



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
UNIDADE ACADÊMICA DE ENGENHARIA ELÉTRICA

*Relatório de Estágio Integrado Realizado na Energisa Paraíba
Distribuidora de Energia S.A.*

Luiz Augusto Medeiros Martins Nobrega

Campina Grande - Paraíba - Brasil

Abril de 2014

Luiz Augusto Medeiros Martins Nobrega

*Relatório de Estágio Integradado Realizado na Energisa
Paraíba Distribuidora de Energia S.A.*

*Relatório de Estágio apresentado à Unidade Acadêmica de
Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina
Grande, em cumprimento às exigências para obtenção do
Grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.*

Orientador: Washington Luiz Araújo Neves.

Doutor em Engenharia Elétrica

Campina Grande - Paraíba - Brasil

Abril de 2014

Luiz Augusto Medeiros Martins Nobrega

*Relatório de Estágio Integradado Realizado na Energisa
Paraíba Distribuidora de Energia S.A.*

*Relatório de Estágio apresentado à Unidade Acadêmica de
Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina
Grande, em cumprimento às exigências para obtenção do
Grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.*

Aprovado em 23 de Abril de 2014.

Banca Examinadora

Washington Luiz Araújo Neves
Doutor em Engenharia Elétrica

Benemar Alencar de Souza
Doutor em Engenharia Elétrica

Campina Grande - Paraíba - Brasil
Abril de 2014

À Deus, porque dele e por ele, e para ele, são todas as coisas; glória, pois, a ele eternamente.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus por ter me concedido todos os meios necessários para a conclusão deste trabalho, uma vez que toda boa dádiva e todo dom perfeito são lá do alto, descendo do Pai das luzes, em quem não pode existir variação ou sombra de mudança. A Deus reconheço que derivou toda a minha motivação para a vida, meu consolo e esperança na dificuldade, o propósito que faz minha vida mais bela e digna de ser vivida e a ética para o trabalho que me guia e me admoesta para corrigir os defeitos que ainda permanecem.

Agradeço a minha família, sobretudo a minha mãe, que sempre, e muito acima da necessidade, se dedicou com esmero na minha formação, a quem honrarei como bom filho.

Agradeço ao gerente Manoel Messias por ter incentivado o meu trabalho e dado conselhos em momento oportuno; a Gustavo Paiva por ter me ensinado o seu trabalho; a Luciano Dantas, Odeilton Farias e Everson Halley por ter me apoiado; a Allan Harrison, Juliano Antonio, Fabiano Maciel e Glauco Sérgio pela constante presteza; a Bybyanna Macedo, Juliana de Aguiar, Plínio Marcos, Valdinéia, Carlos Eduardo, Edson Guimarães e Alam Airam pelo companheirismo no trabalho.

Agradeço também a Rusangela Rodrigues, Katharina Becker e Silvino Alves pelos dados disponibilizados e que viabilizaram as minhas atividades desenvolvidas na Energisa Paraíba, bem como meu trabalho de conclusão de curso.

Agradeço aos professores do departamento de engenharia elétrica da UFCG. Sobretudo os professores George Rossany, Tarso Vilela, Karcus Marcelus e Edson Guedes, que nunca me negaram transmitir conhecimento e, portanto, tanto contribuíram para a minha formação intelectual. A eles deixo as minhas palavras de que me esforcei para que o conhecimento adquirido seja útil para o progresso da engenharia em nosso país.

Luiz Augusto Medeiros Martins Nobrega

Sumário

Lista de Figuras	viii
Lista de Tabelas	ix
Resumo	x
1 Introdução	1
2 A Empresa	3
2.1 Visão Geral do Grupo Energisa	3
2.2 Energisa Borborema e Energisa Paraíba	5
2.2.1 O Estado da Paraíba	5
2.2.2 Energisa Paraíba	5
2.3 Gerência de Proteção à Receita	6
2.3.1 Centro de Inteligência no Combate às Perdas	7
2.3.2 Centro de Operação da Medição	8
2.3.3 Centro de Engenharia de Medição e Perdas	8
3 Perdas de Energia	9
4 Atividades Desenvolvidas	13
4.1 Introdução	13
4.2 Cálculo das Perdas Técnicas na Energisa Paraíba	13
4.2.1 Cálculo das Perdas Técnicas na Rede AT	14
4.2.2 Cálculo das Perdas Técnicas na Rede MT e BT	16
4.3 Cálculo da Redução nas Perdas Técnicas Devido a Obras Realizadas na Rede AT	18

4.3.1	Metodologia de Cálculo	19
4.3.2	Obras Consideradas	20
4.3.2.1	Duplicação da LT entre as SE's Guarabira (GBA) e Pilões (PLU)	20
4.3.2.2	Interligação com a Chesf em 138 kV na SE Pilões (PLU) .	22
4.3.2.3	Construção da LT entre Campina Grande II (CGD) e Ju- azeirinho (ZJR)	22
4.4	Proposta de Operação do Sistema da Energisa Paraíba	23
4.4.1	Avaliação Técnica	28
4.4.2	Cálculo das Perdas Técnicas	31
5	Conclusões	34

Lista de Figuras

2.1	Estrutura Societária do Grupo Energisa.	4
2.2	Mapa de Concessão do Grupo Energisa.	4
2.3	Infográfico com os Indicadores do Grupo Energisa.	5
2.4	Regionais do Grupo Energisa na Paraíba.	6
4.1	Rede Elétrica de Parte da Área do Litoral de Cabedelo no SGD.	17
4.2	Processo de Cálculo do Pertec.	17
4.3	Relatório do Pertec.	18
4.4	Medição na SE Boqueirão.	19
4.5	Duplicação da LT entre as SE's Guarabira (GBA) e Pilões (PLU) e conexão em 138 KV em PLD.	21
4.6	Construção da LT entre as SE's Campina Grande II (CGD) e Juazeirinho (ZJR).	23
4.7	Diagrama Eletrogeográfico de Trecho da Rede de Alta Tensão da Paraíba e Pernambuco (ONS, 2014).	25
4.8	Legenda do Diagrama Elétrico (ONS, 2014).	26
4.9	Diagrama Elétrico Operacional das Regionais Leste.	27
4.10	Exemplo de Curva de Carga Mensal.	32

Lista de Tabelas

4.1	Número de Subestações, Clientes e Geradoras.	14
4.2	Entrada de Energia na Energisa Paraíba.	15
4.3	Consumo de Energia na Energisa Paraíba.	15
4.4	Perdas Técnicas da Energisa Paraíba.	15
4.5	Patamares de Carga nas Simulações.	20
4.6	Redução nas Perdas Técnicas por Patamar com a Duplicação da LT Entre as SE's Guarabina (GBA) e Pilões (PLU).	21
4.7	Redução nas Perdas Técnicas Mensais e Anuais com a Duplicação da LT Entre as SE's Guarabina (GBA) e Pilões (PLU).	22
4.8	Redução nas Perdas Técnicas Mensais e Anuais com a Interligação da SE Pilões (PLU) com a Chesf em 138 kV.	22
4.9	Redução na Perdas Técnicas Mensais e Anuais com a Construção da LT Entre Campina Grande II (CGD) e Juazeirinho (ZJR).	23
4.10	Redução nas Perdas Técnicas Devido a Nova Configuração na Rede AT. . .	33

Resumo

Este relatório descreve as atividades realizadas por Luiz Augusto Medeiros Martins Nobrega, aluno do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande, durante o estágio curricular na Energisa Paraíba Distribuidora de Energisa S.A. (Energisa Paraíba), no período de 07/10/2013 a 07/03/2014. Nele são abordados os assuntos das atividades que foram designadas ao discente pelo coordenador da área em que estagiou, o Centro de Inteligência no Combate às Perdas (CICOP). As atividades envolveram, principalmente, o cálculo das perdas técnicas mensais, o cálculo do impacto na redução das perdas técnicas devido a obras na rede de alta tensão e o estudo de soluções para a redução de perdas técnicas. Para o desenvolvimento das atividades foi necessário o aprendizado e utilização de softwares de fluxo de potência, dentre eles o Anarede e o Pertec.

Palavras-chaves: Eletrotécnica, Distribuição de Energia, Perdas Técnicas, Fluxo de Carga, Operação de Sistemas Elétricos de Potência.

Capítulo 1

Introdução

Ao engenheiro de análise de perdas técnicas cabe a incumbência de calcular as perdas técnicas no sistema elétrico de potência, analisá-las e propor soluções que visem reduzir as perdas, de modo a maximizar a eficiência do sistema e diminuir os custos do fornecimento de energia. Tais soluções, contudo, devem garantir o suprimento da demanda total dos consumidores alimentados pelo sistema, bem como respeitar os limites de tensão e corrente, de tal forma a garantir que as linhas e os equipamentos instalados no sistema operem de forma segura e eficiente.

Além da redução nos custos de fornecimento de energia, as medidas de redução de perdas técnicas costumam vir acompanhadas de uma melhor distribuição do fluxo de potência nas linhas, um melhor perfil de tensão ao longo dos alimentadores e uma diminuição no carregamento do sistema, influenciando diretamente no tempo de vida útil dos equipamentos e linhas instalados na rede (CAVELLUCCI, 1999).

Neste relatório são detalhadas as atividades realizadas pelo autor durante o seu estágio integrado na Energisa Paraíba Distribuidora de Energisa S.A. (Energisa Paraíba). As atividades envolveram, principalmente, o cálculo das perdas técnicas mensais, o cálculo do impacto na redução das perdas técnicas devido a obras na rede de alta tensão e o estudo de soluções para a redução de perdas técnicas. Para o desenvolvimento das atividades foi necessário o aprendizado e utilização de softwares de fluxo de potência, dentre eles o Anarede e o Pertec.

O relatório é iniciado com uma descrição da empresa e do departamento de realização do estágio. Em seguida, é realizada uma fundamentação teórica sobre as matérias

que foram relevantes para o desempenho das atividades, seguido de uma descrição das atividades desenvolvidas. Por fim, é apresentada as conclusões e as referências bibliográficas.

