



**FACULDADE DE TECNOLOGIA SENAI CIMATEC
ESPECIALIZAÇÃO EM ENGENHARIA DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

FERNANDA DA COSTA LINO DE GÓES BARROS

**AS PERDAS TÉCNICAS EM SDAT DEVIDO A CONEXÃO DE GERAÇÃO
DISTRIBUIDA: ESTUDO DE CASO DA REGIONAL BARREIRAS 138KV**

Salvador
2013

FERNANDA DA COSTA LINO DE GÓES BARROS

**AS PERDAS TÉCNICAS EM SDAT DEVIDO A CONEXÃO DE GERAÇÃO
DISTRIBUIDA: ESTUDO DE CASO DA REGIONAL BARREIRAS 138KV**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Curso de Especialização em Engenharia do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica da Faculdade de Tecnologia SENAI CIMATEC como requisito final para a obtenção do Título de Especialista.

Professor Orientador: Juan Jose Jorge Prado Franco

Salvador
2013

Barros, Fernanda da Costa Lino de Goes

Perdas técnicas em SDAT devido a conexão de geração distribuída: Estudo de caso da regional Barreiras 138kV/ Fernanda da Costa Lino de Goes Barros. – Salvador: 2013.

XX (nº pág) f. il.

Monografia (Pós-graduação) – Curso de Especialização em Engenharia do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica, Faculdade de Tecnologia SENAI Cimatec, 2013.

Orientador: Prof. Juan Jose Jorge Prado Franco

1. Palavra-chave 2. Palavra-chave 3. Palavra-chave. I. Sobrenome (s), nome do autor (es). II. Faculdade de Tecnologia SENAI Cimatec

CDD: XXX.X

FERNANDA DA COSTA LINO DE GÓES BARROS

**AS PERDAS TÉCNICAS EM SDAT DEVIDO A CONEXÃO DE GERAÇÃO
DISTRIBUIDA: ESTUDO DE CASO DA REGIONAL BARREIRAS 138KV**

Projeto Final de Curso aprovado com nota 9,0 (nove) como requisito de Especialista em Engenharia do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica, tendo sido julgado pela Banca Examinadora formada pelos Professores:

Esp. Juan Jose Jorge Prado Franco – Orientador

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Bahia IFBA

Msc. Gustavo Bernardo Paez Ortega – Professor

Faculdade de Tecnologia SENAI CIMATEC

Msc. Milton Bastos de Souza – Professor

Faculdade de Tecnologia SENAI CIMATEC

Salvador, 27 de maio de 2013.

Dedico este trabalho a todos aqueles que participaram da minha caminhada na busca pelo aprendizado. A todos vocês, minha eterna gratidão!

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por ser a minha fonte de inspiração e iluminar a minha vida. Aos meus pais, pelo intenso amor dedicado. A meu irmão pelo apoio e incentivo.

Agradeço também ao meu orientador Juan, por direcionar o desenvolvimento deste trabalho.

Gostaria de fazer um agradecimento especial para Humbertino, meu colega de trabalho, que contribuiu com as informações técnicas necessárias para a realização deste trabalho.

“Na escola da vida não há graduação. Quem se sente “diplomado” faz perecer sua criatividade, pois vai perdendo a capacidade de ficar assombrado com os mistérios que a norteiam. Tudo se torna comum para ele, nada havendo que o anime e o instigue. Na escola da vida, o melhor aluno não é aquele que tem consciência de quanto sabe, mas de quanto não sabe. Não é aquele que proclama a sua perfeição, mas o que reconhece suas limitações. Não é aquele que proclama a sua força, mas o que educa a sua sensibilidade.”

Augusto Cury

RESUMO

Este estudo analisa o impacto da conexão das Pequenas Centrais Hidrelétrica (PCHs) de Boa Sorte ao eixo da regional de Barreiras 138 kV, do ponto de vista das perdas técnicas, a partir de dados do sistema de medição da Coelba e simulação do seu sistema. A regional de Barreiras é caracterizada pela predominância de cargas sazonais, tipicamente de irrigação, possuindo longas linhas de distribuição em alta tensão. Estas características influenciam nas perdas técnicas do sistema de distribuição de alta tensão - SDAT. A partir do comparativo das perdas técnicas sem a conexão da geração e com a conexão, é possível refletir sobre possíveis restrições quanto a viabilidade do acesso de geração distribuída em sistemas com características semelhantes. Este trabalho formula propostas que melhoram o desempenho do sistema, baseado nas análises realizadas.

Palavras-chave: Perdas técnicas; geração distribuída; SDAT.

ABSTRACT

This study analyzes the impact of the connection of Small Hydroelectric Central Boa Sorte to the axis of the regional Barreiras 138 kV, from the standpoint of technical losses from data measurement system Coelba and simulating the system. The regional Barreiras is characterized by the predominance of seasonal loads, typically irrigation, having long distribution lines for high voltage. These characteristics influence the technical losses of the distribution system high voltage. From the comparative technical losses without the connection of generation and with the connection, you can reflect on possible restrictions on access viability of distributed generation systems with similar characteristics. This paper puts forward proposals that improve system performance, based on analyzes performed.

Key words: Technical losses, distributed generation; distribution lines for high voltage.

Lista de Ilustrações

Figura 6.1 - Eixo da regional Barreiras 138 kV	42
Figura 6.2 - Diagrama Unifilar da regional Barreiras 138 kV	44
Figura 6.3 - Medição anual da potência gerada e consumida	45
Figura 6.4 - Valores de perdas com e sem geração	46
Figura 6.5 - Perda diária com e sem geração no período de carga alta	47
Figura 6.6 - Perda diária com e sem geração no período de carga baixa	48
Figura 6.7 - Configuração final	51
Figura 6.8 – Simulação considerando a SE Mundo Verde para o Caso 1	52
Figura 6.9 – Simulação considerando a SE Mundo Verde para o Caso 2	52
Figura 6.10 – Simulação considerando a SE Mundo Verde para o Caso 3	53
Figura 6.11 – Simulação considerando a SE Mundo Verde para o Caso 4	53

Lista de Tabelas

Tabela 4.1 - Níveis de tensão considerados para conexão de centrais geradoras	25
Tabela 5.1 - Perdas por segmento da Coelba em 2006	33
Tabela 5.2 - Levantamento das perdas consideradas nas revisões tarifárias	39
Tabela 6.1 - Dados das Usinas Geradoras	43
Tabela 6.2 - Quadro comparativo entre valores medidos e simulados	50
Tabela 6.3 - Quadro comparativo das perdas com e sem a geração para os casos 1 e 2	50
Tabela 6.4 - Quadro comparativo das perdas sem e com a geração para os casos 3 e 4	51
Tabela 6.5 - Quadro comparativo das perdas antes e depois da SE Mundo Verde	53

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
1.1 JUSTIFICATIVA	13
1.2 OBJETIVO	13
1.2.1 Objetivo Geral	13
1.2.2 Objetivos Específicos	13
2 REVISÃO DA LITERATURA	15
3 METODOLOGIA	16
4 SISTEMAS ELÉTRICOS	18
4.1 NOÇÕES GERAIS	18
4.2 ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO	19
4.3 MEDIDAS PARA A UTILIZAÇÃO EFICIENTE DA ENERGIA ELÉTRICA	21
4.4 ASPECTOS TÉCNICOS	22
4.4.1 Planejamento do Mercado	23
4.4.2 Ampliação da Capacidade com a Geração Distribuída	24
4.4.3 Classificação dos Agentes Geradores	25
4.4.4 Aspectos Regulatórios	26
4.4.5 Acesso do Agente Gerador ao Sistema de Distribuição	27
4.4.6 Planejamento de Sistemas Elétricos	30
5 PERDAS ELÉTRICAS	32
5.1 PERDAS NAS LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ALTA TENSÃO	34
5.2 PERDAS ESTIMADAS NAS LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ALTA TENSÃO	36
5.3 FATOR DE PERDAS	37
5.4 ASPECTOS REGULATÓRIOS DAS PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA	37
5.5 ÍNDICE DE PERDAS	38
5.6 CUSTO DAS PERDAS TÉCNICAS	40
6 ESTUDO DE CASO	42
6.1 DESCRIÇÃO DA REGIONAL BARREIRAS 138 KV	42

6.2 ANÁLISE DOS DADOS DE MEDIÇÃO	44
6.3 MODELAGEM E SIMULAÇÃO DO SISTEMA	48
7 CONCLUSÕES	55
REFERÊNCIAS	57

1 INTRODUÇÃO

1.1 JUSTIFICATIVA

Com a alteração na legislação de 2009, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL passou a permitir que as distribuidoras comprassem energia de fornecedores pequenos. Ao tornar possível a venda de excedentes elétricos com remuneração satisfatória e disponibilizar a compra de energia a rede, a ANEEL criou condições para uma contribuição de autoprodutores e produtores independentes na expansão do sistema elétrico.

A conexão da geração distribuída acarreta na diminuição das perdas técnicas, na maioria das situações, por elas estarem mais próximas das cargas. Porém, ela também pode causar o aumento das perdas técnicas em sistemas com cargas sazonais e que possuem linhas extensas.

Diante desta situação, este estudo pretende analisar o impacto da geração distribuída na regional Barreiras 138 kV, do ponto de vista das perdas técnicas, e mensurar as perdas técnicas através do levantamento das medições em alguns pontos do sistema da Coelba.

1.2 OBJETIVO

Este caso poderá servir de referência para os próximos estudos de viabilidade para conexão de produtores de energia estimulando a avaliação de diferentes pontos de conexão para o produtor de energia, com o objetivo de determinar uma solução de melhor desempenho.

1.2.1 Objetivo Geral

Mensurar as perdas anuais na regional Barreiras 138 kV após a conexão das PCHs Boa Sorte, considerando períodos úmidos e secos, e verificar os impactos dessas conexões, propondo soluções que melhorem o desempenho do sistema.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Obter as medições de demanda nos pontos estratégicos para o estudo após a conexão da geração através do *software* de gerenciamento de medição Notus para calcular as perdas técnicas nessa condição.
- Modelar as linhas de distribuição de alta tensão do eixo estudado para calcular as perdas técnicas presentes na regional antes da conexão da geração distribuída.
- Fazer um comparativo do nível de perdas técnicas com a geração distribuída conectada e sem a geração distribuída.
- Quantificar as perdas técnicas em termos de custo, e propor soluções que melhorem o desempenho do sistema.

2 REVISÃO DA LITERATURA

A geração distribuída é um tema que vem sendo bastante explorado devido ao aumento de acesso deste tipo de geração. Existem muitos trabalhos técnicos que falam dos seus impactos da geração distribuída nos sistemas elétricos mas pouco vem sendo abordado do ponto de vista das perdas técnicas. Normalmente a redução das perdas técnicas é citada como um dos benefícios gerados por este tipo de acessante.

Neste caminho, Mendonça (2012, p.62) destaca que:

“(…) as PCHs levam algumas vantagens em relação aos megaprojetos hidrelétricos. As pequenas centrais hidrelétricas geram energia menos poluente, distribuídas por praticamente todo o território nacional e operam muito próximas aos centros de carga. Estas características de geração descentralizada implicam diversas vantagens técnicas para a operação do sistema elétrico brasileiro, principalmente no que diz respeito ao uso mais eficiente do sistema de transmissão, reduzindo as perdas e a necessidade de construção de longas linhas de transmissão (...)”.

Tal afirmação não leva em consideração o fato de a geração distribuída muitas vezes produzir uma potência superior à demanda do “ramo”, ocorrendo a injeção de potência excedente na rede básica, ou seja, uma inversão do fluxo. Isto pode gerar o aumento das perdas técnicas no Sistema de Distribuição de Alta Tensão – SDAT, dependendo das características do sistema, como configuração, extensão das linhas e comportamento da carga.

De acordo com Stevenson (1974), um engenheiro sempre se preocupa com o custo dos produtos e dos serviços. Para que um sistema de potência proporcione lucro sobre o capital investido, é muito importante uma operação adequada. As tarifas fixadas pelos órgãos competentes exercem uma grande pressão sobre as companhias concessionárias de energia elétrica, que devem tratar de obter o máximo rendimento no seu funcionamento, melhorando-o continuamente a fim de manter uma relação razoável entre o que paga o consumidor por kWh e o que custa a ela este fornecimento, frente aos custos sempre crescentes dos combustíveis, mão de obra, materiais e manutenção.

Portanto é válido o estudo de alternativas que possam melhorar o desempenho de um sistema elétrico, reduzindo as suas perdas técnicas e melhorando a eficiência do sistema.

