I_{vp} proposto é apresentado em (4.1). Observa-se que o índice indica o percentual de modificação de perdas em relação ao caso base. O valor positivo desse índice indica que houve uma redução do nível de perdas, e um valor negativo indica que houve um aumento das perdas no sistema com a inclusão do gerador.

$$I_{vp} = \left(1 - \frac{\frac{L}{ce}}{\frac{L}{cb}} \right) \cdot 100 \quad (4.1)$$

Onde:

L_{ce} é o montante de perdas de energia verificado no ramal de distribuição para o caso de estudo em R\$/MWh,

L_{cb} é o montante de perdas de energia verificado no ramal de distribuição para o caso base em R\$/MWh.

4.1.2 Índices de avaliação do perfil de tensão em regime permanente

É definido um índice que permite quantificar a modificação do perfil de tensões, e leva em consideração os níveis de tensão de atendimento estabelecidos na Resolução Normativa nº. 505 de 2001 [31], que correspondem às faixas (i) adequada (ii) precária e (iii) crítica, mostradas no ANEXO A. Esses níveis de tensão são estabelecidos levando-se em consideração que devido à variação contínua da carga do sistema elétrico a tensão nas barras das unidades consumidoras sofre alterações ao longo do dia. A Resolução nº. 505 estabelece que as faixas que correspondem aos três níveis de tensão citados acima variam de acordo com o nível de tensão das redes, conforme pode ser verificado no Anexo A. Ainda, a Resolução Normativa nº. 505 estabelece os indicadores de Duração

Relativa da Transgressão de Tensão Precária (DRP) e Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica (DRC) associados à frequência com a qual tem-se tensões nos níveis precário e crítico, respectivamente. O cálculo desses indicadores é mostrado na Fig. 4.1. Nos intervalos [15-17] horas e [20-21] horas são verificados níveis de tensão dentro da faixa precária, que corresponde a 20,83% do tempo total (24 horas), portanto tem-se um DRP igual a 20,83%. Já no intervalos [13-14] horas, e [18-19] horas são verificados níveis de tensão dentro da faixa crítica o que corresponde a 16,67% do tempo total, portanto tem-se um DRC igual a 16,67%.

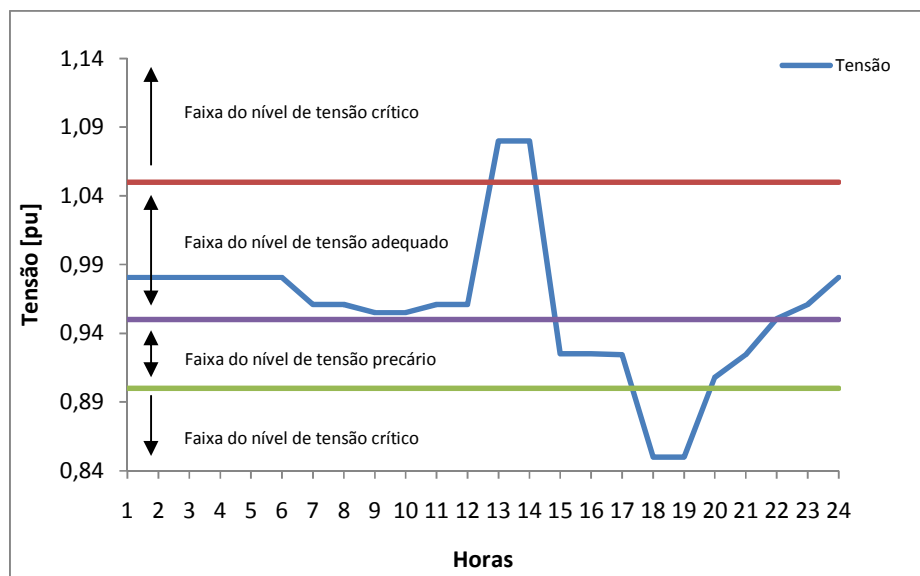


Figura 4.1 – Faixa dos níveis de tensão adequado, precário e crítico

Define-se inicialmente, na expressão (4.2), um índice I_{vt} de variação de tensão específico para cada barra. Este índice é formado a partir das variações da tensão em uma barra entre o caso de estudo e o caso base, em relação ao nível de tensão adequado mínimo, ao longo do horizonte de tempo de estudo. Calcula-se o índice apenas para barras de carga cuja tensão no caso base se encontra dentro da faixa crítica ou precária em algum intervalo e, no caso de estudo, apresentem tensões nesses intervalos dentro da faixa adequada. Assim, o índice é definido apenas para aquelas barras nas quais a tensão é “corrigida” com a inclusão da GD, sendo calculado apenas para a situação que a tensão da barra no caso de estudo é maior que a tensão mínima que configura a faixa adequada. Este índice indica a regulação de tensão devido à presença da geração

distribuída nas barras citadas acima, em relação à tensão mínima de fornecimento que configura a mudança para o nível adequado.

$$I_{vt(k)} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{pc}} V_{gki} - V_{ski}}{n_{pc} \cdot V_{mínimo}} \quad (4.2)$$

Onde:

$I_{vt(k)}$ índice de variação de tensão da barra k,

V_{ski} é a tensão na barra k no intervalo i, no caso base,

V_{gki} é a tensão na barra k no intervalo i, no caso estudado, com geração distribuída,

$V_{mínimo}$ limite inferior da faixa de tensão adequada estabelecida em [31],

n_{pc} é o número de intervalos em que a barra apresenta tensões na faixa precária ou crítica, no caso base.

Considera-se que o gerador não ocasiona em nenhuma situação o nível de tensão acima da faixa adequada em qualquer barra do sistema. Para isto, defini-se o nível máximo permitido de penetração de geração distribuída, aplicável a regiões ou partes específicas da rede. Em geral, para valores de $V_{gki} = V_{mínimo}$, verifica-se o menor valor do índice e para $V_{gki} = V_{máximo}$, (onde $V_{máximo}$ é o limite superior do nível de tensão adequado) verifica-se o maior valor para o índice $I_{vt(k)}$. Assim para valores maiores de $I_{vt(k)}$ observa-se que o gerador tende a corrigir o nível de tensão nas barras a valores mais próximos aos limites superiores da faixa de tensão adequada.

A expressão (4.3) apresenta o índice I_{vtc} de variação de tensão para o circuito, com a inclusão da GD. Esse índice é uma média dos índices $I_{vt(k)}$ calculados anteriormente e quantifica o efeito da geração distribuída no perfil de tensões das barras do sistema que no caso base apresentavam tensões fora da faixa adequada, e que com a GD apresentam tensões dentro da faixa adequada.

$$I_{vtc} = \frac{\sum_{k=1}^{n_a} I_{vt(k)}}{n_a} \quad (4.3)$$

Onde:

n_a é o número de barras de carga do sistema que no caso base apresentavam tensões fora da faixa adequada, e que com o gerador apresentam tensões dentro da faixa adequada.

4.2 Proposta de incentivos tarifários para geradores conectados em redes com tensões inferiores a 88 kV.

Propõe-se neste trabalho uma nova estrutura para a TUSDg aplicável a GD conectada em redes de distribuição com níveis de tensão abaixo de 88 kV. Em relação à estrutura apresentada na Fig. 3.3 são adicionadas duas parcelas de incentivos tarifários e retirada a componente perdas técnicas. Com o objetivo de mostrar o impacto do gerador nas perdas do ramal onde a GD está conectada, a parcela de perdas técnicas é eliminada da composição da tarifa, e no seu lugar é incluída uma parcela de incentivo associada às perdas. Também é incluída uma parcela de incentivo associada à tensão, com o objetivo de mostrar o impacto do gerador no perfil de tensão das barras do ramal à qual a GD está conectada. A estrutura proposta é apresentada na Fig. 4.2.



Figura 4.2 – Nova estrutura proposta para a TUSDg.

Os incentivos tarifários propostos nesta dissertação consideram o efeito da GD nas perdas elétricas e no perfil de tensão do sistema. A parcela de incentivo associada às perdas pode constituir um crédito ou um débito para o gerador, diminuindo ou aumentando o valor da tarifa respectivamente, segundo o efeito do gerador nas perdas do sistema. Já a parcela associada ao perfil de tensão constitui sempre um crédito para o gerador, diminuindo o valor da tarifa. Para a valoração dessas componentes propostas considera-se um mês de operação. Para o caso das perdas elétricas, a valoração proposta está baseada no custo médio de aquisição de energia da distribuidora. Já no caso do perfil de tensões, a valoração se baseia no valor da multa paga pela distribuidora quando as tensões no sistema não estão na faixa adequada. A seguir é detalhada a formação dessas componentes.

4.2.1 Valoração do efeito da GD nas perdas do sistema de distribuição

O objetivo da valoração do nível de perdas é mostrar o impacto econômico provocado pela GD nas perdas técnicas. Apresenta-se na expressão (4.4) a valoração do impacto das perdas, Q_p , em R\$/kW.

$$Q_p = \frac{I_{vp} \cdot L_{cb} \cdot CAE}{100 \cdot Geração_Instalada} \quad (4.4)$$

Onde:

Geração _ Instalada é a capacidade instalada do gerador conectado ao ramal de distribuição, (kW),

CAE é o custo médio de aquisição de energia da concessionária, (R\$/MWh).

Pode-se observar que o sinal do índice I_{vp} mostra se Q_p será deduzido ou acrescentado da estrutura apresentada na Fig. 4.2. Caso I_{vp} seja positivo, é verificada uma redução do nível de perdas e conseqüentemente um benefício econômico ao sistema, traduzido pelo sinal positivo da valoração Q_p que entra como uma parcela de desconto na estrutura apresentada na Fig. 4.2. Entretanto, se I_{vp} é negativo, verifica-se um aumento das perdas devido à introdução do gerador, que configura um prejuízo à rede de distribuição. Dessa forma o sinal de Q_p também será negativo, e essa componente entra na estrutura apresentada na Fig. 4.2 como um acréscimo.

4.2.2 Valoração do efeito da GD no perfil de tensão

A valoração do impacto no perfil de tensões em regime permanente leva em consideração a multa à qual a concessionária está sujeita quando existem transgressões dos níveis de tensão adequada. A expressão. (4.5) apresenta o cálculo da multa segundo [31].

$$Valor = \left[\left(\frac{DRP - DRP_M}{100} \right) \cdot k_1 + \left(\frac{DRC - DRC_M}{100} \right) \cdot k_2 \right] \cdot \begin{pmatrix} T & U \\ g & g \end{pmatrix} \quad (4.5)$$

Onde:

DRP é a duração relativa da transgressão de tensão precária (percentual de tempo que foi verificado níveis de tensão precários durante um tempo determinado),

DRP_M é o valor máximo de DRP permitido, igual a 3%,

DRC é a duração relativa da transgressão de tensão crítica, análogo a DRP,

DRP_C é o valor máximo de DRC permitido, igual a 0,05%,

$k_I = 0$, se $DRP \leq DRP_M$,

$k_I = 3$, se $DRP > DRP_M$,

$k_2 = 0$, se $DRC \leq DRC_M$,

$k_2 = 7$, para UC atendidas em BT, se $DRC > DRC_M$,

$k_2 = 5$, para UC atendidas em MT, se $DRC > DRC_M$,

$k_2 = 3$, para UC atendidas em AT, se $DRC > DRC_M$,

T_g é a tarifa de uso do sistema de transmissão ou distribuição atribuída ao usuário, em R\$/kW,

U_g é o montante de uso do sistema, contratado pelo usuário, em kW.

Nota-se que a multa é calculada sobre o encargo de uso do sistema de distribuição do usuário (produto entre T_g e U_g) sendo paga pelo concessionário de serviço de distribuição ao usuário.

A expressão (4.6) a seguir apresenta a valoração Q_{TRP} proposta para o impacto da geração distribuída no perfil de tensões, em R\$/kW.

$$Q_{TRP} = \frac{\sum_{k=1}^{n_d} \text{Valor}(k) \cdot I_{vt(k)}}{\text{Geração_Instalada}} \quad (4.6)$$

Onde:

$Valor_{(k)}$ é o valor da multa que seria paga ao usuário na barra k .

Observa-se que a valoração Q_{TRP} leva em conta o valor da multa paga pela concessionária devido a transgressão do nível de tensão adequado e o índice $I_{vt(k)}$. Como o gerador contribui para o estabelecimento do nível de tensão adequado (indicado pelo índice $I_{vt(k)}$), a concessionária não fica sujeita ao pagamento dessa multa. Dessa forma Q_{TRP} só é calculada para situações em que ocorre melhoria do nível de tensão para o adequado, ou seja quando a GD beneficia ao sistema. Portanto, o índice Q_{TRP} entra sempre como um desconto na estrutura apresentada na Fig. 4.2.

4.3 Considerações finais

Este capítulo apresentou os índices propostos para avaliação dos impactos causados pela GD nas redes de distribuição, em relação às perdas e ao perfil de tensão em regime permanente. Nota-se que os índices apresentados poderiam ser utilizados para auxiliar na definição do ponto de conexão da GD. A localização da GD não depende exclusivamente da concessionária, estando também associado a fonte primária de energia: queda d'água da PCH, produção de biomassa, potencial eólico, etc. Entretanto pode existir a opção de alguns pontos de conexão alternativos.

Foi apresentado também uma proposta de modificação da TUSDg através de componentes que levam em consideração os impactos técnicos acima mencionados. O capítulo seguinte apresenta os resultados ilustrativos dessa proposta.

CAPÍTULO 5

Resultados

Este capítulo apresenta os resultados obtidos da aplicação dos índices de avaliação, juntamente com as suas respectivas valorações, propostos no Capítulo 4, em dois sistemas de distribuição. O primeiro sistema a ser analisado é um circuito real encontrado na literatura, composto de 15 barras. Já a segunda análise é realizada em um circuito com características de uma rede de distribuição rural composto de 50 barras.

Inicialmente os circuitos são simulados sob alguns patamares de carga para a configuração original do sistema (caso base), com o objetivo de obter os níveis de perdas e perfis de tensões das barras. Na sequência é inserido um gerador em alguma barra do circuito sob vários níveis de geração de potência ativa (caso de estudo) e novamente são determinados os níveis de perdas e perfis de tensões. O objetivo dessas simulações é definir o caso-base, determinar os níveis máximos e mínimos de geração e determinar as relações entre as perdas e o perfil de tensão em regime permanente e os níveis de geração.

A seguir são determinados com base nas simulações iniciais o caso base e os casos de estudo que serão utilizados para ilustrar a proposta. Finalmente são aplicados os índices de avaliação e as valorações, conforme apresentado no Capítulo 4. Para determinação dos valores de perdas e níveis de tensão dos circuitos citados acima, esta dissertação utiliza o software Digsilent® “Digital Simulation and Electrical Network Calculation Program”, produzido pela Digsilent® GmbH, na versão estudante que limita a simulação a circuitos de até 50 barras.