Capítulo 2

A Empresa

2.1 Visão Geral do Grupo Energisa

O Grupo Energisa possui 108 anos de história no setor de energia elétrica e atua nas áreas de distribuição de energia elétrica, geração de energia e comercialização e serviços correlatos de geração, transmissão e distribuição de energia. Com início em 1905 com a fundação da Energisa Minas Gerais Distribuidora de Energia S/A (antes denominada Companhia Força e Luz Cataguazes - Leopoldina - CFLCL). Atualmente a companhia controla cinco distribuidoras no Brasil - Energisa Sergipe (SE), Energisa Paraíba (PB), Energisa Borborema (PB), Energisa Minas Gerais (MG) e Energisa Nova Friburgo (RJ) - em uma área de 91.180 km², prestando serviços a 2,6 milhões de consumidores e a uma população de 6,8 milhões de habitantes em 352 municípios, o que representa atendimento a 3,5 % da população brasileira e a 10,4 % do Nordeste (ENERGISA, 2013). O Grupo Energisa também é responsável por controlar as seguintes prestadoras de serviços e geradoras de energia elétrica: Energisa Soluções S/A, Energisa Comercializadora de Energia LTDA., Energisa Serviços Aéreos de Aeroinspeção S/A, Alvorada Direitos Creditórios S/A, Energisa Planejamento e Corretagem de Seguros LTDA., Energisa Geração Rio Grande, SPE Cristina Energia S/A, Energisa Bioeletricidade S/A, Pequena Central Hidrelétrica Zé Tunin S/A e em fase pré-operacional: Energisa Geração Usina Maurício, Parque Eólico Sobradinho Ltda., Renascença Energias Renováveis I, II, III e IV, Ventos de São Miguel Energias Renováveis Ltda., e Energisa Geração Centrais Eólicas RN S/A.

A Figura 2.1 mostra as empresas que compõem o Grupo Energisa, e a Figura 2.2 mostra o mapa de concessão do Grupo Energisa. Na Figura 2.3 é mostrado um infográfico

com os principais indicadores.

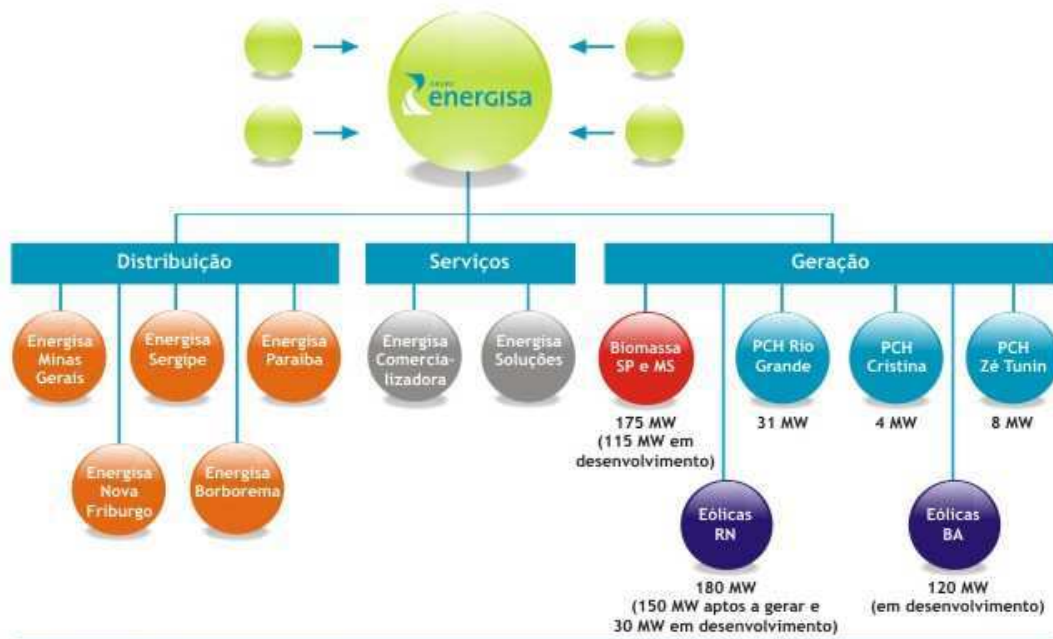


Figura 2.1 – Estrutura Societária do Grupo Energisa.



Figura 2.2 – Mapa de Concessão do Grupo Energisa.



Figura 2.3 – Infográfico com os Indicadores do Grupo Energisa.

2.2 Energisa Borborema e Energisa Paraíba

2.2.1 O Estado da Paraíba

Até o final da década de 90, as empresas que atuavam no setor da distribuição de energia elétrica no estado da Paraíba eram a CELB, empresa de domínio municipal e que abrangia as cidades do compartimento da Borborema, e a SAELPA, que era de domínio estatal e abrangia os demais municípios da Paraíba. Entretanto, por meio de leilão público, o sistema Cataguazes-Leopoldina arrematou a CELB em novembro de 1999, e um ano depois arrematou a SAELPA. Posteriormente a CELB e a SAELPA passaram a chamar-se Energisa Borborema e Energisa Paraíba, respectivamente. Atualmente a Energisa Borborema atende aproximadamente 170 mil consumidores, concentrados principalmente no município de Campina Grande (PB), e cobrindo uma população de 490 mil pessoas. A Energisa Paraíba, por conseguinte, atende cerca de 1 milhão de consumidores, espalhados por 216 municípios, e fornecendo energia a aproximadamente 3 milhões de pessoas (ENERGISA, 2013).

2.2.2 Energisa Paraíba

Para melhor administrar a área de concessão da Energisa Paraíba, a empresa concentrou a maior parte das atividades administrativas, de planejamento, de operação e de controle

na sede da empresa em João Pessoa. Além disso, para efeito de operação e manutenção, o estado foi dividido em três regionais, a saber: Regional Leste, Regional Centro e Regional Oeste. A Figura 2.4 mostra um mapa da Paraíba e as respectivas regionais, de tal forma que estas divisões podem ser observadas pelas linhas em vermelho no mapa.

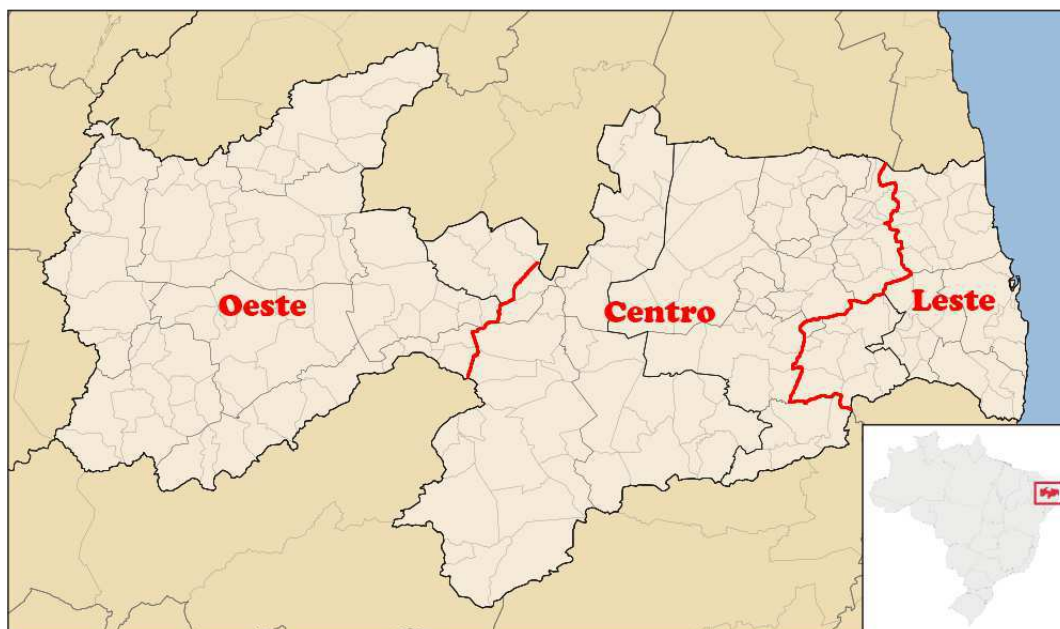


Figura 2.4 – Regionais do Grupo Energisa na Paraíba.

2.3 Gerência de Proteção à Receita

Dentre as gerências que compõem a Energisa Paraíba, o discente realizou o seu estágio no Centro de Inteligência no Combate às Perdas (CICOP) sob a Gerência de Proteção à Receita (GPR). A seguir é descrito as atividades realizadas pela GPR, bem como das coordenações que o compõe.

A GPR tem como missão manter as perdas técnicas e não técnicas em um nível economicamente eficiente. Dentre as principais responsabilidades, destacam-se:

1. Desenvolver e padronizar soluções de blindagem da medição e dos padrões de entrada de energia nas unidades consumidoras, de forma a assegurar a perenidade das ações de combate às perdas não técnicas;
2. Assegurar a qualidade do parque de medidores da Energisa Paraíba, através da homologação de medidores eficientes e menos vulneráveis a ação de pessoas não

autorizadas, contribuindo assim com a redução das perdas por defeito técnico e fraude no medidor;

3. Operar de forma eficiente os sistemas de telemetria instalados nos grandes clientes e nas medições de fronteiras, garantindo a qualidade dos valores medidos e reduzindo os riscos relacionados à aplicação de multas por parte da CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) e ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica);
4. Efetuar o cálculo das perdas técnicas da Energisa Paraíba de forma precisa e adequada à metodologia estabelecida pela ANEEL e às ações de planejamento das empresas;
5. Planejar e acompanhar as ações de combate às perdas não técnicas e técnicas, com foco na maximização dos benefícios.

Para essa finalidade, a GPR conta com um quadro de 27 colaboradores na Energisa Paraíba e está estruturada em três coordenações, a saber:

1. Centro de Inteligência no Combate às Perdas - CICOP;
2. Centro de Operação da Medição - CMED;
3. Centro de Engenharia de Medição e Perdas - CMEP.

2.3.1 Centro de Inteligência no Combate às Perdas

O Centro de Inteligência no Combate às Perdas possui funções relacionadas ao combate às perdas não técnicas e apuração das perdas técnicas, com ênfase em:

1. Prover informações precisas e atualizadas para o auxílio no processo de tomada de decisão;
2. Apoiar o processo de planejamento estratégico;
3. Apoiar o processo de planejamento operacional e na programação diária das atividades da empresa;

4. Apoiar o aperfeiçoamento no estabelecimento de normas e procedimentos.

Para tanto, desenvolve estudos e análises que contribuem para o aperfeiçoamento e controle dos processos de combate às perdas na Energisa Paraíba.

2.3.2 Centro de Operação da Medição

Esta coordenação tem por objetivo principal a gestão do sistema de telemedição e controle, referentes às medições de injeção de energia (fronteira), consumidores livres, medição de balanço energético (transformadores de baixa tensão e em trechos de circuitos de média tensão), consumidores de em alta tensão, grandes e pequenos consumidores em média tensão, medições anemométricas, solarimétricas e Pequenas Centrais Hidrelétricas. O CMED tem sua estrutura localizada em João Pessoa/PB onde as atividades descritas anteriormente são realizadas.

