

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELÉTRICA

CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

DIOGENES SANTIN

**AVALIAÇÃO DO IMPACTO DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS
NAS PERDAS DE POTÊNCIA EM REDES DE MÉDIA TENSÃO**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

PATO BRANCO

2015

DIOGENES SANTIN

**AVALIAÇÃO DO IMPACTO DE PEQUENAS CENTRAIS
HIDRELÉTRICAS NAS PERDAS DE POTÊNCIA EM REDES DE
MÉDIA TENSÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso de graduação, apresentado à disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso 2, do Curso de Engenharia Elétrica da Coordenação de Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, Câmpus Pato Branco, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro.

Orientador: Prof. Me. Ósis Eduardo Silva Leal.

PATO BRANCO

2015

TERMO DE APROVAÇÃO

O trabalho de Conclusão de Curso intitulado “**AVALIAÇÃO DO IMPACTO DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS NAS PERDAS DE POTÊNCIA EM REDES DE MÉDIA TENSÃO**”, do aluno **DIOGENES SANTIN** foi considerado **APROVADO** de acordo com a ata da banca examinadora N° **85** de 2015.

Fizeram parte da banca os professores:

Prof. Me. Ósis Eduardo Silva Leal (Orientador)

Prof. Dr. Ricardo Vasques de Oliveira

Prof. Me. César Augusto Portolann

A folha de Aprovação assinada encontra-se na Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica

AGRADECIMENTOS

A Deus!

Aos meus pais e irmã, pelo amor, apoio e incentivo que dedicaram junto a mim para realização deste trabalho.

Ao meu orientador por fornecer o tema, pelo auxílio e dedicação.

RESUMO

SANTIN, Diogenes. Avaliação do Impacto nas Perdas de Potência em Redes de Média Tensão com Inserção de Pequenas Centrais Hidrelétricas. 2015. 83p. Trabalho de Conclusão de Curso – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco 2015.

Apesar das perdas de potência não serem um fator técnico, que possam limitar a capacidade de transferência de potência em um circuito, esta apresenta-se como um elemento econômico importante. Podem ser calculadas por métodos estimativos, baseados em alguns parâmetros da rede, geralmente calculados por segmento de rede. Além deste, podem ser calculados pelo fluxo de potência requerendo mais dados e apresentando resultados mais satisfatórios. Nesta direção, esse trabalho apresenta uma avaliação dos impactos nas perdas elétricas provocados pela inserção de Pequenas Centrais Hidrelétricas em redes de média tensão. Para a realização dos estudos foi utilizado um sistema 33 barras, e a partir deste, foram realizadas as simulações através do fluxo de potência. Nos testes realizados, foram definidos três níveis de carregamento para o caso base, com esses carregamentos, definiu-se também três níveis de inserção de geração distribuída. Além disso, analisou-se as perdas considerando uma curva de carga juntamente com os geradores distribuídos. Por meio deste, pode-se analisar seus efeitos através de índices típicos de perdas na distribuição e apresentar a valoração econômica do mesmo.

Palavras-chave: Perdas de potência, Pequena Central Hidrelétrica, Geração distribuída, Redes de distribuição

ABSTRACT

SANTIN, Diogenes. Impact evaluation of power loss in medium-voltage network with insertion of Small Hydro Power Plants. 2015. 83p. Trabalho de Conclusão de Curso – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco 2015.

Despite electrical losses not be a technical factor, that may limit the power transfer capability in a circuit, it present itself as an important economic element. Possible to be calculated using estimative methods based on some network parameters, usually calculated by network segment. In addition to this, is possible to calculate it by requiring more power flow data and presenting more satisfactory results. Going in this direction, this article presents an evaluation of electrical losses impact due the insertion of Small Hydro Power Plants in medium-voltage network. For this study case it used a system of 33 bars, and from this, the simulations were carried using the power flow. In the tests were defined three levels of charging for the base case, with these shipments, were also defined three attachment levels of distributed generation. Furthermore, the losses were analysed considering a load curve together with the distributed generators. Hereby, is possible to analyse it's effects through some typical losses distribution index and present the economic value of it.

Keywords: Power losses, Small Hydro Power Plants, Distributed energy generation, Distribution networks

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Estrutura típica de um sistema elétrico de potência	13
Figura 2: Rede radial com e sem presença de GD.	26
Figura 3: Percentual de perdas das 64 distribuidoras de energia.	33
Figura 4: Percentual total de perdas das concessionárias de distribuição.	33
Figura 5: Diagrama unifilar de um sistema com 2 barras.	43
Figura 6: Diagrama sistema 33 barras.	48
Figura 7: Perdas no caso base.....	50
Figura 8: Perdas para carregamento leve e inserção de GD leve.....	53
Figura 9: Perdas para carregamento leve e inserção de GD média.....	55
Figura 10: Perdas para carregamento leve e inserção de GD alta.....	56
Figura 11: Perdas para carregamento médio e inserção de GD leve.....	59
Figura 12: Perdas para carregamento médio e inserção de GD média.	60
Figura 13: Perdas para carregamento médio e inserção de GD alta.	62
Figura 14: Perdas para carregamento alto e inserção de GD leve.....	64
Figura 15: Perdas para carregamento alto e inserção de GD média.	66
Figura 16: Perdas para carregamento alto e inserção de GD alta.	67
Figura 17: Curvas de carga de janeiro e junho de 2008 no estado do Paraná.	70
Figura 18: Curva de carga base.	71
Figura 19: Curva de perdas caso base e inserção leve.	72
Figura 20: Curva de perdas caso base, inserção média e alta.	73

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Classificação de tensões na rede primária de distribuição.....	18
Tabela 2: Geração de energia elétrica em operação no Brasil.....	22
Tabela 3: Status das PCHs no Brasil.	23
Tabela 4: Classificação das PCHs quanto a queda do projeto.....	24
Tabela 5: Níveis de tensão para conexão de centrais geradoras.....	28
Tabela 6: Perdas de energia na transmissão e distribuição em alguns países.	30
Tabela 7: Contribuição no total de perdas técnicas por segmento.	35
Tabela 8: Resumo com as variáveis, tipo de barras e representação no sistema elétrico.....	40
Tabela 9: Patamares de carga	49
Tabela 10: Casos de estudo.....	51
Tabela 11: Contribuição na geração	54
Tabela 12: Contribuição na geração	55
Tabela 13: Comparativo de inversão do fluxo de potência.....	57
Tabela 14: Contribuição na geração	59
Tabela 15: Contribuição na geração	61
Tabela 16: Comparativo de inversão do fluxo de potência.....	63
Tabela 17: Contribuição na geração	65
Tabela 18: Contribuição na geração	66
Tabela 19: Comparativo de inversão do fluxo de potência.....	68
Tabela 20: Comparativo dos casos de estudo.	69
Tabela 21: Comparativo dos índices para cada caso de estudo	73
Tabela 22: Comparativo da valoração econômica para cada caso de estudo	74
Tabela 23: Dados de barra do sistema 33 barras.	82
Tabela 24: Dados de linha do sistema 33 barras.	83

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	10
2. REDES DE DISTRIBUIÇÃO	13
2.1 CLASSIFICAÇÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	14
2.2 QUALIDADE DE ENERGIA.....	16
2.2.1 Indicadores de Continuidade de Serviço	17
2.2.2 Indicadores de Conformidade do Nível de Tensão em Regime Permanente... 17	
2.2.3 Níveis de Tensão	18
2.2.4 Níveis de Frequência.....	18
2.3 CARACTERIZAÇÃO DAS CARGAS	19
3. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	21
3.1 PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA.....	22
3.2 IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	24
3.2.1 Impacto da GD nas perdas.....	25
3.4 FORMAS DE CONEXÃO DE GD AO SISTEMA ELÉTRICO	27
4. FORMA DE MENSURAR E CLASSIFICAR AS PERDAS ELÉTRICAS	30
4.1 MÉTODOS PARA MESURAR AS PERDAS ELÉTRICAS	36
4.1.1 Metodologia CODI.....	37
4.1.2 Metodologia ANEEL.....	38
4.1.3 Cálculo por Fluxo de Potência	40
4.4 ÍNDICES DE PERDAS DE ENERGIA	44
5. TESTES E RESULTADOS	47
5.1 INTRODUÇÃO	47
5.2 SISTEMA UTILIZADO.....	47
5.2.1 Caso base	48
5.2.2 Casos de estudo	50
5.2.2.1 Período de carga leve.....	52

5.2.2.2	Período de carga média.....	58
5.2.2.3	Período de carga alta.....	63
5.2.3	Análise com curva de carga	70
	REFERÊNCIAS.....	78
	APÊNDICE A – Dados do sistema 33 barras.....	82

1. INTRODUÇÃO

Os avanços tecnológicos pela busca de diversificação das fontes de geração de energia elétrica, “acelerada” pela escassez de recursos que possibilitem o aumento da utilização das tradicionais fontes não poluentes, introduzem no setor novos conceitos, com destaque para a geração distribuída (GD), que por sua vez, impacta diretamente na gestão e operação dos sistemas de energia (HEMDAN; KURRAT, 2008). Nesta direção, surge a necessidade de sistemas elétricos mais flexíveis que integre de maneira satisfatória, no que concerne à qualidade, segurança e intermitência no fornecimento de energia elétrica (MARQUES, 2004).

Desta forma a GD é definida como qualquer forma e tecnologia de geração de pequeno porte, que fornece energia elétrica mais próxima dos clientes do que a estação de geração central. A unidade de GD pode ser conectada diretamente ao consumidor, ou então no sistema de transmissão e distribuição (MISHRA, *et al.*, 2010).

Dentre as diversas fontes, verifica-se um aumento de geração significativo em GDs para Pequenas Centrais Hidrelétricas, parques eólicos e usinas de biomassa (VICENTE, 2009). Como foco neste trabalho, delimita-se os estudos relacionados aos impactos da GD quando da utilização de PCH.

Devido à capacidade hídrica disponível no Brasil, atualmente as PCHs são prioridades de estudo para o aumento da oferta de energia elétrica no Brasil, sendo foco de órgãos como ANEEL, Ministério de Minas e Energia e Eletrobrás. Devido a suas características, auxiliam no atendimento às necessidades de carga de cidades rurais e pequenos centros urbanos, além de minimizar os impactos ambientais causados pelas possíveis construções de novas usinas hidrelétricas de grande porte (LUIZ, 2012).

Contudo a introdução de GDs nas redes de média tensão, pode manifestar-se positivamente ou negativamente, dependendo das características de funcionamento do sistema elétrico e também da fonte de energia (BARKER; DE MELLO, 2000).

Dentre as características do sistema que são impactados, pode-se destacar, correntes de curto-circuito, harmônicos, perfil de tensão, fluxo de potência e perdas elétricas (VICENTE, 2009).

As perdas elétricas podem ser divididas em dois segmentos, de acordo com a natureza e origem. De acordo com a natureza, estão as perdas de demanda e de energia (ESCOBAR, 2009). Já de acordo com a origem, enquadram-se as perdas técnicas e não técnicas, a primeira ocorre devido ao processo de distribuição de energia causada pela resistência interna de condutores e equipamentos (QUEIROZ, 2010). Ao passo que, as não técnicas ocorrem no processo de comercialização e incidem diretamente no faturamento das distribuidoras de energia (ESCOBAR, 2009).

As perdas geralmente são calculadas pelo segmento que ocorre, para a determinação das mesmas, geralmente utiliza-se o método de fluxo de potência (ESCOBAR, 2009). Além deste, faz-se uso de métodos estimativos, quando não se obtêm a determinação exata das perdas técnicas. Essas estimativas baseiam-se, na precisão a ser alcançada. A precisão, depende da quantidade de dados disponíveis e também da modelagem adotada (QUEIROZ, 2010).

Desta forma, a Agência Nacional de Energia elétrica (ANEEL), possui a responsabilidade de fiscalizar as distribuidoras de energia, criando critérios de penalidades e incentivos para adequar os níveis de perdas (QUEIROZ, 2010). Para isso, o módulo 8 do PRODIST, estabelece procedimentos para obtenção das informações necessárias para o cálculo das perdas, além disso, estabelece parâmetros regulatórios para apuração das perdas, e define índices avaliadores de perdas no sistema de distribuição (ANEEL, 2015).

É neste contexto que encontra-se o desenvolvimento deste trabalho onde o objetivo principal consiste em realizar um estudo referente ao impacto da inserção de Pequenas Centrais Hidrelétricas em redes de média tensão, no que concerne, às perdas de potência causadas pelas possíveis mudanças no sentido do fluxo de potência.

Sendo assim delimita-se o objetivo geral deste trabalho através dos seguintes objetivos específicos:

- Definição de uma rede de distribuição que represente um sistema de distribuição (caso base);
- Análise do impacto nas perdas de energia com a inserção das PCHs;
- Apresentar índices típicos de avaliação das perdas em redes de distribuição;
- Apresentar valoração econômica dos impactos causados pelos geradores distribuídos nas perdas do sistema de distribuição.

Portanto para um bom entendimento do problema abordado e dos resultados obtidos no desenvolvimento do trabalho e melhor organizar as ideias o texto encontra-se dividido em 6 capítulos da seguinte forma:

- **Capítulo 2:** É apresentado a estrutura de um sistema de distribuição, juntamente com indicadores avaliadores de energia.
- **Capítulo 3:** Apresenta-se a definição de GD e seus impactos, com ênfase em PCH e suas formas de conexão ao sistema elétrico.
- **Capítulo 4:** São caracterizadas as perdas de potência, sua classificação, métodos de cálculo, com ênfase em redes de média tensão e também são apresentados índices típicos avaliadores de perdas.
- **Capítulo 5:** São apresentados os resultados obtidos através de simulações.
- **Capítulo 6:** São discutidos os resultados obtidos diante dos resultados e índices avaliadores.

2. REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Os sistemas elétricos de potência (SEP) tem como função fornecer energia elétrica, aos seus consumidores, no momento que a mesma for solicitada, atendendo a determinados padrões de confiabilidade, disponibilidade, qualidade, segurança e custos. Desta forma, os SEP devem dispor de sistemas de controle de produção de modo a atender a energia demandada e as perdas relacionadas à produção e ao transporte (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

Os SEP podem ser subdivididos em três grandes subsistemas: Geração, Transmissão e Distribuição. A geração é responsável por converter alguma forma de energia em energia elétrica. A transmissão possui a função de transportar energia elétrica até as empresas de distribuição, subestações, e conseqüentemente próximo dos consumidores. Por fim, a distribuição, responsável por distribuir a energia elétrica, para os grandes médios e pequenos consumidores (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

A Figura 1 ilustra um típico arranjo de sistema elétrico de potência, com os três segmentos principais, geração, transmissão e distribuição.

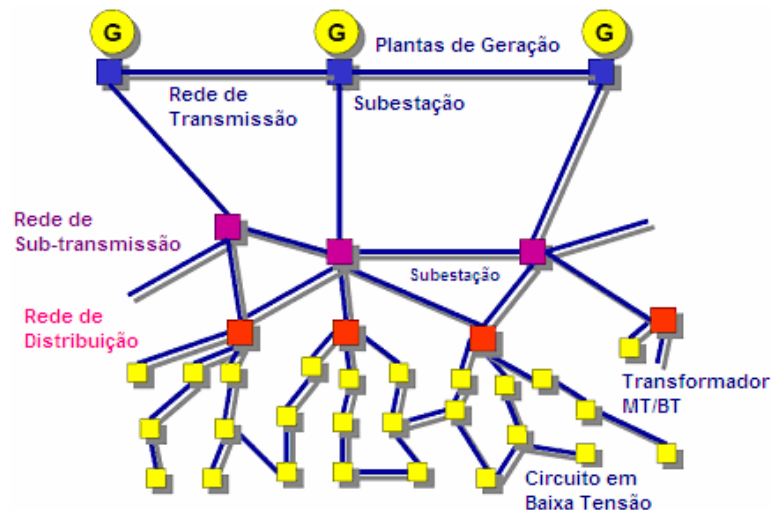


Figura 1: Estrutura típica de um sistema elétrico de potência
 Fonte: (LEÃO, 2009).

O sistema de distribuição começa tipicamente em uma subestação, sendo esta alimentada por uma ou mais linhas de subtransmissão, ou a partir de uma linha de transmissão, variando-se conforme a concessionária. Cada subestação de

distribuição irá servir um ou mais alimentadores¹ primários, na sequência rebaixados a tensão secundária, sendo então realizada a distribuição primária ou secundária aos consumidores (KERSTING, 2006).

Como o foco do trabalho delimita-se apenas ao setor de distribuição nos subitens 2.1, 2.2 e 2.3 serão apresentados a classificação do sistema de distribuição, os principais indicadores que medem a qualidade de energia e os modelos de cargas no SEP.

2.1 CLASSIFICAÇÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

O sistema de distribuição pode ser caracterizado e subdividido em cinco partes, apresentadas a seguir (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

- Sistemas de subtransmissão;
- Subestações de distribuição;
- Redes de distribuição primária;
- Estações transformadoras;
- Redes de distribuição secundária;

Os sistemas de subtransmissão são responsáveis por abastecer as subestações de distribuição e caracteriza-se por linhas com tensão mais elevada possibilitando o transportar de energia com menos perdas ao longo de distâncias maiores quando comparadas a linhas em níveis de tensão menores (SHORT, 2004).

Então, este sistema recebe a energia da rede de transmissão, com o objetivo de transportar energia até os centros urbanos e aos consumidores industriais. Ou seja, o sistema capta energia das subestações (SE) de transmissão transferindo-a até as subestações de distribuições (LEÃO, 2009).

Os níveis de tensão típicos do sistema de subtransmissão estão entre 138 kV e 69 kV, podendo ser também de 34,5 kV, com capacidade de transporte de 20 a 150 MW. Os consumidores atendidos nesse nível de tensão são geralmente grandes instalações industriais (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

¹ Entendem-se como alimentadores, as redes de média tensão destinadas ao transporte de energia elétrica (COPEL, 2013).

Em geral os sistemas de subtransmissão operam na configuração radial, podendo operar na condição radial com recurso, possibilitando a transferência de blocos de cargas em determinadas situações adversas da rede. O arranjo dessas redes pode ser também do tipo anel, para aumentar a segurança do sistema. A estrutura de ambas, de maneira geral é em linhas aéreas, podendo ser subterrâneas próximo a centros urbanos (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

Já as subestações de distribuição são geralmente alimentadas por redes de subtransmissão, e são responsáveis pela transformação de tensão ao nível de distribuição primária, podem variar de tamanhos e configurações. Uma pequena subestação rural pode ter um valor nominal de 5 MVA, enquanto uma subestação urbana pode ter mais de 200 MVA. Assim, a construção de uma SE, depende de sua localização, bem como de sua demanda de carga e o nível de confiabilidade a ser atingida (SHORT, 2004).

Em seguida tem-se as redes de distribuição primária, ou de média tensão (MT), que em geral recebem energia das SEs de distribuição, operam na grande maioria de forma radial, podendo também atuar radialmente com recurso, possibilitando a transferência de blocos de cargas em determinadas situações, nos casos de manutenção preventiva e corretiva (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

Segundo o PRODIST – Cartilha de Acesso ao Sistema de Distribuição, as tensões na distribuição primária variam de 1 até 69 kV, e são padronizadas nos valores de 13,8 e 34,5 kV (ANEEL, 2012). Estas redes atendem aos consumidores primários, e as estações transformadoras (ETs), que alimentam a rede secundária de baixa tensão (BT). Dentre os consumidores primários, se enquadram, indústrias de pequeno e médio porte, hospitais, edifícios administrativos e instalações de iluminação pública. As redes de MT podem ser de três tipos, aérea com cabos nus, aérea protegida e subterrânea (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

As redes com cabos nus são utilizadas devido ao baixo custo, no entanto são mais suscetíveis a falhas. Já as redes aéreas protegidas, ou também chamadas de compactas, possuem maior custo e apresentam vantagens, como a redução da taxa de falhas e viabiliza a passagem das linhas em lugares com obstáculos pela redução do espaçamento entre os condutores, tornando-a, economicamente viável, perante a frequência de desligamento das redes com cabos nus (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

Por fim, tem-se as redes subterrâneas que, por sua vez, possuem custo mais elevado, sendo utilizadas em regiões com alta densidade de carga como em grandes centros urbanos que exigem maior qualidade, segurança e confiabilidade de energia (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

O próximo nível tem-se as estações transformadoras (ETs) são responsáveis por realizarem o abaixamento de tensão, vindo das redes de média tensão, para as redes de distribuição primária (baixa tensão). Estas estações contam normalmente com para-raios, elos fusíveis e transformadores de tensão, cuja potência nominal varia de 10 à 300 kVA. O esquema de ligação mais usual, para transformadores trifásicos, consiste no primário estando ligado em triângulo e o secundário em estrela. Utilizam-se também, transformadores monofásicos, ou bancos de transformadores monofásicos (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

Após as ETs tem-se as redes de distribuição secundária, ou baixa tensão, representando o nível final do sistema elétrico de potência. Podem operar em malha ou radial, na faixa de tensão 220/127 V ou 380/220 V, que suprem um grande número de consumidores, pequenos comércios e indústrias, sendo a grande maioria no setor residencial e comercial (LEÃO, 2009).

2.2 QUALIDADE DE ENERGIA

O SEP está sujeito a diversos fatores que podem afetar a qualidade de energia. Além das falhas provocadas por fatores climáticos e acidentes, a própria operação normal do sistema gera interferências podendo degradar a qualidade da energia. Desta forma o sistema é projetado para limitar e filtrar possíveis interferências, para que a energia chegue ao consumidor com padrões de qualidade permitidos (ALDABÓ, 2001).

