

METODOLOGIA PARA ANÁLISE DO BALANÇO ENERGÉTICO USANDO ESTIMADOR DE ESTADOS E MEDIÇÃO EM TEMPO REAL

Angélica Felipe da Silva, UFSM, Fone +55 51993436247, E-mail: angelicafdasilva@gmail.com

Daniel Pinheiro Bernardon, UFSM, Fone +55 5532208792, E-mail: dpbernardon@ufsm.com

Alzenira da Rosa Abaide, UFSM, Fone +55 5532208792, E-mail: alzenira@ufsm.com

Maicon Jaderson da Silveira Ramos, UFSM, Fone +55 5135907532, E-mail: maicon.ramos@aes.com

Daniel Sperb Porto, UFSM, Fone +55 5135796440, E-mail: daniel.porto@aes.com

Resumo

O conceito de redes elétrica inteligentes vem alimentando diversas pesquisas na área em que se busca uma nova concepção das redes elétricas existentes tornando-as assim cada vez mais robustas. Para tanto espera-se uma mudança na forma de como se gerencia e se relaciona com os sistemas e suas diferentes áreas. Essa alteração acarreta no desenvolvimento de diversos aspectos que estão presentes em um novo conceito de operação, planejamento e controle dos sistemas elétricos. Visando o gradual monitoramento e automação das redes elétricas é necessário o desenvolvimento de aplicações que melhorem o uso desses recursos. Dentro dessas aplicações este presente o uso de estimador de estados a fim de proporcionar o conhecimento do estado elétrico da rede em tempo real de forma mais precisa, bem como, a utilização de conceitos de medição em tempo real para que juntos componham uma base de dados que pode ser utilizada para a análise do balanço energético do sistema elétrico de potência. Portanto, este trabalho propõe uma metodologia para análise do balanço energético de redes de distribuição utilizando os conceitos do estimador de estados e de medições em tempo real. A ferramenta também pode ser utilizada de apoio na identificação de não conformidades de medidores, identificação de erros entre medidas obtidas a partir de leituras e medidas calculadas pelo estimador em cada equipamento, além de proporcionar um melhor aproveitamento das medições disponíveis.

Palavras-chave – Balanço Energético, Medição em Tempo Real, Estimador de Estados, Perdas Técnicas, Perdas Não-Técnicas.

1. Introdução

Com o advento das redes elétricas inteligentes, espera-se uma nova concepção para operação e planejamento dos sistemas elétricos, mudando a forma de como se gerencia e se relaciona com os sistemas. O termo redes elétricas inteligentes, também denominadas *Smart Grid*, é utilizado como forma de caracterizar uma série de técnicas, metodologias e procedimentos que procuram responder as novas demandas e desafios dos Sistemas Elétricos de Potência (SEP). Para se colocar em prática os diversos conceitos considerando as redes elétricas inteligentes, como por exemplo, a geração distribuída, a medição eletrônica, os sistemas de automação e comunicação para redes de distribuição, diversas transformações na forma de como é realizado o planejamento, operação e controle dos sistemas elétricos de potência devem ser realizadas.

Os recursos oriundos da modernização das redes de distribuição e avanços tecnológicos representam diversas vantagens nos Sistemas Elétricos de Potência, tais como, rápido processamento e troca de informações entre os dispositivos da rede com o monitoramento e controle em tempo real, a alternativa de criação de sistemas mais robustos e confiáveis, além da facilidade para a integração de estruturas da rede. Considerando este cenário, supõe-se uma modernização gradual das redes através da ampliação do monitoramento remoto de subestações, instalação de medidores inteligentes nos consumidores, além da instalação de equipamentos com funções de monitoramento de grandezas elétricas.

As informações em tempo real dos sistemas de gerenciamento e operação da distribuição poderão ser utilizadas para aperfeiçoamento dos processos atuais de operação da rede em que se faz necessário o desenvolvimento de aplicações que otimizem o uso destes recursos. Um deles é a aplicação do estimador de estados, de modo a proporcionar o conhecimento do estado elétrico da rede em tempo real de forma mais precisa. Adicionalmente neste cenário também são abordados os conceitos de medição em tempo real através do estabelecimento de uma comunicação bidirecional, onde os sistemas de leituras automatizados proporcionam uma utilização mais efetiva de dados, resultam em informações úteis obtidas através dos medidores inteligentes pelas concessionárias de energia

Aliados à essas leituras, tendo em vistas as medições de potência injetada em cada alimentador do sistema de distribuição, além das medições que podem ser utilizadas através de transformadores de potência, religadores automáticos e outros equipamentos telecomandados, todos esses aspectos quando analisados em conjunto compõem uma grande base de dados que pode ser utilizada para a análise do balanço energético do sistema elétrico de distribuição. A análise do balanço energético do sistema elétrico de potência envolve diversos conceitos, que quando corretamente avaliados, permitem obter, a partir da energia faturada e da energia fornecida, os montantes de energia perdida no processo de transmissão, transformação e distribuição de energia pelas concessionárias.

Assim, este trabalho propõe uma metodologia para análise do balanço energético de redes de distribuição utilizando um estimador de estados e medições em tempo real. A ferramenta também pode ser utilizada de apoio na identificação de não conformidades de medidores, identificação de erros entre medidas obtidas a partir de leituras e medidas calculadas pelo estimador em cada equipamento, além de proporcionar um melhor aproveitamento das medições disponíveis. As simulações serão realizadas utilizando um sistema teste real disponibilizada por uma distribuidora de energia.

Este artigo apresenta a seguinte estrutura: na seção 2 apresenta-se uma revisão sobre os conceitos envolvidos na realização deste estudo, tais como, estimador de estados, medição em tempo real, balanço energético e perdas elétricas. Na seção 3 é apresentada a metodologia aplicada neste artigo, bem como, o sistema utilizado no estudo de caso e os resultados obtidos através da simulação são apresentados, respectivamente nas seções 4 e 5. Finalmente, as conclusões e principais observações são apresentadas na seção 6.