3 METODOLOGIA

A elaboração desse estudo seguirá as seguintes etapas:

- Pesquisa bibliográfica que envolva os elementos a serem abordados.
- Levantamento das características do sistema proposto no estudo de caso.
- Levantamento das medições presentes em pontos estratégicos para o desenvolvimento do estudo e posteriormente o tratamento desses dados.
- Simulações computacionais
- Interpretação dos resultados e construção de propostas.
- Organização do estudo e sua escrita.

Para a realização desse estudo será necessária a leitura da legislação que envolve o acesso à geração distribuída para servir de embasamento teórico ao trabalho.

Após isso, serão coletadas as medições de potência, ao longo de um ano, de locais estratégicos da regional estudada para se obter as perdas inerentes a conexão da geração distribuída. Será necessário modelar as linhas de distribuição de alta tensão do eixo para estimar as perdas técnicas que haveria caso a central geradora não estivesse conectada ao sistema. O software Anarede será utilizado para validação dos dados, verificação dos erros possíveis, e para a simulação das perdas em uma topologia diferente. Após isso será possível estimar a perda adicional ao sistema devido a conexão do produtor de energia e posterior avaliação da interferência dessas perdas nos agentes do setor elétrico.

As medições são coletadas através dos sistemas de medição operacional e de fronteira que são compostos por medidores eletrônicos, transformadores para instrumentos (TP e TC) e equipamentos de comunicação. Estes componentes estão sujeitos à falhas humanas (na instalação e parametrização), defeitos internos aos equipamentos e provocados por fatores externos, como descargas atmosféricas, que podem fazer com o medidor deixe de registrar as medições. Os defeitos ocorridos nos componentes dos referidos sistemas tendem a provocar erros de medição, que são registrados na memória de massa dos medidores e no banco de dados do NOTUS, no caso de conexões telemedidas. Estes erros não podem ser corrigidos nestes ambientes. Então, cabe aos usuários dos dados de medição estimar os mesmos no período de defeito para evitar falhas nos seus estudos e na tomada de decisão. Portanto, alguns dados de medições tiveram que ser ajustados seguindo a tendência do comportamento

das curvas de cargas antes e depois de pequenas distorções ou simplesmente ausência de medições.

As simulações utilizarão como dados de entrada os dados de medições possibilitando verificar o comportamento do sistema em diferentes condições.

4 SISTEMAS ELÉTRICOS

4.1 NOÇÕES GERAIS

No cenário atual, o desenvolvimento do país tem como um de seus pilares a expansão dos sistemas elétricos. Em 2001, o Brasil passou por um período turbulento devido à escassez de chuva e consequente diminuição da capacidade de geração de energia por parte das hidroelétricas, sendo que sua matriz energética é predominantemente composta por hidroelétricas. Após a crise energética e a necessidade do racionamento de energia, ficou evidente que o setor energético precisava de uma atenção especial afim de que fatos como este não prejudicasse o desenvolvimento do país. Existe um aumento contínuo do consumo de energia devido ao crescimento populacional e ao aumento de produção pelas indústrias o que exige um planejamento antecipado e execução de políticas econômicas governamentais para suprir as necessidades de expansão da produção de energia.

Houve uma maior preocupação com a interligação elétrica entre as regiões do país, o SIN (Sistema Interligado Nacional), que serve para nivelar o abastecimento entre as regiões quando alguma delas está sofrendo dificuldade de abastecimento.

Uma das soluções para o abastecimento de energia foi a diversificação da sua matriz energética, principalmente utilizando as fontes renováveis, para evitar crises quando uma fonte de energia sofre problemas de abastecimento. Por isso há incentivo aos projetos de produção de energia elétrica através de uma regulação favorável afim de viabilizá-los.

Com uma alteração na legislação de 2009, a ANEEL passou a permitir as distribuidoras a conexão de agentes geradores de pequeno porte. Ao tornar possível a venda de excedentes elétricos com remuneração satisfatória e disponibilizar a compra de energia a rede, a ANEEL criou condições para uma saudável contribuição de autoprodutores e produtores independentes na expansão do sistema elétrico.

Os custos da interligação desses produtores são de responsabilidade da unidade geradora apesar dessas linhas passarem a pertencer a distribuidora de energia. Além disso, a geradora paga um valor pela utilização das linhas do sistema de distribuição do sistema chamado MUSD definido em contrato.

No momento em que o fluxo de potencia flui em direção a barra da Rede Básica, podem ocorrer elevadas perdas técnicas nas linhas de distribuição de alta tensão. Logo as perdas técnicas da alta tensão ficam implicitamente embutidas no sistema da distribuidora de energia.

Em alguns momentos a elevada perda pode ser maior do que o retorno financeiro advindo dessa geração. O objetivo desse estudo é fazer o levantamento das medições de uma geração conectada na regional de Barreiras 138 kV pertencente ao sistema elétrico oeste da Bahia, e avaliar as suas implicações para a Distribuidora de energia elétrica COELBA, bem como realizar simulações para verificar como uma modificação na topologia pode interferir no desempenho do sistema.

4.2 ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO

Os sistemas elétricos de potência possuem a função de fornecer energia elétrica aos consumidores, sejam eles de pequeno ou grande porte, com a qualidade adequada, no instante em que for solicitada.

Como não é possível o seu armazenamento, o sistema deve ser capaz de produzir e transportar a máxima solicitação instantânea de potência ativa. O momento que ocorre esta máxima solicitação é chamado de horário de ponta do sistema

Os sistemas de controle da produção são necessários para indicar a quantidade de energia que deve ser produzida a cada instante. (inclusive através do acionamento das usinas térmicas que estão em stand by). A energia a ser produzida deve ser dimensionada para atender a demanda e as perdas técnicas que ocorrem no transporte da energia.

O tipo de geração predominante no Brasil é a hidráulica, devido ao potencial hídrico existente no país. Como normalmente estão localizadas em locais afastados do centro de consumo, onde há disponibilidade de água com desnível, é necessário o transporte de energia até os centros consumidores.

De modo geral, sempre que há disponibilidade de energia hidráulica a opção de maior economicidade é a das usinas hidrelétricas (KAGAN, 2010). As usinas hidráulicas apresentam um tempo de construção bastante longo e custos de investimentos elevados, porém elas possuem baixo custo operacional.

Já as usinas térmicas apresentam pequeno tempo de construção, baixo custo de investimento, maior liberdade em sua localização, podendo ser implementada próxima aos centros de consumo reduzindo os investimentos no sistema de transmissão, entretanto possuem elevado custo operacional.

O sistema de transmissão que tem a função de transportar a energia dos centros de produção aos de consumo, pode operar de forma interligada. Tal interligação é exigida por

várias razões, dentre elas a confiabilidade e a possibilidade de intercâmbio de energia elétrica entre áreas. (KAGAN, 2010)

O Sistema Interligado Nacional - SIN é a interligação elétrica entre as regiões que permite o intercâmbio de energia entre elas, colaborando para o suprimento adequado mesmo diante da sazonalidade da geração de cada região. O SIN colabora para o melhor dimensionamento do sistema, de modo que a geração de uma determinada região supra o déficit de outra região.

Devido ao montante das potências e a distancia a ser percorrida, é necessário a elevação de tensão para o transporte. O valor dessa tensão depende da distancia a ser percorrida e do montante de energia a ser transportado.

Os sistemas de subtransmissão ou SDAT, os quais pertencem as concessionárias de distribuição, tem a função de captar a energia das subestações de subtransmissão e entregá-la nas subestações de distribuição e aos consumidores em tensão de subtransmissão, através de linhas trifásicas operando em tensões padronizadas de 69 kV e 138 kV, com capacidade de transporte de 20 a 150 MW, dependendo da bitola do condutor utilizado. (KAGAN, 2010)

As subestações de distribuição que são supridas pela rede de subtransmissão, são responsáveis pela transformação da tensão de subtransmissão para a média tensão operando em tensões padronizadas de 13,8 kV e 34,5 kV.

Em todo transporte de energia elétrica há perda técnica envolvida. Uma parte das perdas ocorre devido ao transporte através do condutor. Não existe condutor ideal, porém existem supercondutores que oferecem menor resistência a passagem de corrente.

Existem pequenas unidades de geração que podem ser conectadas diretamente no sistema de distribuição. Este tipo de geração é chamado de geração distribuída. As gerações distribuídas estão localizadas próximas aos centros de consumo, implicando numa menor perda no transporte de energia.

Este panorama pode mudar quando o sistema onde a geração distribuída está localizada se caracteriza pela carga sazonal, pela grande extensão das linhas de distribuição em alta tensão, e pela sua configuração radial, havendo então o aumento das perdas técnicas no período em que as cargas atingem seu nível mais baixo.

A geração distribuída no Brasil tem crescido devido ao incentivo que vem sendo dado às energias renováveis. De acordo com o estudo feito pela KPMG *International*, o Brasil é o sexto maior investidor em energias renováveis, com 43,9% da sua oferta de energia proveniente dessas fontes, enquanto no mundo a média é de 14% e nos países desenvolvidos,

de 6%. O país conta com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), que incentiva a produção de energias limpas por meio de linhas de financiamento, e com o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, que apóia a produção elétrica a partir da biomassa, eólicas e pequenas centrais hidrelétricas.

Além de ter baixo impacto no meio ambiente, a geração distribuída acaba por adiar investimentos na área de geração e transmissão, aliviando as linhas. Por outro lado, dependendo do tipo de fonte utilizado na geração distribuída, esta pode variar de comportamento de acordo com as condições climáticas, ou disponibilidade da sua fonte, não sendo uma opção constante. Mesmo assim torna-se um elemento importante na ampliação da capacidade de suprimento do país, principalmente no horário de ponta, onde já são acionadas usinas térmicas.

As centrais termelétricas são enquadradas na modalidade de geração distribuída quando tiverem eficiência de pelo menos 75% ou utilizarem biomassa ou resíduos de processo como fonte primária de acordo com a resolução nº 228 da ANEEL.

4.3 MEDIDAS PARA UTILIZAÇÃO EFICIENTE DA ENERGIA ELÉTRICA

Atualmente vem ganhando espaço as iniciativas de eficiência energética que aumentam o rendimento dos processos industriais. Isso reduz o consumo na ponta e conseqüentemente o Investimento no sistema elétrico.

O sistema deve estar dimensionado para atender a demanda máxima que pode ocorrer no seu horário de ponta ou fora dele. Atualmente já estão sendo acionadas usinas termoelétricas, nos períodos em que as hidrelétricas estão com baixo nível de reservatório. O ideal é que se reduza o consumo no horário de ponta ao máximo para que o comportamento diário seja mais uniforme e não se tenha que ampliar o sistema por causa de um período de 3h de demanda elevada.

A cogeração é uma técnica utilizada na maioria das vezes por grandes consumidores industriais onde ocorre o aproveitamento de algum resíduo liberado em algum processo, para a geração de energia elétrica, o que aumenta o rendimento do processo. Dessa forma o consumidor gera parte da energia elétrica que consome e em alguns casos injeta o excedente de energia na rede de distribuição.

As distribuidoras também costumam oferecer uma tarifa menor fora de ponta para influenciar o consumo nesse período, em alguns casos. Uma unidade consumidora com carga

destinada à irrigação e carga de aquicultura, pode obter desconto especial na tarifa de energia elétrica ativa. Para que seja concedido o desconto, as unidades consumidoras devem apresentar percentual a partir de 80% (Grupo B) e 95% (Grupo A) da carga instalada total, destinada exclusivamente a atividade de irrigação ou aquicultura. O desconto é aplicado sobre o consumo realizado no horário compreendido entre 21:30h e 06:00h do dia seguinte, no valor de 73% sobre a tarifa aplicada para Consumidor do Grupo B e 90% sobre a tarifa aplicada para Consumidor do Grupo A de acordo com informações dadas pela Unidade de Procedimentos Comerciais do Departamento de Gestão Comercial (CGC).

O horário de verão também é uma forma de deslocar o horário de ponta e tem como objetivo reduzir o consumo de energia. Esta medida só funciona nas regiões distantes da linha do equador, onde os dias de verão se tornam mais longos e as noites mais curtas. Por isso, as regiões norte e nordeste do Brasil não participam. O seu maior efeito é diluir o horário de pico, evitando assim uma sobrecarga do sistema elétrico brasileiro.

O horário de verão não foi criado para economizar energia. Isto porque durante o dia existem variações no consumo de energia elétrica, distribuídos entre alto e baixo. No período de alto consumo, conhecido como horário de pico (geralmente no final da tarde), atinge praticamente a capacidade máxima de geração de eletricidade.

Visando evitar que os sistemas de geração, transmissão e distribuição trabalhem na sua capacidade máxima, utiliza-se o horário de verão para distribuir o pico de consumo por mais horas, reduzindo o risco de corte de energia (apagões, black-out). Logo, o horário de verão existe apenas para que não tenhamos um consumo acima da capacidade de produção da energia elétrica. Entretanto, durante adoção do horário de verão há uma economia de consumo de eletricidade, ainda que não seja o objetivo principal.

