

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CAMPUS UFSC
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA

Carlos Roberto Mallmann

**REDE RF MESH IPV6 BASEADA EM PADRÕES ABERTOS
NOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO CENTRALIZADA**

Florianópolis

2020

Carlos Roberto Mallmann

REDE RF MESH IPV6 BASEADA EM PADRÕES ABERTOS NOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO CENTRALIZADA

Trabalho de Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Walter Pereira Carpes Jr.

Florianópolis

2020

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Mallmann, Carlos Roberto

Rede rf mesh ipv6 baseada em padrões abertos nos
sistemas de medição centralizada / Carlos Roberto Mallmann
; orientador, Walter Pereira Carpes Jr., 2020.

70 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2020.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Comunicação Mesh. 3. Redes
Elétricas Inteligentes . 4. Infraestrutura de Medição
Avançada . 5. Sistema de Medição Centralizada. I. Jr.,
Walter Pereira Carpes. II. Universidade Federal de Santa
Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Carlos Roberto Mallmann

REDE RF MESH IPV6 BASEADA EM PADRÕES ABERTOS NOS SISTEMAS DE
MEDIÇÃO CENTRALIZADA

Este Trabalho Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de
“Bacharel em Engenharia Elétrica” e aceito, em sua forma final, pelo Curso de
Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 18 de dezembro de 2020.



Documento assinado digitalmente
Jean Viane Leite
Data: 18/12/2020 15:07:14-0300
CPF: 003.474.909-80

Prof. Jean Viane Leite, Dr.
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:



Documento assinado digitalmente
Walter Pereira Carpes Junior
Data: 18/12/2020 14:54:49-0300
CPF: 572.566.599-20

Prof. Walter Pereira Carpes Jr., Dr.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina



Documento assinado digitalmente
Andre Luis Kirsten
Data: 18/12/2020 15:02:15-0300
CPF: 013.272.690-40

Prof. André Luís Kirsten, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

DocuSigned by:

João Aírto De Bettio

5BAA4C9AB39845B...

Eng. Eletric. João Aírto De Bettio

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer aos meus pais, Vilma e Roberto, por estarem sempre presentes e pelo amor incondicional mesmo nos momentos difíceis.

Ao meu supervisor João Airto De Bettio pelo incentivo e apoio nos últimos anos.

Aos amigos que fiz na faculdade, pelos momentos compartilhados durante o curso.

Ao professor Walter Pereira Carpes Jr., pela orientação deste trabalho.

À banca examinadora, pela avaliação deste trabalho.

Ao Brasil, por me oferecer uma educação gratuita e de qualidade.

RESUMO

Devido aos grandes níveis de perdas de energia indicados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vários estudos atuais buscam soluções para a redução deste grande problema para as concessionárias de energia e para os cidadãos, já que tanto a receita das empresas como a conta de energia para os consumidores são gravemente afetados, uma vez que partes das perdas são reconhecidas pela ANEEL e incluída no custo da tarifa. Como a questão das perdas elétricas é muito complexa, vários pontos são abordados para a determinação de uma solução realmente efetiva, desde fatores socioeconômicos até as melhores tecnologias que gerem *QoS (Quality of Service)* e ainda tenha uma ótima relação custo benefício às concessionárias. Neste contexto, a tecnologia de comunicação *Mesh* juntamente com a *AMI (Advanced Metering Infrastructure)* e o auxílio dos mecanismos dos Sistemas de Medição Centralizados busca solucionar este problema com um sistema robusto e eficaz. O presente trabalho busca expor hipóteses que expliquem as perdas de energia nas diversas regiões de concessão de energia do país, bem como explica detalhadamente as tecnologias abordadas pela solução proposta. Foram analisados também protocolos de comunicação da Rede *Mesh* que buscam trabalhar com padrões abertos de comunicação, tangenciando a nova realidade de interoperabilidade a qual as diferentes empresas de diversos países estão utilizando, na intenção de facilitar qualquer processo que tenha como possibilidade uma melhora de eficiência e uma redução nos custos em geral. Por fim, foi analisado um projeto piloto realizado pela empresa CELESC Distribuição S.A. em Florianópolis, o qual busca coletar dados a partir de uma rede inteligente de medição com comunicação *Mesh* para apurar a robustez do sistema e a oportunidade de usá-lo em novas áreas da cidade.

Palavras-chave: Sistema de Medição Centralizada. Rede *Mesh* de comunicação. *Advanced Metering Infrastructure*. *Smart Grid*.

ABSTRACT

Due to the high levels of energy losses indicated by the National Electric Energy Agency, several studies seek solutions to reduce this major problem for power distributors and citizens, since both the companies' revenue and the electricity bill for consumers are severely affected. As the issue of electrical losses is very complex, several points are addressed to determine a truly effective solution, from socioeconomic factors to the best technologies that generate QoS and still have a great cost-benefit ratio for the power distributors. In this context, the Mesh communication technology along with the advanced measurement infrastructure (AMI) and the aid of the mechanisms of the Centralized Measurement Systems seek to solve this problem with a robust and efficient system. The following article seeks to expose hypotheses that explain the energy losses in the various energy concession regions of the country, as well as explaining in detail the technologies addressed by the solution exposed in this work. Mesh Network communication protocols that seek to work with open communication standards were also analyzed, tangent to the new reality of interoperability that different companies from different countries are using, with the intention of facilitating any process that has the possibility of improving efficiency and a reduction in costs in general. Finally, a pilot project carried out by the company CELESC Distribuição S.A. in Florianópolis was analyzed, which seeks to collect data from an intelligent measurement network with Mesh communication to ascertain the robustness of the system and the opportunity to use it in new areas of the city.

Keywords: Centralized Measurement System. Mesh communication network. Advanced Metering Infrastructure. Smart Grid.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Perdas Comerciais das Empresas de Grande Porte	21
Figura 2 - Estrutura da malha de comunicação <i>Mesh</i>	28
Figura 3 - Medidor Inteligente	32
Figura 4 - Modelo Conceitual <i>Smart Grid</i> (NIST)	33
Figura 5 - Caixa Concentradora Secundária em Mogi das Cruzes - SP	38
Figura 6 - Sistema de Medição Centralizada em Mogi das Cruzes - SP	39
Figura 7 - Perdas Técnicas Regulatórias/ Energia Injetada - (Mapa 2018)	41
Figura 8 - Perdas sobre a energia injetada (2008-2018)	42
Figura 9 - Perdas na Distribuição	44
Figura 10 - Gráfico das perdas técnicas e comerciais por região no Brasil em 2018	51
Figura 11 - Participação das Concessionárias de Energia nas Perdas Comerciais Totais	52
Figura 12 - Infraestrutura de Medição Inteligente - RF <i>Mesh</i>	56
Figura 13 - Modelo de Protocolos de Rede OSI/SBS.....	59
Figura 14 - Módulos instalados na Lagoa da Conceição - Florianópolis	63
Figura 15 - Cases/Regiões de destaque da empresa Smart Green.....	65
Figura 16 - Mapa de pontos instalados e monitorados em Guarulhos - SP	66
Figura 17 - Mapa dos pontos de iluminação instalados e monitorados em Joinville - SC	67
Figura 18 - Diagrama de acesso app mobile	70

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Domínios de Operação	34
Tabela 2 - <i>Ranking</i> de Complexidade Socioeconômico	47
Tabela 3 - <i>Ranking</i> Atlas do Desenvolvimento Humano.....	50

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

QoS	<i>Quality of Service</i>
AMI	<i>Advanced Metering Infrastructure</i>
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.
CELESC D	Celesc Distribuição S.A.
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
RF	Rádio Frequência
IDH	Índice de Desenvolvimento Humano
WMN	<i>Wireless Mesh Network</i>
UC	Unidade Consumidora
PLC	<i>Power Line Communication</i>
CP	Concentradora Primária
CS	Concentradora Secundária
TLI	Terminal de Leitura Individual
SMC	Sistema de Medição Centralizada
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
4CRT	Quarto Ciclo de Revisão Tarifária Periódica
PRODIST	Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
CELPA	Centrais Elétricas do Pará
PIB	Produto Interno Bruto
PNUD	Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
GPRS	<i>General Packet Radio Service</i>
OSI	<i>Open System Interconnection</i>
SBS	<i>Standards Based System</i>
LAN	<i>Local Area Network</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
FSK	<i>Frequency Shift Keying</i>
TSCH	<i>Time-Slotted Channel Hopping</i>
RPL	<i>Ripple</i>

UDP	<i>User Datagram Protocol</i>
TCP	<i>Transmission Control Protocol</i>
DNP3	<i>Distributed Network Protocol</i>
NIST	<i>National Institute of Standards and Technology</i>
IETF	<i>Internet Engineering Task Force</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
TCC	Trabalho de Conclusão de Curso
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
REI	Redes Elétricas Inteligentes
M2M	<i>Machine to Machine</i>
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia.
PPP	Parceria Público-Privada

