

CENTRO UNIVERSITÁRIO DO SUL DE MINAS

ENGENHARIA ELÉTRICA

MARIA GABRIELA FRANCELINO

**PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS DE ENERGIA ELÉTRICA EM SISTEMAS
DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO**

**Varginha
2018**

MARIA GABRIELA FRANCELINO

**PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS DE ENERGIA ELÉTRICA EM SISTEMAS
DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica do Centro Universitário do Sul de Minas, como pré-requisito para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica, sob orientação do Prof. Esp. Silvio Bottrel Guimarães.

**Varginha
2018**

MARIA GABRIELA FRANCELINO

**PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS DE ENERGIA ELÉTRICA EM SISTEMAS
DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO**

Monografia apresentada ao curso de Engenharia Elétrica do Centro Universitário do Sul de Minas, como pré-requisito para obtenção do grau de Bacharel pela Banca Examinadora composta pelos membros:

Aprovada em: / /

Prof. Esp. Silvio Bottrel Guimarães

Prof. Esp. Roberto Lazarino do Prado Mudesto

Prof. Rafael Kerner Coelho dos Santos

OBS.:

Dedico este trabalho primeiramente a DEUS, por ser essencial em minha vida, autor de meu destino, meu guia, socorro presente na hora da angústia. A minha mãe Márcia, que com muito carinho, apoio, não mediu esforços para que chegasse até esta etapa de minha vida. Aos meus avós maternos, Maria Aparecida e José Francisco, que são meus exemplos de vida e que sempre estiveram ao meu lado. Aos meus tios queridos que foram e são essenciais no meu crescimento. Ao meu pai Alcides, que mesmo distante contribuiu para que esse dia chegasse. Enfim, a toda minha família e amigos queridos.

“O sorriso custa menos que a eletricidade e dá muito mais luz.”

Provérbio Escocês

RESUMO

O processo de distribuição de energia provoca perdas elétricas, as quais representam uma parcela considerável nos custos dos sistemas de distribuição e transmissão. Por este motivo sempre foram alvo de estudos por parte das empresas de distribuição elétrica, pois correspondem à energia que não é faturada. Nos últimos anos, a preocupação com perdas técnicas e não técnicas de energia elétrica vêm aumentando. Estima-se que, anualmente, quase US\$ 200 bilhões sejam desperdiçados em todo mundo devido a esse tipo de perda. Só no Brasil, a porcentagem de perdas em relação ao montante de energia produzida chega a 15,3%. Essas perdas estão associadas a ligações ilegais, desvios de energia e danificação dos medidores de eletricidade, representando um entrave ao desenvolvimento do sistema elétrico de potência e gerando prejuízos para as concessionárias de energia elétrica. Devido ao baixo grau de detalhamento do sistema de distribuição, não existe ainda um método sólido que calcule e identifique esse tipo de perda. Sendo assim, este trabalho de conclusão de curso tem como objetivo discutir o impacto ocasionado pelas perdas técnicas e não-técnicas de energia elétrica no Brasil, procurando entender as classificações e as diversas maneiras de combate e soluções das perdas comerciais, das perdas desencadeadas pela sobrecarga no sistema de distribuição, das perdas em decorrência do furto de energia e das ligações clandestinas. Este artigo possui uma metodologia que possa ser utilizada na identificação de possíveis locais de fraude em sistemas de distribuição de baixa e média tensão.

Palavras-Chave: Sistemas de Distribuição. Perdas de Energia. Perdas Não Técnicas. Furto de Energia.

ABSTRACT

The process of distribution of energy causes electrical losses, which represent a considerable portion of the costs distribution systems. For this reason always have been the subject of studies by the electric distribution companies, since corresponds to the energy that is not invoiced. In recent years, the concern with technical and non-technical losses of electricity is increasing. It is estimated that annually almost \$ \$200 billion are wasted worldwide due to this type of loss. Only in Brazil, the percentage of loss in relation to the amount of energy produced reaches 15.3%. These losses are associated with illegal connections, deflections and damage energy electricity meters, representing an obstacle to the development of the electric power system and causing damage to the electrical energy concessionaires. Due to the low degree of detail of the distribution system, there is still a solid method to calculate and identify this kind of loss. Thus, this final project aims to develop a methodology that can be used to identify possible locations of fraud in distribution systems of low and medium voltage. This article has the goal to discuss the impact caused by the technical and non-technical losses of electric power in Brazil, seeking to understand the ratings and the various ways and solutions of commercial losses, triggered losses the overloading of the system of distribution, the losses due to energy theft and illegal connections.

Keywords: *Distribution Systems. Energy losses. Nontechnical Losses. Energy theft.*

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 01 – Perdas no setor elétrico	14
Figura 02 – Diagrama unifilar de um sistema de distribuição, de média e baixa tensão, com as medidas disponíveis	17
Figura 03 – Perdas de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro.....	18
Figura 04 - Modelo π para o circuito equivalente de linha de transmissão	28
Figura 05 - Circuito equivalente do transformador	29
Figura 06 - Circuito equivalente do transformador de tap variável	30
Figura 07 - Fluxograma do método de detecção e identificação de erros grosseiros pelo método estático.....	33
Figura 08 – Evolução das perdas comerciais no Brasil.....	39
Figura 09 – Perdas não técnicas em 2015 por área de concessão.....	40

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação (01)	29
Equação (02)	29
Equação (03)	30
Equação (04)	31
Equação (05)	31
Equação (06)	34
Equação (07)	34
Equação (08)	35
Equação (09)	35
Equação (10)	35
Equação (11)	36

LISTA DE ABREVIACOES E UNIDADES

A-	Ampère
ABRADEE-	Associação Brasileira dos Distribuidores de Energia Elétrica
ANEEL-	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT-	Alta Tensão
BT-	Baixa Tensão
BTE-	Baixa Tensão Especial
BTN-	Baixa Tensão Normal
ERSE-	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
GD-	Gerao Distribuída
GWh -	Gigawatt-hora
I -	Corrente Elétrica
IP-	Iluminao Pública
kV-	Kilovolt
kW-	Kilowatt
kWh-	Kilowatt-hora
MAT-	Muito Alta Tensão
MT-	Média Tensão
Mvar-	Megavolt-ampere reativo
MW-	Megawatt
PRE-	Produo em Regime Especial
R-	Resistência Elétrica
SEE-	Sistema Elétrico de Energia
SEN-	Sistema Elétrico Nacional
SVC-	Static Var Controler
F-	Faraday, unidade de capacitância
Hz-	Hertz
ONS-	Operador Nacional do Sistema
pu-	perunit, "por unidade"
V-	volt
VA-	volt-ampère
VAr-	volt-ampère reativo

W- watt

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	13
2 MODELAGEM DA REDE: MONOFÁSICA X TRIFÁSICA	16
3 INFORMAÇÕES DISPONÍVEIS.....	17
4 PERDAS TÉCNICAS.....	18
4.1 Perdas técnicas no sistema de transmissão.....	18
4.1.1 Medição.....	19
4.1.2 LoadFlow.....	19
4.1.3 Modelos simplificados.....	19
4.1.4 Fluxo de potência.....	19
5 PERDAS NÃO TÉCNICAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO.....	20
6 O PROBLEMA DE PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS NO BRASIL E NO MUNDO.....	21
7 CLASSIFICAÇÃO DE PERDAS NÃO TÉCNICAS	22
7.1 Furto.....	22
7.2 Fraude.....	22
7.3 Problemas de cobrança.....	23
7.4 Inadimplência:	23
8 MÉTODOS DE DETECÇÃO	24
8.1 Métodos indiretos	24
8.2 Métodos diretos	24
8.2.1 Métodos que utilizam dados históricos	25
8.2.2 Métodos que utilizam dados obtidos em tempo real.....	25
9 O PROBLEMA DE ESTIMAÇÃO DE ESTADO EM REDES ELÉTRICAS.....	26
9.1 Modelagem da rede.....	28
9.2 Linhas de transmissão.....	28
9.3 Capacitores e reatores Shunt.....	29
9.4 Transformadores de tap variável e de mudança de fase	29
10 MÉTODOS DE DETECÇÃO DE PERDAS NÃO TÉCNICAS EM PONTOS DE CARGA EM MÉDIA TENSÃO.....	32
10.1 Metodologia estática	32
10.2 Índice $j(x)$	34
10.3 Metodologia dinâmica.....	36
11 ESTUDO DE CASO.....	39
11.1 Perdas comerciais (não técnicas).....	39
11.2 Inadimplência.....	41
11.3 Agravamento do problema.....	41
12 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	43
13 REFERÊNCIAS.....	44

1 INTRODUÇÃO

As distribuidoras de energia têm como objetivo garantir uma alta qualidade no serviço prestado sem cobrar tarifas abusivas pela energia vendida. Uma vez que estas são revendedoras de energia, as perdas na distribuição podem ser vistas como um gasto sem a obtenção de benefícios, pois que esta energia foi comprada e não será vendida. Portanto, a redução das perdas elétricas significa um menor custo para a empresa, possibilitando um direcionamento melhor dos seus investimentos e contribuindo para que esta melhore a qualidade do atendimento aos seus clientes. Segundo a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE, 2017), as perdas totais no setor de distribuição representam cerca de 14% do total de energia elétrica injetada, e é possível classificar as perdas em duas categorias distintas:

- ✓ Perdas técnicas, que são relacionadas à operação, como, por exemplo, as causadas pelo efeito joule, podem até ser minimizadas via otimização de controles mas não podem ser zeradas;

