

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Angélica Felipe da Silva

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

Santa Maria, RS
2018

Angélica Felipe da Silva

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

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção de grau de **Mestre em Engenharia Elétrica.**

Orientador: Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernardon

Santa Maria, RS
2018

Silva, Angélica Felipe da
Metodologia para Análise do Balanço Energético usando
Estimador de Estados e Medição em Tempo Real / Angélica
Felipe da Silva.- 2018.
98 p.; 30 cm

Orientador: Daniel Pinheiro Bernardon
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, RS, 2018

1. Balanço Energético 2. Medições em Tempo Real 3.
Estimação de Estados 4. Perdas Técnicas 5. Perdas Não
Técnicas I. Pinheiro Bernardon, Daniel II. Título.

Angélica Felipe da Silva

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

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção de grau de **Mestre em Engenharia Elétrica.**

Aprovado em 26 de julho de 2018:

Daniel Pinheiro Bernardon, Dr.
(Presidente/Orientador)

Rafael Gressler Milbradt, Dr. (UFSM)

Paulo Ricardo da Silva Pereira, Dr. (UNISINOS)

Santa Maria, RS
2018

DEDICATÓRIA

À minha família e a todos que de alguma forma contribuíram para o meu crescimento acadêmico.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, agradeço aos meus pais, Liane Felipe da Silva e Venceslau Lessa da Silva, pelo amor, apoio e dedicação em ensinar para mim e todos os meus irmãos o valor da educação. Em especial, agradeço a minha irmã gêmea e melhor amiga Amanda Felipe da Silva, pelo companheirismo e cumplicidade durante toda a minha vida, nada disso seria possível se ela não estivesse comigo. Agradeço a minha mãe por todo o carinho, paciência e incentivo. Agradeço ao meu pai por tonar esse sonho possível. Ao Diego, pelo grande apoio, carinho e incentivo desde o primeiro dia que nos conhecemos.

Ao Professor Dr. Daniel Pinheiro Bernardon, que além de ministrar diversas disciplinas ao longo do curso de pós-graduação, me auxiliou durante a elaboração desta dissertação.

Por fim, agradeço ao 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).

"Sábio é o ser humano que tem coragem de ir adiante do espelho da sua alma para reconhecer seus erros e fracassos e utilizá-los para plantar as mais belas sementes no terreno de sua inteligência."

Augusto Cury

RESUMO

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

Autor: Angélica Felipe da Silva, Eng.

Orientador: Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. Eng.

Com o advento das redes elétricas inteligentes, espera-se uma nova concepção para operação e planejamento dos sistemas elétricos, mudando a forma como se gerencia e se relaciona com os sistemas. O termo *Smart Grid* é utilizado como forma de caracterizar uma série de técnicas, metodologias e procedimentos que procuram responder às novas demandas e desafios dos sistemas elétricos. Com o gradual monitoramento e automação das redes é necessário o desenvolvimento de aplicações que otimizem o uso destes recursos. Uma delas é o uso do estimador de estados de modo a proporcionar o conhecimento do estado elétrico da rede em tempo real de forma mais precisa. Adicionalmente, os conceitos envolvendo medidores inteligentes proporcionam uma utilização mais efetiva de dados para as distribuidoras de energia. 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 envolve conceitos que permitem obter os montantes de energia perdida no processo de transmissão, transformação e distribuição de energia pelas concessionárias a partir da energia faturada e da energia fornecida. Referente ao balanço energético é importante a abordagem das perdas elétricas totais, perdas técnicas e perdas não técnicas. Assim, este trabalho propõe uma metodologia para análise do balanço energético de redes de distribuição utilizando um estimador de estados para análise do fluxo de potência. A ferramenta também pode ser utilizada como 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 uma rede real disponibilizada por uma distribuidora de energia.

Palavras-chave: Balanço Energético, Medições em Tempo Real, Estimação de Estados, Perdas Técnicas, Perdas Não Técnicas.

ABSTRACT

METHODOLOGY FOR ANALYSIS OF COORDINATION AND SELECTIVITY OF PROTECTION DEVICES DURING RECONFIGURATIONS OF DISTRIBUTION NETWORKS

Author: Angélica Felipe da Silva.
Advisor: Daniel Pinheiro Bernardon, Dr.

With the advent of smart grid, it is expected a new design for operation and planning of the electrical systems, changing the way how we manage and relate to the distribution systems. The term Smart Grid is used as an approach to characterize a series of techniques, methodologies and process that seek to respond to the new demands and challenges of the electrical systems. With the gradual automation of networks and monitoring is necessary to the development of applications that optimize the use of these resources. One of them is the use of the State Estimator as a tool to provide the knowledge of the electrical network status in real time more accurately. Additionally, the concepts involving smart metering provide more effective use of data for the energy distributors. All these aspects when analyzed together make up a large database, that can be used for the analysis of the energy balance of the electric distribution system. Energy balance analysis of electric system involves concepts that allow to obtain the amount of lost energy in the process of transmission, transformation and distribution of energy by concessionaires from energy billed and energy provided. Referring to the energy balance is important to the total electrical losses approach, technical and non-technical losses. Thus this paper proposes a methodology for analysis of energy balance of distribution networks using State Estimator to analysis the power flow. The tool can also be used to support the identification of non-compliance of meters, identification of errors between measures obtained from readings and calculated measures by the estimator in each equipment. In addition to providing a better use of the available measurements. The simulations are performed using a real network available by a distributor of energy.

Keywords: energy balance, real-time measurements, state estimator, technical losses, non-technical losses.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Percentual de Perda do Sistema Global em 2017 (ref. 2016)	26
Figura 2 – Etapas do balanço energético em um sistema de distribuição	33
Figura 3 – Curva Típica considerando a classe de consumo residencial de 0 a 100kWh	44
Figura 4 – Curva Típica considerando a classe de consumo comercial de 0 a 500kWh.....	44
Figura 5 – Curva Típica considerando a classe de consumo industrial de 0 a 500kWh	44
Figura 6 – Curva Típica considerando a classe de consumo rural 0 a 200kWh.....	45
Figura 7 – Fluxograma macro para solução do problema associado ao balanço energético....	50
Figura 8 – Etapas do processo de estimação de estados.....	52
Figura 9 – Etapas do processo de modelagem da rede	53
Figura 10 – Etapas do processo de adequação e correção do fluxo de potência	56
Figura 11 – Etapas do processo de balanço de energia	58
Figura 12 – Caixa de inserção dos valores de potência ativa e reativa	60
Figura 13 – Resposta do fluxo de potência aplicado a um sistema de distribuição	60
Figura 14 – Etapas do processo de compatibilização das perdas elétricas	61
Figura 15 – Etapas do processo de balanço de energia	64
Figura 16 – Exemplo de rede de distribuição	65
Figura 17 – Exemplo de rede de distribuição em blocos.....	66
Figura 18 – Diagrama unifilar do sistema	71
Figura 19 – Injeção de Potência para a subestação estudada em 2017.....	72
Figura 20 – Perfil de Consumo dos Alimentadores em janeiro de 2017	74
Figura 21 – Demanda representativa por patamar em janeiro de 2017	75
Figura 22 – Perfil de Consumo Alimentador 1: Dia Útil, Sábado e Domingo.....	76
Figura 23 – Perfil de Consumo Alimentador 2: Dia Útil, Sábado e Domingo.....	76
Figura 24 – Perfil de Consumo Alimentador 3: Dia Útil, Sábado e Domingo.....	76
Figura 25 – Perfil de Consumo Alimentador 4: Dia Útil, Sábado e Domingo.....	77
Figura 26 – Perfil de Consumo dos Alimentadores em junho de 2017	79
Figura 27 – Demanda representativa por patamar em junho de 2017	80
Figura 28 – Perfil de Consumo Alimentador 1: Dia Útil, Sábado e Domingo.....	80
Figura 29 – Perfil de Consumo Alimentador 2: Dia Útil, Sábado e Domingo.....	81
Figura 30 – Perfil de Consumo Alimentador 3: Dia Útil, Sábado e Domingo.....	81
Figura 31 – Perfil de Consumo Alimentador 4: Dia Útil, Sábado e Domingo.....	81
Figura 32 – Faturamento para a subestação estudada em 2017.....	82
Figura 33 – Percentual de perda técnicas para os alimentadores em janeiro de 2017.....	85
Figura 34 – Montante de perda técnica (kWh) por patamar de carga em janeiro de 2017	85
Figura 35 – Montante de perda técnicas (MWh) na subestação estudada em janeiro de 2017	86
Figura 36 – Percentual de perda técnica média (Safra).....	86
Figura 37 – Percentual de perda técnicas para os alimentadores em junho de 2017.....	88
Figura 38 – Montante de perda técnica (kWh) por patamar de carga em junho de 2017.....	88
Figura 39 – Montante de perda técnicas (MWh) na subestação estudada em junho de 2017	89
Figura 40 – Percentual de perda técnica média (Entre-safra).....	89
Figura 41 – Montante de Perdas Elétricas (MWh) (Safra).....	91
Figura 42 – Montante de Perdas Elétricas (MWh) (Entre-Safra).....	91

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Definição dos patamares de carga	69
Tabela 2 – Equipamentos em cada rede do sistema	70
Tabela 3 – Injeção de potência total para cada alimentador em janeiro de 2017	72
Tabela 4 – Injeção de potência média nos alimentadores em janeiro de 2017.....	73
Tabela 5 – Injeção de potência por patamar para os alimentadores em janeiro de 2017	74
Tabela 6 – Injeção de potência total para cada alimentador em junho de 2017	77
Tabela 7 – Injeção de potência média nos alimentadores em junho de 2017.....	78
Tabela 8 – Injeção de potência por patamar para os alimentadores em junho de 2017	79
Tabela 9 – Injeção de potência total no período de safra e entre-safra	82
Tabela 10 – Faturamento para os alimentadores no período de safra e entre-safra.....	83
Tabela 11 – Índice de Perda Global no período de safra e entre-safra.....	83
Tabela 12 – Nível de perda técnica para os alimentadores em janeiro de 2017.....	84
Tabela 13 – Nível de perda técnica para os alimentadores em junho de 2017.....	87
Tabela 14 – Dados de medição e faturamento no período de safra.....	90
Tabela 15 – Dados de medição e faturamento no período entre-safra	90
Tabela 16 – Caracterização das perdas no período de safra e entre-safra	91

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	14
1.1	MOTIVAÇÃO.....	16
1.2	JUSTIFICATIVA.....	16
1.3	OBJETIVOS.....	17
1.3.1	Objetivos Específicos	17
1.4	CONTRIBUIÇÕES E DELIMITAÇÕES	17
1.5	ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS.....	18
2.	CONTEXTUALIZAÇÃO	19
2.1	ESTADO DA ARTE	19
2.2	CONSIDERAÇÕES FINAIS	22
3.	FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE BALANÇO ENERGÉTICO	23
3.1	PERDAS ELÉTRICAS	25
3.1.1	Perdas Técnicas de Energia Elétrica	26
3.1.2	Perdas Não-Técnicas de Energia Elétrica	28
3.2	CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS	29
3.2.1	Medidor de Energia	29
3.2.2	Ramal de Ligação	30
3.2.3	Rede primária e secundária	30
3.2.4	Transformadores de Distribuição	31
3.2.5	Transformador da Subestação	32
3.3	BALANÇO ENERGÉTICO.....	32
3.4	MEDIDORES ELETRÔNICOS DE ENERGIA	35
3.4.1	Vantagens Tecnológicas	37
3.4.2	Desafios Tecnológicos	38
3.4.3	Localização e números de medidores	39
3.5	ESTIMADOR DE ESTADOS	40
3.5.1	Evolução do Fluxo de Potência	41
3.5.1.1	<i>Caracterização da Carga</i>	42
3.5.1.2	<i>Métodos de Cálculo</i>	45
3.5.2	Técnicas de Estimação	46
3.5.3	Vetor de Medidas	47
3.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	48
4.	METODOLOGIA PROPOSTA	49
4.1	ESTIMADOR DE ESTADOS	51
4.1.1	Modelagem da Rede	52
4.1.2	Adequação e correção do fluxo de potência	55
4.2	BALANÇO DE ENERGIA.....	58
4.2.1	Coleta de dados de medição	59
4.2.2	Coleta de dados de faturamento	61
4.2.3	Compatibilização das perdas elétricas	61
4.2.4	Relatórios de análise	63
4.3	BALANÇO DE DEMANDA	64
4.3.1	Divisão de Níveis/Blocos	65
4.3.2	Correção dos valores de carga instantâneo	67
4.3.3	Criação de indicadores	67
4.4	LIMITAÇÕES	68
4.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	68
5.	ESTUDO DE CASO	69

5.1	LIMITAÇÕES.....	69
5.2	CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA.....	70
5.3	DADOS DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA.....	71
5.3.1	Janeiro (Período de Safra).....	72
5.3.2	Junho (Período Entre-safra).....	77
5.4	DADOS DE CONSUMO E BALANÇO DE ENERGIA MEDIDO.....	82
5.5	CÁLCULO DAS PERDAS TÉCNICAS.....	83
5.5.1	Janeiro (Período de Safra).....	84
5.5.2	Junho (Período Entre-Safra).....	86
5.6	CÁLCULO DAS PERDAS NÃO-TÉCNICAS.....	89
6.	CONCLUSÕES.....	93
6.1	TRABALHOS FUTUROS.....	94
6.2	TRABALHOS PUBLICADOS.....	94
	REFERÊNCIAS.....	96

1. INTRODUÇÃO

O sistema de distribuição de energia, considerado por muito tempo um sistema relativamente simples quando comparado a outros sistemas, tais como, o sistema de transmissão e geração de energia, mostraram escassa ou nenhuma inteligência aplicada ao longo dos anos. Com o passar dos anos essa realidade vem mudando e diversos recursos estão sendo investidos em redes de distribuição a fim de viabilizar a real implementação do conceito de redes elétricas inteligentes. Afim de proporcionar essas mudanças, diversas iniciativas e investimentos vem sendo realizados através das distribuidoras por meio de projetos pilotos e além do desenvolvimento de soluções inteligentes para o período de transição em que diversas adaptações devem ser realizadas.

Conforme BERNARDON *et al* (2015), o termo redes elétricas inteligentes, também denominadas *Smart Grid (SG)*, é utilizado como forma de caracterizar uma série de técnicas, metodologias e procedimentos que procuram responder às 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, e os sistemas de automação e comunicação para redes de distribuição, diversas transformações na forma de como é realizado o planejamento, operação, controle, estudo e análise do sistema elétricos de potência devem ser realizadas.

Através da aplicação do conceito de redes elétricas inteligentes, as redes de distribuição obtêm grandes montantes de investimentos em diversas áreas, caminhando assim em direção à modernização do estado atual das redes permitindo assim que novos estudos sejam elaborados e novas metodologias sejam propostas. Mas para tanto, é necessário o estabelecimento de políticas econômicas e regulatórias tendo o objetivo de tornar o ambiente adequado para este avanço. 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, permitindo a otimização do uso dos recursos disponíveis e a constante melhora nos indicadores de qualidade do fornecimento de energia para com os clientes. Em pouco tempo as redes elétricas inteligentes permitirão uma revolução em redes de distribuição considerando a forma de como se gerencia e se relaciona com essas redes através de aplicações inteligentes.

Os recursos oriundos desse processo e de avanços tecnológicos representam diversas vantagens ao SEP, 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. Ainda no cenário de modernização da rede elétrica cabe a análise quanto ao grande volume de informações que passará a existir considerando que cada consumidor será um grande produtor de diversas informações em tempo real. Adicionalmente neste cenário também podem ser 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.

Quando se fala de modernização da rede elétrica alguns conceitos devem ser associados, tais como, confiabilidade, eficiência, segurança, questões ambientais e competitividade. Já para as principais funções requeridas em uma rede elétrica inteligente pode ser associado: auto recuperação, resistência a ataques físicos e cibernéticos, melhor fornecimento de energia, permissão de vários tipos de geração e armazenamento de energia, entre outros. (MME, 2010).

1.1 MOTIVAÇÃO

Buscando explorar este novo cenário do sistema de distribuição brasileiro, de forma a viabilizar a real implementação do conceito de redes elétricas inteligentes e proporcionar essas mudanças diversas, entende-se que o desenvolvimento de uma metodologia utilizando uma solução computacional é consideravelmente pertinente. Visando contribuir para o desenvolvimento de soluções inteligentes, esta dissertação propõe o desenvolvimento de uma metodologia para análise do balanço energético de redes de distribuição utilizando um estimador de estados e medições em tempo real, através de simulações considerando uma subestação de energia elétrica, bem como dados históricos de consumo e medição.

1.2 JUSTIFICATIVA

Considerando Baran e Kelley (1995) observa-se a importância da abordagem de uma ferramenta ideal para definição da carga elétrica e do perfil de tensão dos consumidores utilizando o método de estimação de estados. Analisando os sistemas de monitoramento e operação dos sistemas de distribuição novos métodos são propostos para obter dados consistentes e precisos em tempo real. Podendo englobar diversas aplicações, tais como, cálculo das perdas de energia, verificação da capacidade de carregamento dos condutores, bem como, dos transformadores de distribuição.

Nos últimos anos, o sistema elétrico brasileiro em relação a modernização das redes de distribuição tem ganhado cada vez mais força e adesão entre as concessionárias brasileiras. Entretanto, ainda diversos esforços e investimentos serão importantes e necessários para consolidar a rede elétrica inteligente como uma realidade. Neste cenário, identifica-se uma modernização gradual das redes através da ampliação de diversos recursos, dentre eles, podemos citar: o monitoramento remoto de subestações, instalação de medidores inteligentes nos consumidores, incluindo consumidores residenciais, chaves telecomandadas, reguladores de tensão e outros equipamentos com funções de monitoramento de grandezas elétricas e acionamento remoto através de sistemas supervisórios.

Em um cenário em que a aplicação das redes elétricas compreende toda a rede ou quase toda, o balanço energético ainda será uma questão importante mesmo que agora seja mais relevante do que no futuro. Atualmente o balanço energético é utilizado para caracterizar um grande montante de perdas elétricas associadas ao sistema de distribuição, e que com o gradual monitoramento das grandezas elétricas tende a ter identificado e caracterizado todos os

montantes de energia, bem como, todas as grandezas elétricas. Caminhando assim, para que em uma situação ideal o balanço energético será utilizado somente para caracterizar uma pequena parte dos montantes de energia.

Esta dissertação é proposta no cenário de transição das redes elétricas inteligentes, onde existirão medidas em tempo real para os sistemas de distribuição através de informações de medidores e outros equipamentos, porém nem todas as medidas necessárias ao completo monitoramento estarão disponíveis neste período.

1.3 OBJETIVOS

Esta dissertação tem como objetivo principal desenvolver e propor uma metodologia para análise do balanço energético de redes de distribuição, compatibilizando as medições de consumo e demanda com as calculadas pelo estimador de estados.

1.3.1 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos desta dissertação é desenvolver uma metodologia que permita validar o uso de um estimador de estado para o balanço energético de redes de distribuição identificando as perdas técnicas e perdas não técnicas, podendo assim, replicar a sua aplicação para o tempo real. A metodologia pode ser utilizada como ferramenta de apoio na identificação de não-conformidades e proporcionar um melhor aproveitamento das medições disponíveis.

As simulações serão realizadas utilizando uma rede real disponibilizada por uma distribuidora de energia. Fatores importantes na aplicação da metodologia proposta está o cálculo de perdas técnicas e não técnicas, adequação e conversão de dados considerando a estrutura atual das distribuidoras.

1.4 CONTRIBUIÇÕES E DELIMITAÇÕES

Buscando explorar este novo cenário do sistema de distribuição brasileiro, de forma a viabilizar a real implementação do conceito de redes elétricas inteligentes e proporcionar essas mudanças diversas, entende-se que o desenvolvimento de uma metodologia para análise do balanço energético utilizando uma solução computacional é a principal contribuição dessa dissertação.

Inicialmente na concepção do trabalho, planejava-se utilizar medições em tempo real para compatibilização do balanço energético. Como delimitações principal desse trabalho podemos citar a não utilização das medições em tempo real, sendo decorrência do avanço do projeto em quem essa dissertação está associada.

1.5 ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS

Esta dissertação está organizada da seguinte forma:

Capítulo 2 – Contextualização: neste capítulo são apresentados alguns estudos específicos sobre a análise do balanço energético e das perdas elétricas, busca identificar as linhas de pesquisa sobre o estudo de perdas técnicas e não-técnicas, bem como, outros temas pertinentes para a elaboração dessa dissertação.

Capítulo 3 - Fundamentos Teóricos de Balanço Energético: neste capítulo são apresentados uma revisão sobre os conceitos envolvidos na realização deste estudo, tais como, estimador de estados, medição em tempo real, balanço energético e perdas elétricas os dispositivos de proteção existentes nas redes de distribuição, suas funcionalidades e principais características.

Capítulo 4 – Metodologia Proposta: este capítulo apresenta a metodologia proposta para análise do balanço energético para redes de distribuição de energia elétrica utilizando um estimador de estados e medições em tempo real.

Capítulo 5 – Estudo de Caso: neste capítulo são apresentados os resultados práticos da aplicação da metodologia proposta, através de um estudo de caso com a implementação de algoritmo, a fim de testar e validar o método proposto no capítulo 3.

Capítulo 6 – Conclusões: neste capítulo são apresentadas as conclusões e as principais contribuições deste trabalho, e são feitas algumas sugestões para o desenvolvimento de trabalhos futuros.

2. CONTEXTUALIZAÇÃO

Esta pesquisa sobre o contextualização e estado da arte, no que tange a análise do balanço energético e das perdas elétricas, busca identificar as linhas de pesquisa sobre o estudo de perdas técnicas e não-técnicas, bem como aplicações de estimadores de estados em sistemas avançados de supervisão, a fim de permitir um melhor aproveitamento dos dados e identificação de erros referentes a medições de consumo. Grande parte dos estudos realizados trata da utilização de novos métodos para compatibilização das perdas elétricas, tendo como os principais fatores considerados na elaboração dos métodos a redução das perdas elétricas e a melhoria nos sistemas comerciais de identificação de perdas, bem como, os usos de estimadores de estados e aplicações complementares a estes estimadores.

2.1 ESTADO DA ARTE

O tema relacionado a redução das perdas elétricas em redes de distribuição é frequentemente abordado mundialmente em diversos trabalhos considerando determinados aspectos. Em Baimoldin *et al* (2017) é apresentado uma análise das concessionárias de energia no Cazaquistão considerando as perdas de energia elétrica. Como resultado é destacado a importância do tema e também apresentado uma série de soluções para as redes analisadas, em que se pode citar os investimentos significativos na reconstrução de redes, modernização e substituição de equipamentos com características mais econômicas, bem como, a introdução de sistemas automatizados de medição modernos. Em Kassem, Badr e Ahmed (2013) uma estratégia, baseada em algoritmo genético considerando uma análise de otimização multiobjetivo, é proposta a fim de minimizar as perdas de energia em uma rede de distribuição elétrica. Este algoritmo é baseado na reconfiguração do sistema em estudo, observando aspectos de sobrecarga e queda de tensão combinada com a perda do sistema para alcançar a configuração ideal para o sistema.

Quando comparado os dois estudos destacados acima com os sistemas elétricos brasileiros podemos observar a semelhança quanto a grande importância do tema sendo constantemente abordado sob diferentes aspectos, bem como, algumas soluções propostas para as redes de distribuição. A definição dos montantes de perdas elétricas nos sistemas de distribuição além de trazerem diversos benefícios podem ser utilizados como apoio em outros segmentos como aspecto determinante para tomadas de decisões. Em Tristiu *et al* (2007) apresenta um método de reconfiguração de redes de distribuição em condições normais de

operação, considerando uma função objetivo que considera diversos aspectos econômicos relacionados ao custo das perdas de energia e o custo devido a interrupção de energia.

Considerando a estimação de estados, uma das principais aplicações é a definição das perdas técnicas e não-técnicas de energia elétrica para cada componente das redes de distribuição. Podendo dessa forma determinar quais ações devem ser tomadas para sua redução, direcionando assim de forma otimizada os recursos necessários. Os trabalhos a seguir tratam dessas estimativas sobre diferentes aspectos.

Em Milbradt (2015) considerando a inevitável evolução das atuais redes de distribuição para sistemas inteligentes de distribuição o trabalho apresentou uma metodologia para implementação paralela e multi-área da estimação de estados em sistemas de distribuição. O estimador implementado apresenta uma redução no uso de memória e uma redução no tempo de execução da estimação. Também está associado nesse processo um algoritmo para divisão das redes radiais em áreas que são analisadas individualmente, visando o máximo em paralelismo da estimação de estado.

A estimação de perdas não técnicas em sistemas de distribuição é abordada sob diferentes métodos, em Madrigal *et al* (2017), essas taxas são obtidas através da medição de determinadas variáveis em redes de distribuição selecionadas aleatoriamente. São utilizados modelos matemáticos de regressão linear para o desenvolvimento de estratégias com alto grau de assertividade no controle e mitigação dessas perdas de energia. Permitindo estimar o número clientes em que há roubos ou fraudes de energia, bem como, a energia perdida nesses conceitos.

Em Ramos *et al* (2016) é realizado um paralelo entre o problema das perdas comerciais no Brasil e a caracterização de consumidores irregulares por meio de uma técnica de otimização meta heurística recente denominada *Black Hole Algorithm*. A maioria dos trabalhos nessa área trata apenas da identificação ou detecção de perdas comerciais, neste trabalho a preocupação é com a caracterização do perfil de possíveis consumidores irregulares, ou seja, queremos determinar as características mais relevantes considerando o contexto do problema. Também foi apresentado um estudo de caso para demonstrar a aplicabilidade da metodologia descrita.

Já em Faria e Souza (2014) é proposta uma metodologia, que utiliza basicamente PBL (*Predicted Baseline Load*) para calcular valores para um consumidor, através de um método de avaliação de desempenho dos consumidores de resposta à demanda para determinar o consumo esperado para um determinado cliente. Em seguida, potenciais perdas comerciais são identificadas usando dados de consumo históricos mensais.

Usualmente no Brasil as cargas elétricas são modeladas considerando características trifásicas e equilibradas. Esse fator se dá porque a maioria das concessionárias não possui o

cadastro correto da fase em que os consumidores estão conectados. Pode-se encontrar diversos trabalhos abordando esse ponto de vista, mas também não encontrados trabalhos que abordam os aspectos da estimativa de carga desequilibradas. Em WAN e MIL (2003) a estimativa de carga desequilibradas em redes de distribuição é investigada sob a ótica de abordagem de um estimador de estados. Neste trabalho são analisadas duas aplicações do Método dos Mínimos Quadrados Ponderados (WLS – *Weighted Least Squares*). Observou-se através deste estudo que ambos os métodos melhoram consistentemente as estimativas iniciais de carga, mesmo com diferentes medidas disponíveis e ruídos.

O trabalho desenvolvido por Rossoni *et al* (2017) considera as contribuições de um estimador de estados desenvolvido através do WLS para a estimação das perdas técnicas e não-técnicas em sistemas de distribuição. O trabalho parte de uma análise do modelo de estimação linear considerando a relação entre estimação de perdas e erros de medição, baseado nesta análise uma nova medição ponderada é proposta considerando os resultados do método que identifica clientes suspeitos. Adicionalmente aos pontos observados, esse trabalho aborda o potencial da aplicação deste tipo de método de estimação de estados para aplicações em tempo real.