2. Caracterização do Problema

A partir do desenvolvimento de pontos importantes na infraestrutura de redes de comunicação, automação e monitoramento dos equipamentos serão permitidos o desenvolvimento de aplicações que melhorem o uso de diversos recursos. Dentro dessas aplicações este presente o uso de estimador de estados a fim de proporcionar o conhecimento do estado elétrico da rede em tempo real de forma mais precisa, bem como, a utilização de conceitos de medição em tempo real para que juntos componham uma base de dados que pode ser utilizada para a análise do balanço energético do sistema elétrico de potência

Nesta seção são abordados diversos conceitos importantes para a elaboração deste estudo, tais como, estimação de estados, medições em tempo real, balanço energético e perdas elétricas. Além de análises a fim de possibilitar a correta aplicação da ferramenta desenvolvida.

2.1 – Estimador de Estados

O estimador de estados propicia uma série de análises dos sistemas elétricos, como obtenção da curva de consumo de energia elétrica de unidades consumidoras, identificação de medições não conformes, detecção de falhas, balanço energético, entre outros. Como o objetivo principal deste trabalho não é o desenvolvimento de um algoritmo de estimação de estados, mas sim o uso de um estimador previamente desenvolvido juntamente com as medições em tempo real como ferramenta que possibilite a análise do balanço energético.

Para tanto utiliza-se *softwares* para cálculo da estimação de estados que são ferramentas computacionais para estimação de estados e cálculo do fluxo de potência em redes de distribuição, considerando as especialidades envolvidas na aplicação das redes elétricas inteligentes. Algumas dessas ferramentas são concebidas para que seja permitido que outras funcionalidades sejam agregadas ao aplicativo. Os *softwares* permitem aos usuários simular ações na rede, verificando o impacto nos indicadores, sem que essas ações sejam realmente realizadas nos dispositivos da rede.

Alguns dos principais requisitos desses *softwares* para cálculo da estimação de estados são: comunicação com todos os dispositivos inteligentes do sistema elétrico, ter a disposição um estado fiável do sistema, e quando isto não for possível deverá possuir um modo de operação em emergência, possuir um processamento centralizado que permita que dispositivos tenham acesso às funções do sistema de forma integral, possibilitar aos engenheiros de operação simularem decisões de operação e verificarem o comportamento da rede, em caráter permanente, analisarem o estado passado do sistema e a inclusão de restrições e a definição de prioridades para a tomada de decisões autônoma do sistema.

Os sistemas de gerenciamento de energia para operação em tempo real de redes de distribuição permitem, a partir da análise de indicadores e alarmes, comandar equipamentos, tais como, fontes de geração distribuída, bancos de capacitores, reguladores de tensão, chaves telecomandadas, entre outros. A partir destes sistemas de gerenciamento podem ser realizadas adaptações que permitissem também a sua utilização no processamento de medições remotas a fim de permitir a realização do balanço energético dos sistemas elétricos de potência.

Na utilização e elaboração de *softwares* para cálculo da estimação de estados, algumas alterações nas metodologias clássicas do Estimador de Estados podem ser realizadas objetivando um rápido processamento do algoritmo para que seja possibilitado a execução em tempo real em grandes e complexas redes de distribuição brasileiras. Nos estimadores geralmente são considerados funções acessórias que possibilitam a detecção de erros de medidas, detecção de erros topológicos e localização de medidores através de uma abordagem multi-criterial. Essas funções são baseadas em informações originadas do processo de estimação que utilizando variâncias e resíduos da estimação possibilitam análises de precisão do resultado, inclusive possibilitam presumir a existência de erros.

Neste contexto o algoritmo de *softwares* para cálculo da estimação de estados multi-área podem ser adaptados a realidade das redes de distribuição, associando um algoritmo de divisão de redes radiais em áreas que são analisadas individualmente. Além da utilização de métodos próprios para garantir o sincronismo e comunicação eficientes em uma estrutura de processamento que pode ser facilmente distribuída e que possui um nível de precisão semelhante a estimação de estado convencional.

2.2 – Medição em Tempo Real

Avanços nas tecnologias de automação, informação e comunicação vem impulsionando a implementação das redes elétricas inteligentes sob a justificativa de uma maior possibilidade de integração dos equipamentos da rede e também pela mudança no formato de como os serviços relacionados à energia elétrica são conduzidos atualmente. De acordo com este aspecto são incluídas diversas questões, tais como, medição, automação das redes, geração distribuída, entre outros.

A medição é uma peça importante para a implementação das redes elétricas inteligentes considerando o fato de que medidores inteligentes englobam todos os elementos necessários para medição e comunicação entre consumidores e concessionárias ou fornecedores. Neste caso há o estabelecimento de uma comunicação bidirecional que permite, por exemplo, uma utilização mais efetiva de dados tornando viável a medição em tempo real e recebimento de comandos por parte da concessionária de energia. Medições remotas, a detecção de falhas ou diagnóstico de leituras são algumas das vantagens associadas ao uso de medidores inteligentes.

As informações provenientes do uso de medidores inteligentes serão essenciais para uma estimação mais precisa do estado da rede uma vez que a medida da energia consumida mensal, bem como, a demanda instantânea, os níveis de tensão, criação de perfil do consumidor, detecção rápida de faltas na medição, reestabelecimento rápido e detecção de perdas técnicas estarão disponíveis para auxiliar o monitoramento do sistema elétrico. Todas essas informações, juntamente com a criação de bancos de dados de consumo apurados para estudos de perfis e estimação da demanda, ajudarão na tomada de decisão na operação dos sistemas de modo a maximizar a eficiência e evitar sobrecargas que possam ocorrer no sistema.

Existem diversos desafios tecnológicos ligados ao uso de medidores inteligentes. Entre esses desafios podemos considerar a necessidade de padronização da comunicação e das interfaces entre dispositivos na implantação como um dos maiores, além de questões de segurança que garantam que somente dispositivos autorizados possam ter acesso às informações da rede.

2.3 – Localização e número de medidores

A localização e quantidade de medidores torna-se uma questão importante quando relacionada a estimação de estados devido à baixa relação de medidas reais e pseudo-medidas nas redes de distribuição, pressupondo-se que um dos requisitos importantes é a existência de um estado confiável da rede para o sistema de informação, monitoramento e operação. No cenário de transição para as redes elétricas inteligentes existirão medidas em tempo real para os sistemas de distribuição, porém nem todas as medidas necessárias para o completo monitoramento estarão disponíveis. Ainda sobre os sistemas de distribuição é

importante ressaltar que em virtude de suas peculiaridades a rede não será completamente observável somente por medidas em tempo real uma vez que isto seria economicamente inviável pelo menos a curto e médio prazo. Justamente por isso, a observabilidade será garantida através de pseudo-medidas obtidas de dados históricos e métodos direto para a obtenção da curva de carga.