5.1 Sistema de 15 barras

O diagrama unifilar do sistema de 15 barras é apresentado na Fig. 5.1 e foi obtido na referência [61]. No Anexo B são apresentados os dados das linhas e as potências ativa e reativa máxima das cargas desse circuito. Este circuito corresponde a um alimentador de distribuição de 6,6 kV com uma potência ativa total igual a 6,229 MW, considerando uma potência base de 10 MVA.

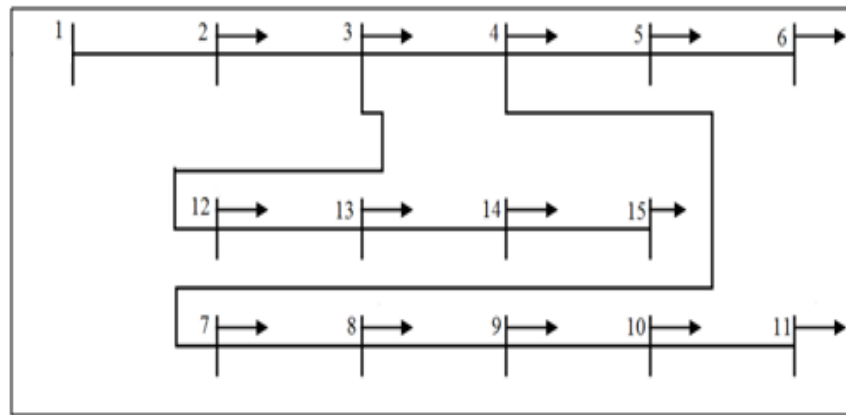


Figura 5.1 – Circuito de 15 barras [61]

5.1.1 Simulações iniciais

Inicialmente apresentam-se os resultados de 203 simulações obtidas por meio das simulações de 7 carregamentos para o caso base e os casos de estudo, considerando as variações dos níveis de geração distribuída. Essas simulações têm o objetivo de descrever a relação entre perdas e geração, e perfil de tensão e geração. As Fig. 5.2 até 5.5 resumem as simulações efetuadas para patamares de carga de 100%, 95%, 85%, 75%, 50%, 25% e 10% da máxima carga. Em cada caso considera-se uma única GD no sistema, conectado à barra #3, #6, #9 ou #11, respectivamente. Essas barras foram escolhidas de acordo com a proximidade às cargas do sistema, algumas mais próximas, outras mais afastadas, com o objetivo de representar diversas situações. Porém o estudo pode ser realizado em qualquer barra do sistema. A fim de facilitar os cálculos, os

patamares de carga são determinados variando as cargas de todas as barras do circuito ao mesmo tempo. Além disso, as cargas são modeladas como potência constante.

Para o circuito de 15 barras todas as GD's foram simuladas como geradores síncronos com a excitatriz controlando a tensão, de forma que a barra de conexão se modela como tipo PV. Simulam-se várias condições de operação: vários patamares de carga, para o sistema em sua condição original (caso base) e sob vários níveis de potência ativa de geração das barras do caso de estudo. Para a GD, coincide-se a geração ativa mínima de 500 kW e máxima de 6MW, que representam, respectivamente cerca de 10% e 100% da carga ativa total do sistema. Nota-se nas Fig. 5.2 até Fig. 5.5, que a curva de perdas em função da potência ativa da GD é uma curva aproximadamente quadrática, como esperado [62]. Também é observado nessas figuras que estas curvas variam bastante: o mínimo da curva depende do nível de penetração da geração distribuída e da sua localização na rede.

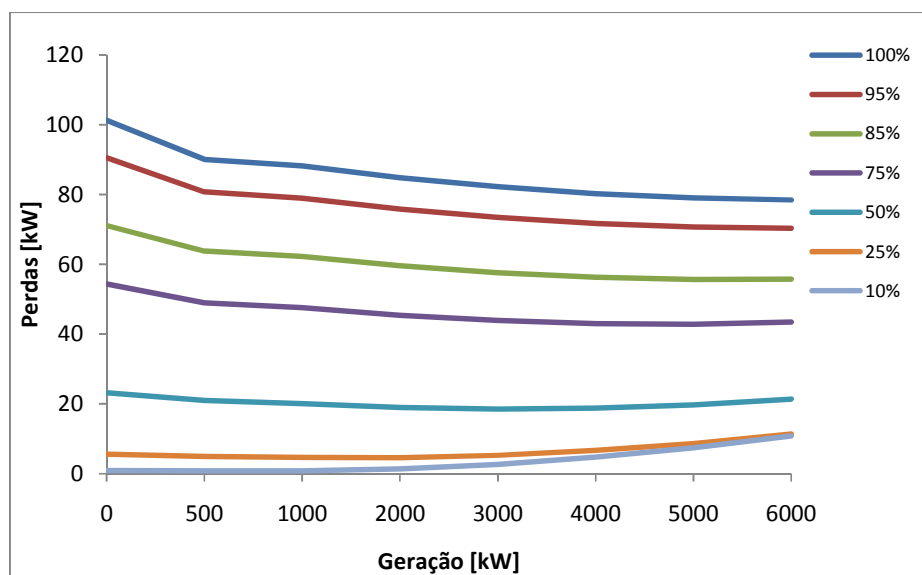


Figura 5.2 – Variação das perdas em função da geração de potência ativa da GD conectada à barra #3.

As perdas no caso base podem ser lidas o eixo das ordenadas de cada gráfico (geração igual a zero). Nota-se que para os maiores níveis de geração simulados, para os casos da GD conectada à barra #6 (Fig. 5.3) e à barra #11 (Fig. 5.5), as perdas são maiores que no caso base. Assim, a GD pode aumentar ou diminuir as perdas em relação ao caso base. Portanto essas simulações sugerem que a valoração dos impactos

da GD para fins de tarifação devem ser efetuados em base a situações típicas de operação que contemplem as combinações carga-nível de geração da GD esperados na operação do sistema.

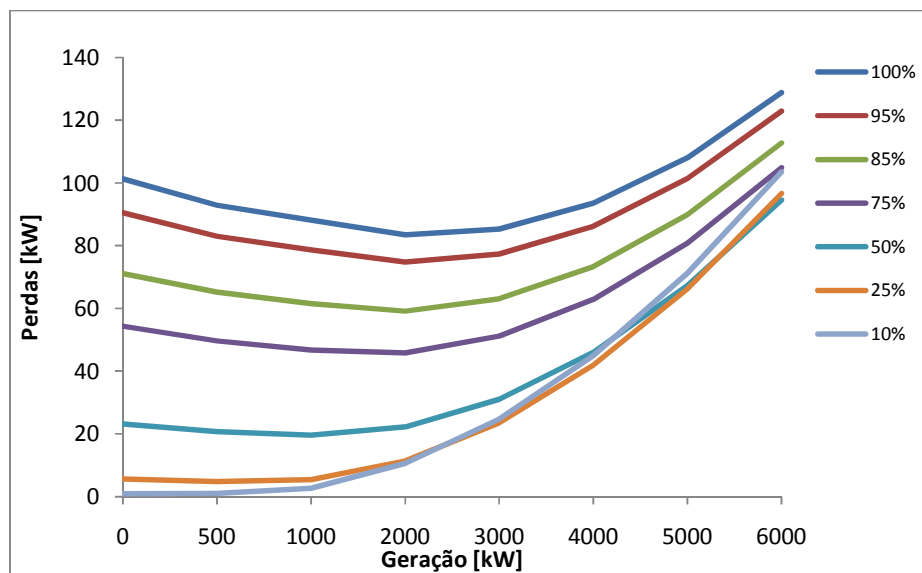


Figura 5.3 – Variação das perdas em função da geração de potência ativa da GD conectada à barra #6.

Analisando as Fig. 5.4 e 5.5 que representam o gerador posicionado nas barras próximas aos centros de carga, verifica-se que o ponto onde as perdas são mínimas coincide com o nível de geração na faixa de 2000 a 4000 kW.

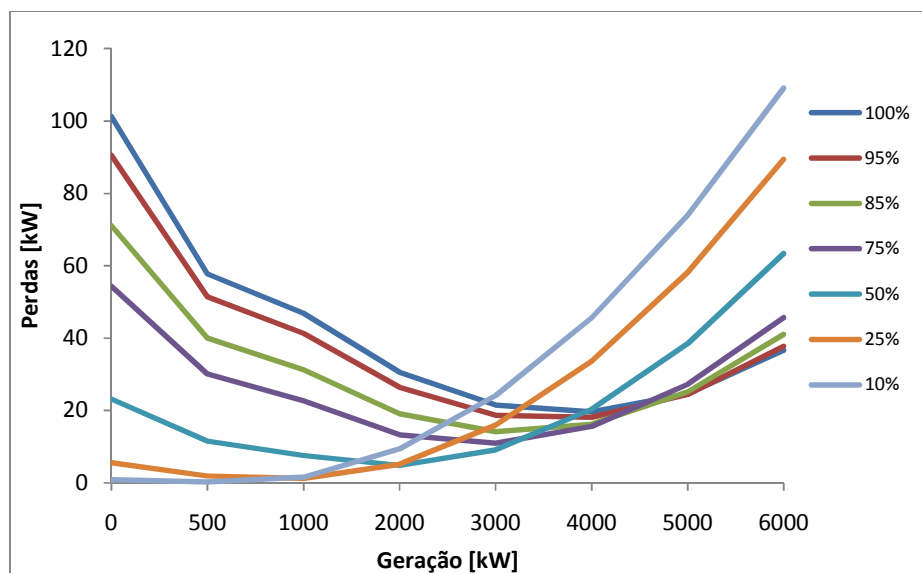


Figura 5.4 – Variação das perdas em função da geração de potência ativa da GD conectada à barra #9.

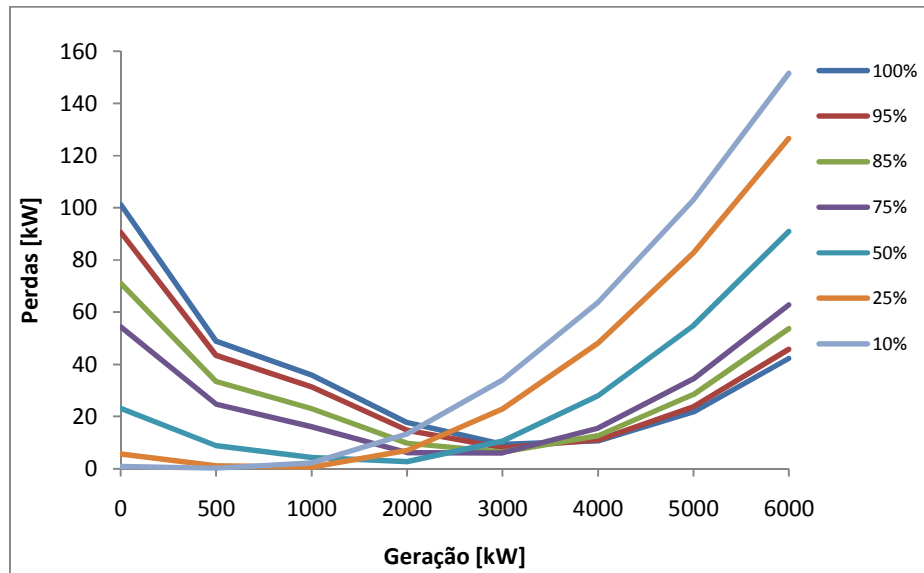


Figura 5.5 – Variação das perdas em função da geração de potência ativa da GD conectada à barra #11.

5.1.2 Descrição do caso base e casos de estudo

Na sequência, com o objetivo de ilustrar a proposta dessa dissertação, são simuladas duas situações: (i) caso base: configuração original do sistema sem a presença da geração distribuída e (ii) caso de estudo: sistema com um gerador conectado em alguma barra do circuito. Novamente, analisa-se o gerador conectado à barra #3, barra #6, barra #9 ou à barra #11. Estes casos de estudo são definidos como GD#3, GD#6, GD#9 e GD#11, respectivamente. Considera-se a operação do sistema durante um dia, em intervalos de 1 horas. Inicialmente, para o caso base, são determinados os perfis de perdas e tensões do circuito levando-se em consideração o perfil de carga apresentado na Fig. 5.6.

Nos casos de estudo são realizadas as mesmas análises do caso base, porém com a presença da geração distribuída com curva de produção apresentada na Fig. 5.7. A potência máxima apresentada na curva de produção do gerador corresponde à potência instalada, neste caso de 3MW. Esse valor foi escolhido após uma análise da Tabela 2.2, apresentada no Capítulo 2, que mostra que a geração instalada média das unidades conectadas no nível de tensão A4 é de aproximadamente 3MW.