Diversas aplicações são estudadas como forma de incorporar funcionalidades em estimadores de estados em tempo real, em Leite e Montovani (2016) é proposto um algoritmo de detecção de perdas não técnicas utilizando um gráfico de controle multivariado que estabelece uma região confiável para monitorar a variância medida. O trabalho parte da análise da recente adição de tecnologias da informação e comunicação em sistemas de distribuição de energia elétrica, introduzindo assim a uma nova classe de furto ou fraude de energia em que os dados de consumo de energia podem ser ocultados e alterados por meio de ataques cibernéticos. Na metodologia proposta não são comparados os fluxos médios de energia, o algoritmo de detecção compara medições confiáveis com magnitudes produzidas por um estimador de estado em tempo real. Portanto, a estratégia proposta não requer um estágio adicional para reconhecer os padrões de consumo podendo ser incorporada ao GIS (*Geographic Information System*) aumentando sua capacidade de diagnósticos.

Também em Huang, Lo e Lu (2013) após o uso de métodos de estimação de estados para se obter os resultados uma análise de variâncias é utilizada para se criar uma lista de clientes suspeitos com problemas de medição e estimar o uso real da energia desses clientes. O trabalho também parte da análise de conceitos de uma nova estrutura de validação e estimativa de dados considerando um sistema de gerenciamento de medidores.

2.2 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram apresentados uma pesquisa sobre o contextualização e estado da arte, no que tange a análise do balanço energético e das perdas elétricas, busca identificar as linhas de pesquisa sobre o estudo de perdas técnicas e não-técnicas, bem como aplicações de estimadores de estados em sistemas avançados de supervisão.

No próximo capítulo é apresentado os fundamentos teóricos de balanço energético, em que são abordados temas sobre, perdas elétricas, perdas técnicas, perdas não-técnicas, calculo dessas perdas, medidores eletrônicos de energia, estimação de estados, entre outros.

3. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE BALANÇO ENERGÉTICO

O sistema elétrico brasileiro é composto de diversas centrais geradoras conectadas através de linhas de transmissão que atendem grandes centros de cargas. Basicamente, o sistema elétrico de potência (SEP) brasileiro possui três grandes divisões, sendo elas, geração, transmissão e distribuição. Dentro destas divisões existem outras subdivisões:

- a) Geração: o sistema de geração é composto por usinas geradoras que, geralmente estão localizadas próximas aos recursos naturais energéticos, tais como, usinas hidrelétricas que são estabelecidas nos pontos favoráveis para o aproveitamento dos desníveis e quedas de água. Além destas, existem também as termelétricas, eólicas, solares e outras. Todas estas gerações de grande porte, possuem subestações elevadoras, que por motivos econômicos, são utilizadas para propiciar o transporte de energia a longas distâncias. (ZANETTA JUNIOR, 2006).
- b) Transmissão: as linhas de transmissão possibilitam a conexão entre as centrais geradoras e o sistema de distribuição de energia, subestações particulares e de subtransmissão.
- c) Distribuição: o sistema de distribuição é composto por alimentadores primários, subestações de distribuição e os transformadores particulares, além, da rede secundária, os transformadores de distribuição e os clientes de baixa tensão. Bem como transformadores e diversos equipamentos medição, controle e proteção das redes elétricas.

O sistema elétrico brasileiro possui tamanho e características que permitem considerá-lo único e ao mesmo tempo complexo, quando comparado mundialmente. Conforme o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), trata-se de um sistema hidrotérmico de grande porte com predominância de usinas hidrelétricas. O sistema elétrico brasileiro é denominado Sistema Interligado Nacional (SIN), e a rede básica opera com tensões superiores a 230 kV.

Termos como transmissão, subtransmissão e linhas de distribuição possuem conceitos diferentes entre as muitas empresas no setor elétrico. O sistema de subtransmissão brasileiro, onde é dada a continuidade ao SIN, opera usualmente com tensões em 138kV ou 69kV, atendendo cidades e consumidores industriais de grande porte. A conexão com o sistema de subtransmissão é realizada por parte das distribuidoras de energia onde ocorre o atendimento e entrega da energia elétrica ao consumidor.

De acordo com KAGAN, OLIVEIRA e ROBBA, (2005) em subestações de distribuição é realizada a redução da tensão de subtransmissão, onde ocorre a distribuição primária de energia. Nos sistemas de distribuição além de fornecer tensão aos consumidores de distribuição primária também ocorre a redução da tensão primária para a de distribuição secundária pelos transformadores de distribuição. Esses sistemas de distribuição são operados normalmente de forma radial, mas conforme os equipamentos de seccionamentos oferecem diversas possibilidades de alteração na topologia da rede.

Segundo a ABRADDEE (2018) em relação ao total da energia distribuída no Brasil o setor privado é responsável pela distribuição de cerca de 60% da energia e as empresas públicas são responsáveis por cerca de 40%, esses dados considerando as distribuidoras associadas à ABRADDEE. No Brasil, o ONS é o órgão responsável por garantir e controlar o suprimento de energia, bem como, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é responsável pela regulamentação e fiscalização das atividades no setor elétrico.

A ANEEL buscando normatizar, padronizar e fiscalizar as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica elaborou documentos denominados Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST). Segundo ANEEL (2015) esses documentos procuram atender diversos objetivos, dentre eles, a operação dos sistemas de distribuição de forma segura e eficiente atendendo requisitos de qualidade e confiabilidade. O PRODIST estabelece critérios e indicadores de qualidade para consumidores e produtores, bem como, distribuidores e agentes importadores e exportadores de energia sendo dividido em dez módulos, sendo seis módulos técnicos que abrangem as grandes áreas de ações técnicas dos agentes de distribuição e dois módulos integradores.

Em ANEEL (2016), um dos módulos no PRODIST, é abordado metodologias de determinação dos cálculos referente as perdas do sistema de distribuição. Tendo como objetivo principal regular, normatizar e estabelecer metodologia, assim como, os procedimentos para obtenção das informações e dados necessários para cálculos das perdas dos sistemas. As principais informações necessárias para o cálculo das perdas na distribuição são: informações sobre dados físicos, tais como, redes, transformadores, reguladores, chaves e medidores.

O estabelecimento desse procedimento de rede vem em encontro com a necessidade das concessionárias em reduzir as perdas de energia elétrica, o 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 alto

custo econômico indesejável às empresas e aos consumidores. Este capítulo apresenta os principais conceitos envolvidos na infraestrutura da análise do balanço energético desenvolvido deste estudo. São abordados temas referentes a perdas elétricas, métodos para estimação de perdas técnicas, estimação de estados, medição em tempo real e balanço energético aplicado a rede de distribuição adotada neste trabalho para testes do algoritmo desenvolvido.

3.1 PERDAS ELÉTRICAS

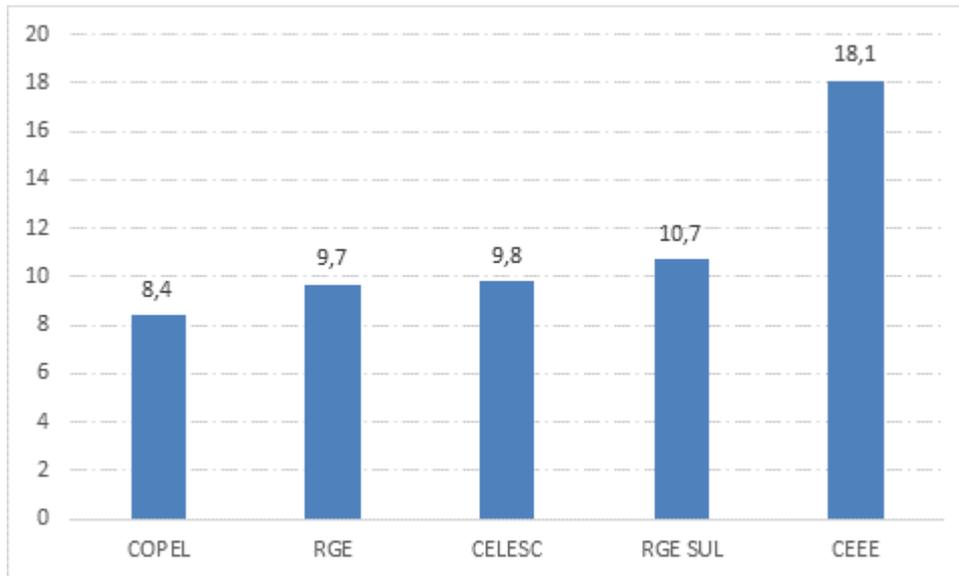
Em ANEEL (2018) as distribuidoras recebem a energia dos agentes supridores, sendo eles, transmissoras, geradores ou outras distribuidoras, entregando assim aos consumidores finais (residenciais, comerciais, rurais, industriais ou pertencente às demais classes) a energia elétrica desse processo. A medição nas unidades consumidoras será sempre inferior à energia recebida dos agentes supridores, sendo que essa diferença é denominada perda de energia e é dividida conforme sua origem: perda na rede básica e perda na rede de distribuição.

A perda na rede básica (ou transmissão) é aquela que ocorre entre os estágios de geração de energia nas usinas até os sistemas de distribuição. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) apura mensalmente conforme os dados de medição de geração e a energia entregue às redes para a distribuição. A diferença entre elas resulta no valor de perdas na Rede Básica sendo seu custo rateado em 50% para geração e 50% para o consumo. Já as perdas na rede de distribuição são aquelas que ocorrem dentro do sistema e podem ser divididas em duas categorias: perdas técnicas e perdas não-técnicas (ANEEL, 2018)

Segundo a ABRADDEE (2018) a questão de perdas elétricas, fundamental ao setor de distribuição, refere-se a energia elétrica que apesar de inserida no Sistema Interligado Nacional e na rede das distribuidoras acaba não chegando a ser comercializada, considerando motivos técnicos ou por motivos de comerciais. A Figura 1 apresenta o percentual do sistema global em 2017 considerando o ano de 2016 como referência. Foram selecionados somente os dados que dizem respeito as distribuidoras da região sul como demonstração prática dos valores de perdas elétricas.

Nos sistemas de distribuição, como já citado anteriormente, existe a importante necessidade considerando a redução das perdas de energia elétrica. Essas perdas ocorrem em todas as etapas do processo no sistema elétricos de potência, sendo que as perdas elétricas totais ou globais na distribuição são compostas em duas classes, sendo elas, perdas de origem técnicas e não técnicas.

Figura 1 – Percentual de Perda do Sistema Global em 2017 (ref. 2016)



Fonte: Adaptado de ABRADDEE (2018).

Em um sistema de distribuição, as perdas globais de energia podem ser identificadas subtraindo a energia da saída do alimentador, em outras palavras a energia despachada pela subestação, da energia mensal medida dos consumidores atendidos pelo alimentador em questão. A análise da quantificação dos valores perdas globais, juntamente com a informação sobre sua origem e componente onde ocorre será de suma importância para determinar qual medida irá ser tomada para sua redução, melhorando assim a otimização do direcionamento dos recursos.

3.1.1 Perdas Técnicas de Energia Elétrica

As perdas técnicas nos sistemas elétricos 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 (ANEEL, 2015).

Em BERNARDON *et al* (2007), as perdas técnicas são inerentes ao processo de distribuição de energia e são causadas, por exemplo, na condição de carga devido à 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.

Considerando ANEEL (2018) as perdas técnicas são consideradas intrínseco ao transporte da energia elétrica na rede, relacionadas à transformação de energia elétrica em energia térmica nos condutores, perdas nos núcleos dos transformadores, perdas dielétricas, etc. De acordo com a ABRADDEE (2018) as perdas técnicas podem ocorrer por uma série de motivos, sendo um dos principais é a questão do aquecimento dos condutores de energia ocasionado pela própria passagem da eletricidade. Considerando esse fato, somado a extensão das redes e a grandeza territorial de nosso país ocasionam assim em um grande impacto ao nível de perdas técnicas.

Ainda em BERNARDON *et al* (2007) 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 vazio) 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, que com a utilização de dados cadastrais topológicos da rede de baixa tensão é possível sua quantificação.

As perdas técnicas de cada distribuidora são calculadas na revisão tarifária periódica conforme diretrizes definidas no Módulo 7 do PRODIST. O sistema de distribuição é dividido de acordo com os segmentos de rede (alta, média e baixa tensão), transformadores, ramais de ligação e medidores. São aplicados modelos específicos para cada um desses segmentos, considerando informações simplificadas das redes e equipamentos existentes, tais como, comprimento e bitola dos condutores, potência dos transformadores e energia fornecida às unidades consumidoras. Tendo base essas informações, é estimado o percentual de perdas técnicas relativas à energia injetada na rede (ANEEL, 2018).

3.1.2 Perdas Não-Técnicas de Energia Elétrica

De acordo com ANEEL (2018) as perdas não-técnicas representam a diferença entre as perdas globais ou totais e as perdas técnicas. São considerados todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como, ligações clandestinas, erros de medição, desvios de energia, avaria em equipamento de medição, erros de cadastro, furtos de energia, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, etc. 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 das distribuidoras.

Em ABRADÉE (2018) as perdas não-técnicas, conhecidas como perdas comerciais, geralmente apresentam duas principais causas, sendo elas, furto e fraude de energia. O furto de energia é caracterizado pelo desvio direto de energia da rede elétrica das distribuidoras para o consumidor ilegal, fazendo com que a energia seja utilizada, mas não contabilizada contribuindo assim para o percentual de perdas. Já na fraude de energia o consumidor é registrado por parte da distribuidora, mas com adulterações realizadas na sua residência, comércio ou indústria e paga efetivamente uma menor parcela referente ao seu consumo. É importante mencionar que as perdas comerciais impactam diretamente no aumento da conta final de todos os consumidores de energia, pois os valores não pagos oriundo de fraude ou furto são cobrados dos restantes dos consumidores. A redução das perdas comerciais significa para as distribuidoras e consumidores maior segurança e rentabilidade ao serviço, assim como, menor valor final do preço da energia.

Cabe à ANEEL definir qual a parcela de perdas não técnicas de energia que poderá ser repassada à tarifa e esses limites são estabelecidos por metodologias específicas baseados em parâmetros baseados na observação das boas práticas de empresas eficientes nessas atividades, sendo na revisão tarifária, as concessionárias são comparadas por critérios de similaridade. O referencial de perdas é estabelecido observando o nível histórico recente de perdas da própria empresa e o nível de perdas reais praticadas por empresas similares e mais eficientes. (ANEEL, 2018).

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 constatada as 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.

3.2 CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS

Conforme o objetivo da análise das perdas técnicas é escolhido o método para o cálculo tendo como base os dados disponíveis, bem como, o intervalo de tempo que compreende a análise. Modelos matemáticos que podem ser adotados são considerados métodos de estimativas das perdas técnicas, sendo assim, realizam a determinação do valor da perda com base em alguns parâmetros e modelagens simplificadas, ou ainda, utilizam a técnica de fluxo de carga para realizar uma aproximação da rede ou de cargas. Com a necessidade da precisão do cálculo das perdas técnicas se torna cada vez mais importante a correta escolha do método adequado por parte das empresas, bem como, o investimento em meios mais eficazes para o cadastramento de clientes e regularização dos consumidores.

Usualmente os modelos matemáticos utilizados para os cálculos são destinados a obtenção do valor das perdas técnicas, tendo em vista, que o valor das perdas não-técnicas pode ser obtido através da relação das perdas técnicas, montante de energia entregue no processo e a energia faturada. Existem diversos trabalhos com propostas de modelos para a estimação das perdas aplicados à distribuição de energia elétrica. Nesta seção são apresentados os modelos matemáticos adotados para descrever as perdas técnicas nos sistemas de distribuição.

3.2.1 Medidor de Energia

Basicamente, em Oliveira *et al* (2001) as perdas nos medidores de energia são ocasionadas por perdas no ferro das bobinas de potencial e de corrente, sendo necessário para os cálculos as quantidades de medidores e de fases de cada um deles. A equação (1) descreve o modelo matemático adotado para descrever a perda nos medidores de energia

$$P_{MD} = \frac{P_M \cdot (N_1 + 2N_2 + 3N_3) \cdot T}{1000} \quad (1)$$

onde:

- P_{MD} perda de energia nos medidores [kWh];
- P_M perda de demanda média por elemento medidor [W];
- N_1 número de medidores monofásicos;
- N_2 número de medidores bifásicos;
- N_3 número de medidores trifásicos;
- T intervalo de tempo considerado [h];

A maior parte dos métodos utiliza o valor de 1,2W nos cálculos das perdas para a variável de perda de demanda média por elemento medidor de energia (P_M). Esse valor é obtido em laboratórios e variar usualmente entre 1,2 e 1,5 W. O modelo matemático adotado em diversas metodologias apresenta um resultado satisfatório para o cálculo das perdas em medidores de energia, ressaltando que dependendo do medidor utilizado os valores médios das perdas de demanda podem variar. (MÉFFE, 2007).

3.2.2 Ramal de Ligação

Em Oliveira *et al* (2001) é proposta uma equação para o cálculo das perdas técnicas em ramais de ligação, mas também em ANEEL (2016) alternativamente, as perdas de energia nos ramais de ligação podem ser calculadas através da aplicação do percentual de 1,5% sobre a energia mensal medida ou estimada na unidade consumidora. A equação (2) descreve o modelo matemático adotado para descrever a perda de energia nos ramais de ligação.

$$P_{RL} = \frac{k \cdot r \cdot l \cdot \Delta T \cdot \sum_{t=1}^{N_t} I_t^2}{1000} \quad (2)$$

onde:

- P_{RL} perda de energia nos ramais de ligação [kWh];
- k números de condutores carregados do ramal de ligação;
- r resistência ôhmica do ramal de ligação [Ω /km];
- l comprimento médio do ramal de ligação [km];
- I_t corrente do ramal no instante t do dia [A];
- N_t número de instantes do dia;
- ΔT duração do intervalo da curva de carga [h];

3.2.3 Rede primária e secundária

Na metodologia apresentada em Oliveira *et al* (2001) tendo em vista redes radiais, bem como, dados dos consumidores, topologia de rede e dados das curvas típicas de carga é possível calcular as perdas técnicas associadas a todos os trechos das redes por fase, ou ainda, por transformadores. Depois de determinadas as correntes em todos os trechos é calculado as perdas para as redes secundárias. A equação (3) descreve o modelo matemático adotado para descrever a perda de energia na rede secundária.

$$P_{BT} = \frac{1}{1000} \cdot \sum_{t=1}^{N_t} \left(\sum_{i=1}^{N_{cond}} (R_i * I_{i,t}^2) \right) \cdot \Delta T \quad (3)$$

onde:

P_{BT} perda de energia na rede secundária [kWh];

R_i resistência ôhmica do condutor i [Ω];

$I_{i,t}$ corrente do condutor i para um intervalo de tempo t [A];

N_{cond} número de condutores (fase e neutro) para o trecho;

ΔT duração do intervalo da curva de carga [h];

Também em Oliveira *et al* (2001) observa-se que a o método para o cálculo das perdas primárias é análogo ao método aplicado para as perdas na rede secundária, porém são necessários dados de carregamento dos transformadores de distribuição, dados de consumidores primários, dados de carga de iluminação pública, bem como, dados de bancos de capacitores e período de utilização ao longo do dia.

3.2.4 Transformadores de Distribuição

Para o cálculo das perdas nos transformadores de distribuição são considerados basicamente a soma de duas parcelas: perdas a vazio e perdas sob carga. De acordo com RIES (2007) em um ensaio a vazio as perdas por histerese e por correntes parasitas de Foucault são medidas em conjunto não existindo a necessidade de uma análise separada. As perdas a vazio, que ocorrem no núcleo do transformador de distribuição também conhecidas como perdas no ferro, são constantes e independentes da corrente de carga e variações de temperatura, dependendo assim da tensão aplicada sobre as bobinas. Tanto a corrente de excitação como as perdas em vazio são valores especificados e garantidos pelo fabricante do transformador.

Ainda em RIES (2007) a segunda parcela denominada de perdas sob carga são as que ocorrem nos enrolamentos dos transformadores de distribuição. As perdas sob carga, também denominadas como perdas no cobre, depende diretamente do valor da carga do transformador, bem como, das condições de temperatura dos enrolamentos. São características do efeito das perdas sob carga, sendo demonstradas na prática, sob a forma de calor e como energia armazenada na forma de fluxos magnéticos dispersos na unidade transformadora.

A equação (4) descreve o modelo matemático adotado para descrever a perda nos transformadores de distribuição considerando as perdas a vazio e sob carga. Em BERNARDON

et al (2015) para esse cálculo é necessário considerar a tensão e a carga aplicada para cada instante de tempo.

$$\Delta P_{TD} = \Delta P_{0n} \cdot \frac{V^2}{V_n^2} + \Delta P_{Cn} \cdot \frac{V^2}{V_n^2} \cdot \frac{V_n^2}{V^2} \quad (4)$$

onde:

ΔP_{TD} perda de potência ativa no transformador de distribuição [kW];

ΔP_{0n} perda nominal de potência ativa a vazio [kW];

ΔP_{Cn} perda nominal de potência ativa com carga [kW];

V_n tensão nominal do transformador [kV];

V tensão aplicada ao transformador [kV];

S_n potência nominal do transformador de distribuição [kVA];

S potência aplicada ao transformador [kVA];

3.2.5 Transformador da Subestação

Em Oliveira *et al* (2001) com os cálculos de fluxo de potência trifásico nas redes primárias obtém-se as curvas de carga do alimentador. A agregação da curva de carga de todos os alimentadores da subestação compõe a curva de carga em termos de potência dos transformadores da subestação. Considerando os dados nominais dos transformadores das subestações as perdas de energia podem ser calculadas através da equação apresentada na seção 2.2.4, ou ainda, pela soma das perdas de energia de todos os seus transformadores.

3.3 BALANÇO ENERGÉTICO

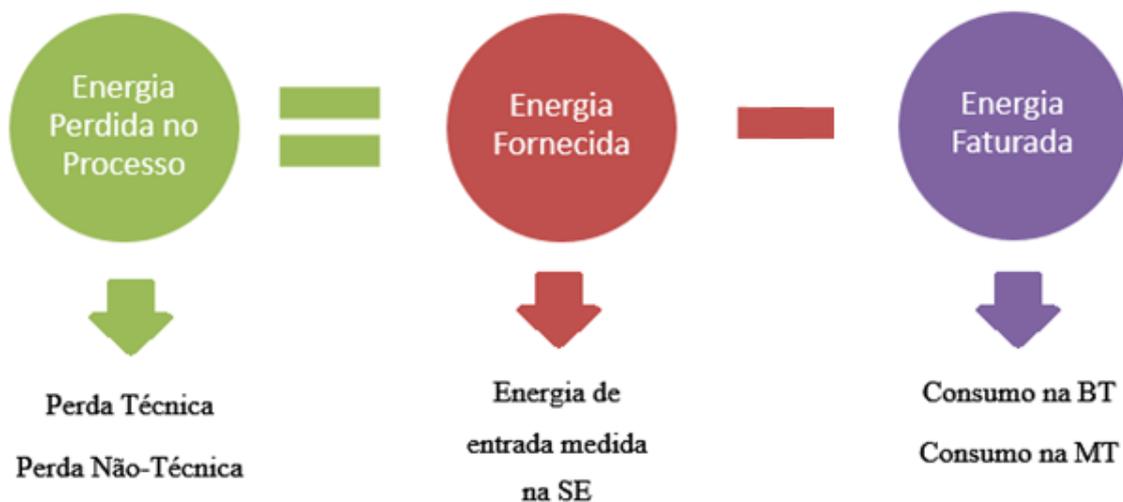
Por definição em ANEEL (2015) balanço energético ou balanço de energia é a contabilização do montante de energia elétrica injetada, transferida/fornecida e/ou perdida em um dado trecho do sistema elétrico de potência, respeitando assim o princípio de conservação energia. Ainda sobre o balanço energético é importante a abordagem das perdas elétricas totais ou globais, determinadas em BERNARDON *et al* (2015) pela diferença entre o total da energia injetada ou o total de energia despachada pela subestação e o somatório total de energia regularmente fornecida a todos os consumidores atendidos pela rede em questão.

Através do balanço de energia é possível obter a parcela do que é consumido, bem como, a parcela do que é dissipado em cada um dos segmentos do sistema de distribuição. Nas subestações (SE) são medidas a energia de entrada de um sistema de distribuição, os valores de

consumo para unidades consumidoras nas redes de baixa tensão e média tensão, bem como, os valores das perdas técnicas de energia em cada etapa do processo. Como última etapa desse processo é obtido o montante de perda não-técnica do sistema de distribuição através da subtração dos demais parâmetros conhecidos.

A Figura 2 apresenta um diagrama que descreve as etapas consideradas no balanço energético em um sistema de distribuição. Considerando três fatores macros, sendo eles, a energia faturada, energia fornecida e energia perdida no processo. Utilizando os dois primeiros fatores macros é possível obter o montante de energia perdida no processo distribuição de energia.

Figura 2 – Etapas do balanço energético em um sistema de distribuição



Fonte: Elaborado pela autora.

A equação (5) descreve o modelo matemático adotado para descrever o balanço energético dos sistemas de distribuição.

$$P_G = E_T - C_T \quad (5)$$

onde:

P_G perdas totais ou globais do sistema de distribuição [kWh];

E_T energia total medida/fornecida na entrada dos sistemas de distribuição [kWh];

C_T consumo total das unidade consumidoras do sistema de distribuição [kWh];

A equação (6) representa o modelo matemático que descreve a relação dos consumos total das unidades consumidoras do sistema de distribuição.

$$C_T = C_{MT} + C_{BT} \quad (6)$$

onde:

C_T consumo total das unidade consumidoras do sistema de distribuição [kWh];

C_{MT} consumo total de unidades consumidoras conectadas ao sistema de média tensão [kWh];

C_{BT} consumo total de unidades consumidoras conectadas ao sistema de baixa tensão [kWh];

A equação (7) representa o modelo matemático que descreve a relação das perdas totais do sistema de distribuição.

$$P_G = P_T + P_{NT} \quad (7)$$

onde:

P_G perdas totais ou globais do sistema de distribuição [kWh];

P_T perdas técnicas do sistema de distribuição [kWh];

P_{NT} perdas não-técnicas do sistema de distribuição [kWh];

A equação (8) descreve o modelo matemático que relaciona todas as perdas técnicas do sistema de distribuição.

$$P_T = P_{SE} + P_{MT} + P_{TD} + P_{BT} + P_{RL} + P_{MD} \quad (8)$$

onde:

P_T perdas técnicas totais do sistema de distribuição [kWh];

P_{SE} perdas técnicas nos transformadores da subestação [kWh];

P_{MT} perdas técnicas nos alimentadores de média tensão [kWh];

P_{TD} perdas técnicas nos transformadores da distribuição [kWh];

P_{BT} perdas técnicas nos circuitos de baixa tensão [kWh];

P_{RL} perdas técnicas em ramais de ligação [kWh];

P_{MD} perdas técnicas medidores de energia [kWh];

Observa-se que as perdas técnicas mais significativas no sistema de distribuição são associadas a perdas técnicas em transformadores de subestações, perdas em alimentadores de média tensão, perdas em transformadores de distribuição e perdas em circuitos de baixa tensão. Já as perdas menos significativas são associadas a perdas técnicas em ramais de ligação e perdas técnicas em medidores de energia.