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	21
1.1	MOTIVAÇÃO.....	22
1.2	OBJETIVOS DO TRABALHO	23
1.3	ESTRUTURA DE APRESENTAÇÃO DO TRABALHO.....	23
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	25
2.1	PERDAS TÉCNICAS E PERDAS COMERCIAIS	25
2.2	REDE RF MESH/ <i>ADVANCED METERING INFRASTRUCTURE</i>	26
2.3	FATORES SOCIOECONÔMICOS	27
2.4	ARQUITETURA <i>MESH</i> / SISTEMA DE MEDIÇÃO CENTRALIZADA	28
3	SISTEMA DE MEDIÇÃO CENTRALIZADA	31
3.1	REDE ELÉTRICA INTELIGENTE.....	31
3.1.1	Medidor Inteligente	31
3.2	SMART GRID.....	32
3.3	INFRAESTRUTURA AVANÇADA DE MEDIÇÃO	35
3.4	A MEDIÇÃO CENTRALIZADA	36
4	FATORES SETORIAIS E SÓCIO-ECONÔMICOS.....	40
4.1	PERDAS TÉCNICAS.....	40
4.2	PERDAS NÃO TÉCNICAS – PERDAS COMERCIAIS.....	43
4.3	<i>RANKING</i> DE COMPLEXIDADE SOCIOECONÔMICA.....	45
4.4	HIPÓTESES PARA A INADIMPLÊNCIA E AS PERDAS COMERCIAIS.....	47
4.4.1	Desenvolvimento	48
4.4.2	Desigualdade	52
4.4.3	Favelização	53
5	A REDE MESH BASEADA EM PADRÕES ABERTOS	54
5.1	TECNOLOGIA DE COMUNICAÇÃO NA MEDIÇÃO CENTRALIZADA	54

5.2	A REDE MESH.....	55
5.2.1	Qualidade da comunicação <i>mesh</i>	56
5.2.2	Padrões abertos.....	58
5.2.3	Protocolos de rede – Modelo OSI/SBS.....	59
5.3	PROCOLOS DE COMUNICAÇÃO.....	61
6	PROJETO PILOTO CELESC.....	63
6.1	<i>SMART GREEN</i>	65
6.1.1	Guarulhos/SP: Automação de medição e operações de corte de energia.....	65
6.1.2	Joinville/SC: Luminárias LED	66
6.2	SISTEMA DE COMPONENTES SMART GREEN	67
6.2.1	Corte e Religamento	68
6.2.2	Detecção automática do <i>Baud Rate</i> (PIMA).....	69
6.2.3	Leitura de Dados de Medição de Energia	69
6.2.4	Armazenamento de mensagens de alertas	69
6.2.5	Operação dos módulos SGC.....	70
7	CONCLUSÃO E SUGESTÃO DE CONTINUIDADE	71
	REFERÊNCIAS.....	73

1 INTRODUÇÃO

De acordo com o último relatório geral da Agência Nacional de Energia Elétrica, as perdas não técnicas reais, mesmo que apresentando certa redução entre os anos de 2009 e 2015, ainda se encontram em patamares elevados. Isso representa uma grande parte da receita das empresas de concessão de energia em prejuízos.

Figura 1 - Perdas Comerciais das Empresas de Grande Porte



Fonte: ANEEL (2019)

Como é possível notar na figura acima (ANEEL, 2019), a partir dos anos de 2015/2016, as perdas comerciais das empresas de grande porte de energia voltaram a subir e mantiveram um valor significativo para as concessionárias de energia do país. Enquanto os valores são os que ocorrem, os valores regulatórios são definidos na tarifa, sendo referentes à concessionária de energia juntamente à ANEEL.

Com isso, este trabalho de conclusão de curso, busca estudar tecnologias que são pouco exploradas no Brasil ainda, comparado com o que se vê na Europa e na América do Norte, por exemplo, (DOE, U. S., 2016). A tecnologia AMI – *Advanced Metering Infrastructure* – responsável pela inovação no sistema de medição inteligente, envolvendo as *Smart Grids* e o conceito de IoT, representa o avanço da tecnologia na medição de sistemas de energia elétrica. Neste contexto, os sistemas são altamente inteligentes, responsáveis por criar redes que representem grandes cidades, agrupando desde sistemas de iluminação, até sistemas de análise de tráfego de veículos e pessoas.

Juntamente com a tecnologia AMI, o modelo de comunicação WMN – *Wireless Mesh Network* – possibilita conexões entre os dispositivos da rede com protocolos abertos de

comunicação e *Qos* para garantia de eficiência e robustez à rede de comunicação. Tudo isso voltado à busca da redução de perdas comerciais no sistema de medição de energia elétrica.

Além destas tecnologias, também é abordada neste TCC a medição centralizada. Este modelo de medição de energia é utilizado pelas concessionárias em regiões em que a agressividade à rede é maior e, portanto, torna-se necessária uma ação mais eficiente para retirar o sistema de perto do agressor e manter assim, a integridade da rede elétrica.

O presente trabalho discorrerá ainda sobre os fatores socioeconômicos envolvidos nos motivos que levam os cidadãos a agredirem a rede de energia, cometendo furtos e fraudes, além da inadimplência existente em todas as regiões de concessão (no capítulo 4).

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi motivado pelos projetos estudados na empresa Centrais Distribuição S.A., juntamente com a realização de um projeto piloto na cidade de Florianópolis, o qual objetiva um aperfeiçoamento na conectividade da região ao passo que melhore também a eficiência do sistema e lhe garanta robustez.

1.1 MOTIVAÇÃO

Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. é a maior empresa de comercialização e distribuição de eletricidade de Santa Catarina, estado localizado na região sul do Brasil. Possuindo um sistema bem parecido com as demais distribuidoras de energia do Brasil, e desta forma compartilhando de uma mesma fragilidade, a Celesc Distribuição S.A. está condicionada a algumas formas de perdas de energia. A energia elétrica basicamente é regida por um sistema bem definido de gerenciamento, que vai da geração até a distribuição, tendo a transmissão como processo intermediário. Os processos de transmissão e de distribuição estão expostos a possíveis perdas de energia. Essas perdas são separadas em perdas técnicas e perdas não técnicas. As perdas técnicas são causadas pelas propriedades físicas dos próprios componentes do sistema elétrico, já as perdas não técnicas são causadas por problemas no faturamento da energia distribuída, sejam eles por falhas de leituras, falta de acesso aos medidores, erro ou anomalias nos medidores, unidades consumidoras sem medição, e a maior parte que se dão devido a furtos e fraudes de energia.

As distribuidoras de energia possuem um prejuízo considerável de receita ao se analisar seus *releases*, e certamente todas elas já investem em estudos para combater este problema, o que reflete na motivação deste trabalho de conclusão de curso, o qual busca soluções inovadoras para a redução destes prejuízos causados pelas perdas de energia elétrica.

Esta monografia se origina pela motivação do combate às perdas, principalmente às perdas não técnicas, contudo também será condicionada por um estudo de comparação numa implementação que aperfeiçoe os processos e protocolos já existentes no mercado, e que são utilizados pelas distribuidoras.

1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO

O principal objetivo é o estudo de uma Rede RF *Mesh* Ipv6 em padrões abertos de medição em Sistemas Centralizados de Medição para fornecer uma maior disponibilidade de comunicação na execução de funcionalidades como comandos de religamento e de corte, bem como da realização de leituras nos dispositivos de sistemas de medição centralizada em comparação ao uso de mídias de comunicação celular. Além disso, faz uma análise das tecnologias envolvidas, as quais buscam prover *Qos* à comunicação e aperfeiçoamento da eficiência e robustez do sistema.

Adicionalmente, esta monografia tem como objetivo dissertar sobre os elementos positivos e os negativos de uma implementação e de todos os protocolos de comunicação envolvidos neste estudo. Desta forma, será analisado um projeto piloto da empresa Celesc Distribuição S.A. na cidade de Florianópolis, o qual implementa uma Rede *Mesh* com foco no sistema de medição da empresa de concessão de energia.

1.3 ESTRUTURA DE APRESENTAÇÃO DO TRABALHO

Além do que foi contextualizado neste capítulo introdutório, no Capítulo 2 é apresentada uma fundamentação teórica sobre as tecnologia *Mesh* e AMI (*Advanced Metering Infrastructure*), bem como sobre o SMC (Sistema de Medição Centralizado). É feita também uma revisão bibliográfica sobre as hipóteses a respeito dos motivos que levam algumas regiões possuírem maiores índice de agressividade a rede de energia do que outras, além das hipóteses dos próprios motivos que levam ao furto e a fraude de energia.