Nos itens seguintes, serão apresentados os principais indicadores de qualidade de energia utilizados no SEP, que possuem a finalidade de avaliar a qualidade do produto e serviço prestado aos consumidores de energia.

2.2.1 Indicadores de Continuidade de Serviço

O módulo 8 do PRODIST, Qualidade de Energia, aponta indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica, sendo útil para as distribuidoras, consumidores e ANEEL, a fim de avaliar a qualidade do serviço prestado. Os indicadores calculados, podem ser mensais, trimestrais e anuais, sendo denominados (ANEEL, 2015):

- Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DIC), expressa em horas;
- Frequência de Interrupção individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (FIC), expressa em números de conexão;
- Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), expressa em horas;
- Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções (ANEEL, 2015).

2.2.2 Indicadores de Conformidade do Nível de Tensão em Regime Permanente

São indicadores que consistem na medição apropriada, no local da conexão, e são referentes aos níveis caracterizados como adequados, precários e críticos. Esses indicadores são apurados de forma trimestral pelas distribuidoras e enviados a ANEEL, e são denominados de (ANEEL, 2015):

- Índice de duração relativa da transgressão para tensão precária (DRP): expressa o tempo no qual a unidade consumidora permaneceu com tensão precária, com limite de 3%. Ultrapassando esse valor, a concessionária possui prazo de 60 dias para normalizar a tensão do consumidor.
- Índice de duração relativa da transgressão para tensão crítica (DRC): expressa o tempo que a unidade consumidora permaneceu com tensão crítica, com limite de 5%. Ultrapassando esse valor, a concessionária possui prazo de 15 dias para normalizar a tensão do consumidor.

2.2.3 Níveis de Tensão

Os níveis de tensão de distribuição admitidos são classificados conforme a Cartilha de acesso ao Sistema de Distribuição, desenvolvida pela ANEEL (ANEEL, 2012).

- Alta tensão de distribuição (AT): tensão com valor igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV, ou em instalações com tensão igual ou superior a 230 kV quando especificamente definidas pela ANEEL.
- Média tensão de distribuição (MT): tensão com valor igual ou superior a 1kV e inferior a 69 kV.
- Baixa tensão de distribuição (BT): tensão com valor igual ou inferior a 1kV (ANEEL, 2012).

Ainda no PRODIST, módulo 8, a tensão de atendimento na rede primária de distribuição são definidas pelas faixas de tensão, conforme a Tabela 1.

Tabela 1: Classificação de tensões na rede primária de distribuição.

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação de Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão Contratada (TC)
Adequada	$0,93TC \leq TL \leq 1,05TC$
Precária	$0,90TC \leq TL \leq 0,93TC$
Crítica	$TL < 0,90TC$ ou $TL > 1,05TC$

Fonte: (ANEEL, 2015).

2.2.4 Níveis de Frequência

Os níveis de frequência apresentados pelo PRODIST nos sistemas de distribuição e as instalações de geração conectadas ao mesmo, “devem operar em condições normais e em regime permanente, na faixa de 59,9 Hz e 60,1 Hz” (ANEEL, 2015).

Além disso, “as instalações de geração conectadas no sistema de distribuição devem garantir que a frequência retorne na faixa de 59,5 Hz e 60,5 Hz para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração” (ANEEL, 2015).

2.3 CARACTERIZAÇÃO DAS CARGAS

Os sistemas de distribuição existem para fornecer eletricidade para usuários finais, deste modo, as cargas e suas características são importantes. Os níveis de carga variam ao longo do dia, geralmente com pico na parte da tarde ou início da noite (SHORT, 2004).

Assim, as cargas podem ser classificadas de acordo com os seguintes critérios, localização geográfica, finalidade a qual destina-se, perturbações causadas ao sistema, tarifação e tensão de fornecimento. Além disso, as cargas podem estar dispostas em determinados pontos da rede, podendo ser carga concentrada e carga uniformemente distribuída (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

Em redes de média tensão, predominantemente utiliza-se cargas concentradas, sendo eles, consumidores primários e transformadores de distribuição. Já em redes de baixa tensão, predominam as cargas distribuídas ao longo do trecho considerado (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

A modelagem das cargas, dependem da finalidade a qual será utilizada, podendo ser um estudo em regime permanente, ou então uma análise dinâmica. Os modelos estáticos, apresentam as potências ativas e reativas, em função da frequência e da tensão, naquele instante de tempo, e podem ser divididos em carga com potência constante, carga com corrente constante, carga com impedância constante e modelo ZIP (VISCANTI, 2010)

Na modelagem com carga com potência constante a potência ativa e reativa não varia com o valor da tensão, em todo o instante de tempo, conforme a equação (2.1). Contudo, a corrente varia inversamente proporcional com a tensão, conforme a equação (2.2). Esse modelo é muito utilizado em estudos de fluxo de potência, devido a facilidade de cálculo e implementação (BARBOSA, 1995).

$$S_c = P_c + jQ_c \quad (2.1)$$

$$I_c = \frac{S_c}{V_c} \quad (2.2)$$

Já na modelagem como carga de corrente constante a corrente permanece constante com a variação de tensão, conforme a equação (2.3). No entanto, a potência é alterada diante da variação de tensão, conforme a equação (2.4)(BARBOSA, 1995).

$$I_c = I_c \angle \theta \quad (2.3)$$

$$S_c = V_c I_c^* \quad (2.4)$$

Na modelagem de carga com impedância constante, a impedância permanece constante diante da variação da tensão, conforme a equação (2.5). Contudo, as potências ativas e reativas variam com o quadrado da tensão, conforme a equação (2.6). Esse tipo de representação favorece a convergência do fluxo de potência (BARBOSA, 1995).

$$Z_c = R_c + jX_c \quad (2.5)$$

$$S_c = \frac{V_c^2}{Z_c^*} \quad (2.6)$$

Por fim, o modelo ZIP caracteriza-se por compor os três modelos citados anteriormente, impedância, corrente e potência constantes, sendo, cada um deles responsável por uma parcela da carga total. Esse tipo de representação é utilizado em estudos de fluxo de potência e estabilidade de tensão (VISCONTI, 2010).

3. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O termo Geração Distribuída (GD) ou Geradores Distribuídos, normalmente, se referem a pequenas unidades geradoras de energia elétrica, localizadas junto ou próximo à carga, podendo suprir ou não a demanda local. Geralmente são conectadas na rede de distribuição ou nas instalações dos consumidores. Onde sua capacidade de geração pode variar de algumas dezenas de quilowatts a dezenas de megawatts. (HONGKAI, *et al.*, 2008).

Segundo o *International Council on Large Electric Systems* (CIGRÉ), a GD consiste em usinas não centralmente planejadas e também não centralmente despachadas que possuem capacidade de geração inferior a 50MW, sendo conectadas ao sistema de distribuição (JENKINS, *et al.*, 2000).

Segundo o Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE), a GD é instalada próxima à carga, podendo ser de diversas tipos de fontes primárias de energia, tanto renováveis quanto não renovável. Não estando vinculada a apenas um tipo de tecnologia. Os equipamentos nela presentes, como geradores, podem ser ou não de propriedade do cliente, assim como a gestão e operação, podendo ser realizada por terceiros ou até mesmo, através de concessionárias de energia elétrica, como ocorre em alguns países (INEE - INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA, 2004).

A GD pode atuar em duas funções no sistema, como Fonte de Energia e como Reserva Descentraliza. A primeira para atendimento voltado ao auto-consumo local, neste caso, podendo haver produção de energia injetada no sistema de distribuição (INEE - INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA, 2004).

Como Reserva Descentralizada atua em casos em que seja necessário suprir necessidades momentâneas, como operação no modo ilhado, ou onde não há envio de energia à rede de distribuição. Nesse caso, auxilia o SEP em horários de pico de demanda, ou em casos de emergência como possíveis apagões, objetivando uma melhora na qualidade de fornecimento de energia. (INEE - INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA, 2004).

Segundo o Banco de Informações de Geração (BIG), o Brasil possui no total 3.637 empreendimentos de geração em operação, totalizando 135.154.899 kW de potência instalada. Estando previsto a adição de 36.243.776 kW nos próximos anos

através de 192 empreendimentos atualmente em construção e mais de 589 em construção não iniciada. Destaque para as fontes alternativas de energia, com contribuição da GD como mostra a Tabela 2 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2015).

Tabela 2: Geração de energia elétrica em operação no Brasil.

Geração	Tipo	Qtde	Potência (kW)	Em %
Geração Convencional	Usina Hidrelétrica	201	84.544.838	62,55
	Usina Termelétrica	1.896	37.877.244	28,03
	Usina Termonuclear	2	1.990.000	1,47
Fontes Alternativas	Central Geradora Hidrelétrica	490	314.040	0,23
	Pequena Central Hidrelétrica	473	4.770.509	3,53
	Central Geradora Eólica	258	5.643.089	4,18
	Central Geradora Solar Fotovoltaica	317	15.179	0,01
Total		3.637	135.154.899	100

Fonte: Banco de Informações de Geração BIG (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2015).

Neste contexto, como forma de melhor fundamentar as discussões do tema abordado neste trabalho e manter o foco descritos no objetivo, os subitens 3.1, 3.2 e 3.4 descrevem com mais riqueza de detalhes as centrais hidrelétricas, bem como, sua forma de conexão com a rede e os impactos ocasionados nas redes de distribuição.

3.1 PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA

Segundo ANEEL, considera-se como pequena central hidrelétrica (PCH) unidades geradoras com potência superior a 1MW e inferior a 30MW, destinado a produção independente, autoprodução ou produção independente autônoma, com área do reservatório inferior à 3 Km² ou até 13 Km² desde que atenda os critérios definidos pela resolução Nº 652 da ANEEL (Brasil, 2003).

No Brasil o aumento de investimentos em PCHs, deve-se, principalmente, ao fato do grande potencial hidráulico disponível, baixo custo de construção e manutenção/operação, desconto nas tarifas, incentivos fiscais e facilidade em obter licenças ambientais (JÚNIOR, *et al.*, 2012).

Dentre os principais incentivos, pode-se citar. O livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, com isenção das tarifas de uso da rede para PCHs que entraram em operação até 2003, e redução mínima de 50% para as que entraram após essa data. Além disso, as novas PCHs não necessitaram do pagamento de compensação financeira, pelo uso dos recursos hídricos, aos estados e municípios (ELETROBRÁS, 2000).

Segundo o BIG as PCHs contam com 473 empreendimentos em operação, sendo responsáveis por 3,53% da geração de energia no Brasil, com potência de 4.791.962 kW, conforme apresentado na Tabela 3.

Tabela 3: Status das PCHs no Brasil.

Status do empreendimento	Quantidade de empreendimentos	Potência Outorgada (kW)
Em operação	473	4.791.962
Em construção	39	428.739
Outorgado	132	1.903.877

Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2015).

Segundo o Centro Nacional de Referências em Pequenas Centrais Hidrelétricas (CERPCH), o potencial teórico estimado das PCHs ainda não inventariado no Brasil é em torno de 15.453MW, e o potencial conhecido a ser explorado é de 10.460 MW, resultando em aproximadamente 25.900 MW, aproximadamente 10% do potencial hídrico nacional. Desta forma, há a possibilidade de aumentar nove vezes o atual potencial de geração, representado aproximadamente 1000 novas unidades de PCH (FILHO, *et al.*, 2006).

Segundo a Eletrobrás, existem três tipos de PCHs, quanto à capacidade de regularização do reservatório, sendo elas: Fio d' Água; de Acumulação com Regulação Diária do Reservatório e de Acumulação com Regulação Mensal do Reservatório (ELETROBRÁS, 2000).

PCH a Fio d' Água não apresenta reservatório, neste caso, a vazão de mínima do rio é suficiente para gerar a potência instalada e atender a demanda máxima. Este tipo de PCH dispensa estudos de regulação de vazão e suas áreas inundadas são pequenas (ELETROBRÁS, 2000).

Já as unidades de Acumulação com Regulação Diária do Reservatório, são empregadas quando a vazão mínima do rio não é suficiente para fornecer

potência para suprir a demanda máxima. Necessitando de reservatório para fornecerá o adicional de vazão necessário.

Por outro lado, para os casos onde o projeto da PCH considera dados de vazão média mensal, analisando períodos de estiagem e cheia, o reservatório é chamado de Acumulação com Regulação Mensal (ELETROBRÁS, 2000).

Além disto as PCHs podem ser classificadas ainda de acordo com a altura da queda de d'aqua, conforme a Tabela 4.

Tabela 4: Classificação das PCHs quanto a queda do projeto.

Potência (kW)	Queda de Projeto – Hd (m)		
	Baixa	Média	Alta
1.000 < P < 30.000	Hd < 25	25 < Hd < 130	Hd > 130

Fonte: (ELETROBRÁS, 2000)

Outro ponto importante consiste no tipo de gerador elétrico utilizado, onde para as PCHs, pode-se utilizar geradores síncronos ou de indução, sendo que acima de 1MW, geralmente, faz-se uso do gerador síncrono. No qual pode ser operado sob vários modos de potência reativa, capacitivo ou indutivo, fornecendo ou absorvendo energia reativa respectivamente (VIAWAN, 2008).

3.2 IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Sistemas de distribuição foram planejados para serem elementos passivos, captam potência das subestações e enviam aos consumidores. Desta forma, o fluxo de potência é enviado dos níveis mais altos de tensão para os mais baixos (fluxo unidirecional), ou seja, bem definido.

Com a inserção de GD nas redes de distribuição, esta característica pode não prevalecer, como por exemplo, em casos onde a geração é maior que a carga nas proximidades, possibilitando um fluxo de potência em ambos os sentidos (fluxo bidirecional) (VICENTE, 2009).

Estudos realizados pela indústria e universidades em vários países têm mostrado que a GD pode afetar: (a) o planejamento de uma futura expansão e

remodelagem de uma rede de distribuição e (b) a operação segura e eficiente da rede ou funcionamento da rede já existente (SALMAN, 1996).

Assim sendo, a introdução de GDs nos sistemas de distribuição pode manifestar-se positivamente ou negativamente, dependendo das características de funcionamento do sistema elétrico e também da GD (BARKER; DE MELLO, 2000).

Nesta direção, os impactos da GD nas redes, porém, depende de vários parâmetros, tais como: tamanho, tipo e localização das novas conexões, a densidade de instalações, ambiente rural/urbano e da proximidade com a carga (CELLI, 2005).

Desta forma, a inserção de GD pode afetar todo o sistema, sendo os principais aspectos (VICENTE, 2009):

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

No entanto, como definido nos objetivos, o foco deste trabalho consiste apenas nos estudos das perdas elétricas, limitando assim, abordagens detalhadas em torno deste assunto.

3.2.1 Impacto da GD nas perdas

A inclusão de GD em redes de distribuição, como dito anteriormente, pode afetar positivamente ou não o SEP, dentre os impactos, destaca-se as perdas de energia elétrica. As perdas em linhas pode ser diminuída através da redução da corrente na mesma ou da resistência ou de ambos. Se GD é utilizada para fornecer energia localmente para a carga, a perda na linha pode ser reduzida em virtude da redução do fluxo de corrente em alguma parte da rede (CHIRADEJA, 2005).

As perdas de energia de uma rede radial podem ser simplesmente calculadas pela soma das perdas de energia devido a cada alimentador individual. Portanto, se um alimentador de uma rede radial sem GD tem uma resistência R e uma corrente I , as suas perdas de potência, pode ser calculadas utilizando a equação (3.1) (SALMAN, 1996).

$$P_{loss} = I^2 R \quad (3.1)$$

Agora, se uma GD é ligada ao sistema, a magnitude da corrente I , mudará, e conseqüentemente afetará as perdas de energia. Sendo assim, as perdas passam a depender da capacidade de geração da GD e da demanda da carga local.

Nesta direção, a Figura 2 descreve três situações a serem analisadas. A primeira, quando não há GD, (I_{sg}). A segunda, quando há GD (I_{cg1}), com geração menor que a demanda da carga e conseqüentemente não ocorre inversão no sentido do fluxo. Por fim a terceira, onde tem-se a geração da GD maior que a demanda da carga, (I_{cg2}). Nesta condição, qualquer potência excessiva do gerador após alimentar a carga, resultará na inversão do sentido do fluxo de potência e toda energia resultante será exportada para a rede. Desta forma, pode-se verificar que a corrente de linha é diferente nos três casos, e através da equação (3.1) é possível mensurar as perdas devido a introdução dos geradores (VICENTE, 2009).

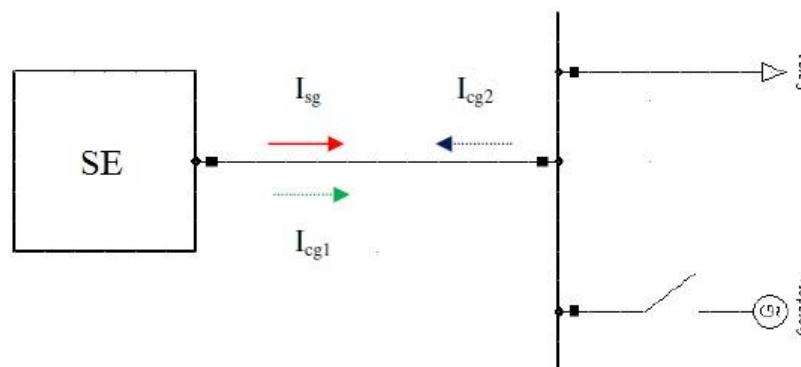


Figura 2: Rede radial com e sem presença de GD.
Fonte: (VICENTE, 2009).

Sob está condição, isto terá dois efeitos: (i) Aumento de perdas no circuito entre a GD e o alimentador, sua magnitude depende obviamente da quantidade de energia a ser exportada para a rede. (ii) aumento da tensão no final do alimentador no qual o gerador é ligado. Tal aumento pode ser controlado pela compensação de energia reativa (SALMAN, 1996).

Assim, a avaliação adequada da GD depende principalmente da capacidade de geração, localização da GD, magnitude relativa entre geração e a

carga e também a topologia da rede considerada, isto é, se a rede é radial ou interligada (CHIRADEJA, 2005).

Nesta direção, segundo Viawan (2008) a capacidade máxima de geração da GD a ser conectada a uma dada rede de distribuição é limitada por três fatores: i) limites térmicos; ii) limites de tensão e; iii) limites de níveis de falhas.

Normalmente, antes de permitir a conexão da GD junto ao sistema elétrico, a concessionária de energia avalia se com sua conexão, os limites de tensão, limites térmicos das linhas e da subestação transformadora, não serão ultrapassados. Os casos que compreende os piores cenários são (VIAWAN, 2008):

- Geração nula e máxima carga;
- Máxima geração e máxima carga;
- Máxima geração e mínima carga.

3.4 FORMAS DE CONEXÃO DE GD AO SISTEMA ELÉTRICO

A forma de conexão da GD junto ao sistema elétrico é definida por cada concessionária durante a elaboração do parecer de acesso. Sendo este, um documento obrigatório apresentado pela acessada, contendo as informações de acesso, tipo de conexão e o uso, e informações técnicas necessárias que permitam a conexão do acessante (ANEEL, 2012).

O parecer de acesso está associado à Resolução Normativa ANEEL Nº 56, de 6 de abril de 2004, que estabelece procedimentos para acesso das centrais geradoras participantes do PROINFA, e também, aos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, módulo 3, Acesso aos Sistemas de Distribuição.

Estas normas estabelecem condições gerais de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, compreendendo o uso e o tipo de conexão, minimizando os custos de utilização e ampliação. As distribuidoras não podem restringir o acesso da GD em linhas de transmissão ou distribuição já existentes, desde que atenda aos critérios técnicos da ANEEL e de normas das distribuidoras (LUIZ, 2012).

Nesta direção, destaca-se que o acesso do empreendimento contratado é caracterizado pelo critério de mínimo custo global de investimentos, considerando as

instalações de conexão de responsabilidade do acessante, os reforços nas redes e os custos das perdas elétricas (Brasil, 2004).

A conexão da GD em redes de distribuição pode ser realizada basicamente de duas formas (a) em linha expressa diretamente a uma subestação, ou, (b) pingo, alimentador compartilhado com demais cargas (COPEL, 2013).

Segundo a Copel, unidades geradoras até 75 kW devem consulta-la para análise e estudo de conexão. Além de determinar o tipo de conexão do acessante, a potência a ser injetada na rede, a Copel analisa, também, o carregamento do alimentador/subestação onde será realizada a conexão (COPEL, 2013).

Neste contexto, um parâmetro que merece destaque é a relação entre a potência instalada e o nível de tensão ao qual a conexão da GD deve ser conectada. A Tabela 5 descreve a relação entre estas grandezas definidas pela ANEEL.

Tabela 5: Níveis de tensão para conexão de centrais geradoras.

Potência Instalada	Nível de Tensão de Conexão
< 10 kW	Baixa Tensão (monofásico)
10 a 75 kW	Baixa Tensão (trifásico)
76 a 150 kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão
151 a 500 kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão
501 kW a 10 MW	Média Tensão / Alta Tensão
11 a 30 MW	Média Tensão / Alta Tensão
> 30 MW	Alta Tensão

Fonte: (ANEEL, 2012).

A Copel também classifica os acessantes conforme a potência instalada (COPEL, 2013):

1. Acessantes de 76 kW até 300 kW: A conexão deverá ser em pingo ², trifásica em MT (34,5 ou 13,8 kV).
2. Acessantes de 301 kW até 500 kW: A conexão deverá ser em trifásica em MT (34,5 ou 13,8 kV), podendo ser em pingo ou em linha expressa diretamente na subestação.
3. Acessantes de 501 kW até 1000 kW: A conexão será realizada da mesma forma que o item “2”.