2.3.3 Centro de Engenharia de Medição e Perdas

O Centro de Engenharia de Medição e Perdas é responsável por assegurar a confiabilidade e a exatidão legal do parque de equipamentos de medição (medidores e transformadores de potencial e corrente), desenvolvendo soluções atualizadas para aumentar a inviolabilidade de redes e medidores. Além disso, o CEMEP assessora tecnicamente o DSL (Departamento de Suprimento e Logística) no processo de compra dos equipamentos de medição e é responsável por fazer inspeções de recebimento desses equipamentos em fábrica.

Capítulo 3

Perdas de Energia

As perdas podem ser classificadas quanto à natureza e origem. Quanto à natureza, as perdas podem ser classificadas em perdas de demanda e perdas de energia. As perdas de demanda são a diferença entre a demanda de entrada e a demanda de saída, em um componente do sistema elétrico, em um dado instante. As perdas de energia são a diferença entre a energia de entrada e a energia de saída em um componente em um dado intervalo de tempo (MÉFFE, 2001). Quanto à origem, as perdas podem ser classificadas em perdas técnicas e não técnicas. As perdas técnicas são a energia ou demanda que se perde durante o seu transporte, inerente ao processo e caracterizada por ocorrer antes do ponto de entrega, e correspondem ao total de perdas em seus vários componentes: transformadores de força, linhas de transmissão e sub-transmissão, alimentadores primários, transformadores de distribuição, rede secundária, medidores e equipamentos auxiliares (SOUZA, 1997). As perdas não técnicas são a energia efetivamente entregues ao consumidor, mas que, por algum motivo, não foram contabilizadas nas vendas. Os motivos podem ser fraude na medição, problemas no medidor, erros na leitura, entre outros.

Várias metodologias foram propostas para o cálculo das perdas técnicas em sistemas de energia (MÉFFE, 2001; CODI, 1996; POVEDA, 1999; GRAINGER; KENDREW, 1989; CCON, 1992; SUN *et al.*, 1980; FLATEN, 1988). Dessas, o cálculo das perdas técnicas no sistema de média e baixa tensão (MT e BT, respectivamente) da Energisa Paraíba é realizado utilizando o método de Méffe (2001), que utiliza simulação de fluxo de potência com curvas de carga típicas e a energia mensal faturada para cada consumidor. A metodologia consiste em, a partir da energia mensal faturada de cada consumidor, e assumindo uma

curva de carga típica, estimar o consumo horário, bem como o fluxo de potência em cada componente do sistema. Abaixo é resumida a metodologia de cálculo para os diversos segmentos do sistema de MT e BT:

- a) Atribui-se a cada medidor de energia um valor fixo de perdas.
- b) Calcula-se as perdas nos ramais de ligação, assumindo valores típicos de comprimento e resistência ôhmica de condutores padronizados e utilizando curvas de carga típicas para os consumidores.
- c) Para cada rede secundária ligada a um transformador de distribuição de um alimentador primário, calcula-se as perdas de energia a partir de cálculo elétrico da rede por fase, utilizando metodologia de curvas de carga.
- d) Calcula-se as parcelas das perdas no ferro e no cobre nos transformadores de distribuição (ET's), a partir de seus dados nominais e da sua curva de carga diária por fase, obtida pela agregação das curvas de carga dos consumidores secundários ligados à ET.
- e) Ao término do cálculo de todas as ET's de um alimentador primário, calcula-se as perdas de energia na rede primária a partir de cálculo elétrico da rede por fase, utilizando a metodologia de curvas de carga, incluindo-se os consumidores primários. Ao final deste cálculo, obtêm-se a curva de carga diária do alimentador.
- f) Repetem-se os passos anteriores para todos os alimentadores de uma determinada subestação.
- g) Insere-se os dados de medição dos alimentadores das subestações, e a diferença entre a medição do consumo e das perdas técnicas é uma estimativa das perdas não técnicas do sistema. Em razão dessas perdas não técnicas estimadas gerar um fluxo no sistema, realiza-se um novo cálculo com a correção nos valores das perdas técnicas, levando em consideração o fluxo de energia devido às perdas não técnicas. Em seguida, estima-se novamente as perdas não técnicas pela diferença na medição do consumo e as perdas técnicas re-calculadas.

h) Estima-se outras perdas no sistema (tais como fuga em isoladores, efeito corona, etc.) assumindo que essas perdas correspondem a uma porcentagem das perdas já calculadas. Os valores típicos dessa porcentagem são de 5%.

Para o cálculo das perdas técnicas utilizando o método de Méffe (2001) é necessário a utilização de um software que recebe os dados de consumo dos clientes e a configuração georreferenciada do sistema MT e BT. A Energisa Paraíba utiliza o Pertec para a realização desse cálculo.

Para a rede de alta tensão (AT) é adotado o cálculo proposto pela ANEEL, no Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2013). Nesse método é assumido o pressuposto que não há perdas não técnicas no sistema de alta tensão e, portanto, as perdas técnicas podem ser calculadas por balanço de energia, pela diferença entre a energia nos pontos de entrada e saída do sistema, utilizando a seguinte equação:

$$PT = C + GL - S - MS[MWh] \quad (3.1)$$

onde:

- PT - são as Perdas totais ou técnicas no sistema de alta tensão;
- C - é o valor das compras de energia de outras empresas;
- GL - é a geração própria da empresa, descontando-se o consumo interno da unidade geradora;
- S - é o valor das vendas de energia a outras empresas;
- MS - é a quantidade de energia medida em todas as subestações de distribuição do sistema.

Nesse caso, o cálculo das perdas técnicas é muito mais simples, não necessita de softwares e utiliza somente as variáveis da Equação (3.2) que são obtidas diretamente por medição. Portanto, é necessário que os equipamentos de medição estejam em perfeito funcionamento e tenham suas classes de precisão compatíveis com a finalidade.

Tendo calculado as perdas técnicas no sistema elétrico, é possível, em seguida, calcular as perdas não técnicas pela diferença entre a energia comprada e a energia faturada (vendida), menos os montantes de energia relativos às perdas técnicas. Portanto, as perdas não técnicas são calculadas por:

$$PnT = C - V - PT[MWh] \quad (3.2)$$

onde:

- PnT - é o valor das perdas não técnicas calculada;
- C - é o valor da energia comprada de outras empresas;
- S - é o valor da energia faturada dos clientes;
- PT - é o valor das perdas técnicas calculadas.

Capítulo 4

Atividades Desenvolvidas

4.1 Introdução

A seguir é descrito as principais atividades que foram desempenhadas pelo discente na Energisa Paraíba, com especial destaque para as contribuições que o mesmo trouxe para a empresa. O texto começa com uma descrição do cálculo das perdas técnicas na distribuidora. Em seguida são descritas duas atividades que foram inovações trazidas pelo discente. A primeira é o cálculo do impacto nas perdas técnicas das obras de expansão do sistema de alta tensão utilizando dados de consumos realizados, enquanto até então só se realizava através de projeções. A segunda é uma proposta para modificação na operação da rede de alta tensão, visando uma redução das perdas técnicas e uma melhoria na confiabilidade do sistema. Essa proposta, conforme será detalhada a seguir, representa para a empresa uma previsão de redução nas perdas técnicas do sistema, em um horizonte de 5 anos, estimada em 20,9 GWh, e está em fase de planejamento junto ao ONS e aos demais departamentos da empresa.

4.2 Cálculo das Perdas Técnicas na Energisa Paraíba

Para que as distribuidoras de energia mantenham o controle de sua receita e planeje e realize medidas visando a redução das perdas técnicas e não técnicas, essas devem ser calculadas mensalmente. Além disso, a ANEEL, a cada quatro anos, exige que o cálculo das perdas no sistema de alta tensão seja realizado para efeito de revisão tarifária. Por tais razões, a Energisa Paraíba realiza o cálculo mensal das perdas técnicas.

A seguir é descrito o procedimento de cálculo das perdas técnicas. Primeiro é

descrito o procedimento para o cálculo das perdas técnicas na rede de alta tensão, depois o cálculo das perdas técnicas na rede de média e baixa tensão.

4.2.1 Cálculo das Perdas Técnicas na Rede AT

Conforme detalhado na seção 3, o cálculo das perdas técnicas na rede de alta tensão é realizado segundo a recomendação e regulamentação da ANEEL no PRODIST módulo 7 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2013). O cálculo utiliza o método do balanço energético e, portanto, não necessita de softwares e utiliza somente os valores das medições nas fronteiras de energia, subestações, clientes e geradoras. O método consiste em utilizar a Equação 4.1 para calcular as perdas totais:

$$PT = C + GL - S - MS[MWh] \quad (4.1)$$

Para a viabilização do cálculo, inicialmente obtêm-se as medições de fronteiras, clientes, subestações, suprimento e geradoras, ligados ao sistema de alta tensão. Na tabela 4.1 é apresentado a quantidade de subestações, clientes e geradoras, onde em cada um desses sistemas existe no mínimo um ponto de medição que precisa obter-se as medições. Os pontos de fronteiras com outras concessionárias estão nas subestações e não foram enumeradas.

Tabela 4.1 – Número de Subestações, Clientes e Geradoras.

Empresa	Subestações	Clientes	Geradoras
Energisa Paraíba	60	28	4

Uma vez obtida as medições e totalizada a energia mensal de cada ponto de medição, insere-se os valores obtidos em planilhas no Excel, o qual aplica a Equação 4.1 para o cálculo das perdas de energia. A Tabela 4.2 é a que utilizamos para o cálculo da energia comprada pela Energia Paraíba, enquanto a Tabela 4.3 totaliza o consumo mensal na distribuidora. Por fim, os dados inseridos completam a Tabela 4.4 que calcula as perdas.

Após obter o cálculo das perdas totais na rede de alta tensão, assume-se como

Tabela 4.2 – Entrada de Energia na Energisa Paraíba.

ENERGISA PB - EPB		out-13	nov-13	dez-13
	Regional	MWh	MWh	MWh
Entrada de Energia	MRD			
	GNN			
	SRD			
	PLS			
	CGU			
	CGD			
	CMA			
	STD			
	SER			
	FLR			
	Total			

Tabela 4.3 – Consumo de Energia na Energisa Paraíba.

ENERGISA PB - EPB		out-13	nov-13	dez-13
	Regional	MWh	MWh	MWh
Consumo de Energia	MRD			
	GNN			
	SRD			
	PLS			
	CGU			
	CGD			
	CMA			
	STD			
	SER			
	FLR			
	Total			

Tabela 4.4 – Perdas Técnicas da Energisa Paraíba.

ENERGISA PB - EPB		out-13	nov-13	dez-13
	Regional	MWh	MWh	MWh
Perda Técnica	MRD			
	GNN			
	SRD			
	PLS			
	CGU			
	CGD			
	CMA			
	STD			
	SER			
	FLR			
	Total			

pressuposto (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2013) que as perdas não técnicas são nulas (porque as fraudes no clientes de alta tensão é auditorada com rigor) e, portanto, as perdas totais são iguais as perdas técnicas.