O terceiro capítulo trata sobre o Sistema de Medição Centralizado, trazendo uma análise sobre as tecnologias que estão por trás do sistema, bem como seu objetivo e sua arquitetura de projeto. No mesmo capítulo, um estudo sobre a *Advanced Metering Infrastructure* é abordado.

O capítulo 4 apresenta os fatores setoriais e socioeconômicos, os quais abordam algumas hipóteses que buscam explicar as fraudes e os furtos cometidos pelos cidadãos. Ainda, é feita uma análise das diferenças entre as perdas técnicas e as perdas comerciais, bem

como introduzido o *ranking* de complexidade socioeconômica da Agência Nacional de Energia Elétrica.

No capítulo 5, os padrões abertos de comunicação são abordados, discorrendo sobre sua importância e também sobre como estes padrões foram afetados pela globalização. Além disso, os protocolos de comunicação das WMN (*Wireless Mesh Network*) são explicados, juntamente com outros protocolos julgados interessantes para a análise geral da tese do trabalho.

O capítulo 6 trata do projeto piloto da empresa CELESC, juntamente com a empresa Smart Green, no qual é feita a implementação de uma rede *Mesh* no sistema de medição da empresa de concessão de energia em Florianópolis. No capítulo, será discorrido a respeito dos elementos positivos e negativos de tal implementação.

Já no capítulo 7, uma reflexão a respeito do TCC é feita, e sugestões para futuros trabalhos e possíveis melhorias são propostas.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 PERDAS TÉCNICAS E PERDAS COMERCIAIS

O sistema elétrico é composto por atividades de Geração, Transmissão e Distribuição. As perdas de energia se referem à energia elétrica gerada que passa pelas linhas de transmissão e redes da distribuição, mas que não chega a ser comercializada seja por motivos técnicos ou comerciais (ANEEL, 2019).

De acordo ainda com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), as perdas na distribuição podem ser definidas como a diferença entre a energia elétrica adquirida pelas distribuidoras e a faturada aos seus consumidores. Essas perdas podem ser técnicas ou não técnicas.

As perdas técnicas são caracterizadas por perdas no processo de transporte de energia, causadas pela dissipação de energia decorrentes das leis da física.

Já as perdas comerciais são resultadas principalmente pela clandestinidade e ações fraudulentas. Essas perdas, também denominadas popularmente de “gatos”, estão em grande medida associadas à gestão da concessionária e às características socioeconômicas das áreas de concessão. Os montantes de perdas não técnicas são divididos pelo mercado de baixa tensão faturado, dado que essas perdas ocorrem predominantemente na baixa tensão (ANEEL, 2019).

A perda de energia elétrica resultante desta clandestinidade e de ações de fraude nos medidores tem repasse às tarifas, que acabam sendo mais caras do que precisariam. Além disso, a clandestinidade leva ao desperdício de energia, no qual, por exemplo, geladeiras são utilizadas para refrigeração de ambientes. Desta forma, o custo de energia elétrica fica ainda mais elevado para a maior parte da sociedade (FERNANDES, W.; MATEINI, R.; NETO, A.C., 2016).

A demanda de energia elétrica brasileira deverá crescer a uma taxa média de 4,8% ao ano, saindo de um patamar de consumo total de 456,5 TWh no ano de 2010 para 801,26 TWh até 2022 (EPE, 2013).

2.2 REDE RF MESH/ *ADVANCED METERING INFRASTRUCTURE*

Com o avanço das tecnologias de comunicação e o baixo custo destes produtos no mercado, o uso de dispositivos sem fio e móveis que se comunicam através da tecnologia RF *Mesh* está se tornando cada vez mais popular no Brasil. Esta tecnologia torna possível que sistemas inteligentes monitorem desde bairros, sistemas de iluminação e centros comerciais, até cidades inteiras.

É neste contexto que surge a combinação entre a tecnologia de comunicação RF *Mesh* e o problema das perdas de energia enfrentado pelas concessionárias brasileiras. Uma rede *Mesh* pode permitir a conexão de dispositivos móveis através de uma interface sem fio, o que possibilita o acesso à Internet banda larga.

Esse processo é realizado através de uma tarefa conjunta entre as tecnologias de medidores inteligentes juntamente com a comunicação *Mesh*. A tecnologia AMI (*Advanced Metering Infrastructure*) é um assunto relativamente novo no Brasil, mas aos poucos vai ocupando espaço nos seminários e estudos científicos do país.

A infraestrutura avançada de medição (AMI) é um sistema integrado de medidores inteligentes, redes de comunicação e sistemas de gerenciamento de dados que permitem comunicação entre concessionárias e clientes. O sistema oferece várias funções importantes que não eram possíveis anteriormente ou precisava ser realizada manualmente, como a capacidade de medir remotamente o uso de eletricidade, conectar e desconectar serviços, detectar adulterações, identificar e isolar interrupções e tensão do medidor. Combinado as tecnologias do consumidor, como monitores em casa e termostatos de comunicação programáveis, a AMI também permite que os utilitários ofereçam novos programas de tarifa baseados no tempo e incentivos que encorajam os clientes a reduzir a demanda de pico e gerenciar o consumo e os custos de energia (DOE, U. S., 2016).

Porém, este trabalho de conclusão de curso não visa apenas dissertar a respeito da tecnologia usada na implementação de uma rede inteligente com comunicação *Mesh*, mas também discorrer sobre as hipóteses que levam aos furtos e fraudes no sistema atual das concessionárias de energia.

2.3 FATORES SOCIOECONÔMICOS

A pobreza em algumas regiões do país leva à clandestinidade e à inadimplência no consumo de energia elétrica, com impactos negativos relevantes às concessionárias e à população. Dentre os aspectos socioeconômicos desfavoráveis que propiciam a inadimplência pode-se citar o desemprego, baixa escolaridade, o crescimento urbano desordenado, a falta de saneamento, a violência e insegurança e as invasões (FERNANDES, W.; MATEINI, R.; NETO, A.C., 2016).

Um mundo em mudança exige que se leve em conta os fatores que moldarão a desigualdade no futuro. Os atuais – e novos – tipos de desigualdade irão interagir com forças sociais, econômicas e ambientais de relevo, determinando as vidas da juventude de hoje e da sua descendência (PNUD, 2019).

As hipóteses mais embasadas desta e de outras teses, que foram usadas como referência, apontam baseadas em dados para fatores como o crescimento urbano desordenado, o baixo Índice de Desenvolvimento Humano (IDH), a violência, a favelização, a falta de saneamento básico e a desigualdade como os principais pontos de análise que levam a explicar o grau de furtos e fraudes nas regiões de concessões brasileiras.

Como as concessionárias atuam em áreas de concessão com especificidades diversas, tais como características do mercado e variáveis socioeconômicas, a comparação entre elas somente seria possível caso essas diferenças fossem consideradas. Assim, partindo-se da premissa de que as variáveis socioeconômicas exercem grande influência sobre os níveis de perdas não técnicas, foi desenvolvido um *ranking* de complexidade socioeconômica, elaborado a partir de modelos econométricos, que permitiu a comparação do desempenho das perdas não técnicas das distribuidoras, conforme o porte e a posição (ANEEL, 2019).

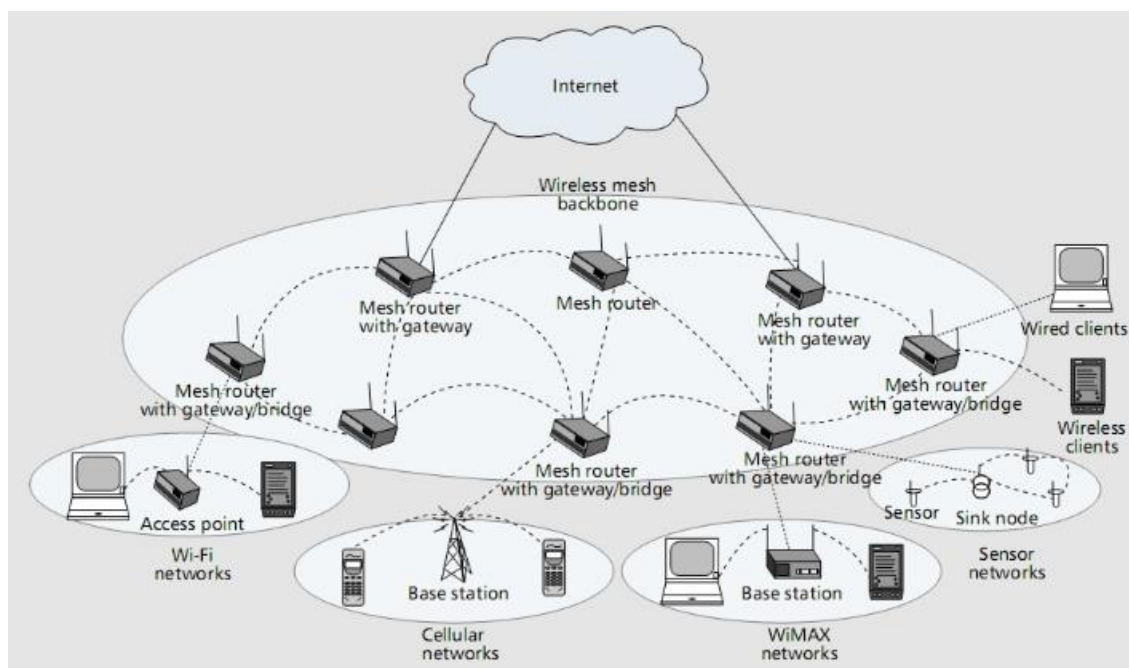
O *ranking* desenvolvido pela Agência Nacional de Energia elétrica, juntamente com os dados disponibilizados no último relatório anual a respeito dos maiores níveis de perdas totais das concessionárias de energia demonstram uma ligação entre regiões de comunidades com baixas condições econômicas, que seguem as hipóteses contidas neste trabalho.