4.4 ASPECTOS TÉCNICOS

As distribuidoras são responsáveis pelo sistema de subtransmissão e pelo sistema de distribuição. As tensões utilizadas são 138kV, 69kV, 34,5kV, 13,8kV e 11,9kV.

A subestação de distribuição possui baixa confiabilidade quando é suprida por um único alimentador pois no caso de um defeito na subtransmissão, ela perde o seu suprimento. Hoje em dia, quando se possui geração distribuída é permitido o atendimento em ilhamento do sistema em caso de contingência, que além de contribuir com os índices de continuidade, implica na redução das perdas técnicas.

As cargas supridas por um sistema de potência possuem determinadas características através das quais é possível classificá-las.

A curva de carga fornece o comportamento de um consumidor ou de um conjunto de consumidores e o que eles solicitam do sistema que os supre. Ela é composta pelo valor médio da demanda durante um intervalo de tempo chamado intervalo de demanda. (KAGAN, 2010)

Através do software NOTUS de análise dos dados de medição operacional e de fronteira pertencente a Coelba é possível acessar os dados de medição e obter a curva de carga em diferentes pontos do sistema. A medição é realizada a cada 5 minutos, e assim é obtida a demanda em termos da potência ativa e reativa. Os valores lidos são considerados como a média do intervalo.

Se a demanda for representada pela potência ativa, a área sob a curva corresponderá à energia consumida durante o período representado (KAGAN, 2010). Ou seja, a integral da demanda ao longo de um intervalo de tempo definido, equivale a energia consumida.

A demanda máxima da subestação é a sua máxima solicitação instantânea de potência ativa durante um intervalo de tempo, e pode não coincidir com a das demais subestações ou consumidores da regional. Neste caso, a curva de carga da regional é composta pela combinação das curvas de cargas de todas as subestações e consumidores pertencentes a ele, além das perdas técnicas envolvidas nas linhas de distribuição. De acordo com o KAGAN, 2010, isso ocorre devido a diversidade da carga, onde a demanda máxima do conjunto é menor que a soma das demandas máximas individuais.

A curva de carga diária normalmente varia durante a semana devido à mudança de comportamento da população quando se compara a rotina de um dia útil com um fim de semana. De acordo com o KAGAN, 2010, essa variação é mais acentuada ao longo do ano, por causa das estações do ano.

Essa mudança pode ser facilmente observada na curva de carga das subestações pertencentes a regional Barreiras 138 kV, onde há predominantemente cargas de irrigação cujo comportamento é influenciado pelos períodos de chuva e estiagem.

4.4.1 Planejamento do Mercado

O planejamento do mercado de energia elétrica surge da necessidade de antever o crescimento de consumo, para que seja possível o estudo e maturação das alternativas de ampliação da oferta de energia e a implantação da solução escolhida, em tempo hábil.

O ponto de partida para a projeção do mercado é o levantamento das perspectivas econômicas, assim como seus reflexos sociais. Além disso o histórico de consumo, e informações sobre autoprodutores e consumidores potenciais, são informações bastantes relevantes. Mesmo com a utilização de tantas variáveis cria-se um cenário probabilístico, que necessita ser revisado anualmente.

O comportamento da carga é fundamental para a projeção da demanda de energia elétrica baseada nos dados históricos, permitindo o planejamento do sistema elétrico. A previsão do mercado contém as demandas máximas previstas através das quais torna-se possível otimizar a solução de atendimento.

Com a possibilidade de antever a necessidade de investimento no setor energético, é possível realizar o seu planejamento. Isso viabiliza a construção de novos empreendimentos para o suprimento de energia, adequando o seu cronograma de investimentos às necessidades. A solução escolhida deve prever a otimização, o que irá refletir nos investimentos e nas perdas técnicas.

O mercado deve considerar a participação das perdas na sua projeção. De acordo com Eletrobrás (1982) a estimativa das perdas de energia elétrica baseia-se na análise histórica da evolução de seu percentual e nos planos de melhorias das redes elétricas, que permitem o conhecimento de perspectivas de sua participação no requisito de energia.

4.4.2 Ampliação da capacidade com a Geração Distribuída

Pequenos geradores isolados podem ser adequados para atender pequenas cargas muito distantes do sistema elétrico principal, que necessitariam de um investimento muito alto, reduzindo as perdas técnicas do sistema. A instalação de geradores interligados ao sistema principal da concessionária também pode ser indicada para aumentar a capacidade do sistema, melhorar níveis de tensão e reduzir perdas. (Bacelar, 2010)

O custo elevado de operação e manutenção de geradores a diesel faz com que seu uso seja, em geral, mais adequado para suprir solicitações de potência em períodos de ponta, de áreas atendidas por alimentadores longos. A evolução tecnológica de pequenos geradores do tipo turbinas eólicas ou células fotovoltaicas, utilizando fontes limpas, tem aumentado,

entretanto, a competitividade dessas pequenas usinas em relação às alternativas tradicionais, em alguns casos. (Bacelar, 2010)

4.4.3 Classificação dos Agentes Geradores

Os agentes da categoria Geração são organizados por classes:

- **Concessionário de Serviço Público de Geração:** agente titular de concessão para exploração de ativo de geração a título de serviço público, outorgada pelo Poder Concedente. (CCEE, 2012)
- **Produtor Independente de Energia Elétrica:** agente individual, ou participante de consórcio, que recebe concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia destinada à comercialização por sua conta e risco. (CCEE, 2012)
- **Autoprodutor:** agente com concessão, permissão ou autorização para produzir energia destinada a seu uso exclusivo, podendo comercializar eventual excedente de energia desde que autorizado pela Aneel. (CCEE, 2012)

A escolha do nível de tensão para conexão de centrais geradoras leva em consideração a potência instalada da usina, como é apresentado na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Níveis de tensão considerados 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 a 10 MW	Média Tensão / Alta Tensão
11 a 30 MW	Média Tensão / Alta Tensão
>30 MW	Alta Tensão

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (www.aneel.gov.br)

A operação ilhada é quando uma usina geradora opera atendendo uma parte do sistema de maneira isolada. As centrais geradoras com potência instalada acima de 300 kW passam por uma avaliação técnica quanto a qualidade da energia na micro rede associada para verificar a possibilidade de operação ilhada envolvendo as unidades consumidoras atendíveis. Caso não seja permitida a operação ilhada, deve ser utilizado um sistema automático de abertura do disjuntor para que a usina geradora não opere ilhada, e seja desconectada do sistema em caso de perda do suprimento convencional.

4.4.4 Aspectos Regulatórios

A RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 167, DE 10 DE OUTUBRO DE 2005 fala que a energia da geração distribuída será considerada para fins de atendimento da totalidade do mercado das concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica, e que foram estabelecidas condições especiais para essa comercialização.

Na contratação de energia elétrica proveniente de geração distribuída o agente de distribuição deverá optar por uma das seguintes formas:

- Processo de chamada pública, de forma a garantir a publicidade, transparência e igualdade aos interessados; ou
- Compra de energia elétrica produzida pela empresa de geração decorrente da desverticalização, cujos contratos de compra e venda deverão ser registrados na ANEEL e na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

O montante de energia elétrica contratada na opção prevista no processo de chamada pública não poderá exceder o limite de 10% (dez por cento) da carga do agente de distribuição, verificado no momento da contratação e com base na carga dos 12 (doze) meses precedentes.

Para fins de verificação do limite será considerado como carga a energia necessária para o atendimento a consumidores finais, a outros agentes de distribuição, bem como para

cobertura do montante das perdas na Rede Básica, perdas técnicas e não técnicas nos sistemas de distribuição.

A contratação na opção de compra de energia elétrica produzida pela empresa de geração deverá atender às condições a seguir descritas:

- Ter sido considerada como geração própria no respectivo processo de reajuste e/ou revisão tarifária promovido pela ANEEL
- O montante contratado ser aquele correspondente à totalidade da energia proveniente dos empreendimentos próprios de geração distribuída e a vigência do contrato coincidir com prazo final da concessão da compradora.
- A contratação será feita, exclusivamente, pelo agente em cuja rede de distribuição o respectivo empreendimento esteja conectado.

4.4.5 Acesso do Agente Gerador ao Sistema de Distribuição

O acesso aos sistemas elétricos é um direito assegurado a qualquer agente de geração mediante o pagamento dos encargos correspondentes. O acesso deve ser solicitado a distribuidora de energia que possui a concessão do serviço de distribuição de energia da área geográfica onde se localiza o empreendimento.

A distribuidora irá avaliar a solicitação aplicando o critério de menor custo global de atendimento, dando privilegio a racionalização da expansão dos sistemas de distribuição e transmissão, levando em consideração o desempenho, qualidade, segurança, eficiência e confiabilidade do sistema. Dessa forma serão sugeridas alternativas de pontos conexão baseadas nas coordenadas geográficas do empreendimento e em sua potência instalada, podendo estes estarem localizados em área de concessão de outra distribuidora ou em instalação pertencente à transmissora.

O acesso poderá ser efetivado a partir da celebração dos contratos de conexão (CCD) e uso (CUSD) entre a acessante e a distribuidora proprietária das instalações, onde serão estabelecidas as condições técnicas e comerciais de acesso. Nesses contratos de conexão deverá constar a relação das obras necessárias para a realização da conexão, a relação de obras de reforço ou ampliação no sistema de distribuição caso haja necessidade destas, o detalhamento da participação financeira do acessante nessas obras, e os encargos envolvidos no processo de conexão e uso do sistema.

O CCD deve abranger a capacidade de demanda da conexão, a definição do local de medição, a tensão de conexão, os valores de encargos de conexão quando couber, entre outras cláusulas. O CUSD deve definir os valores de encargos de uso do sistema de distribuição.

Os procedimentos realizados para formalizar o acesso devem atender os critérios e requisitos definidos pelo Módulo 3 do PRODIST que aborda o acesso ao sistema de distribuição.

- Condições de Acesso

A distribuidora pode reunir centrais geradoras próximas umas das outras e estabelecer apenas um ponto de conexão, onde elas compartilham das mesmas instalações. O acessante não pode causar problemas técnicos ou de segurança aos demais acessantes ou ao sistema de distribuição acessado.

É possível estabelecer a operação ilhada entre a central geradora e parte do sistema de distribuição, quando couber. Para isso deve ocorrer comum acordo entre a distribuidora, a central geradora e o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

O acordo operativo é um documento que complementa as responsabilidades e procedimentos técnicos, operacionais e administrativos necessários para o relacionamento operacional entre a acessante e a acessada, levando em consideração as particularidades de cada ponto de conexão. Este documento deve fazer parte do CCD.

Uma das responsabilidades do acessante é preservar o sistema de distribuição acessado e evitar que qualquer perturbação em suas instalações se propague.

- Sistemas de Medição

Os sistemas de medições possuem a finalidade de medir as grandezas elétricas do sistema de utilidade para o faturamento, monitoramento da qualidade da energia elétrica, planejamento da expansão, operação do sistema de distribuição, e apuração das perdas técnicas. Para isso eles devem estar dentro dos padrões exigidos para o uso das distribuidoras e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e seguir os critérios e requisitos definidos pelo Módulo 5 do PRODIST.

Os produtores de energia são responsáveis financeiramente pelo seu sistema de medição mas a distribuidora acessada é a responsável técnica.

Os sistemas de medições devem permitir a aquisição de leituras locais porém uma grande parte das leituras também podem ser obtidas remotamente. Os medidores devem possuir memória de massa para armazenar os dados de energia ativa, reativa, demanda e tensão, considerando o fluxo direto e inverso de energia, conforme o uso, em intervalos de 5 a 60 minutos. Esses dados devem ser disponibilizados em banco de dados para futura utilização.

O GMCH é um sistema de gerenciamento de banco de dados corporativo que disponibiliza informações de mercado como energia medida, energia faturada, demanda, etc. em pontos de suprimento, barras de subestações, alimentadores, unidades consumidoras, etc. (BACELAR, 2010)

O software GMCH dispõe de dados já tratados e calculados, quando necessário, pela unidade de medição, com a sinalização de medição estimada devido à ausência de dados.

As informações armazenadas no banco de dados devem ser disponibilizadas para estudos de planejamento e qualidade de energia na própria distribuidora, e quando solicitadas, devem ser

Os dados que devem ser medidos e coletados são:

- Demanda em kW para o faturamento dos encargos relacionados ao uso dos sistemas de distribuição;
- Montantes de energia em kWh para fins de faturamento;

Os acessantes de geração podem causar no sistema em que ele está conectado a possibilidade de haver fluxo de potência nos dois sentidos, e portanto os sistemas de medição das subestações de distribuição desse sistema devem ser projetados para realizar essa medição bidirecional e respeitar a classe de exatidão tanto em sentido direto quanto em sentido inverso.