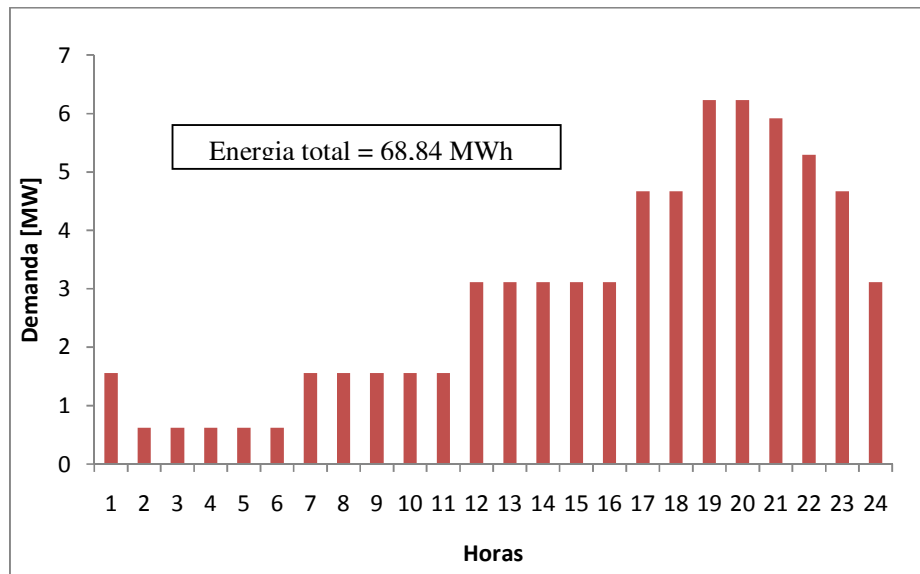


Figura 5.6 – Variação da carga das barras em função do tempo para o sistema de 15 barras, para um dia de operação

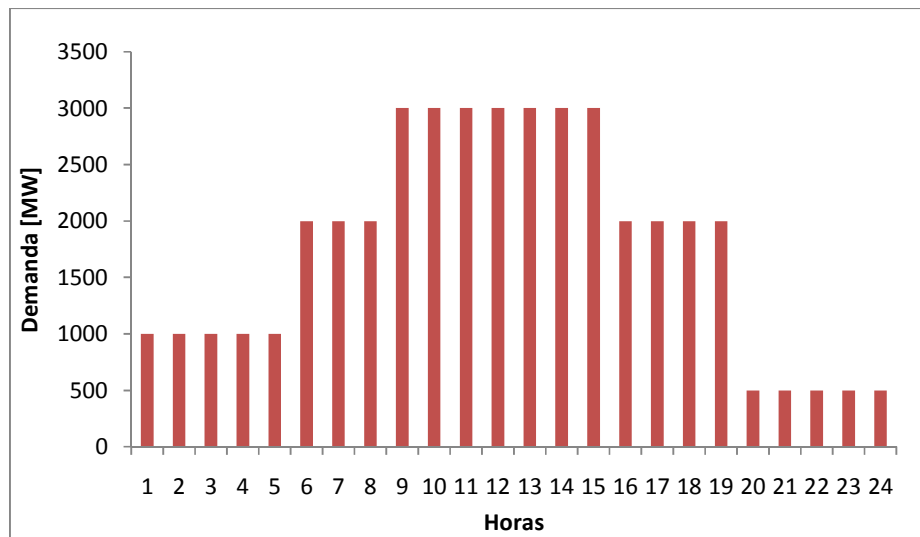


Figura 5.7 – Curva de produção do gerador para um dia de operação

Os perfis de perdas obtidos para o caso base e os casos de estudo são apresentados na Fig. 5.8. Assim, as perdas totais no dia correspondem a área por baixo de cada curva. Verifica-se que as perdas de energia do caso base representam 1,023% da demanda de energia total das cargas do circuito, que é um valor dentro da faixa esperada. Observa-se também, na presença da geração distribuída, uma mudança do perfil de perdas em relação ao caso base. Ainda, observa-se que as perdas no caso de estudo GD #11 apresentam o menor valor em relação ao caso base, quando comparado

aos outros casos de estudo. Entretanto, para o caso de estudo GD#6 verifica-se um valor maior das perdas em relação ao caso base, quando comparadas aos demais casos de estudo.

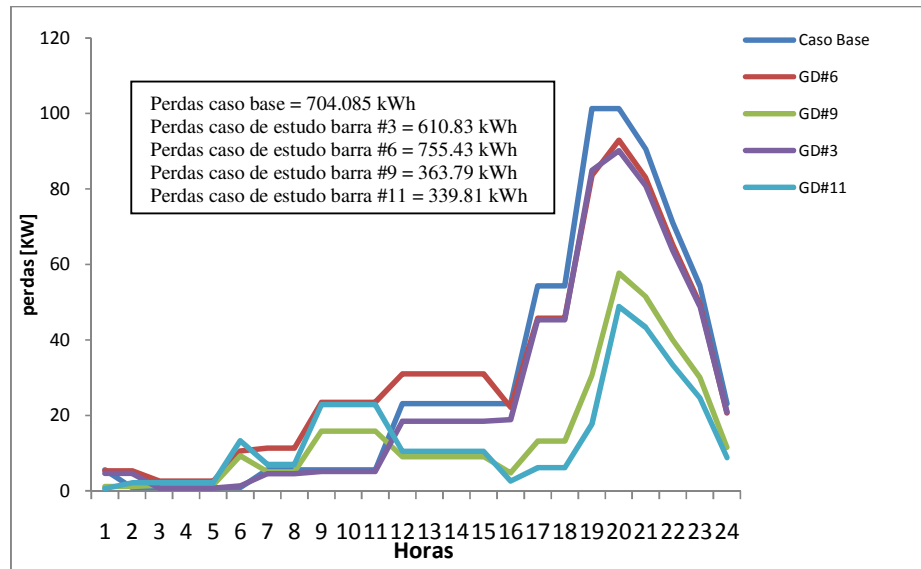


Figura 5.8 – Variação das perdas durante um dia de operação para o caso base e os casos de estudo GD#3, GD#6, GD#9 e GD#11.

A Tabela 5.1 mostra as tensões das barras que apresentaram níveis fora do adequado em algum intervalo do caso base, para o sistema de 15 barras. Pode-se verificar que as barras apresentaram níveis precários de tensão no intervalo de 19 horas às 21 horas. Analisando os dados da Tabela 5.1, determina-se o percentual de tempo no qual se verificam níveis de tensão na faixa precária (DRP), que foi igual a 12,5% para as barras #9 e #10; e 16,67% para a barra #11.

TABELA 5.1
PERFIL DE TENSÃO DO CASO BASE, EM PU,
PARA O CIRCUITO DE 15 BARRAS, EM TRÊS BARRAS DO SISTEMA.

Horas	Barra 9	Barra 10	Barra 11
1	0,982895	0,981705	0,978869
2	0,993294	0,992825	0,991705
3	0,993294	0,992825	0,991705
4	0,993294	0,992825	0,991705
5	0,993294	0,992825	0,991705
6	0,993294	0,992825	0,991705
7	0,982895	0,981705	0,978869
8	0,982895	0,981705	0,978869
9	0,982895	0,981705	0,978869
10	0,982895	0,981705	0,978869
11	0,982895	0,981705	0,978869
12	0,964595	0,962158	0,95635
13	0,964595	0,962158	0,95635
14	0,964595	0,962158	0,95635
15	0,964595	0,962158	0,95635
16	0,964595	0,962158	0,95635
17	0,944856	0,941099	0,932151
18	0,944856	0,941099	0,932151
19	0,923467	0,918304	0,90602
20	0,923467	0,918304	0,90602
21	0,927894	0,923019	0,911421
22	0,936519	0,93221	0,921955
23	0,944856	0,941099	0,932151
24	0,964595	0,962158	0,95635
Legenda			
	Nível de tensão Adequado	Nível de tensão Precário	Nível de tensão Crítico

As Tabelas 5.2 até 5.5 apresentam as tensões das barras mostradas na Tabela 5.1, para os intervalos em que apresentaram níveis de tensão fora do adequado, respectivamente para os casos de estudo GD#3, GD#6, GD#9 e GD#11. Observa-se que, em todos os casos, a inclusão da geração distribuída melhorou os níveis de tensão para o adequado.

TABELA 5.2
PERFIL DE TENSÃO NO CASO DE ESTUDO GD #3, EM PU.

Horas	Barra 9	Barra 10	Barra 11
19	0,952325	0,947325	0,93543
20	0,952325	0,947325	0,93543
21	0,954916	0,950186	0,938929
22			0,945832
Legenda			
	Nível de tensão Adequado	Nível de tensão Precário	Nível de tensão Crítico

TABELA 5.3
PERFIL DE TENSÃO NO CASO DE ESTUDO GD #6, EM PU.

Horas	Barra 9	Barra 10	Barra 11
19	0,950615	0,945606	0,933688
20	0,951981	0,94698	0,93508
21	0,954596	0,949864	0,938604
22			0,945543
Legenda			
	Nível de tensão Adequado	Nível de tensão Precário	Nível de tensão Crítico

TABELA 5.4
PERFIL DE TENSÃO NO CASO DE ESTUDO GD #9, EM PU.

Horas	Barra 9	Barra 10	Barra 11
19	1	0,995252	0,983947
20	1	0,99525	0,983944
21	1	0,995492	0,984761
22			0,9864
Legenda			
	Nível de tensão Adequado	Nível de tensão Precário	Nível de tensão Crítico

TABELA 5.5
PERFIL DE TENSÃO NO CASO DE ESTUDO GD #11, EM PU.

Horas	Barra 9	Barra 10	Barra 11
19	0,997662	0,99825	1
20	0,997646	0,998225	1
21	0,997798	0,998339	1
22			1
Legenda			
	Nível de tensão Adequado	Nível de tensão Precário	Nível de tensão Crítico

5.1.3. Resultados para o sistema de 15 barras

Nas Tabela 5.6 é apresentado o índice de variação de tensão $I_{vt(k)}$ para as barras #9, #10 e #11 nos quatro casos de estudo. A Tabela 5.7 apresenta os índices que avaliam os impactos nas perdas e nos perfis de tensões provocado pela GD, bem como a valoração desses impactos conforme apresentado no Capítulo 4.

TABELA 5.6
ÍNDICE DE VARIAÇÃO DE TENSÃO

Caso de estudo	$I_{vt(9)}$	$I_{vt(10)}$	$I_{vt(11)}$
GD#3	0,026269	0,026415	0,025623
GD#6	0,025533	0,025675	0,024994
GD#9	0,069803	0,070174	0,06827
GD#11	0,067666	0,072908	0,082441

Na Tabela 5.6 observa-se que o maior índice I_{vt} foi calculado para a barra #11 no caso de estudo GD#11. Esse resultado mostra que a GD estabeleceu o nível de tensão adequado mais próximo do limite superior da faixa de tensão adequada. Já com relação à barra #11, no caso de estudo GD#6, foi obtido o menor índice I_{vt} , que mostra que o gerador estabeleceu o nível de tensão adequado próximo ao limite inferior da faixa de tensão adequada.

Os resultados dos índices propostos de perdas (I_{vp}) e de tensão (I_{vtc}) são apresentados nas linhas #3 e #4 da Tabela 5.7, respectivamente.

TABELA 5.7
ÍNDICES DE CLASSIFICAÇÃO E INCENTIVOS
PARA O CIRCUITO DE 15 BARRAS

	Caso de estudo			
	GD#3	GD #6	GD #9	GD #11
$I_{vp} [\%]$	13,24468	-7,29252	48,33139	51,73709
I_{vtc}	0,026102	0,0254	0,069416	0,074338
Q_p [R\$/kW]	0,093254	-0,05135	0,340294	0,364273
Q_{TRP} [R\$/kW]	0,066623	0,064959	0,177453	0,209895

Do ponto de vista das perdas, verifica-se pelo índice I_{vp} , que no caso de estudo GD#11 reduzem-se as perdas em 51,73% em relação ao caso base, sendo este o maior valor quando comparado aos outros casos de estudo. Assim, o gerador beneficia mais ao sistema no quesito perdas quando conectado à barra #11. Já para o caso de estudo GD#6, observa-se o índice I_{vp} negativo, indicando que houve um aumento do nível de perdas de 7,29%, sinalizando que o gerador conectado nessa barra desfavorece o sistema do ponto de vista das perdas.

Do ponto de vista dos perfis de tensões pode-se verificar que o caso de estudo GD#6 apresenta o menor índice I_{vtc} em relação aos outros casos de estudo. Isto significa que as tensões das barras envolvidas no índice I_{vtc} estão em média mais próximas ao limite inferior do nível de tensão adequado, quando comparadas aos outros casos de estudo. Já o caso de estudo GD#11 apresenta o maior índice I_{vtc} . Esse resultado mostra que as tensões das barras envolvidas no cálculo desse índice estão em média mais próximas ao limite superior de tensão adequada. Dessa forma, o gerador posicionado na barra #11 causa mais benefícios para o sistema no quesito melhoria dos perfis de tensões, pois, caso aconteça um futuro aumento da carga do sistema, o nível de tensão poderia permanecer dentro da faixa de tensão adequada.

Para valorar os impactos perdas e perfil de tensão em regime permanente, o valor utilizado neste trabalho para a aquisição de energia é de 100,00 R\$/MWh, o que constitui uma aproximação do custo médio verificado na companhia AES Eletropaulo em 2008, de 101,68 R\$/MWh [63]. Já para a TUSD de responsabilidade da carga o valor utilizado foi igual a 7,70 R\$/kW, que é a tarifa paga por um cliente cativo que opta pela tarifa horo-sazonal verde na companhia AES Eletropaulo [64]. Com relação à valoração do impacto perdas, é considerado um mês de operação. Ainda, para simplificar os cálculos, a curva de perdas diária foi considerada igual durante os 30 dias do mês.

As valorações das perdas (Q_p) e perfis de tensão (Q_{TRP}) são apresentadas nas linhas #5 e #6 da Tabela 5.7, respectivamente. Pode-se observar que o maior valor Q_p corresponde ao caso de estudo GD#11, pois foi nessa barra que o gerador ofereceu o maior benefício ao sistema, com relação às perdas, conforme mostra o índice I_{vp} . Esse fato pode ser justificado devido à proximidade da barra#11 das maiores cargas do sistema. O valor estabelecido para componente Q_p nos casos de estudo GD#3, GD#9 e GD#11 devem ser subtraídos da estrutura da TUSDg apresentada na Fig. 4.2 proposta

neste trabalho, uma vez que nestas situações o gerador proporcionou benefícios econômicos ao sistema de distribuição no quesito perdas. Porém, observa-se um valor negativo de Q_p no caso de estudo GD#6, pois como mostrado pelo índice I_{vp} o gerador conectado nessa barra aumenta o nível de perdas elétricas. Portanto, para esse caso, Q_p deve ser adicionado à estrutura da TUSD proposta neste trabalho, o que mostra a responsabilidade do gerador sobre o ônus que causa ao sistema.

Os valores Q_{TRP} , relacionados ao perfil de tensão, de todos os casos de estudo devem ser subtraídos da estrutura da TUSDg apresentada na Fig. 4.2 proposta neste trabalho. Verifica-se no caso de estudo GD#6 o menor valor de Q_{TRP} em relação aos outros casos de estudo, pois o gerador conectado nessa barra contribui com menor intensidade para o estabelecimento dos níveis de tensões adequados das barras analisadas, ao estabelecê-los próximos ao limite inferior da faixa de tensão adequada. Já no caso de estudo GD#11 observa-se o maior valor de Q_{TRP} em relação aos outros casos de estudo. Esse fato ocorre devido a que o gerador conectado à barra #11 contribui de forma mais efetiva com o estabelecimento dos níveis de tensões adequados, ao estabelecê-los mais próximos ao limite superior de tensão adequada, para as barras do sistema que no caso base, estavam na faixa precária ou crítica.

5.2 Sistema de 50 barras

O diagrama unifilar do sistema de 50 barras é apresentado na Fig. 18 e seus parâmetros são mostrados no Anexo C. Trata-se de um alimentador de 57,301 Km que opera com um nível de tensão de 20 kV e apresenta uma carga total de 2,736MVA.