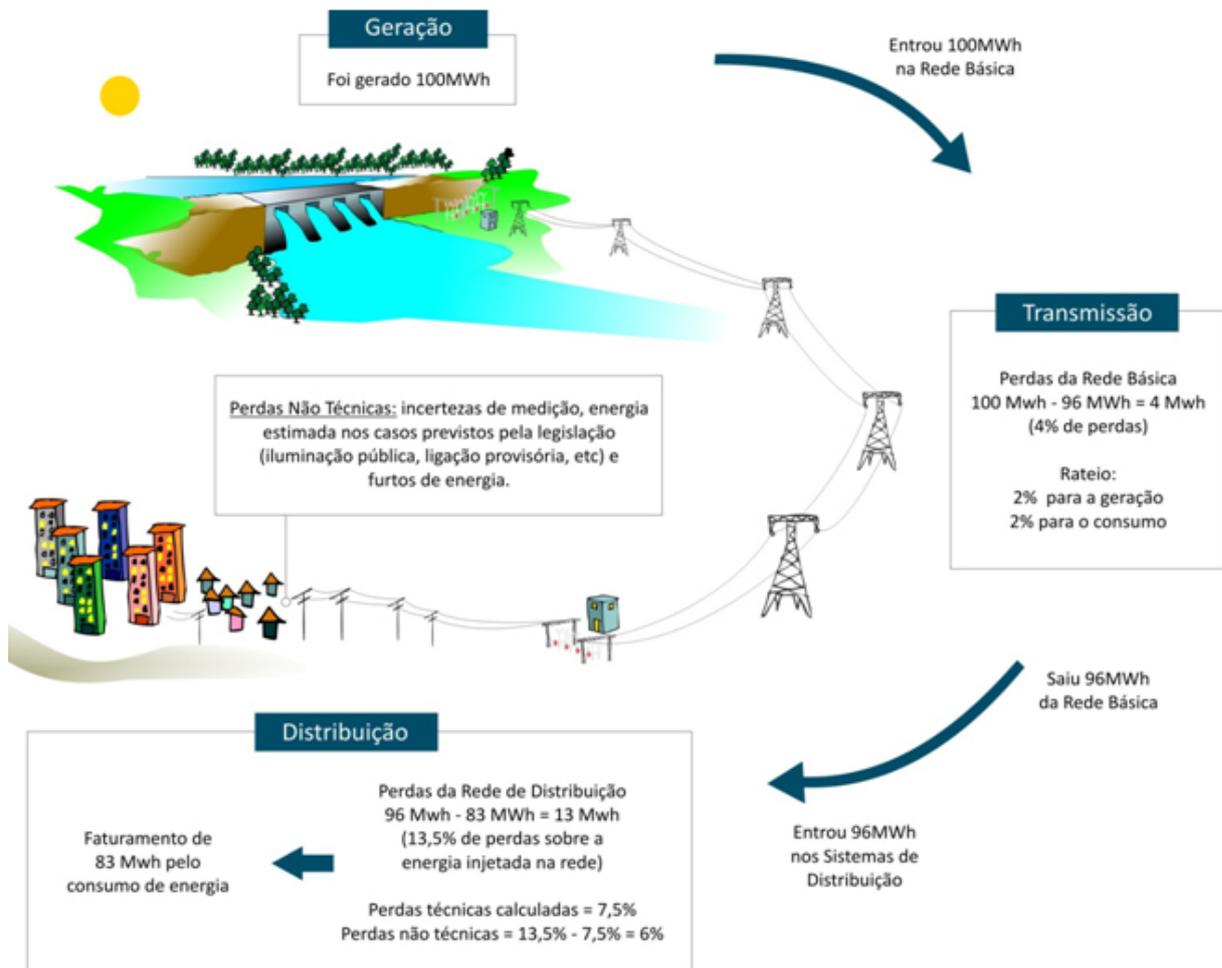
- ✓ Perdas não técnicas ou comerciais, estas são relacionadas à furtos, fraudes e problemas de cadastro, cobrança e medida. Em teoria, este tipo de perda poderia ser extinto com investimentos em sistemas de informação e monitoramento (ABRADEE, 2016).

No Brasil, o sistema de distribuição, diferentemente do sistema de transmissão, não possui muitas informações disponíveis, para seu monitoramento e controle remoto, o que agrava o problema das perdas, tanto técnicas como comerciais, pois é difícil otimizar a distribuição, a fim de reduzir as perdas técnicas, e a falta de informações torna muito complicado a detecção de perdas comerciais. Para mudar este cenário, um grande investimento por parte das distribuidoras de energia vem sendo feito para melhorar o monitoramento e controle do sistema de distribuição, não apenas no Brasil. Esses investimentos em medidores e aquisição de dados, controles e sistemas de telecomunicação e informação está incluído no conceito de Smart Grids ou Redes Elétricas Inteligentes, o qual busca incorporar essas tecnologias à rede de distribuição e melhorar sua operação.

É com base nas regras definidas no Módulo 7 do PRODIST da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) que as perdas técnicas e não técnicas são calculadas. Entende-se, de uma maneira resumida, que todo o sistema elétrico é formado pela geração de energia e pela distribuição da mesma. Pode-se entender que o sistema de distribuição é dividido de acordo com os segmentos da rede onde se tem a alta, a média e a baixa tensão onde pode se incluir também os transformadores, os ramais de ligação e os medidores. Conhecendo todo o

sistema, se aplica os modelos de cálculos e dimensionamento para cada um dos segmentos onde se faz uso de todas as informações sobre a rede e os equipamentos existentes como a potência dos transformadores, bitola e comprimento dos condutores e energia fornecida às unidades consumidoras. Com base nessas informações, estima-se o percentual de perdas técnicas eficientes relativas à energia que foi injetada na rede (FIG. 1) (ANEEL PRODIST MÓDULO 7, 2015).

Figura 01 – Perdas no setor elétrico.



Fonte: (ANEEL, 2015).

Em relação às perdas não técnicas, nos últimos anos, houve um aumento da preocupação com esta modalidade de perdas. A estimativa de perdas nesse nicho é de mais de US\$ 100 bilhões anuais em todo o planeta. No Brasil, segundo a ANEEL (2015), as perdas no setor elétrico em relação ao total de energia produzida chegam aos 15,3%. Todas estas perdas estão associadas às ligações ilegais tanto em áreas urbanas quanto rurais onde ocorrem assentamentos sem planejamentos proporcionando os desvios de energia além dos danos aos medidores de eletricidade existentes próximos aos locais de ocupação. Outro problema são os

danos ocasionados pelo desgaste dos medidores com o passar do tempo ou atraso tecnológico dos mesmos que acabam representando um entrave ao desenvolvimento do sistema elétrico de potência gerando prejuízos para as concessionárias de energia elétrica. Por conta do baixo grau de detalhamento e investimentos em estudos sobre a malha do sistema de distribuição nas áreas onde há o furto de eletricidade não se tem ainda um método sólido que calcule e identifique esse tipo de perda (FERREIRA NETO, 2011).

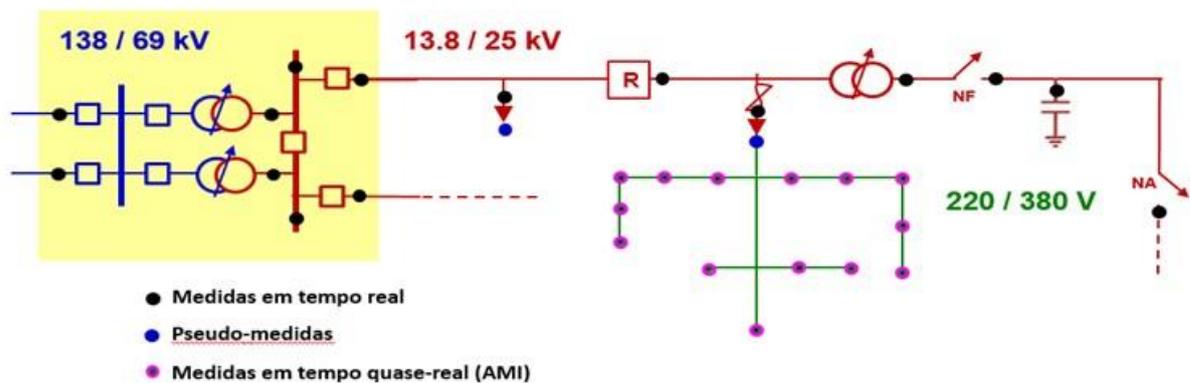
2 MODELAGEM DA REDE: MONOFÁSICA X TRIFÁSICA

Os estimadores de estado geralmente são utilizados para os sistemas de transmissão, no entanto, os sistemas de distribuição possuem características diferentes dos sistemas de transmissão e, portanto, é preciso ter em vista estas diferenças. O sistema de distribuição não é equilibrado e, muitas vezes, possui cargas com apenas uma ou duas fases ou até mesmo ramais monofásicos e bifásicos e, portanto, não seria realista assumi-lo como equilibrado e utilizar um equivalente monofásico da rede de distribuição. A estimação de estado, em princípio, deveria ser realizada utilizando uma ferramenta estimação trifásica, porém, em determinadas aplicações, o uso do equivalente monofásico (sequência positiva) pode ser suficiente. Este é caso neste trabalho onde o desequilíbrio de fases não é decisivo em uma primeira análise. As conclusões obtidas nesse tipo de análise podem ser aplicadas a estimadores trifásicos, com as devidas adaptações (FERREIRA NETO, 2011).

3 INFORMAÇÕES DISPONÍVEIS

A Figura 02 representa, de forma genérica, os componentes presentes em um sistema de distribuição moderno, dispondo de recursos de medição e comunicações de dados disponíveis no ambiente de Redes Elétricas Inteligentes (Smart Grid). Nesse sistema estão disponíveis vários tipos de medidas, como indicado nos itens seguintes (FRANCISQUINI, 2006).

Figura 02 – Diagrama unifilar de um sistema de distribuição, de média e baixa tensão, com as medidas disponíveis.



Fonte: (FRANCISQUINI, 2006).