² Conexão do tipo pingo caracterizam-se por possuírem cargas já conectadas no sistema (COPEL, 2013).

4. Acessantes de 1001 kW até 2000 kW: Em alguns casos a conexão poderá ser em pingo, em função do circuito e/ou da subestação acessados. Sendo possível o acessante deverá seguir o item “3”, não sendo possível, deverá seguir o item “5”, a seguir.
5. Acessantes acima de 2000 kW: A conexão deverá ser em linha expressa em MT (34,5 ou 13,8 kV) ou AT (69 ou 138 kV), a partir de uma subestação da Copel (COPEL, 2013).

A conexão da GD a alimentadores ou linhas pré-existentes é a forma mais barata e comum ao sistema. No entanto, esse tipo de conexão exige do sistema elétrico, um esquema de proteção mais complexo. Esse tipo de conexão é conhecido como *tap line* ou conexão de pingo (LUIZ, 2012).

Nem sempre a conexão da GD em pingo é realizada no ponto mais próximo da rede, mas sim, naquela em que a análise da concessionária definir como mais adequado. Nessa análise, estão inclusos critérios de nível de tensão, perdas, carregamento, máxima geração permitida por circuito de média tensão e inversão de fluxo em reguladores de tensão. Essa análise define o melhor ponto de conexão e também possíveis adequações na rede, para que os consumidores não sejam afetados (COPEL, 2013).

O acessante é responsável pelas modificações nos sistemas de telecomunicações, proteção, comando e controle, necessário em função da sua conexão, de forma a manter a qualidade e confiabilidade da rede, presente antes de seu acesso (COPEL, 2013).

A conexão da GD através de um alimentador ou linha expressa é o tipo de acesso, que apresenta maior confiabilidade e segurança ao sistema. Uma vantagem deste tipo de conexão, é que, o alimentador sendo exclusivo da GD, não afeta o carregamento da linha, não prejudicando os consumidores nele interligado. No entanto, essa configuração solicita maior investimento, sendo utilizada apenas para valores maiores de potência instalada, geralmente acima dos 1000 kW (LUIZ, 2012).

Outra forma de conexão consiste na construção de uma nova subestação dedicada apenas para o acessante. Geralmente esse tipo de configuração é utilizada em casos com conexão acima de 69 kV, ou então, em casos onde várias unidades de GD juntam-se e firmam contratos entre si, para realizar a conexão junto ao sistema de distribuição em um único ponto (LUIZ, 2012).

4. FORMA DE MENSURAR E CLASSIFICAR AS PERDAS ELÉTRICAS

A energia produzida nas grandes estações de geração tem de passar por redes de transmissão e distribuição, antes de chegar ao usuário final. O fluxo de energia através dos diferentes elementos de uma rede, seja transformadores, cabos ou qualquer dispositivo, implica uma perda. As perdas são inevitáveis em qualquer sistema elétrico e são classificadas em perdas técnicas e perdas não técnicas (PERES; NKANKA; NGULUMINGI, 2005).

No sistema de distribuição, as perdas devem ser de cerca de 3 a 6%. No entanto, em países em desenvolvimento, a perda de distribuição chega-se a 20%, por isso, há uma tendência crescente nos países em desenvolvimento para reduzir as perdas na distribuição (KHAZAEI; GHASEMPOUR, 2013).

A Tabela 6 mostra os valores das perdas em porcentagem referente a energia injetada em alguns países no ano de 2012, e são consideradas as perdas na transmissão e distribuição.

Tabela 6: Perdas de energia na transmissão e distribuição em alguns países.

País	Perda %	País	Perda %	País	Perda %
Suécia	7,0	Portugal	10,0	Rússia	10,0
EUA	6,0	Canadá	7,0	Argentina	14,0
Reino Unido	8,0	México	15,0	Brasil	17,0
China	6,0	África do Sul	9,0	Índia	17,0

Fonte: adaptado de (THE WORLD BANK, 2015)

Neste contexto as perdas globais, representada pelas equações (4.1) e (4.2), são a soma das perdas na geração, transmissão e distribuição, sendo a diferença da energia gerada e energia consumida (ESCOBAR, 2009).

$$Perdas_{Globais} = Perdas_{Ger} + Perdas_{Trans} + Perdas_{Distr} \quad (4.1)$$

ou

$$Perdas_{Globais} = Energia_{Gerada} - Energia_{Consumida} \quad (4.2)$$

As perdas podem ainda ser classificadas de acordo com a natureza e origem. De acordo com a natureza, estão as perdas de demanda e de energia. A

perda de demanda P_D , é a diferença entre demanda requerida e demanda vendida num dado intervalo de tempo. Já a perda de energia P_E , consiste na diferença entre energia requerida no sistema e energia vendida, num dado intervalo de tempo. As equações (4.3) e (4.4) representam a perda de demanda e energia respectivamente (ESCOBAR, 2009).

$$P_D = Demanda_{Requerida}(t) - Demanda_{Vendida}(t) \quad (4.3)$$

$$P_E = Energia_{Requerida}(\Delta t) - Energia_{Vendida}(\Delta t) \quad (4.4)$$

De acordo com a origem, enquadram-se as perdas técnicas e não técnicas. Onde as perdas técnicas são a quantidade de energia consumida por efeito Joule durante o processo de distribuição de energia, causada pela resistência e reatância dos condutores e equipamentos de transmissão / distribuição. As perdas técnicas geralmente são classificadas e calculadas separadamente pelo segmento no qual ocorrem, sendo os principais (DONADEL, *et al.*, 2009):

- Linhas de transmissão e subtransmissão;
- Subestações de distribuição;
- Redes de média tensão (MT);
- Transformadores de distribuição;
- Redes de baixa tensão (BT);
- Ramais de ligação;
- Medidores de energia.

Além disto, as perdas técnicas podem ser divididas em perdas ativas e perdas reativas. As ativas são responsáveis pela maior parte das perdas técnicas e são causadas pelo fenômeno do efeito joule, podendo ser calculadas multiplicando a resistência elétrica pelo quadrado da corrente (RI^2). Já as perdas reativas, ocorrem nas reatâncias dos equipamentos e constituem a menor parte (BERNARDES, 2011).

Por outro lado, as perdas não-técnicas, ou comerciais, são causadas por ações externas ao sistema de energia e consistem principalmente de furto de energia, falta de pagamento por parte dos clientes, e erros na contabilidade e de registros.

Geralmente, essas perdas possuem valores maiores em países subdesenvolvidos e ocorrem na baixa tensão (KHAZAEI; GHASEMPOUR, 2013). As prováveis causas das perdas não técnicas são (ESCOBAR, 2009):

- Fraudes na mediação de energia;
- Ligações clandestinas, geralmente ligações feitas após o corte de energia;
- Erros administrativos, como:
 - Conexões não registradas no sistema de faturamento;
 - Constante erro do medidor;
 - Erros na leitura de consumo.

A Figura 3 apresenta o percentual de perdas em relação à energia injetada no sistema global das 64 distribuidoras em atividade no Brasil, sendo realizada uma média entre elas a cada ano, no período de 2000 a 2013. Na imagem, são apresentadas as perdas técnicas nos três níveis de tensão, alta, média e baixa, e também as perdas não técnicas, o gráfico foi elaborado pela ABRADÉE, Associação Brasileira de Energia Elétrica.

Percebe-se através do gráfico, que as perdas técnicas se mantiveram ligeiramente constantes no espaço de tempo analisado, com menor valor em 2001 e maior em 2013. Já as perdas comerciais obtiveram menor valor em 2000, e maior em 2009.

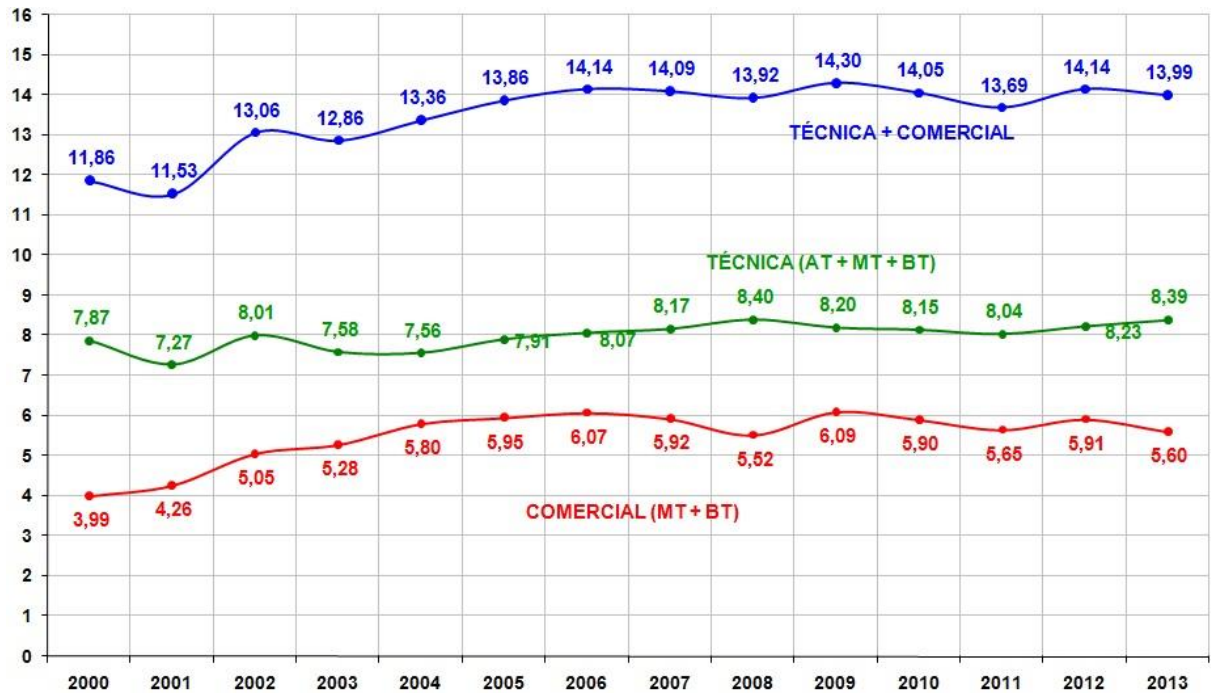


Figura 3: Percentual de perdas das 64 distribuidoras de energia.

Fonte: (ABRADEE - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

Já a Figura 4, apresenta o percentual total de perdas do sistema (técnicas e não técnicas) para cada concessionária distribuidora de energia no ano de 2012, o gráfico foi elaborado pela ABRADEE, Associação Brasileira de Energia Elétrica.

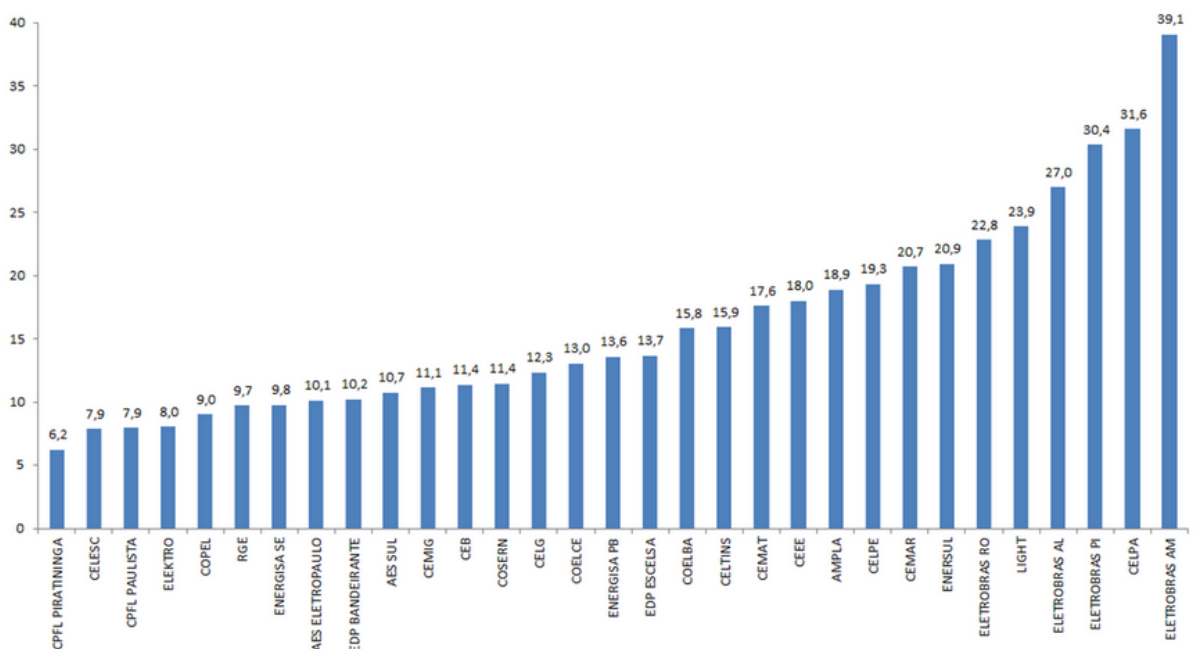


Figura 4: Percentual total de perdas das concessionárias de distribuição.

Fonte: (ABRADEE - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

Percebe-se no gráfico que as concessionárias localizadas nas regiões sul e sudeste, apresentaram os menores valores, entretanto as localizadas nas regiões norte e nordeste os piores casos. Para isso, deve-se levar em consideração, a tecnologia empregada pelas concessionárias, o espaço territorial abrangente, ou seja, redes mais longas resultam em maiores perdas. Além disso, o perfil socioeconômico dos consumidores, que impactam diretamente nas perdas não técnicas.

As perdas nas linhas de transmissão, são calculadas mensalmente pela câmara de comercialização de energia elétrica – CCEE, através da diferença entre, valores de medição na geração e a energia entregue aos sistemas de distribuição. Esse valor resultante das perdas, é rateado em 50% para geração e 50% para consumidores (ANEEL , 2015).

Já as perdas nos sistemas de distribuição, são rateadas através Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD). Essa tarifa é definida pela ANEEL, e possui a função de recuperar a receita da distribuidora. Ela é aplicada a todos os consumidores, sendo eles livres ou cativos e até mesmo a geradores conectados a concessionária (VICENTE, 2009).

Durante a revisão tarifária, a ANEEL define a perda aceitável que cada concessionária poderá repassar aos consumidores através da TUSD. Assim, caso este valor seja superado, a concessionária não poderá repassá-lo, ocasionando uma perda econômica. No entanto, caso o valor seja abaixo do estipulado pela ANEEL, essa diferença será repassada aos consumidores na próxima revisão tarifária (ABRADEE - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

Desta forma, compete as concessionárias de energia avaliar e adotar estratégias que permitam a redução das perdas técnicas na distribuição, considerando o critério do mínimo custo global, podendo ser citadas os seguintes meios de redução (QUEIROZ, 2010).

- reconfiguração de redes;
- diminuição do fluxo de reativos, e ;
- gestão do carregamento de transformadores.

Os investimentos em linhas, baseiam-se por meio de simulações para identificar as linhas com maiores índices de perdas, as mais carregadas e mais antigas, que normalmente proporcionam maiores perdas (BERNARDES, 2011).

Já a reconfiguração de redes, ocorrem naquelas que operam de forma radial e em MT, com a introdução de chaveamentos possibilitando ações de manobra e expansão da rede. A reconfiguração permite reduzir a resistência equivalente da linha, e, portanto, suas perdas. Além disso, possibilita a transferência de carga entre as redes de distribuição (QUEIROZ, 2010).

Para a diminuição do fluxo de reativos em redes de distribuição, utilizam-se banco de capacitores fixos ou chaveados, reduzindo o fluxo de energia reativa, aumentando a capacidade de corrente em determinados pontos da rede e conseqüentemente reduzindo as perdas. Ao mesmo tempo, a utilização de compensadores reativos melhora o nível de tensão e também o fator de potência (QUEIROZ, 2010).

Outro segmento de rede responsável por uma parcela significativa das perdas, são os transformadores de distribuição, entre 15 e 26% como mostra a Tabela 7. O incorreto dimensionamento contribui significativamente para o aumento das perdas. Apesar de existirem normas técnicas, muitas concessionárias não utilizam os transformadores com o carregamento ideal, e não realizam a gestão dos mesmos durante sua vida útil (QUEIROZ, 2010).

Tabela 7: Contribuição no total de perdas técnicas por segmento.

Segmento	Contribuição no Total de Perdas Técnicas (%)
Medidor de energia	2 até 5
Rede Secundária	9 até 20
Transformador de Distribuição	15 até 26
Rede Primária	15 até 28
Transformadores de Subestação	9 até 15
Sistema de Transmissão	20 até 30

Fonte: (LEAL, 2006).

4.1 MÉTODOS PARA MESURAR AS PERDAS ELÉTRICAS

Existem vários métodos para o cálculo das perdas elétricas, a escolha dele depende do objetivo da análise, da quantidade de dados disponíveis e também do intervalo de tempo requerido da análise.

Método mais detalhado, como o fluxo de potência, requer uma extensa base de dados e apresentam resultados mais satisfatórios, próximos a realidade. Já métodos mais simples, apresentam resultados mais rápidos, no entanto, menos satisfatórios. Em geral, os métodos para o cálculo podem ser divididos três grupos (ESCOBAR, 2009).

- *Bottom-Up*: serve para realizar ações específicas, com maior precisão requerendo mais dados e tempo a fim de serem analisadas. Nesse caso, a simulação é realizada através do fluxo de potência, partindo dos consumidores à subestação. Esse método requer dados de: curvas de carga, redes de média e baixa tensão, transformadores, ramais de ligação, medidores, dentre outros (ESCOBAR, 2009).
- *Top-Down*: nesse caso a simulação é realizada partindo da subestação aos consumidores. Sendo utilizada quando não tem-se todos os dados necessários do sistema. Frequentemente as perdas são estimadas realizando a comparação com sistemas semelhantes, ou então calculadas em alguns segmentos da rede (ESCOBAR, 2009).
- *Híbrida Top-Down / Bottom-Up*: utilizado quando existem dados completos de um segmento da rede, e de outros segmentos os dados estejam incompletos (ESCOBAR, 2009).

Em redes de média de tensão, como descrito anteriormente, as perdas ocorrem pela dissipação de energia nos condutores (efeito Joule), devido ao processo de transporte de energia.

Sendo assim, para a determinação das perdas nas redes de média tensão geralmente utiliza-se o método de fluxo de potência. Portanto os dados necessários à simulação são, a topologia da rede (dados de cabo e comprimento de trechos) e curvas de carga. Geralmente as perdas nesse segmento da rede variam de 0,5 % e 2,5% da energia injetado no sistema (ESCOBAR, 2009).

Além do método de cálculo pelo fluxo de carga, detalhado no subitem 4.3.3, existem métodos estimativos das perdas que são modelados com base em alguns parâmetros da rede, e caracterizam-se por serem métodos simplificados, são eles o Método definido pelo Comitê de Distribuição (CODI) e o método definido pela ANEEL, tendo em comum o fato de calcularem as perdas por segmento. Tais métodos são detalhados no subitens 4.1.1 e 4.1.2 respectivamente.

4.1.1 Metodologia CODI

O modelo apresentado pelo Comitê de Distribuição (CODI), “Metodologia Simplificada para Avaliação de Perdas em Redes de Distribuição”, determina as perdas por segmento, para cada um deles, é realizada uma estimativa das perdas. Para as redes de MT, o modelo é fundamentado no algoritmo “Árvore Cronológica de Comprimento Mínimo”, que simula um circuito que atente pontos de cargas de uma zona de ação convexa (QUEIROZ, 2010).

Para cada circuito obtido determina-se o parâmetro Momento Equivalente de Perdas (M_P), calculado pela seguinte equação (QUEIROZ, 2010):

$$M_P = \frac{D_P^2 L_t}{P_p} \frac{152,2}{V^2 \cos^2 \phi} \quad (4.5)$$

Sendo:

M_P : Momento equivalente de perdas [$MW^2 km/kW$];

D_P : Demanda máxima coincidente do circuito [kW];

L_t : Comprimento total do alimentador [km];

P_p : Perda de potência do circuito MT [kW];

V : Tensão nominal entre fases do circuito [kV];

$\cos^2 \phi$: Fator de potência.

Da equação anterior as perdas de demanda são dadas por:

$$P_p = \frac{D_P^2 L_t}{M_P} \frac{152,2}{V^2 \cos^2 \phi} \quad (4.6)$$

onde:

$$M_p = \frac{0,21495 N_a^{-0,36} N_p^{(0,483-0,00329 N_a)}}{r} \quad (4.7)$$

sendo:

N_a : Número de circuitos de MT da subestação;

N_p : Número de pontos de carga (transformadores) do circuito.

r : Resistência do condutor predominante no tronco do circuito [Ω/km].

Então, a perda de potência de uma rede de MT é dada por:

$$P_{Pi} = \frac{r_i D_{Pi}^2 L_{ti}}{0,21495 N_{ai}^{-0,36} N_{pi}^{(0,483-0,00329 N_{ai})}} \cdot \frac{152,2}{V_i^2 \cos^2 \phi_i} \quad (4.8)$$

4.1.2 Metodologia ANEEL

O módulo 7 do PRODIST desenvolvido pela ANEEL consiste no cálculo das perdas na distribuição. A primeira versão e primeira revisão publicada e vigente até o ano 2011, calculava as perdas pelo método arborescente, formando um setor circular a partir da subestação, semelhante ao método CODI. Já na segunda e terceira revisão publicada, vigente até 06/04/2015, as perdas técnicas de potência eram calculadas de acordo com a demanda média, pelo modelo de regressão linear múltipla. Neste tipo de modelagem são necessários dados de comprimento do troco e ramal, resistência do condutor tronco e da corrente média do alimentador. A resistência do condutor tronco é dada por (ANEEL, 2013):

$$RT^{SDMT} = \frac{\sum_{i=1}^N CT_i^{TRECHO} \chi R_i^{TRECHO}}{CT^{SDMT}} \quad (4.9)$$

Onde:

RT^{SDMT} : Resistência do condutor tronco [Ω/km];

N: número de trechos com seção constante classificado como tronco;

CT^{TRECHO} : comprimento do trecho com seção constante classificado como tronco [km];

RT^{TRECHO} : resistência do trecho do condutor que apresenta seção constante classificado como tronco [ohm/km];

CT^{SDMT} : comprimento total dos trechos classificados como tronco [km].