4.2.2 Cálculo das Perdas Técnicas na Rede MT e BT

Para o cálculo das perdas técnicas na média e baixa tensão, o CICOP utiliza o Pertec - que é um software desenvolvido pela Daimon para o cálculo de perdas técnicas em sistemas de distribuição. O procedimento de cálculo, desde a geração dos arquivos de entrada do Pertec, é descrito abaixo:

1. Realiza-se o carregamento dos dados de consumo de todas as unidades consumidoras em média e baixa tensão ligados ao sistema da Energisa Paraíba no Sistema de Consultas Comerciais (SICCO).
2. A partir do SICCO, realiza-se o carregamento dos dados inseridos na etapa anterior no Sistema de Gerenciamento da Distribuição (SGD), que é um sistema georreferenciado onde é cadastrado todos os dados da topologia da rede de distribuição, incluindo linhas, transformadores, clientes e consumo. Na Figura 4.1 é mostrado no SGD a rede elétrica de parte da área do litoral de Cabedelo.
3. Em seguida extraí-se do SGD, em arquivos de extensão txt, os dados da topologia da rede e do consumo de energia elétrica do mês, para cada subestação.
4. Elaboração das curvas de medição dos alimentadores, a partir dos dados das medições das subestações. Estas curvas servirão para a realização da correção nos valores das perdas técnicas, levando em consideração o fluxo de energia devido às perdas não técnicas que não foram contabilizadas nos dados de consumo inseridos, conforme explicado na seção 3.
5. É efetuado o cálculo no Pertec das perdas técnicas na rede de média e baixa tensão.

Na Figura 4.2 é mostrado uma tela do processo de cálculo do Pertec. Ao fim do cálculo, é gerado relatórios mensais, anuais ou por período, com as perdas técnicas em cada um dos componentes do sistema: medidor, ramal de ligação, rede de baixa tensão, transformador de distribuição, rede de média tensão, banco de capacitor, regulador de tensão, subestação e rede de alta tensão (quando utilizado para o cálculo na alta tensão). Na Figura 4.3 é mostrado a tela de uns dos relatórios gerados.



Figura 4.1 – Rede Elétrica de Parte da Área do Litoral de Cabedelo no SGD.

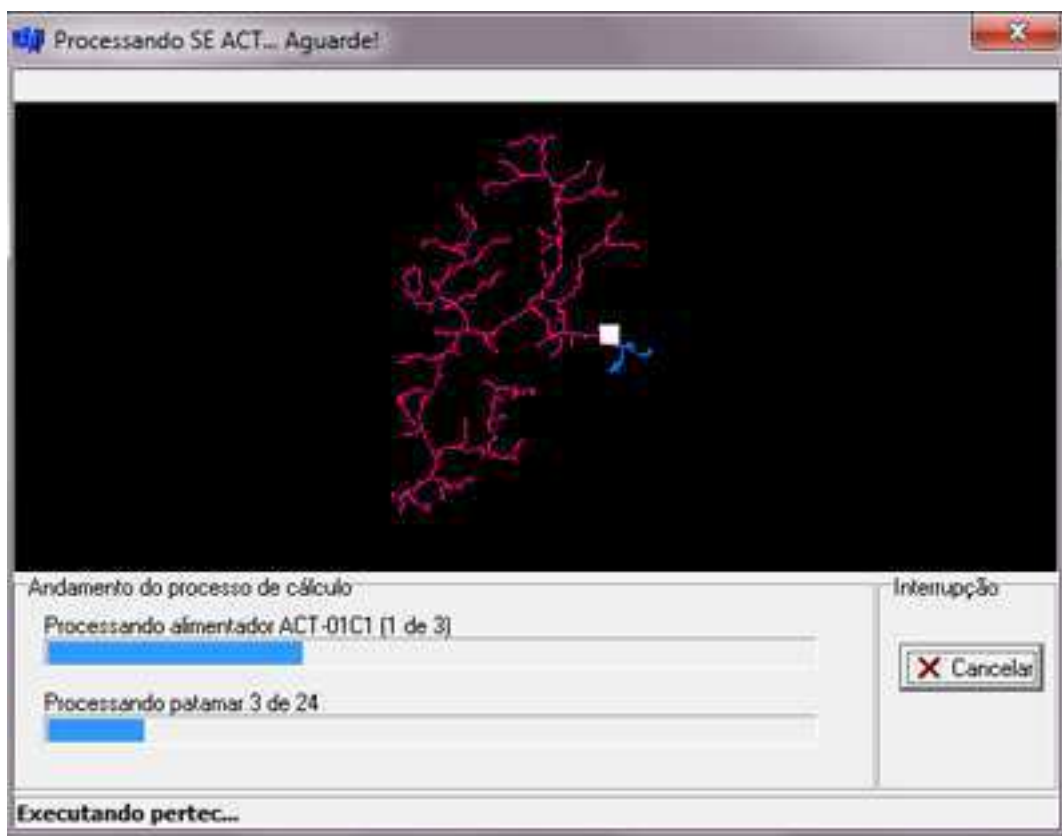


Figura 4.2 – Processo de Cálculo do Pertec.

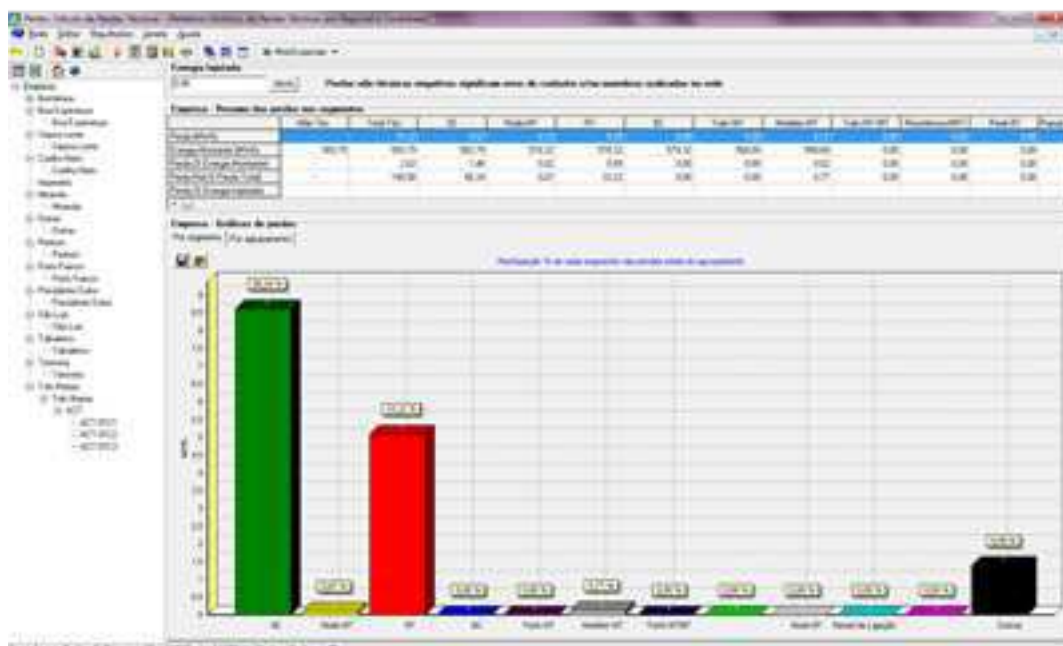


Figura 4.3 – Relatório do Pertec.

4.3 Cálculo da Redução nas Perdas Técnicas Devido a Obras Realizadas na Rede AT

Outra atividade realizada pelo discente foi o cálculo do impacto nas perdas técnicas devido a obras realizadas na rede de alta tensão da Energisa Paraíba. Ao todo, a rede de alta tensão da Energisa Paraíba é composta por 60 subestações e milhares de quilômetros de linhas de transmissão em alta tensão, na sua grande maioria em 69 kV. Obras de expansão no sistema elétrico são previstas todos os anos, a fim de garantir os índices de qualidade de energia e a capacidade do sistema suprir as cargas que são atendidas pela empresa. Tais obras, ao entrarem em operação, reduzem a impedância total do sistema e viabilizam novos modos de operação, contribuindo para uma redução ou aumento das perdas técnicas no sistema.

A seguir será descrito como foi realizado o cálculo do impacto das obras de expansão do sistema da Energisa Paraíba.

4.3.1 Metodologia de Cálculo

Para a avaliação do impacto das obras nas perdas técnicas, foi utilizado o método de fluxo de carga no sistema considerado, com o software ANAREDE desenvolvido pelo Cepel. Para a aplicação do estudo foram necessários:

1. Obter nos departamentos de operação ou planejamento da empresa os dados da configuração da rede no padrão do programa ANAREDE;
2. Realizar um levantamento da curva de carga horária (em MWh) de todas as barras envolvidas no estudo, para todos os dias de um mês de referência qualquer. Uma curva de carga típica é mostrada na Figura 4.10.

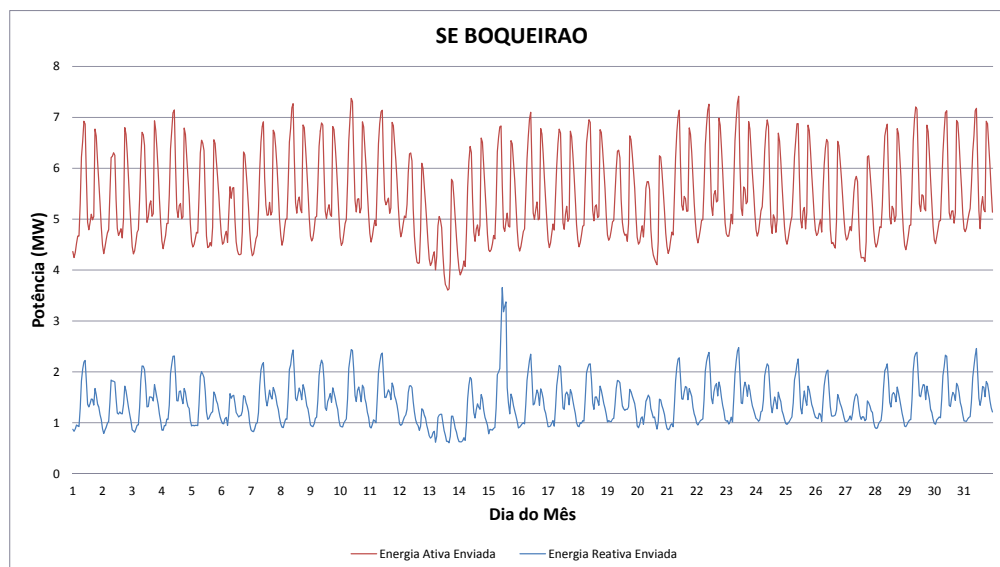


Figura 4.4 – Medição na SE Boqueirão.