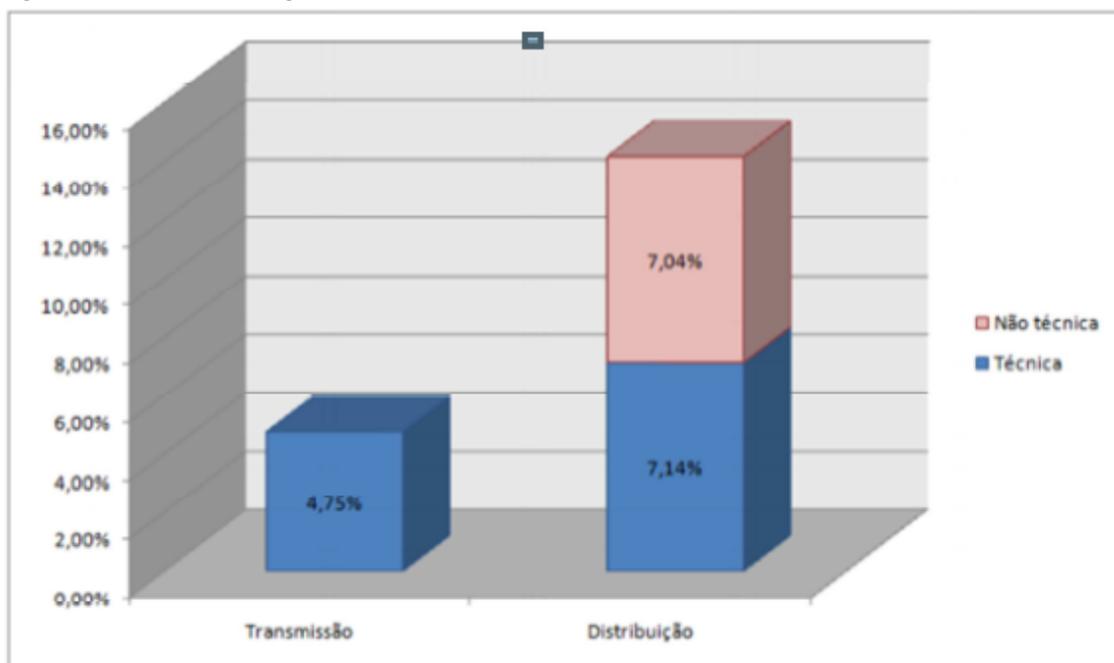
4 PERDAS TÉCNICAS

Como citado previamente, as perdas técnicas nada têm a ver com o furto de energia, este é um tipo de perda que está estritamente ligado ao estado de conservação da rede elétrica como um todo e a dissipação por efeito Joule. As perdas técnicas estão relacionadas com as perdas por efeito Joule em cabos e condutores, ao estado de conservação de medidores de energia, aos transformadores de tensão e outros equipamentos, que compõem o complexo sistema que é a rede elétrica. As perdas comerciais são calculadas como a diferença entre as perdas globais e as perdas técnicas. As perdas globais são calculadas pela soma de toda a energia gerada e toda energia comprada pela empresa distribuidora de energia subtraída de todo o consumo dos clientes desta empresa, incluindo repasses de energia às outras empresas. Já para as perdas técnicas, tem-se o seguinte critério de cálculo adotado pelas grandes empresas (FERREIRA et al., 2014).

4.1 Perdas técnicas no sistema de transmissão

No Brasil, metade das perdas no sistema de distribuição é proveniente de perdas técnicas, já na transmissão todo o desperdício é com este tipo de perda (FIG. 3) (ANEEL, 2014).

Figura 03– Perdas de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro



Fonte: (ANEEL, 2014).

4.1.1 Medição

Faz-se o balanço, considerando a diferença entre a energia injetada no sistema pelas empresas geradoras e a energia entregue às subestações de distribuição mais o repasse para outras empresas (FERREIRA et al., 2014).

4.1.2 *LoadFlow*

Programa que calcula a perda de potência nas linhas de transmissão, durante os períodos de carga leve, média e pesada. As perdas são calculadas considerando o fluxo de potência médio multiplicado pela duração de cada período (FERREIRA et al., 2014).

4.1.3 Modelos simplificados

Consideram-se circuitos, onde o crescimento da perda é avaliado pelo crescimento dos ativos (extensão de rede, número de transformadores, etc.). Entre os modelos existentes, um dos mais usados é o do CODI, adotado por empresas como, por exemplo, CELPE, ELEKTRO E ESCELSA (FERREIRA et al., 2014).

4.1.5 Fluxo de potência

Esse processo é adotado por empresas que possuem um sistema de gerenciamento de redes georreferenciado consolidado. Calcula-se a perda de potência no pico do sistema e converte-se esse valor em energia através do fator de perdas que é calculado em função do fator de carga da linha de distribuição. Para se ter uma idéia da ordem de grandeza dessas perdas, na Eletropaulo esse valor é estimado, segundo a ABRADDEE (2016), em 3% na transmissão e 4% na distribuição; na CEMAT 2,5% e 13%, respectivamente. Tratando-se de perdas técnicas, deve-se frisar que este é um tipo de perda que em nada tem a ver com o cliente, mas sim com a concessionária de energia elétrica, já que este problema está ligado ao estado de conservação de equipamentos, tais como medidores, transformadores, condutores das redes de energia, etc; e também com a dissipação de energia por efeito Joule.

5 PERDAS NÃO TÉCNICAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Como dito anteriormente, as perdas de energia representam um custo para as empresas de distribuição e estas vêm investindo em tecnologias na tentativa de reduzi-las. As perdas ditas técnicas, conforme anteriormente explicado, são as inerentes ao processo operacional, como o aquecimento dos condutores pelo efeito joule e, portanto, podem ser apenas reduzidas através de uma operação otimizada. As perdas não-técnicas, por sua vez, são causadas, principalmente pelo furto de energia, além de outros problemas que geram falta de faturamento como os erros de leitura de medidores, podendo ser intencionalmente provocados ou não por consumidores clandestinos não cadastrados no sistema da distribuidora e também as falhas na atualização dos bancos de dados e cadastros (FERREIRA et al., 2014).

Esses problemas são classificados como perdas não técnicas e podem ser reduzidos através da implantação dos seguintes métodos:

a) **Técnicos:** Muitos sistemas são antigos e carecem de tecnologias atuais, operando, muitas vezes, de forma ineficiente. A fim de reduzir perdas, são necessários investimentos como a implantação de tecnologias de telecomunicação e informação, sensoriamento, monitoração e controle nas redes de distribuição. Uma vez que uma grande parte das perdas não técnicas se deve a danos e modificações no medidor ou erros de leitura, medidores mais complexos e de difícil modificação com leitura automática e remota, ou medidores inteligentes, podem reduzir este tipo de problema.

b) **Gerenciais:** A combinação de avanços tecnológicos com programas gerenciais pode trazer grandes benefícios. A correta decisão da alocação de investimentos em áreas mais críticas onde se possam obter os maiores benefícios é parte do processo gerencial. Outro problema enfrentado pelas empresas é a burocracia que pode gerar perdas contabilizadas como perdas não técnicas, casos de inadimplência e problemas de cobrança, e muitas vezes a terceirização de atividades como cobrança ou mudanças gerenciais podem reduzir este tipo de perda (SAISSE, 2016).

6 PROBLEMA DE PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS NO BRASIL E NO MUNDO

Segundo a ABRADDEE (2015), as perdas totais do Sistema de Distribuição Brasileiro em 2014 representaram cerca de 14% do total de energia injetado sendo que apenas as perdas comerciais foram responsáveis por 5.63% do total de energia. Separando as perdas por concessionárias, as perdas totais em 2015 variam entre 6,5% na CPFL Piratininga a mais de 40% na Eletrobrás AM.A ANEEL disponibiliza em seu site uma planilha eletrônica com os percentuais de perdas técnicas, não técnicas e totais fornecidos por cada concessionária e calculadas utilizando a metodologia estabelecida no Módulo 7 do PRODIST (2015), bem como os valores das perdas em MWh e em Reais. Apesar das perdas não técnicas percentuais calculadas pela ANEEL serem inferiores, estas ainda são consideravelmente altas chegando a até 16,4% na CELPA em 2014, contra 19,07% calculado pela concessionária. Em valores monetários vale citar a Light, que em 2014, registrou uma perda de mais de 1 bilhão de reais somente devido às perdas não técnicas.

Em outros países as perdas não técnicas também são um grande problema para o setor elétrico. “*Electricity theft: a comparative analysis*” apresenta dados de países desenvolvidos e o autor Smith (2004) em desenvolvimento em que alguns países possuem percentuais ainda mais elevados de perdas não técnicas que o Brasil, como o caso de Bangladesh onde as perdas comerciais representam em média 14% da energia gerada por região. As perdas não técnicas representam um percentual considerável de energia nestes casos e, portanto podem impactar diretamente o faturamento das distribuidoras de energia elétrica e, conseqüentemente, seus consumidores podem vir a receber um serviço de menor qualidade ou, no caso de haver repasse do prejuízo, pagar mais pela energia. Já nos países desenvolvidos, as perdas comerciais se situam entre 1 e 2% do total de energia injetada, mas, mesmo assim, devido à grande quantidade de energia produzida isto representa uma grande perda financeira e conseqüentemente afetam a qualidade e preço do serviço prestado pelas concessionárias de energia. Segundo o autor, apenas nos Estados Unidos esse custo ficou entre 0.5 e 3.5% da receita bruta anual, o que significa um valor entre 1 e 10 bilhões de dólares. Na Coreia, com uma perda não técnica próxima de 1%, devido ao grande volume de energia vendida, acima de US\$ 13 bilhões, a perda financeira também é considerável, em torno de US\$ 130 milhões.

7 CLASSIFICAÇÃO DE PERDAS NÃO TÉCNICAS

As perdas não técnicas por sua vez podem ocorrer de quatro formas diferentes, com suas intensidades variando de acordo com fatores desde culturais aos técnicos (FERREIRA et al., 2014).

7.1 Furto

Caracterizado pelo desvio direto de energia das redes elétricas pelo consumidor clandestino, sendo, portanto, a energia utilizada por este consumidor não contabilizada. Essas conexões ilegais são feitas, geralmente, no alimentador de baixa tensão, ou no transformador de serviço, neste caso as conexões se encontram expostas, o que torna possível a identificação visual. No Brasil este tipo de irregularidade ocorre muitas vezes em áreas de risco, tornando a fiscalização e combate ao furto de energia mais complexa, podendo haver problemas de segurança dos técnicos da distribuidora. No México os consumidores clandestinos levaram o sistema ao limite. A concessionária acusa o furto de energia como principal causa de problemas de falta de energia e um grande impacto nos lucros (FERREIRA NETO, 2011).