A corrente média é dada por:

$$I^{SDMT} = \frac{E^{SDMT}}{\sqrt{3} V_L \cos \varphi 8,76} \quad (4.10)$$

Onde:

I^{SDMT} : corrente média no alimentador [A];

E^{SDMT} : energia fornecida [MWh/ano];

V_L : tensão nominal de linha do alimentador [kV];

$\cos \varphi$: fator de potência, estabelecido em 0,92.

A perda de potência média para cada alimentador é dada por:

$$\Delta p^{SDMT} = 0,95 * \exp(-6,34 + 1,82 * \ln(I^{SDMT}) + 0,77 * \ln(CT^{SDMT}) + 0,39 * \ln(RT^{SDMT}) + 0,16 * \ln(CR^{SDMT})) * 10^{-3} \quad (4.11)$$

Sendo:

Δp^{SDMT} : perda de potência para a demanda média de cada alimentador [MW];

A partir de 07/04/2015, a quarta revisão entrou em vigor. Neste módulo as perdas na baixa e média tensão são calculadas através do fluxo de potência. O método adotado é o *Bottom-up*, no qual a simulação é realizada partindo dos consumidores até a subestação (ANEEL, 2015).

4.1.3 Cálculo por Fluxo de Potência

O cálculo através de fluxo de potência ou fluxo de carga, consiste na resolução de equações e inequações algébricas, sendo representadas pelas leis de Kirchhoff e parâmetros da rede elétrica. A modelagem é feita na forma estática, e para sua resolução, geralmente utilizam-se métodos computacionais desenvolvidos para este fim (MONTICELLI, 1983).

Na formulação básica, cada barra do sistema está associada a quatro variáveis, sendo duas como dados de entrada e duas como incógnitas. Com as variáveis, define-se também os tipos de barras do sistema e sua forma de representação, conforme a Tabela 8 (MONTICELLI, 1983).

Tabela 8: Resumo com as variáveis, tipo de barras e representação no sistema elétrico.

Variáveis	Barras			
	Tipo	Dados	Calculados	Representação
V_k – tensão na barra k				
θ_k – ângulo de tensão nodal	PQ	P_k e Q_k	V_k e θ_k	cargas
P_k – potência ativa	PV	P_k e V_k	Q_k e θ_k	geração
Q_k – potência reativa	V θ (ref.)	V_k e θ_k ,	P_k e Q_k .	referência angular e balanço de potência

Fonte: Autoria própria.

A injeção de potência ativa e reativa são apresentadas conforme as equações (4.12) e (4.13).

$$P_k = V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (4.12)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (4.13)$$

Para obter a solução do conjunto de equações obtidas, uma das metodologias mais empregada é a definida por Newton-Raphson pois possui como vantagens: ser robusto e convergir geralmente com poucas iterações (LODDI, 2010).

Esse método parte da formulação básica demonstrada anteriormente, pelas equações 4.12 e 4.13. O sistema é dividido em dois subsistemas. No primeiro,

são dados P_k e Q_k nas barras PQ, e P_k e V_k nas barras PV, sendo calculados V_k e θ_k nas barras PQ, e θ_k nas barras PV. Após resolvido, são conhecidos os valores de V_k e θ_k em todas as barras, calcula-se então, P_k e Q_k , na barra de referência, e Q_k nas barras PV. Essas incógnitas podem ser agrupadas pelo vetor apresentado em 4.14 (MONTICELLI, 1983).

$$x = \begin{cases} \theta & \text{para barras PQ e PV} \\ V & \text{para barras PQ} \end{cases} \quad (4.14)$$

onde θ é o vetor dos ângulos e das tensões e V o valor da magnitude das tensões, nas respectivas barras.

A partir das equações (4.12) e (4.13) os resíduos podem ser calculados da seguinte forma:

$$\Delta P_k = P_k^{esp} - P_k(V, \theta) = 0 \quad (4.15)$$

para barras PQ e PV

$$\Delta Q_k = Q_k^{esp} - Q_k(V, \theta) = 0 \quad (4.16)$$

para barras PQ

Colocando as equações anteriores na forma vetorial, $g(x)$, tem-se:

$$g(x) = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (4.17)$$

Pelo método iterativo de Newton, para cada iteração v , obtêm-se o vetor correção Δx^v , pela expressão abaixo.

$$g(x^v) = -J(x^v) \Delta x^v \quad (4.18)$$

onde J é a matriz jacobiana.

Consideram as equações (4.17) e (4.18), a matriz jacobiana é dada da seguinte forma:

$$J(x^v) = \begin{vmatrix} H & N \\ M & L \end{vmatrix} \quad (4.19)$$

Os elementos que compõem a matriz jacobiana podem ser representados por:

$$H = \frac{\partial P}{\partial \theta} \quad N = \frac{\partial P}{\partial V} \quad M = \frac{\partial Q}{\partial \theta} \quad L = \frac{\partial Q}{\partial V} \quad (4.20)$$

Com isso é possível obter o sistema linear do fluxo de potência, apresentado na equação abaixo.

$$\begin{vmatrix} \Delta P^v \\ \Delta Q^v \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} H & N \\ M & L \end{vmatrix}^v \begin{vmatrix} \Delta \theta^v \\ \Delta V^v \end{vmatrix} \quad (4.21)$$

Assim, a solução do sistema ocorre quando, em um determinado estado (θ , V), os desvios de potência são próximos a zero, ou seja, as potências calculadas forem próximas as especificadas (LODDI, 2010).

A convergência ocorre quando: $|\Delta P_k^v| \leq \varepsilon_p$ e $|\Delta Q_k^v| \leq \varepsilon_q$, no qual ε_p e ε_q são as tolerâncias de convergência.

O algoritmo completo para o método é descrito na sequência (MONTICELLI, 1983):

- I. Fazer $v=0$ e escolher o valor iniciais dos ângulos das tensões para as barras PQ e PV, e as magnitudes de tensões para as barras PQ.
- II. Calcular $P_k(V^v, \theta^v)$ nas barras PQ e PV, e $Q_k(V^v, \theta^v)$ nas barras PQ, e na sequência determinar os resíduos ΔP_k e ΔQ_k .
- III. Testar a convergência: se $|\Delta P_k^v| \leq \varepsilon_p$ e $|\Delta Q_k^v| \leq \varepsilon_q$, o sistema convergiu, caso contrário, seguir para o próximo passo.
- IV. Calcular a matriz jacobiana.

- V. Calcular os vetores de correções $\Delta P(V^v, \theta^v)$ e $\Delta Q(V^v, \theta^v)$ e determinar a nova solução (V^{v+1}, θ^{v+1})
- VI. Fazer $v+1=v$ e voltar para o passo II.

Com os valores de V e θ em todas as barras, obtidos pelo fluxo de potência, e considerando o sistema unifilar de duas barras representado pela Figura 5, pode-se determinar as correntes $(I_{i,j})$ em cada linha, conforme a equação (4.22), apresentada abaixo.

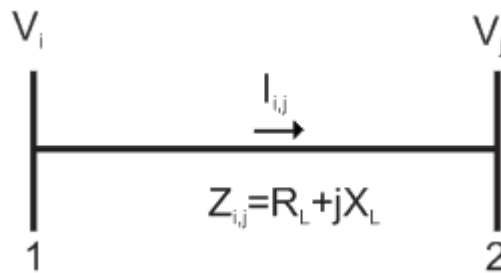


Figura 5: Diagrama unifilar de um sistema com 2 barras.
Fonte: Autoria própria.

$$I_{i,j} = \frac{V_i - V_j}{Z_{i,j}} \quad (4.22)$$

Em (4.22):

$Z_{i,j}$ é a impedância da linha e

V_i e V_j são as tensões nas barras i e j respectivamente.

A potência aparente $(S_{i,j})$ entre as barras i e j é dada por:

$$S_{i,j} = P_{i,j} + jQ_{i,j} = V_i I_{i,j}^* = V_i \frac{(V_i - V_j)^*}{Z_{i,j}^*} \quad (4.23)$$

Assim, as perdas ativas e reativas são calculadas conforme a equação abaixo.

$$\Delta S_{i,j} = \Delta P_{i,j} + j\Delta Q_{i,j} = (P_{i,j} - P_{j,i}) + j(Q_{i,j} - Q_{j,i}) \quad (4.24)$$

4.4 ÍNDICES DE PERDAS DE ENERGIA

No módulo 7 do PRODIST – Cálculo de Perdas na Distribuição, a ANEEL define indicadores de perdas para auxiliar na avaliação do sistema. Para o cálculo desses indicadores, são necessários os dados das distribuidoras. Os principais índices avaliadores são (ANEEL, 2013):

- Percentual de perda técnica do segmento (IPTS), em relação a energia que transita em cada segmento definido pela equação (4.25).

$$IPTS_i = \frac{PTS_i}{EP_i} * 100[\%] \quad (4.25)$$

Onde:

i: corresponde ao segmento do sistema de distribuição;

PTS: perda técnica em cada segmento do sistema de distribuição;

EP: total de energia ativa que transita em cada segmento do sistema de distribuição.

- Percentual de perdas técnicas (PPT), em relação a energia injetada no sistema:

$$PPT = \frac{PT}{EI} * 100[\%] \quad (4.26)$$

Onde:

PT: perda técnica correspondente a energia dissipada no sistema de distribuição;

EI: energia injetada ativa medida necessária para atendimento do sistema de distribuição.

- Percentual de perdas na distribuição (PPD), perdas totais em relação à energia injetada no sistema:

$$PPD = \left(1 - \frac{EF}{EI}\right) * 100[\%] \quad (4.27)$$

Onde:

EF : energia fornecida ativa, entregue, medida ou estimada pelo pelo sistema.

Além destes índices propostos pela ANEEL, tem-se o fator de perdas (f_{perdas}) definido pela equação (4.28), no qual consiste da relação entre as perdas em demanda média, $P_{média}$, e em demanda máxima, $P_{máxima}$, durante um intervalo de tempo ΔT (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

$$f_{perdas} = \frac{P_{média}}{P_{máxima}} = \frac{1}{P_{máxima}} \frac{\int_1^{N_{periodo}} D(t)dt}{\Delta T} \quad (4.28)$$

Considerando a perda do sistema ($\int_1^{N_{periodo}} D(t)dt$) igual a (P_s) durante o intervalo de tempo ΔT a equação (4.28) pode ser reescrita conforme apresentado na equação (4.29).

$$f_{perdas} = \frac{P_s}{P_{máxima} \Delta T} \quad (4.29)$$

Com o objetivo de apresentar a valoração econômica dos impactos causados pelos geradores distribuídos nas perdas do sistema de distribuição em Vicente (2009) foram propostos os índices I_{vp} e Q_p . O primeiro representa o percentual de perdas em relação ao caso base (sem GD), auxiliando na avaliação dos impactos da inserção de GD em um dado alimentador ou segmento de rede. Já o segundo, quantifica o impacto econômico provocado pela GD.

O índice I_{vp} é apresentado na equação 4.30, o valor positivo desse índice, representa uma redução das perdas, já um valor negativo, um acréscimo das perdas no sistema diante da inserção da GD (VICENTE, 2009).

$$I_{vp} = \left(1 - \frac{L_{ce}}{L_{cb}}\right) \cdot 100 \quad (4.30)$$

Onde:

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

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

O índice Q_p é descrito pela equação 4.31 (VICENTE, 2009) .

$$Q_p = \frac{I_{vp} \cdot L_{cb} \cdot CAE}{100 \cdot Geração_Instalada} \quad (4.31)$$

Onde:

$Geração_Instalada$ é a capacidade do gerador conectado ao ramal de distribuição, (kW),

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

Segundo Vicente (2009) o sinal do índice de perdas I_{vp} presente no índice Q_p mostra se haverá prejuízo ou benefício a inserção da GD na rede de distribuição. Caso o sinal de I_{vp} seja positivo, constando redução das perdas, haverá benefício econômico ao sistema, sendo representado pelo sinal positivo de Q_p . No entanto, se I_{vp} for negativo, haverá acréscimos das perdas no sistema, resultando prejuízo econômico, verificado pelo sinal negativo de Q_p .

5. TESTES E RESULTADOS

5.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta os resultados obtidos através de simulações com a ferramenta MATPOWER, na qual consiste num pacote de dados desenvolvido para o *software* MATLAB, para a resolução do fluxo de potência. Desta forma, primeiramente foi montado o cenário para o caso base, e posteriormente para os casos de estudo, que consiste na inserção de geração distribuída. Além disso, serão demonstrados índices típicos de avaliação das perdas técnicas, bem como a valoração econômica desta.

Destaca-se que para todos os cenários as cargas são modeladas como potência constante e que o método de cálculo das perdas na média tensão utilizado neste trabalho foi o *Top-Down*, ou seja, o fluxo de potência partindo da subestação aos consumidores. Para esse método foram utilizados dados de carga, e também da rede de média de tensão. Além disso, a resolução do fluxo de potência pelo *software* consistiu no método de Newton-Raphson.

5.2 SISTEMA UTILIZADO

O sistema utilizado trata-se de uma rede de distribuição típica utilizada nos estudos de sistemas de distribuição, sendo sua topologia radial composta por 33 barras e 32 linhas, conforme apresentado na Figura 6. Além disso, possui dois bancos de capacitores de 400 kVAr posicionados nas barras, 15 e 32. Os dados completos deste sistema estão descritos do Apêndice A.

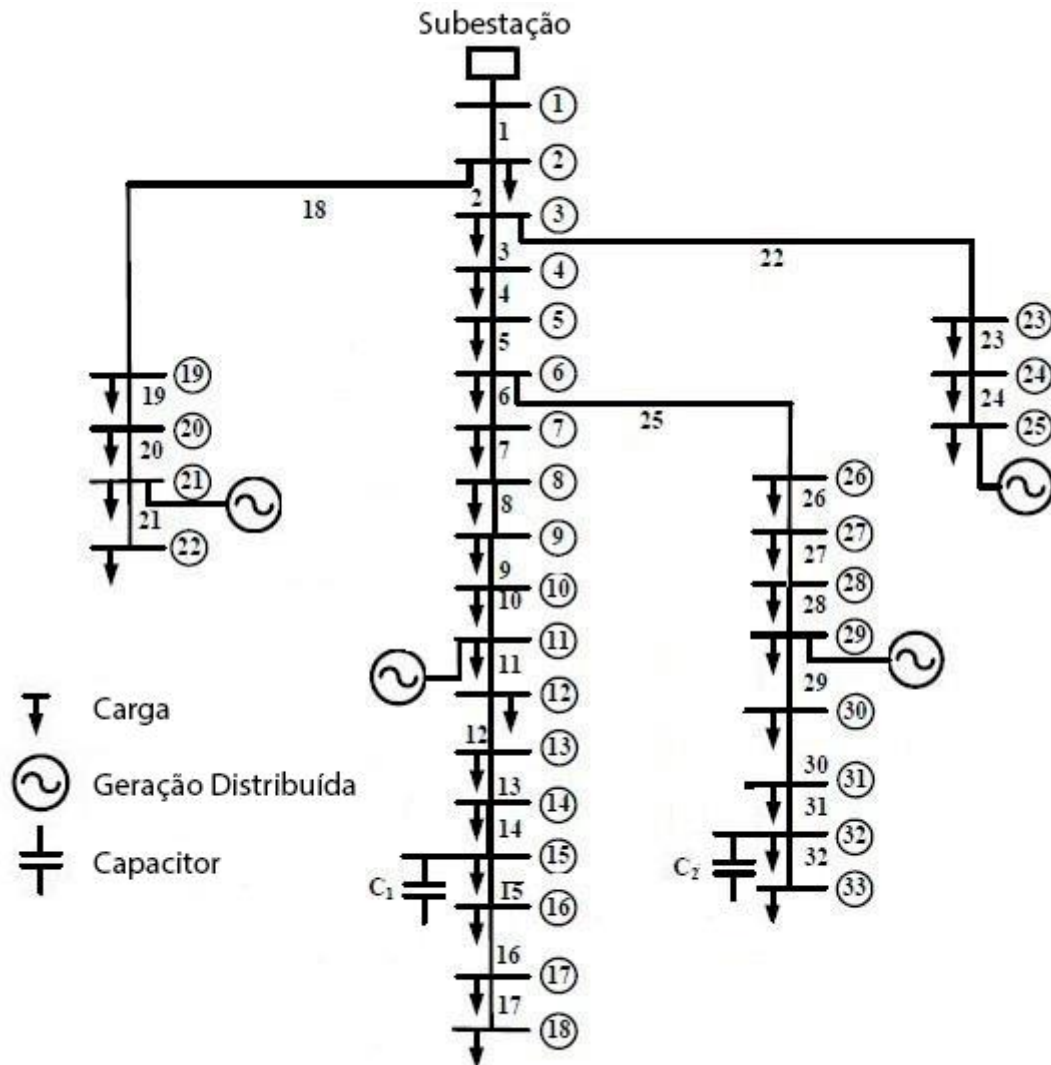


Figura 6: Diagrama sistema 33 barras.

Fonte: Adaptado de (RUGTHAICHAROENCHEEP; NEDPHOGRAW; WANARATWIJIT, 2011)

Para fins de análise o sistema foi dividido em 4 trechos. O trecho um, inicia na barra 19 até a 22 e apresenta 9,69% do carregamento total, o segundo trecho da barra 1 até a 18 e apresenta 40,51% carregamento total, sendo este o principal, o terceiro da barra 26 até a 33 e apresenta 24,76%, e por fim, o quarto trecho da barra 23 até a 25 e apresenta 25,03%.

5.2.1 CASO BASE

Inicialmente determinou que no cenário para o caso base a rede não apresenta nenhuma GD. Como realizado em planejamentos, os patamares de cargas

são definidos em três períodos denominados de carga leve, média e pesada. Esses níveis de carga foram determinados aumentando-se as cargas em todas as barras do sistema simultaneamente, de forma a simplificar os cálculos. Além disso, os níveis de carregamento do sistema foram determinados considerando os limites de tensão estabelecidos por norma, conforme apresentado na Tabela 1.

A Tabela 9 descreve os patamares de carga adotados, neste trabalho, para os três patamares de carga. Destaca-se que, as porcentagens referem-se à capacidade total da rede de distribuição, dada pelo ponto de máximo carregamento do sistema, obtido quando processo iterativo de Newton deixa de convergir, também chamado de ponto crítico. São apresentados também o valor em MW, para cada caso de estudo foram os mesmos adotados para o caso base.

Tabela 9: Patamares de carga

Carga	Porcentagem (%)	MW
Leve	15	2,02
Média	27,66	3,72
Pesada	40	5,37

Fonte: Autoria própria.

Nesta direção, a Figura 7 apresenta as perdas em kW, para o caso base, para cada linha do sistema para os três níveis de carregamento. Cabe salientar que para os períodos de carga leve, média e pesada, a perda total apresentada pelo sistema é de respectivamente 42, 154 e 360 kW.

Ainda em relação a Figura 7, percebe-se que as linhas 2 e 5 apresentam as maiores perdas de energia. Tal fato é justificado na análise do fluxo de potência que mantém-se elevado nestas linhas quando comparados às demais, onde para linha 2 corresponde a 90,31% e para a linha 5, 53,70% do carregamento total, e nas características elétricas, onde a resistência da linha 2 é aproximadamente 5,4 vezes maior que a linha 1, justificando a diferença nas perdas entre estas linhas, já a resistência da linha 5 corresponde a aproximadamente 10 vezes a resistência da linha 1. Então somando estes efeitos tem-se as perdas elevadas apresentadas para estas linhas na Figura 7.

No entanto, isso não ocorreu na linha 1, devido sua resistência que corresponde a menor resistência de todo o sistema (0,0575 p.u). Sendo assim, mesmo

com 100% do fluxo de potência da rede circulando nesta linha as perdas observadas não se encontram-se em patamares tão elevados quando para a linha 2 e 5.