De acordo com Cipoli (1993) é fundamental que uma empresa distribuidora acompanhe sistematicamente os níveis de perdas nos vários segmentos do sistema elétrico, visando orientar a tomada de providências onde as perdas elétricas possam ser economicamente reduzidas.

As distribuidoras devem garantir a confidencialidade dos dados dos agentes conectados ao seu sistema de distribuição, portanto os dados de medição do acessante citado neste trabalho não serão explicitados.

- CDE e o PROINFA

A Lei no. 10.438 instituiu a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, visando a competitividade da geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, do gás natural e do carvão mineral. A CDE será administrada pela ELETROBRÁS tendo duração total de 25 anos. Os recursos dessa conta serão provenientes das multas aplicadas pela ANEEL.(LORA, 2010)

Já o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas – PROINFA inclui termelétrica a partir de biomassa, e se constitui basicamente da utilização dos recursos da CDE. Na primeira etapa do PROINFA a viabilização da geração a partir das fontes eólica, PCH's e Biomassa, é por meio da compra compulsória por todos os consumidores finais. (LORA, 2010)

4.4.6 Planejamento de sistemas elétricos

O processo de planejamento de sistemas elétricos requer técnicas e ferramentas para atender a uma variedade de situações que se apresentam.

O planejamento de sistemas de distribuição de média tensão deve ser feito em conjunto e integrado com o planejamento do sistema de distribuição de alta tensão (subtransmissão), no sentido de se chegar a alternativa de atendimento que melhor explore os recursos do sistema elétrico como um todo. (BACELAR, 2010)

Uma das atividades do planejamento é analisar o desempenho elétrico do sistema existente. De acordo com Bacelar (2010) esta análise é feita através de comparações com os padrões de qualidade de fornecimento estabelecidos, critérios de carregamento de condutores e equipamentos, etc.

Durante a avaliação da viabilidade técnica da conexão de uma geração distribuída deve ser considerado a contingência dos transformadores do sistema afim que não ocorra a sobrecarga dos transformadores remanescentes em caso de contingência.

Para otimizar as perdas podem ser necessárias modificações na configuração de alguns desses sistemas e para isso são formuladas alternativas. Comparar as perdas quando não se tinha a geração distribuída é uma boa maneira de se estabelecer um limite razoável para as perdas técnicas.

A formulação de alternativa é um processo não só técnico, mas também criativo, onde o conhecimento técnico e a experiência profissional em planejamento e em outras áreas são desejáveis e podem fazer diferença. (Bacelar, 2010)

A alternativa deve ser tecnicamente exequível e ter desempenho elétrico compatível com as metas de qualidade definidas. O custo total de uma alternativa é calculado somando o investimento total aos custos de perdas referidos ao valor presente. Dessa forma as diferenças de desempenho entre as alternativas e a comparação econômica entre elas, durante o horizonte de planejamento, são consideradas na escolha da alternativa mais adequada, seguindo o critério do menor custo global.

5 PERDAS ELÉTRICAS

A perda elétrica é a parte da energia que não pôde ser faturada, ou seja, a distribuidora contrata certo montante de potência a ser injetado no seu sistema, porém não é remunerada por toda a potência que disponibiliza no seu sistema.

As perdas podem ser classificadas em dois tipos:

- o Perda Técnica - É a energia ou a demanda perdida nos componentes das rede de distribuição e inerente ao processo, que se caracteriza por ocorrer antes do ponto de entrega.
- o Perda Comercial - É a energia ou a demanda efetivamente entregue ao consumidor, ao consumo próprio ou a outra concessionária, mas não computada nas vendas.

As perdas comerciais também podem ser ocasionadas por fraude e são determinadas pela diferença entre a energia injetada no sistema e a energia fornecida às cargas e às perdas técnicas.

As perdas técnicas podem ocorrer em vários elementos pertencentes ao sistema e, portanto, se subdividem em:

- o Perda nos condutores
- o Perda nos transformadores
- o Perdas em conexões
- o Perdas por efeito corona
- o Perdas por fuga nos isolamentos
- o Perdas por contatos das redes (curtos-circuitos)
- o Perda nos medidores, etc.

As perdas técnicas que ocorrem nas linhas devido ao transporte de energia elétrica juntamente com as perdas nos transformadores das subestações, relativos a alta e média tensão, correspondem a mais de 80% das perdas técnicas. (Bacelar, 2010)

As perdas no transformador podem ser divididas em duas partes: perda no ferro e perda no cobre. A perda no ferro representa 65% da perda do transformador e é provocada por histerese e correntes parasitas induzidas no núcleo do transformador, que dependem dos

dados construtivos do transformador e praticamente não são afetadas pela corrente de carga. As perdas no cobre ocorrem devido à dissipação térmica provocada pela passagem de corrente através dos enrolamentos e pequenas perdas adicionais no tanque e em outras partes metálicas do transformador provocadas pelo fluxo de dispersão. (Bacelar 2010)

A perda ôhmica em equipamentos como banco de capacitores e reguladores de tensão é muito pequena se comparada à energia injetada no sistema e são desprezadas nos cálculos totais de perda técnica da empresa. Mas como existem muitas outras fontes de perda no sistema elétrico todas estas são reunidas numa perda no segmento denominado Outros que corresponde a um valor situado na faixa de 5 a 10% das perdas técnicas totais. Estas perdas podem ocorrer devido as correntes de fuga nos isoladores e pára-raios, ao efeito corona, às conexões folgadas ou oxidadas, as harmônicas na baixa tensão e outras de menor relevância. (Bacelar, 2010)

De acordo com Cipoli (1993) através do balanço de energia efetuado a partir das informações sobre energia fornecida aos consumidores, energia adquirida da empresa supridora e energia gerada pela geração distribuída, pode ser determinado o percentual total de perdas da empresa, englobando as perdas técnicas e as perdas ocorridas por fraudes.

A Tabela 5.1 apresenta os dados fornecidos pelo departamento de Mercado da distribuidora COELBA para o ano de 2006, onde pode ser observada a contribuição de cada classe de elemento do sistema nas perdas totais da empresa.

Tabela 5.1 – Perdas por segmento da Coelba em 2006

Segmento	Perdas de Energia (%)	Perdas de Energia (MWh)
Linhas de transmissão	1,866	261.825,92
Subestações de transmissão (Transformador de força e Regulador)	0,554	77.733,96
Total perdas transmissão:	2,42	339.559,88
Subestações de distribuição (Transformador de força e Regulador)	0,187	26.238,72
Condutores da rede primária	4,683	657.090,46
Transformadores de distribuição	1,32	185.214,48
Condutores da rede secundária	0,72	101.026,08
Ramais de ligação	0,1	14.031,40

Medidores	0,33	46.303,62
Outros segmentos	0,36	50.513,04
Total perdas técnicas:	10,12	1.419.977,68
Perdas não técnicas	4,29	601.947,06
Total	14,41	2.021.924,74

Fonte: Manual de Planejamento de Sistemas Elétricos de Distribuição – Bacelar, 2010.

A energia injetada no ano de 2006 foi de 14.031.400 MWh havendo uma perda global de 2.021.881,3 MWh ou 14,41% da energia injetada. As perdas técnicas foram de 1.419.383,2 MWh ou 10,12% da energia injetada, e as perdas não técnicas foram de 601.947,06 MWh ou 4,29% da energia injetada.

O valor da perda técnica no sistema de alta tensão foi de 339.559,9 MWh que equivale a 2,42% da energia injetada ou 23,91% das perdas técnicas, conforme o departamento de Operação.

Se a geração distribuída for conectada na média tensão, ela irá influenciar na diminuição das perdas técnicas da alta tensão, afinal a potência de atendimento deixará de percorrer as linhas de distribuição de alta tensão. Já no caso da geração distribuída ser conectada na alta tensão, ela pode influenciar no aumento das perdas nas linhas de alta tensão, caso haja um excedente de produção que supere a carga da regional.

Um sistema com fluxo inverso pode gerar elevadas perdas nas linhas do SDAT, caso o excedente seja significativo, afinal essas linhas tem a função de interligar a regional a Rede Básica, onde será injetado o excedente.

5.1 PERDAS NAS LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ALTA TENSÃO

A explicação física para as perdas nos condutores de acordo com MÁXIMO (1997) é que a corrente é o movimento de elétrons de maneira ordenada ocasionada pela diferença de potencial. Esses elétrons ao se deslocarem pelo condutor se chocam com os átomos do condutor, ocorrendo “perda” de parte da energia elétrica. Nesse momento, parte da energia elétrica é transformada em energia térmica que ocasiona o aquecimento do condutor e posteriormente se dissipa no ar.

Cada material possui um valor de resistividade elétrica, medida esta que representa a oposição do material ao fluxo de corrente elétrica. A resistência de um elemento é obtida pela relação entre o seu comprimento, área de seção e resistividade de material. Essa relação é válida para elementos constituídos por materiais e seções transversais uniformes, como é o caso dos fios condutores.

Numa linha de transmissão, essa perda resistiva é menor quanto maior é a tensão da linha pois para uma mesma potência, obedecendo a equação da potência ($P = V I$), quando eleva-se a tensão, diminui-se a corrente, e quando passa uma menor corrente pelo condutor, há uma menor quantidade de choques e portanto, menor perda.

As linhas de distribuição possuem a capacidade de transportar uma certa quantidade de demanda definida pela área da seção transversal do condutor. (KAGAN, 2010) A fixação da corrente admissível em condutores está ligada ao valor da temperatura que ele atingirá devido ao calor produzido pela circulação de corrente, efeito Joule.

A temperatura alcançada pelo condutor depende da intensidade da corrente e da sua duração e ela deve ser limitada de modo a não danificar o condutor nem suas emendas.

Um condutor percorrido por uma corrente torna-se sede de produção de calor por efeito Joule, calor esse que em parte é transferido ao ambiente e em parte é acumulado em seu interior (KAGAN, 2010). Esta pode ser calculada através da equação:

$$\text{Potência dissipada} = RI^2$$

Para que seja possível mensurar as perdas técnicas dos sistemas de distribuição, é necessário obter os dados de demanda dos pontos de suprimento, das barras de subestações, das barras de consumidores e das barras de geração distribuída caso haja, coletados através do sistema de medição. Esses dados são coletados localmente, ou remotamente caso haja um sistema de comunicação entre o ponto de medição e a distribuidora.

A perda de energia no sistema de alta tensão (PE_{AT}), calculada a partir do somatório dos valores obtidos pela diferença das medições de fronteira e medições no lado de baixa dos transformadores de força, resulta nas perdas nas linhas de transmissão (LT) somadas às perdas dos transformadores de força. (Bacelar, 2010)

Outra maneira de se obter as perdas técnicas é através da utilização do software Anarede, utilizado para a simulação de fluxo de carga.

Na simulação do Anarede é necessário modelar o sistema elétrico, calculando os parâmetros elétricos dos elementos pertencentes ao sistema. O principal parâmetro para a avaliação das perdas técnicas nas linhas de distribuição é a impedância série que depende do comprimento da linha e o condutor utilizado.

5.2 PERDAS ESTIMADAS NAS LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ALTA TENSÃO

O estudo de fluxo de potência é a resolução do circuito elétrico que representa a topologia da rede, as constantes elétricas de seus elementos, as demandas das cargas e as tensões dos geradores. Através da simulação da operação da rede, em regime permanente, obtém-se as tensões nas barras da rede, a corrente e a potência que flui pela rede, e as perdas técnicas em termos da potência.

Nos sistemas elétricos, a potência elétrica ativa fornecida através do barramento de suprimento é igual a potência exigida pelas cargas das subestações acrescida das perdas elétricas.

Quando o fluxo de carga é no sentido inverso, as perdas podem ser maiores. A avaliação das perdas permite a definição da necessidade de propor novas alternativas, visando alcançar uma condição operativa de melhor desempenho técnico e econômico.

As perdas técnicas de responsabilidade da distribuidora são as que ocorrem no seu sistema de distribuição e nas demais instalações de transmissão no caso haver um acessante conectado ao sistema de transmissão, mas este possuir contrato com a distribuidora detentora da concessão para fornecimento de energia naquela área geográfica. As perdas técnicas decorrentes do atendimento aos consumidores são consideradas na revisão tarifária.

Para o cálculo das perdas técnicas as cargas são consideradas distribuídas de forma equilibrada nas fases das redes trifásicas de MT e AT, e a tensão que deve ser considerada é a tensão nominal em regime permanente. Para determinar a resistência ôhmica, é considerado o parâmetro da resistividade do condutor a 55 graus.