7.2 Fraude

Na fraude, o consumidor é registrado por parte da empresa, mas faz alterações que afetam as marcações do seu medidor de energia, essas alterações podem ser rústicas, como causar danos propositais ao medidor ou a simples utilização de imãs para impedir a rotação do disco por interferência magnética, no caso de medidores analógicos, ou mais sofisticados como fazer um by-pass no medidor, fazendo que este registre consumo zero, e até mesmo possuir cargas em paralelo com o medidor, fazendo que este registre um consumo menor que o real. Na Malásia, durante um mês de inspeção em áreas suspeitas, foi constatado que 86% dos consumidores haviam feito alterações no medidor ou furtado energia (FERREIRA NETO, 2011). Ainda segundo o autor, as perdas podem ser ainda maiores no caso de grandes consumidores como um caso na Índia, onde os proprietários de uma planta siderúrgica foram acusados de fraude no valor equivalente a pouco mais de 3 milhões de dólares de energia, usando inclusive equipamentos sofisticados para alterar o medidor.

7.3 Problemas de cobrança

Casos de problemas de cobrança podem ocorrer por diversos fatores, mas consistem principalmente em erros de leitura dos medidores. Estes erros de cobrança podem ser não intencionais devido tanto ao mau estado ou posicionamento dos medidores dificultando a leitura ou até os problemas gerenciais e de sistemas da empresa causando erros de cobrança. No entanto há casos de favorecimento intencional por parte do funcionário da distribuidora, por parentesco ou amizade deste com o consumidor e, em casos onde a conta de energia é alta, podem ocorrer também problemas como o pagamento de propinas aos funcionários para que estes registrem um valor menor que o real. Devido à dificuldade de detecção deste tipo de perda, os funcionários podem ganhar muito dinheiro através de esquemas e ocasionar uma institucionalização deste. Em um caso de corrupção na Malásia foram depositados 1,6 milhões de dólares em uma conta particular antes que o esquema fosse descoberto. (FERREIRA NETO, 2011).

7.4 Inadimplência

Inadimplência são os casos que correspondem ao não pagamento de contas por parte dos consumidores. Este tipo de perda é de conhecimento da empresa, mas ainda sim traz grandes perdas para a distribuidora. Em alguns países há uma cultura de não pagamento de contas como na África do Sul e Armênia, tendo esta última, índices de 80 a 90% de inadimplência em consumidores residenciais. Alguns sistemas podem ter também inadimplentes crônicos que sabem que sua energia não será cortada independente do pagamento da conta de energia, esses muitas vezes correspondem a agentes e órgãos públicos. No Paquistão o exército descobriu que os maiores devedores eram agentes públicos incluindo o próprio exército. Na Indonésia o exército devia à distribuidora o equivalente a 3.1 milhões de dólares, sendo cerca de 14.6% do total de perda por inadimplência desta distribuidora (FERREIRA NETO, 2011).

8 MÉTODOS DE DETECÇÃO

Como dito anteriormente, as perdas comerciais geram um grande custo para as empresas de energia elétrica, por isso foram criados diversos métodos para sua detecção e/ou localização. Os métodos podem ser divididos em duas classes principais: métodos indiretos e métodos diretos. Os métodos indiretos buscam estimar as perdas técnicas e obter as perdas não técnicas através da diferença entre o total de perdas e o estimado de perdas técnicas, enquanto que os métodos diretos buscam detectar diretamente as perdas não técnicas. (FERREIRA et al., 2014).

8.1 Métodos indiretos

A estimação das perdas técnicas permite, além de obter as perdas não técnicas pela diferença entre as perdas globais e as perdas técnicas, obter a eficiência do sistema e detectar necessidades de melhorias. A precisão da estimação das perdas técnicas depende das informações disponíveis da rede e, portanto, pode acontecer em situações de alto grau de conhecimento: neste caso há bastantes informações sobre a rede e sobre a carga sendo possível calcular com boa precisão as perdas técnicas. Estas estimativas podem ser obtidas pelo baixo grau de conhecimento: quando não se possui muitas informações utiliza-se para a estimação as medidas disponíveis, geralmente subestação e alguns dispositivos da rede, além de comparações com sistemas similares. Outra maneira de analisar estes dados é pelo caso híbrido, neste modelo, quando se possui alto grau de conhecimento de apenas parte da rede, utilizam-se outras metodologias (FERREIRA et al., 2014).

8.2 Métodos diretos

Os métodos diretos podem utilizar dados históricos a fim de definir padrões de consumo e detectar comportamentos anômalos, ou utilizar dados em tempo real ou quase tempo real para detectar a ocorrência de perdas não técnicas no sistema (FERREIRA et al., 2014).

8.2.1 Métodos que utilizam dados históricos

Os métodos que utilizam dados históricos possuem uma estrutura similar entre si, sendo divididos em três etapas: preparação, classificação e averiguação. A preparação consiste na criação de perfis de consumo de clientes similares levando em conta diversos fatores como dia da semana, temperatura, época do ano, região, entre outros. Essa etapa varia de acordo com o método utilizado, mas em geral tem como desvantagem o grande número de dados a serem agrupados e processados. Na classificação utilizam-se técnicas para comparar os perfis de consumo e identificar perfis irregulares que podem estar associados a consumidores fraudulentos. Por fim, na averiguação os consumidores classificados como suspeitos na etapa anterior são examinados a fim de detectar o problema e tomar as medidas corretivas necessárias (FERREIRA et al., 2014).

8.2.2 Métodos que utilizam dados obtidos em tempo real

Estes métodos se caracterizam por utilizar as medidas obtidas da rede, para com base em teorias de circuitos elétricos, detectar perdas não técnicas. Podemos citar as técnicas de ondas viajantes e de estimação de estado como alguns exemplos destes métodos.

Este trabalho utiliza a estimação de estado que consiste em um método que utiliza as medidas em tempo real e quase tempo real disponíveis da rede, a fim de calcular o estado mais provável da rede e compará-lo com o observado, identificando assim os pontos de carga que possuem perdas não técnicas. O maior desafio deste método é a observabilidade da rede, sendo necessário um número suficiente de medidas e informações para que seja possível a estimação de estado, que em redes de distribuição podem não ser disponíveis (FERREIRA et al., 2014).

9 PROBLEMA DE ESTIMAÇÃO DE ESTADO EM REDES ELÉTRICAS

A operação dos sistemas de potência requer constante monitoramento das suas condições bem como seu estado de operação a fim de mantê-lo em um estado seguro de operação e de determinar se são necessárias ações corretivas e quais seriam estas. O sistema de potência pode ser dividido em geração, transmissão, subtransmissão e distribuição. A transmissão opera em faixas de tensão elevadas, a fim de reduzir a perda ôhmica, e possui um grande número de dispositivos de controle proteção e aquisição de dados, sendo composta por diversas subestações interligadas por linhas de transmissão. Diferentemente da transmissão, a subtransmissão e a distribuição operam em faixas mais baixas de tensão além de operarem em configurações tipicamente radiais e possuem um menor número de dispositivos de controle e medição remotos. O processo de estimação de estado se refere ao procedimento para obter os fasores de tensão e fluxos de potência em todas as barras e linhas do sistema em um dado momento. Este resultado pode ser obtido de forma direta, através de medição precisa das variáveis do sistema, porém este método é muito vulnerável a problemas de medição e comunicação, além do custo elevado. Portanto, a estimação de estado utiliza medidas redundantes para funcionar como um filtro para erros de medição e outras incertezas, e calcula o estado mais provável da rede (NASCIMENTO, 2011). As medidas podem incluir não só as convencionais como módulo de tensão e injeção de potência, como podem conter também outras como correntes e fasores de tensão sincronizados, obtidas utilizando-se as chamadas Unidades de Medição Fasorial Sincronizada (PMU). As informações utilizadas pelos estimadores de estado podem conter os seguintes tipos de erros ou incertezas:

a) Ruído de Medição; erros inerentes à medição. Consiste em pequenas diferenças entre o valor medido e o valor real devido à precisão limitada dos medidores.

b) Erros Grosseiros; podem ser vistos como grandes diferenças entre os valores reais e medidos, podem ocorrer por diversos motivos como a existência de fraudes ou defeito nos medidores.

c) Erros de Parâmetros; são erros nos dados da rede elétrica, interferem diretamente no cálculo do estimador de estado.

d) Erros de Topologia; erros associados à configuração da rede, também comprometem a correta estimação de estado.

O estimador de estado pode facilitar um acompanhamento satisfatoriamente preciso e eficiente das grandezas relacionadas à operação, identificando o estado de operação do

sistema em um dado momento, como carregamento de linhas e tensões em barramentos. Os estimadores de estado geralmente possuem as seguintes funções:

a) **Processador de topologia:** consiste em reunir todos os dados, tais como estado das chaves e disjuntores, sobre o sistema. Estas informações permitem modelar o diagrama unifilar do sistema.

b) **Análise de observabilidade:** determina se, a partir das medidas disponíveis, é possível realizar a estimação de estado e identifica os trechos não observáveis caso as medidas disponíveis não sejam suficientes para realizar a estimação.

c) **Solução da estimação de estado:** realiza a estimação calculando o estado, carregamento de linhas, fasores de tensão e injeções de potência ativa e reativa, mais provável do sistema a partir dos dados coletados funcionando como um filtro para incertezas associadas à medição.

d) **Detector e identificador de erros grosseiros de medida:** detecta, identifica e elimina a existência de erros grosseiros nas medidas. Para a eliminação destes erros é necessário que haja redundância suficiente nos dados adquiridos tal que o sistema não perca a observabilidade com a retirada do dado suspeito de conter erros grosseiros.

e) **Identificador de erros de topologia e de parâmetros:** detecta possíveis erros nos parâmetros ou nos dados associados à topologia da rede (NASCIMENTO, 2011).

De acordo com Abur e Exposito (2004), os estimadores de estado funcionam como um filtro entre os dados medidos diretamente do sistema e as funções que requerem dados mais precisos e confiáveis sobre o estado atual. Os dados obtidos diretamente dos equipamentos instalados, tais como posição de taps de transformadores e estados de chaves são processados pelo Processador de topologia, o qual gera um modelo com as barras e ramos do sistema de potência. Esse modelo pode incluir também alguns barramentos selecionados de áreas vizinhas à área de interesse. Estas informações das áreas vizinhas são utilizadas para construir e atualizar o modelo do sistema externo. Após a construção do modelo o estimador então analisa se o sistema é observável, caso este possua trechos não-observáveis pode-se utilizar o artifício de pseudo-medidas como será visto mais a frente. Por fim, o estimador realiza a estimação de estado e identificação de possíveis erros grosseiros, de topologia e de parâmetro, com a finalidade de encontrar o estado mais provável do sistema.