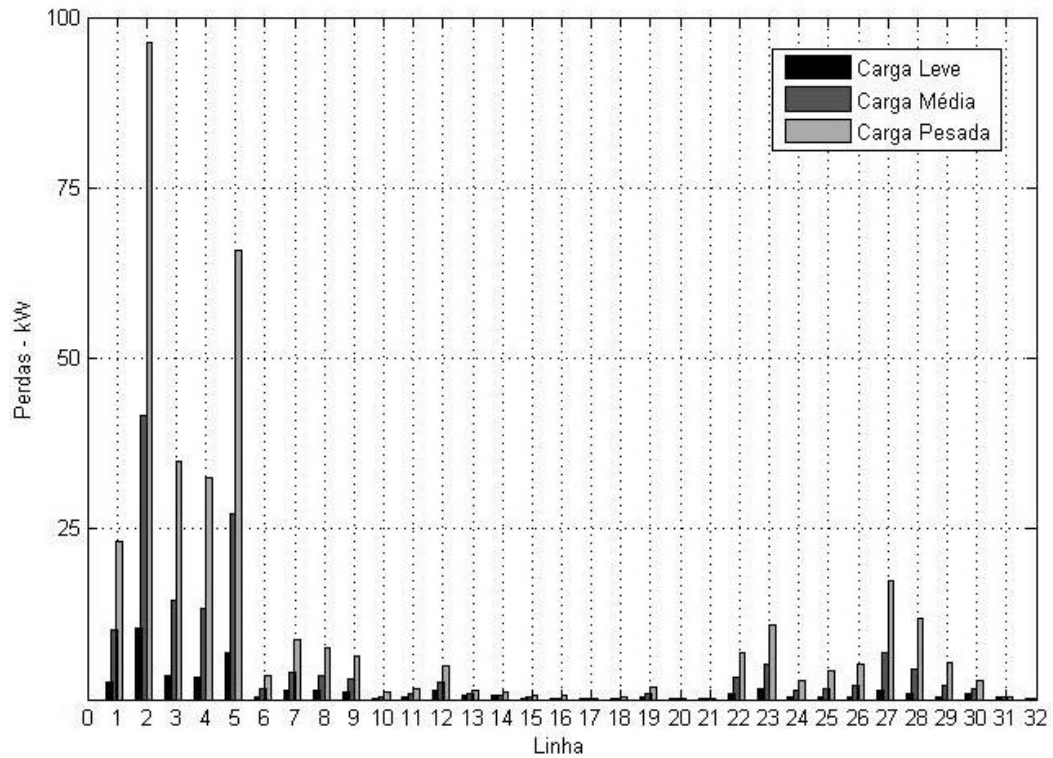


Figura 7: Perdas no caso base.
Fonte: Autoria própria.

Outro ponto importante consiste nas perdas de energia apresentadas pelas linhas 3 e 4 que, mesmo com o um fluxo de cerca de 60,10 e 56,44% respectivamente do carregamento total, encontra-se superior ao apresentado pela linha 1. Mais uma vez, tais perdas são consequência da elevada resistência destas linhas. Portanto pode-se concluir que as perdas para o caso base encontra-se concentradas nas linhas de 1 a 5, onde observa-se perdas da ordem de 70,0% das perdas totais, com representatividade, também, das linhas 6 a 9, 12 e de 22 a 30.

5.2.2 CASOS DE ESTUDO

Os casos analisados consistem em simulações de fluxo de potência nas mesmas condições do caso base, diferenciando-se somente com a introdução de uma ou mais fontes de geração distribuídas. Neste sentido formulou-se três cenários

diferentes sendo que, para cada um destes é analisado os períodos de carga leve, média e pesada.

Primeiramente foi inserida uma única unidade de PCH com potência ativa de 1,24 MW, o que representa 33,33% da carga ativa total do sistema caracterizando o cenário 1. Na sequência, para o cenário 2 e 3, considera-se a rede com duas e três unidades de 1,24 MW cada, totalizando 2,48 MW e 3,72 MW, respectivamente. Onde este último a geração representa 100% da carga ativa total do sistema, aqui denominado de inserção baixa, média e alta de GD respectivamente para os cenários 1, 2 e 3.

Esses valores, foram escolhidos de forma a não ultrapassarem os valores de tensão adequada descritos na Tabela 1, e também para que se enquadrem nas normas da Copel, ou seja, acessantes até 2 MW podem conectar-se a alimentador ou linha pré-existente.

As cargas foram modeladas como potência constante, PQ, e as GDs foram inseridas com fator de potência 0,92 capacitivo, conforme legislação vigente (COPEL, 2013), considerando o melhor cenário de fator de potência para a rede, uma vez que todas as cargas consomem reativo indutivo.

A Tabela 10, mostra as três condições de carregamento e também, as três condições de geração das PCHs a serem analisadas.

Tabela 10: Casos de estudo.

	Carga		Geração
Leve	2,02 MW	Leve	1,24 MW
Média	3,72 MW	Média	2,48 MW
Pesada	5,37 MW	Alta	3,72 MW

Fonte: Autoria própria.

As GDs foram inseridas, uma em cada ramal/tronco do alimentador, sendo que uma está conectada na barra 11, que apresenta o menor carregamento do sistema, além de estar localizada no meio da rede, outra na barra 25, que além de ser final de linha, possui o maior carregamento, e, por fim, na barra 29, por ter demonstrado elevada queda de tensão para o caso base.

Destaca-se que essas barras foram selecionadas com o objetivo de representar diversas situações existentes, porém elas podem ser inseridas em

qualquer barra no sistema. Na sequência será analisado cada carregamento com os três níveis de geração nos diferentes níveis de carregamento.

5.2.2.1 PERÍODO DE CARGA LEVE

Neste cenário foram realizadas as simulações considerando o carregamento leve, ou seja de 15% (2,02 MW de potência ativa), com uma, duas e três unidades de PCHs em diferentes barras do sistema, representando leve, média e alta geração. Portanto tem-se para o período de carga leve a análise dos cenários 1, 2 e 3.

Nesta direção, a Figura 8 apresenta as perdas em kW, para cada linha do sistema considerando um gerador inserido nas barras, 11, 25 e 29 não simultaneamente (cenário 1). Onde observou que a perda total no sistema representa respectivamente, 38, 39 e 27 kW. Destaca-se, ainda, que para o mesmo carregamento, a somatória das perdas diminuíram em comparação com o caso base em aproximadamente 7,14% no pior dos casos (GD instalada na barra 25).

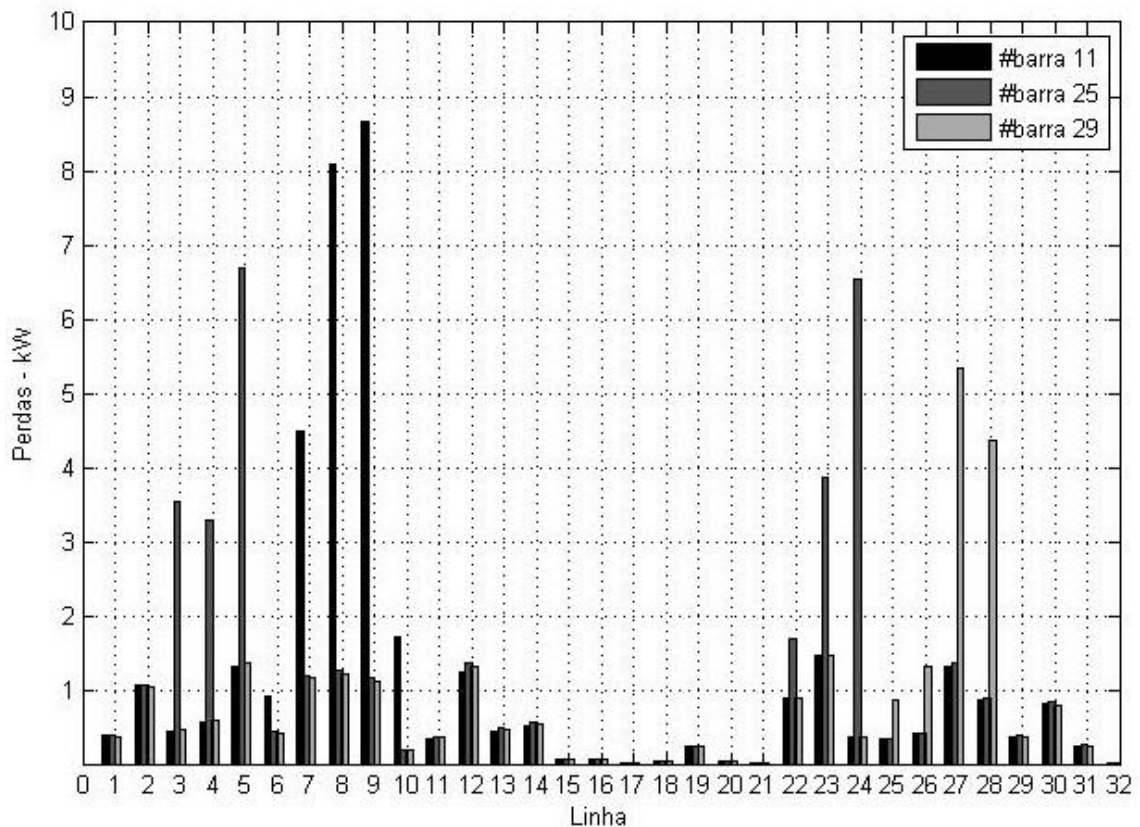


Figura 8: Perdas para carregamento leve e inserção de GD leve.
Fonte: Autoria própria.

Além disso, através da Figura 8 verificou-se que para a conexão na barra 11, as perdas aumentaram da linha 6 até a 10, já para a conexão na barra 25, as perdas aumentam da linha 3 até a 24, e por fim, no último caso, aumentaram da linha 25 até a 28. Sendo assim, ficando caracterizado que as linhas próximas do ponto de conexão da GD aumentaram suas perdas, pelo aumento e inversão no fluxo de potência nestas linhas.

Comparando-se com o caso base, as conexões nas barras 11 e 29 apresentaram redução nas perdas das linhas 1 a 5 e aumentaram ou mantiveram-se constantes nas demais. Já para a conexão na barra 25, as perdas reduziram somente nas linhas 1 e 2 e aumentaram ou mantiveram-se constantes nas demais.

A Tabela 11 mostrada a porcentagem de energia injetada no sistema pela subestação e pela GD, para um período de carga leve de inserção de GD leve. Destaca-se que houve contribuição significativa da GD ao sistema, devido o carregamento do sistema ser leve.

Tabela 11: Contribuição na geração

Local de inserção	Subestação (%)	GD (%)
barra 11	39,51	60,49
barra 25	39,80	60,20
barra 29	39,21	60,79

Fonte: Aatoria própria.

Na Figura 9 é apresentado as perdas em kW em todas as linhas do sistema, com um único gerador por barra, porém com duas GDs funcionando simultaneamente no conjunto de barras 11 e 25; 11 e 29; 25 e 29, representando inserção média (cenário 2).

Observou que a perda total no sistema para estes casos é de 48, 69 e 38kW respectivamente. Representando uma redução em 9,52% na totalização das perdas quando tem-se PCH simultaneamente nas barras 25 e 29, enquanto para os outros casos o aumento nas perdas totais chega a 64,28% no pior cenário (PCH nas barras 11 e 29).

Novamente verificou-se que as linhas próximas das barras de inserção da GD aumentaram suas perdas, demonstrando que ocorreu um aumento e inversão no sentido do fluxo de potência. Além disso, para a inserção nas barras 11 e 29, as linhas 3, 4 e 5 apresentaram elevado aumento pois, além das características da rede já citadas anteriormente, em ambos os geradores o fluxo retorna com maior "volume" de potência nestas linhas.

Já em comparação com o caso base, com inserção nas barras 11 e 25; e também 25 e 29, as perdas reduziram nas linhas 1 até a 5. Já para a inserção nas barras 11 e 29, as perdas reduziram somente nas linhas 1 e 2, coincidindo com o caso que apresentou o maior aumento das perdas.

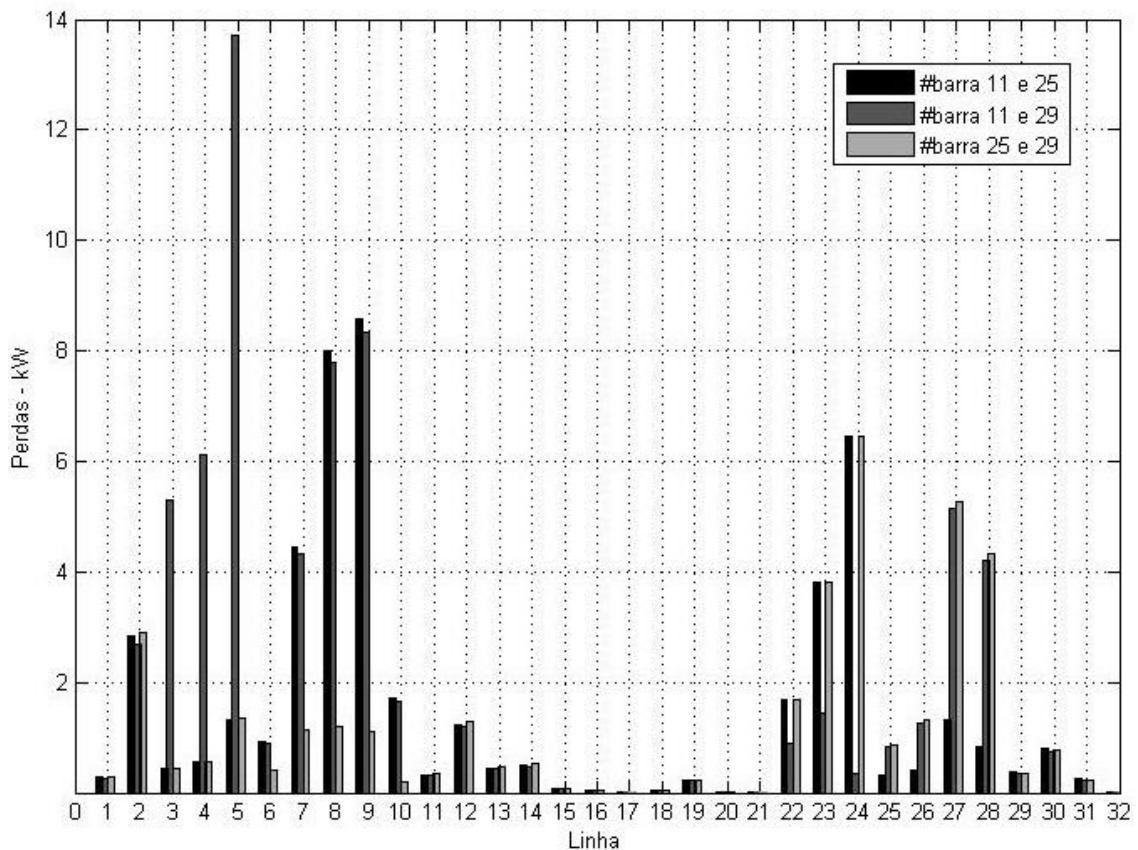


Figura 9: Perdas para carregamento leve e inserção de GD média.
Fonte: Autoria própria.

Na Tabela 12, será mostrado a porcentagem de energia injetada no sistema pela subestação e pela GD para a demanda das cargas. Nota-se que a GD foi responsável por atender 100% das cargas, ainda assim, o fluxo retornou para a subestação em média de 20%, tornando evidente o aumento das perdas pela inversão no sentido do fluxo provocado pela GD.

Tabela 12: Contribuição na geração

Local de inserção	Subestação (%)	GD (%)
barras 11 e 25	-19,80	100
barras 11 e 29	-18,66	100
barras 25 e 29	-20,38	100

Fonte: Autoria própria.

Na Figura 10 é apresentado as perdas em kW em todas as linhas do sistema, com um único gerador por barra, porém com três GDs funcionando simultaneamente no conjunto de barras 11, 25 e 29 (cenário 3), representando inserção alta.

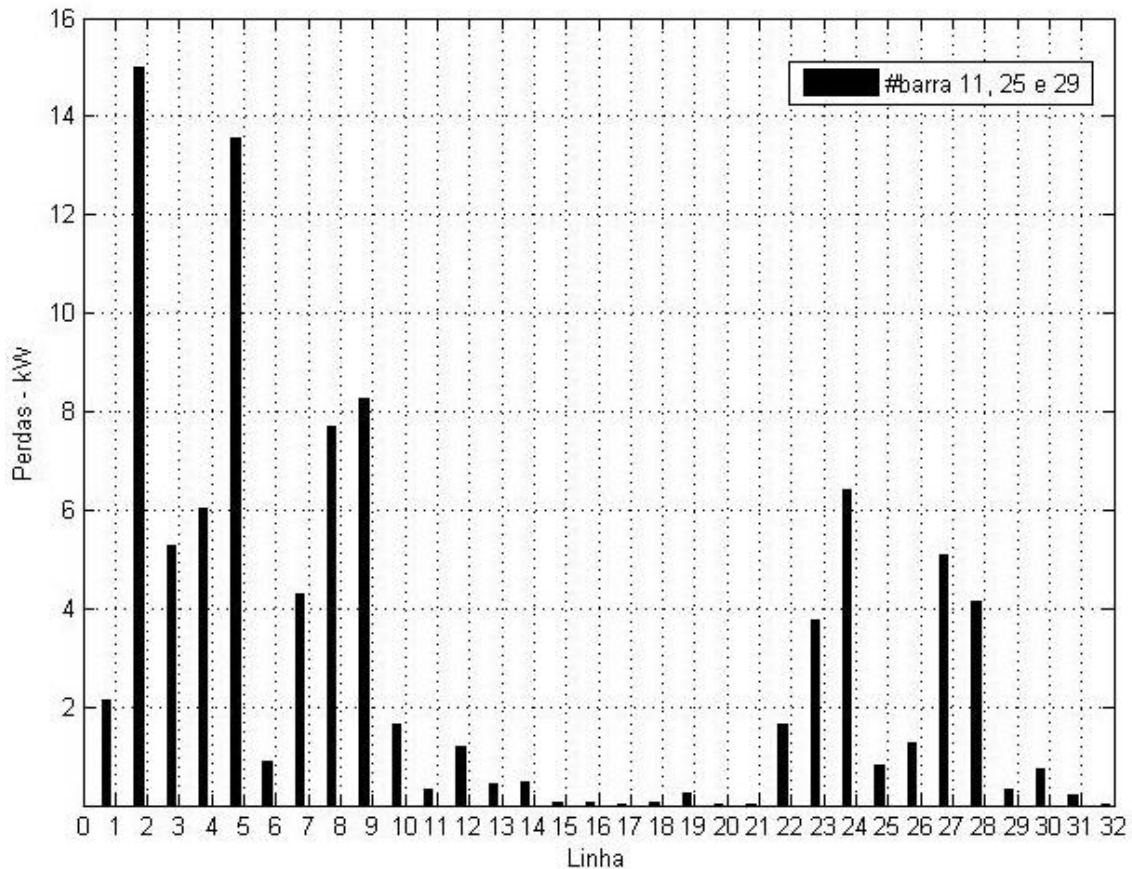


Figura 10: Perdas para carregamento leve e inserção de GD alta.
Fonte: Autoria própria.

Para este caso tem-se perda total de 92 kW o que representa um aumento de 219,0% nas perdas em comparação com o caso base. Além disso, verificou-se que a GD contribui com 100% da geração para a demanda das cargas, sendo que 76,30% de sua geração retornou para a subestação.

Caracterizando como o pior caso para o carregamento leve, visto que, as perdas foram mais que o dobro em comparação com o caso base. Verificou-se também, que as linhas que mais apresentaram perdas foram novamente a 2 e 5. Outro fato importante dar-se no aumento das perdas para todas as linhas quando comparado ao caso base.

A Tabela 13 mostra o comparativo dos dados de fluxo de potência para os três cenários de penetração da GD somente nas barras que houve inversão no sentido do fluxo em pelo menos um dos 3 cenários. Para a inserção leve e média, são apresentados os casos com inserções na barra 11, e barras 11 e 29 respectivamente.

Além disto, destaca-se que os valores positivos indicam que o fluxo de potência flui da subestação para a carga, ou seja, fluxo esperado pela "visão tradicional" para as redes de distribuição.

Tabela 13: Comparativo de inversão do fluxo de potência.

Nº Linha	Barra		Inserção leve	Inserção média	Inserção alta
	De	para	(MW)	(MW)	(MW)
1	1	2	0,81	-0,39	-1,61
2	2	3	0,56	-0,65	-1,88
3	3	4	0,01	-1,21	-1,21
4	4	5	-0,06	-1,28	-1,28
5	5	6	-0,09	-1,33	-1,33
6	6	7	-0,63	-0,63	-0,63
7	7	8	-0,74	-0,74	-0,74
8	8	9	-0,86	-0,86	-0,86
9	9	10	-0,89	-0,90	-0,90
10	10	11	-0,94	-0,94	-0,94
22	3	23	-0,72	0,51	-0,72
23	23	24	-0,78	0,46	-0,78
24	24	25	0,51	0,23	-1,01
25	6	26	0,50	-0,73	-0,73
26	26	27	0,47	-0,76	-0,76
27	27	28	0,44	-0,80	-0,80
28	28	29	0,40	-0,84	-0,84

Fonte: Autoria própria.

Como já mencionado anteriormente, e com os resultados do fluxo de potência mostrados na Tabela 13, pode-se verificar que para a inserção média e pesada, o sentido do fluxo inverteu-se, retornando para a subestação, ocasionando mais perdas. Retornaram 1,61 MW para inserção alta, e 0,39 MW para média inserção, demonstrando assim, que apenas a inserção de GD leve, mostrou-se vantajosa em comparação com o caso base para um regime de operação de carga leve.

5.2.2.2 PERÍODO DE CARGA MÉDIA

Neste caso foram realizadas as simulações considerando o carregamento médio de 27,66% (3,72 MW de potência ativa), nos três cenários de conexão de PCHs, representando leve, média e alta geração da GD respectivamente.

Nesta direção, a Figura 11 apresenta as perdas em kW, para cada linha do sistema considerando um único gerador inserido nas barras, 11, 25 e 29 não simultaneamente como realizado para o período de carga leve. Onde observou que a perda total no sistema representa respectivamente, 74, 118 e 62 kW. Destaca-se, ainda, que para o mesmo carregamento, a somatória das perdas diminuíram em comparação com o caso base em aproximadamente 23,37% no pior dos casos (GD instalada na barra 25).

Ainda em relação à Figura 11 verificou-se que, pelo fato do carregamento ser maior, um número menor de linhas a jusante das barras de inserção da GD aumentaram suas perdas, em comparação com o carregamento leve, demonstrando que a corrente de linha também diminuiu provocada pelo aumento do carregamento das barras nas proximidades da GD.