Compreendendo que o montante de perda não-técnica do sistema de distribuição é obtido através da subtração dos demais parâmetros conhecidos em relação a energia total suprida para o circuito. A equação (9) descreve o modelo matemático contendo todas as variáveis necessárias para correto balanço energético do sistema e obtenção do valor de perdas não-técnicas.

$$P_{NT} = E_T - (C_{MT} + C_{BT}) - (P_{SE} + P_{MT} + P_{TR} + P_{BT} + P_{RL} + P_{MD}) \quad (9)$$

onde:

P_{NT} montante de perda não-técnica do sistema de distribuição [kWh];

Cabe ressaltar que quanto mais preciso forem os valores obtidos para as perdas técnicas, bem como, os valores definidos para a energia total medida na entrada dos sistemas de distribuição e os valores do consumo total das unidades consumidoras do sistema de distribuição, mais assertivo se torna o processo de identificação das perdas não-técnicas do sistema.

A fim de estabelecer uma linha de pesquisa sobre redes elétricas inteligentes e seu processo de automação no balanço de energia foram abordados dois temas extremamente importantes quando se fala dessas redes em questão. Nas duas próximas seções são abordados os temas de medição eletrônica de energia em sistemas de potência, bem como, são abordados conceitos sobre estimação de estados.

3.4 MEDIDORES ELETRÔNICOS DE ENERGIA

Nos últimos anos a implantação e modernização dos sistemas de supervisão e controle em concessionárias de energia tem sido um dos grandes destinos de grandes montantes de investimentos realizados pelas companhias. Atualmente, somente os sistemas de geração e transmissão possuem sistemas de automação, supervisão e controle para monitorar seus todos os seus processos. O sistema *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA) é o principal elemento de integração entre as redes elétricas e os centros de operações, possibilitando assim uma tele supervisão, telecomando e tele medição de grandezas elétricas, tais como, tensão, corrente, potência, entre outras, indicando assim as condições de funcionamento de todo o sistema automatizado em tempo real. Ainda podemos citar a possibilidade de monitoração e alteração de estados (ligado/desligado) de equipamentos ao longo das redes, tais como, religadores, bancos de capacitores, chaves e disjuntores. (LABORATORIES, 2010).

No sistema de distribuição do Brasil encontra-se uma grande dificuldade em implantação da automação de sistemas devido a sua complexidade e o elevado número de consumidores. A medição eletrônica foi uma das primeiras tentativas de instalar alguma inteligência na rede sendo usada inicialmente para monitorar o comportamento da carga de grandes consumidores. Tais medidores, através da instalação de equipamentos de comunicação,

iriam proporcionar o monitoramento em tempo real e o uso de aplicativos para a resposta de demanda. (MME, 2010).

A medição é uma peça importante para a implementação das redes elétricas inteligentes, uma vez que ações como controle de perdas, planejamento e controle estão diretamente ligados a essa tecnologia. Analisando amplamente o aspecto da medição observamos que não se trata somente de medidores instalados em residências, indústrias e comércios, mas sim, de toda a medição envolvida desde o processo de geração até o consumidor final. Ao longo dos anos diversos recursos inteligentes foram aplicados aos medidores, dos quais podemos citar dois recursos que se complementam, sendo eles as tecnologias AMI (*Advanced Metering Infrastructure*) e AMR (*Automatic Meter Reading*). (MME, 2010). (BERNARDON *et al*, 2015).

A tecnologia AMR através da comunicação unidirecional, amplamente utilizado para medição remota e detecção de falhas, bem como, diagnóstico de leituras, permite somente a leitura de dados pela concessionária. Já tecnologia AMI presente em diversos setores, tais como, água, gás, eletricidade, entre outros englobam todos os elementos necessários para medição e comunicação entre consumidores, concessionárias e fornecedores. Estabelecendo 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. (BERNARDON *et al*, 2015).

Os medidores inteligentes, também denominado *Smart Meter*, são considerados uma evolução dos medidores automatizados e um dos principais componentes de todo o sistema sendo responsável pelas principais tarefas em uma rede inteligente. Esses medidores, base das redes com AMI, são capazes de processar dados e enviar comandos para vários equipamentos, permitindo assim uma integração de toda a cadeia de fornecimento. Podendo medir o consumo em intervalos pré determinados, o medidor inteligente, integra diversas tecnologias, tais como, sensores de tempo real, notificação de faltas de suprimento e monitoramento da qualidade da energia. (MME, 2010). (BERNARDON *et al*, 2015).

Diversos aplicativos estão sendo desenvolvidos para auxiliar e proporcionar o acesso aos dados de medição, tais como, *Home Displays* e *Smartplugs*. Nos mostradores digitais são exibidos para os clientes os dados de consumo obtidos pelo medidor inteligente, fazendo com que o usuário possa fazer a leitura das informações coletadas. É possível obter dados sobre histórico de consumo e recomendações para as melhores formas de consumo de energia a fim de reduzir custos. Também são desenvolvidos *smartplugs*, que se comunicarão com os medidores inteligentes possibilitando ao usuário o conhecimento individual do consumo de suas

cargas. A tendência é que os equipamentos domésticos já venham com um *smartplug* integrado, mas como alternativa já existem alguns modelos disponíveis funcionando como intermediários entre a rede e a carga. (HLEDIK, 2009).

3.4.1 Vantagens Tecnológicas

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, demanda instantânea, níveis de tensão, perfis de consumo, entre outras estarão disponíveis para análise. As informações em tempo real possibilitarão a detecção rápida de faltas, proporcionando um reestabelecimento, bem como, o isolamento das áreas afetadas e o redirecionamento do fluxo de energia de forma a manter o maior número possível de consumidores atendidos. Esses recursos estarão disponíveis para auxiliar o monitoramento do sistema elétrico ajudando na prevenção de interrupção de fornecimento, detecção de perdas técnicas e controle remoto de cargas. (BERNARDON *et al*, 2015).

Com o uso desses medidores eletrônicos uma grande massa de dados estará disponível para armazenamento e criação de bancos de dados de consumo apurados para estudos de perfis e estimação da demanda nos centros de controles. Permitindo assim uma melhor tomada de decisão no planejamento, controle e operação dos sistemas elétricos de modo a maximizar a eficiência e evitar sobrecargas que possam ocorrer no sistema de planejamento e controle da rede. Com uma evolução nos sistemas de monitoramento das cargas, existe uma tendência de que o despacho de equipes diminuirá, uma vez que a suspensão e religação do fornecimento poderão ser feitos remotamente pela concessionária. (MME, 2010).

Ainda sobre o uso desses medidores inteligentes, integrados com os chamados *Home Displays* e *Smartplugs*, proporcionará uma mudança no conceito de utilização das cargas, que poderão ser controladas remotamente tanto pelo usuário quando pela concessionária que poderá também oferecer diversos serviços aos consumidores. Os usuários das redes terão maiores condições de gerenciar o seu uso de energia através de diversos dados, tais como, consumo em tempo real, equipamento que detém um maior consumo, valor a pagar até um determinado momento. Outros recursos, tais como, programação por parte do usuário de qualquer equipamento conectado a sua rede elétrica poderão ser disponibilizados. (MME, 2010).

3.4.2 Desafios Tecnológicos

Existem diversos desafios tecnológicos ligados ao uso de medidores inteligentes. A necessidade de padronização da comunicação e das interfaces entre dispositivos na implantação, um dos assuntos que por longo tempo foi considerado um dos grandes desafios tecnológico, mas que com o passar dos anos vem sendo estudado e desenvolvidos técnicas para a sua solução. Em BERNARDON *et al* (2015 com um padrão de comunicação que varia dependendo do projeto de aplicação do medidor, colaborando para a existência de diversos protocolos e meios de comunicação que podem ser aplicados. Entre as possíveis opções para a rede, encontra-se o uso de redes de telefonia celular, de comunicação por satélite, de radiofrequência, Wi-Fi, além da comunicação pela própria rede elétrica.

Dentre os diversos tipos de tecnologias disponíveis para os medidores inteligentes, tendo como principal funcionalidade a capacidade de se comunicar com outros equipamentos instalados na rede ou até mesmo dentro das unidades consumidoras, a escolha de uma delas dependerá de fatores, tais como, topologia, custo, confiabilidade, disponibilidade, alcance e vulnerabilidade. (MME, 2010).

Outra questão pertinente a implementação dos medidores inteligentes está o desenvolvimento de sistemas de segurança que garantam que somente dispositivos autorizados possam ter acesso às informações da rede. Os sistemas devem ser seguros o suficiente para que resistam a ataques cibernéticos evitando que informações confidenciais coletadas por medidores inteligentes sejam acessadas por usuários não autorizados, acarretando assim em grandes perdas, tanto para as empresas quanto para os usuários.

Quando analisamos o sistema de medição e o cálculo de perdas identificamos um grande desafio, em relação a estrutura atual da rede, uma vez que quanto mais eficiente o sistema de medição de uma rede, mais assertivo será a estimação dos índices das perdas através do fluxo de energia. Atualmente o sistema de distribuição possui medições em transformadores das subestações e em consumidores de grande porte de média e alta tensão. Um sistema de medição eletrônico, o mesmo aplicado em subestações e grandes clientes compreende uma medição horária (com intervalo de 10 ou 15 minutos) de seus consumidores de forma individual.

Os demais consumidores, que representam quase a totalidade do sistema, possuem medições de energia em um determinado intervalo de tempo, em geral um mês (kWh/mês). A implantação de medidores inteligentes nesses consumidores aumentará o volume de informações circulando pelos sistemas de comunicação, reforçando ainda mais a importância da escolha desses sistemas que podem se comunicar diretamente com uma central, ou com um

concentrador, ou ainda se comunicando em modo cascata (rede em malha). (BERNARDON *et al*, 2015).

Ainda aos desafios ligado a estrutura da rede atual, está o continuo investimento por parte das concessionárias de energia á instalação de equipamentos de automação, tais como, chaves telecomandadas, religadores, banco de capacitores e reguladores de tensão com o objetivo de estabelecer um sistema de medição remota. Esses equipamentos, como já citado anteriormente, juntamente com a medição através de equipamento telecomandados, medições de potência injetada nos alimentadores e medições de transformadores de potência compõem uma base de dados que pode auxiliar no balanço energético do sistema de distribuição.

3.4.3 Localização e números de medidores

A localização e quantidade de medidores torna-se uma questão importante principalmente quando relacionada à estimação de estados devido à baixa relação de medidas reais e pseudo-medidas nas redes de distribuição. Tendo em vista que um dos principais requisitos 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. A localização dos medidores pode ser abordada através da utilização de um método multicriterial possibilitando inclusive a avaliação de diferentes equipamentos sob a ótica da importância de cada critério de avaliação. Alguns indicadores podem ser utilizados na avaliação multicriterial da localização de equipamentos de automação que forneçam dados para a medição, tais como, aumento da precisão na Estimação de Estado, custo do equipamento, aumento da confiabilidade, redução de perdas, melhoria no nível de tensão (MILBRADT, 2015)

Adicionalmente o problema da determinação da localização de medidores pode ser solucionado através do algoritmo proposto em Milbradt (2015). São propostos indicadores para a avaliação multicriterial da localização de equipamentos de automação com capacidade de

geração como medidores, reguladores de tensão, chaves telecomandadas, religadores, bancos de capacitores, entre outros. Esses indicadores são: aumento da precisão na estimação de estado, custo do equipamento, aumento da confiabilidade, redução de perdas e melhoria nos níveis de tensão. O método proposto assume como base um estimador de estados baseado do método WLS, em que é provido informações sobre o status da rede que está sendo analisada. A análise multicriterial proposta foi desenvolvida tendo como base o método AHP. Esse método possui simples implementação e permite também a avaliação de especialistas para refletir nos resultados finais conforme as necessidades dos alimentadores, bem como, as políticas das próprias companhias quanto aos investimentos em automação.

3.5 ESTIMADOR DE ESTADOS

Como já citado anteriormente, no cenário de mudança, em que os recursos oriundos do processo de modernização e de avanços tecnológicos representam diversas vantagens ao SEP, observamos o crescente aumento na importância de garantir a confiabilidade, bem como, questões ligadas a segurança das redes dos sistemas exigindo ainda mais das concessionárias de energia para que se evite falhas e de forma mais eficiente possível o seu funcionamento.

O crescente monitoramento da rede e o uso de medidas remotas exigiu que sistemas fossem implementados a fim de garantir o seu supervisionamento e controle. Considerando o elevado custo e grande importância, atualmente somente os sistemas de geração e transmissão possuem sistemas de automação, supervisão e controle para monitorar todas as suas barras, essa supervisão e controle é realizada através de um sistema SCADA. A realidade dos sistemas de distribuição é bem diferente quando comparada com os sistemas pertencentes a rede básica. Essa realidade ao longo dos anos vem sendo alterada em função do barateamento de dispositivos, melhoria em questões sobre comunicação e o uso de conceitos ligados a *Smart Grids*.

Contudo os sistemas de distribuição devido as suas características próprias, tais como, grandes extensões de rede, grande complexidade, elevado número de barras, pouca disponibilidade de medições inviabilizam a utilização de um sistema SCADA para supervisionar toda a rede. Atualmente no sistema de distribuição somente alguns dispositivos telecomandados, tais como, chaves, religadores, reguladores, banco de capacitores possuem uma supervisão por um sistema SCADA.

Os sistemas de distribuição, considerando especialmente os brasileiros, são demasiadamente complexos para que a curto e médio prazo possuam monitoramento total.

(MILBRADT, 2015). Em sistemas de distribuição reais as medidas de grandezas elétricas são afetadas por perturbações aleatórias somado ao fato de que nem todas as grandezas estão disponíveis e a problemas associados a bancos de dados confiáveis. Para superar essas limitações e obter um aperfeiçoamento dos processos atuais de operação da rede, as informações em tempo real dos sistemas de gerenciamento e operação da distribuição poderão ser utilizadas através do desenvolvimento de diferentes aplicações. Dentre essas diferentes aplicações podemos citar a estimação de estados.

Para Karamta e Jamnani (2016) a estimação de estados se torna cada vez mais uma ferramenta essencial para o controle e gerenciamento em tempo real de um moderno sistema elétrico, onde é possível fornecer flexibilidade na tomada de decisão frente a alguma emergência ou até um funcionamento otimizado do sistema aos operadores.

A estimação de estados é um sistema computacional que processa todas as medições disponíveis, incluindo dados redundantes (na existência desses dados), estabelecendo a melhor estimativa e mais precisa das grandezas elétricas mesmos em locais que não existam monitoramento. Dentre as diferentes camadas do sistema de controle, podendo citar, gerenciamento de defeito, sobrecarga, resposta a demanda, controle de tensão, geração distribuída, armazenamento de energia, está o estimador de estados atuando como como um nível de ligação entre a comunicação com os dispositivos e o controle das aplicações *Smart Grid*. (KARAMTA e JAMNANI, 2016). (MILBRADT, 2015).

Com a instalação de medidores na rede de média tensão, medidores inteligentes nos consumidores e somados as medições já existentes dos equipamentos telecomandados será garantido uma observabilidade muito maior da rede. Para MILBRADT (2015) mesmo com a redução de custos não será economicamente viável obter uma cobertura completa da rede em termos de medidas remotas em todos os equipamentos e com uma confiabilidade aceitável. E que nesse momento se passa a existir a necessidade de mesclar os resultados obtidos com o fluxo de potência (baseado informações de carga histórica e algumas medidas em tempo real).

3.5.1 Evolução do Fluxo de Potência

Os estudos de cargas são importantes para precisão do cálculo do fluxo de potência, uma vez que a operação satisfatória desse sistema depende do conhecimento das características das cargas, a entrada de novas cargas, de novas unidades geradoras. Um estudo de carga consiste basicamente na determinação de variáveis de estado, ou seja, na determinação da corrente, da

tensão, da potência e do fator de potência nos diversos pontos de um sistema elétrico de potência sob condições reais ou ideais de operação.

3.5.1.1 Caracterização da Carga

As cargas em um sistema elétrico podem ser caracterizadas pela sua localização geográfica, o uso final de energia, o nível de tensão de suprimento, entre outros fatores (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005). (KERSTING, 2002). Sendo assim o comportamento em regime permanente senoidal de cada carga perante a variação do nível de tensão de fornecimento depende da sua forma construtiva e do seu princípio físico de funcionamento dos equipamentos elétricos, ou seja, a potência elétrica absorvida por uma determinada carga depende de sua natureza, e pode variar em função da tensão a ela aplicada.

A natureza de uma carga implica diretamente no nível de potência absorvida pela carga podendo variar em função da tensão a ela aplicada. Há vários modelos para a representação do comportamento da carga em função da tensão aplicada, tais como, cargas de potência constante, cargas de corrente constante, cargas de impedância constante e cargas constituídas por composição dos modelos anteriores, denominados modelos ZIP. As cargas no sistema de potência também são classificadas em função da classe de consumo (residencial, comercial, rural e industrial). A nível de subestações e transformadores essas cargas são representadas de acordo com a sua característica predominante.

Cargas de potência constante, nesse caso a potência se mantém constante com a tensão mantendo os valores nominais (ou de referência) de potência ativa e reativa, independentemente do valor da tensão de fornecimento e a corrente absorvida é inversamente proporcional à tensão aplicada. (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005). (BERNARDON et al., 2015). São exemplos de cargas dessa natureza motores elétricos de indução.

Cargas de corrente constante, em cargas de corrente constante com a tensão, o módulo da corrente absorvida e o ângulo de fase entre a tensão e a corrente permanecem inalterados enquanto a tensão varia. (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005). (BERNARDON et al., 2015). São exemplos de cargas dessa natureza fornos a arco, lâmpadas de descarga, fluorescentes, vapor de mercúrio e vapor de sódio.

Cargas de impedância constante, nesse caso a impedância se mantém constante sendo obtida a partir das potências ativa e reativa absorvidas pela carga quando alimentada pela tensão nominal. (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005). (KERSTING, 2002). Sendo a carga

modelada como impedância constante, no momento que houver uma queda de tensão no circuito, haverá também uma diminuição na corrente nas linhas de transmissão e em consequência uma queda de tensão nas mesmas. Esta redução atuará compensando o distúrbio de tensão na carga estabelecendo assim uma tensão de estabilização na carga. São exemplos de cargas dessa natureza os capacitores e os equipamentos de aquecimento resistivos, tais como, chuveiros e torneiras elétricas.

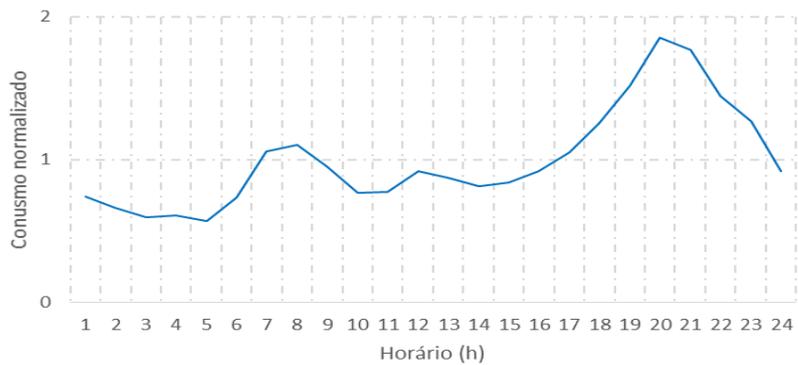
Cargas de Composição Mista (ZIP), associa o comportamento da potência na carga que reage em função da magnitude da tensão como uma composição de três parcelas: uma parcela da carga representada pelo modelo de impedância constante, uma parcela do modelo de corrente e uma parcela de potência constante. Um dos aspectos importantes quando modelado a carga como uma composição mista é o aspecto da tensão mínima para que o sistema se comporte como potência ou corrente constante. Considerando a estrutura atual da rede de distribuição, a maioria dos consumidores, tendo em vista principalmente os consumidores de baixa tensão, possuem como informação apenas o montante total de energia elétrica consumida em um determinado período de tempo. Essa informação não retrata o comportamento diário da energia consumida, sendo assim, insuficiente para a análise dos sistemas de distribuição (BERNARDON et al., 2015).

De acordo com MILBRADT (2015) uma das maiores dificuldades quando estamos falando da precisão do cálculo de fluxo de potência é forma como cada carga será estimada. Considerando a estrutura atual da rede de distribuição, as cargas não possuem monitoramento em tempo real o que implica necessariamente em outra forma de previsão. O fluxo de potência calculado na ferramenta de estimação de estados é baseado na conversão dos consumos de energia elétrica em demanda por meio do uso de curvas típicas. Em BERNARDON *et al* (2015) as curvas típicas de cargas usualmente são representadas por valores normalizados tendo como base a demanda ativa máxima ou média, bem como, para a sua construção são necessárias uma análise estatística de todas as curvas de carga medidas por uma mesma classe, obtidas em campanhas de medições, com finalidade de obter a curva mais representativa para um determinado tipo de carga.

As 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 ou temperatura além de possuir um fator de potência típico. A seguir serão apresentados algumas das diversas curvas típicas de cargas utilizadas na ferramenta de estimação de estados. A Figura 3 apresenta a curva típica de carga

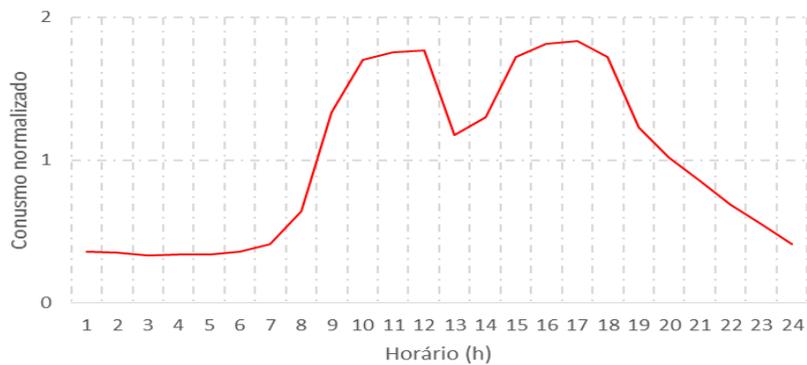
para uma classe de consumo residencial de 0 a 100kWh. A Figura 4 apresenta a curva típica de carga para uma classe de consumo comercial de 0 a 500kWh. A Figura 5 apresenta a curva típica de carga para uma classe de consumo industrial de 0 a 500kWh. A Figura 6 apresenta a curva típica de carga para uma classe de consumo rural de 0 a 200kWh

Figura 3 – Curva Típica considerando a classe de consumo residencial de 0 a 100kWh



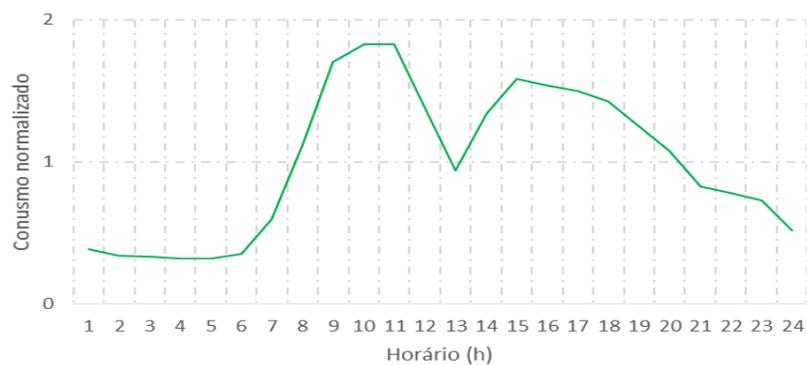
Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 4 – Curva Típica considerando a classe de consumo comercial de 0 a 500kWh



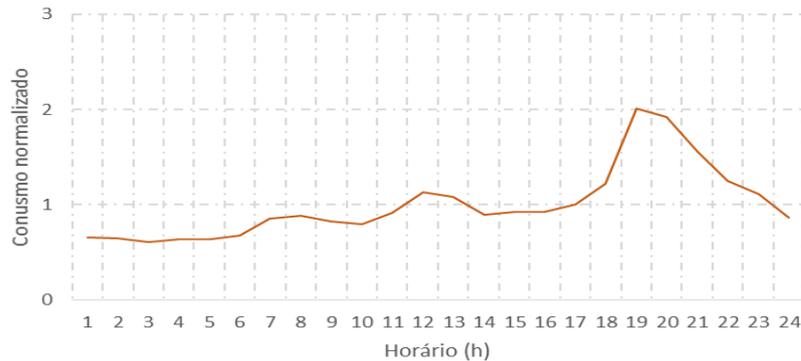
Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 5 – Curva Típica considerando a classe de consumo industrial de 0 a 500kWh



Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 6 – Curva Típica considerando a classe de consumo rural 0 a 200kWh



Fonte: Elaborado pela autora.

3.5.1.2 Métodos de Cálculo

Considerando a análise do fluxo de potência é necessário um alto grau de precisão e um tempo de processamento rápido para determinar qual técnica é melhor de se utilizar. Existem distintos métodos para esses cálculos, dentre os métodos clássicos e amplamente utilizados podemos citar: o método Gauss-Seidel (G-S), o método Newton-Raphson (N-R) e sua variante desacoplada. Quando comparado os dois métodos, o método Newton-Raphson é melhor que o método Gauss-Seidel porque apresenta características de convergência mais rápidas. (PUVIYA e PRIYADARSHINI, 2017).

O método de Gauss-Seidel quando aplicado para o cálculo de fluxo de potência apresenta algumas características, tais como, simples aplicação, uso de pequena memória, pouco tempo computacional considerando cada iteração, grande número de interações para se obter a convergência e uma lenta convergência. A convergência do método G-S se torna cada vez mais lenta à medida que o tamanho do sistema se expande. Convenientemente, o método G-S pode ser utilizado para estudos de fluxo de potência em pequenos sistemas de energia. Ou até mesmo em sistemas grandes para obter a primeira solução aproximada para ser utilizada no método de N-R. (KEYHANI, ABUR e HAO, 1989). (CHATTERJEE e MANDAL, 2017).

O método Newton-Raphson quando aplicado para o cálculo de fluxo de potência apresenta algumas características, tais como, aplicação mais precisa e confiável, menos número de iterações e cálculos mais rápidos. O método N-R é o algoritmo de fluxo de potência mais robusto utilizado na prática, mas desde 1970 o fluxo de carga continua a se desenvolvendo de diversas maneiras e entre elas podemos citar o método de desacoplado apresentando convergência ainda mais rápida e menor tempo de cálculo para cada iteração. (PUVIYA e

PRIYADARSHINI, 2017). A partir da necessidade de suprir as deficiências que diferentes métodos apresentavam foram desenvolvidas metodologias baseadas na estimação de estados para monitoração do sistema elétrico.