Tendo obtido a configuração da rede e realizado o levantamento da curva de carga no sistema, algumas premissas de cálculo precisaram ser adotadas para o estudo. Optou-se, portanto, realizar simulações com patamares de carga considerando a média dos horários da Madrugada (00:01h a 06:00h), Manhã (06:01h a 12:00h), Tarde (12:01h a 18:00h) e Noite (18:01h a 00:00h). Além disso, os patamares de cargas foram considerados distintos para dias úteis, sábados e domingos, a fim de contemplar as mudanças de demanda nesses períodos. Portanto, ao todo foram realizadas simulações com 12 patamares de carga, conforme mostrado na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 – Patamares de Carga nas Simulações.

PATAMARES		
DIAS ÚTEIS	SÁBADOS	DOMINGOS
Madrugada (00:01 as 06:00)	Madrugada (00:01 as 06:00)	Madrugada (00:01 as 06:00)
Manhã (06:01 as 12:00)	Manhã (06:01 as 12:00)	Manhã (06:01 as 12:00)
Tarde (12:01 as 18:00)	Tarde (12:01 as 18:00)	Tarde (12:01 as 18:00)
Noite (18:01 as 00:00)	Noite (18:01 as 00:00)	Noite (18:01 as 00:00)

Tendo obtido as demandas médias em cada barra do sistema para os 12 patamares considerados, a apuração do impacto nas perdas técnicas devido as obras avaliadas se deu mediante a simulação e apuração das perdas técnicas (para o mês de estudo) de acordo com a configuração da rede de alta tensão antes e depois da energização da obra, levando em consideração as transferências de carga efetivamente viabilizadas por motivo da nova operação do sistema. A diferença nas perdas técnicas foi o impacto realizado.

Como exemplo, considere a construção de uma nova linha de transmissão entre duas subestações. A primeira simulação representa o sistema antes da energização da linha de transmissão, enquanto a segunda simulação representa o sistema depois da energização da linha de transmissão. Caso essa nova linha tenha viabilizado uma mudança na operação em que uma carga foi transferida de uma subestação para outra, o impacto dessa transferência nas perdas técnicas também foi considerada como devido à obra realizada.

4.3.2 Obras Consideradas

Os estudos foram realizados para as seguintes obras:

Obra 1: Duplicação da LT entre as SE's Guarabira (GBA) e Pilões (PLU);

Obra 2: Interligação com a Chesf em 138kV na SE Pilões (PLU);

Obra 3: Construção da LT entre Campina Grande II (CGD) e Juazeirinho (ZJR);

A seguir será descrito em detalhes os estudos realizados, sendo o mês de outubro de 2013 o mês de referência para o qual as simulações foram realizadas.

4.3.2.1 Duplicação da LT entre as SE's Guarabira (GBA) e Pilões (PLU)

A obra considerada foi realizada a fim de suprir energia a GBA, haja vista o fato que a LT de 69 kV estava, antes da duplicação, com previsão de atingir o seu limite de capacidade.

Por essa razão, essa LT foi duplicada, conforme mostrado na Figura 4.5.

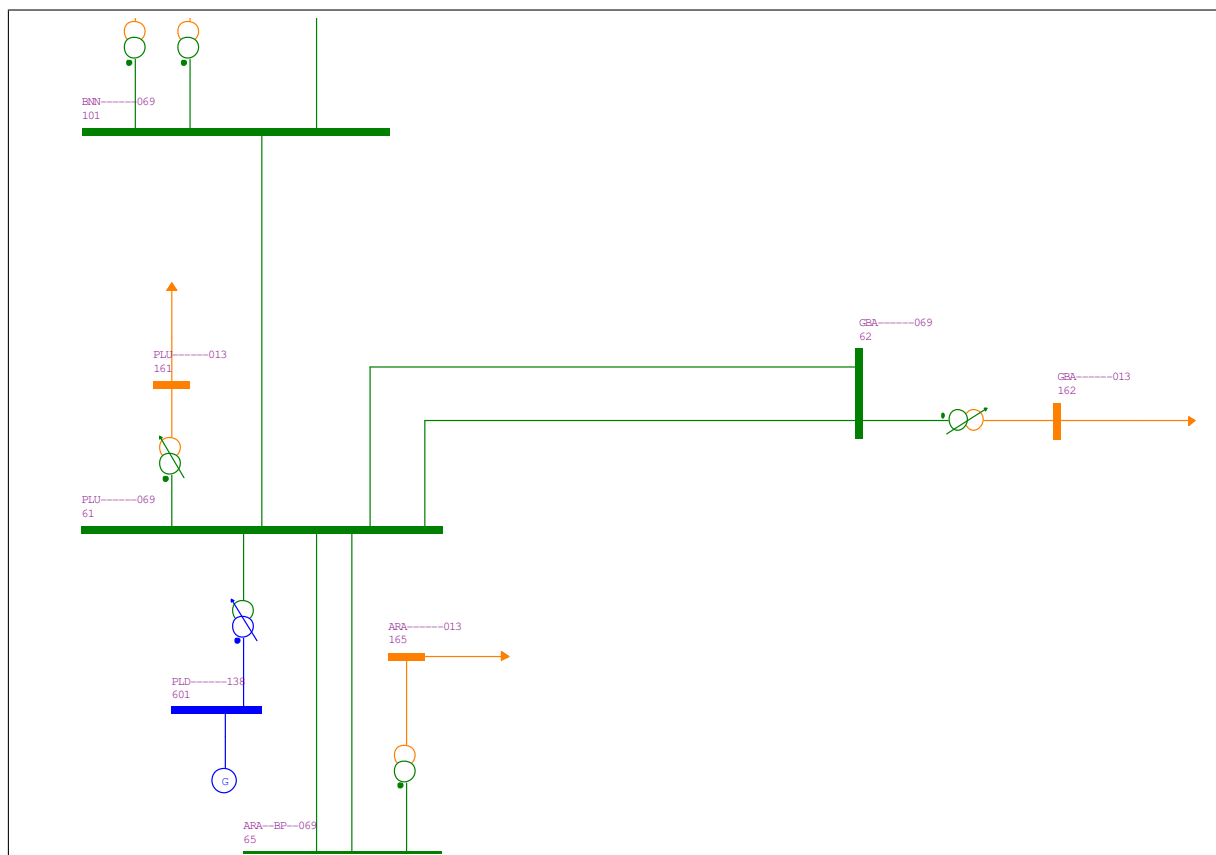


Figura 4.5 – Duplicação da LT entre as SE's Guarabira (GBA) e Pilões (PLU) e conexão em 138 KV em PLD.

Os resultados da redução das perdas técnicas (em MW) para cada patamar de cálculo considerado pode ser visto na Tabela 4.6 (análise semelhante foi realizado nos demais estudos). Na Tabela 4.7 é apresentada a redução das perdas técnicas mensais e anuais em MWh, totalizando os resultados por patamares para o período considerado. Conforme pode ser observado, essa obra na rede de alta tensão proporcionou uma redução de 49 MWh no mês, o que equivale a 584 MWh anuais.

Tabela 4.6 – Redução nas Perdas Técnicas por Patamar com a Duplicação da LT Entre as SE's Guarabina (GBA) e Pilões (PLU).

REDUÇÃO NA PERDA TÉCNICA NO TRECHO PLT – GBA (MW)			
PATAMARES	DIAS UTEIS	SÁBADOS	DOMINGOS
Madrugada (00:01 as 06:00)	0,06	0,05	0,04
Manhã (06:01 as 12:00)	0,08	0,05	0,02
Tarde (12:01 as 18:00)	0,08	0,05	0,03
Noite (18:01 as 00:00)	0,07	0,07	0,05

Tabela 4.7 – Redução nas Perdas Técnicas Mensais e Anuais com a Duplicação da LT Entre as SE's Guarabina (GBA) e Pilões (PLU).

Redução na Perda Técnica Mensal (MWh)	49
Redução na Perda Técnica Anual (MWh)	584

4.3.2.2 Interligação com a Chesf em 138 kV na SE Pilões (PLU)

A interligação com a Chesf em 138 kV na subestação Pilões foi realizada a fim de suprir as cargas de Pilões (PLU), Areia (ARA), Guarabira (GBA), Bananeiras (BNN), Dona Inês (DIN) e Araruna (ARN) por um novo ponto de suprimento da Chesf, retirando, portanto, essas cargas da regional de Campina Grande II (CGD). Essa transferência de carga reduziu o carregamento das LT's da regional de CGD e garantiu um melhor nível de tensão nas barras do sistema elétrico. Na Figura 4.5 é possível observar, em azul, o ponto de interligação de PLU com a Chesf em 138 kV.

O resultado da redução das perdas técnicas pode ser visto na Tabela 4.8, onde é apresentada a redução mensal e anual em MWh, totalizando os resultados por patamares para o período considerado. Conforme pode ser observado, essa obra na rede de alta tensão proporcionou uma redução de aproximadamente 2 GWh no mês, equivalendo a aproximadamente 24 GWh anual.

Tabela 4.8 – Redução nas Perdas Técnicas Mensais e Anuais com a Interligação da SE Pilões (PLU) com a Chesf em 138 kV.

Redução na Perda Técnica Mensal (MWh)	1.999
Redução na Perda Técnica Anual (MWh)	23.992

4.3.2.3 Construção da LT entre Campina Grande II (CGD) e Juazeirinho (ZJR)

Outra obra realizada na Energisa Paraíba foi a construção da LT entre Campina Grande II (CGD) e Juazeirinho (JZR), conforme mostrado na Figura 4.6. Essa obra foi realizada a fim de viabilizar a transferência de Santa Luzia (SLZ) da regional de Coremas (não mostrada na imagem) para a regional de CGD e garantir os níveis de tensão mínimos exigidos nas subestações envolvidas.