A distribuidora deve apresentar os dados de mercado e seus estudos de fluxo de potência para que a ANEEL estabeleça os índices de perdas técnicas de distribuição por nível de tensão, o que deve acontecer anualmente.

5.3 FATOR DE PERDAS

O fator de perda, F_p , é a razão da perda de potência média para a perda de potência máxima, no mesmo período. O fator de perda é o artifício utilizado para obter a perda de energia através da perda de potência, ou vice-versa. No caso de perdas resistivas, os fatores de perda podem ser calculados por:

$$F_p = P_{\text{tmed}} / P_{\text{tmax}}$$

Onde,

P_{tmed} é a perda de potência média

P_{tmax} é a perda de potência máxima

A perda de potência máxima P_{tmax} , ocorre durante a carga máxima do sistema quando a corrente que flui é maior, representando uma maior quantidade de choque entre elétrons e os átomos do condutor.

A perda de potência média se relaciona com a perda de energia da seguinte forma:

$$P_{\text{tmed}} = W_t / h$$

Onde,

W_t é a perda total de energia, em MWh

h é o período de tempo, em horas

Em sistemas elétricos de potência, onde existem diversos componentes de circuito interligados, a perda de potência resistiva máxima total que ocorre nesse conjunto de componentes corresponde a soma das contribuições de cada componente envolvido. (Bacelar, 2010)

$$P_t = \sum R \cdot I^2$$

As perdas de energia das redes do SDAT são apuradas por dados dos sistemas de medição. Além dos montantes em energia elétrica, deverão ser apuradas as relações percentuais, conforme os indicadores. A distribuidora deve utilizar técnicas de medição e de tratamento dos dados necessários para o cálculo das perdas. (ANEEL, 2012)

5.4 ASPECTOS REGULATÓRIOS DAS PERDAS DE ENERGIA

O Módulo 7 do Prodist estabelece que:

- As perdas de energia do SDAT são apuradas pela distribuidora a partir dos dados dos sistemas de medição, devendo ser discriminadas entre os níveis de tensão dos subgrupos do SDAT.
- As perdas nas transformações das subestações do SDAT e das SEDs devem ser computadas preferencialmente no nível de tensão correspondente à sua tensão primária.
- Na ausência de medição nas subestações do SDAT que não são de fronteira, a discriminação das perdas entre os níveis de tensão dos subgrupos do SDAT deverá ser estimada.
- A apuração das perdas deverá considerar a energia medida no SDAT da distribuidora através dos pontos de fronteira com agentes de transmissão, geração, consumidores e outras distribuidoras, além da energia medida nas SEDs.
- Na impossibilidade do uso exclusivo da medição para o cálculo de perdas de energia das redes do SDAT, a distribuidora deverá segmentá-lo em subsistemas de forma a maximizar a apuração das perdas de energia por medição. Nos demais subsistemas as perdas poderão ser apuradas por estudos de fluxo de carga.

As cargas deverão ser consideradas distribuídas de forma equilibrada nas fases das redes trifásicas dos Sistemas de Distribuição em Alta Tensão (SDAT), na quando da realização do estudo de fluxo de carga.

5.5 ÍNDICE DE PERDAS

O índice de perda técnica de distribuição é o percentual de perdas técnicas em relação à energia injetada em cada nível de tensão em MWh. Este parâmetro é levado em consideração na revisão tarifária.

Os índices de perdas são hoje um dos mais importantes indicadores corporativos e fazem parte do Programa Benchmarking da ABRADDEE. Este programa busca identificar os referenciais de desempenho e as melhores práticas e disseminá-los entre todas as distribuidoras, propiciando um rápido e sustentado processo de melhoria da qualidade.

A Tabela 5.2 mostra o índice de perdas globais para cada nível de tensão utilizado em dois ciclos de revisão tarifária. É possível observar que o índice de perdas no nível de tensão 69 kV é superior ao do 138 kV devido a tensão ser inversamente proporcional as perdas. Porém houve um crescimento maior das perdas no sistema de 138 kV da Coelba do que no 69 kV.

Tabela 5.2 – Levantamento das perdas consideradas nas revisões tarifárias

	Índice de Perdas (%)	
	Jul/2006 a Jun/2007	Out/2011 a Set/2012
138 kV	2,23%	2,91%
69 kV	2,46%	2,96%

Fonte: Coelba - BA

O índice de perda global é calculado pelo departamento de mercado e consiste na razão da diferença entre a energia injetada e energia distribuída, pela energia injetada no mesmo período.

$$\text{IPE} = [(EI - ED) / EI] * 100$$

Onde,

IPE – Índice de Perdas Globais, em percentagem

EI – Energia Injetada, em MWh

ED – Energia Distribuída, em MWh

O índice de perda técnica é calculado pelo EPI (Departamento de Planejamento e Investimentos) e consiste na relação entre a perda de energia calculada e a energia injetada.

$$\text{IPT} = [(PE / EI) * 100]$$

Sendo que,

$$\text{PE} = \text{PE}_{\text{AT}} + \text{PE}_{\text{MT}} + \text{PE}_{\text{BT}}$$

Onde,

IPT – Índice de Perdas Técnicas, em percentagem

PE – Perda total de energia, em MWh

PEAT – Perda de energia no sistema de alta tensão, em MWh

PEMT - Perda de energia no sistema de média tensão, em MWh

PEBT - Perda de energia no sistema de baixa tensão, em MWh

A perda de energia no sistema de alta tensão é calculada pelo departamento de operação da empresa (EOS) a partir do somatório dos valores obtidos pela diferença de medições de fronteira e medições no lado de baixa dos transformadores de força. Logo as perdas dos transformadores estão embutidas neste valor.

As perdas de energia nos sistema de média e baixa tensão são calculados por programa especializado.

O índice de perda comercial, ou não técnica, é calculado pelo EPI e consiste na diferença entre a perda global e a técnica.

$$IPC = IPE - IPT$$

Onde,

IPC – Índice de Perdas Comerciais, em percentagem

As perdas não técnicas podem ter como causa os seguintes fatores:

- Inconformidades de cadastro no sistema
- Erro de leitura
- Fraude nos medidores
- Ligações clandestinas, etc.

Parte das perdas técnicas ocorridas em todos os todos os elementos do sistema, exceto nos medidores, deve-se as perdas resultante das ligações clandestinas, ou seja, embora constituam-se perdas técnicas possuem origem não técnica.

5.6 CUSTO DAS PERDAS TÉCNICAS

As perdas técnicas podem ser avaliadas do ponto de vista econômico, obtendo o custo referente a elas.

O custo de perdas tem sofrido diferentes abordagens, gerando polêmica quanto à forma de cálculo. Em termos gerais, o custo de uma parcela de perda equivale ao benefício obtido caso se considere essa parcela nula. Mas não é igual ao investimento para anulá-la, já que isso é praticamente impossível. (Bacelar, 2010)

Para as empresas basicamente de distribuição de energia, como a Coelba, os custos do kW e kWh de perda, devido à geração e transmissão, são os mesmos custos de compra de energia da empresa supridora. (Bacelar, 2010)

Os custos do transporte das perdas através do sistema elétrico próprio da distribuidora podem ser obtidos com base no custo marginal de fornecimento específico do sistema da distribuidora. Esta abordagem é válida porque as empresas de distribuição de grande porte podem ser consideradas como estando continuamente em expansão e dessa forma, os custos de perdas são praticamente iguais aos custos de fornecimento ao mercado. (Bacelar, 2010)

Assim, pode-se considerar duas parcelas de custo para as perdas: uma referente à compra de energia da empresa supridora e outra referente ao custo marginal de fornecimento do sistema próprio da distribuidora. (Bacelar, 2010)

Este trabalho está focado nas perdas no SDAT. Para realizar o planejamento pode ser necessário o envolvimento dos sistemas que atendem as áreas vizinhas para a formulação de uma alternativa que melhore o índice de perdas, como a transferência de subestações entre regionais diferentes, alterando a configuração do sistema.

De acordo com Cipoli (1993) a metodologia utilizada para uma estimativa das perdas no sistema de distribuição de alta tensão consiste em simular o fluxo de potência, considerando as curvas de carga diárias das várias barras que compõem o sistema elétrico. Este procedimento é útil para quando se quer estimar as perdas numa configuração hipotética, onde não se tem os valores de medição, como numa análise de alternativas.

6 ESTUDO DE CASO

6.1 DESCRIÇÃO DA REGIONAL BARREIRAS 138 KV

O eixo da Coelba que será estudado é o que aparece na Figura 6.1, pertencente a regional de Barreiras, a qual possui nível de tensão de suprimento de 138 kV e está localizada no oeste baiano.

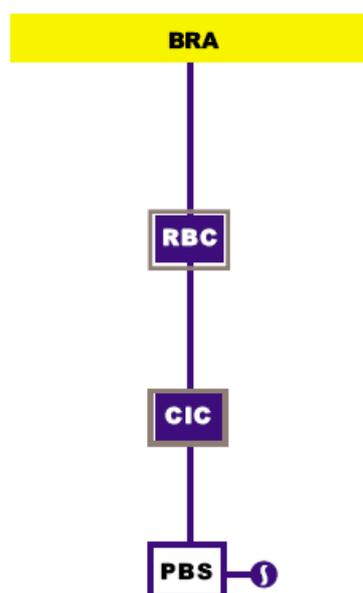


Figura 6.1 – Eixo da regional Barreiras 138 kV

Fonte: Coelba/ BA

O Sistema de Distribuição de Alta Tensão que atende a região se origina na SE Barreiras (BRA) 230-138 kV, que integra a Rede Básica. Este sistema de distribuição é composto pelas subestações Rio Branco (RBC) e Centro Industrial do Cerrado (CIC), ambas de transformação 138-34,5 kV, com capacidade instalada de 26,6 MVA. Ela também possui um complexo de usinas geradoras conectadas no barramento de 138 kV da SE CIC.

Essas subestações estão afastadas do ponto de suprimento, pois de acordo com Bacelar (2010) a definição do local para a construção de uma subestação depende principalmente da localização do centro de carga no ano inicial e da projeção de seu deslocamento no tempo e no espaço, ao longo do horizonte de planejamento.

Na região escolhida como objeto de estudo, as cargas se caracterizam por sua localização geográfica na zona rural, onde a densidade de carga é muito baixa e normalmente distante do ponto de suprimento.

A finalidade para a qual o consumidor utiliza a energia elétrica também é importante, principalmente em estudo de planejamento pois permite identificar os hábitos de consumo e instantes em que ocorre a maior demanda. Portanto, sabe-se que as subestações da regional atendem cargas residenciais, cargas rurais de agroindústrias e irrigação, cargas comerciais, cargas municipais e cargas de iluminação pública, com seus hábitos de consumo.

Essas cargas ditam o comportamento da curva de carga de cada subestação. Nota-se através das curvas de cargas das subestações uma forte influência da atividade de irrigação no comportamento da regional. Isso é possível observar devido aos períodos de chuva, que interfere na irrigação e altera o comportamento da curva de carga do período úmido para o período seco. Logo, as cargas de irrigação possuem forte característica sazonal e em épocas de chuva, ocorre a redução dessa carga.

Essa regional caracteriza-se pela predominância de cargas de irrigação. Logo no período úmido ela possui uma redução sensível de carga. Neste mesmo período as geradoras conectadas, PCHs Boa Sorte, Riacho Preto, Lagoa Grande e Porto Franco, apresentam a maior potência gerada, devido ao elevado nível dos reservatórios no período úmido. A Tabela 6.1 apresenta os dados de potência instalada das usinas geradoras que totalizam 82 MVA.