Outro método bem conhecido e amplamente estudado é o método *Backward - Forward Sweep* proposto em CHENG e SHIRMOHAMMADI (1995) e suas diversas variações para fluxo de potência trifásico em análise em tempo real. Essa metodologia é baseada basicamente na varredura da extremidade da rede até a barra da subestação e da barra da subestação até a extremidade da rede. Sendo caracterizado por três etapas: cálculo das injeções de correntes de cada nó, etapa (*backward sweep*) cálculo das correntes dos ramos até a barra da subestação começando pelas mais distantes da subestação até as mais próximas dela e etapa (*forward sweep*) cálculo das novas tensões nas barras começando pela subestação em direção aos nós mais distantes. Os passos deverão ser repetidos até que a convergência seja atingida.

3.5.2 Técnicas de Estimação

As literaturas trazem diversos métodos de aplicação da estimação de estados em sistemas elétricos, considerando KARAMTA e JAMNANI (2016) Fred Schweppe introduziu em 1969 o método, mais difundido entre todos, denominado Método dos Mínimos Quadrados Ponderados, ou do inglês *Weighted Least Squares* (WLS). Desde então a estimação de estados em sistemas elétricos de potência vem sendo uma área de pesquisa ativa trazendo diversos métodos de estimação e formas de como os dados são processados para resolverem os problemas propostos.

Além desse algoritmo de estimação, foram desenvolvidos outros métodos de estimação de estado para suprir as principais fragilidades ligadas do método WLS, destacando o fato de que o estimador WLS minimiza a soma ponderada dos quadrados dos resíduos (erros ou diferença dos valores estimados e dos valores reais). Outros métodos de estimação de estado, tais como, o método do Mínimo Valor Absoluto Ponderado dos Resíduos e o método do Mínimo Quadrado da Mediana do Resíduo. Ao longo do tempo foram realizadas modificações e melhorias na técnica de estimação para melhorar a formulação numérica, tais como, soluções através do uso de métodos ortogonais, uso de Equações Normais, método de *Hachtel*, entre outros. Também foram pesquisados métodos para tornar o processamento rápido e satisfatório. (KARAMTA e JAMNANI, 2016). (MILBRADT, 2015).

Diversos métodos numéricos foram explorados para evitar o problema do mau condicionamento das matrizes de ganho, que em certos casos pode ocasionar uma não

conversão no processo iterativo da estimação se o número da condição for muito alto e o limiar da convergência for muito exigente. (EXPÓSITO, CONEJO e CANIZARES, 2016). Contudo o método do WLS vem sendo predominante utilizado em implementações práticas nas redes, por ser classificado como um método bastante preciso, robusto e confiável já que a própria questão da vulnerabilidade aos erros grosseiros pode ser solucionada através de uma etapa de filtragem de informações anterior à estimação. (MILBRADT, 2015).

Nos sistemas de distribuição existem particularidades que quando comparadas ao sistema de transmissão fazem algumas dificuldades com relação a aplicação do estimador de estados sejam diferentes. Dentre essas particularidades podemos citar o desequilíbrio entre as fases, o elevado número de barras, a topologia radial e especialmente o reduzido número de medidas em tempo real. Neste contexto o algoritmo de *softwares* para cálculo da estimação de estados multiárea podem ser adaptados à 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. (MILBRADT, 2015).

3.5.3 Vetor de Medidas

O objetivo do estimador de estados é estimar os fasores complexos de tensão de barramento complexos em cada barramento em um determinado sistema de potência. Essa estimação é feita processando as medições de fluxos de linha, injeções de potência em barramentos, tensão e magnitudes de corrente de linha, bem como, informações sobre o status dos disjuntores, chaves telecomandadas, religadores, reguladores, entre outros. (EXPÓSITO, CONEJO e CANIZARES, 2016)

O vetor de estados do sistema é gerado através do processo de estimação de estado levando em consideração a informação disponível medida, a existência de possíveis erros na aquisição e transmissão de dados. Esses erros podem ser atribuídos a: erros no equipamento de medida e tele transmissão, calibração incorreta de equipamentos, falta de leituras, medidas executadas durante fenômenos transitórios, modelos matemáticos imprecisos ou erros de assimetria do sistema. Buscando atenuar a existência desses erros, o algoritmo de estimação utiliza diversos tipos de informações disponíveis dos centros de controle.

Basicamente e mais utilizados nos estimadores de estados do sistema de potência, o vetor de medidas contém todas medidas em tempo real (tensão, potência ativa e potência reativa em

barramentos ou linhas), pseudomedidas (dados históricos, estimação de carga), medidas virtuais, erros associados a cada medida, configuração disponíveis no sistema. A dimensão deste vector é proporcional ao total de medidas reais, pseudo-medidas e medidas virtuais. Caso o número de medidas seja suficiente e distribuído geograficamente o algoritmo de estimação de estados apresenta uma estimativa de estado do sistema fiável, ou seja, na ausência de erros grosseiros dos dados utilizados o estimador de estados se aproximará do verdadeiro estado do sistema.

3.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram apresentados alguns aspectos importantes perdas elétricas, tais como, caracterização dos tipos de perdas e métodos para cálculos dessas perdas. Foram caracterizados alguns dos principais elementos sobre medidores eletrônicos de energia. Também foram apresentados uma revisão sobre estimadores de estados e balanço energético em sistemas elétricos de potência.

No próximo capítulo é apresentado a metodologia utilizada na análise do balanço energético de redes de distribuição, descrevendo suas variáveis de entrada e adequações necessárias realizadas.

4. METODOLOGIA PROPOSTA

As redes elétricas inteligentes oferecem diversas vantagens, como por exemplo, o aumento do monitoramento e automação dos sistemas, se fazendo assim necessário o desenvolvimento de aplicações que otimizem o uso destes recursos. O uso do estimador de estados é uma delas e pode proporcionar o conhecimento do estado elétrico da rede em tempo real de forma mais precisa. Adicionalmente, também podemos considerar os conceitos envolvendo medidores inteligentes que proporcionam uma utilização mais efetiva de dados para as distribuidoras de energia.

Conforme já citado anteriormente, em um cenário em que a aplicação das redes elétricas compreende toda a rede ou quase toda, o balanço energético ainda será uma questão importante mesmo que agora seja mais relevante do que no futuro. Atualmente o balanço energético é utilizado para caracterizar um grande montante de perdas elétricas associadas ao sistema de distribuição, e que com o gradual monitoramento das grandezas elétricas tende a ter identificado e caracterizado todos os montantes de energia, bem como, todas as grandezas elétricas. Caminhando assim, para que em uma situação ideal o balanço energético será utilizado somente para caracterizar uma pequena parte dos montantes de energia.

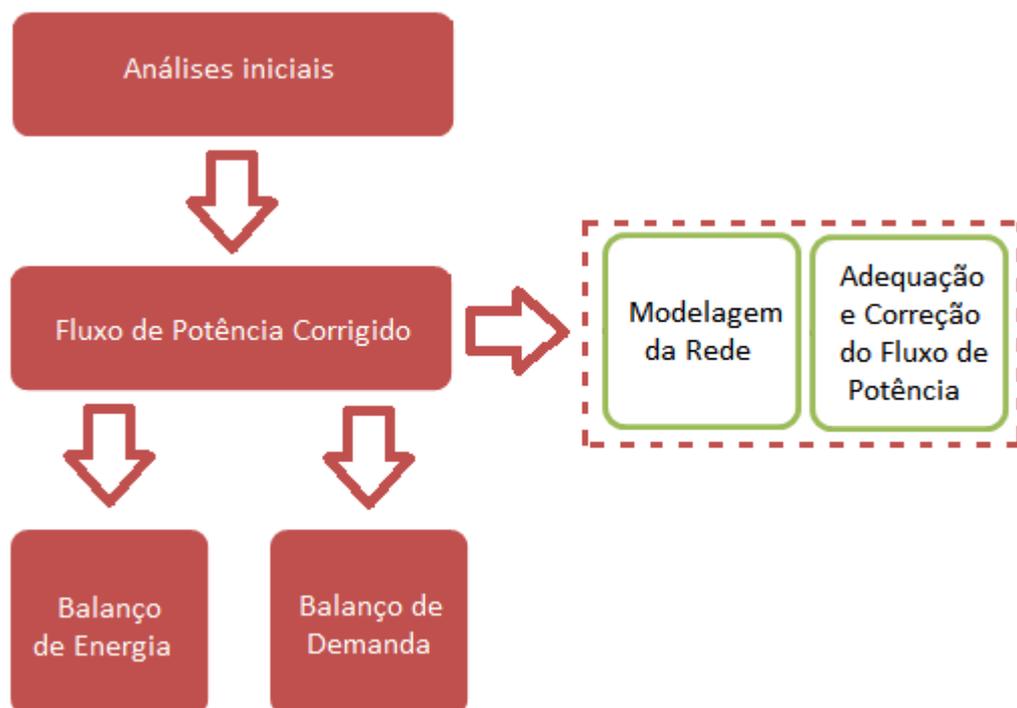
Esta dissertação é proposta no cenário de transição das redes elétricas inteligentes, onde existirão medidas em tempo real para os sistemas de distribuição através de informações de medidores e outros equipamentos, porém nem todas as medidas necessárias ao completo monitoramento estarão disponíveis neste período. Dentro deste contexto, entende-se que a solução que melhor se adapta para este trabalho é a desenvolvimento de uma metodologia para análise do balanço energético utilizando informações de um estimador de estados, já que em um cenário de redes elétricas inteligentes será necessário uma ferramenta que consiga conciliar grandes complexidades ligada ao número de medidas reais disponíveis, equipamentos telecomandados das redes de distribuição, além de um tempo de resposta satisfatório que permita o monitoramento em tempo real.

Analisando em conjunto essas questões é composta uma grande base de dados que pode ser utilizada para a análise do balanço energético do sistema elétrico de distribuição. Considerando a importância de todos esses aspectos propõe-se, através deste trabalho, a definição de uma metodologia que contemple os procedimentos necessários para a realização da análise do balanço energético em redes de distribuição incorporando os dados obtidos através da utilização de uma ferramenta de estimação de estados.

A aplicação da metodologia requer a utilização de uma ferramenta de estimação de estados e 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 como ferramenta que possibilite a análise do balanço energético. Portanto optou-se pela utilização de um *software* para cálculo da estimação de estados e cálculo do fluxo de potência em redes de distribuição, considerando as especialidades envolvidas na aplicação das redes elétricas inteligentes. No próximo seção será abordado de forma resumida a etapa de cálculo do fluxo de potência realizado pelo estimador de estados selecionado neste trabalho.

A Figura 7 apresenta o fluxograma de forma macro, sendo possível visualizar de forma resumida como se dá a lógica de solução do problema. Após uma análise inicial do problema e da solução, a metodologia proposta para análise do balanço energético se dá a partir das informações do fluxo de potência corrigido obtidas através de um estimador de estados.

Figura 7 – Fluxograma macro para solução do problema associado ao balanço energético



Fonte: Elaborado pela autora.

Salienta-se que quando foi considerada, dentro das análises iniciais, o fluxo de potência foi observado diversos pontos, dos quais podemos citar a modelagem da rede, bem como, a adequação e correção desse fluxo. Nesta etapa em que é entregue o fluxo de potência corrigido pode ser executado por qualquer ferramenta ou *software* que ofereça esse tipo análise, mas

como um dos objetivos da metodologia é adicionar uma aplicação de balanço energético foi utilizado uma ferramenta de estimação de estados. Com a informação do fluxo de potência corrigido é possível realizar uma análise considerando o balanço de energia e o balanço de demanda de redes de distribuição. Foi realizado essa análise separadamente (energia e demanda) para que com o estudo de caso aplicado e validado ao balanço de energia seja replicado futuramente para a análise do balanço da demanda. A descrição e sequência das ações necessárias para a solução do problema do balanço energético será apresentada e especificada nas seções a seguir.

Fatores importantes na aplicação da metodologia proposta está o cálculo de perdas técnicas e não técnicas, adequação e conversão de dados considerando a estrutura atual das distribuidoras. 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, uma análise de balanço mensal. Ambas as análises compatibilizam 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. Também a seguir em outras seções são descritos detalhadamente os conceitos, equacionamentos e técnicas de solução utilizados na elaboração da metodologia proposta deste trabalho.

4.1 ESTIMADOR DE ESTADOS

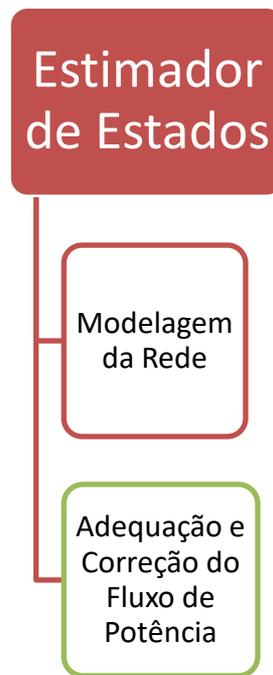
O estimador de estados utilizado foi proposto em Milbradt (2015) e em parceria com outras empresas foi desenvolvido uma plataforma computacional para a implementação de diversas aplicações, dentre essas aplicações, está o algoritmo de estimação de estados. Basicamente, o algoritmo de fluxo de potência é utilizado com o objetivo de realizar a função de um previsor inicial das grandezas elétricas nos pontos da rede considerando os valores de carga dos medidores em tempo real, bem como, através de estimativas de carga. A estimação de estado é utilizada de forma complementar ao fluxo de potência integrando as estimativas obtidas pelo primeiro às medidas remotas em tempo real que existirem. O uso destas medidas garante um aumento na precisão das estimativas, porém é necessário destacar que mesmo as medidas reais podem conter erros os quais precisam ser detectados.

A Figura 8 apresenta um diagrama que descreve as etapas do processo de estimação de estados considerando dois fatores macros, sendo eles, a modelagem da rede e a adequação e

correção do fluxo de potência. Utilizando os esses dois fatores macros é possível obter o fluxo de potência corrigido que será posteriormente utilizado nas etapas de balanço de energia e balanço de demanda. Nas seções a seguir serão descritas cada etapa considerando os dois fatores macros do estimador de estados utilizados.

Também foram observados aspectos referentes a estimação do consumo referente a número mínimo de medidores para garantir a 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 estimação de estado.

Figura 8 – Etapas do processo de estimação de estados

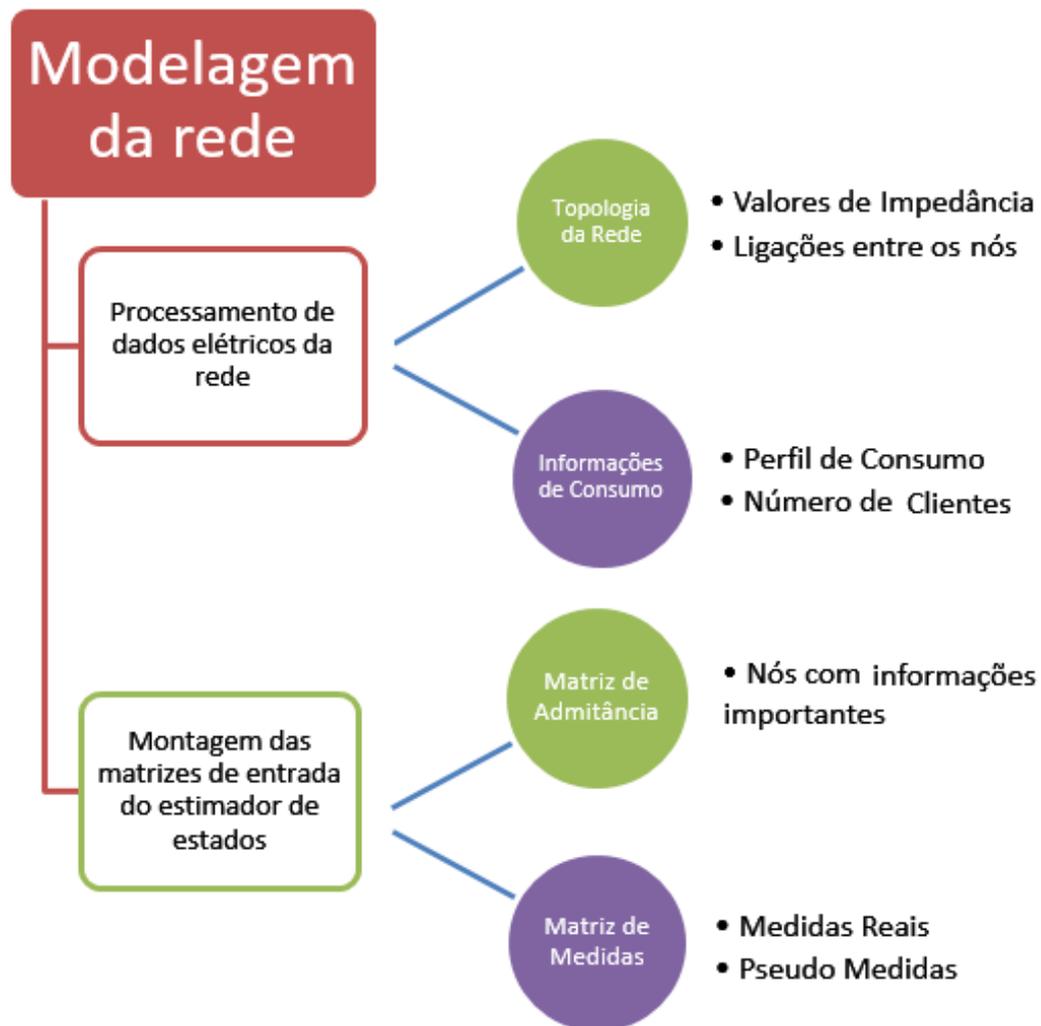


Fonte: Elaborado pela autora.

4.1.1 Modelagem da Rede

Nessa etapa da estimação de estados após a coleta de dados é realizada o processamento de diversos dados elétricos do sistema. A Figura 9 apresenta um diagrama que descreve as etapas do processo de modelagem da rede considerando duas etapas importantes, sendo elas, processamento dos dados elétricos da rede e montagem das matrizes de entrada do estimador de estados.

Figura 9 – Etapas do processo de modelagem da rede



Fonte: Elaborado pela autora.

O modelo elétrico da rede é composto basicamente pelas características de topologia da rede, tais como, as ligações entre os nós, as impedâncias destas ligações e informações de consumo, como por exemplo, número de clientes e perfil de consumo. Além das localizações de diversos equipamentos, sendo eles reguladores de tensão, transformadores de distribuição, bancos de capacitores e chaves. Este modelo é determinado estaticamente pelo cadastro da companhia elétrica e dinamicamente através do processador topológico, que une o modelo estático ao estado atual das chaves telecomandadas e operadas manualmente, em uma matriz de admitância nó a nó da rede elétrica.

Em Milbradt (2015) frequentemente os cadastros guardam informações bastante detalhadas sobre a rede, de maneira que a criação do modelo elétrico diretamente a partir destas informações pode torná-lo desnecessariamente complexo. Isto acarretaria também em uma

carga maior de trabalho para o estimador de estados. Então, desta maneira, as duas matrizes de entrada para o estimador são definidas.

- Matriz de Admitância: nós que não desempenham nenhum papel significativo para o modelo são descartados. Apenas nós que contém bifurcação da rede, injeção de potência, medida real, início ou fim da rede são necessários e farão parte da matriz final. Entretanto, é necessário manter a impedância dos condutores que interligavam um nó significativo, tornando o modelo elétrico simplificado idêntico ao original sob o ponto de vista elétrico.
- Matriz de Medidas: as medidas reais são mantidas na forma em que são disponibilizadas pelo sistema SCADA. Já as pseudo-medidas utilizadas são as medidas de injeção e fluxo de potência calculados. Como os nós com injeção de potência e nós com bifurcação (onde existem medidas de fluxo de potência) são significativos, a simplificação da matriz de admitância não trará maiores impactos à matriz de medidas.

Sobre as pseudo-medidas podemos observar que a geração das mesmas se faz utilizando medidas reais para ajuste da previsão de carga além de utilizar um método de processamento paralelo proposto com o objetivo de reduzir o tempo de resposta. Basicamente a paralelização do algoritmo de fluxo de potência é aplicado através de um modelo de varredura inversa-direta de soma das correntes em uma rede de distribuição radial ou em malhas desde que seja criado anteriormente pontos de ruptura. A ação de varredura inversa no caso do fluxo de potência equivale à etapa de soma das correntes e a ação de varredura direta equivale à etapa de cálculo das tensões nos nós.

Analisando a plataforma computacional em que a função de estimação de estados foi incorporada podemos observar alguns pontos relevantes sobre o modelo elétrico, dentre eles, o fato de que no caso da estimação de estado existe uma sensibilidade maior do desempenho em relação ao tamanho das áreas, desta forma o algoritmo inicial recebeu algumas rotinas adicionais para também quebrar áreas excessivamente grandes e até o próprio “caminho raiz” ou tronco. Também observamos que o algoritmo parte do princípio da utilização do tronco como uma sub-rede em que estão contidos todos os barramentos de fronteira e onde derivam as demais sub-redes que serão tratadas em estimadores distintos.

Outro ponto abordado foi a preparação das medidas e preparação do modelo elétrico (topologia) para a estimação de estado considerando os efeitos que erros de topologia exercem sobre a solução, tais como, tornar a solução imprecisa ou até mesmo impossível além de que

este tipo de erro ser difícil de ser identificado pelo estimador. Ainda somado a isso existe o fato de que redes de distribuição aéreas estão sujeitas a diversos defeitos, considerando esses fatores foram definidas situações possíveis de defeitos em que foram determinados procedimentos que podem ser tomados objetivando a identificação da nova topologia da rede e o restabelecimento da estimação de estado.

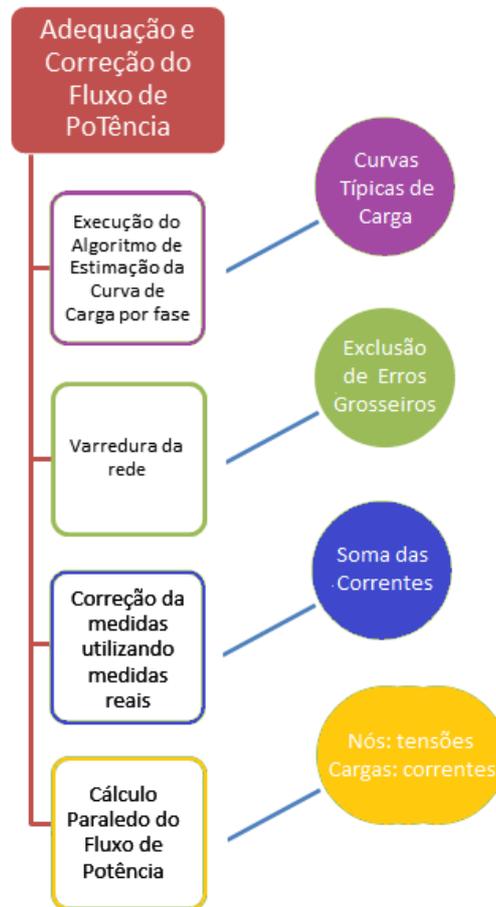
Adicionalmente, a ferramenta de estimação de estados prevê a inserção de rotinas adicionais, tais como, presença de fontes de geração distribuída, malhas nas redes de distribuição e principalmente o processamento das varreduras em paralelo a correção das cargas. São realizadas algumas verificações, tais como, quanto à presença de malhas que caso existam são criados pontos de ruptura e é calculada a matriz de impedância dos pontos de ruptura. A ferramenta também prevê a inserção de um gerenciamento único aplicado para o tratamento e controle das fontes de geração distribuída (GDs) considerando que esse fato influencia nas ações de diversos módulos dentro do processo da estimação. Esse gerenciamento único aplicado a GD busca o melhor equilíbrio entre o consumo dos recursos existentes e as necessidades da rede para manutenção da qualidade e confiabilidade.

4.1.2 Adequação e correção do fluxo de potência

Nessa etapa da estimação de estados após o processamento de diversos dados elétricos do sistema é realizado a adequação e correção do fluxo de potência. A Figura 10 apresenta um diagrama que descreve as etapas do processo de estimação de estados considerando quatro fatores macros, sendo eles, execução do algoritmo de estimação da curva de carga por fase, varredura da rede, correção das medidas utilizando medidas reais e cálculo paralelo do fluxo de potência.

Em Milbradt (2015) na ferramenta de estimação de estados, basicamente a estimativa inicial da injeção de potência é calculada considerando as informações de consumo mensal de energia de cada consumidor sendo que este consumidor está associado a uma classe ou tipo. Em cada uma dessas classes há uma curva característica de potência diária obtida através de um processo estatístico considerando um vasto plano de medições detido pela concessionária de energia. Com essas curvas é possível estimar a curva de carga de um transformador de distribuição, bem como, um alimentador tendo base valores médios de medições anteriores.

Figura 10 – Etapas do processo de adequação e correção do fluxo de potência



Fonte: Elaborado pela autora.

Analisando a plataforma computacional em que a função de estimação de estados foi incorporada podemos observar alguns pontos relevantes sobre o algoritmo de fluxo de carga que serão citados a seguir. Se observa que o algoritmo básico para correção das cargas integra o algoritmo completo para cálculo do fluxo de potência tendo o objetivo de carregar um conjunto de pseudomedidas sem erros grosseiros para a etapa de estimação de estado e não se transformar um método de minimização de erros. Inicialmente observamos que o algoritmo realiza uma varredura em toda rede buscando os medidores de fluxo de corrente existentes. Nesses medidores se realiza uma varredura de todas as cargas à jusante para que seja realizada a soma de todas as correntes, separadas por fase. A cada novo medidor de fluxo de corrente encontrado a varredura direta é interrompida para que cada carga seja influenciada somente por um medidor.

Após isto observamos que é realizada a correção das medidas com base no algoritmo utilizando medidas reais de fluxo de corrente ou potência para corrigir as injeções nas barras

que estão à jusante de cada medidor. Nota-se que o algoritmo de correção é baseado na soma das correntes, sendo assim, o princípio básico desta correção é diluir a diferença entre a corrente medida e a corrente calculada em cada fase do medidor nas diversas injeções de potência ajustante deste. As cargas alteradas são marcadas para não serem alteradas durante o cálculo da corrente na varredura direta do fluxo de potência. Além disto, como citado anteriormente ocorre a preparação para a execução em paralelo em que deverá ser selecionado o caminho raiz, ou seja, o caminho tronco do alimentador ou o caminho com uma quantidade de nós que não sobrecarregue a execução do fluxo nestes trechos. Sendo assim todas as ramificações a partir deste tronco serão processadas independentemente e paralelamente.

Com base nestas etapas é iniciado a parte iterativa do algoritmo através do cálculo paralelo do fluxo de potência executando as varreduras na rede para o cálculo de tensões em todos os nós e trechos de rede e cálculo das correntes apenas para as cargas não corrigidas. Uma vez atingida a convergência é realizado um processo de conferência das diferenças de tensão nos pontos de ruptura e nas barras PV, sendo que caso estejam menores que o limite o algoritmo termina. Quando alguma das diferenças seja maior que o limite é recalculadas as injeções de corrente para as barras PV e pontos de ruptura fazendo com o algoritmo retorne às varreduras inversa e direta do fluxo de potência para reajustar as demais variáveis de estado da rede.