2.4 ARQUITETURA *MESH*/ SISTEMA DE MEDIÇÃO CENTRALIZADA

Wireless Mesh Networks: a survey, artigo publicado por Ian F. Akyildiz em 2005 expõe os atrativos da Rede Mesh, como o baixo custo e a arquitetura geral dos sistemas. A arquitetura da Rede *Mesh* certamente é um diferencial que, tratado com seus devidos protocolos, fornece uma excelente eficiência de comunicação de dados e também uma grande robustez ao sistema em geral.

A estrutura da Figura 2 (Ian F. Akyildiz, 2005) mostra roteadores *Mesh* formando uma infraestrutura denominada *backbone* com características de autoconfiguração e cura de uma rede de malha sem fio. Alguns nós podem fazer papel de sub-redes *wireless*, conectando-se a *Access points* para servir de porta de entrada para dispositivos móveis. O objetivo é que dispositivos que façam parte da rede possam fornecer acesso para diferentes grupos de dispositivos, como sensores, redes de celulares e clientes cabeados. É importante notar que, numa rede *Mesh* os próprios dispositivos que possam estar sendo usado por “clientes” podem ser usados como *access points* na arquitetura de rede, fazendo com que a possibilidade de caminhos úteis dentro da rede seja maior e ainda o custo decorrente de dispositivos próprios seja muito menor.

Figura 2 - Estrutura da malha de comunicação *Mesh*



Fonte: Ian F. Akyildiz (2005).

O conceito fundamental da medição centralizada é a preservação da individualização da medição do consumo de energia adicionado à telemedição AMI (*Advanced Metering Infrastructure*) para possibilitar leitura remota e comandos aos medidores, como conexão e desconexão de unidades consumidoras (FERNANDES, W.; MATEINI, R.; NETO, A.C., 2016).

A medição centralizada tem como objetivo trazer redução nos custos de operações das concessionárias de energia, bem como nos custos de desenvolvimento dos sistemas já que irão existir dispositivos comuns na centralização processo. O medidor será deslocado para uma caixa concentradora secundária, a qual estará localizada num poste próximo às unidades consumidoras. Essa caixa concentradora conterá os medidores das UC (Unidades Consumidoras) agrupados.

Essa centralização é feita com o objetivo de dificultar o acesso do consumidor ao sistema de medição, com o intuito de reduzir a violência à rede. Além disso, é realizada a blindagem total associada à medição eletrônica centralizada, para que se reduzam ainda mais as formas de acesso não autorizadas.

Além da imposição da retirada do medidor de acesso aos fraudadores, outro conceito que se mostra muito efetivo na detecção das perdas é a comparação de energia fornecida pelos transformadores de distribuição com o consumo de todas as unidades consumidoras alimentadas por eles. Esta comparação é denominada balanço energético. Para tal, faz-se necessária a telemedição do consumo por fase do transformador de distribuição (FERNANDES, W.; MATEINI, R.; NETO, A.C., 2016).

A partir da implementação de um sistema de medição centralizada, idealizado juntamente com a arquitetura de comunicação *Mesh* e a tecnologia AMI (*Advanced Metering Infrastructure*) se pode aperfeiçoar qualquer sistema tradicional já existente, e trazer às concessionárias de energia um controle de gerenciamento de dados com maior eficiência e robustez. Assim sendo, faz-se necessária agora a garantia do QoS (*Quality of Service*), que nada mais é do que a garantia ao usuário de um maior controle sobre sua rede *Wi-fi*.

O que faz da Rede *Mesh* uma rede de comunicação eficiente também traz como viés sua vulnerabilidade a respeito da segurança de tráfego de seu sistema, que é a existência de

inúmeros caminhos possíveis para seu tráfego de dados. Ataques a nós maliciosos podem anunciar falsas rotas e congestionar sistemas, ocasionando a queda ou sobrecarga da rede.

As aplicações requisitadas pelos sistemas das concessionárias disponibilizam especificidades as quais devem exigir da rede um serviço altamente adaptável que responda às mudanças de disponibilidade de recursos ao longo da rota além de serem capazes de distinguir diferentes requisitos de qualidade (NEVES, 2016).

3 SISTEMA DE MEDIÇÃO CENTRALIZADA

3.1 REDE ELÉTRICA INTELIGENTE

As Redes Elétricas Inteligentes (REI) segundo o Centro de Gestão e Estudos Estratégicos podem ser compreendidas como as redes elétricas que utilizam tecnologia digital avançada para monitorar e gerenciar o transporte de eletricidade em tempo real com fluxo de energia e de informações bidirecionais entre o sistema de fornecimento de energia e o cliente final. A implementação da REI possibilita uma gama de novos serviços, abrindo a possibilidade de novos mercados. Desta forma, as redes elétricas inteligentes se apresentam como uma das fortes evidências de modernização do sistema elétrico em vários países.

3.1.1 Medidor Inteligente

O termo “Medidor Inteligente” normalmente é usado para medidores de eletricidade, contudo, também pode significar um dispositivo que mede o consumo de água ou gás. Neste trabalho faremos referência ao mesmo como Medidor Inteligente de Eletricidade, se tratando de um dispositivo eletrônico que registra o consumo de energia elétrica e comunica essas informações ao fornecedor de eletricidade para a realização do monitoramento e cobrança. Medidores inteligentes possuem um nível de comunicação bidirecional entre o medidor e o sistema central, através de uma infraestrutura de medição avançada (AMI).

Uma das opções de comunicação, a qual será tratada neste trabalho com maior ênfase, inclui redes mesh sem fio, existindo ainda outras opções como PLC (*Power Line Communication*), comunicações celulares, Wi-Fi, redes *ad hoc* sem fio via Wi-Fi, redes sem fio de longo alcance e baixa potência (LoRa) e ZigBee (baixa potência, baixa taxas de dados sem fio).

Os “Smart Meters” normalmente possuem sensores em tempo real, monitoramento da qualidade da energia e notificações de falta de energia. Eles podem fazer parte de uma rede inteligente através de uma AMI. Esta rede inteligente possibilita leitura remota e comandos aos medidores como conexão e desconexão de unidades consumidoras. Além disso, os medidores inteligentes fornecem uma maneira de medir informações específicas, como o consumo em determinados horários do dia e estações do ano, possibilitando que as empresas de serviços públicos cobrem preços diferentes referentes à demanda, que agora pode ser estudada usando uma base de dados como suporte.

A figura 3 representa o medidor inteligente modelo E350 da empresa Landis+Gyr, referência na área de soluções de gerenciamento de energia.

Figura 3 - Medidor Inteligente



Fonte: Landis+Gyr (2019).