Tabela 6.1 – Dados das Usinas Geradoras

RELAÇÃO DAS USINAS					
Usina	Proprietário	Potência instalada [MW]	Potência contratada [MW]	Tensão [kV] da barra conectada	Subestação conectada
UHE Boa Sorte	Boa Sorte Energética SA	2 x 8,46 = 16,92	15,9	138	CIC
UHE Lagoa Grande	Lagoa Grande Energética SA	3 x 8,64 = 25,92	24,3	138	CIC
UHE Riacho Preto	Riacho Preto Energética SA	2 x 4,959 = 9,918	9,3	138	CIC
UHE Porto Franco	Porto Franco Energética SA	3 x 10,035 = 30,105	29,71	138	CIC

Fonte: Coelba - BA

Na Figura 6.2 aparece a configuração da regional Barreiras 138 kV:

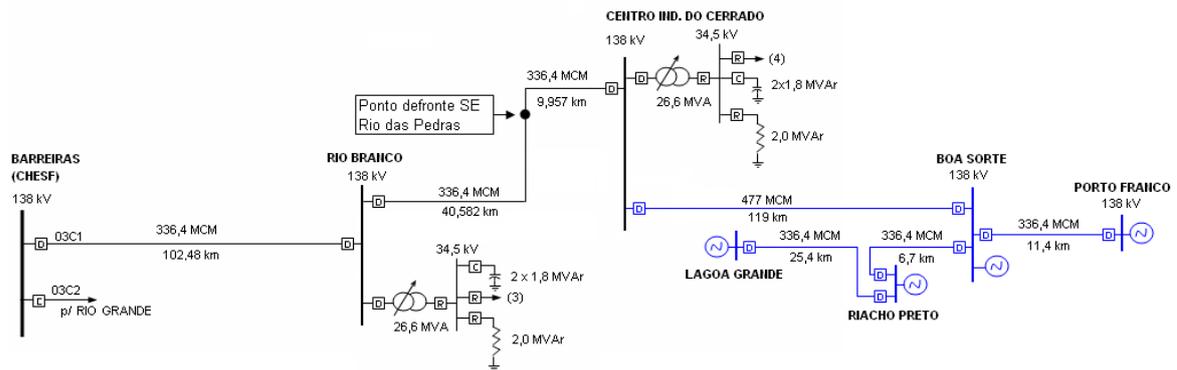


Figura 6.2 - Diagrama Unifilar da regional Barreiras 138 kV

Fonte: Coelba - BA

6.2 ANÁLISE DOS DADOS DE MEDIÇÃO

Através dos dados de medição foi possível obter o histórico do consumo de um ano, no período de junho de 2010 a maio de 2011, nos barramentos de 34,5 kV de CIC e RBC, onde as cargas dessas subestações estão concentradas, do barramento de 138 kV de CIC, onde o complexo de usinas geradores (Geração distribuída) está conectado, e do 138 kV de BRA que representa a barra de fronteira da Rede Básica.

A partir dos dados de medição é possível mensurar as perdas técnicas totais no caso em que a geração distribuída está conectada na rede. Enquanto a geração distribuída injeta potência na rede básica, a perda é definida pela seguinte expressão:

$$\text{Perda (W)} = \text{Potência fornecida pela GD (W)} - \text{Potência fornecida às SEs e consumidores (W)} - \text{Potência fornecida à Rede Básica (W)}$$

Quando a geração distribuída não injeta potência na rede básica, a perda é definida pela seguinte expressão:

$$\text{Perda (W)} = \text{Potência fornecida à regional pela Rede Básica (W)} + \text{Potência fornecida pela GD (W)} - \text{Potência fornecida às SEs e consumidores (W)}$$

A redução de carga e aumento de geração que aparece no gráfico da Figura 6.3, obtido através das medições realizadas, sinaliza que há injeção de potência no barramento de

fronteira podendo essa geração distribuída acarretar no aumento de perdas do sistema o que sugere uma avaliação mais criteriosa para esse período.

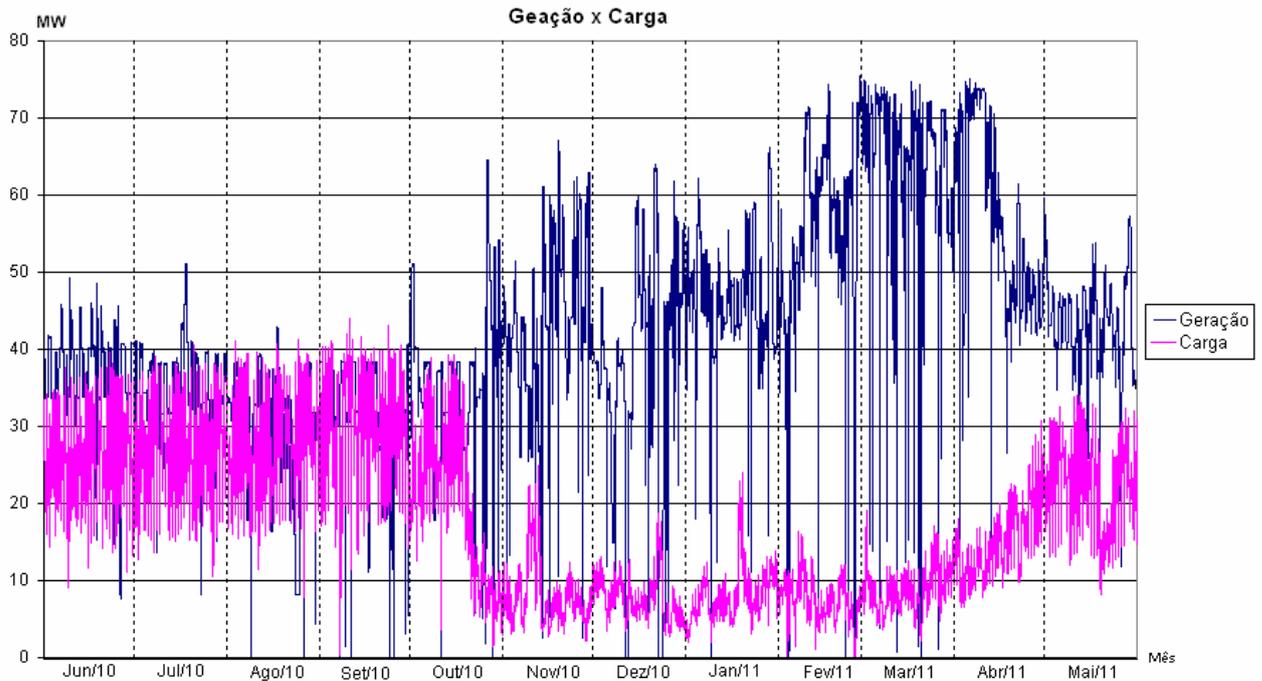


Figura 6.3 – Medição anual da potência gerada e consumida

Para a obtenção das perdas técnicas antes da geração distribuída ser conectada nesta regional, foram calculadas as perdas envolvidas nas linhas para atender a solicitação de cada subestação da regional, através das demandas realizadas neste período, e somadas a contribuição de cada uma delas para obter a perda elétrica total.

A potência que flui no trecho é dada por:

$$S = V \times I$$

A perda no trecho é dada por:

$$P = R \times I^2$$

A perda total na rede pode ser obtida pelo somatório das perdas dos trechos.

Na Figura 6.4, aparece o comparativo das perdas em MWh após a conexão do complexo da PCH Boa Sorte (colunas azuis) e sem o complexo de usinas (colunas vermelhas).

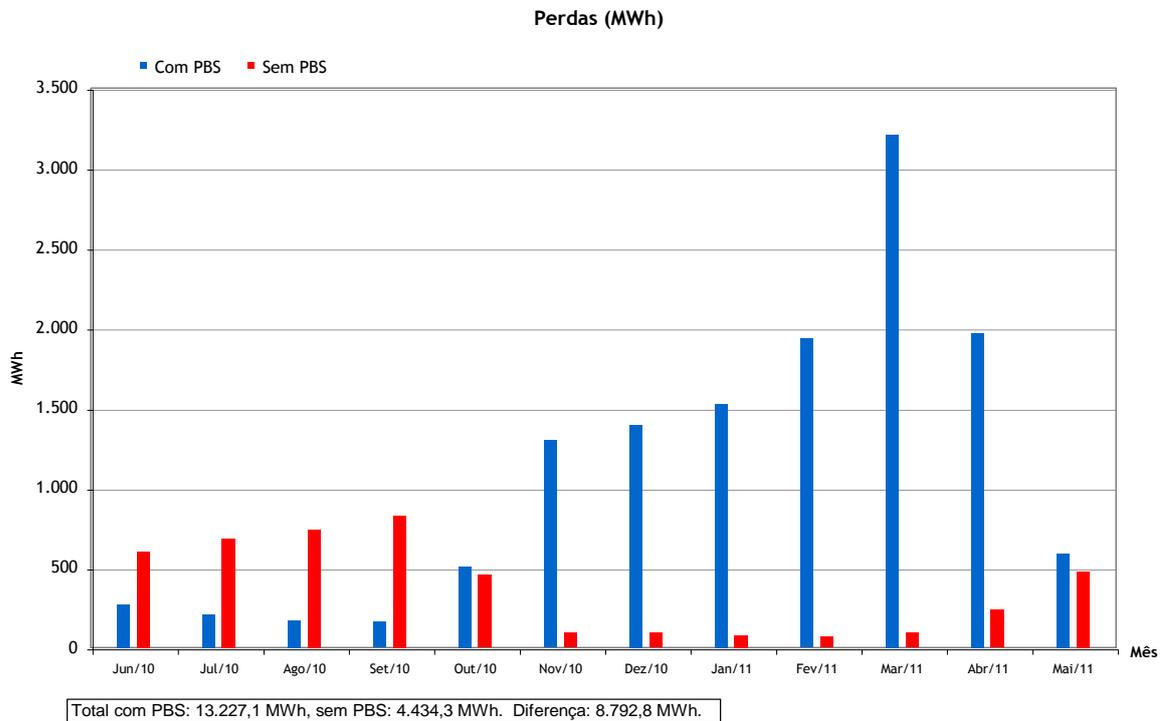


Figura 6.4 – Valores de perdas com e sem geração

Ao longo deste período houve a perda de 13.227,1 MWh com a conexão das usinas geradoras e 4.434,3 MWh sem a conexão das usinas gerados. Uma diferença de 8.792,8 MWh que pode estar prejudicando o balanço comercial da distribuidora no contrato com essas geradoras.

Na Figura 6.5 aparece a curva típica diária dos períodos secos, onde a carga é alta. A configuração com geração favorece para o valor reduzido das perdas pelo fato da geração distribuída estar mais próxima as cargas. Já na configuração sem o complexo gerador, há a solicitação da rede básica para o atendimento dessa demanda, o que implica em maiores perdas pelo fato das cargas da SE Rio Branco serem atendidas através de uma linha de 100 km aproximadamente e as cargas de Centro Industrial do Cerrado serem atendidas através de uma linha de 150 km aproximadamente.

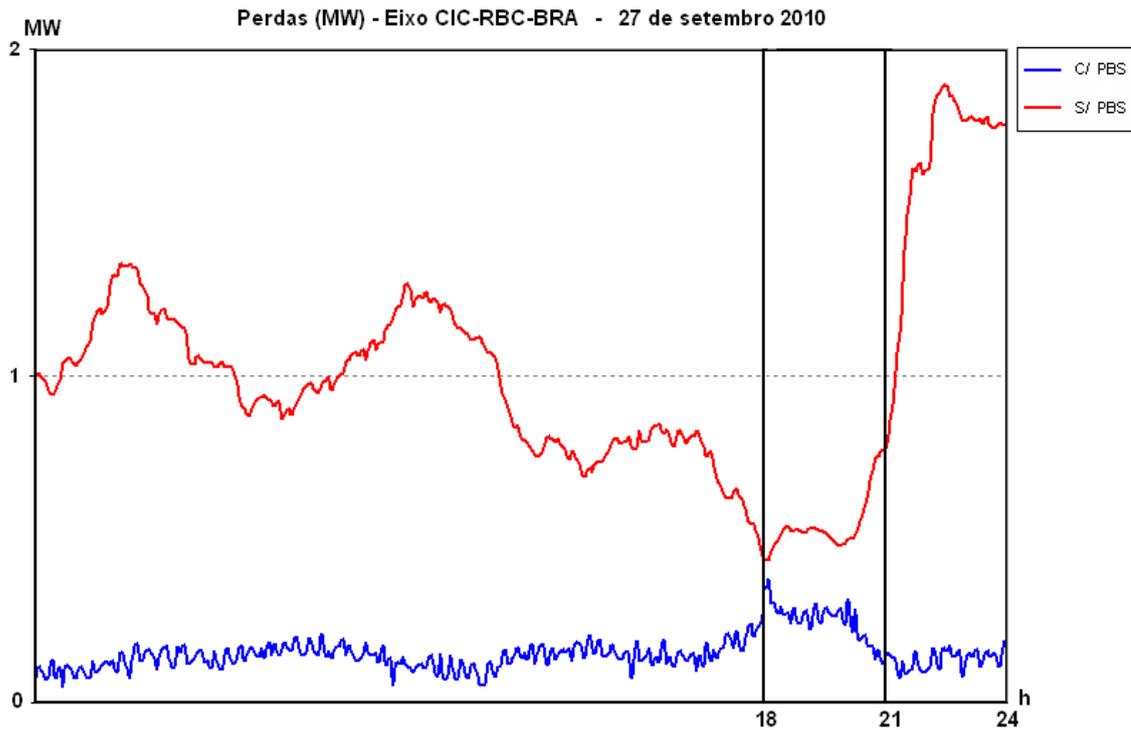


Figura 6.5 – Perda diária com e sem geração no período de carga alta

Na Figura 6.6 aparece a curva típica diária dos períodos úmidos, onde a carga é baixa. Neste caso a configuração com geração eleva o nível das perdas pelo fato da geração, após atender as cargas de CIC e RBC que estão baixas, ter ainda um significativo valor de potência para oferecer para o sistema, que percorrerá o fluxo inverso e será injetado na barra de BRA, ou seja, na Rede Básica. Já na configuração sem o complexo gerador, será solicitada pouca potência da Rede Básica, que mesmo tendo que percorrer as longas linhas da distribuição de alta tensão, terá um baixo nível de perdas elétricas.