Em consequência algumas aplicações acessórias à estimação também foram abordadas, tais como, a detecção de erros nas medidas, detecção de erros topológicos e localização de medidores através de uma abordagem multi-criterial. Como essas aplicações se baseiam em informações vindas do processo de estimação que possibilitam a presunção da existência de erros através de variâncias e resíduos da estimação. Estes erros grosseiros precisam ser detectados e as medidas devem ser substituídas por pseudo-medidas enquanto os erros persistirem

Como resultado dessas etapas o estimador de estados entrega um fluxo de potência corrigido para ser aproveitado e diferentes aplicações, tais como, o balanço de energia. Cabe citar que o algoritmo proposto identifica defeitos na rede, prevê a carga e identifica ramificação desenergizada. No caso de impossibilidade de previsão alertar a operação de um possível defeito na rede bem como da impossibilidade de se obter uma estimação de estado precisa

4.2 BALANÇO DE ENERGIA

Em seguida a definição do sistema e entrega do fluxo de potência corrigido pelo estimador de estados é realizada a análise do balanço de energia. A metodologia proposta nesta etapa utiliza o método tradicional, com uma diferença básica, os níveis das perdas técnicas que podem ser fornecidas por diferentes *softwares* de análise de fluxo de potência são fornecidos através do estimador de estados. A Figura 11 apresenta um diagrama que descreve as etapas do processo de balanço de energia considerando quatro fatores macros, sendo eles, coleta de dados de medição, coleta de dados de faturamento, compatibilização das perdas elétricas e relatórios de análise.

Figura 11 – Etapas do processo de balanço de energia



Fonte: Elaborado pela autora.

Inicialmente é realizado a coleta de dados de medição e dados de faturamento, bem como, é realizado todas as adequações necessárias nos dados fornecidos pela concessionária. Após

essa etapa é realizada análise da energia injetada no alimentador e da energia faturada para obtenção das perdas globais deste sistema. Em seguida é realizada a compatibilização para que seja caracterização os montantes de perdas técnicas e não técnicas do sistema. Finalmente são propostos relatórios para apresentar os resultados do estudo do balanço de energia. No próximo capítulo a validação do balanço de energia é apresentada considerando a rede utilizada no estudo de caso.

Destaca-se que o objetivo principal desta etapa de balanço de energia é a validação da ferramenta de estimação de estados para obtenção dos dados necessários para compatibilização das perdas elétricas em um sistema de distribuição. E que claramente, os dados considerados na análise não se limitam somente aos dados de medição e faturamento, mas que observando a estrutura atual das concessionárias, foram os dados selecionados para que fosse possível a validação dessa etapa de balanço de energia.

O balanço de energia assim como está proposto, inicialmente servira para validar a ferramenta de estimação de estados para o balanço energético, posteriormente poderá ser utilizado para análise de dados históricos para períodos anuais, semanais ou mensais em que se deseja obter os montantes de perdas elétricas para o sistema de distribuição.

4.2.1 Coleta de dados de medição

Nesta etapa do balanço de energia é realizada a coleta de dados da energia medida na saída de cada alimentador da subestação estudada. Considerando a estrutura atual da rede e o sistema de medição eletrônico os dados são obtidos através de uma medição horária fornecida a cada 15 minutos contendo as seguintes informações: data, hora, potência ativa (MW) e potência reativa (Mvar).

Os dados para serem inseridos e manipulados no estimador de estados necessitam estar agrupados conforme patamares de carga, considerando esse fato, os dados da medição horária fornecida a cada 15 minutos de potência ativa (MW) e potência reativa (Mvar) são agrupados para que representem um perfil de carga médio para cada patamar de carga estipulado. Após, os dados da demanda representativa, ou seja, os dados de potência ativa (kW) e potência reativa (kvar) são inseridos na ferramenta de estimação de estados. A Figura 12 apresenta a caixa de seleção de fluxo de potência onde é possível inserir os valores de potência ativa e reativa e selecionar a simulação para cada patamar de carga previamente configurado.

Figura 12 – Caixa de inserção dos valores de potência ativa e reativa

Executar **FLUXO DE POTÊNCIA**
Alteração
25/05/2017 8:23:57 (admin)

Fluxo de Potência Trifásico

Patamar: Cenário:

URU2 - 21 CAMOATI
URU2 - 22 PLANO ALTO
URU2 - 23 CARUMBE
URU2 - 24 OLHOS DAGUA

Pot. Ativa (kW) P1 2024,86	Pot. Ativa (kW) P2 5389,08	Pot. Ativa (kW) P3 2308,15	Pot. Ativa (kW) P4 4076,44
Pot. Reativa (kVAR) P1 -334,52	Pot. Reativa (kVAR) P2 1332,84	Pot. Reativa (kVAR) P3 -138	Pot. Reativa (kVAR) P4 672,8
Corrente (A) P1 49	Corrente (A) P2 137	Corrente (A) P3 56	Corrente (A) P4 99

Ajuste Demanda:

Pós execução
 Atualizar mapa

✔ Executar

Fonte: Elaborado pela autora.

Após a inserção dos valores de potência ativa e reativa para cada alimentador da subestação ou rede objeto do estudo é possível selecionar o patamar de carga em que se deseja realizar a simulação para obtenção de diversas informações dentro dela o percentual de perda técnica. A Figura 13 apresenta esse relatório obtido através da simulação do estimador de estados aplicado ao fluxo de potência, destacando as informações de perda técnica importantes para o presente estudo.

Figura 13 – Resposta do fluxo de potência aplicado a um sistema de distribuição

✔

Sucesso!

[URU2 - 21 CAMOATI] Pior Carregamento: 32,87%

[URU2 - 21 CAMOATI] Maior Queda de Tensão: 3,32%

[URU2 - 21 CAMOATI] Potência na saída do AL: 2,04 MVA

[URU2 - 21 CAMOATI] Perdas no AL: 5,95%

[URU2 - 22 PLANO ALTO] Pior Carregamento: 77,06%

[URU2 - 22 PLANO ALTO] Maior Queda de Tensão: 3,86%

[URU2 - 22 PLANO ALTO] Potência na saída do AL: 2,39 MVA

[URU2 - 22 PLANO ALTO] Perdas no AL: 8,31%

Fonte: Elaborado pela autora.

As perdas técnicas dadas pelo estimador de estados são fornecidas em percentual considerando quatro patamares de carga definidos inicialmente em função do escopo inicial do projeto, mas esses patamares podem ser determinados de acordo com a análise necessária. O percentual de perda técnica fornecido pelo estimador de estados pode ser aplicado dependendo do período de análise para se obter o montante de energia perdido no processo.

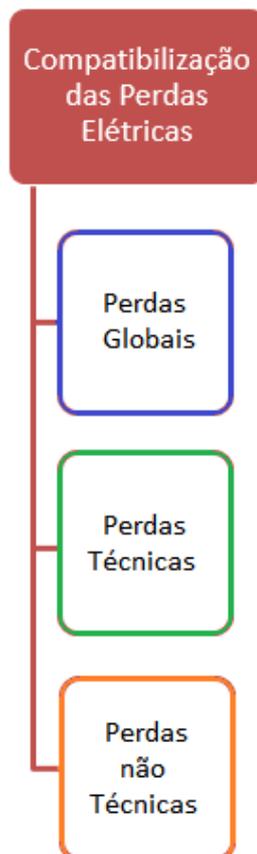
4.2.2 Coleta de dados de faturamento

Nesta etapa do balanço de energia é realizada a coleta de dados de faturamento para cada alimentador da subestação estudada. Considerando a estrutura atual da rede e o sistema de medição obtém-se os dados dos consumidores de forma individual para um determinado mês em kWh. As medições faturadas em um determinado mês correspondem ao montante de energia consumido em um mês anterior.

4.2.3 Compatibilização das perdas elétricas

Nesta etapa da metodologia aplicada é realizada uma análise das perdas comparando os dados de energia injetada no alimentador e a energia faturada para obtenção das perdas globais deste sistema. A Figura 14 apresenta um diagrama que descreve as etapas de compatibilização das perdas elétricas considerando três fatores, sendo eles, obtenção das perdas globais, perdas técnicas e perdas não-técnicas.

Figura 14 – Etapas do processo de compatibilização das perdas elétricas



As análises necessárias na manipulação desses dados para obtenção dos montantes de perdas globais, técnicas e não técnicas estão descritas a seguir. As perdas globais de energia podem ser identificadas subtraindo a energia da saída do alimentador (dados de medição) pela energia consumida (dados de faturamento). A equação (10) descreve o modelo matemático adotado para descrever a perda global do sistema de distribuição considerando um determinado período. (OLIVEIRA *et al*, 2001).

$$P_G = E_F - C_M \quad (10)$$

onde:

P_G perda global de energia elétrica na rede de distribuição para um determinado período;

E_F energia elétrica fornecida pela subestação na saída do alimentador para um determinado período;

C_M consumo mensal de energia elétrica de todas as unidades consumidoras atendidas pelo sistema em questão para um determinado período;

As perdas técnicas do sistema são fornecidas através do estimador de estados. Basicamente, através da etapa de varredura indireta calcula-se as correntes em cada trecho ou nó e através da varredura direta calcula-se a tensão ao longo da rede. A partir destas informações podem ser calculadas as potências ativa e reativa nos trechos de rede e nós, bem como, as perdas técnicas de potência nos trechos de rede. Este cálculo é realizado dentro da varredura direta, após o cálculo da tensão. (MILBRADT, 2015).

Considerando o percentual de perda técnicas fornecida pelo estimador de estados é possível determinar o montante de perda técnica associada a uma determinada rede relacionando esse percentual com o montante de energia elétrica fornecida pela subestação na saída do alimentador para um determinado. A equação (11) descreve o modelo matemático adotado para obter o montante de perda técnica associado ao sistema de distribuição em estudo.

$$P_T = E_F * \%_{PT} \quad (11)$$

onde:

P_T montante de perda técnicas na rede de distribuição [MWh];

E_F energia elétrica fornecida pela subestação na saída do alimentador [MWh];

$\%_{PT}$ percentual de perda técnicas fornecida pelo estimador de estados;

Os montantes de perda não-técnicas são definidos através da equação (12) onde o modelo matemático adotado para descrever esse tipo de perda considera a subtração da perda

global do sistema de distribuição considerando um determinado período pelo montante de perda técnica para esse mesmo período obtida através da ferramenta de estimação de estados.

$$P_{NT} = P_G - P_T \quad (12)$$

onde:

P_{NT} perda não-técnica de energia elétrica na rede de distribuição para um determinado período;

P_G perda global de energia elétrica na rede de distribuição [MWh];

P_T montante de perda técnicas na rede de distribuição [MWh].

4.2.4 Relatórios de análise

Conforme citado anteriormente 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, uma análise de balanço mensal. Nessa etapa da metodologia são propostos relatórios para apresentar os resultados do estudo do balanço de energia por patamar de carga diário, quinzenal ou mensal. Lembrando que esse tipo de análise em decorrência da estrutura atual de medição da rede de distribuição corresponderá sempre a um período anterior ao analisado. Ainda dependendo das características de cada sistema podem ser analisados outros cenários, tais como, conforme períodos de safra e entre safra, conforme períodos do ano inverno ou verão, entre outros.

Para análise dos dados de medição e dados de faturamento são utilizadas algumas ferramentas de análise estatísticas no tratamento dos dados para obtenção de alguns valores. Na equação (13) é apresentado o modelo matemático para a média aritmética conforme Guimarães (2008).

$$\bar{X} = \frac{X_1 + X_2 + \dots + X_N}{N} \quad (13)$$

onde:

\bar{X} média aritmética;

$X_1 + X_2 + \dots + X_N$ valores da variável analisada;

N frequência total.

4.3 BALANÇO DE DEMANDA

Atualmente, para a apuração das perdas nos sistemas de distribuição de energia elétrica são repassadas diversas informações por parte das distribuidoras para a ANEEL, dentre elas, informações de balanço de energia, estudo de perdas nas redes, informações de campanhas de medição, informações de unidades consumidoras, dados de transformadores, entre outras. ANEEL (2016). Um dos temas importantes quando abordado o tema de perdas técnicas é a caracterização da carga. Segundo ANEEL (2016), no módulo 6 do PRODIST, a caracterização da carga é realizada a partir dos dados obtidos através da campanha de medição, efetuada a cada revisão tarifária periódica. Adicionalmente a cada dois processos de revisão tarifária periódica deve ser realizada uma pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de consumo para as diversas classes de unidades consumidoras.

A apuração das perdas nos sistemas de distribuição a partir das campanhas de medição, bem como, com o uso dos métodos propostos pela ANEEL vem evoluindo a cada ciclo de revisão tarifária. No momento atual, é recomendado que as distribuidoras utilizem o *software* OpenDSS como ferramenta para cálculo e obtenção do fluxo de potência. Na metodologia proposta neste estudo é utilizado um estimador de estados para cálculo do fluxo de potência. A Figura 11 apresenta um diagrama que descreve as etapas do processo de balanço de demanda considerando três fatores macros, sendo eles, divisão de níveis/blocos, correção dos valores de carga instantânea e criação de indicadores.

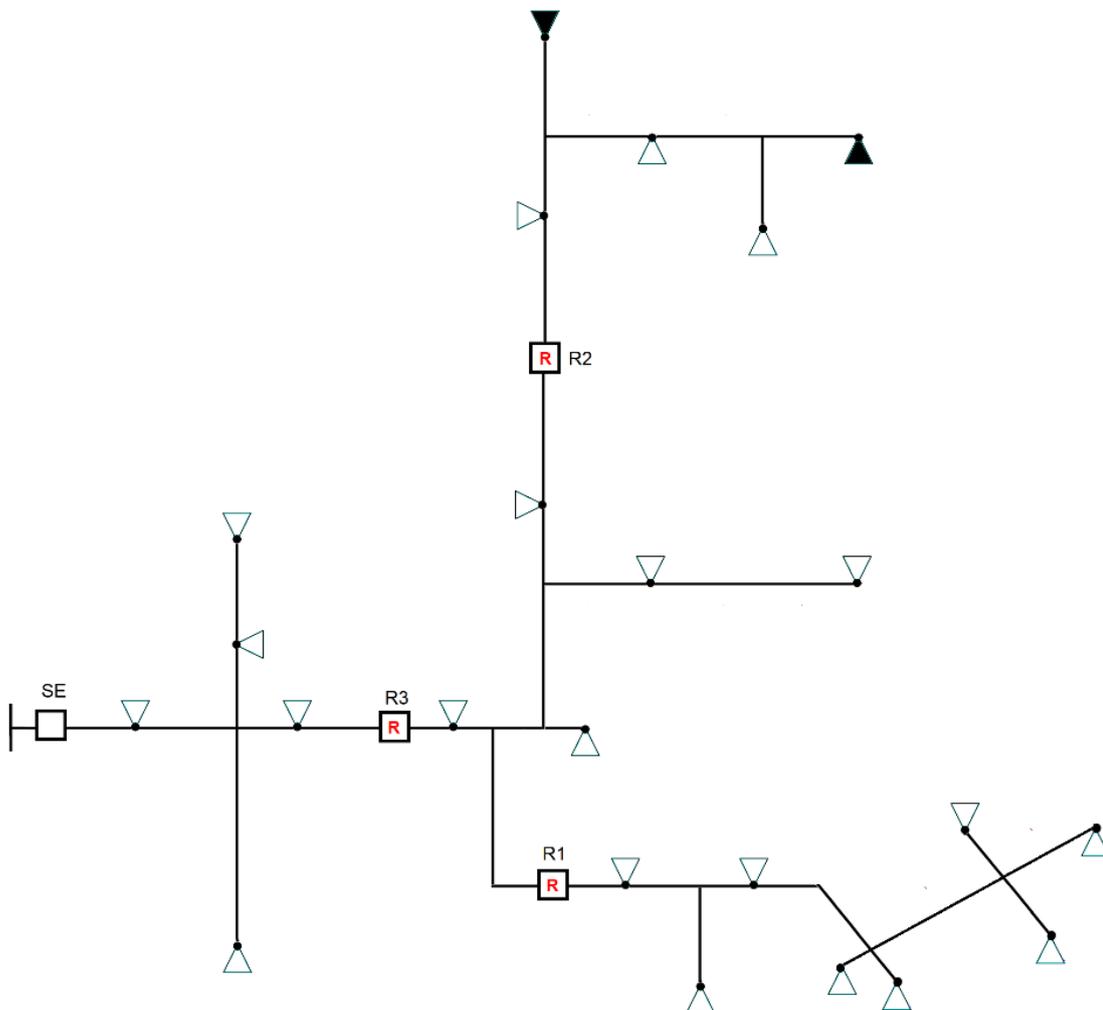
Figura 15 – Etapas do processo de balanço de energia



4.3.1 Divisão de Níveis/Blocos

Basicamente o processo de balanço de demanda funciona da seguinte forma, é realizado na rede de distribuição, através da ferramenta recomendada a correção dos dados de carregamento conforme informações de pontos de medição ou de equipamentos de monitoramento (religadores, reguladores, chaves telecomandadas, cliente com medição individual) para que seja obtido os montantes de perdas técnicas associadas a uma determinada rede. A fim de exemplificar esse processo, considerando a exemplo de rede de distribuição adotado na Figura 16 é possível observar a sua topologia, bem como, informação sobre transformadores, equipamentos telecomandados.

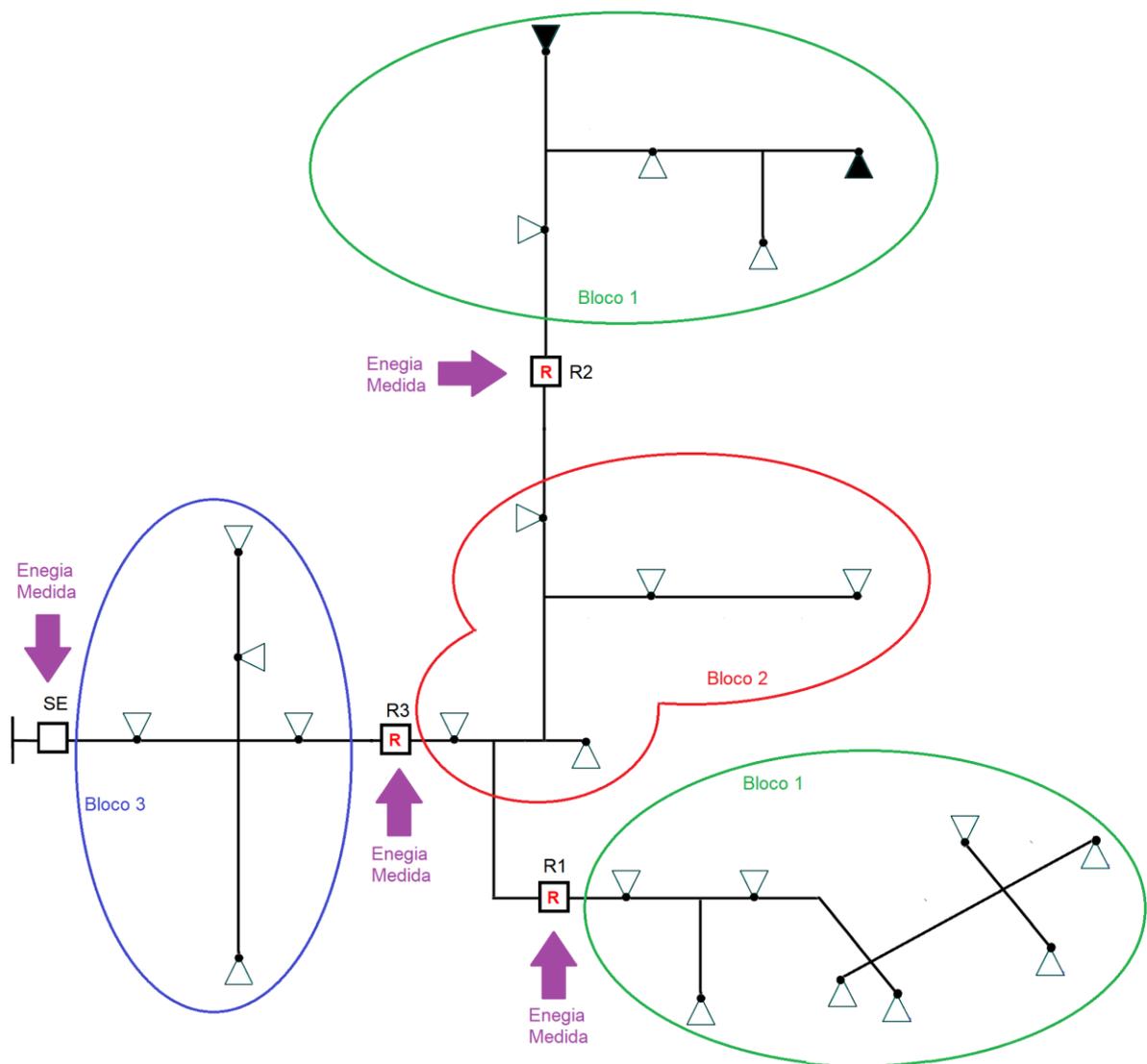
Figura 16 – Exemplo de rede de distribuição



Fonte: Elaborado pela autora.

Essa mesma rede é dividida em blocos conforme pontos de medição ou monitoramento. A Figura 17 apresenta a rede de distribuição dividida em blocos, em que se observa quatro pontos de medição de energia (destacado na cor roxa), um ponto na subestação e três pontos ao longo da rede através dos equipamentos telecomandados. Nesses pontos de medição de energia é onde encontra-se a informação do perfil de consumo (curvas típicas de carga) de um determinado ponto. Também é possível observar nessa figura os blocos mais distantes da fonte (na cor verde), um bloco intermediário (na cor vermelha) e um bloco próximo a fonte (na cor azul), representando assim de forma básica como é realizada a divisão da rede.

Figura 17 – Exemplo de rede de distribuição em blocos



Fonte: Elaborado pela autora.

4.3.2 Correção dos valores de carga instantâneo

Para o cálculo do fluxo de potência inicialmente se é respeitado o perfil de carga de cada classe de consumo, a partir das informações da energia medida obtidas através dos pontos de medição e/ou equipamentos telecomandados os dados de carregamento de cada transformador vão sendo corrigidos iniciando o processo por blocos mais distantes até a fonte.

Todo esse processo de correção do fluxo de potência quando é realizado por uma ferramenta que nem o estimador de estados é efetuado de forma automática. Observa-se que o estimador de estados, como ferramenta de obtenção do fluxo de potência apoia 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.

O fluxo de potência realizado pelo estimador de estados fornece um conhecimento elétrico da rede muito mais preciso, a curto prazo, talvez os órgãos reguladores não aceitem os dados provenientes do fluxo de potência realizado pelo estimador de estados. Todavia com sua implementação é possível que sejam sinalizados pontos de correções que devem ser realizadas nas redes de distribuição, para que seja possível a obtenção do fluxo de potência mais próximo da condição real. Dessa forma a distribuidora terá um acompanhamento mais assertivo, podendo assim identificar onde estão os problemas que podem ser corrigidos e solucionados antes de enviar os dados para o órgão regulador.

4.3.3 Criação de indicadores

Observa-se também nessa etapa do balanço de demanda a necessidade de criação de indicadores de perdas técnicas e não-técnicas para que seja identificado quais os trechos que apresentam os maiores potenciais de perda técnica e não-técnica. Futuramente, quando as medições de diversos outros equipamentos forem incluídas no sistema de distribuição através do estimador de estados será possível o aumento da setorização das perdas não-técnicas. A criação de indicadores está associada ao cálculo do erro relativo e distribuição desse erro ao longo da rede e dentro do processo de estimação de estados.

Espera-se que quando seja incluindo as medições online de outros equipamentos, a setorização das perdas técnicas e não-técnicas será ainda maior. Com apoio de um estimador de estados, espera-se identificar quais os trechos que apresentam os maiores potenciais de perda técnicas e não-técnica. Em um determinado setor, como por exemplo após um regulador de

tensão, a rede apresenta maior potencial de perda técnica ou não-técnica, podendo direcionar assim, os recursos de obras ou fiscalização para esse determinado setor.

4.4 LIMITAÇÕES

Ao longo da elaboração deste trabalho, principalmente associado ao estudo de caso, mas também na elaboração da metodologia, foram encontradas diversas limitação ligadas ao avanço do projeto em que essa dissertação está inserida. Como principais limitações ou não aprofundamento podemos citar:

- Não foi possível considerar as perdas secundárias do sistema de distribuição;
- Não compatibilização dos calendários de medição na metodologia proposta;
- Não especificação dos indicadores de perdas técnicas e não-técnicas;
- Não utilização de medidas online.

4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram descritos os procedimentos que compõem a metodologia do balanço de energia. Foram apresentados os elementos nesse processo, bem como, as análises necessárias para possibilitas o uso dessa metodologia. No próximo capítulo é apresentado o sistema de distribuição utilizado no estudo de caso, descrevendo assim suas características, além dos dados elétricos, topologia de seus alimentadores e dados de medição e faturamento dessa rede.

5. ESTUDO DE CASO

O estudo de caso apresentado neste trabalho é realizado através de simulações computacionais utilizando a plataforma computacional, aplicando a metodologia de análise do balanço energético descrita no capítulo 3. Os dados do sistema utilizado para realização dos testes foram obtidos de uma concessionária de energia elétrica, localizada na região metropolitana de Porto Alegre, no Rio Grande do Sul, Brasil.

5.1 LIMITAÇÕES

Ao longo da elaboração deste trabalho, principalmente associado ao estudo de caso, foram encontradas diversas limitação em decorrência do acesso aos dados, bem como suas características. Previa-se no escopo completo a análise de dados de medição online de outros equipamentos, tais como, equipamentos telecomandados, tais como, religadores, reguladores, entre outros. Neste estudo será analisada a diferença entre os dados históricos de energia injetada e da energia faturada nos alimentadores dessa subestação, a partir disso, se obtêm as perdas globais deste sistema. Em seguida serão estimadas as perdas técnicas, bem como, os valores das perdas comerciais.

Outra limitação no estudo de caso, está ligada a definição dos patamares de carga, foi somente analisado os patamares de carga definidos inicialmente em função do escopo do projeto, mas esses patamares de carga em análises futuras podem ser determinados de acordo com outra análise necessária. A Tabela 1 apresenta a definição dos patamares de carga conforme escopo inicial do projeto.

Tabela 1 – Definição dos patamares de carga

Patamar de Carga	Hora Inicial	Hora Final	Hora de Cálculo
1	1	6	4
2	7	18	15
3	19	21	20
4	22	24	22

Fonte: Elaborado pela autora.

Observou-se também que a subestação do estudo de caso possui uma característica sazonal, ou seja, durante os meses de janeiro, fevereiro, março, novembro e dezembro há uma

grande demanda devido a presença de grandes produtores nessa região rural. Considerando esse fato e problemas associados a obtenção de dados com a concessionária de energia foram selecionados os meses de Janeiro (Safrá) e Julho (Entre-safrá) para análise das perdas elétrica

5.2 CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA

O sistema usado para realização dos testes é composto por uma subestação contendo quatro alimentadores de distribuição. Esta subestação é uma parte do sistema de distribuição no sul do Brasil, no estado do Rio Grande do Sul, conectado à concessionária de energia RGE Sul.