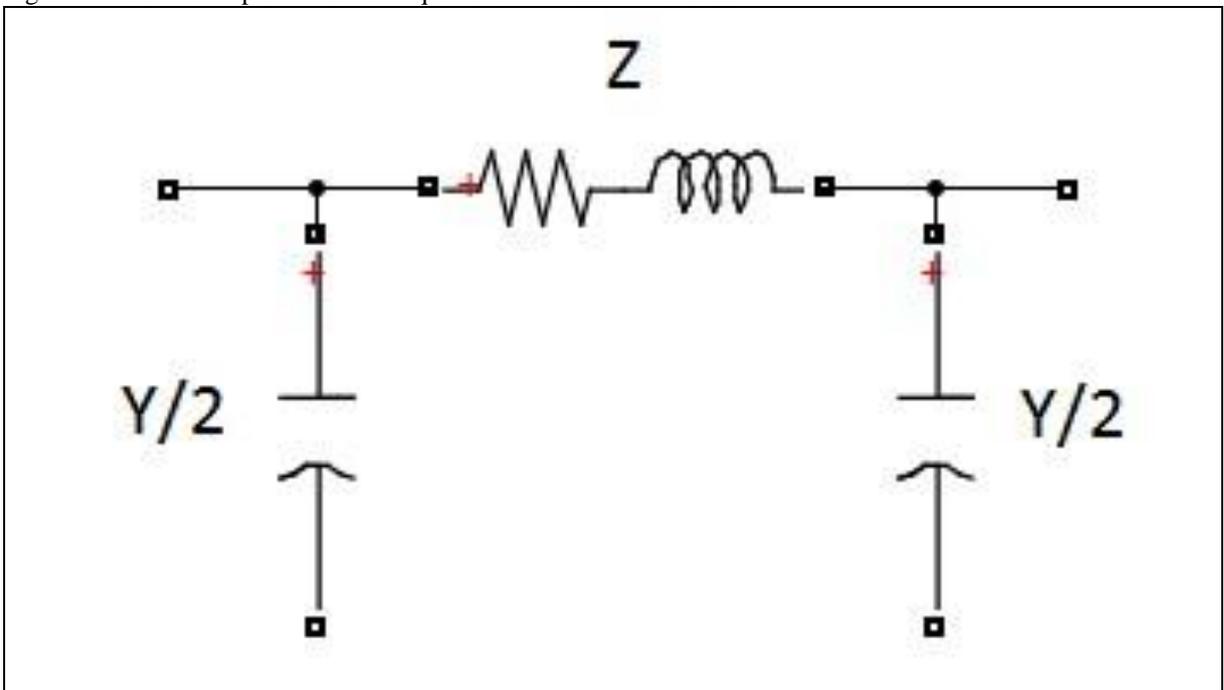
9.1 Modelagem da rede

Os sistemas de transmissão podem ser supostos em regime permanente e balanceados, sendo assim, o sistema pode ser modelado usando o equivalente monofásico de sequência positiva e os dados são geralmente expressos em p.u., por unidade. Podemos então modelar cada componente do sistema (NASCIMENTO, 2011).

9.2 Linhas de transmissão

Linhas de transmissão podem ser representadas pelo modelo π cujos parâmetros correspondem aos do equivalente de sequência positiva da linha de transmissão. O modelo π é um modelo de dois terminais que possui dois ramos shunt com metade da admitância transversal total da linha, um em cada terminal, e a impedância total em série. O modelo π de uma linha com impedância Z e admitância Y , pode ser visto na Figura 04 (NASCIMENTO, 2011).

Figura 04 - Modelo π para o circuito equivalente de linha de transmissão.



Fonte: (NASCIMENTO, 2011).

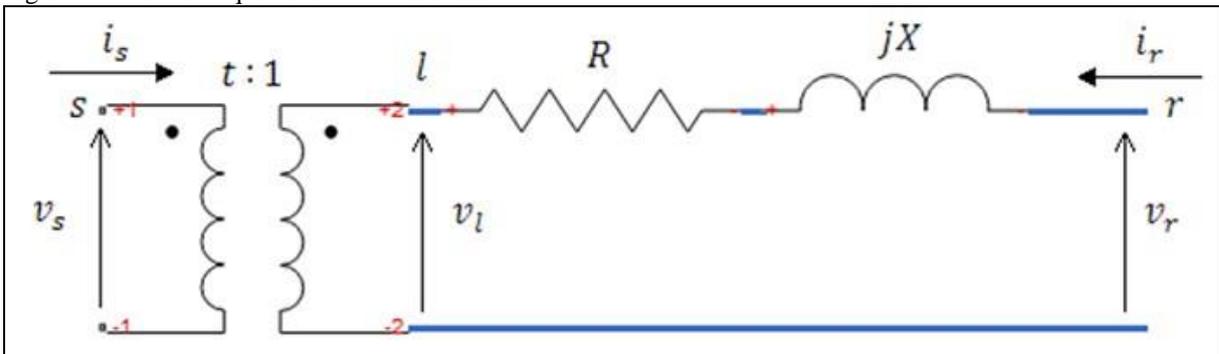
9.3 Capacitores e reatores Shunt

Para controlar a tensão é comum a utilização de Reatores e Capacitores *shunt*. A representação destes pode ser feita pela sua respectiva susceptância por fase na barra em que se encontram. O tipo de elemento pode ser determinado pelo sinal da susceptância. O sinal positivo indica um capacitor e o sinal negativo um reator (NASCIMENTO, 2011).

9.4 Transformadores de tap variável e de mudança de fase

Os transformadores, conforme a figura 05, podem ser modelados por um transformador ideal com relação de transformação 1: t em série com uma impedância. Normalmente se coloca o transformador no lado s e a impedância no lado r (FERREIRA et al., 2014).

Figura 05 - circuito equivalente do transformador



Fonte: (Adaptado de ABUR; EXPOSITO, 2004).

As equações nodais para este circuito podem ser escritas como:

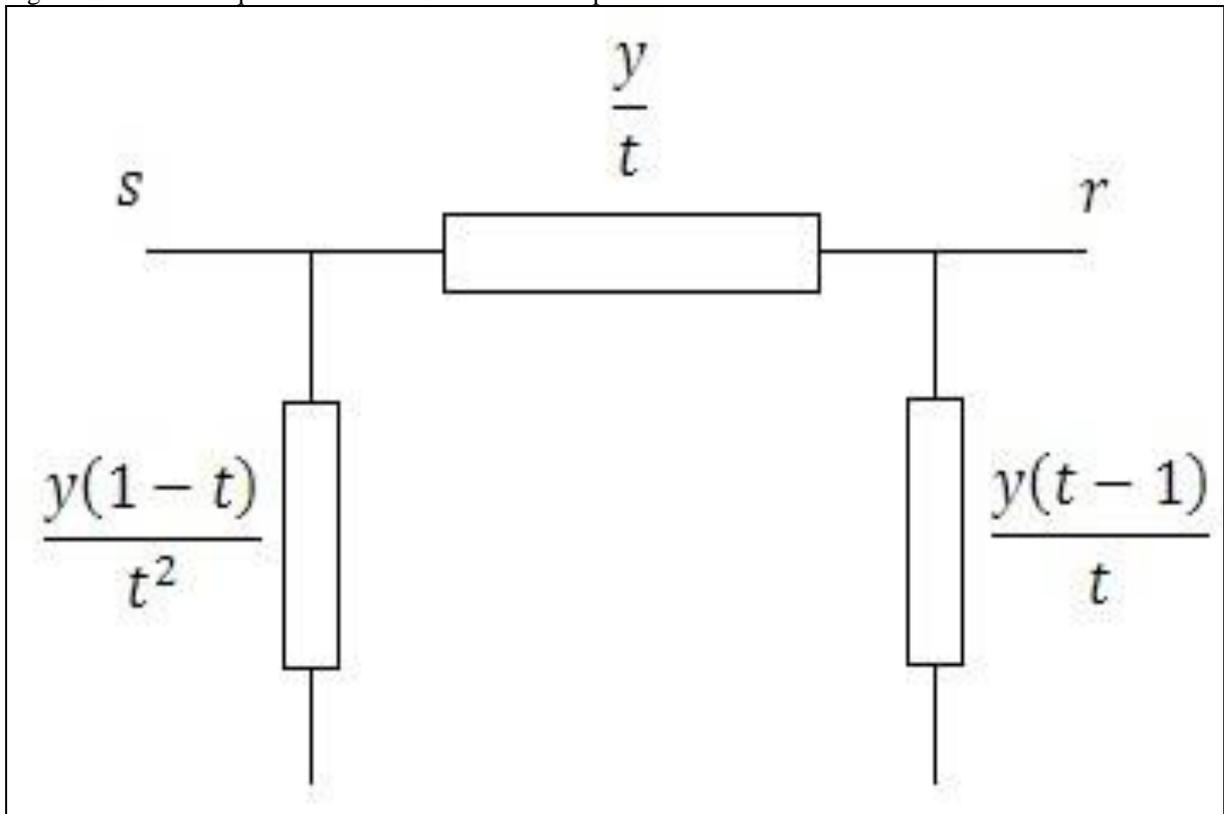
$$\begin{bmatrix} i_{lr} \\ i_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y & -y \\ -y & y \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_l \\ v_r \end{bmatrix} \quad (01)$$

Onde y é o inverso da impedância $R + jX$. Para o transformador de tap variável tem-se que $i_{lr} = t * i_s$ e $v_l = \frac{v_s}{t}$, pode-se então escrever as equações de i_s e i_r em função de v_s e v_r :

$$\begin{bmatrix} i_s \\ i_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{y}{t^2} & -\frac{y}{t} \\ -\frac{y}{t} & y \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_s \\ v_r \end{bmatrix} \quad (02)$$

Estas equações podem ser representadas pelo circuito equivalente da Figura 06:

Figura 06 - circuito equivalente do transformador de tap variável



Fonte: (Adaptado ABUR; EXPOSITO, 2004).