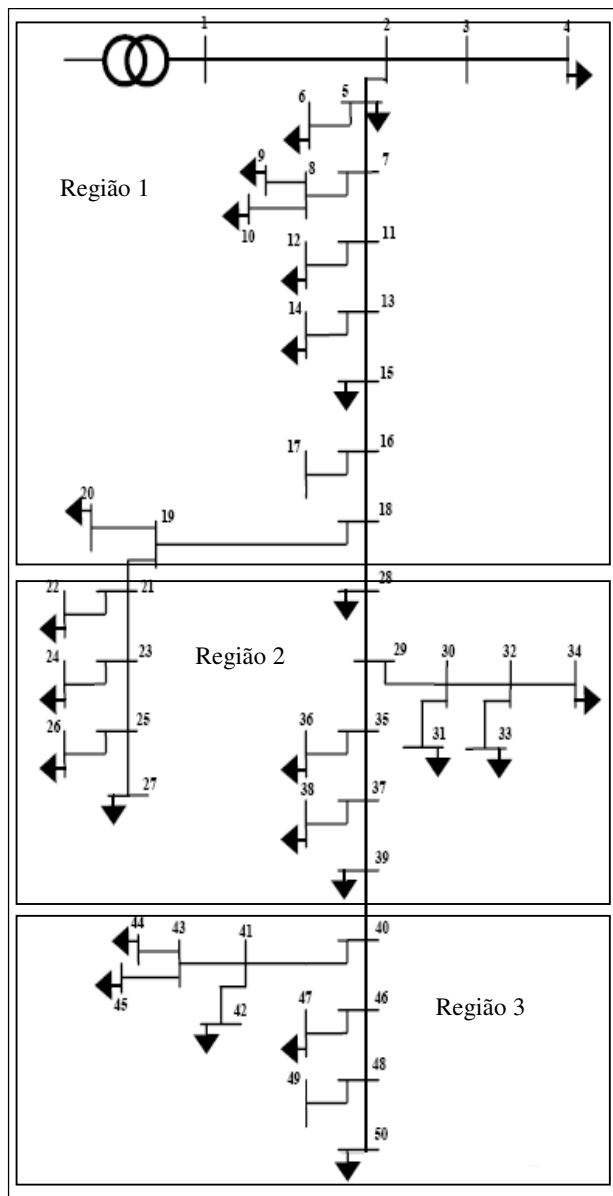


Figura 5.9 – Diagrama unifilar do circuito de 50 barras

5.2.1 Simulações iniciais

Nas Fig. 5.10 até 5.16 são apresentados os resultados de 300 simulações obtidas por meio das simulações de 7 carregamentos para o caso base e os casos de estudo, considerando as variações dos níveis da geração distribuída. Essas simulações mostram a variação das perdas em função da geração de potência ativa para patamares de carga de 100%, 90%, 75%, 50%, 40% e 20% da máxima carga. Assim como na simulação do circuito de 15 barras, os patamares de carga são determinados variando as cargas de todas as barras do circuito ao mesmo tempo. Nas Fig. 5.10 até 5.16 considera-se uma GD conectada na barra #14, #17, #20, #28, #31, #39 e #50, respectivamente. Essas barras, assim como na simulação do circuito de 15 barras, foram escolhidas de acordo com a proximidade das cargas do sistema, algumas mais próximas, outras mais afastadas, porém o estudo pode ser realizado em qualquer barra do sistema.

As cargas são modeladas como potência constante, sendo que neste caso considerou-se um fator de potência igual a 0,92 a fim de fazer uma aproximação com a legislação vigente [64]. Supõe-se que a GD corresponde a um gerador síncrono com a excitatriz controlando o fator de potência, de forma que este seja igual a 0,92, a fim de adequar ao valor mínimo da legislação vigente [65]. Como mencionado anteriormente, o nível máximo de penetração da geração distribuída, de forma a não superar o limite do nível de tensão adequado apresentado em [31], depende da localização do gerador no sistema. Entretanto, na prática, não é necessário definir um valor para cada barra, já que há sempre um conjunto de barras com valores muito próximos. Assim, pode-se dividir o circuito em regiões, sendo especificados limites de capacidade de geração distribuída para cada região. O número de regiões necessárias pode ser determinado por sucessivas simulações de fluxo de carga, para diferentes capacidades de geração em várias barras. Para o circuito de 50 barras utilizado, foram detectadas as três regiões apresentadas na Fig. 5.9. Adotou-se uma potência ativa mínima de geração de 100 kW e uma máxima de 4MW, que foi determinada de acordo com a violação do nível de tensão em cada região. Estas simulações iniciais mostram as relações entre as perdas e as gerações e, o perfil de tensão e a geração, semelhante as obtidas para o sistema de 15 barras na seção 5.1. Para a simulação deste circuito, a relação entre o perfil de tensão e geração foi utilizada para determinar o nível máximo de geração em cada região do circuito.

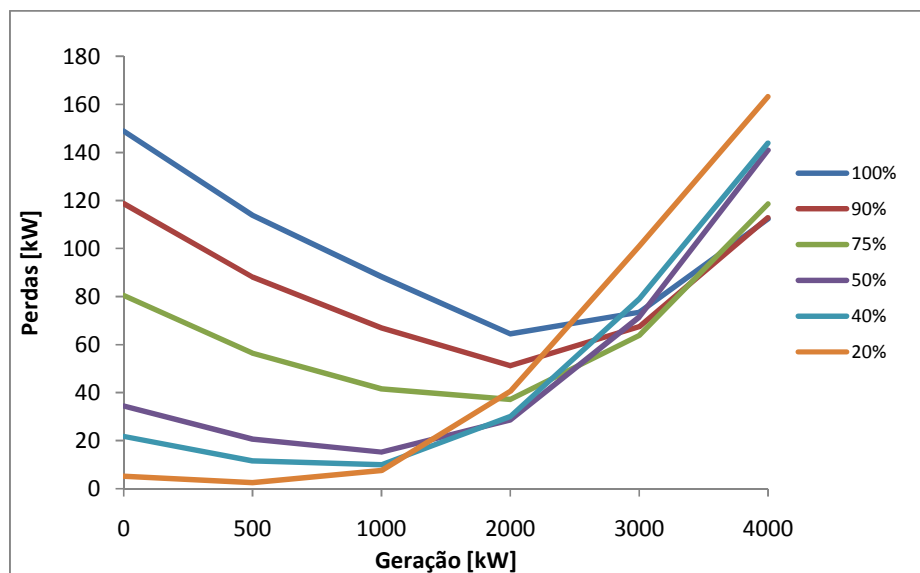


Figura 5.10 – Variação das perdas em função da geração de potência ativa da GD conectada à barra #14.

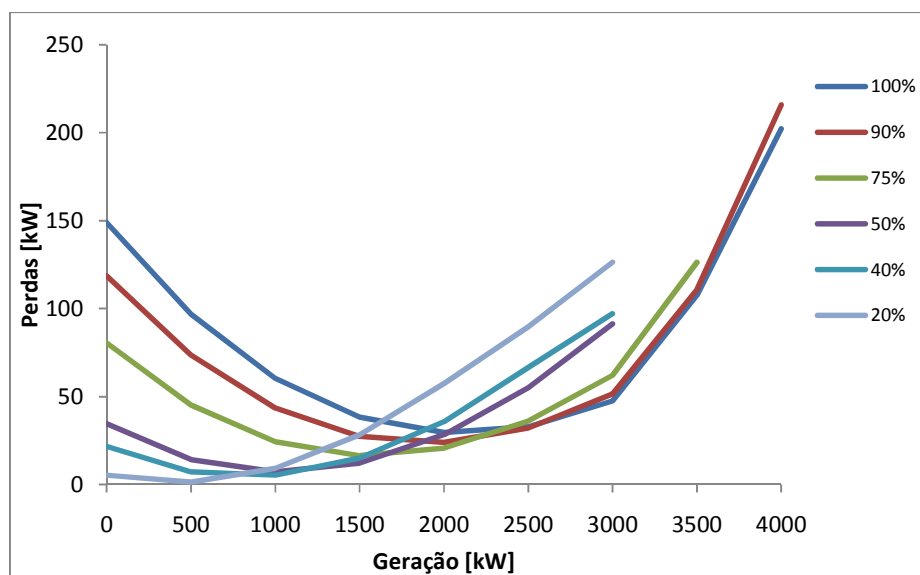


Figura 5.11 – Variação das perdas em função da geração de potência ativa da GD conectada à barra #17.

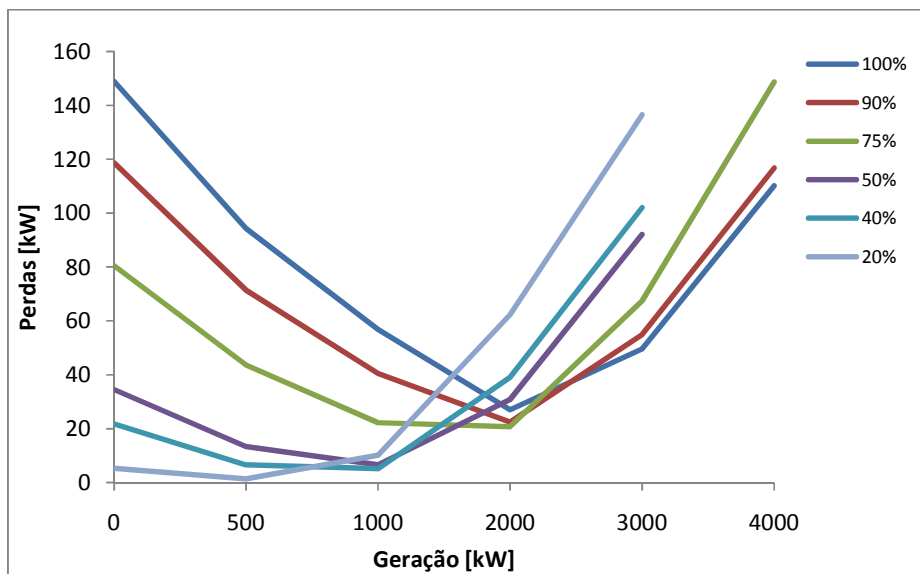


Figura 5.12 – Variação das perdas em função da geração de potência ativa da GD conectada à barra #20.

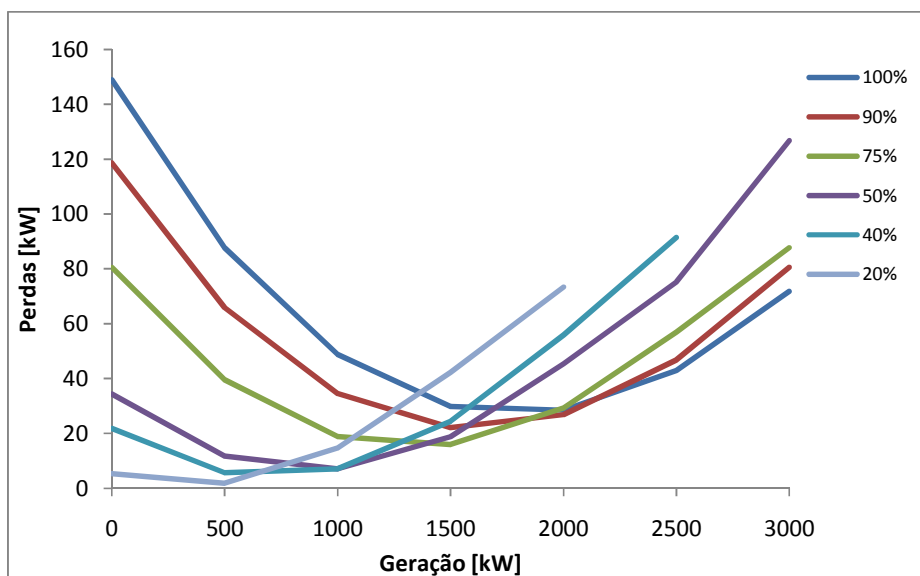


Figura 5.13 – Variação das perdas em função da geração de potência ativa da GD conectada à barra #28.

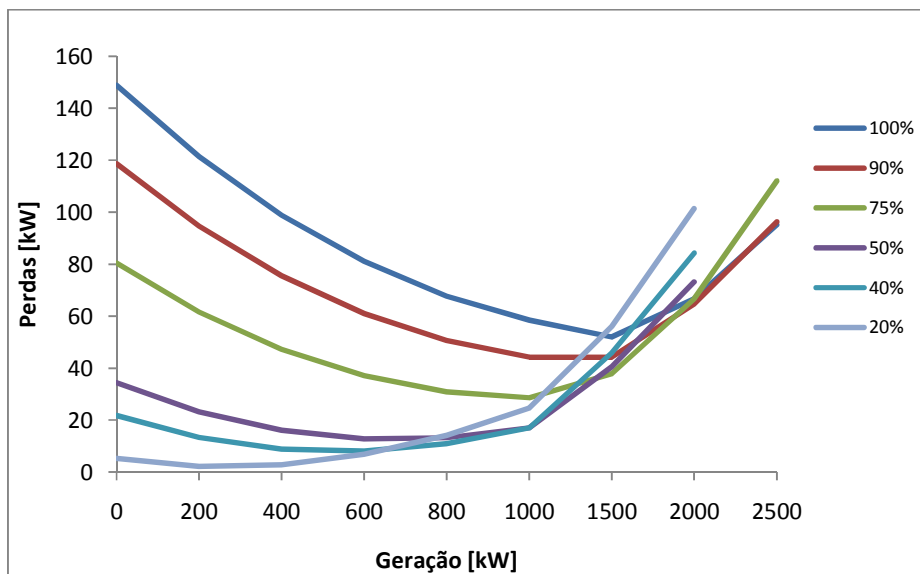


Figura 5.14 – Variação das perdas em função da geração de potência ativa da GD conectada à barra #31.

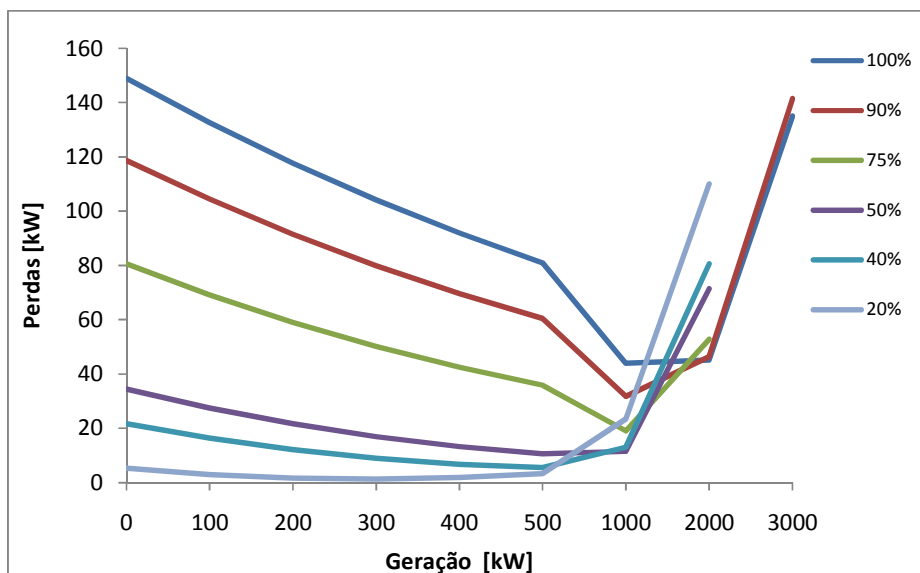


Figura 5.15 – Variação das perdas em função da geração de potência ativa da GD conectada à barra #39.