3.2 SMART GRID

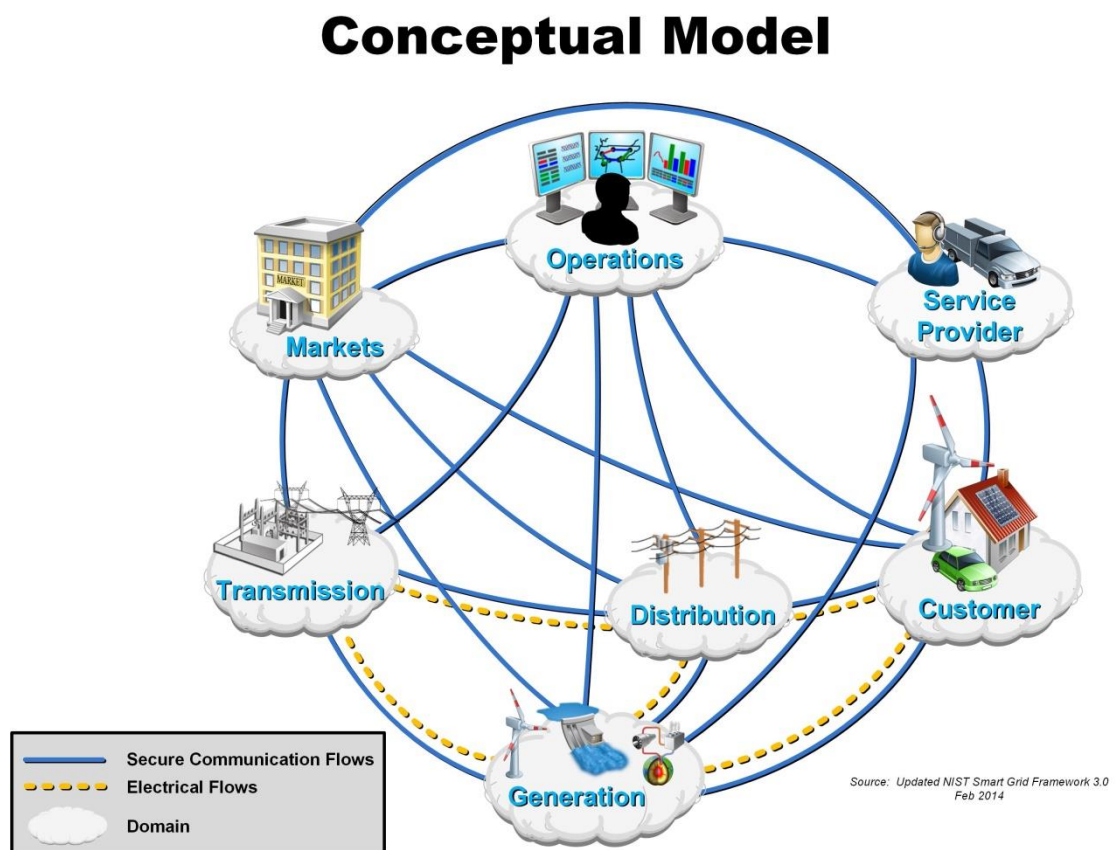
Smart Grid ou rede elétrica inteligente é um sistema de energia elétrica que usa TI (Tecnologia da Informação) para se aperfeiçoar, tornando-se mais confiável, eficiente e sustentável. Trata-se de um conceito que foi desenvolvido para satisfazer às demandas do mercado de energia elétrica, uma vez que o aumento da população indicou por sua vez um aumento no consumo de energia elétrica, gerando problemas energéticos.

O intuito do conceito da *Smart Grid* é tornar a geração de energia mais distribuída, já que o modelo atual consiste em grandes centrais geradoras. Grande parte das centrais se encontra longe dos centros urbanos, e essa distância torna necessária a utilização de longas

redes de transmissão para a incorporação do sistema, gerando perdas técnicas e grandes custos operacionais, além dos custos referentes à manutenção da rede.

O Instituto Nacional de Padrões e Tecnologia (NIST) desenvolveu um modelo conceitual para a *Smart Grid*, figura 4, que consiste em sete domínios de operação, sendo eles: geração, distribuição, transmissão, cliente, mercados, operações, e provedor de serviços. Esses domínios são interligados através de uma rede de comunicação.

Figura 4 - Modelo Conceitual *Smart Grid* (NIST)



Fonte: NIST, (2014).

O modelo inicialmente é bem sugestivo: as empresas de energia elétrica são divididas quanto aos seus setores, sejam eles de geração, distribuição ou transmissão. As concessionárias de energia do setor de geração são responsáveis pela transformação da energia primária (águas de reservatórios, energia dos ventos, energia solar) em energia elétrica. As concessionárias do setor de transmissão efetuam o transporte da energia gerada até os centros de consumo. E por sua vez, as concessionárias do segmento de distribuição de

energia são responsáveis por receber a energia das empresas de transmissão e distribuí-las aos centros comerciais de todo o país.

A tabela 1, adaptada de (NIST, 2009) pelo Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE, 2012), caracteriza os atores dos domínios de operação definidos pelo modelo conceitual do Instituto Nacional de Padrões e Tecnologia.

Tabela 1 - Domínios de Operação

Domínio	Atores do domínio
Geração	Relacionado às unidades geradoras de grandes parcelas de eletricidade.
Transmissão	Relacionado aos recursos de transporte de eletricidade a longas distâncias.
Distribuição	Relacionado aos distribuidores de eletricidade aos consumidores.
Cliente	Relacionado aos usuários finais da eletricidade que assumem papel de produtor e consumidor – <i>prosumer</i> ou <i>prosumidor</i> .
Mercados	Relacionado aos operadores e participantes do mercado de energia.
Operadores de Rede	Relacionado aos gerenciadores do fluxo de eletricidade.
Provedores de Serviços	Relacionado aos fornecedores de utilidades e serviços aos consumidores finais.

Fonte: Adaptado de (NIST, 2009).

Fonte: NIST, (2019).

A *Smart Grid* tem ainda como característica a utilização de camadas da infraestrutura de rede de comunicação digital atual, desde a geração na usina até o consumidor. Como veremos no próximo subcapítulo (Infraestrutura Avançada de Medição) a camada de comunicação utilizada da infraestrutura de medição avançada para transportar dados e informações do sistema de energia elétrica para centros de gerenciamento de dados e operações das empresas de concessão de energia.

A necessidade do desenvolvimento das redes inteligentes com infraestruturas de medição avançadas vem do crescimento da quantidade de informações geradas por dispositivos elétricos, visto que o sistema energético cresce a partir do aumento populacional. A aplicação da *Smart Grid* apoiada à infraestrutura AMI possui algoritmos de aplicações para autoconfiguração da rede elétrica analisando estados funcionais do sistema de dispositivos e chaves, bem como informações físicas como corrente, tensão e temperatura as quais são fornecidas por sensores conectados ao sistema. Juntamente com várias outras funcionalidades

e características de rede, essas informações são disponibilizadas no sistema de gerenciamento de dados para as empresas de concessão de energia.

Isso demonstra o quão importante é a rede de comunicação nos sistemas de aplicação da *Smart Grid*. Com a integração de um sistema de comunicação, os dispositivos são conectados a uma rede de comunicação e transmitem informações a respeito de seu estado operacional, determinando uma comunicação M2M (*Machine to Machine*). Esse modelo de automação contribui para o IoT e a comunicação entre as máquinas, garantindo funcionamento autônomo, independente de pessoas, com capacidade de auto-organização e ajuste a adversidades, além de eficiência e robustez.

3.3 INFRAESTRUTURA AVANÇADA DE MEDIÇÃO

A infraestrutura avançada de medição (*Advanced Metering Infrastructure*) é caracterizada por um sistema formado por medidores de energia elétrica com inteligência computacional embarcada. Este sistema é completo, composto por portas de comunicações de dados e também seus periféricos, além de possuir uma infraestrutura de TI (telecomunicação, *hardware e software*) que permite o envio de dados e comandos remotos, juntamente com a aquisição de informações.

A partir da definição das soluções AMI, fica clara a compatibilidade desta infraestrutura com as redes de distribuições brasileiras, visto que irá permitir a obtenção de informações das unidades consumidoras sobre o consumo de energia elétrica. Com posse destes dados, as concessionárias de energia podem realizar um estudo mais efetivo sobre a gestão de perdas, além de possuírem um serviço mais eficaz em mãos no que diz respeito à eficiência de atividades de monitoramento, bem como atividades que antes se caracterizavam como presenciais e agora podem ser feitas a partir de comandos da central de operações.

Desta forma, entendendo que os dados são manejados a partir da central de operações, torna-se necessária uma plataforma de medição (*Meter Data Management – MDM*), que permitirá que a empresa de concessão de energia realize os comandos de corte e “religa”, além de outras operações remotas (comandos e leituras). A partir desta plataforma se torna possível o aperfeiçoamento da gestão de dados mediante integração com sistemas corporativos das concessionárias.

Uma das principais funcionalidades da tecnologia AMI é a telemedição. A telemedição é a conexão da *Advanced Metering Infrastructure* com a comunicação *Mesh* da qual este Trabalho de Conclusão de Curso explicita, visto que ela se refere à transmissão de dados de consumo de energia elétrica através da implementação de uma rede de comunicação entre o medidor e o centro de operações da concessionária de energia. Os benefícios desta aplicação vão desde a redução do custo de leitura até a redução do tempo gasto com a contabilidade do consumo.