Para o transformador com mudança de fase o valor do tap é complexo então pode-se utilizar a mesma formulação com uma pequena mudança. $i_{lr} = t' * i_s$ e $v_l = \frac{v_s}{t}$, onde t' é o complexo conjugado de t . Neste caso obtém-se:

$$\begin{bmatrix} i_s \\ i_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{y}{|t|^2} & -\frac{y}{t'} \\ -\frac{y}{t} & y \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_s \\ v_r \end{bmatrix} \quad (03)$$

Devido à falta de simetria entre as admitâncias neste caso, não pode-se montar um circuito equivalente para o transformador com mudança de fase, no entanto as equações ainda podem ser resolvidas.

Cargas e geradores são modelados como injeções de potência complexa equivalente e, portanto, não tem efeito sobre o modelo da rede. As exceções são as cargas tipo impedância constante que seriam modeladas pela soma de sua admitância na matriz Y . Os componentes descritos acima podem ser usados para construir um modelo para todo o sistema de potência.

Este modelo pode ser obtido escrevendo as equações nodais usando a lei de Kirchhoff para cada barra (FERREIRA et al., 2014).

$$I = \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ \vdots \\ i_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_1 \\ v_2 \\ \vdots \\ v_3 \end{bmatrix} = Y * V$$

$$Y_{km} = -y_{km}$$

$$Y_{kk} = \sum_m y_{km} \tag{04}$$

onde:

i_k é a injeção de corrente na barra k

v_k é o fasor de tensão na barra k

Y_{km} é o elemento (k, m) da matriz de admitância nodal Y

A matriz Y é complexa e pode ser escrita como $G + jB$, esparsa, não singular e é estruturalmente simétrica podendo ser também numericamente simétrica dependendo da ausência de certos componentes de rede que não possuam simetria nas equações nodais. Essa representação do sistema pelas equações nodais facilita a modificação caso a topologia da rede mude. Adicionar ou remover componentes pode ser facilmente feito somando ou subtraindo valores na matriz de admitância Y . (FERREIRA et al., 2014).

Por exemplo, para adicionar um transformador de mudança de fase entre as barras 2 e 3, pode-se utilizar a equação (03) e modificar a matriz Y da seguinte forma:

$$Y_{22}^{novo} = Y_{22} + \frac{y}{|t|^2}$$

$$Y_{23}^{novo} = Y_{23} - \frac{y}{t'}$$

$$Y_{32}^{novo} = Y_{32} + -\frac{y}{t}$$

$$Y_{33}^{novo} = Y_{33} + y \tag{05}$$

Portanto, a matriz admitância Y de um sistema grande pode ser construída passo a passo adicionando 1 ramo por vez até que todos os ramos estejam modelados.

10 MÉTODOS DE DETECÇÃO DE PERDAS NÃO TÉCNICAS EM PONTOS DE CARGA EM MÉDIA TENSÃO

Para Ferreira *et al* (2014), as perdas não técnicas, analisadas do ponto de vista da estimação de estado, são similares aos erros grosseiros nas medidas, por estarem ausentes do modelo da rede elétrica. Desta forma, os métodos de detecção e identificação de erros grosseiros apresentados no capítulo anterior, podem ser adaptadas para implementar as metodologias de detecção de perdas não técnicas. Foram considerados dois tipos de efeito das fraudes nas informações para estimação de estado:

a) Fraudes localizadas na rede de baixa tensão conectada aos transformadores as quais afetam diretamente o valor medido de injeções de potência ativa e reativa;

b) Fraudes localizadas em ligações clandestinas ao longo do alimentador que afetam indiretamente a estimação do estado. Este tipo de fraude, embora tecnicamente improvável, foi considerada por poder produzir resultados aplicáveis em análise de fraudes na rede de baixa tensão.

No presente trabalho foram considerados duas metodologias de detecção de perdas não técnicas distintas a partir da estimação de estado:

a) Metodologia estática, na qual a detecção é feita utilizando as informações adquiridas do sistema em um único instante, sem a necessidade de informações de instantes anteriores;

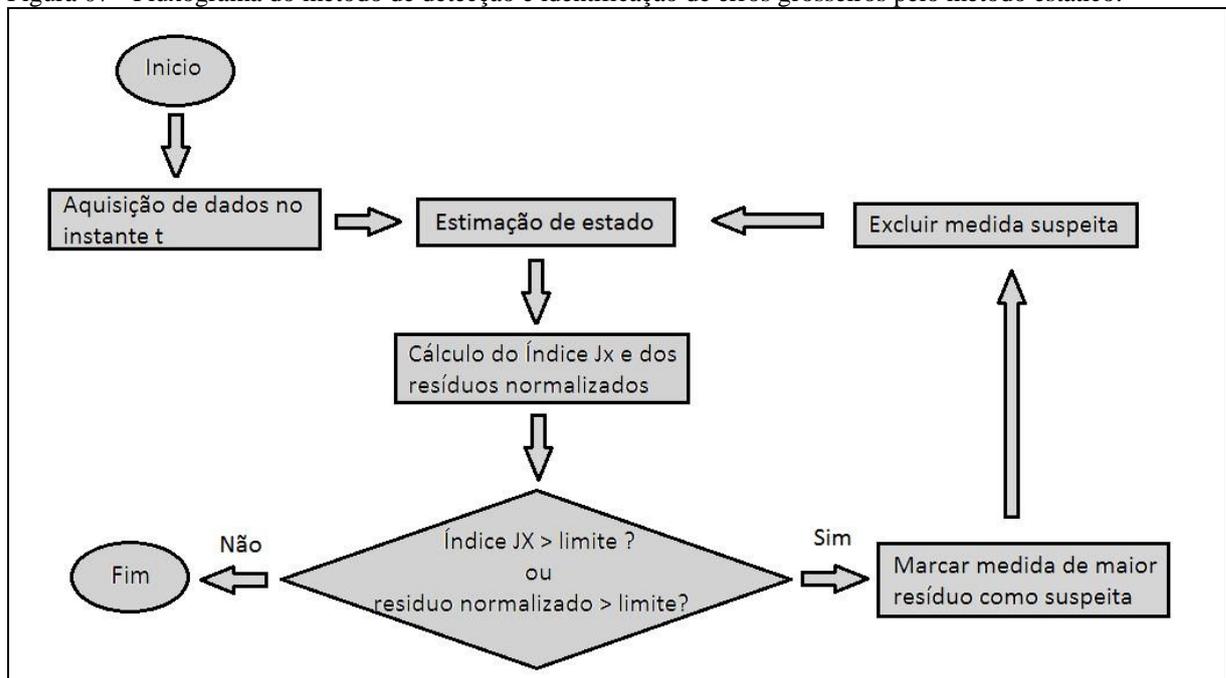
b) Metodologia dinâmica, baseada na evolução temporal da demanda, que utiliza dados obtidos em um dado instante de tempo e a previsão feita para aquele instante a partir de dados históricos e medidas de instantes anteriores.

10.1 Metodologia estática

A metodologia consiste na utilização do índice $J(x)$ e do máximo resíduo normalizado para a identificação da presença de erros grosseiros nas medidas devido às fraudes. No caso da ocorrência destes erros, os resíduos normalizados são utilizados para a detecção da medida suspeita (VIEIRA, 2014). A medida suspeita de conter erro grosseiro é a medida com o maior resíduo normalizado. O teste é feito retirando-se esta medida, refazendo-se a estimação de estado e calculando-se um novo índice $J(x)$ e resíduos, no caso deste novo índice $J(x)$ e, ou, o maior resíduo normalizado estarem dentro do limite estatístico,

então as medidas restantes estão de acordo com o esperado, no entanto, caso o índice $J(x)$ ou os resíduos continuem indicando a presença de erro grosseiro no sistema, ainda existem medidas suspeitas e novamente marca-se a medida de maior resíduo normalizado como suspeita e refaz-se a estimação sem as medidas suspeitas e assim sucessivamente até que o índice $J(x)$ e resíduos não acusam erros grosseiros no sistema. Uma vez que não sejam mais encontrados erros, o estado estimado é assumido como suficientemente próximo do real, como mostra a figura abaixo 07. (VIEIRA, 2014).

Figura 07 - Fluxograma do método de detecção e identificação de erros grosseiros pelo método estático.



Fonte: (VIEIRA, 2014).

Esta metodologia possui como sua principal desvantagem a possibilidade de perda de observabilidade do sistema em casos de erros múltiplos, uma vez que são retiradas medidas normalmente de injeção de potência em mais de uma barra. Um exemplo é o caso de erros de medida em duas ou mais barras adjacentes: após a retirada da medida de potência de ambas, o trecho que liga as duas fica inobservável apenas com a medida de tensão, nestes casos, o algoritmo falha em continuar a analisar possíveis erros. Este problema pode ser amenizado com a utilização de pseudomedidas no lugar das medidas retiradas, no entanto, isto introduziria erros indesejáveis na estimação de estado ficando cada vez mais difícil a detecção de perdas não técnicas. Outra possível solução é a utilização de medida nos transformadores de distribuição, duplicando as medidas de injeção de potência e tensão de forma mais confiável aumentando assim a redundância e, portanto, a confiabilidade da estimação e

detecção de erros, entretanto isto representaria um altíssimo encargo para a empresa e não seria viável na maioria dos casos (VIEIRA, 2014).

10.2 Índice $j(x)$

O teste do índice $J(x)$ é um método para detectar a presença de erros grosseiros, no entanto este teste não é capaz de identificar o local do erro, sendo assim outro método se torna necessário para realizar esta identificação e a eventual correção do erro caso seja possível, a fim de se obter uma estimação satisfatoriamente próxima do estado real da rede. (NASCIMENTO, 2011).

Se considerarmos um conjunto de N variáveis aleatórias X com distribuição Normal de probabilidade e media zero e variância um, $X_i \sim N(0,1)$, então uma nova variável aleatória pode ser definida com uma distribuição qui-quadrado (*chi-square*), χ^2 , com N graus de liberdade:

$$Y = \sum_{i=1}^N X_i^2 \quad (06)$$

A partir da função $f(x)$ escrita em função dos erros de medição:

$$f(x) = \sum_{i=1}^m R_{ii}^{-1} e_i^2 = \sum_{i=1}^m \left(\frac{e_i}{\sqrt{R_{ii}}} \right)^2 = \sum_{i=1}^m (e_i^N)^2 \quad (07)$$

Onde:

e_i é o milésimo erro de medição.