O resultado da redução das perdas técnicas pode ser visto na Tabela 4.9, onde é apresentada a redução mensal e anual em MWh. Essa redução contempla a redução de

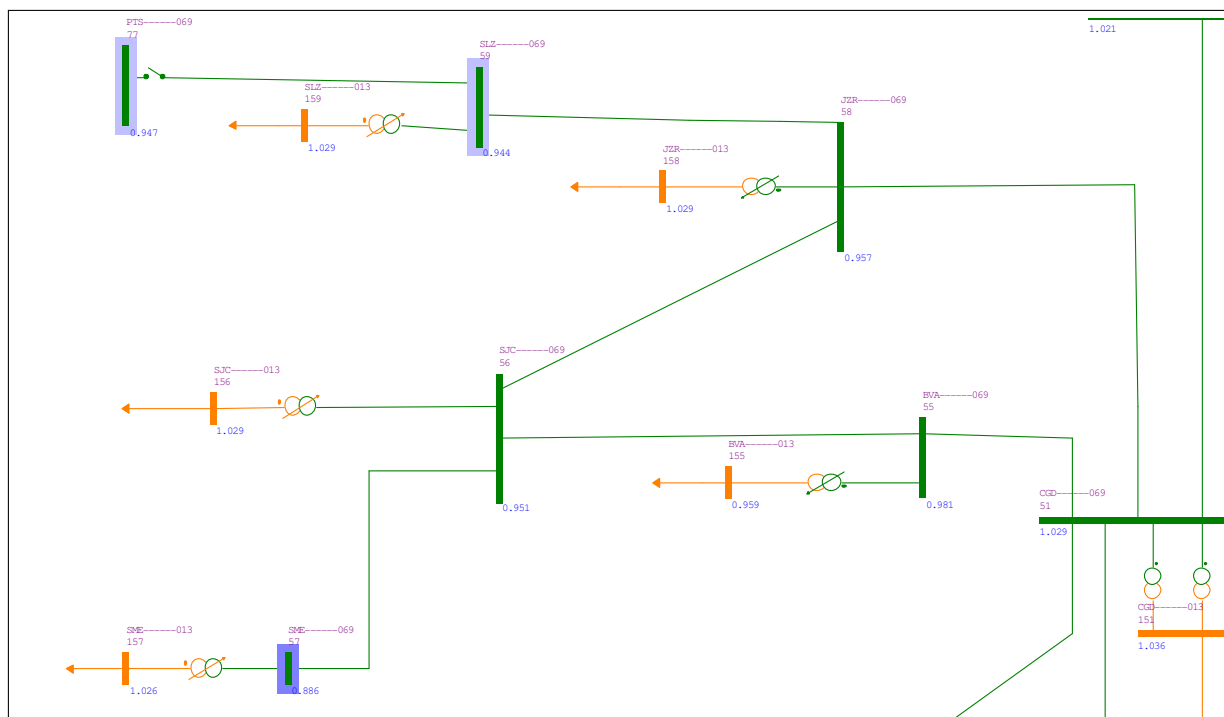


Figura 4.6 – Construção da LT entre as SE's Campina Grande II (CGD) e Juazeirinho (ZJR).

perdas técnicas devido à LT construída e devido a transferência de SLZ para a regional de CGD. Conforme pode ser observado, essa obra na rede de alta tensão proporcionou uma redução de 1077 MWh no mês, equivalendo a aproximadamente 13 GWh anual.

Tabela 4.9 – Redução na Perdas Técnicas Mensais e Anuais com a Construção da LT Entre Campina Grande II (CGD) e Juazeirinho (ZJR).

Redução na Perda Técnica Mensal (MWh)	1.077
Redução na Perda Técnica Anual (MWh)	12.924

4.4 Proposta de Operação do Sistema da Energisa Paraíba

O discente durante a realização do seu estágio na Energisa Paraíba, foi autor de uma proposta que trouxe ao CICOP a possibilidade de não somente calcular e analisar as perdas técnicas, mas também propor medidas que reduzam as perdas e maximize a eficiência do sistema, atividade essa que até então era realizada somente pelo setor de operação e planejamento sem, contudo, levar em consideração o critério de perdas técnicas como fator motivador de planejamento. Observando a configuração da rede de alta tensão da

Energisa Paraíba, o discente percebeu que uma mudança na operação do sistema poderia reduzir as perdas técnicas e melhorar a confiabilidade da rede.

Atualmente, a Energisa Paraíba compra energia da Chesf em sete pontos de suprimento, a saber: as subestações de Mussuré II, Goianinha, Santa Rita II, Pilões, Campina Grande II, Coremas e Santa Cruz, além dos pontos de suprimento das geradoras. A cada conjunto de subestações da Energisa Paraíba atendidas por um desses pontos de suprimento, denomina-se regional elétrica. É prática comum da empresa manter o sistema de tal forma que nunca uma subestação esteja ligada simultaneamente à duas regionais elétricas, o que ocasionaria uma operação das regionais em paralelo. Portanto, o sistema da Energisa Paraíba tende a ser radial, com exceção de algumas subestações onde há ligações em anéis, mas essas sempre são ligações locais e nunca envolvem regionais distintas. Tal prática da empresa facilita a operação do sistema, bem como a coordenação da proteção.

Apesar de o sistema da Energisa Paraíba não interligar regionais distintas em paralelo, a rede de alta tensão dispõe de linhas de transmissão que interligam todo o sistema e que são utilizadas para efeito de transferência de carga de um ponto de suprimento para outro. No entanto, essas linhas possuem seus disjuntores, religadores e chaves no estado normalmente aberto e, portanto, passam a maior parte do tempo desligadas.

A proposta descrita neste relatório consiste em interligar o sistema em anel através das linhas existentes, mas que operam em modo normalmente aberto. De tal forma, a impedância total da rede será menor e, portanto, as perdas técnicas menores, além de melhorar a distribuição de tensão do sistema e evitar cortes de cargas desnecessários na ocasião de contingências, pois os centros de cargas poderão ser supridos por diferentes linhas de transmissão.

Dentre as regionais elétricas da Energisa Paraíba, tem-se conhecimento que o transformador de Força de 230/69 kV de Coremas possui um defasamento angular de $+30^\circ$, enquanto os transformadores de força de 230/69 kV das demais regionais possuem defasamento angular de -30° . Por tal razão, o projeto se mostrou inviável nas interligações envolvendo a regional de Coremas, devido à limitação de defasamento angular. Também foi avaliada a possibilidade de interligar as regionais de Campina Grande II e Pilões, no

qual estudos de fluxo de potência preliminares mostraram que tal interligação provocaria uma sobrecarga em algumas linhas de transmissão da regional de Campina Grande II, sobretudo a LT entre as subestações de Campina Grande II e Catolé. A regional de Santa Cruz não possui pontos de conexão com as demais regionais, portanto foi descartada na análise. Em seguida, avaliou-se a possibilidade de interligar as regionais de Mussuré II, Santa Rita II e Goianinha, cuja proposta é discutida em detalhes a seguir.

Na Figura 4.7 é mostrado o diagrama eletrogeográfico até 230kV envolvendo as subestações Mussuré II, Santa Rita II e Goianinha. Na Figura 4.8 é mostrada a legenda do diagrama. Como pode ser observado, as subestações Mussuré II, Santa Rita II e Goianinha são ligadas em anel no sistema de 230kV e agora é proposto interligá-las no sistema de 69kV.

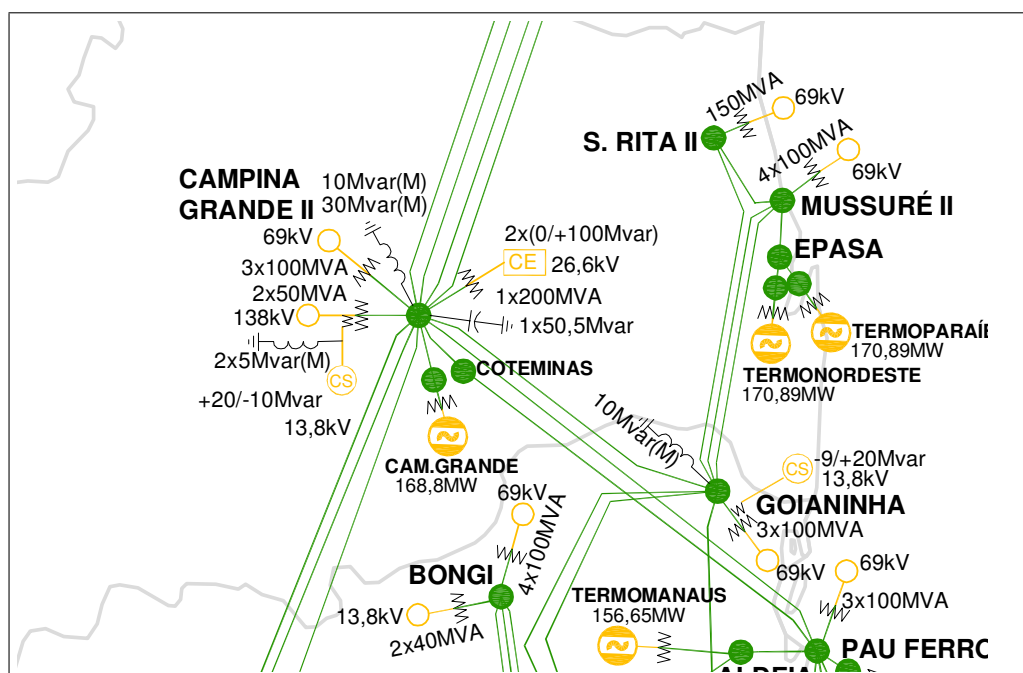


Figura 4.7 – Diagrama Eletrogeográfico de Trecho da Rede de Alta Tensão da Paraíba e Pernambuco (ONS, 2014).

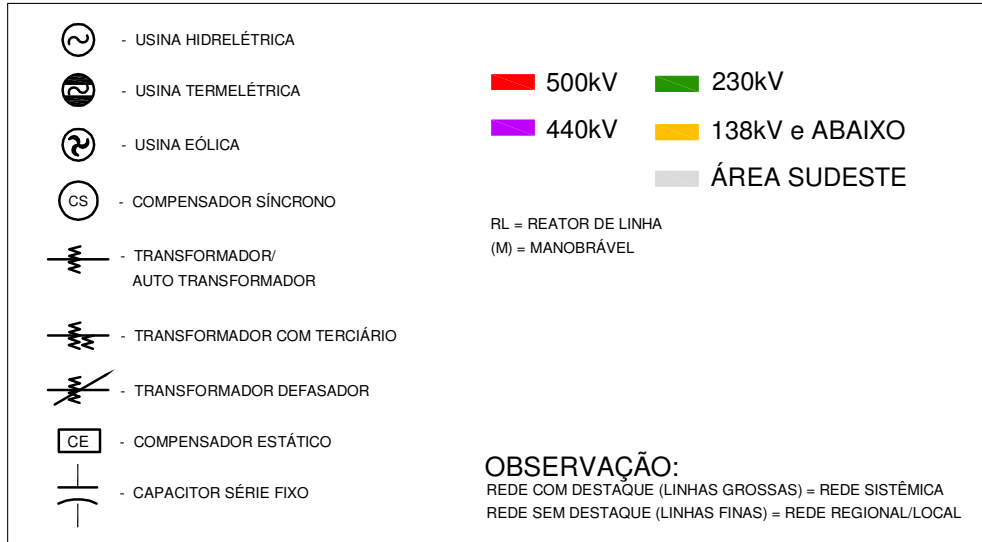


Figura 4.8 – Legenda do Diagrama Elétrico (ONS, 2014).