Para compor o sistema de medidas remotas no sistema, é interesse por parte das concessionárias de energia, a instalação de equipamentos de automação, tais como, chaves telecomandadas, religadores, banco de capacitores e reguladores de tensão, para que esses equipamentos funcionem como um medidor além da sua função específica. Nesse âmbito também podem ser utilizadas além da medição através de equipamento telecomandados, medições de potência injetada nos alimentadores e medições de transformadores de potência para compor uma base de dados que pode auxiliar no balanço energético do sistema de distribuição.

Sobre este aspecto é importante destacar que a localização e quantidade de medidores não podem ser tratados somente sob o critério de aumento da precisão do estimador de estado, mas também sob outras perspectivas. Com o uso de equipamentos que associem funções de automação com a medição em tempo real e de medidores inteligentes é possível reduzir indicadores de confiabilidade, além, da possibilidade de reconfiguração, controle de tensão, controle de fator de potência, entre outros, obtendo assim um melhor monitoramento e operação da rede.

A localização dos medidores pode ser abordada através da utilização de um método multicritério possibilitando inclusive a avaliação de diferentes equipamentos sob a ótica da importância de cada critério de avaliação. Alguns indicadores podem ser utilizados na avaliação multicritério da localização de equipamentos de automação que forneçam dados para a medição, tais como, aumento da precisão na Estimção de Estado, custo do equipamento, aumento da confiabilidade, redução de perdas, melhoria no nível de tensão.

2.4 – Balanço Energético e Perdas Elétricas

Por definição balanço energético ou balanço de energia é a contabilização do montante de energia elétrica injetada, transferida/fornecida e/ou perdida em um dado trecho do sistema elétrico de potência, respeitando assim o princípio de conservação energia. Sobre o balanço energético é importante a abordagem das perdas elétricas totais ou globais, determinadas pela diferença entre o total da energia injetada e o total de energia regularmente fornecida. No setor elétrico, em especial para os sistemas de distribuição, a redução das perdas de energia elétrica representa um dos grandes desafios das concessionárias, considerando o fato de que as perdas elétricas significam um custo econômico indesejável às empresas e aos consumidores devido ao consumo desnecessário. As perdas elétricas totais ou globais são segmentadas em duas classes, sendo elas, perdas técnicas e perdas não técnicas.

As perdas técnicas nos sistemas elétricas são caracterizadas a partir da quantidade de energia elétrica dissipada entre os suprimentos de energia da distribuidora e os pontos de entrega nas instalações das unidades consumidoras ou distribuidoras supridas, podendo ser de origem térmica, dielétrica ou magnética. Ou seja, as perdas técnicas são inerentes ao processo de distribuição de energia e são causadas, por exemplo, na condição de carga devido a passagem de corrente elétrica nos elementos que compõem uma rede de distribuição e a vazão devido a excitação magnética do núcleo de transformadores. Alguns equipamentos do sistema elétrico de distribuição contribuem para as perdas técnicas e geralmente são desprezadas por serem suficientemente pequenas, tais como, perdas em medidores, ramais de ligação, equipamento de proteção e de manobra, reguladores de tensão, entre outros. Por outro lado, as perdas técnicas mais significativas ocorrem nos condutores primários, nos transformadores de distribuição e nos condutores secundários.

Ainda sobre as perdas técnicas, nos sistemas elétricos de potência as perdas de energia na rede primária são decorrentes do transporte da energia elétrica nos alimentadores em grandes proporções devido à resistência dos condutores, conexões e equipamentos. Causada pela corrente que flui nos condutores resultando assim na dissipação da energia elétrica em forma de calor, estabelecendo assim uma relação crescente do aumento de perdas com o aumento do carregamento dos alimentadores. Já as perdas de energia que ocorrem nos transformadores de distribuição são formadas pela soma de duas parcelas: perdas que ocorrem no núcleo do transformador (perdas a vazão) e perdas em carga que ocorrem nos

enrolamentos dos transformadores. As perdas de energia ativa e reativa na rede secundária é manifestada de forma semelhante à perda na rede primária, mas devido ao cadastro topológico insuficiente ou inexistente das concessionárias, torne-se difícil de se determinar.

As perdas não-técnicas ou perdas comerciais são referentes à energia entregue ao consumidor, mas não faturada ou faturada incorretamente. Sendo definidas a partir da diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, considerando todas as demais perdas associadas a distribuição de energia elétrica, tais como, ligações clandestinas, erros de medição, desvios de energia, avaria em equipamento de medição, erros de cadastro, entre outras. Normalmente essas perdas são associadas diretamente a gestão comercial da distribuidora em que são direcionados diversos recursos na fiscalização das redes de distribuição no desenvolvimento de ações de combate a perdas comerciais as distribuidoras. Buscando a diminuição do valor associado as perdas não-técnicas as distribuidoras de energia utilizam equipes que auxiliam na fiscalização das unidades consumidoras para que seja constatado irregularidades. Também são realizadas pelas concessionárias programas de regularização de diversas áreas para que seja realizado a legalização de unidades consumidoras gerando assim para as concessionárias gastos operacionais e altos investimentos.

A Agência Nacional de Energia Elétrica estabelece a metodologia, assim como, os procedimentos para obtenção das informações e dados necessários para cálculos das perdas dos sistemas de distribuição de energia. As principais informações necessárias para o cálculo das perdas na distribuição são: informações sobre dados físicos (redes, transformadores, reguladores, chaves e medidores). Também se considera dados de energia nas unidades consumidoras, geradores, transformadores de potência e nos alimentadores de média tensão, informações de balanço de energia (montantes de energia injetada e fornecida agregados para cada segmento do sistema de distribuição) e caracterização da carga;

Como procedimento de cálculo das perdas no sistema de distribuição, aplicando os diversos métodos de cálculos utilizados para a obtenção das perdas de energia em cada segmento do sistema de distribuição, são considerados: Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT): as perdas elétricas e nos equipamentos deste segmento são apurados através de dados obtidos do sistema de medição discriminadas entre nível de tensão dos subgrupos e relação de transformação desse sistema. Com a medição obtida é efetuado o cálculo das perdas em cada transformador de potência; Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT) e Sistema de Distribuição de Baixa Tensão (SDBT): as perdas elétricas e nos equipamentos deste segmento são obtidas pela aplicação do fluxo de potência, considerando assim transformadores de distribuição, ramais de ligação e medidores de energia associados ao alimentador.