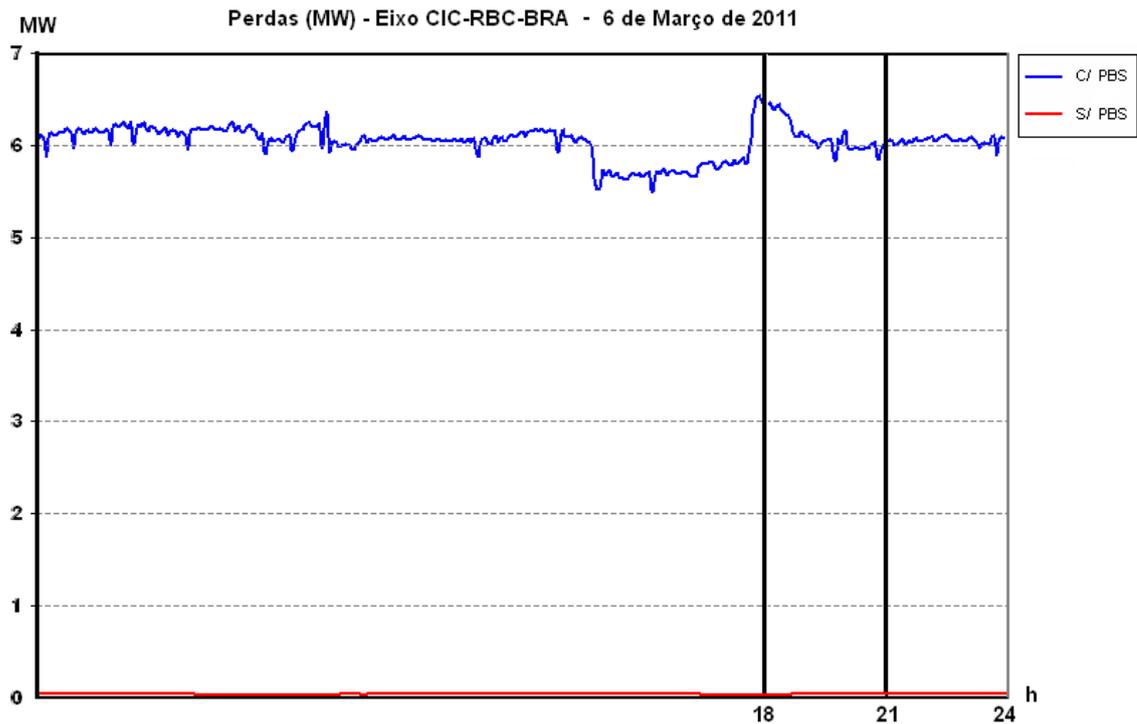


Figura 6.6 – Perda diária com e sem geração no período de carga baixa

O cálculo das perdas de energia nos sistemas de distribuição de alta tensão é realizado através do fluxo de carga considerando a sazonalidade das cargas e no mínimo três patamares de carga. As perdas de energia também podem ser calculadas através da diferença entre as medições de suprimento e das subestações de distribuição.

6.3 MODELAGEM E SIMULAÇÃO DO SISTEMA

O sistema objeto de estudo foi modelado e representado no software Anarede para a realização do estudo de fluxo de potência através de simulações.

O estudo do fluxo de potência é a resolução do circuito elétrico que representa a rede através da sua topologia, das constantes elétricas dos seus elementos, das demandas das cargas e das tensões de suprimento. Assim o estudo de fluxo de potência que permite a simulação da operação possibilita principalmente:

- O cálculo das tensões nas barras da rede, permitindo o atendimento em tensões adequadas.

- O cálculo da corrente e da potência que fluem em cada trecho, permitindo a obediência dos limites de carregamento.
- O cálculo das perdas, em termos de potência, permitindo definir a necessidade de realização de novos estudos, visando alcançar uma condição operativa de melhor desempenho técnico e econômico;

O software Anarede foi desenvolvido pela CEPEL, um centro de desenvolvimento de produtos e serviços para as distribuidoras criado pela Eletrobras.

As simulações realizadas no Anarede tiveram o objetivo de fazer um comparativo com as perdas obtidas a partir das medições, para validar o modelo mostrando possíveis discrepâncias e possibilitar algumas análises.

Foram escolhidos 04 cenários operativos obtidos através das medições para a realização das simulações e posterior análise:

- Caso 1: Representa a amostra de maior perda no sistema na presença da geração conectada, a qual ocorreu no mês de março/2011.
- Caso 2: Representa a amostra de menor perda no sistema na presença da geração conectada, a qual ocorreu no mês de setembro/2010.
- Caso 3: Representa a amostra de maior perda no sistema sem a presença da geração, a qual ocorreu no mês de setembro/2010.
- Caso 4: Representa a amostra de menor perda no sistema sem a presença da geração, a qual ocorreu no mês de fevereiro/2011.

No Caso 1, em que a perda é máxima com a geração conectada, foram utilizados os dados de medição do dia 18 de março de 2011 às 20:35 onde a perda obtida através das medições foi de 6,98 MW. Já a perda obtida através da simulação no anarede foi de 6,05. Os resultados divergiram em 15%. Sem a geração foi calculada uma perda de 40 kW através das medições e simulada uma perda de 140 kW.

No Caso 2, em que a perda é mínima com a geração conectada, foram utilizados os dados de medição do dia 4 de setembro de 2010 às 17:25 onde a perda obtida através das medições foi de aproximadamente zero. Já a perda obtida através da simulação no anarede foi de 184 kW. Sem a geração foi calculada uma perda de 1,13 MW através das medições e simulada uma perda de 1,26 MW.

No Caso 3, em que a perda é máxima sem a geração estar conectada, foram utilizados os dados de medição do dia 2 de setembro de 2010 às 1:55 onde a perda obtida através dos cálculos foi de 2 MW. Já a perda obtida através da simulação no anarede foi de 2,22 MW. Com a geração conectada, foi calculada uma perda de 217 kW através das medições e simulada uma perda de 141 kW.

No Caso 4, em que a perda é mínima sem a geração estar conectada, foram utilizados os dados de medição do dia 27 de fevereiro de 2011 às 18:30 onde a perda obtida através dos cálculos foi de aproximadamente zero. Já a perda obtida através da simulação no anarede foi de 156 kW. Com a geração conectada foi calculada uma perda de 5,55 MW através das medições e simulada uma perda de 5,46 MW.

Quando o carregamento é baixo a precisão fica comprometida, pois o programa apresenta os resultados em MW e só apresenta uma casa decimal. Logo analisando medições em que a perda foi aproximadamente zero (os casos 2 e 3) as simulações no Anarede foi de alguns kW, o que resultou em um grande erro percentual, como pode ser observado na Tabela 6.2.

Tabela 6.2 – Quadro comparativo entre valores medidos e simulados

Caso	Valor medido (MW)	Valor simulado (MW)	Erro percentual (%)
1	6,98	6,05	- 15%
2	Aproximadamente zero	0,184	Elevado
3	2,0	2,22	+ 11%
4	Aproximadamente zero	0,156	Elevado

Nos casos 1 e 2, em que a geração está conectada, os valores das perdas foram comparadas com as perdas calculadas sem a geração conectada, como pode ser visto na Tabela 6.3.

Tabela 6.3 – Quadro comparativo das perdas com e sem a geração para os casos 1 e 2

Caso	Valor perdas c/ geração (MW)	Valor perda s/ geração (MW)
1	6,98	0,40
2	Aproximadamente zero	1,13

Nos casos 3 e 4, em que a geração não foi considerada, os valores das perdas foram comparadas com as perdas medidas com a geração conectada, como pode ser visto na Tabela 6.4.

Tabela 6.4 – Quadro comparativo das perdas sem e com a geração para os casos 3 e 4

Caso	Valor perdas s/ geração (MW)	Valor perda c/ geração (MW)
3	2,0	0,217
4	Aproximadamente zero	5,55

Para reduzir o nível de perdas técnicas desse sistema, pode ser realizada a transferência de carga de outra regional para este eixo.

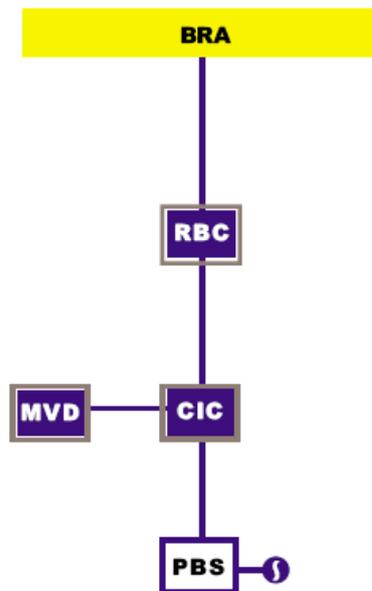


Figura 6.7 – Configuração final

Fonte: Coelba – BA

A SE Mundo Verde, 138-34,5 kV, 26,6MVA, que pertencia a outra regional, migrou para regional Barreiras 138 kV, como indicado na Figura 6.7. Através dessa mudança de configuração, adicionou-se mais carga próxima a geração distribuída, ou seja, aumentou o consumo da energia excedente, o que gerou a redução das perdas técnicas, em alguns casos, comparado a configuração anterior.

Com a conexão da SE Mundo Verde os resultados obtidos através da simulação do Anarede foram:

No Caso 1, considerando a carga de 5 MW (média de março de 2012) na SE Mundo Verde, a perda foi de 5,25 MW, conforme a Figura 6.8.

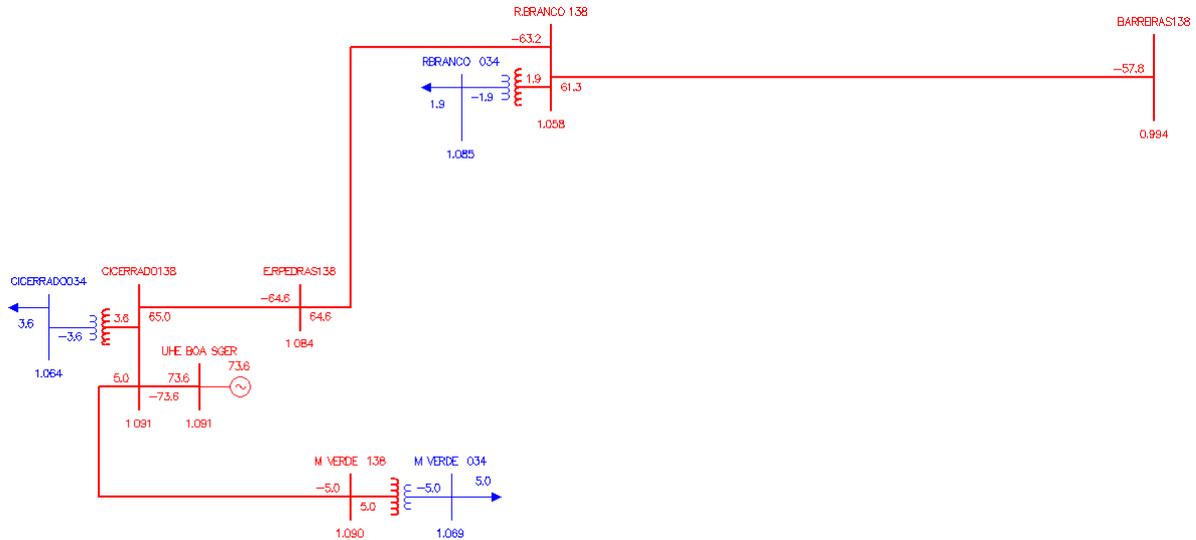


Figura 6.8 – Simulação considerando a SE Mundo Verde para o Caso 1

No Caso 2, considerando a carga de 5,5 MW (média de setembro de 2011) na SE Mundo Verde, a perda foi de 180 kW, conforme a Figura 6.9.