Na Figura 4.9 é apresentado o diagrama elétrico das regionais leste da Energisa Paraíba, em 69 kV. Em destaque estão os nomes das subestações pertencentes a Chesf, a partir das quais realiza-se o comércio de energia. Os quadrados representam os disjuntores ou religadores do sistema, sendo os em vermelho aqueles operando em fechado e os em branco operando em aberto. Também é possível ver chaves nos seus modos abertos e fechados. Nos pontos indicados por círculos em azul, são os pontos onde é proposto fechar os disjuntores, religadores ou chaves a fim de interligar as regionais Mussuré II (MRD), Santa Rita II (SRD) e Goianinha (GNN). O sistema passaria a ser interligado entre MRD e SRD através da linha que interliga as duas subestações e através de ILB; entre SRD e GNN através da linha que supre DIS; e entre MRD e GNN através da linha que liga MRD a RPT e da linha que liga GNN a CDE.

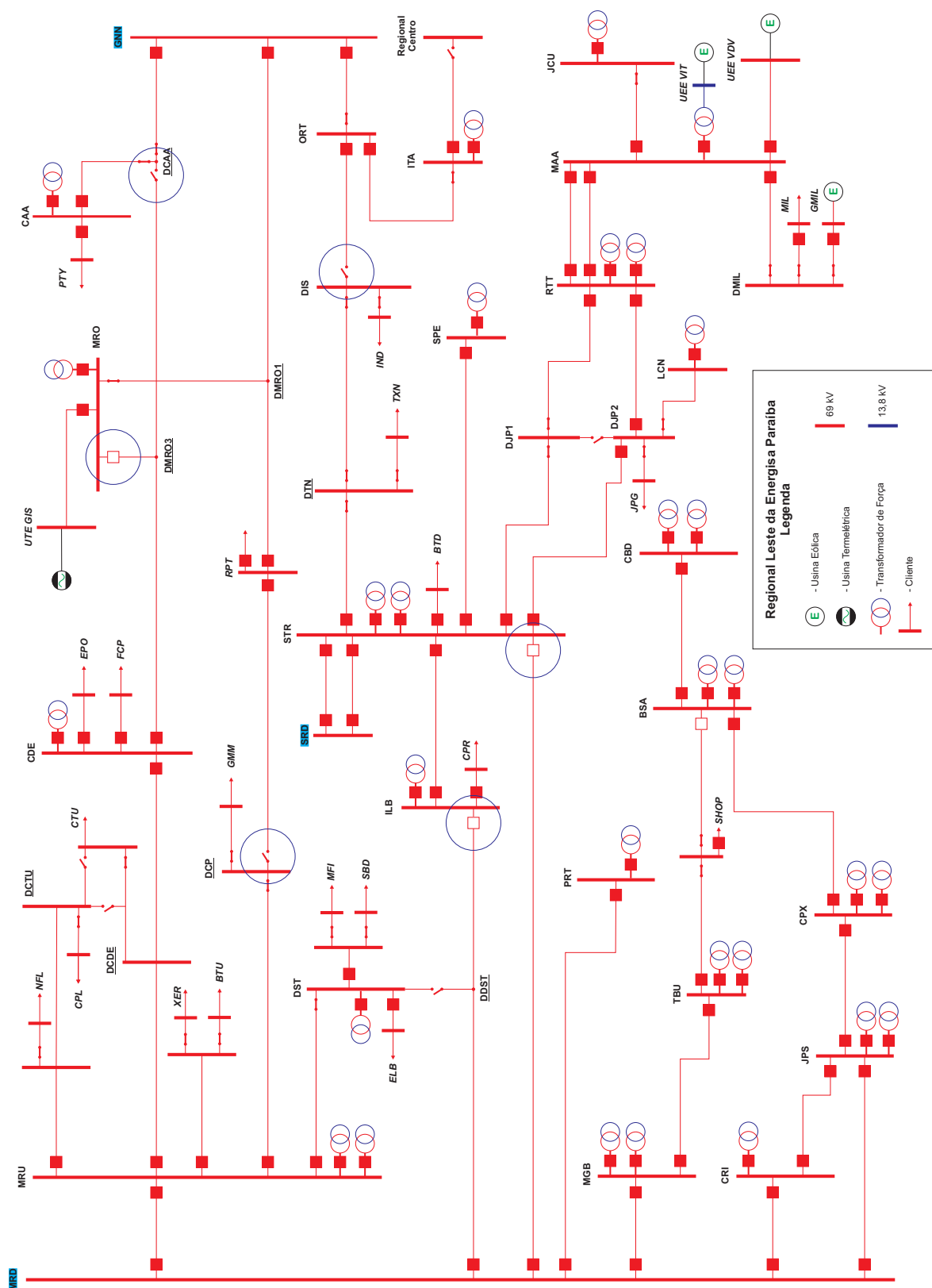


Figura 4.9 – Diagrama Elétrico Operacional das Regionais Leste.

4.4.1 Avaliação Técnica

Com a interligação das regionais Mussurú II, Santa Rita II e Goianinha, o sistema passa de uma operação radial para uma operação em anel. Tal operação do sistema melhora os níveis de tensão nas barras, ocasionando uma distribuição de tensão mais igualitária. Além disso, a impedância total do sistema diminui, haja vista a operação em paralelo das LTs, provocando uma redução nas perdas técnicas. No entanto, a ligação das regionais leste alteram a topologia do sistema considerado, e, portanto, exigem que estudos de Regime Permanente, Regime Transitório, Estabilidade Eletromecânica e Coordenação de Proteção sejam realizados a fim de avaliar o impacto, no SIN, devido à mudança da topologia do sistema, conforme exigência dos Procedimentos de Rede do ONS. Também deverá ser avaliado o impacto no sistema da Energisa Paraíba e quaisquer investimentos necessários para adequação da proposta. A seguir será discutido em detalhes os estudos necessários.

Regime Permanente

A operação do sistema interligado provoca uma redistribuição das cargas entre as LTs da Energisa Paraíba e entre os transformadores de 230/69 kV da Chesf, nas subestações envolvidas. Os níveis de curto-circuito do sistema também deverão ser alterados, pois, na ocasião de uma falta, a mesma será suprida por diferentes caminhos e em um sistema de menor impedância. Em caso de contingência, como perda de LTs ou transformadores de força, haverá uma resposta do sistema diferente em relação à configuração vigente. Por tais razões, deve-se realizar os seguintes estudos de Regime Permanente, a fim de avaliar adequadamente a proposta de interligação das regionais leste:

1. Avaliação dos carregamentos a que serão submetidos as LTs do sistema de 69 kV e os transformadores da Rede Básica do SIN, considerando a redistribuição de carga no sistema. Essa avaliação pode implicar na superação da capacidade dos equipamentos e/ou necessidade de revisão dos valores contratuais.
2. Avaliação dos níveis de curto-circuito trifásico e monofásico, particularmente nos setores de 69 kV, verificando-se a adequação da capacidade dos equipamentos (TCs, disjuntores, religadores, chaves seccionadoras, etc) aos novos valores de curto-circuito.

3. Avaliação das contingências simples dos principais circuitos que teriam influência sobre a configuração proposta. Em casos especiais, poderão ser analisadas contingências múltiplas, se forem críticas na nova topologia do sistema.

Regime Transitório

Devido a mudança de operação do sistema de uma configuração radial para uma configuração em anel, haverá variação nos níveis de transitórios eletromagnéticos. Por tal razão deverá ser realizado estudos de superação da capacidade dos equipamentos devido aos novos valores de transitórios eletromagnéticos. Deverá ser dada especial importância para os níveis de Tensão de Restabelecimento Transitória (TRT), para curtos-circuitos monofásicos e trifásicos, nos principais elementos de chaveamento das interligações entre regionais, devido ao aumento dos níveis de curto-circuito e corrente de defeito com contribuição bilateral.

Estabilidade Eletromecânica

Os estudos da estabilidade eletromecânica de sistemas elétricos de potência estão relacionados à análise do comportamento desses sistemas após distúrbios. Como resultado desses distúrbios, que usualmente são decorrentes de contingências na rede elétrica, o sistema sai do ponto de operação estável que se encontrava e tende a se acomodar em outro ponto de operação. As unidades geradoras são submetidas a acelerações e desacelerações que podem provocar danos mecânicos aos geradores ou perda de sincronismo com o sistema. Portanto, devido à presença das UTE Termonordeste e Termoparaíba, totalizando uma potência instalada de 341,5 MW, conectadas ao barramento de 230 kV de Mussuré II, e a presença de aproximadamente 60 MW de Geração Eólica conectadas ao barramento de 69 kV de Santa Rita II, é justificável realizar estudos de estabilidade eletromecânica a fim de avaliar o comportamento dinâmico do sistema na configuração interligada.

Segundo recomendação do ONS, nos procedimentos de rede do ONS no Submódulo 23.3 - Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos (??), os estudos dinâmicos devem determinar os valores máximos permitidos para a diferença de tensão, ângulo e frequência entre as barras envolvidas no fechamento de paralelo, de modo a se evitarem esforços

superiores aos permitidos nas unidades geradoras. Os valores de referência são:

- máxima diferença de frequência igual a 0,2Hz;
- máxima diferença de tensão igual a 10% da tensão nominal de operação; e
- máxima defasagem angular igual a 10 graus.

Também deverá ser verificada a variação instantânea da potência ativa ΔP da unidade geradora, em relação a potência nominal aparente, a fim de evitar oscilações torcionais que provoquem danos mecânicos aos geradores. Em caso de contingência, deverá ser verificado se o sistema permanece estável para aberturas intempestivas com ou sem a aplicação de curtos-circuitos monofásicos, ainda que haja a perda de algum dos elementos do sistema de transmissão.

Coordenação da Proteção

A operação do sistema em anel torna a coordenação da proteção mais complexa, devido ao risco de uma contingência provocar um efeito em cascata e desligar um número maior de cargas. Portanto, é necessário realizar uma nova coordenação da proteção, no qual atenda de forma simultânea aos requisitos de seletividade, sensibilidade e velocidade, preservando ao máximo a integridade do sistema e a continuidade do serviço, observando-se as limitações de custo.

Devido à operação em anel, para atender o critério de seletividade será necessário substituir as proteções de sobrecorrente de fase ¹ dos terminais das linhas que compõem o eixo de interligação, por proteções de sobrecorrente direcionais de fase ². Por outro lado, a maioria das subestações da Energisa Paraíba já dispõem de relés digitais, que podem ser configurados como relés de sobrecorrente direcionais. No entanto, talvez seja necessário realizar investimentos em teleproteção ³ a fim de manter uma temporização adequada dos

¹Um relé de sobrecorrente de fase é um dispositivo que atua quando a magnitude da corrente do circuito supera o valor de operação do relé, independente do sentido da corrente.