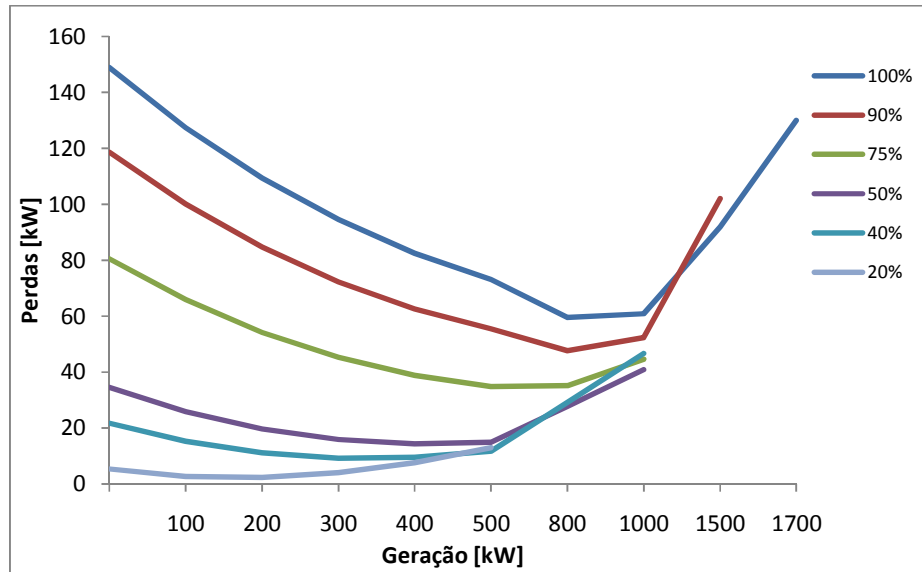


Figura 5.16 – Variação das perdas em função da geração de potência ativa da GD conectada à barra #50.

5.2.1 Descrição do caso base e casos de estudo

Para ilustração da proposta desta dissertação com o circuito de 50 barras, além do caso base, são considerados sete casos de estudo, com um gerador conectado na barra #14, #17, #20, #28, #31, #39 e #50. Denomina-se esses casos como: GD#14, GD#17, GD#20, GD#28, GD#31, GD#39 e GD#50, respectivamente. Assim como no circuito de 15 barras, considera-se a operação do sistema durante um dia, em intervalos de 1 hora. São determinadas para o caso base as tensões das barras do sistema e as perdas durante o intervalo de 24 horas, levando-se em consideração a curva de carga apresentada na Fig. 5.17.

Para os casos de estudo são realizadas as mesmas análises do caso base, porém considera-se a curva de produção determinada de acordo com a região do circuito. Dessa forma os casos de estudo GD#14, GD#17 e GD#20 compõem a região 1, os casos de estudo GD#28, GD#31 e GD#39 compõem a região 2 e o caso de estudo GD#50 se refere a região 3. Assim como foi determinado na simulação do circuito de 15 barras, com o intuito de simplificar os cálculos, foi considerado que a geração de potência ativa máxima apresentada nas curvas de produção corresponde à capacidade instalada das unidades.

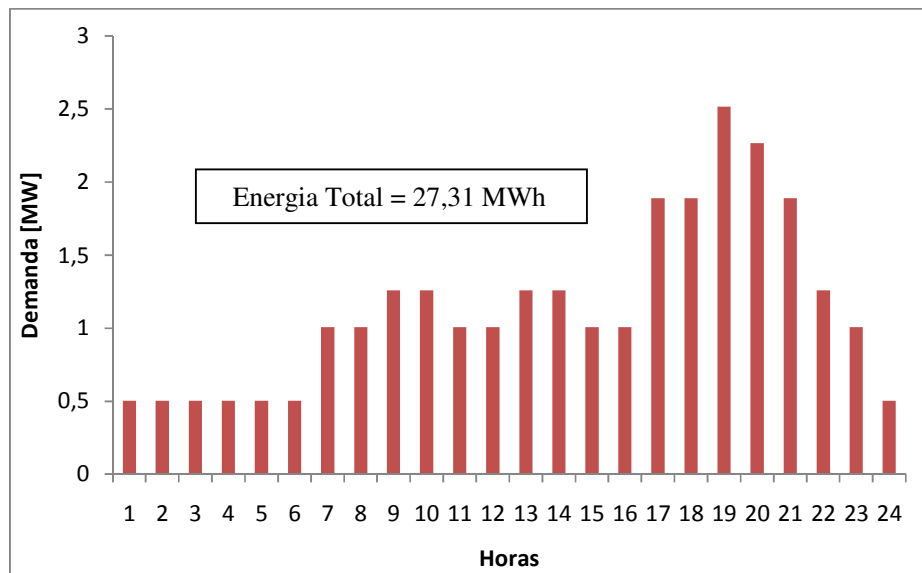


Figura 5.17 – Variação da carga das barras em função do tempo para o sistema de 50 barras, para um dia de operação.

A Fig. 5.18 apresenta a curva de produção para os casos de estudo da região 1, onde é observado uma potência de geração máxima de 3 MW, que será a capacidade instalada dessa unidade de geração.

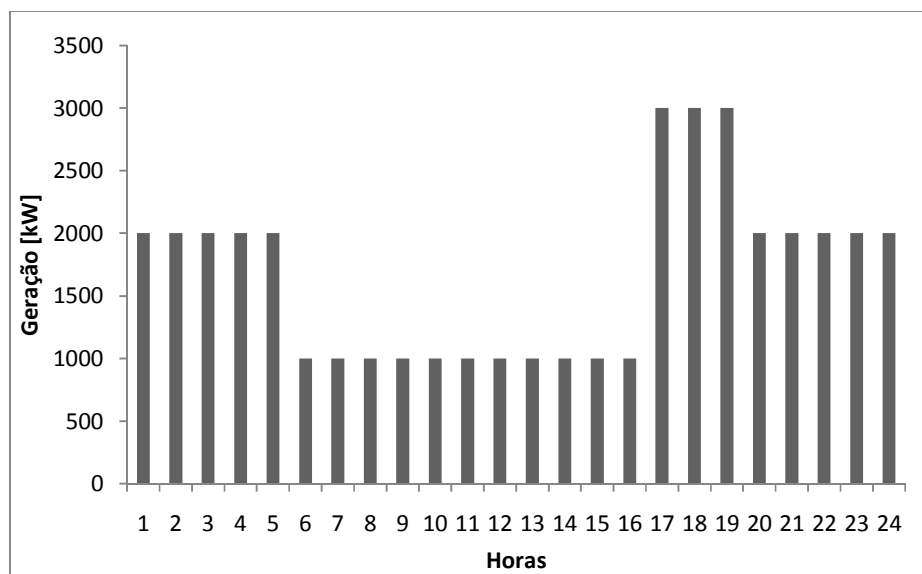


Figura 5.18 – Curva de produção para um dia de operação, do gerador da região 1.

Os perfis de perdas para os casos de estudo da região 1 são apresentados na Fig. 5.19. Observa-se que as perdas de energia do caso base representam 3,18% da demanda de energia total das cargas do circuito, que é um valor dentro da faixa esperada. Também observa-se na presença da geração distribuída uma mudança do perfil de perdas em relação ao caso base. Ainda, observa-se que as perdas no caso de estudo GD#17 apresentam o menor valor em relação ao caso base quando comparado aos outros casos de estudo.

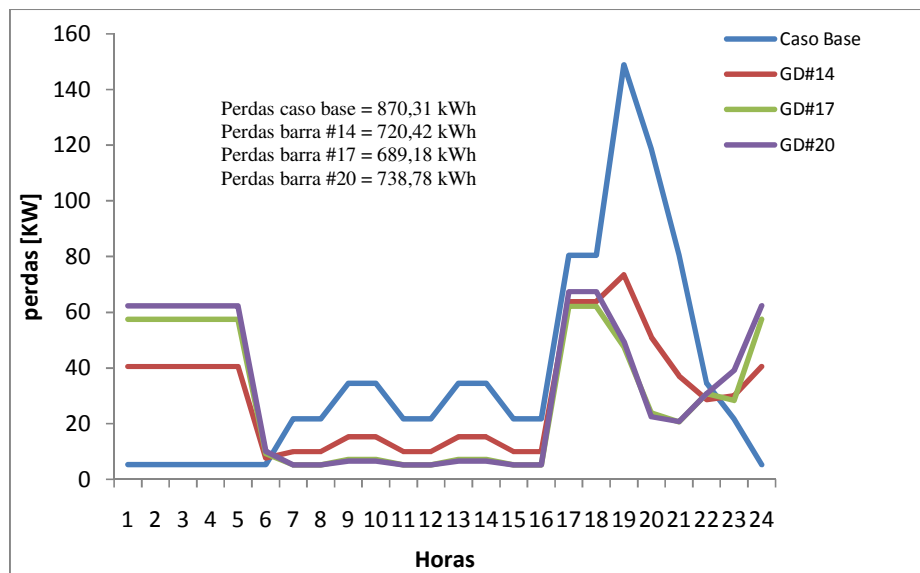


Figura 5.19 – Variação das perdas durante um dia de operação para o caso base e os casos de estudo da região 1.

A Fig. 5.20 apresenta a curva de produção para os casos de estudo da região 2, onde é observado uma potência de geração máxima igual a 2 MW.

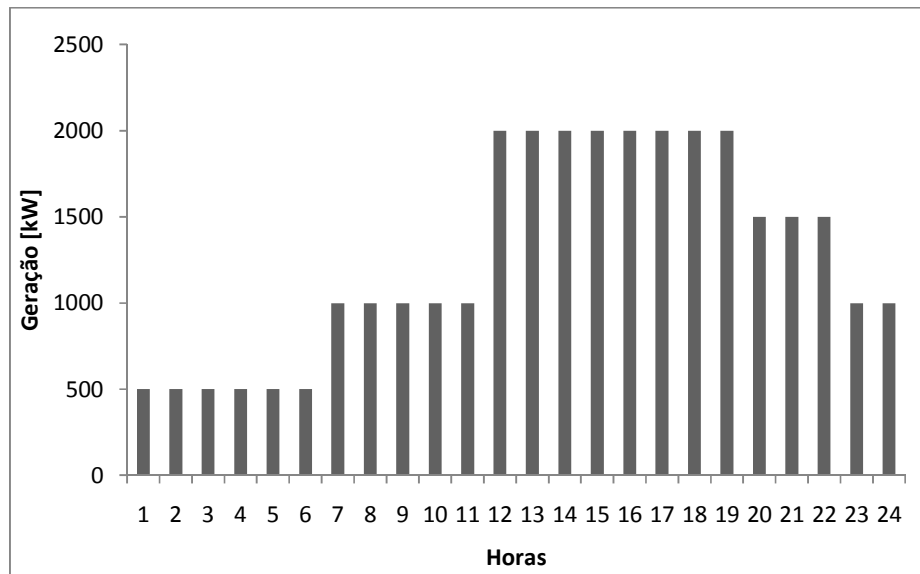


Figura 5.20 – Curva de produção para um dia de operação, do gerador da região 2.

A Fig. 5.21 apresenta os perfis de perdas para os casos de estudo da região 2. Verifica-se que o caso de estudo GD#28 apresenta o menor valor do nível perdas em relação ao caso base, quando comparado com os outros casos de estudo. Além disso, também se destaca o caso de estudo GD#31 que apresenta um nível de perdas maior que o do caso base causando prejuízo ao sistema do ponto de vista das perdas.

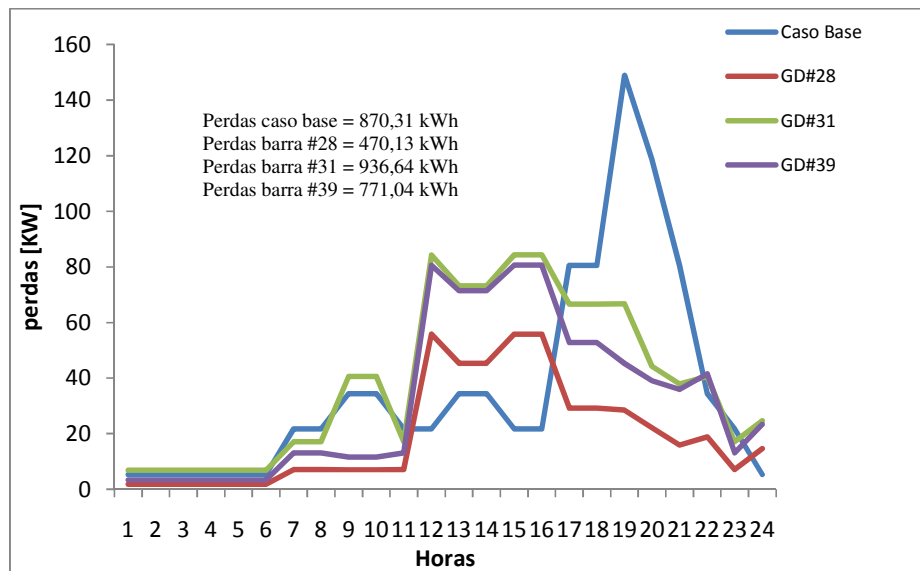


Figura 5.21 – Variação das perdas durante um dia de operação para o caso base e os casos de estudo da região 2.

A Fig. 5.22 apresenta a curva de produção do gerador para o caso de estudo da região 3. Observa-se que para esse gerador a capacidade instalada é de 1 MW.