A subestação foi escolhida por já fazer parte de um projeto desenvolvido entre a universidade e a empresa de energia. Os testes foram realizados em um contexto de aplicação em região rural da concessionária de energia levando em consideração aspectos específicos, tais como, carga sazonal, grandes extensões de rede, baixa densidade demográfica, precariedade nas coberturas dos sistemas de comunicação. A Figura 18 apresenta os alimentadores da subestação estudada em que é possível observar os quatro alimentadores da subestação, bem como, alguns equipamentos do sistema.

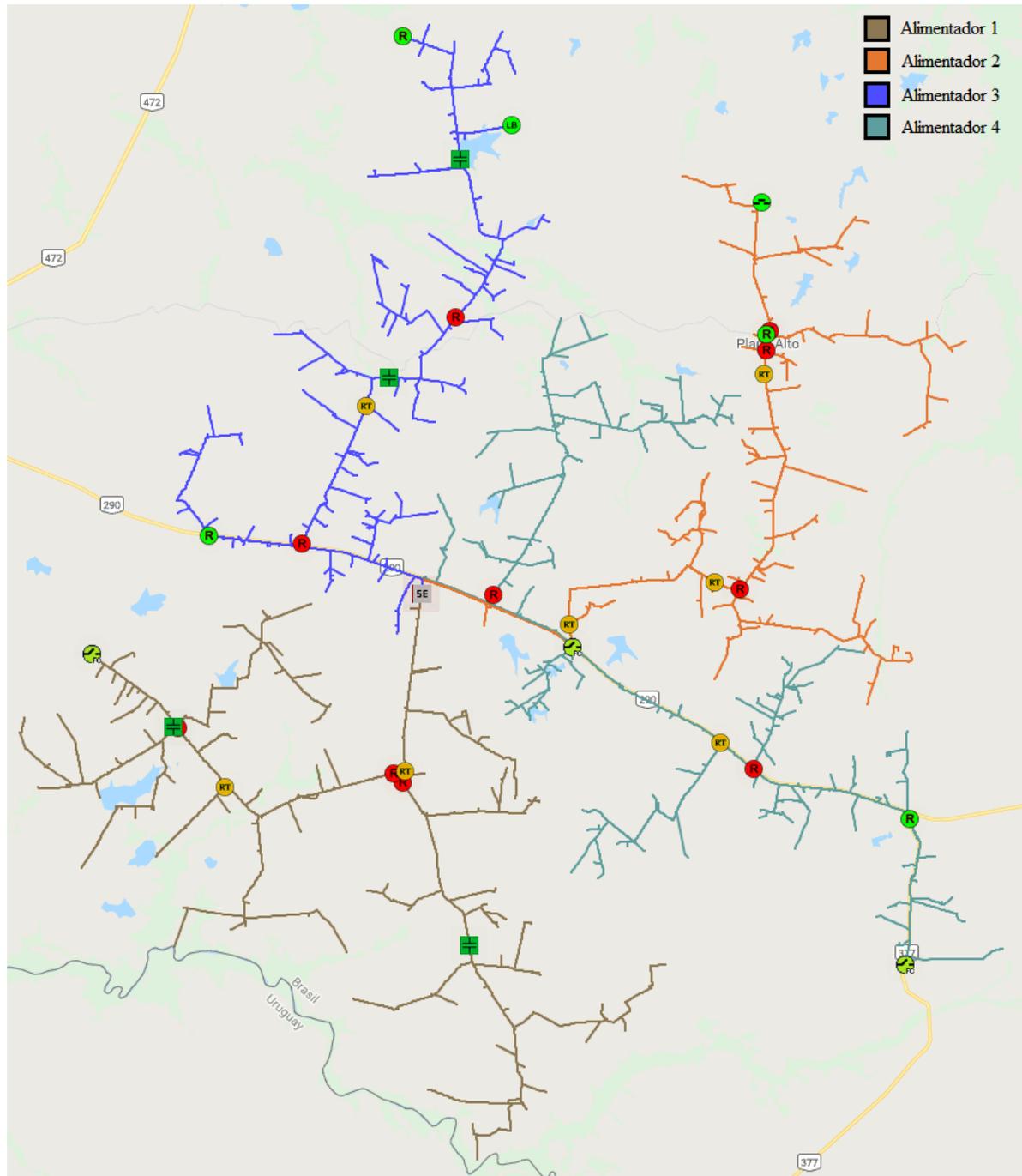
Nesses quatro alimentadores que compõem a subestação são atendidos 730 clientes e possui uma tensão de operação de 23,1 kV. Na Tabela 2 são apresentados a quantidade de equipamentos de cada alimentador.

Tabela 2 – Equipamentos em cada rede do sistema

Equipamentos	Alimentadores			
	1	2	3	4
Transformadores	141	139	151	173
Reguladores de Tensão	2	3	1	1
Chaves manobráveis e religadores	4	6	5	4
Capacitores	2	-	2	-
Trechos	2742	2411	2198	2838

Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 18 – Diagrama unifilar do sistema



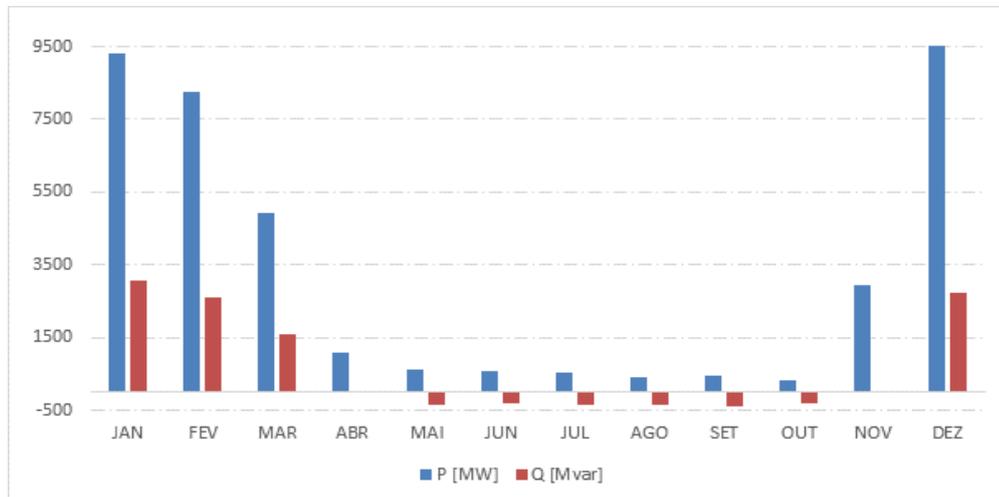
Fonte: Elaborado pela autora.

5.3 DADOS DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA

Para realizar a validação da ferramenta de estimação de estados na aplicação do balanço de energia utilizou-se os dados de medição de 2017. Os dados de medição de injeção de potência para cada alimentador são disponibilizados uma medição horária fornecida a cada 15 minutos

ou em medição horária a cada 1 minuto. A Figura 19 apresenta os dados de injeção de potência para cada mês da subestação estudada no ano de 2017.

Figura 19 – Injeção de Potência para a subestação estudada em 2017



Fonte: Elaborado pela autora.

Observa-se que essa subestação possui uma característica sazonal, ou seja, durante os meses de janeiro, fevereiro, março, novembro e dezembro há uma grande demanda devido a presença de grandes produtores nessa região rural. Considerando esse fato foram selecionados os meses de Janeiro (Safra) e Julho (Entre-safra) para análise das perdas elétrica.

5.3.1 Janeiro (Período de Safra)

Na Tabela 3, realizando uma análise mais detalhada do total de potência injetada para os períodos selecionados, descrevendo assim o montante de energia injetada para cada alimentador para o mês de janeiro.

Tabela 3 – Injeção de potência total para cada alimentador em janeiro de 2017

Alimentador	Janeiro (Safra)	
	P (MWh)	Q (Mvarh)
1	2614,38	552,72
2	2592,93	979,94
3	1299,06	311,4825
4	2806,66	1223,85
Total SE	9313,03	3067,99

Fonte: Elaborado pela autora.

Para validação da ferramenta foi realizada uma adequação nos dados, fazendo com que os dados de medição sejam representados tal como uma curva típica de carga, ou seja, representando assim um valor médio para cada hora do dia do mês analisado. A Tabela 4 apresenta os dados de injeção média de potência do mês de janeiro de 2017 para o alimentador 1, 2 3 e 4 da subestação estudada.

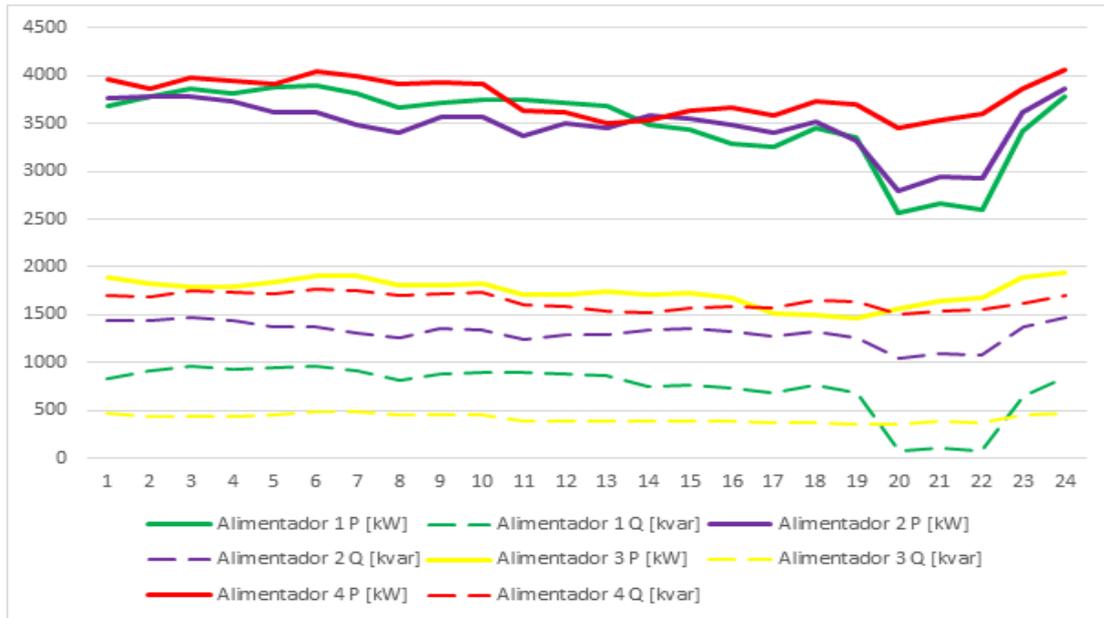
Tabela 4 – Injeção de potência média nos alimentadores em janeiro de 2017

Hora	Alimentadores							
	1		2		3		4	
	P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)
1	3686,53	839,76	3765,97	1434,44	1888,15	471,77	3961,05	1704,03
2	3781,85	908,47	3772,74	1442,98	1822,82	444,44	3868,55	1684,03
3	3859,52	959,35	3787,50	1475,40	1801,05	437,34	3980,32	1750,56
4	3806,45	934,11	3733,71	1444,52	1793,06	435,08	3943,55	1738,55
5	3875,00	953,95	3608,63	1368,63	1843,95	448,47	3916,94	1726,13
6	3887,90	958,23	3620,65	1373,63	1914,76	480,32	4045,24	1767,66
7	3818,31	913,39	3477,74	1309,35	1906,05	481,29	3994,19	1749,92
8	3664,76	824,19	3405,65	1263,63	1815,81	448,87	3905,48	1699,03
9	3716,05	875,40	3565,08	1356,13	1805,73	460,48	3921,13	1717,66
10	3755,32	891,53	3572,50	1349,60	1822,18	460,89	3915,24	1737,10
11	3753,39	892,74	3364,03	1240,32	1713,23	386,94	3630,56	1610,97
12	3713,39	873,71	3496,77	1292,74	1707,26	394,27	3609,84	1582,10
13	3688,47	868,71	3455,24	1294,03	1739,19	384,35	3504,44	1542,34
14	3482,98	742,82	3584,92	1334,68	1715,48	393,39	3528,55	1522,66
15	3443,15	770,73	3555,08	1350,24	1729,92	389,92	3638,63	1572,18
16	3291,77	733,39	3487,34	1330,97	1676,13	385,48	3660,65	1590,89
17	3256,61	686,37	3404,76	1278,87	1517,90	367,10	3587,82	1569,27
18	3451,94	760,32	3512,82	1331,37	1500,81	368,31	3732,18	1651,53
19	3360,32	679,11	3328,23	1260,24	1457,82	353,47	3706,29	1636,77
20	2568,87	78,31	2800,08	1047,10	1567,66	362,58	3451,45	1507,74
21	2668,79	109,11	2944,35	1102,10	1648,06	381,69	3526,85	1533,87
22	2603,23	79,68	2925,24	1081,21	1684,76	372,02	3601,21	1555,65
23	3423,15	645,56	3608,55	1371,77	1892,82	462,02	3856,05	1628,95
24	3777,02	850,65	3865,24	1477,02	1940,65	477,34	4051,21	1699,44

Fonte: Elaborado pela autora.

A Figura 20 apresenta o gráfico do perfil de consumo para os alimentadores da subestação estudada afim de estabelecer o perfil de consumo e uma comparação entre os alimentadores no mês de janeiro de 2017 considerando os valores médios obtidos. Observa-se que do alimentador 1 á 3 apresentam um perfil de consumo semelhante e o alimentador 4 apresenta um perfil de consumo único.

Figura 20 – Perfil de Consumo dos Alimentadores em janeiro de 2017



Fonte: Elaborado pela autora.

A Tabela 5 apresenta os dados de injeção média de potência do mês de janeiro de 2017 para o alimentador 1, 2 3 e 4 da subestação estudada conforme patamares de cargas definidos na Tabela 1.

Tabela 5 – Injeção de potência por patamar para os alimentadores em janeiro de 2017

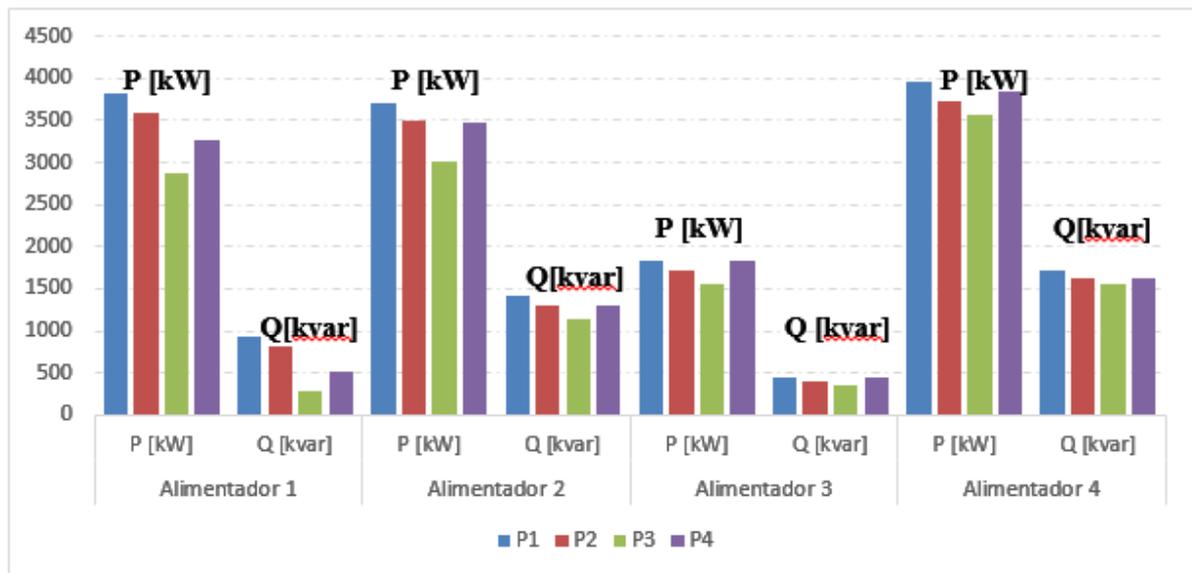
Alimentador	Patamar de Carga	Média	
		P (kW)	Q (kvar)
1	P1	3816,21	925,65
	P2	3586,34	819,44
	P3	2865,99	288,84
	P4	3267,80	525,30
2	P1	3714,87	1423,27
	P2	3490,16	1310,99
	P3	3024,22	1136,48
	P4	3466,34	1310,00

Alimentador	Patamar de Carga	Média	
		P (kW)	Q (kvar)
3	P1	1843,97	452,90
	P2	1720,81	410,11
	P3	1557,85	365,91
	P4	1839,41	437,12
4	P1	3952,61	1728,49
	P2	3719,06	1628,80
	P3	3561,53	1559,46
	P4	3836,16	1628,01

Fonte: Elaborado pela autora.

A Figura 21 Figura 21 – Demanda representativa por patamar em janeiro de 2017 apresenta o gráfico da demanda representativa para o alimentador 1, 2 3 e 4 da subestação estudada conforme patamares de cargas definidos em janeiro de 2017.

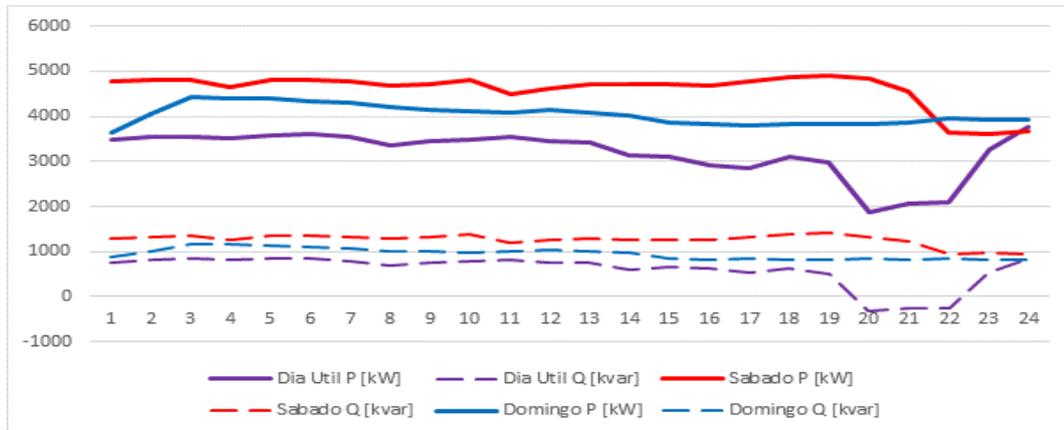
Figura 21 – Demanda representativa por patamar em janeiro de 2017



Fonte: Elaborado pela autora.

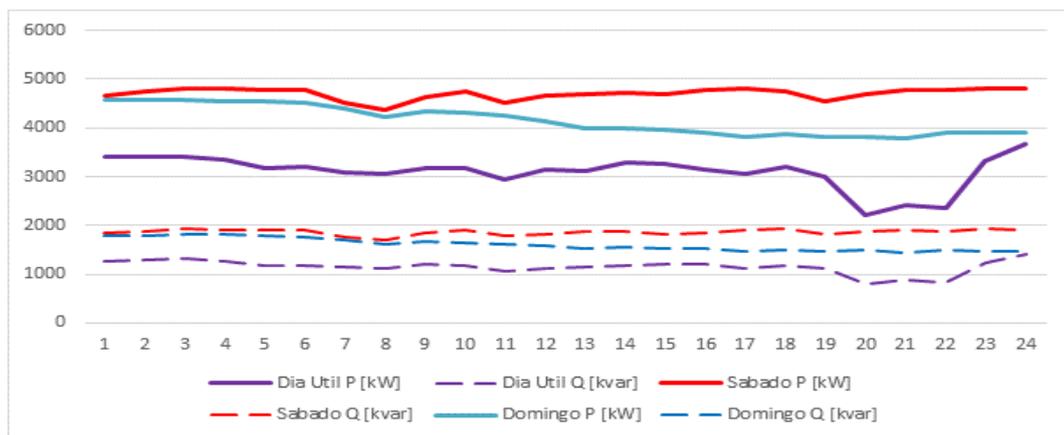
Utilizando os dados das medições horárias também foram analisados os dados considerando dias úteis, sábados e domingos afim de estabelecer o perfil de consumo no mês de janeiro de 2017 para o alimentador 1, 2 3 e 4 da subestação estudada. A Figura 22, a Figura 24 e Figura 25 apresentam, respectivamente, os gráficos dos perfis de consumo para os alimentadores 1,2,3 e 4 da subestação em janeiro de 2017.

Figura 22 – Perfil de Consumo Alimentador 1: Dia Útil, Sábado e Domingo



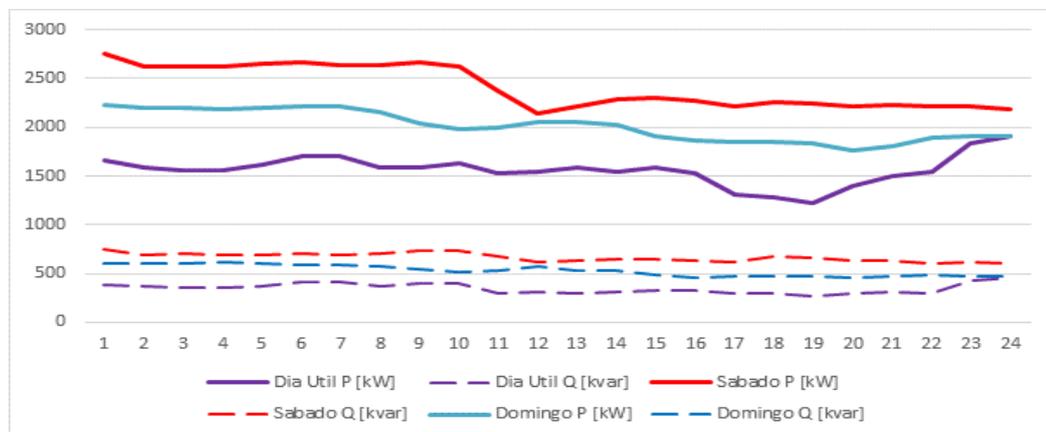
Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 23 – Perfil de Consumo Alimentador 2: Dia Útil, Sábado e Domingo



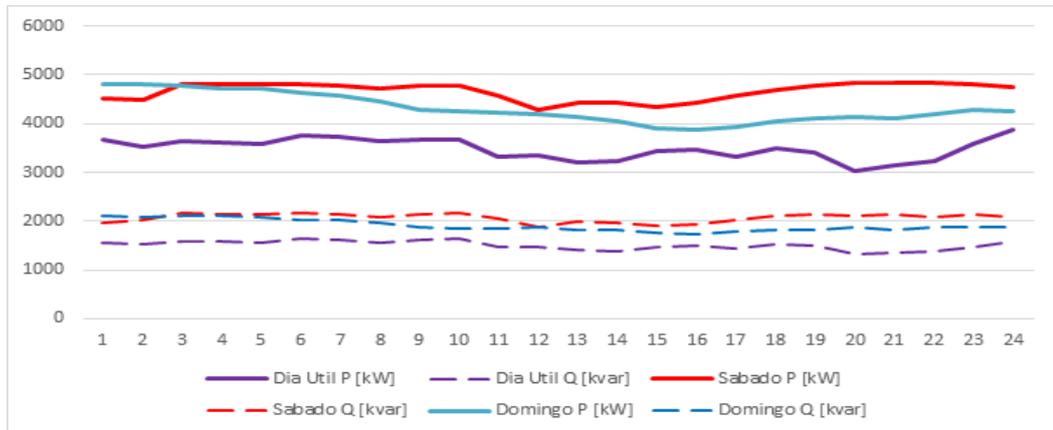
Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 24 – Perfil de Consumo Alimentador 3: Dia Útil, Sábado e Domingo



Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 25 – Perfil de Consumo Alimentador 4: Dia Útil, Sábado e Domingo



Fonte: Elaborado pela autora.

5.3.2 Junho (Período Entre-safra)

Na Tabela 6, realizando uma análise mais detalhada do total de potência injetada para os períodos selecionados, descrevendo assim o montante de energia injetada para cada alimentador para o mês de junho de 2017.

Tabela 6 – Injeção de potência total para cada alimentador em junho de 2017

Alimentador	Junho (Safra)	
	P (MWh)	Q (Mvarh)
1	151,87	-161,90
2	125,18	-45,29
3	138,13	-18,60
4	166,84	-67,28
Total SE	582,02	-293,07

Fonte: Elaborado pela autora.

A Tabela 7 apresenta os dados de injeção média de potência do mês de janeiro de 2017 para o alimentador 1, 2 3 e 4 da subestação estudada.

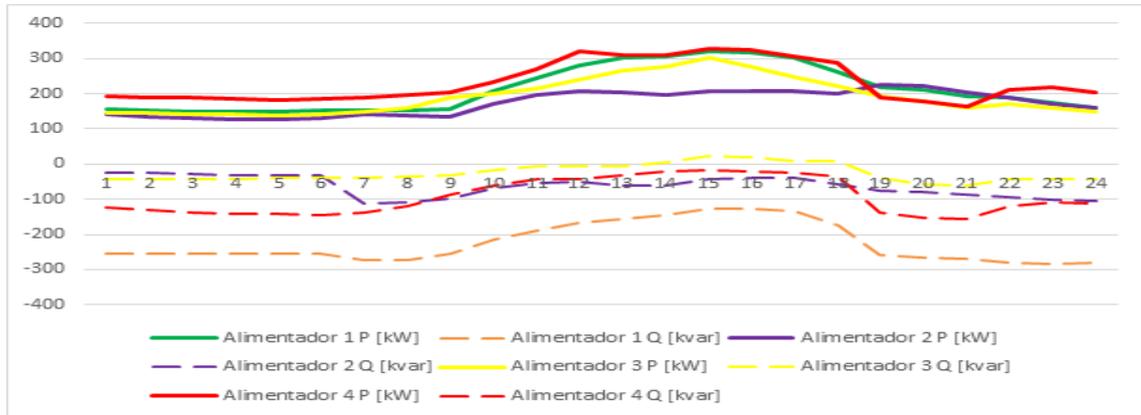
Tabela 7 – Injeção de potência média nos alimentadores em junho de 2017

Hora	Alimentadores							
	1		2		3		4	
	P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)
1	155,27	-255,24	142,08	-23,69	146,69	-41,44	191,97	-123,93
2	152,16	-254,33	133,33	-26,19	143,63	-42,06	189,25	-130,05
3	150,52	-255,13	131,07	-28,94	142,29	-43,35	189,75	-137,74
4	148,93	-256,26	128,66	-31,46	141,06	-43,13	185,40	-140,55
5	149,44	-256,00	126,55	-31,32	138,76	-40,75	181,82	-142,61
6	151,53	-255,20	129,37	-30,16	143,07	-39,49	184,57	-144,89
7	154,09	-272,40	142,68	-111,97	148,88	-38,43	190,19	-136,60
8	152,38	-272,84	137,16	-108,68	159,63	-37,03	194,63	-119,93
9	157,67	-253,75	132,80	-98,32	187,47	-32,79	205,29	-86,49
10	206,61	-214,76	171,23	-69,23	200,22	-16,20	232,20	-61,37
11	243,20	-187,27	195,66	-53,87	214,96	-7,88	268,70	-44,00
12	281,37	-165,41	207,11	-50,45	238,65	-7,65	318,75	-43,51
13	301,18	-156,32	203,55	-60,00	264,38	-6,79	307,72	-30,87
14	307,04	-143,63	196,20	-59,49	276,19	6,09	310,18	-22,26
15	321,61	-126,20	208,07	-43,46	301,71	22,94	327,88	-16,56
16	317,53	-127,39	208,20	-41,05	278,16	18,52	323,14	-19,57
17	301,56	-134,05	206,38	-39,41	246,66	9,49	306,20	-23,48
18	263,17	-173,06	198,80	-56,63	221,80	8,87	287,68	-36,88
19	219,61	-256,85	226,48	-75,03	192,67	-39,18	190,69	-137,30
20	210,57	-267,30	222,22	-81,06	178,33	-57,03	179,15	-151,12
21	193,64	-269,00	203,92	-87,56	158,94	-62,50	162,90	-154,83
22	187,93	-280,44	189,77	-93,22	169,51	-43,09	210,55	-118,41
23	173,40	-282,58	172,19	-102,16	160,54	-43,63	217,28	-107,62
24	161,51	-280,94	158,68	-106,27	149,51	-43,34	204,53	-112,12

Fonte: Elaborado pela autora.