²Um relé de sobrecorrente direcional de fase é um dispositivo que atua quando a magnitude e a defasagem angular da corrente do circuito, em relação a uma determinada grandeza de referência, acham-se dentro de uma faixa de valores predeterminada. Portanto, este relé verifica a grandeza e a direção da corrente e só atua caso sejam superados os valores especificados para operação do relé.

³A teleproteção é um sistema de proteção de linhas de transmissão no qual um canal de comunicação permite a troca de informações entre elementos de proteção que estejam fisicamente distantes, permitindo uma atuação mais seletiva sem comprometer a temporização adequada destes elementos.

relés e garantir os critérios de seletividade. Os estudos de proteção devem apresentar as adequações necessárias.

Também deverá ser realizada a coordenação de proteção de fronteira, a qual precisa ser aprovada pela transmissora Chesf, conforme procedimento atual vigente.

Demais Considerações

Para a avaliação da viabilidade técnica e financeira da proposta de interligação das regionais leste, deve-se verificar quaisquer limitações que inviabilizem a execução do projeto. Caso o projeto seja viável, deve-se realizar o cálculo da redução das perdas técnicas devido à topologia proposta do sistema e o retorno financeiro nos anos subsequentes a efetivação da proposta. Em seguida, deve-se considerar os investimentos necessários para mitigação das possíveis limitações técnicas, tais como substituição de equipamentos devido à superação de capacidade ou investimentos em teleproteção, caso necessário. Ao fim do processo descrito, deve ser realizada a avaliação técnica e financeira do projeto, comparando os ganhos financeiros e técnicos com os custos associados.

4.4.2 Cálculo das Perdas Técnicas

Metodologia de cálculo para apuração das perdas técnicas

Para a realização do cálculo das perdas técnicas associadas à proposta de interligação das regionais leste, foram necessários:

1. Obter no departamento de operação da Energisa Paraíba os dados da configuração da rede no padrão do programa ANAREDE;
2. Realizar um levantamento das curvas horárias de carga (em MWh) de todas as barras envolvidas no estudo, para todos os dias do mês de dezembro do ano de 2013. Uma curva de carga típica é mostrada na Figura 4.10.
3. Obter no departamento de planejamento da Energisa Paraíba a previsão do aumento das cargas de todas as subestações, para os anos de 2014, 2015, 2016, 2017 e 2018.

Tendo obtido a configuração da rede e realizado o levantamento das curvas de carga no sistema e das previsões de aumento das cargas, algumas premissas de cálculo

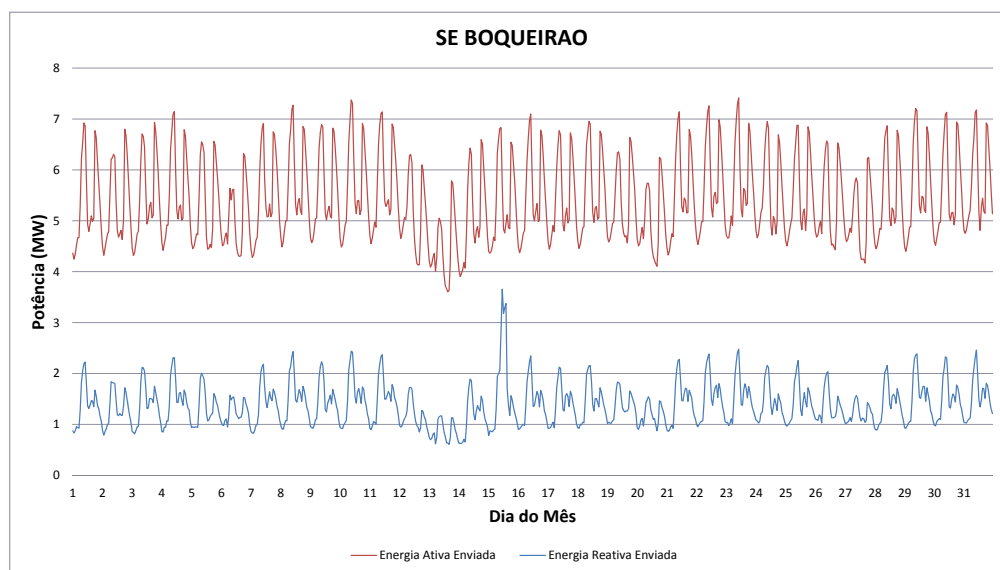


Figura 4.10 – Exemplo de Curva de Carga Mensal.

precisaram ser adotadas para o estudo. Optou-se, portanto, realizar simulações com 24 patamares de carga, cada qual para uma hora do dia, os quais foram obtidos mediante a média da curva de carga de cada subestação para a hora considerada. Por exemplo, para o patamar de carga referente às 19h, e considerando a curva de carga do mês de dezembro, o patamar de carga foi obtido pela média de toda a demanda na barra considerada durante os 31 dias do mês às 19h.

Com as demandas médias em cada barra do sistema para as 24 horas do dia, a apuração do impacto nas perdas técnicas da nova proposta de operação do sistema foi obtida mediante simulação da configuração vigente e proposta. A diferença nas perdas técnicas é o impacto previsto. Para totalizar a redução anual nas perdas técnicas, o resultado obtido para os 24 patamares de carga foram multiplicados pelo número de dias do ano. Portanto, a metodologia adotada assume uma curva de carga, ao longo do ano de 2014, igual a média horária obtida para o mês de Dezembro 2013. A premissa adotada não contempla as variações das curvas de carga nas subestações ao longo do ano, mas baseia-se em valores médios. No entanto, premissas semelhantes são adotadas para diversas medidas de planejamento nas empresas do setor elétrico.

Também foi realizada uma previsão do benefício da nova operação do sistema para os horizontes de 2015, 2016, 2017 e 2018. Para isso foram obtidas as previsões de

crescimento das cargas para todas as subestações da Energisa, para os anos supramencionados, e foram realizadas simulações com os 24 patamares acrescidos do crescimento previsto das cargas, para cada subestação.

Resultados

Na Tabela 4.10 é apresentada a redução nas perdas técnicas para a operação proposta do sistema, considerando um período compreendido entre os anos de 2014 a 2018.

Tabela 4.10 – Redução nas Perdas Técnicas Devido a Nova Configuração na Rede AT.

Ano	Benefício (GWh)
2014	3,60
2015	3,77
2016	4,02
2017	4,49
2018	5,01
Total	20,89

Conforme resultados obtidos no estudo, essa interligação representa, em um horizonte de 5 anos, uma redução de aproximadamente 20,9 GWh nas perdas técnicas.

Atualmente o projeto de interligação das regionais leste da Energisa Paraíba está em fase de planejamento junto ao ONS, para subsequente avaliação dos gestores.

Capítulo 5

Conclusões

Através da realização do estágio integrado na empresa Energisa Paraíba, como requisito para a obtenção do grau de bacharel em engenharia elétrica, o discente desenvolveu habilidades importantes para a sua formação acadêmica e profissional. Durante o período do estágio, o aluno teve a oportunidade de trabalhar em um ambiente empresarial, desenvolver habilidades de trabalho em equipe, participar de reuniões corporativas, conhecer o sistema de transmissão, medição e georreferência da Energisa Paraíba, bem como aprender o modo de operação desse sistema. Também foi possível aprender a realizar o cálculo e análise de perdas técnicas em sistemas de energia e utilizar os softwares de fluxo de potência Anarede e Pertec.

O discente também trouxe retornos para a empresa, tais como o cálculo das perdas técnicas. Além dessa atividade típica do engenheiro de análise de perdas, o discente propôs inovações para a empresa, tais como o cálculo do impacto nas perdas técnicas de obras realizadas na rede de alta tensão utilizando metodologia diferente da que vinha sendo realizada, e uma proposta de melhoria na operação do sistema visando uma redução nas perdas técnicas. Dentre essas propostas, a primeira foi encaminhada para discussão junto aos departamentos de planejamento da empresa, a fim de discutir a aplicação da metodologia nos estudos de planejamento. A segunda proposta trouxe uma previsão de redução nos custos operacionais do sistema, em um horizonte de 5 anos, estimada em 20,9 GWh, e está em fase de estudo junto ao ONS e aos departamentos de planejamento e operação da Energisa Paraíba. Portanto, o estágio realizado pelo discente trouxe contribuição para a sua formação e para a empresa.

Para o exercício das atividades desempenhadas na empresa, os conhecimentos obtidos no curso de Engenharia Elétrica da UFCG foram fundamentais, sobretudo os conhecimentos obtidos nas disciplinas de Circuitos Elétricos 1, Circuitos Elétricos 2, Sistemas Elétricos, Análise de Sistemas Elétricos e Equipamentos Elétricos.

Referências Bibliográficas

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST: Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição*. [S.l.], 2013.
- CAVELLUCCI, C. *Buscas Informadas Baseadas em Grafos para a Minimização das Perdas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. Tese (Doutorado) — Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 1999.
- CCON, C. C. d. O. N. . N. Determinação de perdas em sistemas de distribuição. *XI SENDI*, Setembro 1992.
- CODI, C. d. D. *Método para Determinação, Análise e Otimização das Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição*. [S.l.], 1996. Doc. Técnico CODI-3.2.19.34.0.
- ENERGISA. *Perfil corporativo e estrutura societária*. 2013. Disponível em: <<http://www.investidores.grupoenergisa.com.br>>. Acesso em: 28/12/2013.
- FLATEN, D. L. Distribution system losses calculated by percent loading. *Power Systems, IEEE Transactions on, IEEE*, v. 3, n. 3, p. 1263–1269, 1988.
- GRAINGER, J.; KENDREW, T. Evaluation of technical losses on electric distribution systems. In: IET. *Electricity Distribution, 1989. CIRED 1989. 10th International Conference on*. [S.l.], 1989. p. 488–493.
- MÉFFE, A. *Metodologia para Cálculo de Perdas Técnicas por Segmento do Sistema de Distribuição*. Dissertação (Mestrado) — Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, 2001.

- ONS. *Rede de Operação Sistêmica das Regiões Norte/Nordeste*. 2014. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/mapas_rede_operacao/n_ne/DU-CT.NNE-01_r116.pdf>. Acesso em: 10/03/2014.
- POVEDA, M. A new method to calculate power distribution losses in an environment of high unregistered loads. In: IEEE. *Transmission and Distribution Conference, 1999 IEEE*. [S.l.], 1999. v. 2, p. 609–614.
- SOUZA, B. A. Distribuição de energia elétrica. Apostila do Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande. 1997.
- SUN, D.; ABE, S.; SHOULTS, R.; CHEN, M.; EICHENBERGER, P.; FARRIS, D. Calculation of energy losses in a distribution system. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on, IEEE*, n. 4, p. 1347–1356, 1980.