3. Metodologia

Na metodologia proposta para análise do balanço energético de redes de distribuição foram considerados e adaptados diversos aspectos com o objetivo de apoio na identificação de não conformidades em medidores, identificação de erros entre as medidas obtidas em leituras e as medidas calculadas pelo estimador de estados, além de um melhor aproveitamento das medições disponíveis. Dentre os elementos considerados e adaptados estão o número de equipamentos telecomandados na rede de distribuição, número de medidas reais disponíveis, adequação e conversão de dados considerando a estrutura atual do sistema.

Também foram observados aspectos referentes a estimação do consumo através da demanda média registrada de cada consumidor devido aos diferentes calendários de medições, número mínimo de medidores para observabilidade das redes considerando que o monitoramento não satisfatório envolve a necessidade de mesclar medidas remotas reais com pseudo-medidas obtidas através de dados históricos e métodos diretos para a obtenção da curva de carga. Além de considerar fatores que proporcionam o menor tempo de resposta no multiprocessamento dos algoritmos de Consumo e Estimação de Estado.

Salienta-se que a metodologia permite diversas abordagens para análise do balanço energético, de acordo com o período de tempo considerado. Pode-se realizar a análise em tempo real, bem como para balanço mensal, ambos compatibilizando as medições de consumo e demanda com as calculadas pelo estimador de estados, identificando as perdas técnicas e perdas não técnicas, buscando assim um melhor direcionamento dos recursos na fiscalização das redes de distribuição.

Outros fatores importantes na aplicação dessa metodologia é a conciliação de grandes complexidades ligada ao número de medidas reais disponíveis, equipamentos telecomandados das redes de distribuição, cálculo de perdas técnicas e não técnicas, adequação e conversão de dados considerando a estrutura atual das distribuidoras, além de um tempo de resposta satisfatório que permita o monitoramento em tempo real.

Na Figura 1 é apresentado o fluxograma da metodologia proposta de acordo com a ordem que cada atividade deve ser executada e as possibilidades que cada situação oferece. De forma básica a metodologia desenvolvida calcula as perdas elétricas através do Estimador de Estados e através do balanço energético do sistema identifica a diferença entre os valores medidos, caracterizando essa diferença como perdas não técnicas das redes de distribuição.

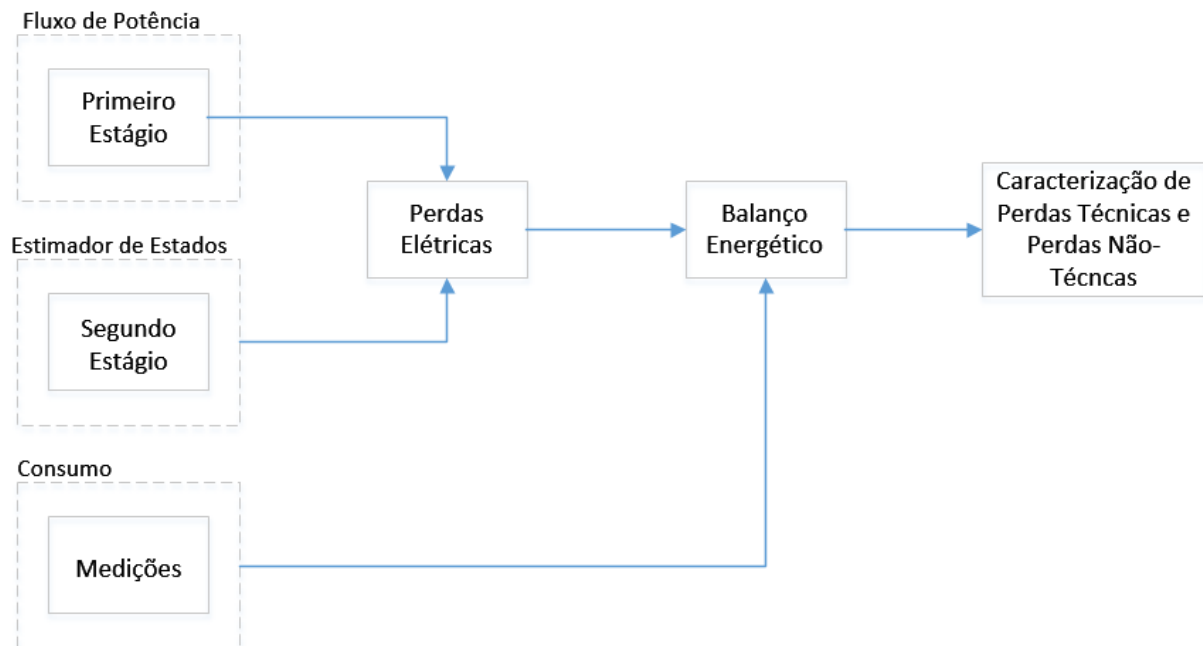


Figura 1 – Fluxograma da metodologia desenvolvida

No desenvolvimento da metodologia foi determinado a sua aplicação em dois estágios, descritos a seguir: Estágio 1: neste estágio análise realizada através do Fluxo de Potência para compatibilização das Perdas Técnicas e Não – Técnicas. Estágio 2: neste estágio, após a primeira etapa a análise será realizada através do algoritmo de Consumo e Estimação de Estados.

4. Estudo de Caso

No estudo de caso realizado foi considerado a metodologia proposta em seu primeiro estágio, considerando o uso do fluxo de potência para compatibilização das perdas técnicas e não-técnicas. As redes escolhidas para o desenvolvimento do trabalho é uma parte do sistema de distribuição da região Sul do Brasil no estado do Rio Grande do Sul. Este sistema está conectado à concessionária de energia RGE Sul através do alimentador 1 da subestação Esteio (EST-01) e do alimentador 2 da subestação Uruguaiana 3 (URU3-32). Estes alimentadores foram selecionados considerando a classificação das redes de distribuição em urbanas e rurais, sendo elas, urbana representada pelo alimentado EST-01 e rural representada pelo alimentado URU3-32.

4.1 – Dados da Rede

A Figura 2 apresenta a topologia da rede de distribuição do alimentador 1 da Subestação Esteio. O alimentador EST-01 possui 47 transformadores e circuitos de distribuição, potência de saída do alimentador de 1,49 MVA com tensão de 23,1 kV.