A Figura 26 apresenta o gráfico do perfil de consumo para os alimentadores da subestação estudada afim de estabelecer o perfil de consumo e uma comparação entre os alimentadores no mês de junho de 2017 considerando os valores médios obtidos. Observa-se que os alimentadores apresentam comportamento um perfil de consumo semelhante neste mês.

Figura 26 – Perfil de Consumo dos Alimentadores em junho de 2017



Fonte: Elaborado pela autora.

A Tabela 8 apresenta os dados de injeção média de potência do mês de junho de 2017 para o alimentador 1, 2 3 e 4 da subestação estudada conforme patamares de cargas definidos na Tabela 1.

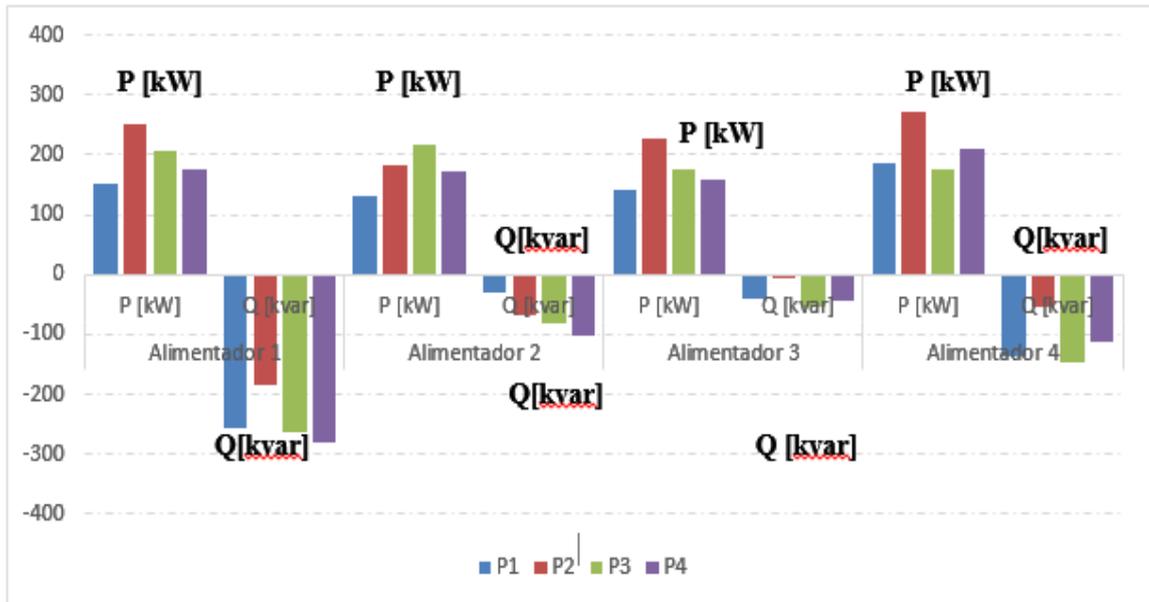
Tabela 8 – Injeção de potência por patamar para os alimentadores em junho de 2017

Alimentador	Patamar de Carga	Média	
		P (kW)	Q (kvar)
1	P1	150,87	-254,60
	P2	250,70	-185,57
	P3	207,81	-264,57
	P4	174,12	-281,29
2	P1	131,44	-28,80
	P2	184,09	-65,98
	P3	217,50	-81,32
	P4	173,30	-100,17
3	P1	142,20	-41,59
	P2	228,28	-6,71
	P3	176,53	-53,05
	P4	159,75	-43,33
4	P1	186,60	-136,29
	P2	272,70	-53,41
	P3	177,46	-148,03
	P4	211,03	-112,50

Fonte: Elaborado pela autora.

A Figura 27 apresenta o gráfico da demanda representativa para o alimentador 1, 2 3 e 4 da subestação estudada conforme patamares de cargas definidos em junho de 2017

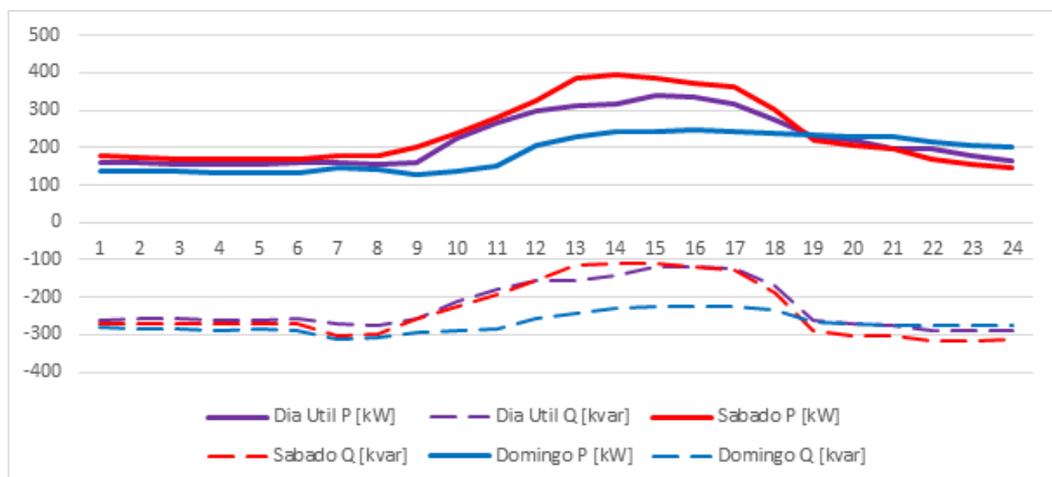
Figura 27 – Demanda representativa por patamar em junho de 2017



Fonte: Elaborado pela autora.

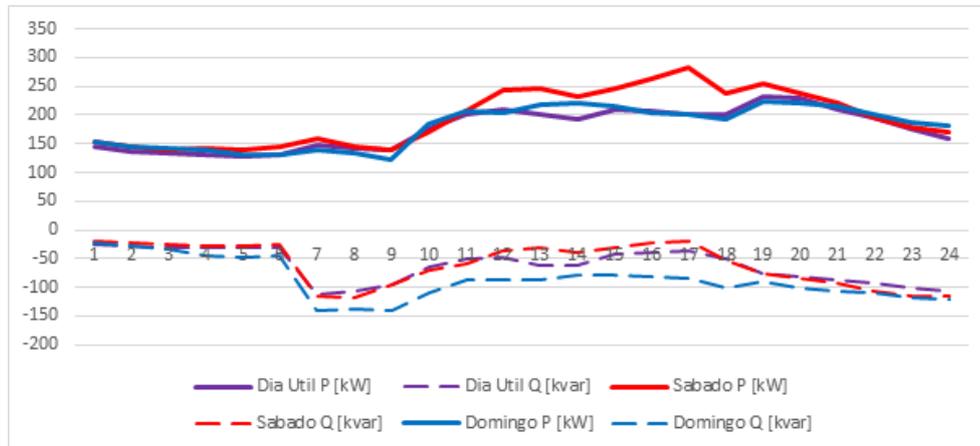
Utilizando os dados das medições horárias também foram analisados os dados considerando dias uteis, sábados e domingos afim de estabelecer o perfil de consumo no mês de janeiro de 2017 para o alimentador 1, 2 3 e 4 da subestação estudada. A Figura 28, a Figura 29, a Figura 30, a Figura 31 apresentam, respectivamente, os gráficos dos perfis de consumo para os alimentadores 1,2,3 e 4 da subestação em junho de 2017.

Figura 28 – Perfil de Consumo Alimentador 1: Dia Útil, Sábado e Domingo



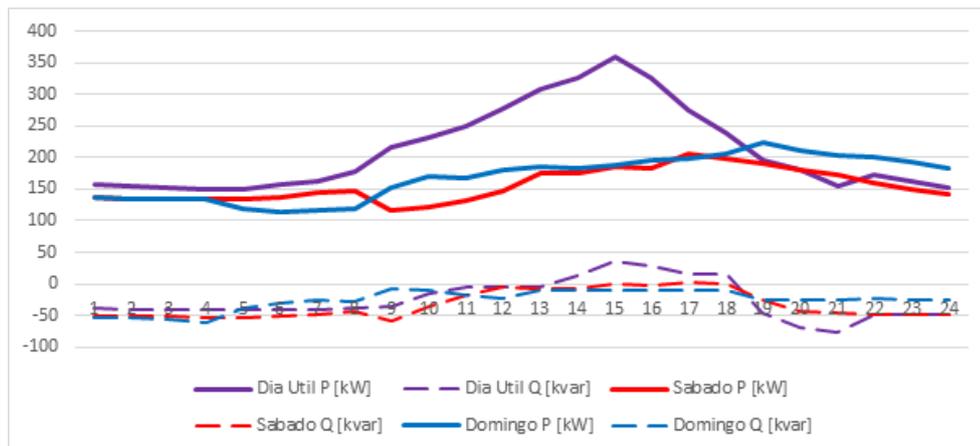
Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 29 – Perfil de Consumo Alimentador 2: Dia Útil, Sábado e Domingo



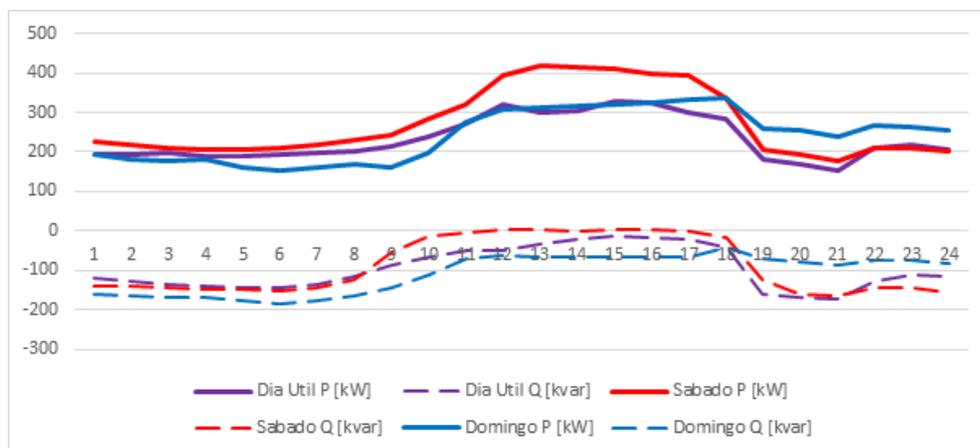
Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 30 – Perfil de Consumo Alimentador 3: Dia Útil, Sábado e Domingo



Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 31 – Perfil de Consumo Alimentador 4: Dia Útil, Sábado e Domingo

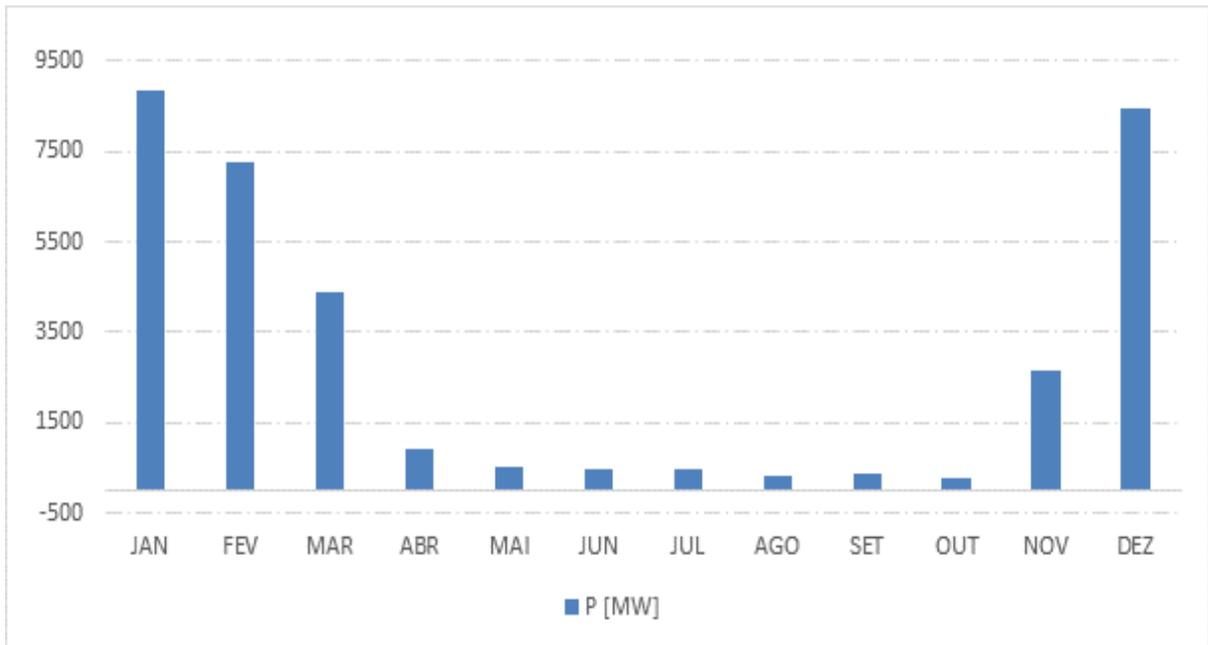


Fonte: Elaborado pela autora.

5.4 DADOS DE CONSUMO E BALANÇO DE ENERGIA MEDIDO

Para realizar o balanço de energia, ou seja, realizar a contabilização do montante de energia elétrica injetada, transferida/fornecida e/ou perdida no sistema utilizado no estudo de caso foi utilizado os dados de medição e faturamento do ano de 2017. A Figura 32 apresenta os montantes de energia faturado no ano de 2017.

Figura 32 – Faturamento para a subestação estudada em 2017



Fonte: Elaborado pela autora.

De acordo com os períodos selecionados (safra e entre-safra) na Tabela 9 é apresentado os dados de medição e na Tabela 10 os dados de faturamento para os alimentadores do sistema.

Tabela 9 – Injeção de potência total no período de safra e entre-safra

Alimentador	Safra		Entre-safra	
	P (MWh)	Q (Mvarh)	P (MWh)	Q (Mvarh)
1	2614,38	552,72	151,87	-161,90
2	2592,93	979,94	125,18	-45,29
3	1299,06	311,4825	138,13	-18,60
4	2806,66	1223,85	166,84	-67,28
Total SE	9313,03	3067,99	582,02	-293,07

Fonte: Elaborado pela autora.

Tabela 10 – Faturamento para os alimentadores no período de safra e entre-safra

Alimentador	Faturamento [MWh]	
	Safra	Entre-safra
1	2292,54	140,30
2	2214,25	102,48
3	1137,56	104,34
4	2581,93	135,54
Total	8226,29	482,66

Fonte: Elaborado pela autora.

Conforme já citado as perdas globais de energia podem ser identificadas subtraindo a energia da saída do alimentador (dados de medição) pela energia consumida (dados de faturamento). A Tabela 11 apresenta os valores referentes as perdas globais para os períodos de safra e entre-safra.

Tabela 11 – Índice de Perda Global no período de safra e entre-safra

Alimentador	Perda Global [%]	
	Safra	Entre-safra
1	12,31%	7,62%
2	14,60%	18,14%
3	12,43%	24,46%
4	8,01%	18,76%
Total	11,67%	17,07%

Fonte: Elaborado pela autora.

5.5 CÁLCULO DAS PERDAS TÉCNICAS

Conforme citado anteriormente as perdas técnicas do sistema são fornecidas através do estimador de estados através da etapa de cálculo de corrente e tensão nos nós e trechos da rede, consequentemente a partir destas informações podem ser calculadas as potências ativa e reativa nos trechos de rede e nós, bem como, as perdas técnicas de potência nos trechos de rede.

5.5.1 Janeiro (Período de Safra)

Considerando os dados de injeção de potência apresentados na Tabela 5, foram utilizados os valores para potência ativa (P) e potência reativa (Q) na aplicação do fluxo de potência através do estimador de estados para obtenção dos níveis de perda técnica para cada patamar de carga. A Tabela 12 apresenta os níveis de perda técnica considerando o mês de janeiro de 2017 para o alimentador 1, 2 3 e 4 da subestação estudada.

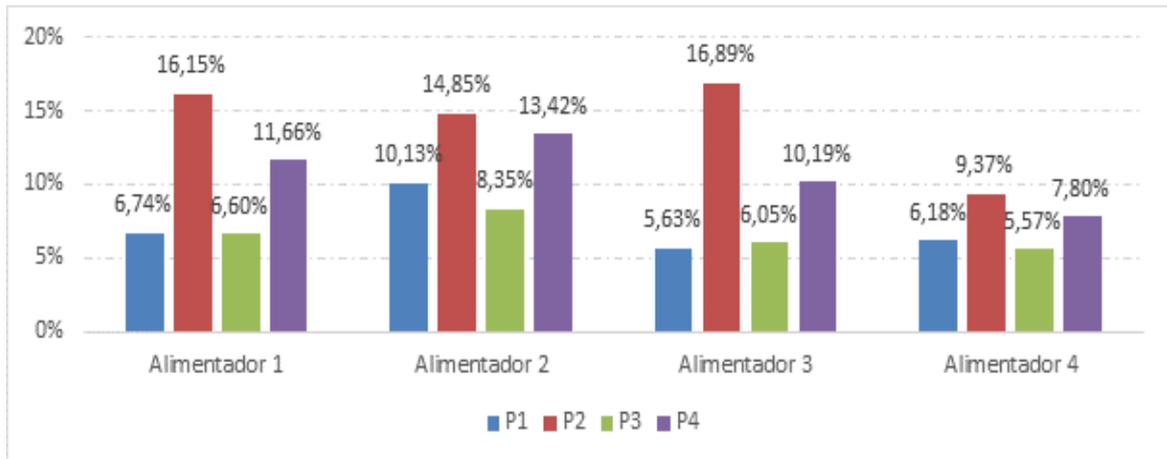
Tabela 12 – Nível de perda técnica para os alimentadores em janeiro de 2017

Alimentador	Patamar de Carga	Perda Técnica
		Média
1	P1	6,74%
	P2	16,15%
	P3	6,60%
	P4	11,66%
2	P1	10,13%
	P2	14,85%
	P3	8,35%
	P4	13,42%
3	P1	5,63%
	P2	16,89%
	P3	6,05%
	P4	10,19%
4	P1	6,18%
	P2	9,37%
	P3	5,57%
	P4	7,80%

Fonte: Elaborado pela autora.

A Figura 33 apresenta o gráfico do percentual de perda técnica conforme patamares de carga médio para o mês de janeiro de 2017 obtidos a partir da ferramenta de fluxo de potência.

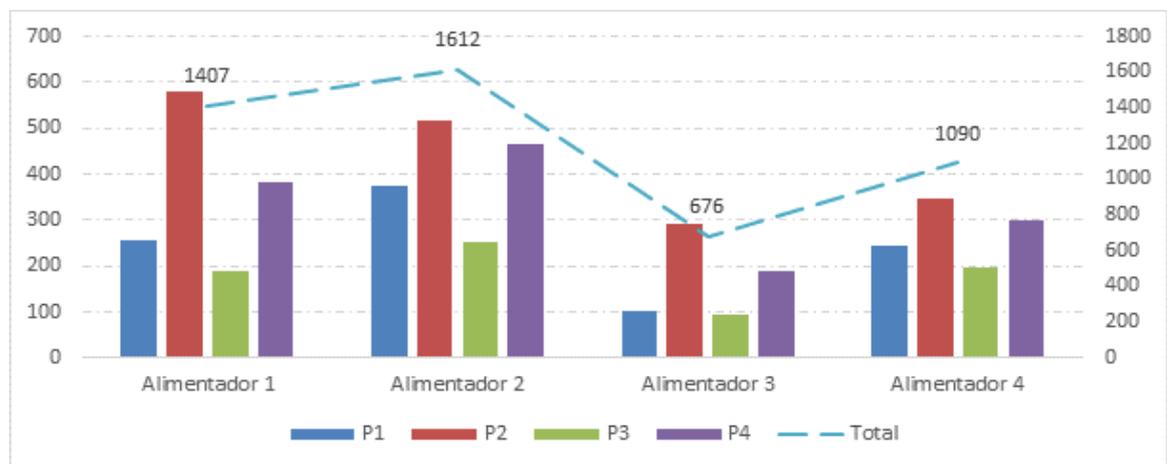
Figura 33 – Percentual de perda técnicas para os alimentadores em janeiro de 2017



Fonte: Elaborado pela autora.

Com base nos dados apresentado na Tabela 12 é possível obter os montantes de perda técnica em kW por patamar de carga apresentados na Figura 34 para o mês de janeiro de 2017. É possível observar que o segundo e quarto patamar contribuem mais para o montante de energia perdida em relação ao total de energia (linha tracejada azul).

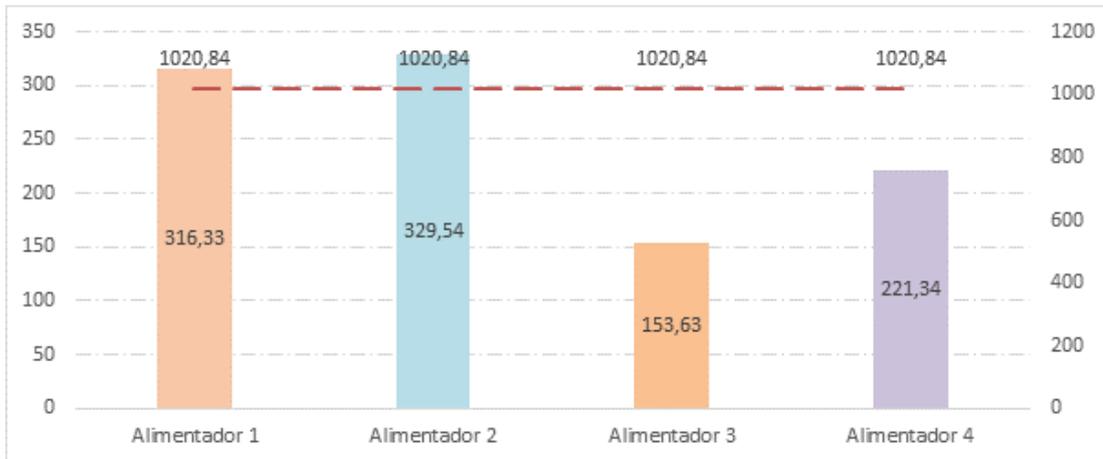
Figura 34 – Montante de perda técnica (kWh) por patamar de carga em janeiro de 2017



Fonte: Elaborado pela autora.

Também com base nos dados apresentado na Tabela 12 é possível obter os montantes de perda técnica em MW realizando uma análise mensal. Os dados obtidos nessa análise são apresentados na Figura 35 para o mês de janeiro de 2017. É possível observar a relação do montante de energia por alimentador e o total esperado para a subestação ((linha tracejada marrom). Observa-se que o Alimentador 1 e 2 contribuem mais para o montante total de energia associado a perda técnica.

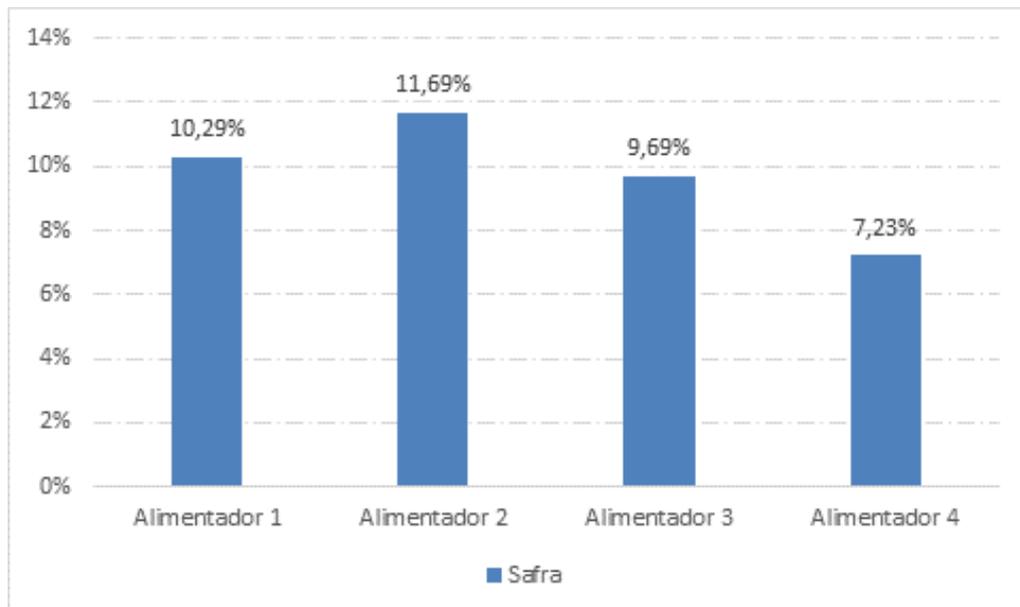
Figura 35 – Montante de perda técnicas (MWh) na subestação estudada em janeiro de 2017



Fonte: Elaborado pela autora.

A Figura 36 apresenta o percentual de perda técnica média associada a cada alimentador da subestação para o período mensal no período da safra.

Figura 36 – Percentual de perda técnica média (Safra)



Fonte: Elaborado pela autora.

5.5.2 Junho (Período Entre-Safra)

Considerando os dados de injeção de potência apresentados na Tabela 8, foram utilizados os valores para potência ativa (P) e potência reativa (Q) na aplicação do fluxo de

potência através do estimador de estados para obtenção dos níveis de perda técnica para cada patamar de carga.

A Tabela 13 apresenta os níveis de perda técnica considerando o mês de janeiro de 2017 para o alimentador 1, 2 3 e 4 da subestação estudada. A Figura 37 apresenta o gráfico do percentual de perda técnica conforme patamares de carga médio para o mês de junho de 2017 obtidos a partir da ferramenta de fluxo de potência.