Outra funcionalidade importante é a opção de corte e religamento remoto, uma vez que esta aplicação resulta numa redução de inadimplência, já que estimula o comprometimento por parte do consumidor para efetuar o pagamento da fatura de energia em dia. Isso ocorre devido à automatização do sistema pela AMI, visto que agora a análise da situação de pagamento do cliente é mais rápida e juntamente com o novo sistema de operação remoto a concessionária pode facilmente efetuar o corte de fornecimento de energia elétrica através da rede de comunicação conectada ao medidor eletrônico. E da mesma forma pode realizar o religamento, quando o débito for quitado.

Os maiores objetivos deste trabalho são elencar soluções para os problemas de inadimplência, furtos e fraudes no sistema de energia elétrica brasileiro, mantendo o foco na solução AMI vinculada à rede de comunicação *Mesh*. Isso nos remete a mais uma funcionalidade da *Advanced Metering Infrastructure*, o balanço energético. O balanço energético se caracteriza pela diferença entre a energia fornecida no secundário do transformador de distribuição e o somatório dos consumos registrados pelos medidores na região de concessão de tal transformador. Dependendo dos valores encontrados através dessa diferença, se pode inferir sobre as perdas técnicas no transformador e nos condutores, além da ocorrência de perdas não técnicas.

3.4 A MEDIÇÃO CENTRALIZADA

A medição centralizada tem como base a ideia de conservação da individualização da medição de consumo de energia juntamente à telemedição AMI (Infraestrutura de medição avançada) para possibilitar leitura remota e comandos de corte e religamento aos medidores.

O conceito da medição centralizada é bem simples: existe um agrupamento de sistemas de medição em um único gabinete, o que permite o compartilhamento de partes

comuns, proporcionando uma redução no custo final por unidade consumidora e uma significativa redução do espaço físico.

A pobreza em algumas regiões do país leva à clandestinidade e à inadimplência no consumo de energia elétrica, com impactos negativos à população e às concessionárias de energia. Segundo a ANEEL, as perdas totais representaram 14% do mercado consumidor em 2018. Essas perdas equivalem ao consumo de energia elétrica das regiões Norte e Centro-Oeste em 2016. Em montante de energia, as perdas técnicas corresponderam a cerca de 40 TWh e as perdas não técnicas 33,3 TWh. O crescimento urbano desordenado, a falta de saneamento básico, a violência e a insegurança são alguns aspectos sócios econômicos desfavoráveis, que levam à inadimplência, os quais serão discutidos com maior ênfase nos próximos capítulos.

A perda de energia elétrica resultante da clandestinidade e das fraudes cometidas por consumidores nos medidores tem repasses às tarifas, as quais ficam mais caras do que precisariam ser, já que segundo regulamentação da ANEEL, as concessionárias de energia são autorizadas a fazer este repasse até uma determinada porcentagem de perdas. Passando desta porcentagem, as concessionárias que devem arcar com o prejuízo, ponto este que direcionou estudos destas empresas em busca de um avanço tecnológico que aperfeiçoasse a detecção de fraudes e furtos no sistema de energia elétrica.

As tentativas de contenção do furto de energia elétrica geraram uma escalada tecnológica, e a medição centralizada se mostrou uma opção com um potencial nível de sucesso para a redução das perdas. O passo inicial foi retirar o medidor das residências para dificultar as fraudes, e colocá-lo em um único gabinete de medição chamado Concentrador Secundário (CS). Ainda fez-se necessário remover o medidor do alcance do cliente, elevando-o com suportes nos postes de energia elétrica e mostrando o consumo do cliente através de um *display* chamado Terminal de Leitura Individual (TLI).

A Figura 5 mostra um Concentrador Secundário, no município de Mogi das Cruzes em São Paulo, que está afastado do consumidor em locais onde a agressividade à rede é muito alta. Estas fotos foram tiradas em um acompanhamento que a empresa CELESC participou no estado de São Paulo, referente à análise do sistema de medição centralizado e seus benefícios.

O segundo passo foi dificultar o acesso à baixa tensão aos fraudadores. Para isso, fez-se necessário realizar a blindagem parcial da rede secundária. Em regiões onde a agressividade à rede elétrica é muito elevada, fez-se necessária a blindagem total associada à medição eletrônica centralizada de energia.

Figura 5 - Caixa Concentradora Secundária em Mogi das Cruzes - SP



Fonte: João Airto De Bettio, (2018).

Outro conceito muito importante, que se mostra efetivo na detecção de perdas, é a comparação de energia fornecida pelos transformadores de distribuição com o consumo de todas as unidades consumidoras alimentadas por eles. Essa comparação é denominada balanço energético, e para tal, é necessário a telemedição do consumo por fase do transformador de distribuição.

A Figura 6 representa o sistema de medição centralizada implementado em Mogi das Cruzes – SP. Podem-se ver na figura ramificações da caixa concentradora secundária, que se encontra no poste que aparece à esquerda da imagem, que vão até as unidades consumidoras do outro lado da rua. Através desta imagem, consegue-se perceber claramente como o sistema dificulta o acesso à medição para pessoas não autorizadas. Contudo, ainda assim, a agressividade à rede elétrica existe, mesmo que reduzida, fazendo necessária a blindagem do sistema.

Figura 6 - Sistema de Medição Centralizada em Mogi das Cruzes - SP



Fonte: João Airto De Bettio, (2018).

Normalmente as caixas concentradoras secundárias são dimensionadas para abrigar em torno de 15 medidores. Assim, partes comuns serão utilizadas pelas unidades consumidoras, tornando o sistema mais barato neste quesito. Contudo, é importante mencionar que o sistema de medição centralizada necessita de uma rede exclusiva de energia, o que traz um custo maior para a arquitetura do sistema. Desta forma, faz-se necessário o uso destes sistemas em regiões que possuam um grande nível de agressão à rede elétrica, juntamente a uma implementação em uma grande área de atuação.

4 FATORES SETORIAIS E SÓCIO-ECONÔMICOS.

4.1 PERDAS TÉCNICAS

O transporte de energia sempre resultará de uma forma ou de outra, em perdas técnicas, as quais estão relacionadas à transformação de energia elétrica em energia térmica nos condutores, perdas dielétricas e perdas no núcleo do transformador.

As perdas técnicas são intrínsecas aos sistemas de distribuição. Devem, assim como outras variáveis envolvidas, ser consideradas para a obtenção do custo mínimo global dos sistemas elétricos de potência. Em muitas situações, não é possível a determinação exata dessas perdas. Discute-se, nessas situações, a estimação das perdas técnicas com graus relativos de precisão. A precisão depende tanto da modelagem do problema, onde são encontrados métodos com diferentes graus de detalhamento, quanto das informações utilizadas (QUEIROZ, 2010).

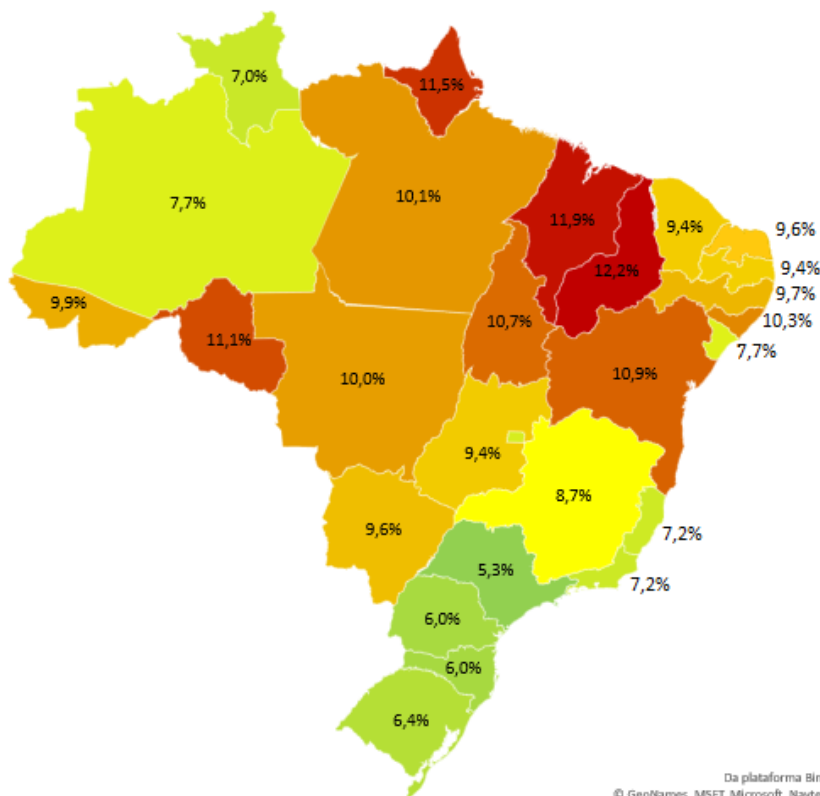
As perdas na Rede Básica são calculadas pela diferença da energia gerada e entregue nas redes de transmissão. Essas perdas são apuradas mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e o seu custo, definido anualmente nos processos tarifários, é rateado em 50% para geração e 50% para os consumidores (ANEEL, 2018).