R_{ii} é o elemento da diagonal da matriz de covariância.

m é o número total de medidas.

Pode se considerar que os erros e_i têm distribuição Normal com média zero e variância R_{ii} , logo e_i^N terá distribuição Normal com media zero e variância um, $e_i^N \sim N(0,1)$. Portanto, $f(x)$ por definição terá uma distribuição qui-quadrado com no máximo $(m - n)$ graus de liberdade. De acordo com Abur, A e Exposito, A. G, (2004), em um sistema de potência, como pelo menos n medidas serão necessárias para satisfazer as equações de balanço de potência, no máximo $(m - n)$ erros de medição serão independentes, logo o maior número de graus de liberdade será este. Para uma distribuição quiquadrado, a probabilidade de um número X ser maior que um valor x_t pode ser vista na equação:

$$P\{X \geq x_t\} = \int_{x_t}^{\infty} \chi^2(u). du \quad (08)$$

Essa probabilidade decresce com o aumento de x_t . Escolhendo uma probabilidade de erro, usualmente se utiliza 5%, então o limite estatístico pode ser obtido por:

$$P\{X \geq x_t\} = 0.05 \quad (09)$$

Esse limite é o maior valor que a variável X pode assumir tal que, com uma probabilidade de 95%, esta variável possua distribuição qui-quadrado. Ou seja, voltando a $f(x)$ caso esta exceda o limite estatístico então será suspeita a presença de erro grosseiro. (NASCIMENTO, 2011). Para aproximar a função $f(x)$ descrita anteriormente e para testar a presença de erro grosseiro podemos usar a função objetivo $J(x)$ da estimação pelo método dos mínimos quadrados ponderados:

$$J(\hat{x}) = \sum_{i=1}^m \frac{(z_i - h_i(\hat{x}))^2}{\sigma_i^2} \quad (10)$$

onde:

\hat{x} : vetor de estado estimado de dimensão n .

z_i : valor medido de i .

$h_i(\hat{x})$: medida i estimada.

$\sigma_i^2 = R_{ii}$: variância do erro de medição de i .

m : número total de medidas.

O passo a passo do teste do Índice $J(x)$ para detecção de erro grosseiro pode ser visto a seguir:

Passo: Ação:

1

Resolver a estimação de estados e computar a função objetivo (3.75):

Achar o limite, $\chi_{(m-n),p}^2$, Dado que em distribuição qui-quadrado $p = P\{J(\hat{x}) \leq$

2 $\chi^2_{(m-n),p}$ } para uma confiança de detecção com probabilidade p , geralmente escolhido 95%, e $(m - n)$ graus de liberdade.

3

Testar se $J(\hat{x}) \geq \chi^2_{(m-n),p}$. Caso seja então é suposta a presença de erro grosseiro, caso contrario, este método não detectou a presença de erros grosseiros.

10.3 Metodologia dinâmica

A Metodologia Dinâmica consiste na comparação entre o valor previsto da medida e o valor medido diretamente nas barras. Para realizar esta comparação, cria-se um vetor chamado Inovação que é formado pelas diferenças entre os valores medidos no instante $(t + 1)$ e os valores previstos para o mesmo instante $(t + 1)$. Em seguida normaliza-se essas diferenças pelo desvio padrão desta diferença que pode ser calculado a partir do desvio padrão da previsão e o da medida (NASCIMENTO, 2011).

$$v_N(i) = \frac{|M(i) - P(i)|}{\sigma_{medida}(i) + \sigma_{previsão}(i)} \quad (11)$$

Onde:

v_N : vetor inovação.

$M(i)$: i -ésimo valor medido. $P(i)$: i -ésimo valor previsto.

$\sigma_{medida}(i)$ e $\sigma_{previsão}(i)$: desvio padrão dos i -ésimos valores medidos e previstos.

Para Nascimento (2011), esse vetor inovação normalizado representa quantas vezes o valor da medida difere do valor previsto e, portanto, estabelecendo-se um limite para o erro, pode-se comparar os valores com o limite e pode-se detectar e identificar as medidas suspeitas de conter erro grosseiro, e conseqüentemente as suspeitas de conter fraudes. O limite escolhido neste trabalho foi de 4 uma vez que, estatisticamente, 4σ representa 99,994% dos resultados. Esta metodologia possui dois problemas principais:

a) Precisão da previsão:

Para que o resultado seja correto é importante que a previsão seja suficientemente próxima do valor real. Ao mesmo tempo em que a previsão deve ser a mais precisa possível, admitir um erro grande para tentar aumentar as chances de acerto também geraria problemas, pois, caso o desvio padrão seja muito alto, fraudes pequenas podem ser confundidas com o erro de previsão (NASCIMENTO, 2011).

Na prática, a previsão não é simples de se fazer e está sujeita a erros devido a diversos fatores como, por exemplo a mudança no perfil de consumo onde um consumidor pode espontaneamente mudar seu perfil de consumo, exemplos disto seriam uma viagem ou a troca de um dado equipamento, como o chuveiro elétrico pelo solar, diminuindo a carga consumida. Outro empecilho pode ser a falta de dados históricos onde muitas vezes a concessionária não possui dados suficientes para traçar um perfil de consumo para uma dada carga. Isso é um problema que é amenizado pela medição inteligente uma vez que com esta passa a ser possível obter continuamente dados da carga que são úteis para uma melhor previsão. Tem-se ainda os dados históricos não confiáveis onde alguns consumidores podem ser fraudulentos desde sua instalação, neste caso o perfil traçado pela concessionária a partir de seus dados históricos estaria errado e não seria possível detectar a fraude deste (NASCIMENTO, 2011).

A implantação de uma Infraestrutura Avançada de Medição (Advanced Metering Infrastructure – AMI), consistindo da instalação de medidores inteligentes (SmartMeters) individuais nos consumidores e uma rede de comunicação de dados, que permita a aquisição de informações de consumo e outras em intervalos regulares de poucos minutos, certamente permitira uma previsão muito mais precisa da demanda (NASCIMENTO, 2011).

b) Utilização direta das medidas:

Esta metodologia utiliza os valores obtidos diretamente da medição antes da filtragem pelo estimador de estado. Isto se justifica, pois, o estimador tem como objetivo filtrar erros e, portanto seus resultados se aproximam mais do real, mascarando a diferença entre o previsto e o obtido em barras problemáticas. Outro ponto é que, devido aos cálculos do estimador, o erro em uma barra pode influenciar o resultado de outras sem problemas causando uma diferença entre o estimado e o previsto maior que o esperado. Devido a sua independência do estimador de estado, esta metodologia está sujeita a erros não filtrados das medidas e devido à

dificuldade em se prever a carga no futuro, esta metodologia é menos precisa que a metodologia estática. No entanto, ela pode ser feita de forma preliminar identificando barras com possíveis erros de medida, a fim de direcionar e dar suporte à detecção pelo método estático. Isto se mostra particularmente interessante nos casos de erros múltiplos, em que, apenas a detecção utilizando os resíduos, pode falhar ou gerar resultados duvidosos. Sendo então, a detecção pela inovação, uma importante ferramenta de apoio para a detecção de fraudes utilizando a estimação de estado (NASCIMENTO, 2011).

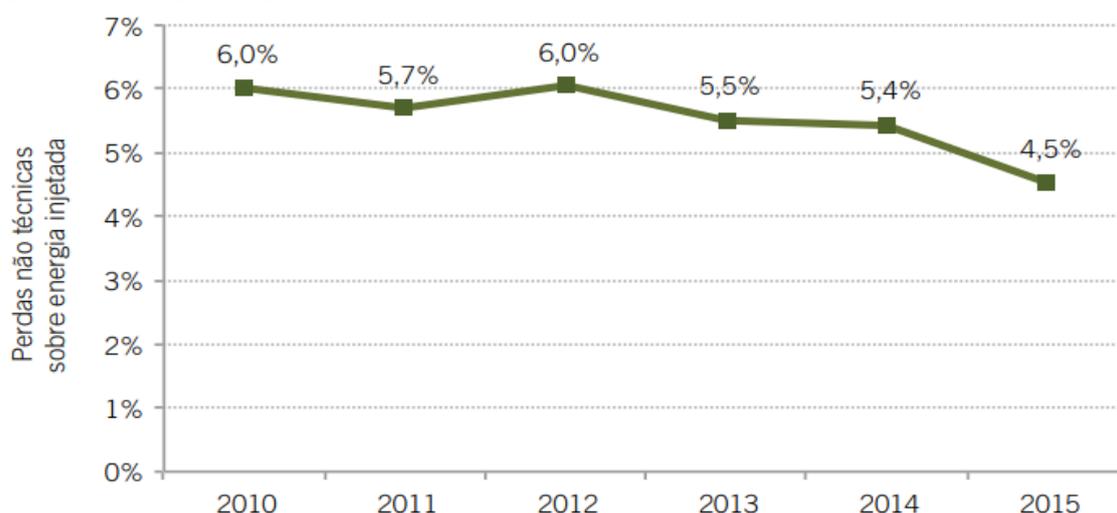
11 ESTUDO DE CASO

A fim de ter uma ideia dos prejuízos causados pelas perdas não técnicas e os desafios enfrentados pelas concessionárias, será expostos alguns prejuízos financeiros, envolvidos nesse tipo de problema.

11.1 Perdas comerciais (não técnicas)

As perdas não técnicas são aquelas envolvidas em roubos, fraudes, má qualidade da leitura ou falhas intencionais e equipamentos danificados ou sem calibração adequada. A exposição desses fatores já foi citada anteriormente conforme tópico 5 deste trabalho. Quando se examina o comportamento das perdas comerciais (não técnicas) no Brasil de forma agregada, ou seja, todos os fatores que levam a ela, verificam-se certos progressos, conforme mostrado no gráfico, onde as perdas têm caído gradualmente: saíram de 6,0% da energia injetada nas redes de distribuição em 2010 para 4,5% em 2015 (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2017)

Figura 08 - Evolução das perdas comerciais no Brasil.