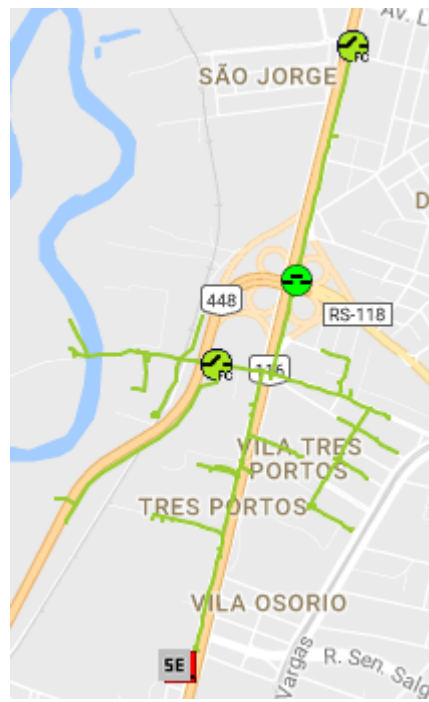


Figura 2 – Topologia da rede de distribuição EST-01

A Figura 3 apresenta a topologia da rede de distribuição do alimentador 2 da Subestação Uruguaiana 3. O alimentador EST-01 possui 110 transformadores e circuitos de distribuição, potência de saída do alimentador de 2,32 MVA com tensão de 23,1 kV.

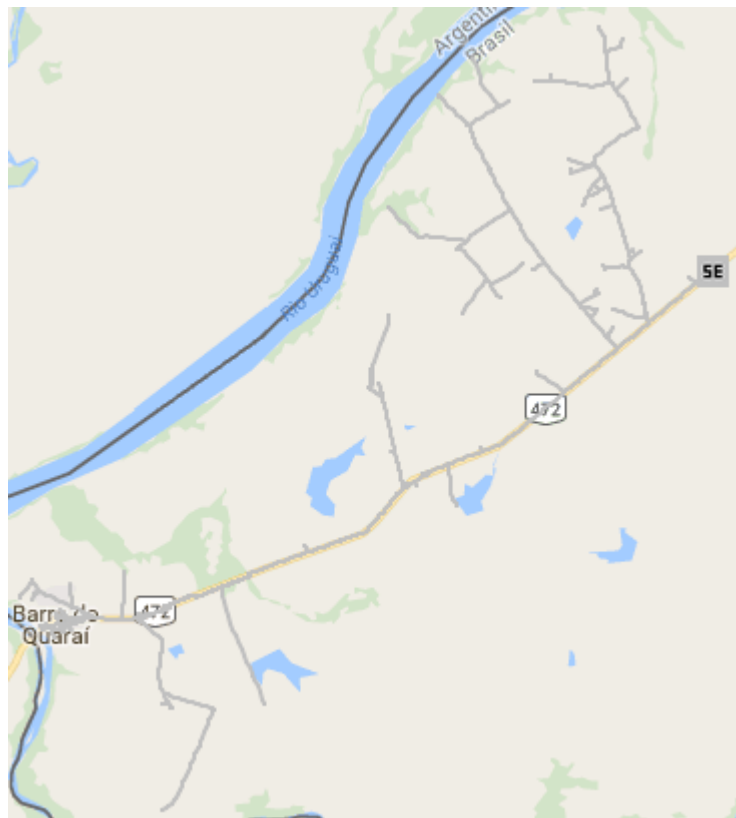


Figura 3 – Topologia da rede de distribuição URU3-32

4.2 – Curvas típicas de carga

O fluxo de potência é baseado na conversão dos consumos de energia elétrica em demanda por meio do uso de curvas típicas. A seguir são apresentadas algumas curvas típicas de cargas representativas para as

classes residencial, comercial, industrial e rural. Cada uma dessas curvas típicas é caracterizada por possuir um determinado comportamento em relação as variações de tensão e temperatura além de possuir um fator de potência típico.

A Figura 4 apresenta a curva típica de carga para uma classe de consumo residencial de 0 á 100kWh.

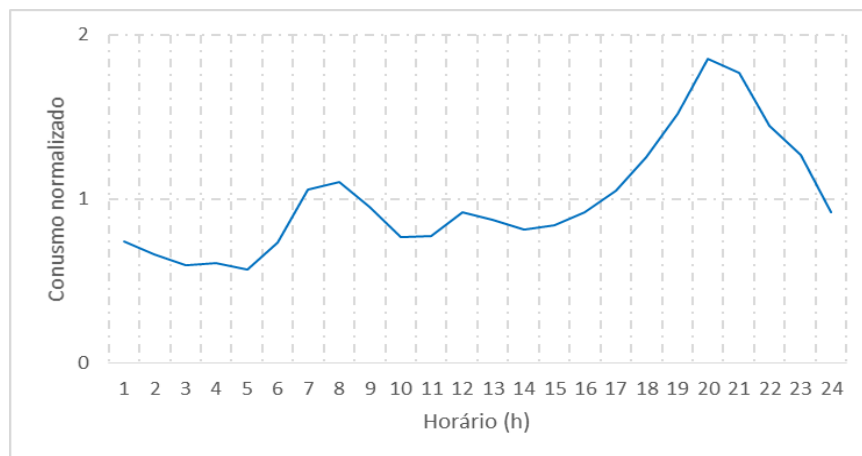


Figura 4 – Curva típica de carga para classe de consumo Residencial de 0 á 100kWh

A Figura 5 apresenta a curva típica de carga para uma classe de consumo comercial de 0 á 500kWh.

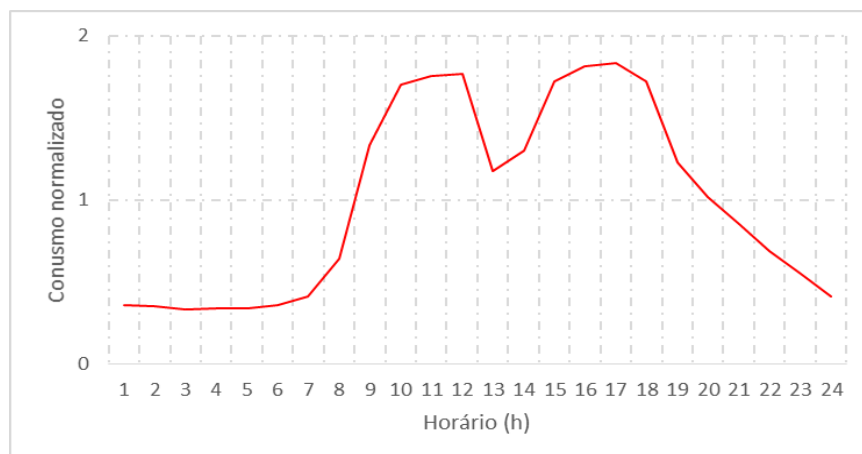


Figura 5 – Curva típica de carga para classe de consumo Comercial de 0 á 500kWh

A Figura 6 apresenta a curva típica de carga para uma classe de consumo industrial de 0 á 500kWh.