Para realizar a análise das perdas técnicas, é estudado o perfil do sistema de distribuição de acordo com seu segmento de rede (alta, média e baixa tensão), ramais de ligação, transformadores e medidores. Utilizando as respectivas análises para cada segmento, estimam-se as perdas técnicas eficientes relativas à energia injetada na rede, em pontos percentuais.

Segundo o último relatório emitido pela ANEEL, a média de perdas técnicas regulatórias sobre a energia injetada em 2018 no Brasil foi de 7,5%. A figura 1 apresenta esses dados.

Analisando a figura 7, conseguimos identificar as regiões de maior potencial de perdas técnicas regulatórias sobre a energia injetada, no referente ano, e assim, levantar hipóteses do motivo que faz com que esses estados tenham elevadas perdas. Contudo, precisamos estudar as chamadas perdas comerciais, ou perdas não técnicas, as quais se referem ao chamado “gato”, ou furto, para assim encontrarmos hipóteses mais congruentes que nos levem a uma solução com maior potencial de efetividade.

Figura 7 - Perdas Técnicas Regulatórias/ Energia Injetada - (Mapa 2018)



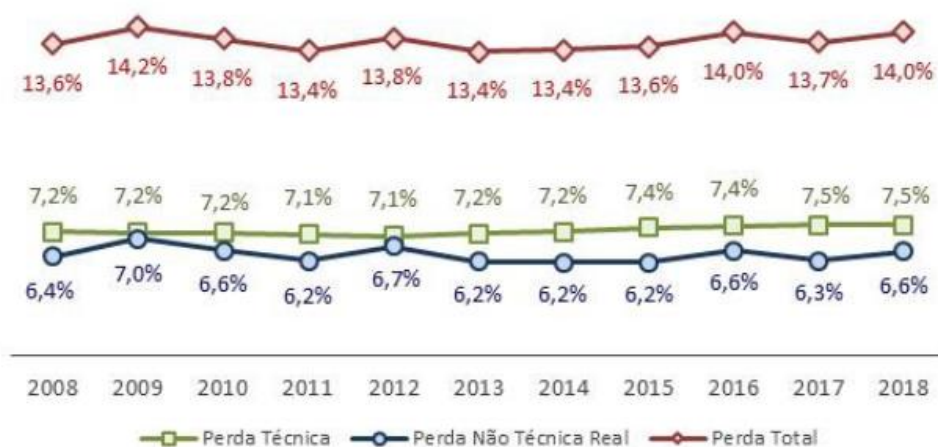
Fonte: ANEEL, (2019).

O sistema de distribuição é dividido de acordo com os segmentos de rede (alta, média e baixa tensão), transformadores, ramais de ligação e medidores. Aplicam-se modelos específicos para cada um desses segmentos, utilizando-se informações simplificadas das redes e equipamentos existentes, como por exemplo, comprimento e bitola dos condutores, potência dos transformadores e energia fornecida às unidades consumidoras. Com base nessas informações, estima-se o percentual de perdas técnicas eficientes relativas à energia injetada na rede (ANEEL, 2019).

As dificuldades para conter os altos níveis de perdas técnicas indicados pela Agência Nacional de Energia Elétrica são inúmeras e possuem vários pontos de análise com grau de complexidade notável. Um dos itens de pesquisa é a área da concessionária de energia, e a hipótese em questão reflete a respeito da tese de que quanto maior for a área da empresa, maiores as dificuldades para gerir os dados e as perdas, além de maiores perdas técnicas na distribuição de energia.

Outro ponto de interesse que merece análise é referente ao número de UC (Unidades Consumidoras) rurais que estão dentro da região de concessão das empresas de energia, visto que o atendimento rural no Brasil se define por grandes alimentadores monofásicos com atendimentos pontuais, e transformadores com níveis de utilização bem variados ao longo do dia, passando de períodos de operação a vazio, a períodos de sobrecarga, o que apresenta acréscimos nos níveis de perdas técnicas.

Figura 8 - Perdas sobre a energia injetada (2008-2018)



Fonte: ANEEL, (2019).

A figura 8 representa os níveis de Perdas Totais entre os anos de 2008 e 2018, além de representar também as subdivisões das Perdas Totais, que são as Perdas Técnicas e as Perdas Comerciais Reais. O que se pode perceber claramente nesses dados disponibilizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica é que as perdas sobre a energia injetada no Brasil se mantiveram em um valor praticamente inalterado nos dez anos de análise apresentados no gráfico.

Ainda segundo a ANEEL, no ano de 2018, o custo das perdas técnicas, desconsiderando tributos e multiplicando o preço médio da energia nos processos tarifários pelos montantes, obteve-se um valor na ordem de R\$ 7,1 bilhões. Essas perdas, inevitáveis em qualquer sistema de distribuição, são repassadas aos consumidores, já se considerando a operação eficiente das redes e, portanto, não são passíveis de maiores reduções. Os custos das perdas na rede básica considerados nas tarifas foram de aproximadamente R\$ 1,5 bilhão (ANEEL, 2019).

A Agência Nacional de Energia Elétrica discorre a respeito das perdas técnicas como impossibilitadas de maiores reduções. Porém, as perdas comerciais por sua vez são passíveis de uma potencial redução nos próximos anos, principalmente com a entrada de novas tecnologias no país, bem como a alteração do modelo de gestão de dados atuais das empresas de concessão de energia do Brasil.

4.2 PERDAS NÃO TÉCNICAS – PERDAS COMERCIAIS.

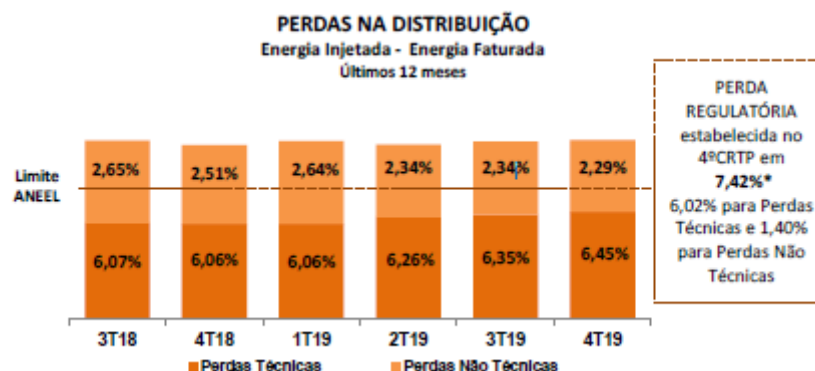
As perdas não técnicas reais são apuradas pela análise da diferença das perdas totais, divulgadas pelas concessionárias, comparadas com as perdas técnicas regulatórias, apuradas pela Agência Nacional de Energia Elétrica.

Os valores das perdas comerciais das concessionárias variam muito. Existem algumas variáveis que podem explicar os diferentes níveis verificados pelas empresas, dentre elas o sistema de gestão adotado pelas concessionárias, as características socioeconômicas e ainda aspectos comportamentais existentes nas áreas de concessão.

Este Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) abordará uma análise a respeito de um projeto piloto realizado pela empresa Celesc Distribuição S.A., o qual utiliza a tecnologia de comunicação RF *Mesh* buscando eficiência na transmissão de dados e redução nos níveis de perdas comerciais. Desta forma, alguns dados sobre as Perdas Não Técnicas serão abordados a seguir.

De acordo com a última Revisão Tarifária Periódica da Celesc Distribuição (4CRT), a perda regulatória da Celesc Distribuição foi estimada em 7,42% sobre a energia injetada no sistema de distribuição da concessionária. Desse total, 6,02% referem-se ao volume de perdas técnicas e 1,40% de perdas não técnicas. Em 2019, as perdas globais representam 8,74% de energia injetada, sendo 6,45% referentes às perdas técnicas definidas pelo PRODIST – Módulo 7, revisado no início de cada ano, ajustando assim, a média móvel de 12 meses, e 2,29% correspondem às perdas não técnicas, apurada por diferença (CELESC RELEASE, 2019). PRODIST são documentos elaborados pela ANEEL que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Figura 9 - Perdas na Distribuição



Fonte: CELESC RELEASE, (2019).