Para a conexão na barra 25, as perdas nas linhas 3, 4 e 5 encontra-se muito mais elevado que para os demais pontos de conexão de PCH. Nota-se que quando a conexão é na barra 11 ou 29 há uma redução no fluxo das linhas 3 a 5 porque parte da demanda desta área é suprida pela GD, já quando a conexão é na barra 25 somente 0,31 kW gerado pela PCH é exportado para os outros trechos da rede de distribuição, mas que terá que circular por todas as linhas até as cargas. Sendo assim a PCH quando conectada na barra 25 não reduz o fluxo de potência nas linhas de 3 a 5 quando comparadas ao caso base ou às conexões nas barras 11 e 29.

Já em comparação com o caso base, com inserção na barra 11, as perdas aumentaram somente nas linhas 8 e 9, já com inserção na barra 25, aumentaram somente na linha 24, e por fim, no último caso, na conexão pela barra 29 todas as linhas reduziram suas perdas em comparação com o caso base, representando o caso no qual apresenta a maior redução nas perdas.

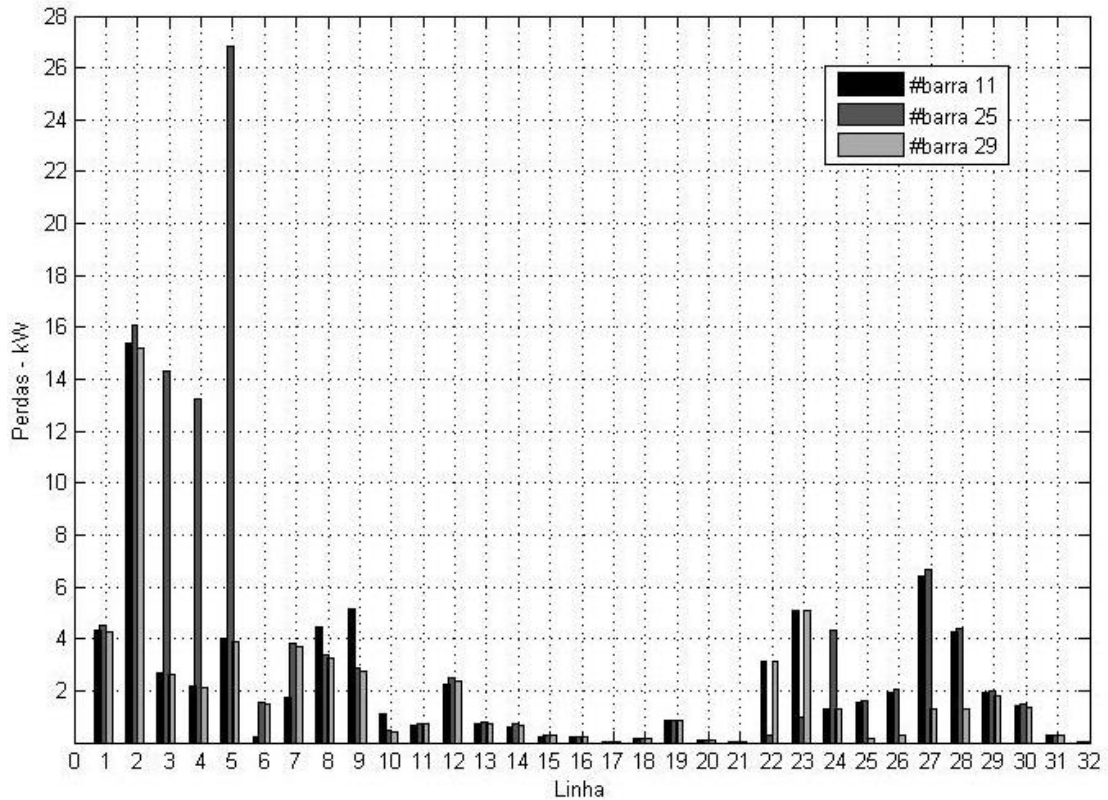


Figura 11: Perdas para carregamento médio e inserção de GD leve.
Fonte: Autoria própria.

Tabela 14 ilustra a porcentagem de energia injetada no sistema pela subestação e pela GD em relação a demanda solicitadas pelas cargas. Destaca-se que, devido o carregamento do sistema ser maior, houve menor contribuição da GD ao sistema, no entanto, houve redução de perdas em todos os casos, comparando-se com o caso base.

Tabela 14: Contribuição na geração

Local de inserção	Subestação (%)	GD (%)
barra 11	67,28	32,72
barra 25	67,62	32,38
barra 29	67,20	32,80

Fonte: Autoria própria.

Assim como simulado para o período de carga leve considera-se, agora, o cenário 2 para carga média, ou seja, tem-se duas PCHs gerando simultaneamente em duas barras distintas. Na Figura 12 é apresentado as perdas em kW em todas as linhas do sistema para este caso.

A perda total no sistema observada para estes casos é de, 54 kW para conexão nas barras 11 e 25, 39 kW para conexão nas barras 11 e 29 e 41kW com conexão nas barras 25 e 29. Destaca-se, ainda, que para o mesmo carregamento, a somatória das perdas diminuíram em comparação com o caso base em aproximadamente 64,93% no pior dos casos (GD instalada nas barras 11 e 25).

Além disso, com o aumento do carregamento, verificou-se que, nos trechos no qual não foram inseridas GDs apresentaram maiores perdas em comparação com os demais casos, como para as conexões nas barras 11 e 25, no qual as perdas das linhas aumentaram da 25 até a 28, e também para inserções nas barras 11 e 29, com aumento para as linhas 22 e 23

Já em comparação com o caso base, com inserção nas barras 11 e 25 as perdas aumentaram somente nas linhas 8, 9 e 24, já com inserção nas barras 11 e 29, as perdas aumentaram somente nas linhas 8 e 9, e por fim, no ultimo caso, aumentaram somente na linha 24. Tais aumentos são provocados, mais uma vez, pelo aumento e inversão no fluxo de potência nestas linhas.

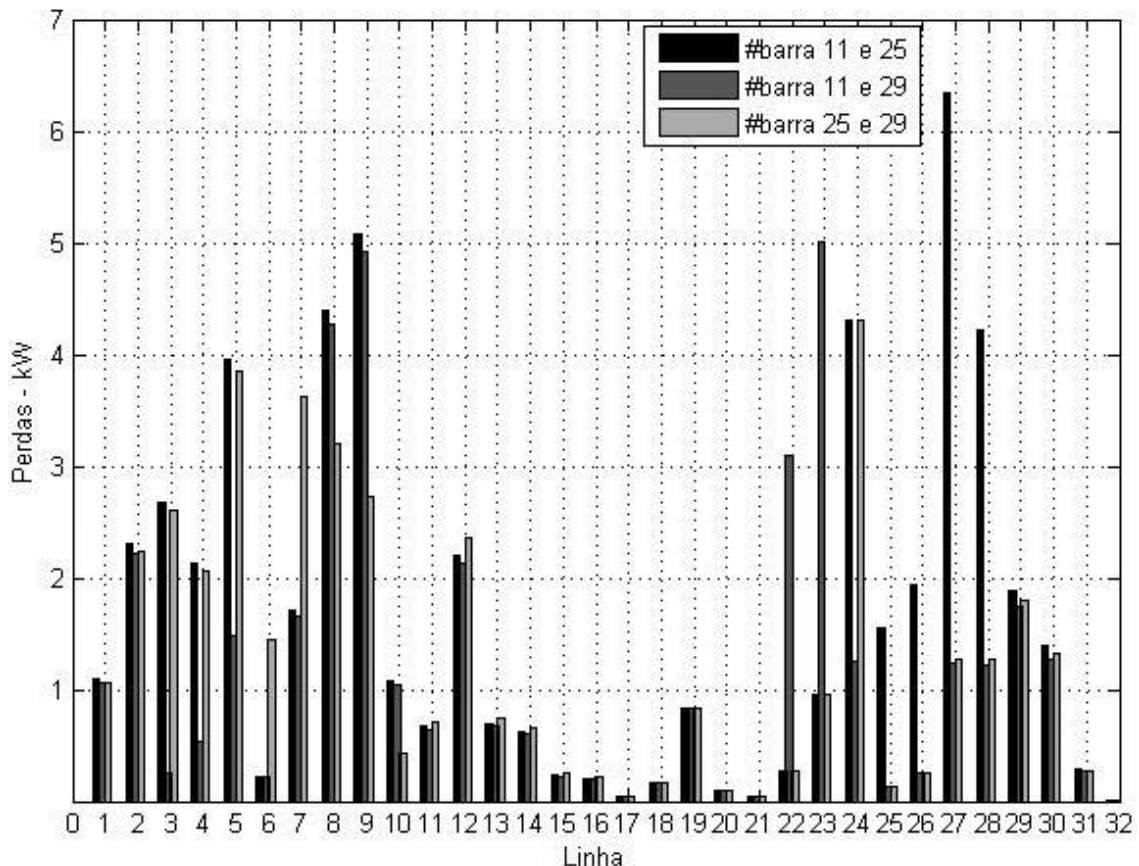


Figura 12: Perdas para carregamento médio e inserção de GD média.
Fonte: Autoria própria.

Já na Tabela 15 apresenta-se a porcentagem de energia injetada no sistema pela subestação e pela GD para a demanda das cargas. Percebe-se que, devido a penetração da GD ser maior, quando comparado aos demais casos, houve maior contribuição da mesma ao sistema, resultando na redução de perdas em todos os casos de inserção, comparando-se com o caso base, mesmo com o aumento do carregamento.

Tabela 15: Contribuição na geração

Local de inserção	Subestação (%)	GD (%)
barras 11 e 25	34,22	65,78
barras 11 e 29	33,87	66,13
barras 25 e 29	34,04	65,96

Fonte: Autoria própria.

Por fim, considerou para o período de carga média a conexão de 3 PCHs instaladas e funcionando simultaneamente (cenário 3) em três barras distintas (barras 11, 25 e 29). Como para os demais casos a Figura 13 apresenta as perdas em kW em todas as linhas da rede, com um único gerador em cada barra.

Para este caso observou-se perda total de 32 kW. Representando uma redução de 79,22% nas perdas em comparação com o caso base. Além disso, verificou-se que a GD contribui com 99,2% da geração para a demanda das cargas, e a subestação apenas 0,8% ou 30 kW de toda a demanda de potência.

Podendo ser caracterizado como o melhor caso para o carregamento médio, visto que, as perdas foram menores em comparação com os cenários 1, 2 e, também, com o caso base.

Cabe ressaltar que as linhas que mais apresentaram perdas foram a 8, 9 e 24 ou seja, linhas nas proximidades do ponto de conexão, nota-se quem mesmo quando comparado ao caso base as perdas foram mais elevadas nestas linhas.

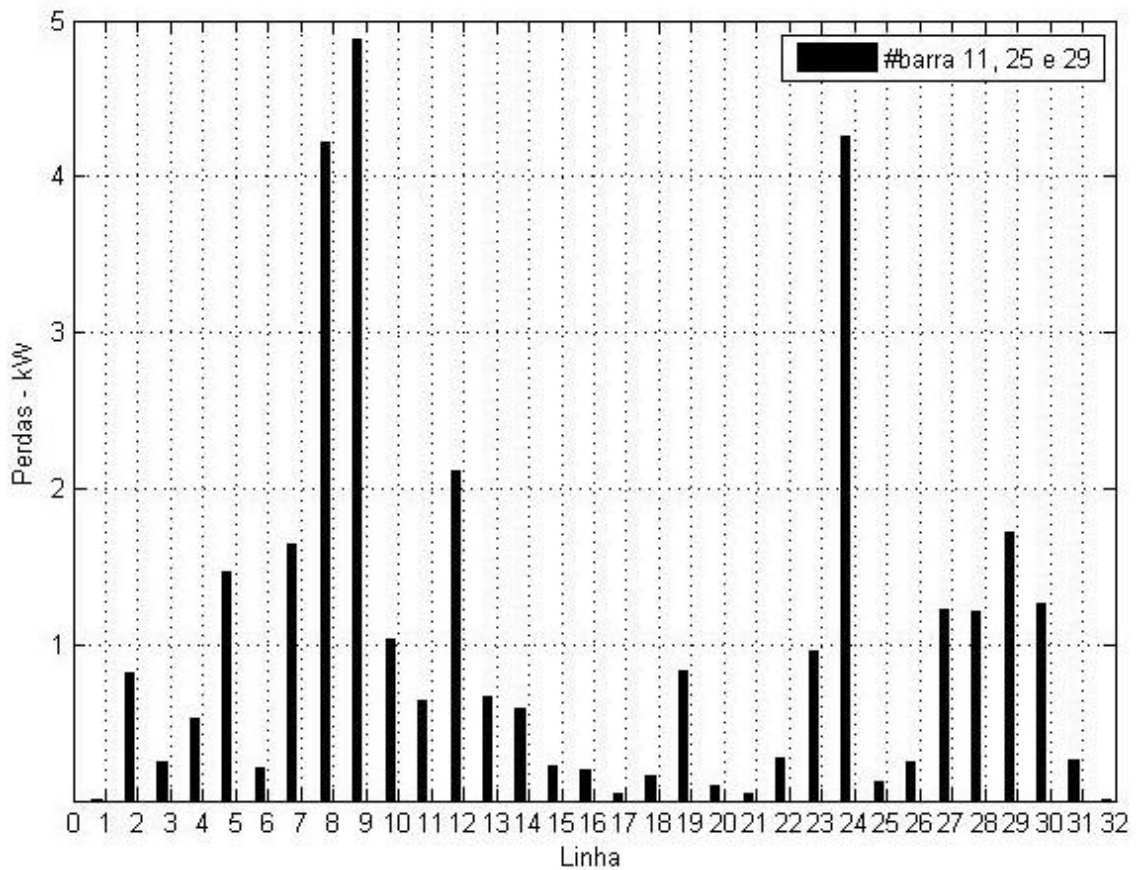


Figura 13: Perdas para carregamento médio e inserção de GD alta.
Fonte: Autoria própria.

A Tabela 16 mostra o comparativo dos dados de fluxo de potência para os três casos de conexão da GD, nas barras que houve inversão no sentido, provocada pela GD. Para a inserção leve e média, são apresentados os casos com inserções na barra 11, e barras 11 e 29 respectivamente. Destacando que os valores positivos indicam que o fluxo de potência flui da subestação para a carga.

Com os resultados do fluxo de potência mostrados na Tabela 16, pode-se verificar que a inserção alta, foi o caso no qual, houve inversão em mais linhas do sistema. Com isso a geração da GD supriu atendimento a mais cargas, exigindo menor contribuição da subestação, resultando assim, redução nas perdas. Desta forma, para o carregamento médio, a inserção alta foi a que apresentou a maior redução.

Tabela 16: Comparativo de inversão do fluxo de potência.

Nº Linha	Barra		Inserção leve	Inserção média	Inserção alta
	De	para	(MW)	(MW)	(MW)
2	2	3	2,08	0,82	-0,43
3	3	4	1,04	-0,22	-0,22
4	4	5	0,92	-0,34	-0,34
5	5	6	0,85	-0,40	-0,40
6	6	7	-0,15	-0,15	-0,15
7	7	8	-0,35	-0,35	-0,35
8	8	9	-0,55	-0,55	-0,55
9	9	10	-0,61	-0,61	-0,62
10	10	11	-0,68	-0,68	-0,68
22	3	23	0,94	0,94	-0,30
23	23	24	0,85	0,85	-0,40
24	24	25	0,42	0,42	-0,82
25	6	26	0,94	-0,31	-0,31
26	26	27	0,88	-0,37	-0,37
27	27	28	0,81	-0,43	-0,44
28	28	29	0,75	-0,50	-0,50

Fonte: Autoria própria.

5.2.2.3 PERÍODO DE CARGA ALTA

Neste caso foram realizadas as simulações considerando o carregamento alto de 40%, (5,37 MW de potência ativa) novamente com os três cenários de conexão das PCHs, representando leve, média e alta geração respectivamente.

Com primeiro cenário, a Figura 14 apresenta as perdas em kW, para cada linha do sistema considerando um único gerador inserido nas barras, 11, 25 e 29 não simultaneamente. Onde observou que a perda total no sistema representa respectivamente, 193, 289 e 177 kW. Destaca-se, ainda, que para o mesmo carregamento, a somatória das perdas diminuíram em comparação com o caso base em aproximadamente 19,72% no pior dos casos (GD instalada na barra 25).

Além disso, através da Figura 14 verificou-se que pelo fato do carregamento elevado, as linhas a jusante das barras de inserção da GD diminuíram suas perdas, demonstrando que a corrente de linha também diminuiu provocada pela contribuição da GD. Além disso para a inserção na barra 25, as perdas nas linhas 3, 4 e 5 aumentaram em comparação com os demais casos, pelo fato de nessas linhas não haver contribuição da GD, pois o fluxo retorna somente nas linhas 23 e 24, pois é consumido pelas cargas conectadas nas barras 23, 24 e 25, que somadas consomem 100% da potência ativa da PCH. .

Já em comparação com o caso base, os três locais de inserção das GDs não apresentaram aumento em nenhuma linha do sistema, sendo que reduziram ou mantiveram suas perdas constantes.

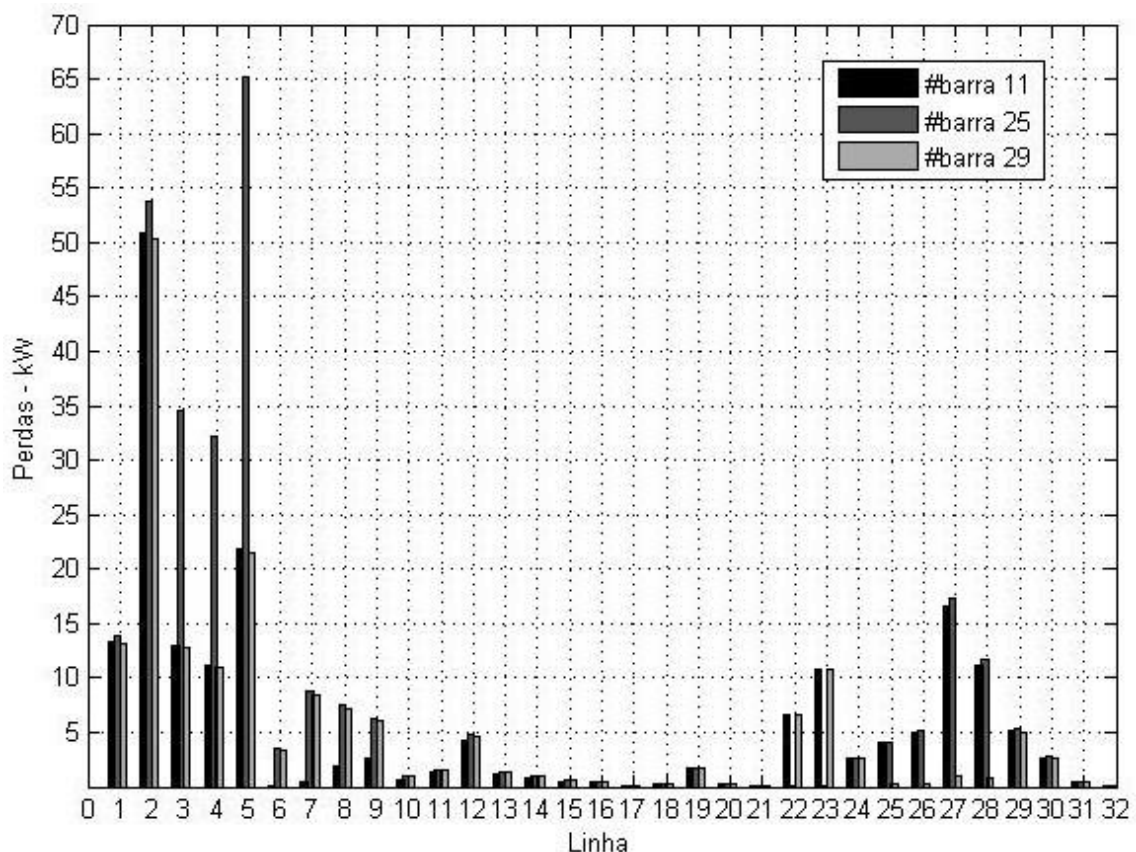


Figura 14: Perdas para carregamento alto e inserção de GD leve.
Fonte: Autoria própria.

Na Tabela 17 abaixo, será mostrado a porcentagem de geração da subestação e da GD para o atendimento das cargas. Destaca-se que, devido o carregamento do sistema ser maior, houve menor contribuição da GD ao sistema, no entanto, houve redução de perdas em todos os casos de inserção.

Tabela 17: Contribuição na geração

Local de inserção	Subestação (%)	GD (%)
barra 11	77,74	22,26
barra 25	78,09	21,91
barra 29	77,66	22,34

Fonte: Autoria própria.

Já no segundo cenário é apresentado na Figura 15 as perdas em kW em todas as linhas do sistema, com um único gerador em cada barra, porém com duas GDs funcionando simultaneamente no conjunto de barras 11 e 25; 11 e 29; 25 e 29, representando inserção média. Onde a perda total no sistema para estes casos é de, 138, 78 e 123 kW. Destaca-se, ainda, que para o mesmo carregamento, a somatória das perdas diminuíram em comparação com o caso base em aproximadamente 61,66% no pior dos casos (GD instalada nas barras 11 e 25).

Além disso, com o aumento do carregamento, verificou-se que, nos trechos no qual não foram inseridas GDs apresentaram maiores perdas em comparação com os demais casos, como no caso de estudo barras 11 e 25, no qual as perdas das linhas aumentaram da 25 até a 28, e também para inserções nas barras 11 e 29, com aumento para as linhas 22 e 23

Já em comparação com o caso base, os três locais de inserção das GDs não apresentaram aumento em nenhuma linha do sistema, sendo que reduziram ou mantiveram suas perdas constantes.