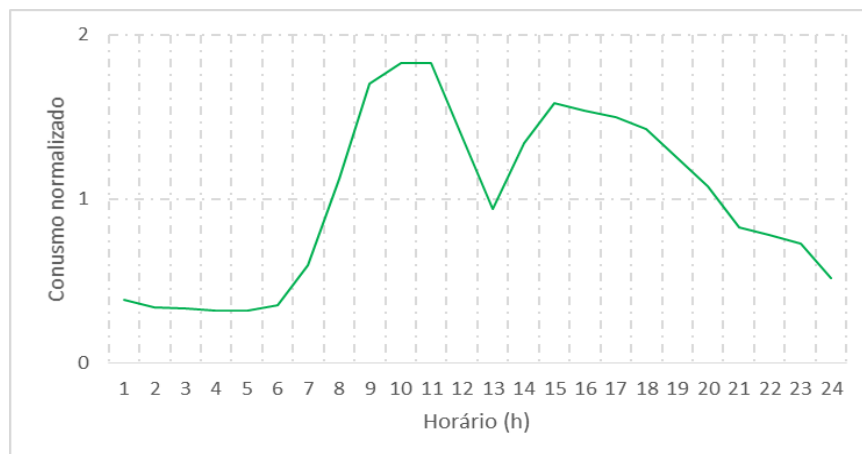


Figura 6 – Curva típica de carga para classe de consumo Industrial de 0 á 500kWh

A Figura 7 apresenta a curva típica de carga para uma classe de consumo rural de 0 á 200kWh

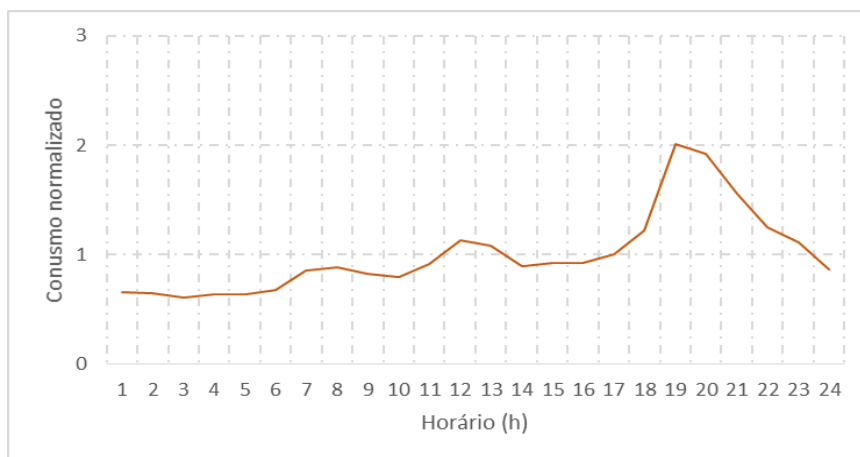


Figura 7 – Curva típica de carga para classe de consumo Rural de 0 á 200kWh

4.3 – Simulações

Nesta seção são apresentados os resultados e análises das simulações das perdas elétricas nos dois alimentadores apresentados nas seções anteriores.

4.3.1 – URU3-32

Para calcular as perdas deste alimentador foram utilizados os dados da curva típica de carga, bem como os dados dos patamares de carga em kW apresentados na Figura 8. Os patamares de carga são definidos como: patamar 1 (hora 1 á 6), patamar 2 (hora 7 á 18), patamar 3 (hora 19 á 21) e patamar 4 (hora 22 á 24). Os horários de cálculos são: patamar 1 (4h), patamar 2 (15h), patamar 3 (20h), patamar 4 (22h).

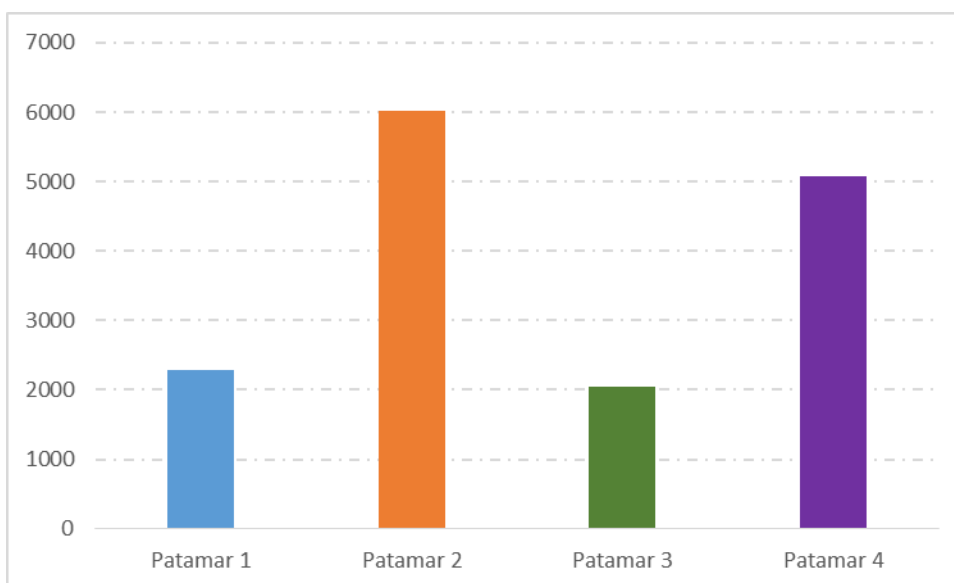


Figura 8 – Demanda considerando patamares de carga URU3-32

Com base nesses dados é possível obter a energia injetada no alimentador de 107,18 MWh. Considerando os dados de faturamento total do alimentador, representando um valor de 99,68 MWh. Na Figura 9 é possível observar e comparar a energia faturada no alimentador.