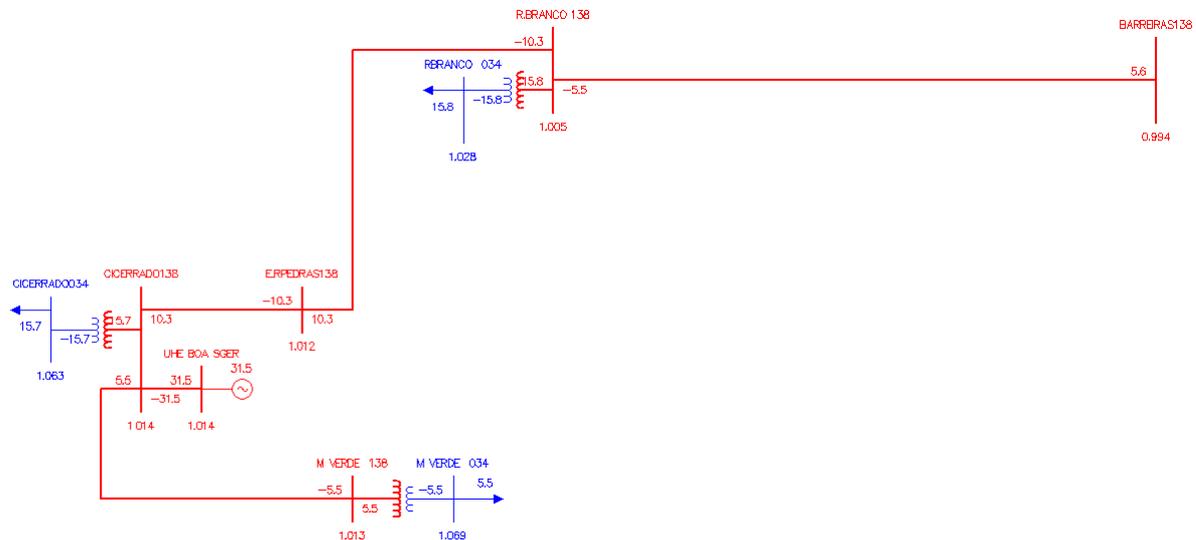


Figura 6.9 – Simulação considerando a SE Mundo Verde para o Caso 2

No Caso 3, considerando a carga de 5,5 MW (média de setembro de 2011) na SE Mundo Verde, a perda foi de 3,02 MW, conforme a Figura 6.10.

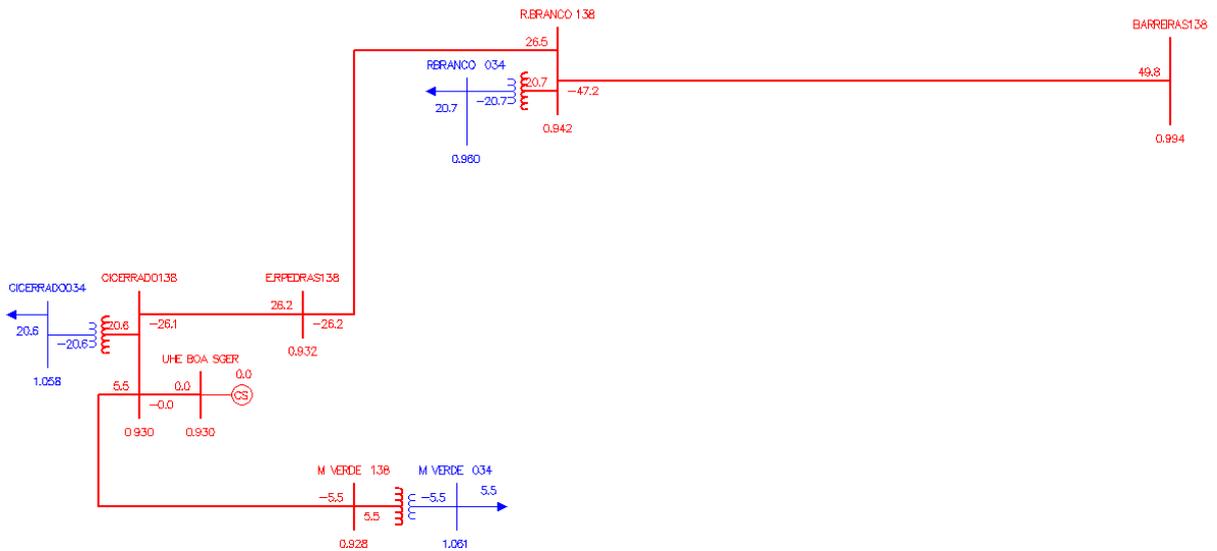


Figura 6.10 – Simulação considerando a SE Mundo Verde para o Caso 3

No Caso 4, considerando a carga de 4,5 MW (média de fevereiro de 2012) na SE Mundo Verde, a perda foi de 256 kW, conforme a Figura 6.11.

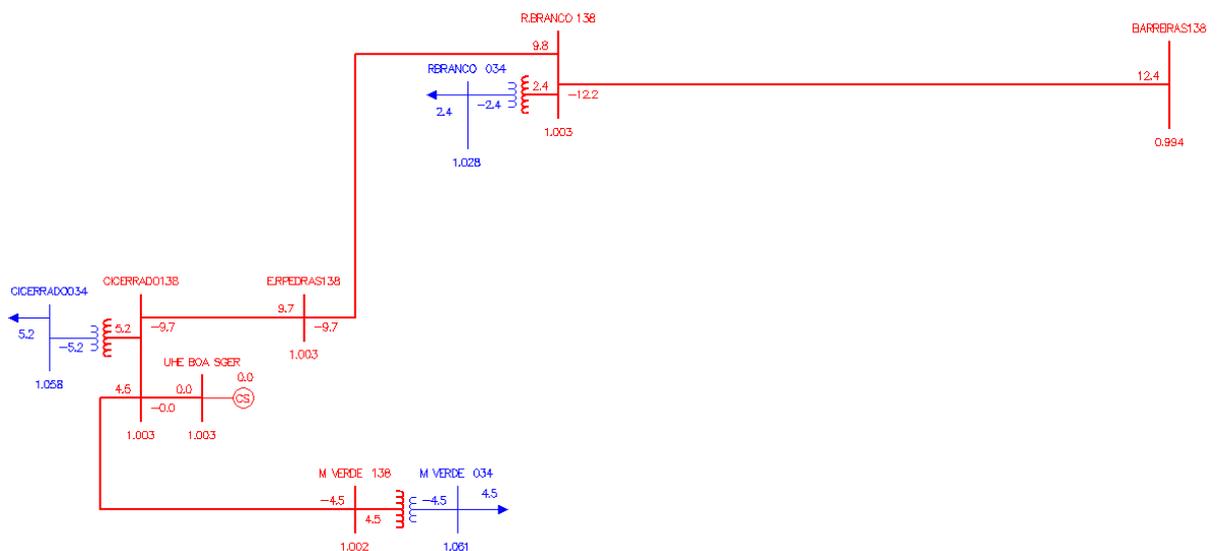


Figura 6.11 – Simulação considerando a SE Mundo Verde para o Caso 4

O comparativo dos valores de perdas simulados antes e após a conexão da SE Mundo Verde pode ser visto na Tabela 6.5.

Tabela 6.5 – Quadro comparativo das perdas antes e depois da SE Mundo Verde

Caso	Valor perdas simulado antes da SE Mundo Verde (MW)	Valor perdas simulado após a SE Mundo Verde (MW)	Alteração perdas (%)
1	6,05	5,25	- 15%

2	0,184	0,18	- 2,2%
3	2,22	3,02	+ 36%
4	0,156	0,256	+64%

Os resultados da Tabela 6.5 não foram conclusivos para verificar se a SE Mundo Verde conectada no sistema realmente vai contribuir para a diminuição das perdas técnicas ao longo de um ano com a GD conectada, afinal no período em que a geração é menor a solicitação da Rede Básica será maior, elevando as perdas nesse período em comparação com a condição em que a SE Mundo Verde não está conectada.

7 CONCLUSÕES

A geração distribuída contribui para a redução das perdas técnicas na distribuição na maioria dos casos por estar mais próxima das cargas. Quando a geração distribuída injeta um significativo excedente, ela pode ocasionar um aumento das perdas técnicas na distribuição.

Através da equação do índice de perdas técnicas nota-se que há a influência da geração distribuída, quando esta injeta potência na rede básica, nas perdas técnicas, aumentando o valor deste índice. Ainda assim, há a diminuição do índice de perdas global, quando considera-se a transmissão. Porém as perdas técnicas neste caso, que se elevam no sistema de distribuição de alta tensão, interferem na revisão tarifária.

Além disso essas perdas técnicas são pagas pelos consumidores finais, devido às regras do Programa de Incentivo as Fontes Alternativas. Porém como a grande maioria das gerações distribuídas gera redução de perdas técnicas global, continua sendo válida a sua conexão no sistema de distribuição

As mudanças de configuração, podem possibilitar a redução das perdas na regional. Existe a alternativa de conectar uma subestação para aumentar a carga do eixo reduzindo o fluxo inverso ou simplesmente anulando, e diminuir as perdas técnicas na configuração com as usinas geradoras. Para verificar essa possibilidade é necessária uma análise sobre sua interferência no sistema ao longo de um ano, considerando a sazonalidade da geração e das cargas, além da variação diária dos patamares de carga em mínima, média e pesada.

Outra forma de diminuir as perdas seria a realização de acordos operacionais onde a geração entrasse de maneira sazonal assim como as cargas, restringindo a injeção de potência a um valor equivalente ao que ocorreria caso o fluxo fosse o convencional, para as perdas técnicas nas linhas de distribuição de alta tensão ser equivalente nas duas condições e também não haver um maior carregamento das linhas.

Na operação em ilhamento, não ocorreria a injeção de potência na fronteira com a transmissora, e teria uma redução de perdas em comparação ao modelo convencional. Além disso, na operação de ilhamento haveria a melhora dos índices de continuidade como DEC (Duração equivalente de interrupção por consumidor) e FEC (Frequência equivalente de interrupção por consumidor), pois não afetaria a continuidade de fornecimento em caso de perda do suprimento da rede, mas ficaria sujeita a falta de atendimento em caso de indisponibilidade da usina geradora.

Algumas concessionárias estabelecem o limite de potência da geração distribuída para cada nível de tensão. Dessa forma as distribuidoras tem uma certa autonomia para a indicação de uma potência ideal a ser injetada limitando a perda. Um valor razoável a ser considerado para perda máxima seria o que ocorre no fluxo convencional, sem a adição da geração distribuída.

Quando usinas geradoras estão conectadas na média tensão, entende-se que não tem uma potência instalada significativa, e provavelmente toda potência gerada por elas é facilmente consumida pela SE na qual está conectada, ou também pelas SE's vizinhas, podendo reduzir as perdas técnicas nas linhas do eixo a qual está conectada. Se ela for toda consumida na média tensão, ela acaba adiando investimentos pois ela reduz o carregamento dos transformadores da SE que ela está conectada, evitando a ampliação ou construção de nova SE. Neste caso, deve se atentar para o caso da geração ficar fora de operação, o que em alguns casos pode gerar sobrecarga nos transformadores. A geração distribuída também adia investimento nas linhas de transmissão que normalmente conectam as grandes obras estruturantes de geração aos mercados consumidores.

Um fator positivo da geração distribuída é injetar potencia na rede básica num período em que centrais termelétricas são despachadas no horário de ponta. Entretanto poderia haver uma compensação para o montante das perdas técnicas adicionais verificadas no sistema elétrico devido ao uso do sistema de distribuição por parte da geração.

REFERÊNCIAS

- ABRADEE. Associação Brasileira de Distribuidores de Energia. **Programa Benchmarking**. Disponível em: <<http://www.abradee.org.br/abradee/atividades/programa-benchmarking>>. Acesso em: jan. 2013
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 228, de 25 de julho de 2006
- _____. Resolução Normativa nº 167, de 10 de outubro de 2005
- _____. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição – Revisão 2 – Data de vigência 01/12/2011
- _____. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 5 – Sistemas de Medição – Revisão 2 – Data de vigência 01/01/2011
- _____. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição – Revisão 5 – Data de vigência 14/12/2012
- BACELAR, JONILDO. **Manual de Planejamento de Sistemas Elétricos de Distribuição**. Relatório 002/EPI/2010. Bahia, Coelba
- CIPOLI, JOSÉ ADOLFO. **Engenharia de distribuição**. Rio de Janeiro: Qualitymark, 1993.
- ELETROBRAS. **Planejamento de Sistemas de Distribuição / Centrais Elétricas Brasileiras** – Eletrobrás – Rio de Janeiro: Campus, 1982. Eletrobrás
- KAGAN, NELSON. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2ª Edição – São Paulo: Blucher, 2010.
- LORA, ELECTO. **Geração Termelétrica**. Volume 1 – Rio de Janeiro: Interciência, 2004.
- MÁXIMO, ANTÔNIO. **Física**. São Paulo: Scipione, 1997.
- MENDONÇA, LUCIANA. A força das águas. **Revista O Setor Elétrico**. Ano 7. Edição 80. Setembro de 2012. Atitude Editorial
- STEVENSON, W.D. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**. São Paulo: McGraw-Hill, 1974.