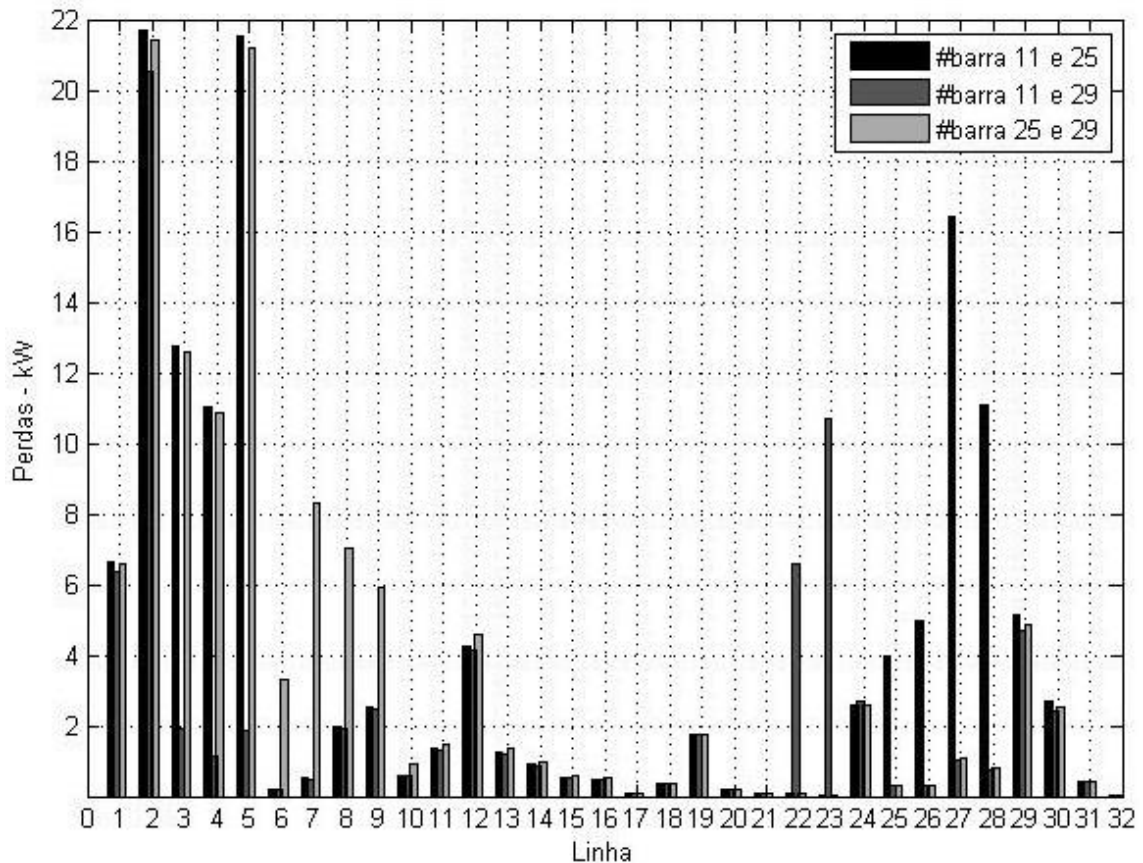


Figura 15: Perdas para carregamento alto e inserção de GD média.
Fonte: Autoria própria.

Na Tabela 15, será mostrado a porcentagem de energia injetada no sistema pela subestação e pela GD para a demanda das cargas. Percebe-se que, devido o carregamento do sistema ser maior que a geração da GD, houve menor contribuição da GD ao sistema, mesmo assim, resultando na redução de perdas em todos os casos de inserção, comparando-se com o caso base.

Tabela 18: Contribuição na geração

Local de inserção	Subestação (%)	GD (%)
barras 11 e 25	55,00	45,00
barras 11 e 29	54,49	45,51
barras 25 e 29	54,91	45,09

Fonte: Autoria própria.

No terceiro cenário, na Figura 16 é apresentado as perdas em kW em todas as linhas do sistema, com um único gerador em cada barra, porém com três GDs funcionando simultaneamente no conjunto de barras 11, 25 e 29, representando inserção alta com perda total no sistema de 40 kW. Assim, para um mesmo

carregamento, em comparação com o caso base, as perdas diminuíram aproximadamente 88,9%. Neste caso, a GD contribuiu com 68,76% da geração para o atendimento as cargas, e a subestação apenas 31,24% ou 1,69 MW de potência ativa. Desta forma, ficando caracterizado como o melhor caso para o carregamento alto, visto que, as perdas foram menores em comparação com os três cenários, e também com o caso base. Verificou-se também, que as linhas que mais apresentaram perdas foram 2, 12 e 29. Sendo que, em comparação com o caso base, todas as linhas apresentaram redução nas perdas.

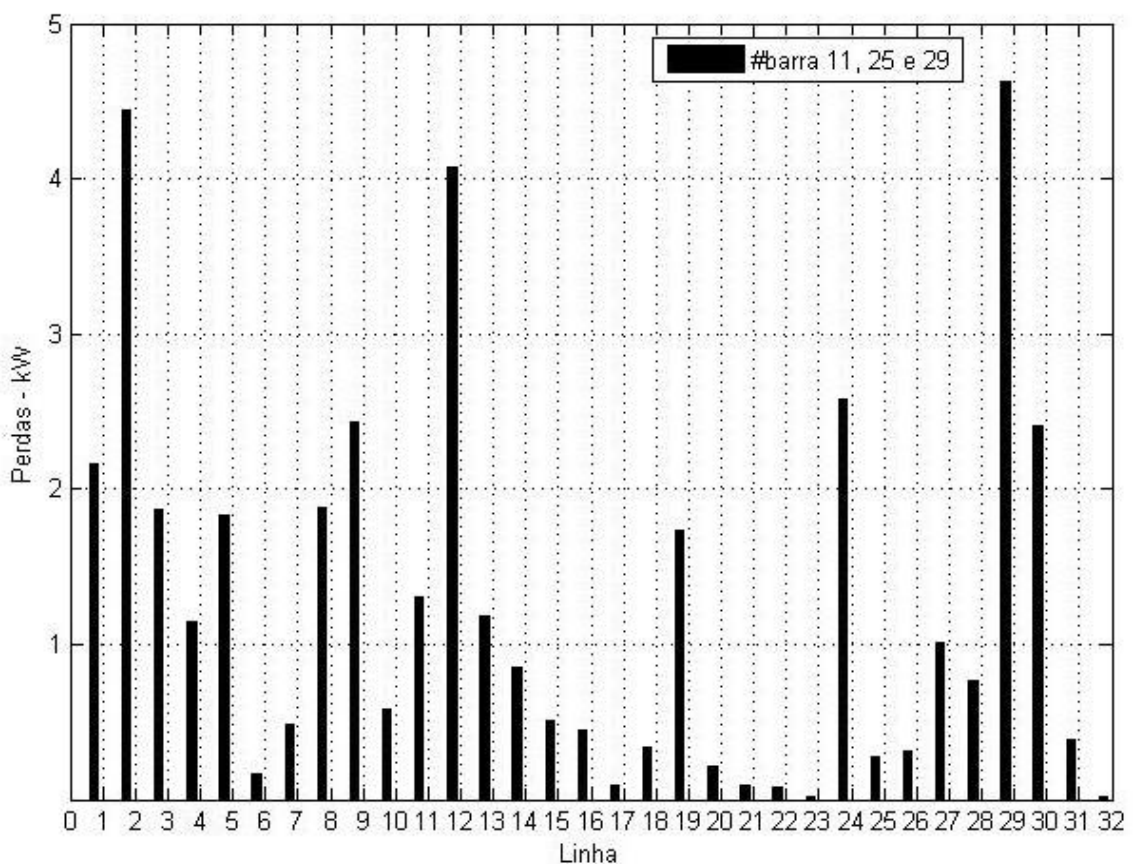


Figura 16: Perdas para carregamento alto e inserção de GD alta.
Fonte: Autoria própria.

A Tabela 19 mostra o comparativo dos dados de fluxo de potência para os três casos de penetração da GD, nas barras que houve inversão no sentido, provocada pela GD. Para a inserção leve e média, foi considerado os casos com GDs, na barra 11, e barras 11 e 29 respectivamente. Destacando que os valores positivos indicam que o fluxo de potência flui da subestação para a carga.

Com os resultados do fluxo de potência mostrados na Tabela 19, pode-se verificar que para a inserção alta, foi o caso no qual, houve inversão em mais linhas do sistema. Com isso a geração da GD supriu atendimento a mais cargas, exigindo menor contribuição da subestação, resultando assim, na redução das perdas. Desta forma, para o carregamento alto, a inserção alta de GD apresentou na maior redução de perdas.

Tabela 19: Comparativo de inversão do fluxo de potência.

Nº Linha	Barra		Inserção leve	Inserção média	Inserção alta
	De	para	(MW)	(MW)	(MW)
8	8	9	-0,25	-0,25	-0,25
9	9	10	-0,34	-0,34	-0,34
10	10	11	-0,43	-0,43	-0,43
23	23	24	1,23	1,23	-0,02
24	24	25	0,61	0,61	-0,63
27	6	26	1,19	-0,07	-0,07
28	26	27	1,09	-0,16	-0,16

Fonte: Autoria própria.

Na Tabela 20, será apresentado o comparativo dos três patamares de carga e geração, referente as perdas em cada caso, juntamente com índice PPT e fluxo reverso a subestação.

Para o caso de estudo com carregamento leve, a geração leve na barra 29 apresentou o caso com maior redução de perdas ao sistema. No entanto para geração média e alta, além de aumentar o nível de perdas, houve inversão no sentido do fluxo de potência, retornando valores consideráveis de potência ativa a subestação. Já para carregamentos médio e alto, todos os níveis de inserção de GD apresentaram redução de perdas em comparação com o caso base, com menores valores para inserção alta em ambos os casos, conseqüentemente também para o índice PPT.

Tabela 20: Comparativo dos casos de estudo.

Carregamento	Geração	Local de inserção	Perdas Técnicas (MW)	Potência Injetada (MW)	Índice PPT (%)	Fluxo reverso (MW)
Leve	Sem GD		0,042	2,06	2,04	
Leve	Leve	Barra 11	0,038	2,05	1,85	
		Barra 25	0,039	2,06	1,89	
		Barra 29	0,027	2,04	1,32	
Leve	Média	Barras 11 e 25	0,048	2,07	2,32	-0,41
		Barras 11 e 29	0,069	2,09	3,30	-0,39
		Barras 25 e 29	0,038	2,06	1,84	-0,42
Leve	Alta	Barras 11, 25 e 29	0,092	2,11	4,36	-1,61
Médio	Sem GD		0,154	3,87	3,98	
Médio	Leve	Barra 11	0,074	3,79	1,95	
		Barra 25	0,118	3,83	3,08	
		Barra 29	0,062	3,78	1,64	
Médio	Média	Barras 11 e 25	0,054	3,77	1,43	
		Barras 11 e 29	0,039	3,75	1,04	
		Barras 25 e 29	0,041	3,76	1,09	
Médio	Alta	Barras 11, 25 e 29	0,032	3,75	0,85	
Alto	Sem GD		0,364	5,74	6,34	
Alto	Leve	Barra 11	0,193	5,57	3,46	
		Barra 25	0,289	5,66	5,10	
		Barra 29	0,177	5,55	3,19	
Alto	Média	Barras 11 e 25	0,138	5,51	2,50	
		Barras 11 e 29	0,078	5,45	1,43	
		Barras 25 e 29	0,123	5,50	2,23	
Alto	Alta	Barras 11, 25 e 29	0,040	5,41	0,73	
Legenda		Sem GD				
		Melhor resultado para cada nível carregamento				
		Piores resultados, com fluxo reverso				

Fonte: Autoria própria.

5.2.3 ANÁLISE COM CURVA DE CARGA

Nesta subseção serão analisadas as perdas considerando uma curva de carga típica de uma subestação de distribuição considerando o sistema sem e com a inserção de GD.

Nesta direção, a curva de carga utilizada foi modelada conforme o relatório, Consolidação da Previsão de Carga – Planejamento da Operação Elétrica de Médio Prazo – PEL 2008/ 2009. No qual é apresentada as previsões de carga, para do biênio 2008/2009, através de dados de carga fornecidos por 46 concessionárias de distribuição e 54 consumidores livres no ano de 2007 (ONS, 2007).

A Figura 17, apresenta as curvas de carga de janeiro e junho de 2008, do estado do Paraná, sendo utilizada a curva de janeiro como base para a modelagem deste trabalho, baseando-se nos patamares de carga do sistema 33 barras.

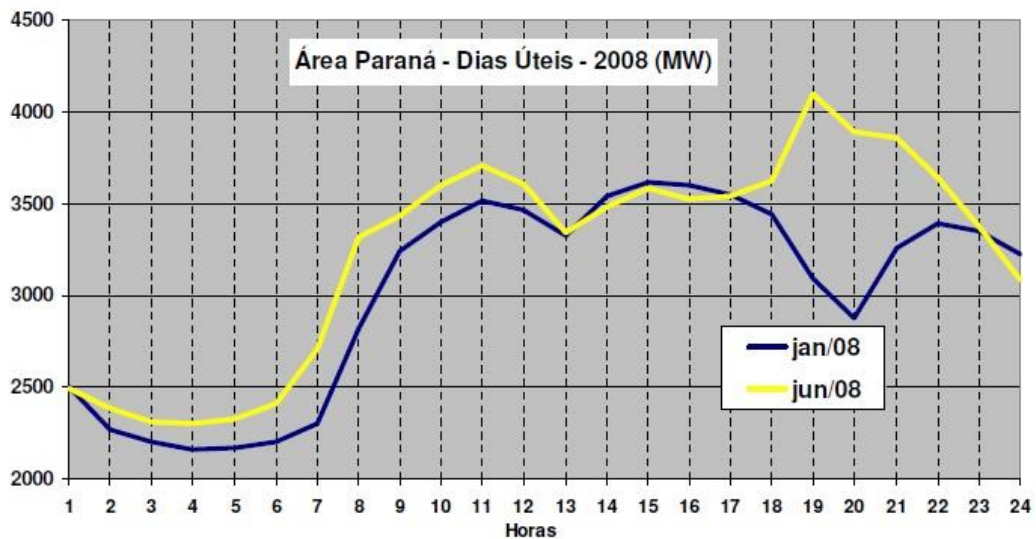


Figura 17: Curvas de carga de janeiro e junho de 2008 no estado do Paraná.
Fonte: (ONS, 2007).

A curva de carga base modelada do sistema é apresentada da Figura 18. Para simplificar os cálculos considerou o sistema operando em intervalos de uma hora durante o dia e com curva de carga diária constante durante um mês, (VICENTE, 2009).

Observa-se então, que o pico de carga ocorre próximo das 15 horas, e representa uma carga de 4,84 MW de potência ativa, que corresponde a 36% do

carregamento máximo possível da rede. Já o carregamento mínimo as 4 horas, no valor de 1,94 MW, que corresponde a 15% do carregamento máximo da rede. Além disso, considera-se a geração constante da GD em todo o intervalo de tempo.

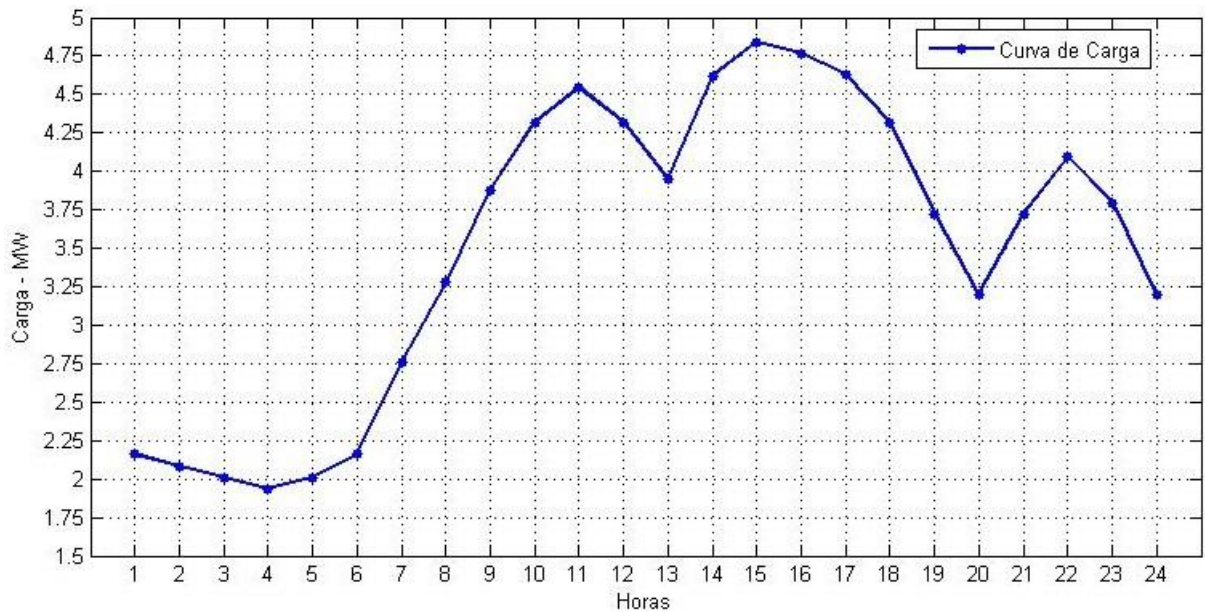


Figura 18: Curva de carga base.
Fonte: Autoria própria.

A dinâmica dos casos simulados parte-se da contabilização das perdas na rede sem a inserção de GD, e posteriormente com a inserção da GD, novamente nos casos de inserção, leve, média e alta, conforme os valores da Tabela 10.

Para inserção leve, o sistema foi dividido em 4 trechos, conforme apresentado na descrição do sistema na subseção 5.2, sendo escolhida uma barra de inserção para cada trecho, com a finalidade de determinar o trecho mais crítico para a inserção. No primeiro trecho, a barra escolhida foi a 21, no segundo trecho, a barra 11, no terceiro, a barra 29, e no quarto, a barra 25. A Figura 19 descreve as perdas ao longo do dia para todos os casos.

Através dos resultados das curvas de perdas apresentadas na Figura 19, verificou-se que a PCH na barra 21 provocou aumento nas perdas durante todo o dia quando comparado aos demais casos, demonstrando que a conexão causaria prejuízo. Já para a inserção nas demais barras, as perdas foram reduzidas ao longo do dia, em comparação com o caso base, sendo a maior redução para conexão na barra 29.

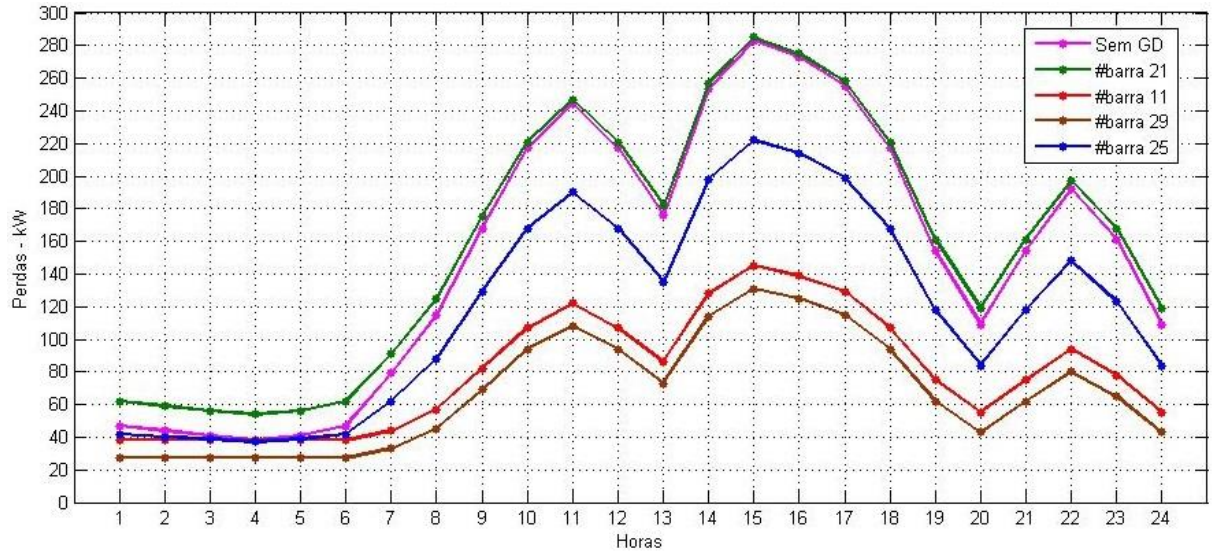


Figura 19: Curva de perdas caso base e inserção leve.
Fonte: Autoria própria.

Para a inserção média de geração, foram escolhidas as barras 11 e 25 com um único gerador em cada barra, já para inserção alta, nas barras 11, 25 e 29 operando simultaneamente. A Figura 20 abaixo, mostra a curva de perdas para um dia, mais uma vez, considerando intervalos de uma hora.

Através das curvas de perdas apresentadas na Figura 20, verificou-se que as inserções, média e alta apresentaram redução nas perdas em comparação com o caso base. No entanto, verificou-se que nos horários com baixo carregamento, os casos com GD apresentaram aumento nas perdas, resultando na inversão do fluxo de potência e possivelmente retorno de potência para a subestação.