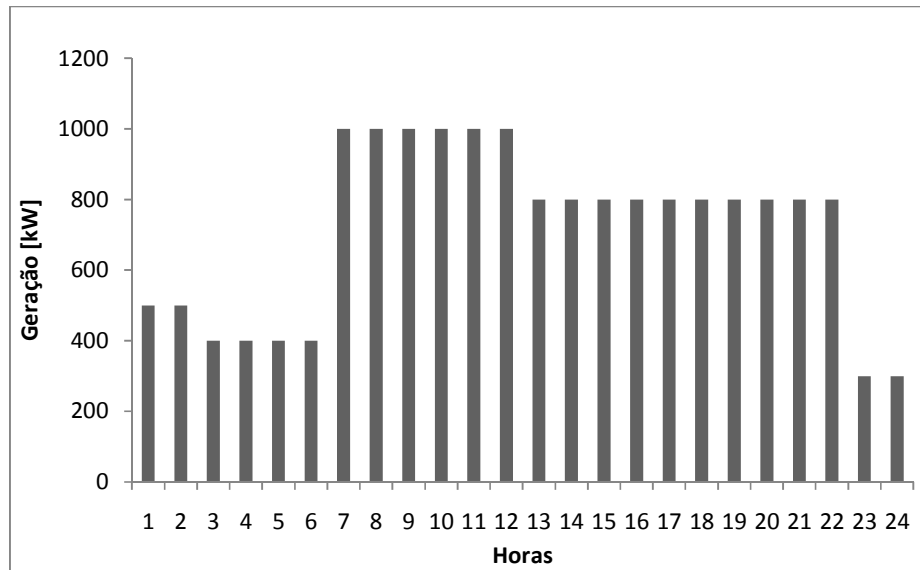


Figura 5.22 - Curva de produção para um dia de operação, do gerador da região 3.

A Fig. 5.23 apresenta o perfil de perdas para o caso de estudo da região 3. Observa-se que o nível de perdas do caso de estudo GD#50 é menor que o do caso base, o que configura um benefício ao sistema do ponto de vista das perdas elétricas.

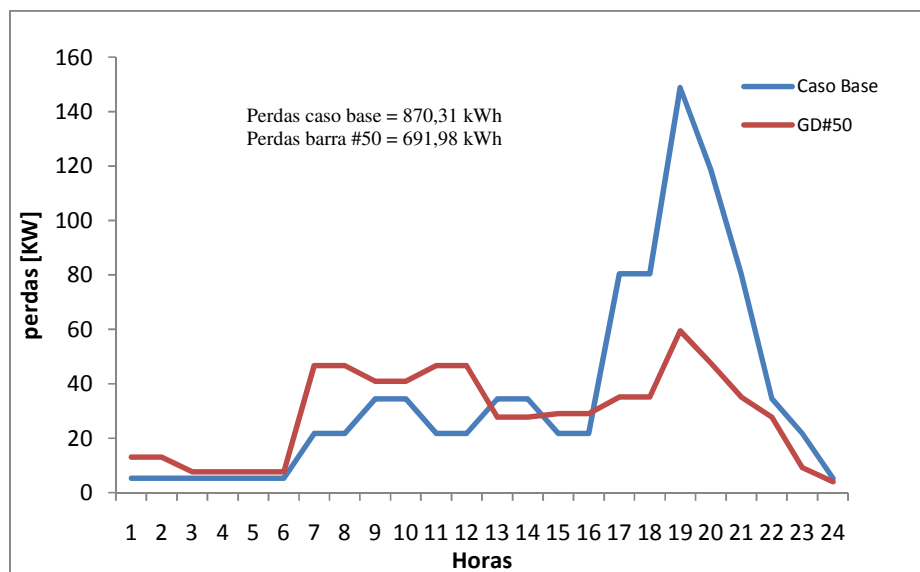


Figura 5.23 – Variação das perdas durante um dia de operação para o caso base e o caso de estudo da região 3.

A Tabela 5.7 mostra as tensões das barras que apresentaram níveis fora do adequado em algum intervalo do caso base, para o sistema de 50 barras. Pode-se verificar que as barras apresentaram níveis precários de tensão para o intervalo de 17 horas às 21 horas. Além disso, também foi verificado para a hora 19 um nível de tensão crítico na barra #50. Analisando os dados da Tabela 5.7, determina-se um valor de DRP igual a 4,16% para as barras #36, #38 e #39; um valor de DRP igual a 8,33% para as barras #42, #44, #45 e #47; e finalmente um valor de DRP igual a 16,67% para a barra 50. Também é determinado um valor de DRC igual a 4,16% para a barra #50.

TABELA 5.7
PERFIL DE TENSÃO DO CASO BASE, EM PU, PARA O CIRCUITO DE 50 BARRAS.

Caso Base								
Horas	Barra 36	Barra 38	Barra 39	Barra 42	Barra 44	Barra 45	Barra 47	Barra 50
1	0,9862	0,9854	0,9853	0,985	0,985	0,985	0,985	0,9807
2	0,9862	0,9854	0,9853	0,985	0,985	0,985	0,985	0,9807
3	0,9862	0,9854	0,9853	0,985	0,985	0,985	0,985	0,9807
4	0,9862	0,9854	0,9853	0,985	0,985	0,985	0,985	0,9807
5	0,9862	0,9854	0,9853	0,985	0,985	0,985	0,985	0,9807
6	0,9862	0,9854	0,9853	0,985	0,985	0,985	0,985	0,9807
7	0,972	0,9704	0,9701	0,9697	0,9696	0,9696	0,9696	0,9609
8	0,972	0,9704	0,9701	0,9697	0,9696	0,9696	0,9696	0,9609
9	0,9647	0,9627	0,9624	0,9618	0,9618	0,9618	0,9618	0,9507
10	0,9647	0,9627	0,9624	0,9618	0,9618	0,9618	0,9618	0,9507
11	0,972	0,9704	0,9701	0,9697	0,9696	0,9696	0,9696	0,9609
12	0,972	0,9704	0,9701	0,9697	0,9696	0,9696	0,9696	0,9609
13	0,9647	0,9627	0,9624	0,9618	0,9618	0,9618	0,9618	0,9507
14	0,9647	0,9627	0,9624	0,9618	0,9618	0,9618	0,9618	0,9507
15	0,972	0,9704	0,9701	0,9697	0,9696	0,9696	0,9696	0,9609
16	0,972	0,9704	0,9701	0,9697	0,9696	0,9696	0,9696	0,9609
17	0,946	0,943	0,9425	0,9415	0,9415	0,9415	0,9415	0,9244
18	0,946	0,943	0,9425	0,9415	0,9415	0,9415	0,9415	0,9244
19	0,9266	0,9224	0,9217	0,9204	0,9204	0,9204	0,9204	0,8969
20	0,9345	0,9307	0,9301	0,929	0,9289	0,9289	0,9289	0,908
21	0,946	0,943	0,9425	0,9415	0,9415	0,9415	0,9415	0,9244
22	0,9647	0,9627	0,9624	0,9618	0,9618	0,9618	0,9618	0,9507
23	0,972	0,9704	0,9701	0,9697	0,9696	0,9696	0,9696	0,9609
24	0,9862	0,9854	0,9853	0,985	0,985	0,985	0,985	0,9807
Legenda			Nível de tensão adequado		Nível de tensão precário		Nível de tensão crítico	

As Tabelas 5.8 até 5.14 apresentam as tensões das barras, da Tabela 5.7, nos intervalos em que apresentaram níveis de tensão fora do adequado, respectivamente para os casos de estudo GD#14, GD#17, GD#20, GD#28, GD#31, GD#39 e GD#50. Observa-se que, em todos os casos, a inclusão da GD melhorou os níveis de tensão para o adequado.

TABELA 5.8
PERFIL DE TENSÃO PARA GD#14 EM PU.

Horas	Barra 36	Barra 38	Barra 39	Barra 42	Barra 44	Barra 45	Barra 47	Barra 50
17								0,9726
18								0,9726
19	0,9753	0,9713	0,9706	0,9694	0,9694	0,9694	0,9693	0,9471
20				0,9618	0,9617	0,9618	0,9617	0,9416
21								0,9571
Legenda			Nível de tensão adequado		Nível de tensão precário		Nível de tensão crítico	

TABELA 5.9
PERFIL DE TENSÃO PARA GD#17 EM PU.

Horas	Barra 36	Barra 38	Barra 39	Barra 42	Barra 44	Barra 45	Barra 47	Barra 50
17								1,005
18								0,9809
19	0,9895	0,986	0,9854	0,9843	0,9843	0,9843	0,9843	0,9646
20				0,9957	0,9957	0,9957	0,9957	0,9795
21								1,0037
Legenda			Nível de tensão adequado		Nível de tensão precário		Nível de tensão crítico	

TABELA 5.10
PERFIL DE TENSÃO PARA GD#20 EM PU.

Horas	Barra 36	Barra 38	Barra 39	Barra 42	Barra 44	Barra 45	Barra 47	Barra 50
17								1,009
18								1,009
19	1,0122	1,0084	1,0077	1,0066	1,0065	1,0065	1,0065	0,9851
20				0,9872	0,9872	0,9872	0,9872	0,9676
21								0,9824
Legenda			Nível de tensão adequado		Nível de tensão precário		Nível de tensão crítico	

TABELA 5.11
PERFIL DE TENSÃO PARA GD#28 EM PU.

Horas	Barra 36	Barra 38	Barra 39	Barra 42	Barra 44	Barra 45	Barra 47	Barra 50
17								1,0006
18								1,0006
19	1,0037	0,9998	0,9992	0,998	0,998	0,998	0,998	0,9764
20				0,9874	0,9874	0,9874	0,9874	0,9678
21								0,9826
Legenda			Nível de tensão adequado		Nível de tensão precário		Nível de tensão crítico	

TABELA 5.12
PERFIL DE TENSÃO PARA GD #31 EM PU.

Horas	Barra 36	Barra 38	Barra 39	Barra 42	Barra 44	Barra 45	Barra 47	Barra 50
17								1,003
18								1,003
19	1,0061	1,0022	1,0016	1,0004	1,0004	1,0004	1,0004	0,9788
20				0,9895	0,9895	0,9895	0,9895	0,9699
21								0,9847
Legenda			Nível de tensão adequado		Nível de tensão precário		Nível de tensão crítico	

TABELA 5.13
PERFIL DE TENSÃO PARA GD #39 EM PU.

Horas	Barra 36	Barra 38	Barra 39	Barra 42	Barra 44	Barra 45	Barra 47	Barra 50
17								1,0275
18								1,0275
19	1,0173	1,0252	1,0265	1,0254	1,0254	1,0254	1,0253	1,0044
20				1,0324	1,0324	1,0324	1,0324	1,0137
21								1,0275
Legenda			Nível de tensão adequado		Nível de tensão precário		Nível de tensão crítico	

TABELA 5.14
PERFIL DE TENSÃO PARA GD #50 EM PU.

Horas	Barra 36	Barra 38	Barra 39	Barra 42	Barra 44	Barra 45	Barra 47	Barra 50
17								1,0392
18								1,0392
19	0,9736	0,9757	0,976	0,9776	0,9776	0,9776	0,9777	1,0165
20				0,9851	0,9851	0,9851	0,9852	1,0257
21								1,0392
Legenda			Nível de tensão adequado		Nível de tensão precário		Nível de tensão crítico	

5.2.3 Resultados para o sistema de 50 barras

Nas Tabelas 5.15 e 5.16 são apresentados, respectivamente, o índice de variação de tensão $I_{vt(k)}$ e os índices de avaliação de impactos, bem como a valoração desses impactos. Os mesmos valores utilizados no circuito de 15 barras para o custo médio de aquisição de energia e a TUSD, de 100 R\$/MWh e 7,7 R\$/kW, respectivamente, são utilizados nesta simulação. A análise desse circuito deve ser feita com relação às regiões, pois para cada uma é verificado uma curva de produção diferente.

TABELA 5.15
ÍNDICES DE CLASSIFICAÇÃO E INCENTIVOS
PARA O CIRCUITO DE 50 BARRAS

Região	Caso de estudo	$I_{vt(36)}$	$I_{vt(38)}$	$I_{vt(39)}$	$I_{vt(42)}$	$I_{vt(44)}$	$I_{vt(45)}$	$I_{vt(47)}$	$I_{vt(50)}$
1	GD#14	0,0523	0,0525	0,0525	0,0440	0,0440	0,0440	0,0439	0,0457
	GD#17	0,0676	0,0683	0,0684	0,0702	0,0702	0,0702	0,0702	0,0764
	GD#20	0,0920	0,0924	0,0925	0,0776	0,0776	0,0776	0,0776	0,0806
2	GD #28	0,0829	0,0832	0,0833	0,0731	0,0732	0,0732	0,0732	0,0752
	GD #31	0,0854	0,0858	0,0859	0,0755	0,0755	0,0755	0,0755	0,0776
	GD #39	0,0975	0,1105	0,1126	0,1120	0,1120	0,1120	0,1120	0,1123
3	GD #50	0,0505	0,0573	0,0583	0,0609	0,0609	0,0609	0,0610	0,1250

Na Tabela 5.15 observa-se que na região 1 o maior valor do índice $I_{vt(k)}$ foi calculado para a barra #39 no caso de estudo GD#20 e o menor valor para a barra #47 no caso de estudo GD#14. Na região 2, o maior valor do índice $I_{vt(k)}$ foi calculado para a barra #39 no caso de estudo GD#39 e o menor valor para a barra 42 no caso de estudo GD#28. Finalmente, para a região 3 o maior valor do índice $I_{vt(k)}$ foi calculado para a barra #50 e o menor valor para a barra #36. Os maiores valores do índice $I_{vt(k)}$ indicam que os geradores estabelecem níveis de tensão adequados próximos ao limite superior da faixa de tensão adequada. Já os menores valores do índice I_{vt} indicam que os geradores estabelecem o nível de tensão adequado próximo ao limite inferior da faixa de tensão adequada.

TABELA 5.16
ÍNDICES DE CLASSIFICAÇÃO E INCENTIVOS
PARA O CIRCUITO DE 50 BARRAS

Região	Caso de estudo	I_{vp}	I_{vic}	Qp (R\$/kW)	Q_{TRP} (R\$/kW)
1	GD#14	17,222	0,04740	0,14989	0,02002
	GD#17	20,812	0,07025	0,18113	0,03297
	GD#20	15,113	0,08352	0,13153	0,03527
2	GD#28	45,981	0,07716	0,60026	0,04930
	GD#31	-7,621	0,07965	-0,0994	0,05090
	GD#39	11,407	0,11017	0,14891	0,07337
3	GD#50	20,489	0,06690	0,53496	0,15437

Os resultados dos índices propostos para avaliar as perdas (I_{vp}) e os perfis de tensões (I_{vic}) são apresentados nas colunas #3 e #4 da Tabela 22, respectivamente. Do ponto de vista das perdas, verifica-se pelo índice I_{vp} na região 1, que o gerador conectado na barra #17 reduz em 20,81% as perdas, sendo este o maior valor quando comparado aos outros casos de estudo da região. Assim, o gerador propicia maior benefício ao sistema no quesito perdas quando conectado à barra #17 para a região 1. Para a região 2, o maior índice I_{vp} verifica-se para o caso de estudo GD#28 com redução de 45,98% do nível de perdas em relação ao caso base. Ainda na região, destaca-se o caso de estudo GD#31, que apresenta aumento do nível de perdas em 7,62% em relação ao caso base, causando prejuízo ao sistema do ponto de vista das perdas elétricas. Para a região 3, verifica-se que o gerador beneficiou o sistema com a redução do nível de perdas em 20,48%.