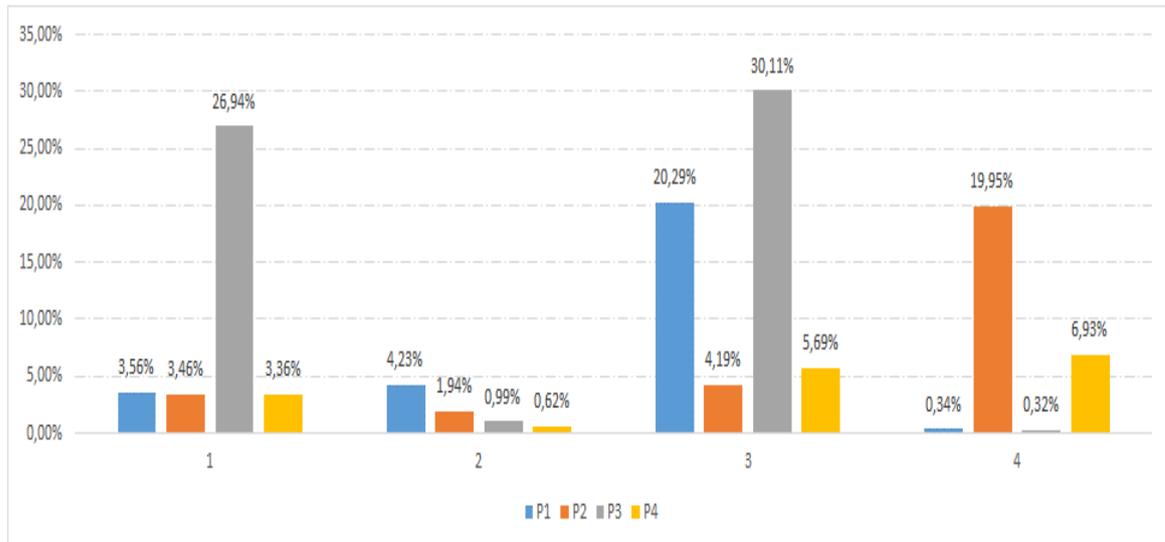
Tabela 13 – Nível de perda técnica para os alimentadores em junho de 2017

Alimentador	Patamar de Carga	Perda Técnica
		Média
1	P1	3,56%
	P2	3,46%
	P3	26,94%
	P4	3,36%
2	P1	4,23%
	P2	1,94%
	P3	0,99%
	P4	0,62%
3	P1	20,29%
	P2	4,19%
	P3	30,11%
	P4	5,69%
4	P1	0,34%
	P2	19,95%
	P3	0,32%
	P4	6,93%

Fonte: Elaborado pela autora.

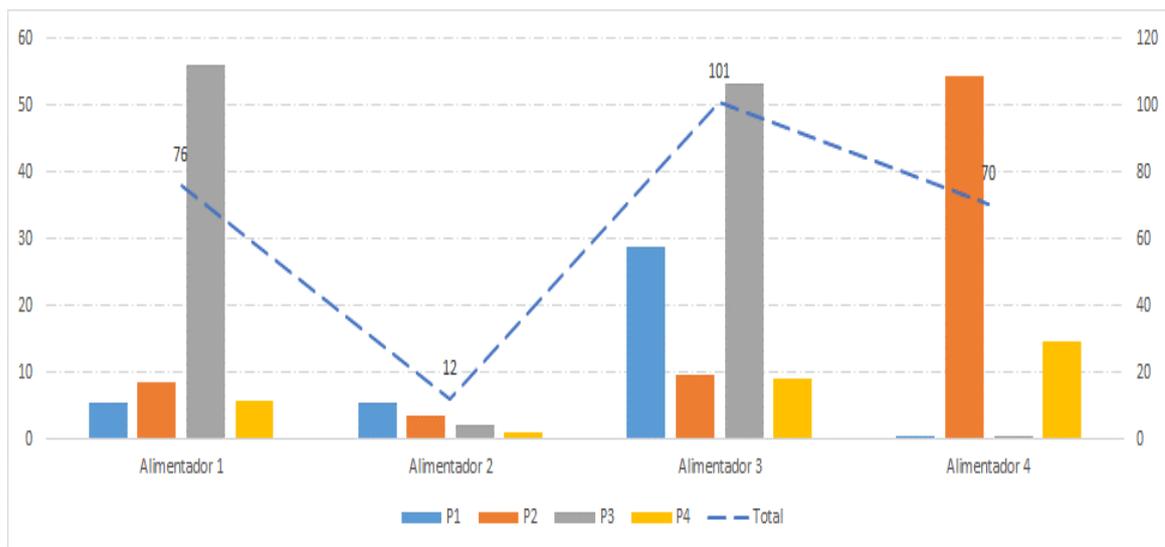
Com base nos dados apresentado na Tabela 13 é possível obter os montantes de perda técnica em kWh por patamar de carga apresentados na Figura 38 para o mês de junho de 2017. É possível observar a contribuição que cada patamar exerce sobre o montante de energia perdida em relação ao total de energia (linha tracejada azul).

Figura 37 – Percentual de perda técnicas para os alimentadores em junho de 2017



Fonte: Elaborado pela autora.

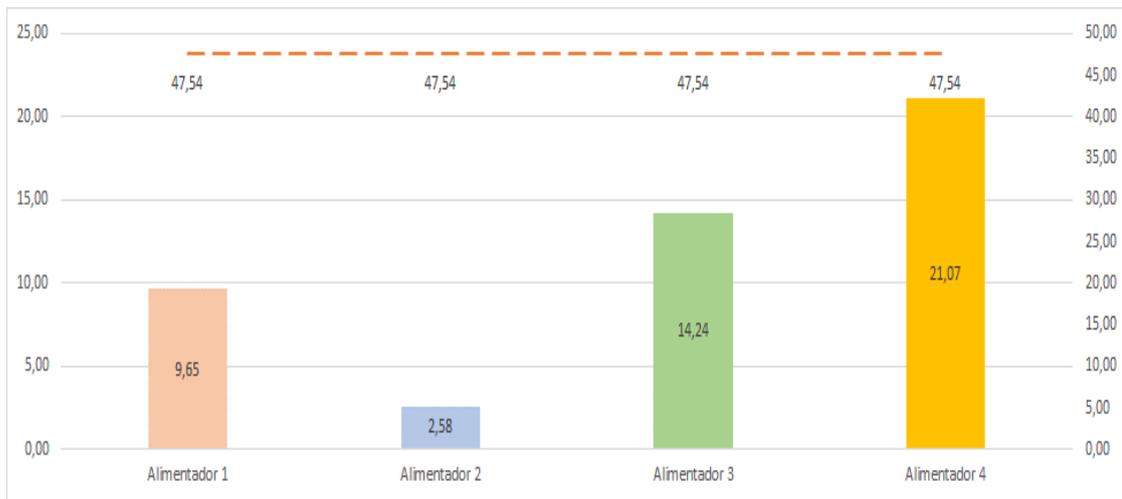
Figura 38 – Montante de perda técnica (kWh) por patamar de carga em junho de 2017



Fonte: Elaborado pela autora.

Também com base nos dados apresentado na Tabela 13 é possível obter os montantes de perda técnica em MW realizando uma análise mensal. Os dados obtidos nessa análise são apresentados na Figura 39 para o mês de junho de 2017. É possível observar a relação do montante de energia por alimentador e o total esperado para a subestação (linha tracejada marrom). Observa-se que o alimentador 3 e 4 contribui significativamente para o montante total de energia associado a perda técnica.

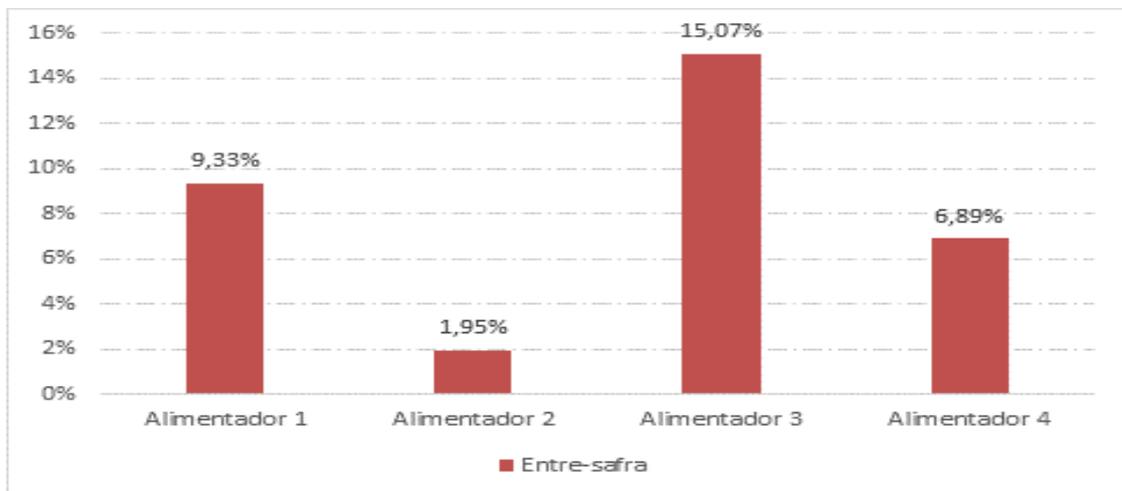
Figura 39 – Montante de perda técnicas (MWh) na subestação estudada em junho de 2017



Fonte: Elaborado pela autora.

A Figura 40 apresenta o percentual de perda técnica média associada a cada alimentador da subestação para o período mensal entre-safra.

Figura 40 – Percentual de perda técnica média (Entre-safra)



Fonte: Elaborado pela autora.

5.6 CÁLCULO DAS PERDAS NÃO-TÉCNICAS

Para realizar a comparação dos valores de medições e valores simulados foram utilizados os montantes de perda global, obtidos a partir da Tabela 11, bem como, os montantes de perda técnica disponibilizados pelo estimador de estados e apresentados nas Tabela 9 e Tabela 10. Na Tabela 14 são apresentados os montantes de perda técnica associada ao período de safra, esse montante corresponde ao total de energia perdida durante o mês referência para cálculo.

Tabela 14 – Dados de medição e faturamento no período de safra

Alimentador	Medição	Faturamento	Perda Global	Perda Técnica
	[MWh]	[MWh]	[MW]	[MWh]
1	2614,38	2292,54	321,83	316,33
2	2592,93	2214,25	378,67	329,54
3	1299,06	1137,56	161,50	153,63
4	2806,66	2581,93	224,73	221,34
Total	9313,03	8226,29	1086,74	1020,84

Fonte: Elaborado pela autora.

Para realizar a comparação dos valores de medições e valores simulados foram utilizados os montantes de perda global, obtidos a partir da Tabela 11, bem como, os montantes de perda técnica disponibilizados pelo estimador de estados e apresentados nas Tabela 9 e Tabela 10. Na Tabela 14 são apresentados os montantes de perda técnica associada ao período entre-safra, esse montante corresponde ao total de energia perdida durante o mês referência para cálculo.

Tabela 15 – Dados de medição e faturamento no período entre-safra

Alimentador	Medição	Faturamento	Perda Global	Perda Técnica
	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]
1	151,87	140,30	11,57	9,65
2	125,18	102,48	22,70	2,58
3	138,13	104,34	33,78	14,24
4	166,84	135,54	31,30	21,07
Total	582,02	482,66	99,36	47,54

Fonte: Elaborado pela autora.

Os montantes de perda não técnicas podem ser identificadas subtraindo o montante de perda global pelo montante de energia de perda técnica obtida através do estimador de estados. A Tabela 16 apresenta os montantes de perda elétrica do sistema para o período de safra e para o período entre-safra.

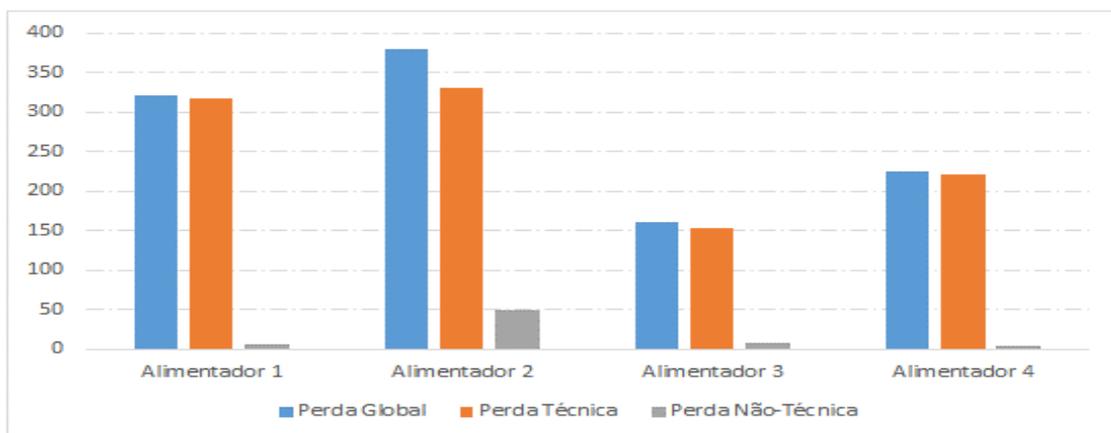
A Figura 41 apresenta os montantes de perdas elétricas associada a cada alimentador da subestação para o período mensal de safra. A Figura 42 apresenta os montantes de perdas elétricas associada a cada alimentador da subestação para o período mensal Entre-safra.

Tabela 16 – Caracterização das perdas no período de safra e entre-safra

Período	Alimentador	Perda Global	Perda Técnica	Perda Não-Técnica
		[MWh]	[MWh]	[MWh]
Safra	1	321,83	316,33	5,50
	2	378,67	329,54	49,13
	3	161,50	153,63	7,88
	4	224,73	221,34	3,39
Entre-safra	1	11,57	9,65	1,92
	2	22,70	2,58	20,13
	3	33,78	14,24	19,55
	4	31,30	21,07	10,23

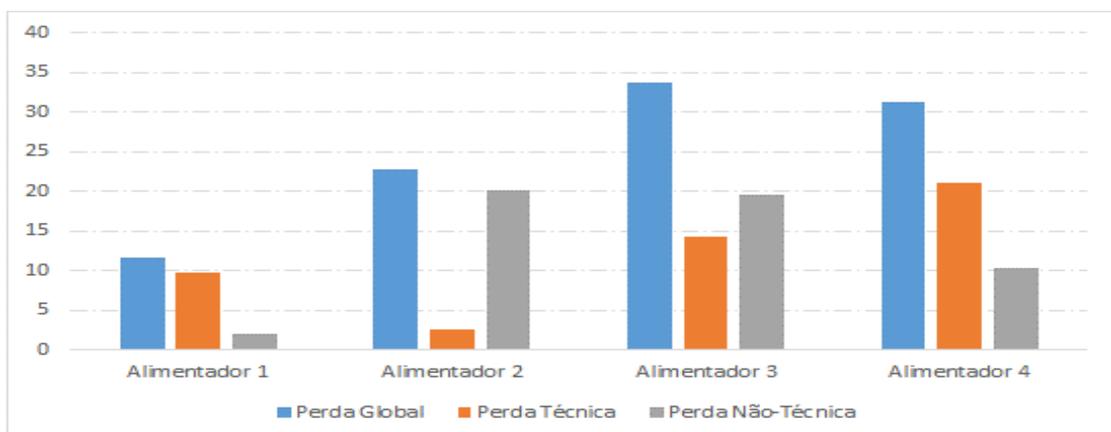
Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 41 – Montante de Perdas Elétricas (MWh) (Safra)



Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 42 – Montante de Perdas Elétricas (MWh) (Entre-Safra)



Fonte: Elaborado pela autora.

Os montantes de perda não-técnica descritos na Tabela 16 são associados em parte as perdas técnicas que foram desprezadas (perdas nos sistemas secundários) e em parte a perdas de origem não-técnica.

6. CONCLUSÕES

O desenvolvimento tecnológico de diversos equipamentos para medição, controle, automação e telecomunicação, bem como, o advento das redes elétricas inteligentes, permitem modificações na filosofia de operação do sistema de distribuição, o que foi a proposta desta dissertação, ao procurar uma metodologia para realização do balanço energético considerando o uso de um estimador de estados e um sistema real. As simulações realizadas a fim de validar a metodologia proposta indicam que a avaliação da compatibilização das perdas elétricas no processo de distribuição é factível e de suma importância no avanço da operação do sistema de distribuição.

A simulação realizada no estimador de estados evidencia os principais aspectos da atuação do algoritmo sobre parâmetros de topologia da rede e principalmente o processamento das varreduras em paralelo a correção das cargas, o que evidencia ainda mais a importância na escolha dessa ferramenta para compatibilização das perdas elétricas. Esta necessidade de análise do balanço energético e criação de indicadores associados a perdas, valida o propósito deste trabalho e reforça a boa linha de pesquisa proposta.

Os testes realizados a fim de validar o método demonstraram que é possível obter os parâmetros necessários para análise das perdas elétricas através de solução computacional do fluxo de potência incorporada ao estimador de estados, sendo possível obter subsídios necessários para a compatibilização das perdas de forma rápida e confiável. Destaca-se o resultado satisfatório para os casos propostos neste estudo, sendo obtida os montantes de perdas técnicas associadas as redes simuladas, validando o uso da ferramenta de estimação no sistema estudado. Ressaltando a identificação dos principais aspectos e adaptações necessárias frente aos dados disponibilizados para utilização na base metodológica.

Os resultados obtidos na aplicação da ferramenta de fluxo de potência incorporada a um estimador de estados, bem como, a utilização de dados de injeção de potência em cada alimentador obtendo assim os níveis das perdas técnicas. Com a agregação dos dados de faturamento foi possível obter os montantes de perdas globais e os montantes de perdas não-técnicas do sistema. Com esses resultados positivos permite-se avançar nos estudos de compatibilização das perdas elétricas, uma vez que ao se garantir a obtenção dos níveis de perda técnica através do estimador de estados, possibilita o desenvolvimento de uma aplicação prática de um algoritmo de balanço de energia. Em uma aplicação futura alguns aspectos ainda devem ser analisados e incorporados a ferramenta, tais como, calendários de medição dos consumidores, criação de indicadores de perdas técnicas e não-técnicas para identificação de

fraudes, criação de relatórios de análise conforme características da carga do sistema (verão/inverno, safra/entre-safra).

Considerando o ponto de vista de operação do sistema de distribuição o método proposto se mostra como uma novidade, uma vez que grande parte das distribuidoras brasileiras utilizam para análises de fluxo de potência e caracterização das perdas elétricas *softwares* que não possuem a precisão que um estimador de estados proporciona. Com isso, o sistema pode ficar vulnerável a diversas não conformidades, erros entre leituras e medidas calculadas. A metodologia proposta nesta dissertação não somente aplica-se a reconfigurações automáticas na rede de distribuição, podendo ser expandida para uma análise em tempo real em que existira a possibilidade de acompanhar os níveis de perdas elétricas simultaneamente.

Para concluir, entende-se que muitas oportunidades surgem no campo da pesquisa e no cotidiano das concessionárias de energia, buscando proporcionar uma constante melhoria nos sistemas de análise e operação das redes de distribuição. Integrando continuamente através da integração de aplicações em tempo real somado a um sistema computacional inteligente, sendo eficiente em monitorar a rede de distribuição, identificar não conformidades e compatibilizar perdas elétrica.

6.1 TRABALHOS FUTUROS

Existe um grande caminho a ser percorrido para uma integração de soluções inteligentes sendo competente o suficiente para gerenciar o sistema de distribuição nas suas diversas necessidades. Este trabalho pode auxiliar de alguma forma em futuros estudos para o desenvolvimento de uma metodologia que seja capaz de abranger toda a cadeia de compatibilização e caracterização de tipos de perdas elétricas dentro de uma distribuidora de energia elétrica.

- Compatibilização e caracterização das perdas elétricas considerando os sistemas secundários utilizando um estimador de estados;
- Estudo dos calendários de medições na compatibilização e caracterização das perdas utilizando um estimador de estados.

6.2 TRABALHOS PUBLICADOS

Ao longo deste trabalho de dissertação foram aprovados 5 artigos científicos:

- ELAEE'17 – 6th Latin American Energy Economics Meeting.

Título do trabalho: “*Metodologia para Análise do Balanço Energético Usando Estimador de Estados e Medição em Tempo Real*”.

- UPEC’17 – 52nd International Universities' Power Engineering Conference.

Título do trabalho: “*Methodology for Analysis of Energy Balance using State Estimator and Real Time Measurements*”.

- SNPTEE’17 – XXIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica.

Título do trabalho: “*Análise do Balanço Energético através da aplicação de uma metodologia utilizando Estimador de Estados e Medição em Tempo Real*”.

- SEPOC’17 – 10th Seminar on Power Electronics and Control.

Título do trabalho: “*Balanço Energético*”.

- T&D’18 – IEEE PES T&D Conference & Exposition.

Título do trabalho: “*Methodology for Analysis of Energy Balance using State Estimator and Real Time Measurements*”.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST - Módulo 1 – Introdução**. Rev 9. 2015.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST - Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição**. Rev 5. 2016.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST Módulo 6 – Informações Requeridas e Obrigações**. Rev 13. 2016.
- AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Perdas de Energia**. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=801&idPerfil=4>>. Acesso em: 08 de abr. 2018.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA (ABRADEE). **A distribuição de energia**. Disponível em: < <http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia>>. Acesso em: 08 de abr. 2018.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA (ABRADEE). **Furtos e fraudes de energia**. Disponível em: < <http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/perdas/furto-e-fraude-de-energia>>. Acesso em: 08 de abr. 2018.
- BARAN, M. E.; KELLEY, A. W. **A branch-current-based state estimation method for distribution systems**. IEEE transactions on power systems, Vol. 10, No. 1, 483-491, 1995.
- BAIMOLDIN, M.; UAKHITOVA, A.; BAINIYAZOV, B. **Analysis of electric power losses in electric networks in Kazakhstan**. Control and Communications (SIBCON), 2017 International Siberian Conference on.
- BERNARDON, Daniel Pinheiro et al. **Sistemas de distribuição no contexto das redes elétricas inteligentes: uma abordagem para reconfiguração de redes**. Santa Maria, AGEPOC, 2015.
- BERNARDON, Daniel Pinheiro et al. **Perdas Técnicas e Comerciais de Energia Elétrica em Sistema de Distribuição**. VII Conferência Brasileira de Qualidade de Energia Elétrica. Santa Maria, AGEPOC, 2007.
- CHATTERJEE, S., MANDAL, S. **A novel comparison of gauss-seidel and newton-raphson methods for load flow analysis**. In Power and Embedded Drive Control (ICPEDC), 2017 International Conference on (pp. 1-7).
- CHENG, C. S., & SHIMOHAMMADI, D. (1995). **A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis**. IEEE Transactions on Power Systems, 10(2), 671-679.

EXPÓSITO, A. G., CONEJO, A. J., & CANIZARES, C. **Electric energy systems: analysis and operation**. CRC press, 2016.

GUIMARÃES, Paulo Ricardo Bittencourt. **Métodos quantitativos estatísticos**. Curitiba: IESDE Brasil S.A., 2008.

HLEDIK, Ryan. **How Green Is the Smart Grid?**. The Electricity Journal, v. 22, n. 3, 2009. ISSN 1040-6190.

HUANG, S. C.; LO, Y. L.; Lu, C. N. **Non-technical loss detection using state estimation and analysis of variance**. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(3), 2959-2966.

LABORATORIES, SCHWEITZER ENGINEERING. **Capítulo IX – Exemplos de automação em sistemas de supervisão e controle de subestações e redes de distribuição**. Revista O Setor Elétrico, São Paulo, SP. Disponível em: < http://www.osetoreletrico.com.br/wp-content/uploads/2010/10/ed56_fasc_automacao_capIX.pdf>. Acesso em: 09 de maio de 2018.

LEITE, J. B.; MANTOVANI, J. R. S. **Detecting and locating non-technical losses in modern distribution networks**. IEEE Transactions on Smart Grid, PP, v. 1, 2016.

MÉFFE, André. **Cálculo de perdas técnicas em sistemas de distribuição – modelos adequáveis às características do sistema e à disponibilidade de informações**. Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo, 2007.

MILBRADT, Rafael Gresseler, **Novos Métodos de Estimação de Estados Multi-Área com Potencial Aplicação em Redes Elétrica Inteligentes**. Tese de Doutorado, Universidade Federal de Santa Maria, 2015.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Smart Grid - Grupo de Trabalho de Redes Elétricas Inteligentes**. Relatórios, 2010. Disponível em: < http://www.mme.gov.br/documents/10584/1256641/Relatxrio_GT_Smart_Grid_Portaria_440-2010.pdf/3661c46c-5f86-4274-b8d7-72d72e7e1157>. Acesso em: 08 de abr. 2018.

OLIVEIRA, C.C.B.; KAGAN, N.; MÉFFE, A.; JONATHAN, S.; CAPARROZ, S.; CAVARETTI, J.L. **A new method for the computation of technical losses in electrical power distribution systems**. International Conference on Electricity Distribution. Amsterdam, 2001.

PUVIYA, P., PRIYADARSHINI, N. **State estimation in power system using weighted least squares method**. In Innovations in Information, Embedded and Communication Systems (ICIIECS), 2017 International Conference on (pp. 1-6).

RAMOS, C. C. O.; Rodrigues, D., de Souza, A. N., & Papa, J. P. **On the study of commercial losses in Brazil: a binary black hole algorithm for theft characterization**. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016.

RIES, Walter. **Transformadores – Fundamentos para o projeto e cálculo**. Porto Alegre, RS: EDIPUCRS, 2007.

ROSSONI, A.; BRAUNSTEIN, S. H.; TREVISAN, R. D.; BRETAS, A. S; BRETAS, N. G. **Contribution to distribution systems technical and nontechnical losses estimation using WLS state estimator**. In Power & Energy Society General Meeting, July 2017 IEEE.

TRISTIU, I.; EREMIA, M.; BULAC, C.; TOMA, L. **Multi-criteria reconfiguration of distribution electrical networks for minimization of power losses and damage cost due to power supply interruption**. In Power Tech, July 2007 IEEE Lausanne (pp. 385-390).

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B.; ROBBA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. São Paulo, SP: Edgard Blücher Ltda, 2005.

KASSEM, H. E.; BADR, M.; AHMED, S. A. (2013). **Reduction of energy losses in electrical distribution systems**. 24st International Conference on Electricity Distribution (CIRED), Stockholm, 2013.

KARAMTA, M. R.; JAMNANI, J. G. **A review of power system state estimation: Techniques, state-of-the-art and inclusion of FACTS controllers**. In Electrical Power and Energy Systems (ICEPES), 2016, International Conference on (pp. 533-538).

KERSTING, W. H. **Distribution system modeling and analysis**. USA: CRC Press, 2002.

WAN, J., MIU, K. N. **Weighted least squares methods for load estimation in distribution networks**. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, Vol. 18, No. 4, 1338-1345.

ZANETTA JUNIOR, L. C. **Fundamentos de sistemas elétricos de potência**. 1. ed. São Paulo, SP: Editora Livraria da Física, 2006.