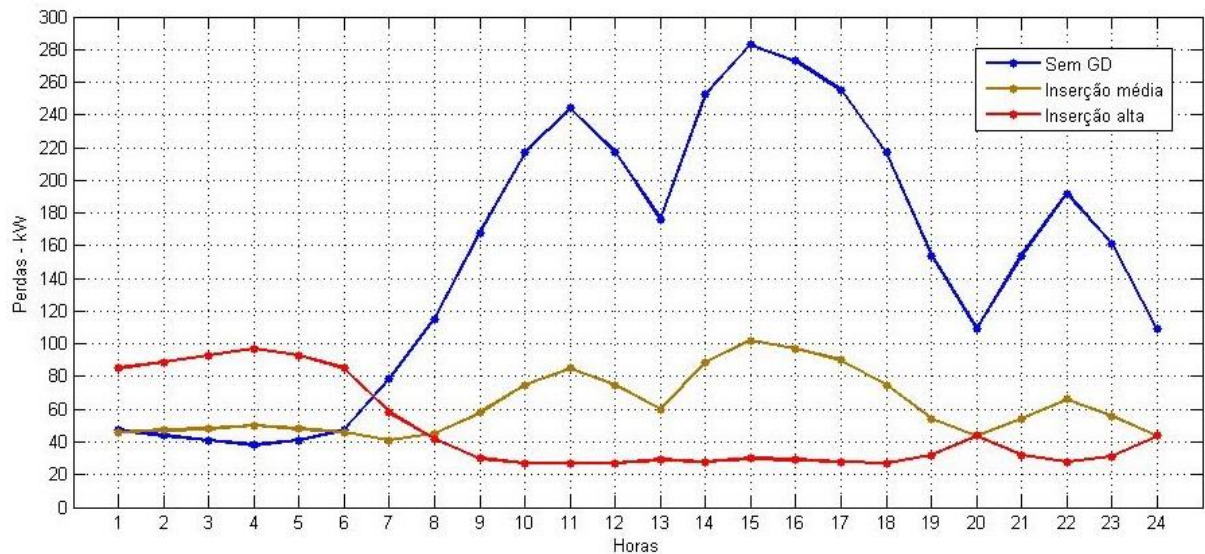


Figura 20: Curva de perdas caso base, inserção média e alta.
Fonte: Autoria própria.

Na Tabela 21, será apresentado os valores de perdas técnicas e energia injetada para um dia, juntamente com os índices, Percentual de Perdas Técnicas (PPT) e Percentual de Perdas na Distribuição (PPD), propostos pela ANEEL.

Tabela 21: Comparativo dos índices para cada caso de estudo

Casos de estudo	Perdas	Energia	Energia	Índice	Índice
	Técnicas (MWh)	Injetada (MWh)	Fornecida (MWh)	PPT (%)	PPD (%)
Sem GD	3,634	87,81	84,176	4,13	4,13
GD na barra 21	3,832	87,99	84,158	4,35	4,35
GD na barra 11	1,913	86,10	84,187	2,22	2,22
GD na barra 29	1,612	85,80	84,188	1,88	1,88
GD na barra 25	2,855	87,07	84,215	3,28	3,28
Inserção média	1,495	85,69	84,231	1,74	1,74
Inserção alta	1,135	85,31	84,175	1,33	1,33

Fonte: Autoria própria.

Através das curvas de perdas obtidas e também dos valores dos índices apresentados na Tabela 21 percebeu-se que a inserção leve na barra 21 gerou mais perdas em comparação com todos os casos, devido ao seu trecho de inserção ser o que apresenta o menor carregamento, desfavorecendo assim, sua conexão ao sistema. Comparando os casos com uma única PCH instalada, a conexão através da

barra 29, apresentou os melhores índices, sendo a que mais beneficia o sistema no quesito perdas técnicas e índices PPT e PPD.

No entanto, levando em consideração todos os casos apresentados na Tabela 21, a inserção alta apresentou o menor valor nos índices de perdas denotando ser o caso no qual contribui com a maior redução das perdas.

Somente as análises das perdas em kW não se apresenta satisfatório para a avaliação da viabilidade da instalação de GD em uma rede de distribuição. Sendo necessário uma forma de valoração econômica dos impactos desta conexão, tal fato é contornado pelo cálculo dos índices I_{VP} e Q_P descritos no capítulo 4.

Então considerando o custo médio de aquisição de energia da concessionária no valor de R\$118,46/MWh, obtido pela média de sete contratos de compra de energia com duração de até 30 anos firmados pela COPEL com grupos de geração hidrelétrica (COPEL, 2014). A Tabela 22 apresenta os índices para os casos em estudo.

Tabela 22: Comparativo da valoração econômica para cada caso de estudo

Casos de estudo	$I_{VP}[\%]$	$Q_P[\frac{R\$}{KW}]$
GD na barra 21	-5,44	-0,0188
GD na barra 11	47,35	0,1644
GD na barra 29	52,08	0,1808
GD na barra 25	21,43	0,0744
Inserção média	58,86	0,1022
Inserção alta	68,76	0,0796

Fonte: Autoria própria.

Pela análise da Tabela 22 pode-se verificar que a conexão pela barra 21, resulta num valor negativo para o índice I_{VP} , representado um aumento de 5,44 % nas perdas em comparação com o caso base, resultando num valor negativo para o índice Q_P , demonstrando que gera prejuízo econômico sua conexão.

Já a inserção alta, apresentou o maior valor para o índice I_{VP} com redução de 68,76% nas perdas. No entanto não resultou no maior valor para o índice Q_P , pois nesse caso, para atingir essa redução de perdas foram necessários 3,72 MW de potência ativa adquiridos pela concessionária.

Em contrapartida, a inserção leve na barra 29, obteve-se redução de 52,08% nas perdas representado pelo índice I_{VP} , com apenas 1,24 MW de potência

ativa adquiridos, resultando no maior valor para o índice Q_p (0,1808 R\$/kW). Desta forma, esse caso não resultou num maior valor do índice de perdas I_{VP} , no entanto, demonstrou ser o caso no qual gera o maior benefício econômico ao sistema, sendo o mais eficiente.

6. CONCLUSÃO E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

Neste trabalho foram analisadas as perdas elétricas de uma rede típica de distribuição de média tensão comparando os diferentes períodos de regime de carga frente a diversos cenários de geração distribuída. Sempre buscando destacar os impactos causados pela inserção de PCHs levando em conta a localização na rede, o potencial instalado e o carregamento do sistema.

Na tentativa de mensurar quantitativamente os impactos da inserção das PCH, no que diz respeito as perdas elétricas e econômicas, foi utilizado os índices propostos pela ANEEL e Vicente (2009). Através dos resultados ficou claro que, para as redes de distribuição, os impactos nas perdas elétricas provocadas pela inserção de PCH ou GD está diretamente ligadas a vários fatores como: característica elétrica das linhas que o compõem, nível de carregamento nas proximidades do ponto de conexão da GD e demanda suprida pela GD. A influência do nível de carregamento fica evidente quando analisado os diferentes período de carga frente aos diferentes cenários de inserção de PCH, onde nos cenários de carga leve houve aumentos significativos nas perdas elétricas na medida que se aumentava a potência injetada na rede pelas PCHs. Ocasionalmente, principalmente por inversões e aumento no fluxo de potência em linhas que por definição não possibilitaria o fluxo reverso de potência.

Por outro lado, na medida que se aumenta a demanda de energia solicitada pelas cargas e simultaneamente aumenta-se inserção de GD, nas proximidades, há uma tendência de redução nas perdas elétricas. Isto se deve aos níveis de fluxo de potência na rede, que reduz nas linhas que vão da subestação até a carga, uma vez que está demanda esta sendo suprida por uma geração local. Ou seja, a energia percorre uma distância eletricamente menor (menor resistência do caminho).

Tudo isto, enfatizam a necessidade de avaliar, antes da liberação de uma conexão de uma GD a rede de distribuição, os impactos provocados tanto tecnicamente quanto economicamente, na busca de determinar o melhor ponto possível de conexão e de verificar a viabilidade desta conexão.

Nos estudos considerando curva de carga, verificou-se que os indicadores PPT e PPD devem ser analisados em conjunto no que concerne as valoração das perdas elétricas pelo critério de mínimo custo global, pois com esta análise é possível identificar o(s) ponto(s) de conexão e a potência ideal para retornar o menor

custo/quantidade de kW injetado por GD com a maior redução de perdas. Ou seja, obter a maior redução de perdas com a menor potência injetada.

Isto é evidenciado na análise comparativa entre os estudos de caso onde considera uma leve e uma alta inserção de GD. Com uma alta inserção obteve a maior redução no índice de perdas I_{VP} , no entanto, não ocasionou no melhor benefício econômico ao sistema, uma vez que para reduzir em 68,76% as perdas, foram necessários 3,72 MW de potência ativa a ser adquirida pela concessionária. Em contrapartida, com uma inserção leve conectada na barra 29, obteve-se redução de 52,08% nas perdas, com apenas 1,24 MW de potência ativa a ser adquiridas, resultando no maior valor para o índice Q_p . Desta forma, esse foi o caso no qual obteve-se o maior benefício econômico, levando em consideração a quantidade de potência ativa adquirido pela concessionária e também as perdas do sistema.

Desta forma, destaca-se que as avaliações e estudos dos impactos das perdas apresentados neste trabalho, mostra a interrelação entre os principais fatores a serem considerados no planejamento de um empreendimento de GD quando for necessário a conexão em redes de distribuição, servido assim, como boa fonte de pesquisa para empresas e acadêmicos sobre o tema abordado.

Para trabalhos futuros, as perdas poderiam ser analisadas englobando outros segmentos da rede de distribuição, como a rede secundária e transformadores, pois contribuem de forma significativa no total das perdas técnicas. Também seria relevante analisar as perdas não técnicas, pois apresentam valores elevados e também causam impacto econômico. Além disso, poderiam ser analisados outros impactos provocados pela GD e citados neste trabalho, como perfil de tensão em regime permanente, estabilidade de tensão e curto circuito.

REFERÊNCIAS

ABRADEE - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA. Furto e Fraude de Energia, 2015. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/>>. Acesso em: 14 Abril 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Banco de Informações de Geração - BIG. **Capacidade de Geração**, 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 11 março 2015.

ALDABÓ, Ricardo. **Qualidade na Energia Elétrica**. São Paulo: Artiber, 2001.

ANEEL. **PRODIST - Cartilha de Acesso ao Sistema de Distribuição**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 4 março 2015.

_____. **PRODIST - Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 25 Fevereiro 2015.

_____. **PRODIST - Módulo 7- Cálculo de Perdas na Distribuição**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 6 Março 2015.

_____. **PRODIST - Módulo 7- Cálculo de Perdas na Distribuição**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 30 Janeiro 2014.

_____. **PRODIST - Módulo 8 - Qualidade de energia**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 4 março 2015.

_____. site da ANEEL - perdas de energia. **site da ANEEL**, 2015. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 3 Agosto 2015.

BARBOSA, Alison S. **Fluxo de Potência em Sistemas de Distribuição: Aplicações práticas**. 1995. 124p. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica - Universidade Federal da Paraíba . Campina Grande, 1995.

BARKER, Philip P.; DE MELLO, Robert W. Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems. **IEEE Power Engineering Society Summer Meeting**, v. 3, p. 1645-1656, jul. 2000.

BERNARDES, Pedro N. B. O. **Caracterização das Perdas na Rede de Distribuição de Alta Tensão**. 2011. Dissertação de Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores. Porto, 2011.

CELLI, Gianni A. H. A Multiobjective Evolutionary Algorithm for the Sizing and Siting of Distributed Generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 20, n. 2, p. 1-8, 2005.

CHIRADEJA, P. Benefit of Distributed Generation: A Line Loss Reduction Analysis. **IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific**, Dalian, p. 1-5, 2005.

COPEL. **NTC 905100 - Acesso de Geração Distribuída ao Sistema da Copel**. Disponível em: <www.copel.com>.

COPEL. **Relatório da Administração e Demonstrações Financeiras**. Curitiba: [s.n.], 2014. 181 p.

DONADEL, Clainer et al. A METHODOLOGY TO REFINE THE TECHNICAL LOSSES CALCULATION FROM ESTIMATES OF NON-TECHNICAL LOSSES. **CIREN - 20th International Conference on Electricity Distribution**, Prague, 8-11 June 2009.

ELETRORBRÁS. **Diretrizes para estudos e projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas**. Disponível em: <<http://www.eletrabras.com/>>. Acesso em: 13 Março 2015.

ESCOBAR, Marcelo O. **Avaliação de Metodologias de Cálculo de Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2009. 137p. Tese apresentada à Faculdade de Engenharia - UNESP – Campus de Ilha Solteira. Ilha Solteira, 2009.

FILHO, Geraldo L. T. et al. Um Panorama das Pequenas Centrais no Brasil. In: V SIMPÓSIO DE PEQUENAS E MÉDIAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS, 2006, Florianópolis. Florianópolis, 2006.

HEMDAN, Nasser G.; KURRAT, M. Distributed Generation Location and Capacity Effect on Voltage Stability of Distribution Networks. **Student Paper, 2008 Annual IEEE Conference**, Feb 2008.

HONGKAI, Liao et al. Green power generation technology for distributed power supply. **China International Conference on Electricity Distribution**, Guangzhou, China, p. 1-4, Dezembro 2008.

INEE - INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA. **Geração Distribuída - Um Negócio e um Complemento à Geração Centralizada**. Disponível em: <<http://www.inee.org.br/>>. Acesso em: 10 março 2015.

JENKINS, Nick et al. **Embedded Generation**. London: The Institution of Electrical Engineers, 2000. ISBN 0 852967748.

JÚNIOR, G. M. M. et al. Avaliação de Perdas Adicionais em Função da Geração Distribuída no Nordeste Goiano. **XII EDAO - Encontro para Debates de Assuntos de Operação**, n. 2, p. 1-5, nov. 2012.

KAGAN, Nelson; OLIVEIRA, C.B. C.; ROBBA, J. E. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2ª. ed. São Paulo: Edgard Blucher Ltda, 2010. 328 p.

KERSTING, Willian H. **Distribution System Modeling and Analysis**. 2ª. ed.: CRC Press, 2006. 440 p. ISBN 0-8493-0812-7.

KHAZAEI, Amir; GHASEMPOUR, Mehran. DISTRIBUTION LOSS MINIMIZATION: A CASE STUDY IN A COMMERCIAL SECTION IN MASHHAD. **CIREN - 22nd International Conference on Electricity Distribution**, Stockholm, 10-13 June 2013.

LEAL, Adriano G. **Sistema para Determinação de Perdas em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Curvas de Demanda Típicas de Consumidores e Redes Neurais Artificiais**. 2006. Tese apresentada a Escola Politécnica na Universidade de São Paulo. São Paulo, 2006.

LEÃO, Ruth. **Geração , Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**. Fortaleza: Universidade Federal do Ceará, 2009.

LODDI, Tarcisio. **Cálculo de Fluxo de Potência Unificado em Sistemas de Transmissão e Redes de Distribuição através do Método de Newton Desaclopado Rápido com Rotação de eixos**. 2010. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica - Universidade Federal do Paraná . Curitiba, 2010.

LUIZ, Cicéli M. **Avaliação dos Imapctos da Geração Distribuída para Proteção do Sistema Elétrico**. 2012. 151p. Dissertação de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, 2012.

MARQUES, Frederico A. S. Impactos da Expansão da Geração Distribuída nos Impactos da Expansão da Geração Distribuída nos. **Encontro de Energia no Meio Rural**, Campinas, 2004. Disponível em: <http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=MSC000000002200400020004&lng=en&nrm=iso>.

MISHRA, S. A. et al. **Impacts of Distributed Generation in Restructured Power System: A Review**. Disponível em: <<http://www.csjournals.com/>>. Acesso em: 9 março 2015.

MONTICELLI, Alcir J. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. São Paulo: Edgard Blucher, 1983.

ONS. **Consolidação da Previsão de Carga - Planejamento da Operação Elétrica de Médio Prazo - PEL 2008-2009**. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Rio de Janeiro: [s.n.], 2007. 58 p. (RE-3-135-2007).

PERES, Elias H.; NKANKA, Bernard N.; NGULUMINGI, Christian V. Analysis of Technical Losses in Distribution Networks of Large Cities in Underdeveloped African Countries. **Inaugural IEEE PES Conference and Exposition in Africa**, Durban, p. 11-15, July 2005.

QUEIROZ, Leonardo M. O. **ESTIMAÇÃO E ANÁLISE DAS PERDAS TÉCNICAS NA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**. 2010. 161p. Tese de Doutorado apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. Área de concentração: Automação. Campinas, 2010.

Brasil. Resolução Normativa Nº 652 - Estabelece os critérios para o enquadramento de aproveitamento hidrelétrico na condição de Pequena Central Hidrelétrica (PCH). **ANEEL**. <http://www.aneel.gov.br/>, 9 dez. 2003. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>.

Brasil. Resolução Normativa Nº 56 Estabelece procedimentos para acesso das centrais geradoras participantes do PROINFA. **ANEEL**. www.aneel.gov.br, 6 abril 2004. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.

RUGTHAICHAROENCHEEP, N.; NEDPHOGRAW, S.; WANARATWIJIT, W. Distribution System Operation for Power Loss Minimization and Improved Voltage Profile with Distributed Generation an Capacitor Placements. **4th International Conference on Eletric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies**, p. 1185-1189, July 2011.

SALMAN, S.K. The Impact of Embedded Generation on Voltage Regulation and Losses of Distribution Networks. **IEEE Colloquium on the Impact of Embedded Generation on Distribution Networks**, p. 2/1-2/5, out. 1996.

SHORT, Thomas, A. **Electric Power Distribution Handbook**. 2ª. ed.: CRC Press, 2004. 762 p. ISBN 0-8493-1791-6.

THE WORLD BANK. **site da The World Bank**, 2015. Disponível em: <<http://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.LOSS.ZS>>. Acesso em: 12 Outubro 2015.

VIAWAN, Ferry A. **Voltage Control and Voltage Stability of Power Distribution System in the Presence of Distributed Generation**. 2008. 169p.Thesis - Division of Electric Power Engineering - Chalmers University of Technology. Göteborg, 2008.

VICENTE, Bernardo O. **Incentivos Tarifários para a Conexão de Geração Distribuída em Redes de Média Tensão**. 2009. 100p.Dissertação de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, 2009.

VISCONTI, Igor F. **Modelos de Cargas Baseados em Medições para Simulações Dinâmicas em Sistemas Elétricos de Potência**. 2010.Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da PUC-Rio. Rio de Janeiro, 2010.

APÊNDICE A – DADOS DO SISTEMA 33 BARRAS

O sistema trata-se de uma rede de distribuição radial com 33 barras e 32 linhas, com a barra 1 de referência e o restante do tipo PQ, conforme apresentado na Figura 6. Além disso possui dois bancos de capacitores de 400 kVAr posicionados nas barras, 15 e 32. As especificações das barras estão apresentadas na Tabela 23 e os de linha na Tabela 24, sendo que os valores em p.u. são referidos nas bases $S_{base} = 100 \text{ MVA}$ e $V_{base} = 12,66 \text{ kV}$.

Tabela 23: Dados de barra do sistema 33 barras.

Barra	PL (MW)	QL (MVar)
1	0,0000	0,0000
2	0,1000	0,0600
3	0,0900	0,0400
4	0,1200	0,0800
5	0,0600	0,0300
6	0,0600	0,0200
7	0,2000	0,1000
8	0,2000	0,1000
9	0,0600	0,0200
10	0,0600	0,0200
11	0,0450	0,0300
12	0,0600	0,0350
13	0,0600	0,0350
14	0,1200	0,0800
15	0,0600	0,0100
16	0,0600	0,0200
17	0,0600	0,0200
18	0,0900	0,0400
19	0,0900	0,0400
20	0,0900	0,0400
21	0,0900	0,0400
22	0,0900	0,0400
23	0,0900	0,0500
24	0,4200	0,2000
25	0,4200	0,2000
26	0,0600	0,0250
27	0,0600	0,0250
28	0,0600	0,0200
29	0,1200	0,0700
30	0,2000	0,1000
31	0,1500	0,0700
32	0,2100	0,1000
33	0,0600	0,0400

Fonte: Adaptado de (RUGTHAICHAROENCHEEP; NEDPHOGRAW; WANARATWIJIT, 2011)

Tabela 24: Dados de linha do sistema 33 barras.

Barra	Barra	Resistência	Reatância [p.u.]
1	2	0,0575	0,0293
2	3	0,3076	0,1567
3	4	0,2284	0,1163
4	5	0,2378	0,1211
5	6	0,5110	0,4411
6	7	0,1168	0,3861
7	8	0,4439	0,1467
8	9	0,6426	0,4617
9	10	0,6514	0,4617
10	11	0,1227	0,0406
11	12	0,2336	0,0772
12	13	0,9159	0,7206
13	14	0,3379	0,4448
14	15	0,3687	0,3282
15	16	0,4656	0,3400
16	17	0,8042	1,0738
17	18	0,4567	0,3581
18	19	0,1023	0,0976
19	20	0,9385	0,8457
20	21	0,2555	0,2985
21	22	0,4423	0,5848
22	23	0,2815	0,1924
23	24	0,5603	0,4424
24	25	0,5590	0,4374
25	26	0,1267	0,0645
26	27	0,1773	0,0903
27	28	0,6607	0,5826
28	29	0,5018	0,4371
29	30	0,3166	0,1613
30	31	0,6080	0,6008
31	32	0,1937	0,2258
32	33	0,2128	0,3308

Fonte: Adaptado de (RUGTHAICHAROENCHEEP; NEDPHOGRAW; WANARATWIJIT, 2011)