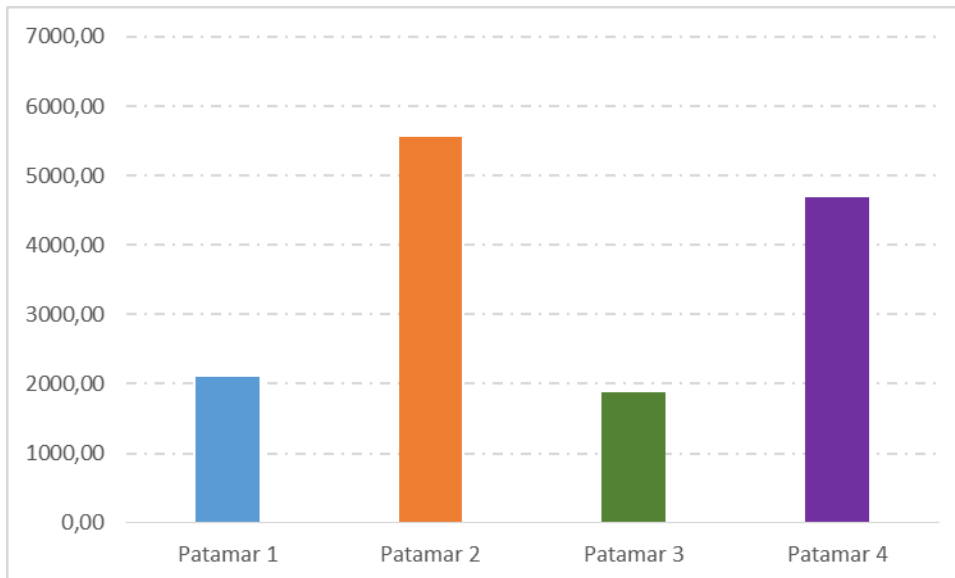


Figura 9 –Energia faturada e perdas elétricas considerando patamares de carga URU3-32

A Figura 10 apresenta as perdas elétricas globais para cada patamar de carga analisado.

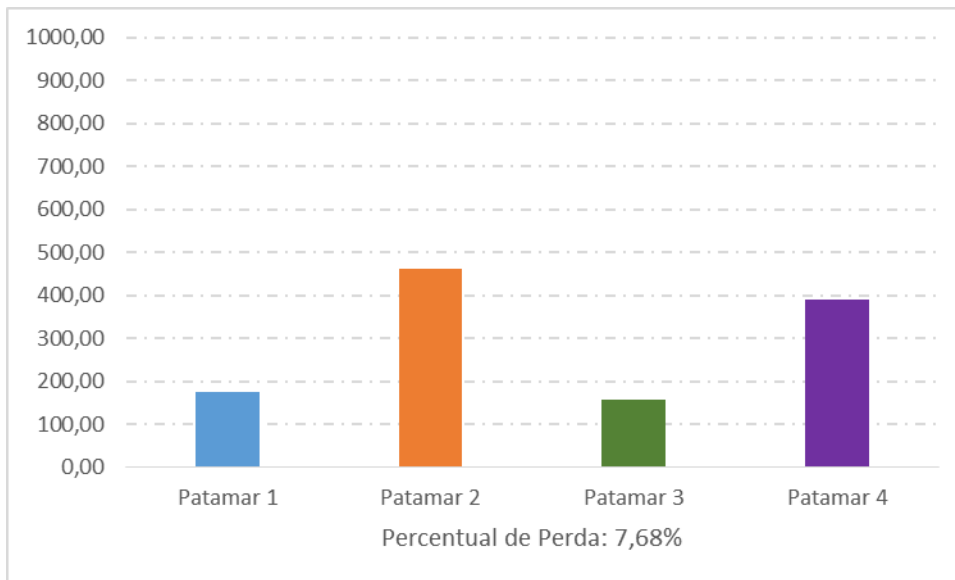


Figura 10 –Perdas elétricas considerando patamares de carga URU3-32

De acordo com os dados obtidos a partir do fluxo de potência, as perdas técnicas totais correspondem a um montante de 7,50 MWh.

4.3.2 – EST-01

Para calcular as perdas deste alimentador foram utilizados os dados da curva típica de carga, bem como os dados dos patamares de carga em kW apresentados na Figura 11. Os patamares de carga e os horários de cálculos são definidos considerando os mesmos intervalos do alimentador anterior.

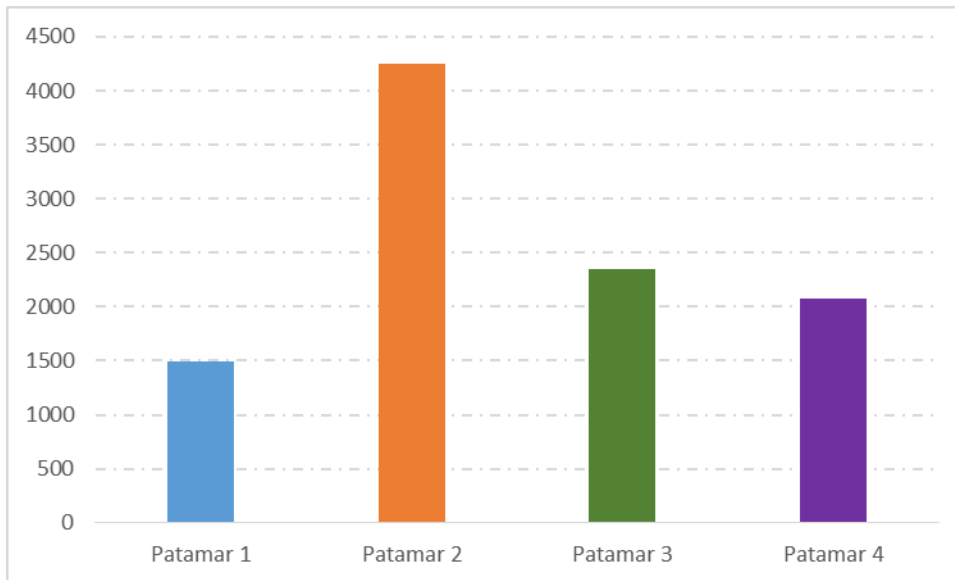


Figura 11 – Demanda considerando patamares de carga EST-01

Com base nesses dados é possível obter a energia injetada no alimentador de 73,23 MWh. Considerando os dados de faturamento total do alimentador, representando um valor de 73,13 MWh. A Figura 12 apresenta as perdas elétricas globais para cada patamar de carga analisado.