Com relação aos perfis de tensões, pode-se verificar que o caso de estudo barra GD#20 apresenta o maior índice I_{vic} na região 1, em relação aos outros casos de estudo da região, indicando que os níveis de tensões das barras verificadas por esse índice apresentam em média valores próximos ao limite superior da faixa adequada, quando comparadas com os outros casos de estudo da região. Fato semelhante ocorre com o caso de estudo GD#39, que apresenta o maior índice I_{vic} da região 2. Dessa forma, o

gerador posicionado na barra #20 e #39 causa mais benefícios ao sistema em relação aos outros casos de estudo das suas respectivas regiões, já que propicia que o sistema opere com um nível de tensão maior, porém dentro da faixa de tensão adequada. Pois para um futuro aumento de carga do sistema, este poderia trabalhar ainda dentro da faixa de tensão adequada.

As valorações das perdas (Q_p) e perfis de tensão (Q_{TRP}) são apresentadas nas colunas #5 e #6 da Tabela 22, respectivamente. Pode-se observar que o maior valor Q_p para a região 1 corresponde ao caso de estudo GD#17, pois foi nessa barra que o gerador ofereceu o maior benefício ao sistema, com relação às perdas, conforme mostra o índice I_{vp} . Esse fato pode ser justificado devido à proximidade da barra#17 aos centros de carga. Fato semelhante ocorre na região 2, com o caso de estudo GD#28, que apresenta a maior valoração Q_p em relação a todos os casos de estudo da sua e de outras regiões. O valor estabelecido para a componente Q_p em todos os casos de estudo, com exceção do caso de estudo GD#31 na região 2, devem ser subtraídos da estrutura da TUSDg apresentada na Fig. 4.2, proposta neste trabalho, uma vez que nestas situações o gerador proporcionou benefícios econômicos ao sistema de distribuição. O valor negativo de Q_p no caso de estudo GD#31 é resultado do que mostra o índice I_{vp} , ou seja, o gerador conectado nessa barra causa prejuízos ao sistema, pois aumenta o nível de perdas elétricas. Dessa forma, para o caso de estudo GD#31 o valor Q_p deve ser adicionado a estrutura da proposta para a TUSDg, mostrando a responsabilidade da unidade de geração sobre os impactos negativos causado ao sistema em relação as perdas.

Os valores Q_{TRP} de todos os casos de estudo devem ser subtraídos da estrutura da TUSDg apresentada na Fig. 4.2 proposta neste trabalho, com destaque para os casos de estudo GD#50 na região 3 e GD#39 na região 2. Verifica-se no caso de estudo GD#50 o maior valor de Q_{TRP} em relação aos outros casos de estudo. Esse fato é justificado pela menor capacidade instalada do gerador posicionado na região 3. O caso de estudo GD#39 na região 2 apresenta o maior valor de Q_{TRP} da sua região, pois esse gerador contribui com maior intensidade para o estabelecimento do nível de tensão adequado.

5.3 Considerações finais

Observa-se que os impactos causados pela GD nos sistemas de distribuição nas perdas e no perfil de tensão, analisados neste trabalho, apresentam um comportamento que depende de parâmetros específicos de cada circuito, além das características próprias da GD. Dessa forma, a aplicação dos índices de avaliação desses impactos se mostra genérica ao não considerar as especificidades dos circuitos e as características específicas do gerador para sua determinação. Com relação à valoração desses impactos a sua aplicação varia de acordo com características de cada distribuidora no que diz respeito aos custos de aquisição de energia e o valor da TUSD de responsabilidade dos consumidores.

As curvas de perdas ao longo do dia bem como os níveis de tensão das barras variam de acordo com as curvas de produção do gerador e a curva de carga do ramal de distribuição. Neste trabalho, com o objetivo de simplificar os resultados considera-se que as curvas de produção do gerador e de carga do ramal são iguais durante os 30 dias do mês. Porém na prática essas curvas são não iguais durante todos os dias do mês. Nesta situação deve-se considerar as curvas de todos os dias e determinar os resultados das perdas e da variação dos níveis de tensão para cada dia com o objetivo de se determinar a operação durante 30 dias.

Os valores de Q_p e Q_{TRP} encontrados neste trabalho foram calculados em relação aos custos da concessionária AES Eletropaulo, conforme citado anteriormente. Esses valores são somados ou subtraídos da TUSDg aplicada aos geradores conectados a redes com níveis de tensão menores que 88 kV. O valor dessa tarifa atualmente é de 2,57 R\$/kW para a AES Eletropaulo [65]. De acordo com a proposta deste trabalho, retirando a componente perdas técnicas, que representa 0,1230 R\$/kW [66], obtém-se a tarifa igual a 2,447 R\$/kW. Os incentivos determinados neste trabalho devem ser descontados ou adicionados a essa tarifa. Por exemplo, observa-se que no caso de estudo GD#28, a parcela de incentivos relacionada às perdas, é bastante significativa, já que representa 24,5% do valor dessa tarifa. Dessa forma as Tabelas 5.17 e 5.18 apresentam os novos resultados da TUSDg para os casos de estudo verificados nas simulações dos circuitos de 15 e de 50 barras. Esses valores devem ser comparados com o valor vigente da TUSDg de 2,57 R\$/kW.

TABELA 5.17
TUSDg PROPOSTA PARA OS CASOS DE ESTUDO DO CIRCUITO DE 15 BARRAS

Casos de estudo	TUSDg proposta R\$/kW	% Redução
GD#3	2,287123	11,00689
GD#6	2,433391	5,315525
GD#9	1,929253	24,93179
GD#11	1,872832	27,12716

TABELA 5.18
TUSDg PROPOSTA PARA OS CASOS DE ESTUDO DO CIRCUITO DE 50 BARRAS

Casos de estudo	TUSDg proposta R\$/kW	% Redução
GD#14	2,27709	11,39728
GD#17	2,2329	13,11673
GD#20	2,2802	11,27626
GD#28	1,79744	30,0607
GD#31	2,4955	2,898833
GD#39	2,22472	13,43502
GD#50	1,75767	31,60817

Observa-se que para os dois circuitos simulados houve uma redução da TUSDg, com destaque para o caso de estudo GD#50 no circuito de 50 barras, que apresentou a maior redução, igual a 31,60%. Pode-se fazer outra análise em relação às fontes incentivadas de energia, mostradas no Capítulo 3. Essas fontes têm redução de 100 ou 50% da TUSD de acordo com a sua data de conexão. Porém, o que foi descontado do

agente gerador depois poderá ser requerido pela concessionária, fato que irá onerar os usuários do sistema.

Conclusões e estudos futuros

Os impactos causados pelos geradores distribuídos nas redes que compõem o sistema elétrico brasileiro são de grande relevância, sendo relacionados a aspectos de planejamento e operação do sistema. Observa-se que a forma atual da TUSDg para geradores conectados em redes com níveis de tensões abaixo de 88 kV não leva em consideração aspectos relacionados a impactos desse gerador nos sistemas, o que pode causar desincentivos a conexão dessas unidades nos sistemas de distribuição. Dessa forma, este trabalho avaliou por meio de índices os impactos relacionados às perdas e ao perfil de tensão em regime permanente, e valorou esses índices a fim de constituírem parcelas de incentivos tarifários na TUSDg.

Conclui-se que as avaliações dos impactos perdas e perfil de tensão em regime permanente propostos nesta dissertação são bastante efetivas e abrangentes, ao considerar a curva de carga das barras do sistema e os perfis de produção das unidades geradoras em um horizonte de estudo. Os resultados dessas avaliações podem auxiliar na tomada de decisões para a alocação de unidades de geração nos sistemas de distribuição, embora a alocação dessas unidades dependa também de outros impactos técnicos, citados nesta dissertação, e ainda dependa fortemente do local onde a fonte primária está disponível (por exemplo: a queda d'água de uma PCH, biomassa para uma usina de co-geração, etc.).

Também pode ser concluído que as valorações dos impactos provocados pelo gerador conectado nos sistemas de distribuição nas perdas e no perfil de tensão em regime permanente se mostraram coerentes ao sinalizar economicamente o efeito dessas unidades. Quando incorporadas à TUSDg, conforme proposto neste trabalho, representam aspectos de natureza técnica e operativa da geração distribuída, bem como da localização no sistema de distribuição. Dessa forma, dependendo das características do gerador e da sua localização, a tarifa aplicada ao gerador é determinada de acordo com os seus efeitos causados no sistema de distribuição. Se o efeito é benéfico ao sistema de distribuição, são incentivados através da diminuição da tarifa e, caso contrário, são penalizados com aumento da tarifa.

Em relação a sugestões para estudos futuros, a fim de enriquecer este trabalho, seria de grande importância avaliar e potencialmente valorar os impactos causados pela introdução de geradores distribuídos em relação a outros aspectos técnicos tais como nível de curto-circuito, qualidade de energia, capacidade disponibilizada e confiabilidade. Também seria de grande relevância estudos dos efeitos da geração distribuída na rede básica e em outras redes que compõem os sistemas de distribuição, principalmente em aspectos relacionados às perdas elétricas. Além disso, também seria de grande interesse valorar as melhorias relacionadas ao perfil de tensão em regime permanente, em relação às melhorias que a distribuidora faria para estabelecer níveis de tensões adequados.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ANEEL, “Atlas de Energia Elétrica do Brasil”, disponível em <www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/livro_atlas.pdf>. Acesso em: 03/01/2009.
- [2] INEE, “Geração distribuída – Um negócio e um complemento à geração centralizada”, disponível em <<http://www.inee.org.br>>. Acesso em: 10/12/2008.
- [3] ETE, “Distributed Generation: Definition, Benefits and Issues”, no. 2003 -08, disponível em: <<http://www.econ.kuleuven.be/ete/downloads/ETE-WP-2003-08.PDF>>. Acesso em 10/12/2008.
- [4] FREITAS, W.; FRANÇA, A. M.; JÚNIOR, J. C. M. V.; SILVA, L. C. P.; COSTA, V. F. Análise comparativa entre geradores síncronos e geradores de indução com rotor tipo gaiola de esquilo para aplicação em geração distribuída. Revista Controle & Automação, vol. 16, no.3 , Jul, Ago e Set de 2005.
- [5] JENKINS, N. Tutorial - Embedded Generation. Power engineering journal, junho 2005.
- [6] SALMAN, S. K. The impact of embedded generation on voltage regulation and losses of distribution networks”. In: IEE colloquium 15 October 1996 on the impact of embedded generation on distribution networks.
- [7] MULATE, J.; STRBAC, G.; CURCIC, S.; JENKINS, N. Allocation of losses in distribution systems with embedded generation. IEEE Proc. Gener. Transm. Distrib. Vol. 147 no.1 January 2000, pp. 7-14.
- [8] COSTA, P. M.; MATOS, M. A. Loss Allocation in Distribution Networks With Embedded Generation. IEEE Trans. On Power Systems, vol. 19, no. 1, pp.384-389.
- [9] JENKINS, N.; ALLAN, R.; CROSSLEY, P.; KIRSCHEN, D.; STRBAC, G. Embedded Generation. London, United Kingdom, The Institution of Electrical Engineers, 2000.
- [10] BARKER, P.; MELLO, P. R. W. Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 – Radial Distribution Systems. In: Proc. of the IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, vol. 3 IEEE, 2000, pp. 1645 – 1646.
- [11] MASTERS, C. L. Voltage rise – The big issue when connecting embedded generation to long 11 kV overhead lines. IEE Power Engineering Journal, vol. 16, no. 1, pp. 5-12, Fevereiro de 2002.
- [12] OLIVEIRA, M. E.; FELTRIN, A. P. Gestão das perdas de energia em sistemas de distribuição de energia elétrica. In: XVII CBA, Juiz de Fora-MG, 2008.
- [13] BRASIL. ANEEL, Resolução Normativa no. 166 de 10 de outubro de 2005.

- [14] BAYLESS, C. E. Less Is More: Why Gas Turbines Will Transform Electric Utilities. Public Utilities Fortnightly 12 de dezembro de 1994.
- [15] CIRED. Dispersed generation, Preliminary report of CIRED working group WG04, Junho, p. 9+Apêndice (p.30), 1999.
- [16] RIBEIRO, P.; FERREIRA, F.; MEDEIROS, F. Geração Distribuída e Impacto na Qualidade de energia. In: VI SBQEE, Agosto de 2005.
- [17] MOREIRA, J. R.; COELHO, S. T.; ALMEIDA, M. C.; PECORA, V.; PRADO, T. G. F. Externalidades associadas à geração distribuída de energia elétrica a partir de biomassa da indústria sucroalcooleira. Disponível em <www.feagri.unicamp.br/energia/agre2004/.../Trabalho%2043.pdf>. Acesso em: 15/01/2009.
- [18] BRASIL. Decreto no. 5163 de 30 de julho de 2004.
- [19] ANEEL. Guia do Empreendedor das Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH's, disponível em: <<http://www3.aneel.gov.br/empreendedor/empreendedor.htm>>. Acesso em: 10/04/2009.
- [20] BRASIL. ANEEL. Resolução no. 652 de 9 de dezembro de 2003.
- [21] BRASIL. ANEEL. Resolução no. 407 de 19 de outubro de 2000.
- [22] CODGUNET. Aspects of Different Distributed Generation Technologies Disponível em: <www.energia.fi/content/root%20content/.../codgunet/wp3.pdf>. Acesso em: 15/03/2009.
- [23] PORTAL PCH. Ceará lidera produção de energia eólica no Brasil. Disponível em: <http://www.portalpch.com.br/index.php?option=com_content&task=view&id=2655&Itemid=1>. Acesso em: 15/08/2009.
- [24] CGEE. Geração de energia elétrica a partir de biomassa no Brasil: situação atual, oportunidades e desenvolvimento, disponível em: <http://www.cgee.org.br/arquivos/estudo003_02.pdf>. Acesso em: 20/03/2009>.
- [25] CANAL ENERGIA. Empresários sucroalcooleiros pedem inflexibilidade para usinas à biomassa”, disponível em <<http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Newsletter.asp?id=72427>>. Acesso em: 18/08/2008.
- [26] BRASIL. ANEEL, Resolução no. 67 de 08 de junho de 2004.
- [27] ANEEL. Cadernos Temáticos - Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno4capa.pdf>>. Acesso em: 15/02/2009.