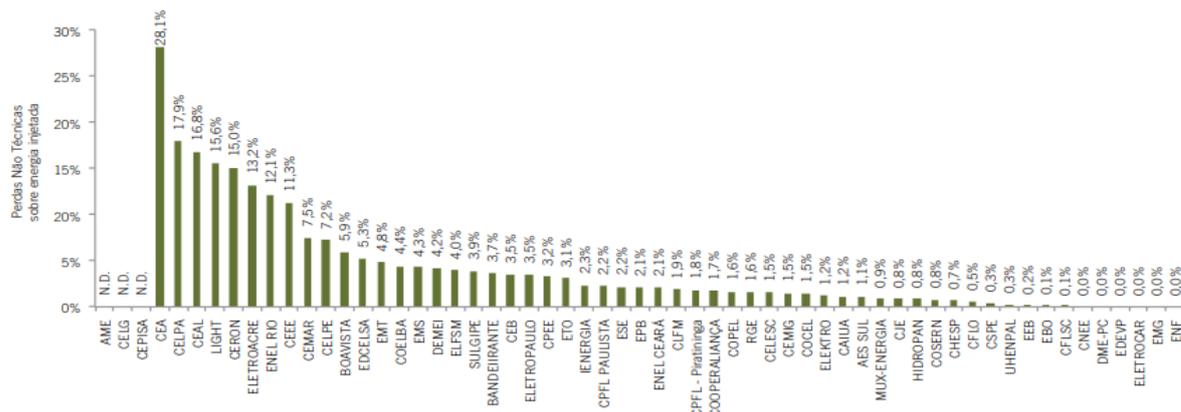
Fonte: (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2017).

Na Figura 8 são apresentadas as perdas comerciais em termos percentuais relativos à energia total injetada nas redes de distribuição. Estas perdas também são frequentemente apresentadas em termos percentuais relativos ao mercado em Baixa Tensão (menor que 2,3 quilovolts – kV), pois a maior parte das perdas comerciais ocorre nas redes de Baixa Tensão, o que resulta em valores percentuais mais elevados (devido ao menor denominador quando

utiliza-se o consumo em Baixa Tensão no lugar do total de energia injetada) (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2017).

Apesar do aparente sucesso nos dados agregados, quando são examinados os dados por concessionária, percebe-se que em determinadas localidades as perdas comerciais são muito elevadas (FIG. 9).

Figura 9 - Perdas não técnicas em 2015 por área de concessão.



Fonte: (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2017).

Nota-se que das 59 distribuidoras listadas na figura 9, 43 apresentam perdas abaixo da média nacional, porém 8 apresentam um valor acima de 10 %, ou seja, bem acima da média nacional de 6%, sendo que em algumas das áreas de maior índice o problema pode ser mais agravado devido as condições, principalmente, em áreas de risco, havendo ameaças da integridade física de seus funcionários e equipamentos.

Em 2015, as perdas comerciais (sinônimo de furto de energia, e também chamadas de “perdas não técnicas”) das 59 principais distribuidoras de eletricidade do país foram da ordem de 5% da energia injetada nas redes de distribuição.

Esse número pode parecer “baixo”, mas quando se leva em conta que é perda contínua que incide sobre toda a energia distribuída no Brasil, verifica-se que logo soma grandes montantes: em um ano, corresponde a mais de 15 milhões de megawatts-hora (MWh), multiplicando esse montante pela tarifa média de fornecimento no período, incluindo tributos, de R\$546/MWh, obtém-se uma perda da receita anual de mais de R\$ 8 bilhões, o equivalente ao consumo de todo os consumidores do estado de Santa Catarina (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2017).

11.2 Inadimplência

Além das perdas ocasionadas por perdas por furto de energia, a inadimplência também ocasiona grandes prejuízos. Em 2015, 1,74% da energia faturada permanecia não paga após 24 meses. Multiplicando-se esse percentual pelo consumo anual de 343 milhões de MWh e pela tarifa média no ano, incluídos os tributos, pode-se concluir que o montante devedor remanescente das faturas emitidas pelas distribuidoras – que dificilmente serão recuperadas – supera R\$ 3 bilhões. Portanto, quando são somadas as perdas comerciais e a inadimplência de 24 meses, chega-se a mais de R\$ 11 bilhões que não foram recebidos pelos serviços prestados anualmente (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2017).

Diante do cenário econômico de crise financeira em que o Brasil se encontra, o alto índice de desemprego e o aumento das taxas na conta de energia elétrica pelas concessionárias é o que ocasiona que grande parte dos brasileiros se tornem inadimplentes com as contas básicas, e a de energia elétrica é uma delas. O aumento na inadimplência só vem crescendo, como em uma típica “bola de neve” (JORNAL DA GLOBO, 2016).

11.3 Agravamento do problema

Para que a empresa de distribuição possa se manter solvente no longo prazo diante da existência de perdas de energia e inadimplência, ela precisa trabalhar com uma margem de preço suficiente para arcar com as diferenças entre o montante de energia faturado dos consumidores finais e o montante de energia adquirido dos geradores. Se assim não fosse, a empresa iría à falência e só seria substituída por outra se tivesse a possibilidade de cobrar mais pelo serviço para que haja uma perspectiva de retorno para o investidor. Portanto, a longo prazo, as perdas comerciais e a inadimplência também impactam os consumidores que pagam regularmente as suas contas de energia elétrica (WHITE PAPER, 2017).

Dessa forma, as perdas impactam diretamente sobre a concessionária de fornecimento pois estas precisam pagar, independente se recebem ou não, o pagamento dos consumidores finais, como:

- a fatura da energia suprida pelas geradoras;
- o serviço de transmissão;
- os encargos do setor elétrico;
- os tributos Pis/Cofins e ICMS cobrados sobre a energia.

Várias medidas já vêm sendo adotadas, de forma a reduzir ao máximo as perdas não técnicas, mas não é suficiente para superar o problema, pois trata-se de um problema social e cultural que extrapola o escopo de gestão das concessionárias de distribuição. Tal combate requer políticas públicas acertadas e, sobretudo, uma conscientização da sociedade quanto aos malefícios dessas práticas que historicamente têm sido tratadas com excessiva permissividade (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2017).

12. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho foram apresentados dois métodos, dinâmico e estático, para detecção e localização de perdas técnicas e não técnicas devido a erros de medição ou fraude. O método dinâmico é baseado na diferença entre os valores de potência medidos diretamente e os que haviam sido previstos a partir dos dados históricos. Este método se mostra útil como um teste inicial com objetivo de dar suporte ao teste estático. Por utilizar as medições diretamente sem nenhum filtro de erros pequenos, esta metodologia está sujeita aos erros de medição e transmissão de dados. Outro ponto negativo neste método é a sua dependência de uma previsão correta de carga, e conseqüentemente à quantidade e confiabilidade dos dados históricos. No entanto o método estático, por sua vez, utiliza os resíduos obtidos da estimação de estado do sistema. A estimação de estado serve como um filtro para pequenos erros tornando este método mais robusto que o dinâmico. Os principais problemas neste caso se devem a necessidade de medições suficientes para que o sistema seja observável.

Em relação às perdas que ocorrem nas redes de distribuição de eletricidade, pode-se perceber que se trata de um fenômeno mundial. O mesmo ocorre com as perdas não-técnicas, estas tratadas tanto como perda comercial quanto perdas decorrentes da sobrecarga no sistema causada pelas ligações clandestinas de acordo com as suas especificidades e ao impacto que causam no setor. Entende-se também que estes reverses despertaram nos últimos anos uma atenção especial não apenas das empresas, mas também dos órgãos reguladores. Regulação esta que trata o fenômeno sob uma ótica de tríplice aspecto incluindo o tarifário, técnico e comercial, o que busca desenvolver uma moldura institucional adequada para incentivar as distribuidoras a investir no combate das perdas visando o benefício próprio e de toda a sociedade.

REFERÊNCIAS

ABRADEE. **Furto e fraude de energia**. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/perdas/furto-e-fraude-de-energia>>. Acesso em: 15abr. 2018.

ABUR, A; EXPOSITO, A. G. **Power System State Estimation: Theory and Implementation**. New York: Marcel Dekker, 2004.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. “**Agencia atende pedido de nova trajetória de perdas não técnicas para a CELPA**”. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias_area/arquivo.cfm?tipo=PDF&idNoticia=6089&idAreaNoticia=1>. Acesso em: 18maio 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/prodist>>. Acesso em: 07 jun. 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução nº 456**. Brasília: ANEEL, 2000. 53 p. Disponível em: <<https://goo.gl/ZkiEWh>>. Acesso em: 01 de jun. 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Tabela Base Perdas Internetnov2015_19-11**. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=801>>. Acesso em: 18 mai. 2018.

BELLO, I. M. **Trajetórias do Curso Normal Superior em São Paulo**: das propostas oficiais de formação de professores ao cotidiano das instituições de ensino superior. 2003. 190f. Dissertação (Mestrado) –Pontifca Universidade Católica de São Paulo, São Paulo, 2003.

FERREIRA NETO, L.H.T. **Estimador de Estado Inteligente para Análise de Perdas em Sistemas de Distribuição de Energia**. 2011. 109 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011.

FERREIRA, F. C. L. et al. Detecção de perdas não técnicas na presença de medidores inteligentes. In: **SIMPOSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELETRICOS**, 5, 2014, Foz do Iguaçu: Universidade Estadual do Oeste do Paraná – UNIOESTE, 2014. v. 5, p. 22-25. Iguaçu.

FRANCISQUINI, A. A. **Estimação de curvas de carga em pontos de consumo e em transformadores de distribuição**. 2006. 108 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira da Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, Ilha Solteira, 2006.

NASCIMENTO, D. P. **Inclusão da medição fasorial sincronizada na estimação de estado em sistemas elétricos de potência**. 2011. 52 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

SAISSE, R. W. **Detecção de perdas não técnicas em redes de distribuição radiais utilizando estimação de estado**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – COOPE da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

SMITH, T. B. Electricity theft: a comparative analysis. **Energy Policy**, v. 32, p. 2067-2076, 2004.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **Evolução das perdas comerciais no Brasil, 2017**.