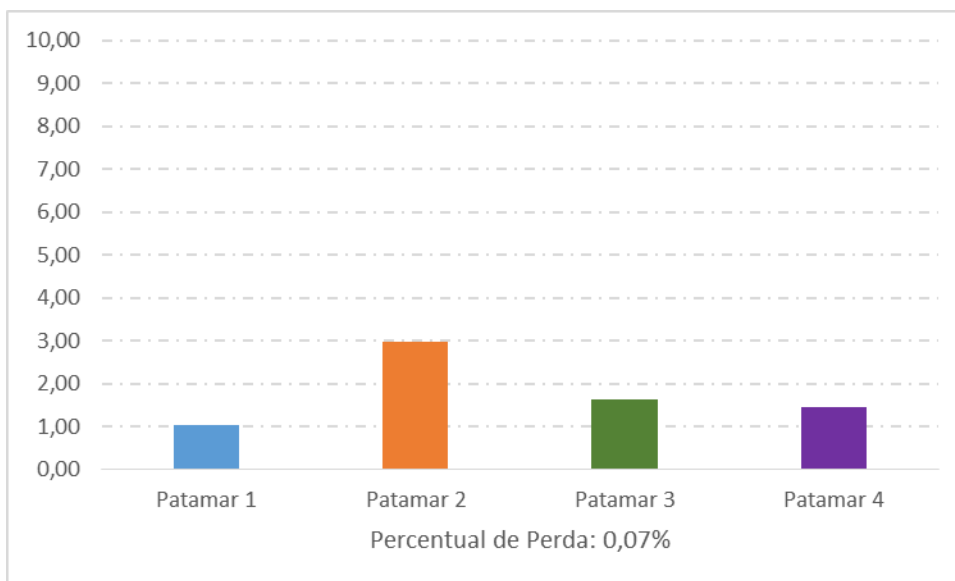


Figura 12 – Perdas elétricas considerando patamares de carga EST-01

De acordo com os dados obtidos a partir do fluxo de potência, as perdas técnicas totais correspondem a um montante de 0,103 MWh.

6. Conclusão

Foi realizado um estudo através do uso do fluxo de potência para compatibilização das perdas técnicas e não-técnicas considerando a metodologia proposta para análise do balanço energético utilizando um estimador de estados e medições em tempo real. Neste trabalho foram considerados a aplicação da metodologia em dois alimentadores de distribuição, sendo que um deles é um alimentador urbano e outro é um alimentador rural. Foram apresentados os principais conceitos para a elaboração dos estudos e metodologia proposta, com objetivo de identificar os principais aspectos e adaptações necessárias para o embasamento da metodologia. Dentre estes aspectos estão envolvidos conceitos referentes a estimação de

estados, medição em tempo real, localização de medidores, quantidade de medidores, balanço energético e perdas elétricas.

A metodologia proposta no trabalho através da análise do balanço energético de redes de distribuição com auxílio de um estimador de estados e medições em tempo real mostrou-se satisfatório até o presente momento, considerando o fato de que o trabalho está em andamento e que os resultados obtidos até agora e a aplicação de parte da metodologia correspondem ao esperado. Este documento servirá de base para o desenvolvimento das próximas etapas. Considerando a metodologia proposta as próximas etapas são realizar o balanço energético considerando as medições e realização do refinamento das simulações com o uso do estimador de estados.

Durante a elaboração da proposta da ferramenta diversos conceitos foram considerados e adaptados, tais como, o número de equipamentos telecomandados na rede de distribuição, número de medidas reais disponíveis, adequação e conversão de dados considerando a estrutura atual do sistema. Contribuindo assim para o apoio na identificação de não conformidades de medidores, identificação de erros entre medidas obtidas a partir de leituras e medidas calculadas pelo estimador em cada equipamento, além de proporcionar um melhor aproveitamento das medições disponíveis.

Neste trabalho foram considerados os resultados obtidos na aplicação do primeiro estágio da metodologia proposta para um alimentador urbano e outro alimentador rural de uma distribuidora de energia, bem como os dados da demanda de cada alimentador em patamares de carga. A partir dos dados dos alimentadores foi possível obter a energia injetada, energia faturada e perdas técnicas totais. Considerando os resultados obtidos, pode-se observar um percentual de perda técnicas pequeno devido a alguns fatores, tais como, topologia do alimentador, tipo de ligação dos consumidores, entre outros. Lembrando que o trabalho está em andamento e que os dados obtidos são considerados preliminares. As próximas etapas do trabalho compreendem um refinamento nas simulações, bem como, o uso do estimador de estado para compatibilização das perdas técnicas e não técnicas, além do uso de dados de medição.

7. Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio técnico e financeiro da concessionária de energia RGE Sul pelo projeto "Solução Inovadora para Gerenciamento Ativo de Sistemas de Distribuição" (P&D/ANEEL), do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES).

Referências

- BERNARDON, D. P. et al. (2015). Sistemas de distribuição no contexto das redes elétricas inteligentes: uma abordagem para configuração de redes. Santa Maria: AGEPOC, 1ed.
- MILBRADT, R. G. (2015). Novos Métodos de Estimção de Estados Multi-Área com Potencial Aplicação em Redes Elétrica Inteligentes. Tese de Doutorado, Universidade Federal de Santa Maria.
- ANEEL (2012). Módulo 1: Introdução. Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST).
- ANEEL (2014). Módulo 7: Cálculo de Perdas na Distribuição. Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST).
- BERNARDON, D. P. et al. (2007). Perdas Técnicas e Comerciais de Energia Elétrica em Sistema de Distribuição. VII Conferência Brasileira de Qualidade de Energia Elétrica. Santa Maria: AGEPOC, 1ed.
- KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B.; ROBBA, E. J (2005). Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica. São Paulo, SP: Edgard Blücher Ltda.
- MÉFFE, ANDRÉ. et al. (2005) PERTEC – Cálculo de Perdas Técnicas por Segmento do Sistema de Distribuição com Inclusão das Perdas não Técnicas a partir de Medições nas Subestações. Artigo da V CIERTEC, Alagoas.