- [28] KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B.; ROBOBA, E. J. Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Ed. Edgard Blucher LTDA, São Paulo, 2005.
- [29] ANEEL. Nota técnica nº. 0086/2008-SRD/SRT/ANEEL de 14/04/2008.
- [30] GUEDES, L. M.; SANTOS, E. C.; OLIVEIRA, M. A. G. Alocação de geração distribuída em redes de distribuição radiais considerando análise de curvas de carga. In: XIII ERIAC, Argentina, 2009.
- [31] BRASIL. ANEEL. Resolução Normativa no. 505 de 26 de novembro de 2001.
- [32] ARAÚJO, A. C. M. Perdas e Inadimplência na Atividade de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil. Tese (Doutorado), Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- [33] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 10/10/2009.
- [34] BRASIL. Decreto no. 4.562 de 31 dezembro de 2002.
- [35] BRASIL. ANEEL. Resolução Normativa no. 341 de 2 de dezembro de 2008.
- [36] CCEE. Regras de comercialização – Contabilização – Módulo 2: Determinação da geração e do consumo de energia. Disponível em <http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Regras/02_determinacao_geracao_consumo.pdf>. Acesso em: 08/09/2008.
- [37] CASTRO, R.; FILHO, C. L. Um método de suporte a decisões sobre investimento e comercialização de energia elétrica no Brasil. Revista Controle & Automação, vol. 16 no.4 , Out, Nov. e Dez de 2005.
- [38] GALIANA, F. D.; CONEJO, A. J; KOCKAR, I. Incremental Transmission Loss Allocation Under Poll Dispatch. IEEE Trans. On Power Systems, vol. 17, no. 1, Fevereiro de 2002.
- [39] BIALEK, J. Tracing the flow of electricity. IEEE Proc. Inst. Elect. Eng., Gen. Transm. Dist., vol. 143, no. 4, 1996.
- [40] BIALEK, J. Topological generation and load distribution factors for supplement charge allocation in transmission open access. IEEE Trans. On Power Systems, vol. 12, no. 3, Agosto de 1997.
- [41] CONEJO, A. J.; GALIANA, F. D. Z-Bus Loss Allocation. IEEE Trans. On Power Systems, vol. 16, no. 1, Fevereiro de 2001.
- [42] OCHOA, L. F.; OLIVEIRA, M. E.; FELTRIN, A. P. Alocação de perdas em sistemas de distribuição com geração distribuída. In: CBA XVI, 2006, pp. 1079-1084.

- [43] BRASIL. Lei No 9.074, de 07 de Julho de 1995.
- [44] BRASIL. ANEEL. Resolução no. 281/1999, de 1º de Outubro de 1999.
- [45] BRASIL. ANEEL. Resolução no. 286/1999, de 1º de Outubro de 1999.
- [46] BRASIL. ANEEL. Resolução no. 594/2001, de 21 de Dezembro de 2001.
- [47] BRASIL. ANEEL. Resolução no. 152/2003, de 3 de Abril de 2003.
- [48] BRASIL. ANEEL. Nota Técnica no. 302/2005 – SRE/ANEEL, de 4 de Outubro de 2005.
- [49] BRASIL. ANEEL, Resolução Normativa no. 349 de 13 de janeiro de 2009.
- [50] LOPES, C. F. B. Política Tarifária, Subsídios e Eficiência Regulatória – O Caso Brasileiro. In: XII Encontro ARIAE, México, 2008.
- [51] ANEEL. Metodologia do Cálculo das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – Revisão das tarifas publicadas na Resolução no. 286/1999 – Brasília, 2001.
- [52] BRASIL. ANEEL. Nota técnica nº. 0076/2008-SRD /ANEEL de 08/08/2008.
- [53] Pessanha, J. F. M.; Huang, J. L. C.; Pereira, L. A. C.; Júnior, R. P.; Castellani, V. L. O. Metodologia e sistema computacional para cálculo da tarifas de uso dos sistemas de distribuição. In: SBPO, São João Del Rey-MG, 2004.
- [54] BRASIL. ANEEL. Nota técnica no. 003/1999-SRT/ANEEL, de 24/11/1999.
- [55] BRASIL. ANEEL, Resolução Homologatória no. 845 de 30 de junho de 2009.
- [56] ANEEL. Boletim Energia. Aprovada TUSDg para geradoras conectadas em tensões de 88 a 138 quilovolts (kV). Disponível em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias_boletim/?fuseaction=boletim.detail&idNoticia=381>. Acesso em: 18/08/2009.
- [57] ANEEL, Boletim Energia. Tusdg ameaça inviabilizar projetos hidrelétricos no Centro-Oeste e Norte. Disponível em <<http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Noticiario.asp?id=73395>>. Acesso em: 20/08/2009.
- [58] BRASIL. ANEEL, Nota técnica nº. 0017/2008 de 18/04/2007.
- [59] BRASIL. ANEEL, Resolução Normativa no. 77 de 18 de agosto de 2004.
- [60] BRASIL. ANEEL, Resolução Normativa no. 247 de 21 de dezembro de 2006.

- [61] Li, S.; Tomsovic, K.; Hiyama, T. Load Following Functions Using Distributed Energy Resources. In: Proceedings of the IEEE / PES Summer Meeting, Seattle WA, USA, v.3, p. 1756-1761, 2000.
- [62] Monticelli, A.; Garcia, A. Introdução a Sistemas de energia elétrica. UNICAMP, 2003.
- [63] AES ELETROPAULO. Relatório anual, exercício 2008. Disponível em: http://74.125.113.132/search?q=cache:wdvWVRfWRtoJ:www.fiduciario.com.br/uploads/docs/Relatorio_Anuar_2008/Trustee/ELETROPAULO2008.pdf+custo+m%C3%A9dio+de+aquisi%C3%A7%C3%A3o+de+energia+aneel+R%24/MWh+1+2009+aes+eletropaulo&cd=8&hl=pt-BR&ct=clnk&gl=br. Acesso em: 10/03/2009.
- [64] BRASIL. ANEEL, Portaria no. 456 de 29 de novembro de 2000.
- [65] BRASIL. ANEEL, Resolução Homologatória no. 675 de 01 de julho de 2008.
- [66] ANEEL, Nota Técnica nº 0038/200.
- [67] OLIVEIRA, B. V.; UTURBEY, W. Incentivos para a conexão de geradores distribuídos em redes de média e baixa tensão. In: 8th LATIN-AMERICAN CONGRESS: ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION. Ubatuba - SP – Brazil. October 18 - 22th 2009.
- [68] BORGES, E.; KLAUS, W.; MONTEIRO, C.; SCHWAB, T. Sistemas Fotovoltaicos Domiciliares - Testes em campo de um modelo sustentável de eletrificação rural. In: II CBEE, Vitória, ES.
- [69] ELETROBRAS. <<http://www.elektrobras.com/elb/main.asp?ViewID={8750294E-068C-4D8F-8375-9BE5C6529C58}¶ms=itemID={225DA6C5-204E-45C7-A0DC-277ACF8267C1};&UIPartUID={D90F22DB-05D4-4644-A8F2-FAD4803C8898}>>> Acesso em: 10/10/2009.
- [70] BRASIL. ANEEL. Processo no. 48500.006212/2007-71. Disponível em: <www.aneel.gov.br/cedoc/areh2007567_1.pdf>. Acesso em: 11/10/2009.
- [71] SHAYANI, R. A.; OLIVEIRA, M. A. G.; CAMARGO, I. M. T. Comparação do custo entre energia solar fotovoltaica e fontes convencionais. In: V CBPE, 31 de maio de 2006, Brasília.
- [72] GREENPEACE. A caminho da sustentabilidade energética. Disponível em: <<http://www.greenpeace.org/raw/content/brasil/documentos/energia/a-caminho-da-sustentabilidade.pdf>>. Acesso em: 8/10/2009.
- [73] OFGEM. Electricity Distribution Price Control Review – Final Proposals. Disponível em: <<http://www.ofgem.gov.uk/Networks/ElecDist/PriceCntrls/DPCR4/Documents1/8944-26504.pdf>>. Acesso em: 17/10/2009.

- [74] DEPARTMENT OF THE ENVIROMENT, CLIMATE CHANGE, ENERGY AND WATER. Act electricity feed-in tariff sheme. Disponível em: http://www.environment.act.gov.au/data/assets/pdf_file/0005/144608/5_FiT_Factsheet.pdf. Acesso em: 17/10/2009.

ANEXO A

As tabelas abaixo apresentam os valores das faixas dos níveis de tensão precário, crítico e adequado estabelecidos pela Resolução Normativa nº. 505.

PONTO DE ENTREGA OU CONEXÃO EM TENSÃO NOMINAL IGUAL OU SUPERIOR A 230 kV	
Classificação da tensão de atendimento (TA)	Faixa de variação de tensão de leitura (TL) em relação à tensão contratada (TC)
Adequada	$0,95 \text{ TC} \leq \text{TL} \leq 1,05 \text{ TC}$
Precária	$0,93 \text{ TC} \leq \text{TL} \leq 0,95 \text{ TC}$ ou $1,05 \text{ TC} \leq \text{TL} \leq 1,07 \text{ TC}$
Crítica	$\text{TL} < 0,93 \text{ TC}$ ou $\text{TL} > 1,07 \text{ TC}$

PONTO DE ENTREGA OU CONEXÃO EM TENSÃO NOMINAL IGUAL OU SUPERIOR A 69 kV E INFERIOR A 230 kV	
Classificação da tensão de atendimento (TA)	Faixa de variação de tensão de leitura (TL) em relação à tensão contratada (TC)
Adequada	$0,95 \text{ TC} \leq \text{TL} \leq 1,05 \text{ TC}$
Precária	$0,90 \text{ TC} \leq \text{TL} \leq 0,95 \text{ TC}$ ou $1,05 \text{ TC} \leq \text{TL} \leq 1,07 \text{ TC}$
Crítica	$\text{TL} < 0,90 \text{ TC}$ ou $\text{TL} > 1,07 \text{ TC}$

PONTO DE ENTREGA OU CONEXÃO EM TENSÃO NOMINAL IGUAL OU SUPERIOR A 1 kV E INFERIOR A 69 kV	
Classificação da tensão de atendimento (TA)	Faixa de variação de tensão de leitura (TL) em relação à tensão contratada (TC)
Adequada	$0,93 \text{ TC} \leq \text{TL} \leq 1,05 \text{ TC}$
Precária	$0,90 \text{ TC} \leq \text{TL} \leq 0,93 \text{ TC}$
Crítica	$\text{TL} < 0,90 \text{ TC}$ ou $\text{TL} > 1,05 \text{ TC}$

ANEXO B

DADOS DO CIRCUITO DE 15 BARRAS

Nó final	Pd [pu]	Qd [pu]	R [pu]	X [pu]	B [pu]
2	0,0208	0,0021	0,0031	0,0752	0
3	0,0495	0,0051	0,0003	0,0018	0,0015
4	0,0958	0,0098	0,0067	0,0308	0,0352
5	0,0442	0,0045	0,0058	0,0149	0,0025
6	0,0113	0,0012	0,0141	0,0365	0
7	0,0638	0,0066	0,008	0,037	0,0312
8	0,0323	0,0033	0,009	0,0416	0
9	0,0213	0,0022	0,007	0,0323	0,0015
10	0,0208	0,0029	0,0037	0,0169	0,0035
11	0,217	0,22	0,009	0,0416	0,002
12	0,0132	0,0014	0,0275	0,127	0
13	0,0029	0,0003	0,0315	0,0814	0
14	0,0161	0,0016	0,0397	0,103	0
15	0,0139	0,0014	0,0161	0,0042	0

ANEXO C

DADOS DO CIRCUITO DE 50 BARRAS

Nó final	Carga (kVA)	Impedância (Ω/km)	Comprimento (km)
2	0	$0,6140 + j0,3930$	0,506
3	0	$0,8900 + j0,1300$	0,011
4	157,5	$0,8900 + j0,1300$	0,335
5	27,225	$0,6140 + j0,3930$	0,26
6	18,325	$0,9000 + j0,1100$	0,26
7	0	$0,6140 + j0,3930$	7
8	0	$0,6140 + j0,3930$	0,128
9	62,5	$0,6140 + j0,3930$	0,04
10	1,65	$0,6140 + j0,3930$	0,067
11	0	$0,6140 + j0,3930$	0,238
12	129,225	$0,2500 + j0,1000$	0,245
13	0	$0,6140 + j0,3930$	0,115
14	355,5	$0,6140 + j0,3930$	1
15	204,025	$0,6140 + j0,3930$	0,182
16	0	$0,6140 + j0,3930$	5
17	0	$1,0740 + j0,4000$	0,029
18	0	$0,6140 + j0,3930$	0,725
19	0	$0,6140 + j0,3930$	0,118
20	376,7	$0,6140 + j0,3930$	0,286
21	0	$0,6140 + j0,3930$	0,441
22	62,5	$0,2000 + j0,1100$	0,095
23	0	$0,6140 + j0,3930$	5
24	209,425	$0,6140 + j0,3930$	0,183
25	0	$0,6140 + j0,3930$	1
26	130,275	$0,6140 + j0,3930$	0,119
27	50	$0,6140 + j0,3930$	1
28	236,475	$0,6140 + j0,3930$	5
29	0	$0,6140 + j0,3930$	0,986
30	0	$1,0740 + j0,4000$	3
31	3,3	$1,0740 + j0,4000$	0,342
32	0	$1,0740 + j0,4000$	0,368
33	12,5	$1,0740 + j0,4000$	0,453
34	6,25	$1,0740 + j0,4000$	2
35	0	$0,6140 + j0,3930$	3
36	1,65	$0,6140 + j0,3930$	0,653
37	0	$0,6140 + j0,3930$	3
38	6,05	$0,2500 + j0,1000$	0,071
39	238,925	$0,6140 + j0,3930$	0,503
40	0	$0,6140 + j0,3930$	1
41	0	$0,6140 + j0,3930$	0,196
42	10,175	$0,6140 + j0,3930$	0,456
43	0	$0,6140 + j0,3930$	0,19
44	26,325	$0,6140 + j0,3930$	0,22
45	25	$0,6140 + j0,3930$	0,05
46	0	$0,6140 + j0,3930$	0,081
47	6,25	$0,6140 + j0,3930$	0,334
48	0	$0,6140 + j0,3930$	0,99
49	0	$1,0740 + j0,4000$	0,025
50	378,452	$1,842 + j1,1790$	10