Como se pode observar na Figura 9 (Celesc Release, 2019), as perdas regulatórias estabelecidas no 4ºCRTP foram de 7,42%, referentes ao somatório das perdas comerciais e das perdas técnicas. Desta forma, as perdas globais, representaram 1,32% acima do limite coberto pela tarifa, o que representou para a concessionária, entre os meses de janeiro e dezembro de 2019, um montante de R\$ 88,7 milhões, sendo R\$ 36,4 milhões de perdas técnicas, R\$ 50,2 milhões de perdas comerciais e R\$ 2,1 milhões de perdas na Rede Básica. Basta analisar a soma do 4T19 (2,29% + 6,45%) referentes ao montante, e então subtrair do valor regulatório de 7,42%, resultando no valor de 1,32% acima do limite coberto pela tarifa.

A Celesc Distribuição, assim como as demais concessionárias do Brasil, vem executando nos últimos anos uma corrida em busca da redução dessas perdas, investindo em estudos tecnológicos em busca de inovações que combatam com eficiência este problema, atuando em sua detecção, em busca de algoritmos que detectem suspeita de irregularidades e fraudes, além de deficiências técnicas e regularização de ligações clandestinas.

Conseguimos perceber através dos dados disponibilizados pela empresa Celesc Distribuição no release de 2019, juntamente com dados da Agência Nacional de Energia Elétrica, que as perdas comerciais, ou perdas não técnicas, representam grandes cifras no percentual de perdas do nosso sistema de energia. Isso mostra a necessidade de se buscar soluções viáveis para este problema, visto que, o percentual de perdas é muito relevante à concessionária de energia e também ao consumidor. Para que se encontrem soluções plausíveis e que torne possível averiguar se as mesmas soluções que poderão ser aplicadas a uma região também sejam viáveis a outras, deve-se fazer uma análise a respeito de fatores não apenas tecnológicos, mas também socioeconômicos.

4.3 RANKING DE COMPLEXIDADE SOCIOECONÔMICA.

Devido aos diferentes níveis de complexidade de cada região de concessão no território brasileiro, fez-se necessário o desenvolvimento de um *ranking* que levasse em conta as especificidades diversas, tais como características de mercado e variáveis socioeconômicas, para que dessa forma fosse possível comparar as perdas não técnicas de cada distribuidora.

Pressupõe-se que as concessões situadas em áreas de menor complexidade socioeconômica, perfizessem um menor índice de perdas comerciais. A análise é feita através de uma comparação com o *benchmark*, que utiliza métodos de comparação entre as próprias distribuidoras ou outras referências (por exemplo, internacionais), as quais normalmente se situam em região de maior complexidade socioeconômica, mas que praticam perdas menores do que a empresa em análise. O incentivo para a redução destas perdas é intrínseco, visto que os valores de compensação previstos em lei mudaram com o passar dos anos, e hoje, as concessionárias de energia não podem repassar todas as perdas ao consumidor, ou seja, devem arcar com o prejuízo. Além disso, as empresas devem atuar sempre no sentido de reduzi-las, seja para reduzir prejuízos, quando as perdas reais estiverem acima das regulatórias, ou realizar ganhos, quando as perdas reais estiverem abaixo das regulatórias.

Outro fator importante, o qual exige das distribuidoras que busquem elevar seu nível de eficiência, é a metodologia de análise da ANEEL, a qual observa critérios de eficiência, limitando o repasse das perdas comerciais reais.

O *ranking* de complexidade da ANEEL foi desenvolvido para que houvesse uma forma de tratar de maneira igual regiões heterogêneas. Ele foi criado a partir dos resultados de um modelo econométrico, “o modelo de análise de regressão foi o de Dados em Painel com Efeitos Aleatórios. As variáveis utilizadas foram: violência (óbitos por agressão), desigualdade (% de pessoas com renda baixa), precariedade (% de pessoas em domicílios subnormais) e infraestrutura (cobertura de abastecimento de água), (ANEEL, 2019)”.

As concessionárias de energia Celpa, Light e Amazonas Energia possuem os maiores índices de complexidade de acordo com o *ranking* da ANEEL, sendo que são também as três empresas com as maiores Perdas Comerciais Totais, tendo apenas Light e Amazonas Energia, 31,2% das perdas nacionais.

As hipóteses que tentam explicar os motivos destas disparidades são estudadas nos subcapítulos à frente. Porém, vale aqui ressaltar como estas perdas representam um montante enorme na receita do país. A empresa Celesc, por exemplo, possuiu um montante de R\$ 88,7 milhões em perdas no ano de 2019, e que representa apenas 2,5% das perdas nacionais, ocupando as últimas posições no *ranking* de complexidade da ANEEL, com índice de complexidade de 0,077.

Ainda sobre o Ranking de Complexidade Socioeconômico desenvolvido pela Agência Nacional de Energia Elétrica, percebe-se que há uma divisão em dois grupos de empresas de concessão de energia. O grupo 1 diz respeito às empresas de grande porte, as quais possuem um peso maior na análise de perdas global, evidentemente por representar as maiores cifras nos cofres das empresas e nas contas de energia elétrica dos consumidores no final do mês, devido à grande quantidade de energia distribuída. Por fim, o grupo 2 possui as empresas de pequeno porte, que mesmo possuindo uma menor representatividade na energia global gerada, ainda possui pontos de estudos similares e representativos no sistema atual.

Tabela 2 - *Ranking* de Complexidade Socioeconômico

Distribuidoras Grandes (Grupo 1)	Índice de Complexidade	Demais Distribuidoras (Grupo 2)	Índice de Complexidade
CELPA	0,503	CEA	0,457
LIGHT	0,377	EBO	0,229
AMAZONAS ENERGIA	0,364	CERR	0,181
CEMAR	0,315	SULGIPE	0,168
CELPE	0,313	ELFSM - SANTA MARIA	0,137
COELBA	0,284	COCEL	0,119
CEAL	0,266	UHENPAL	0,107
ELETROPAULO	0,265	EFLUL	0,099
CEPISA	0,257	FORCEL	0,092
COELCE	0,253	CHESP	0,090
ELETROACRE	0,243	IGUAÇU	0,076
ESCELSA	0,235	EEB - BRAGANTINA	0,075
ESE	0,224	BOA VISTA	0,074
AMPLA	0,218	CPEE - PAULISTA	0,067
EPB	0,197	CSPE	0,064
CERON	0,191	EFLJC	0,061
CEEE - D	0,179	CLFM - MOCOCA	0,060
COSERN	0,177	ELETROCAR	0,058
BANDEIRANTE	0,172	ENF	0,056
CPFL PIRATININGA	0,170	CFLO	0,056
CEB	0,166	MUX ENERGIA	0,053
CEMIG	0,147	HIDROPAN	0,052
CELTINS	0,139	CAIUÁ	0,049
CEMAT	0,122	CLFSC - SANTA CRUZ	0,049
ELEKTRO	0,106	DEMEI	0,048
COPEL	0,105	EDEVP	0,044
RGE	0,092	COOPERALIANÇA	0,044
EMG	0,091	CNEE - NACIONAL	0,037
AES SUL	0,086	DMEPC	0,037
CPFL - PAULISTA	0,080	CPFL JAGUARI	0,031
CELESC - D	0,077		
CELG - D	0,075		
ENERSUL	0,063		

Fonte: ANEEL, (2019).

4.4 HIPÓTESES PARA A INADIMPLÊNCIA E AS PERDAS COMERCIAIS.

Para que se possam fazer as devidas comparações entre cada região de concessão no Brasil, precisamos analisar com maior profundidade cada uma delas, e isso não é uma tarefa simples, devido às diversas hipóteses dos fatores envolvidos na determinação dos níveis de inadimplência, perdas comerciais e perdas técnicas de cada distribuidora.

Porém, a análise das perdas técnicas pode ser mais facilmente realizada, devido à sua definição ser exclusivamente técnica, ou seja, referir-se apenas as perdas por eficiência física dos materiais utilizados pelas concessionárias e pelo serviço por ela prestado. Um dos

motivos pelo qual as distribuidoras possuem maiores perdas técnicas é referente à sua área. Quanto maior a área da empresa, maior serão as perdas técnicas na distribuição de energia. Outro fator que possui forte influência nas perdas técnicas é o percentual de energia fornecida a consumidores rurais, visto que sistemas com longas linhas de transmissão e distribuição têm maiores perdas do que sistemas que pequenas linhas.

Já os níveis de perdas comerciais dependem de fatores como a qualidade da gestão das concessionárias. Isso remete também a área da empresa que presta concessão, como citado anteriormente para as perdas técnicas, visto que quanto maior a empresa, maior será a dificuldade de sua gestão. Além disso, outro fator importante na análise das perdas comerciais é a questão dos aspectos comportamentais existentes em cada área de concessão.

4.4.1 Desenvolvimento

O IDH - Índice de Desenvolvimento Humano é uma medida comparativa usada para classificar desde cidades até países através de três quesitos. São eles o grau de educação, a renda e a longevidade. O índice varia entre 0 e 1, sendo que quanto maior o índice, maior o desenvolvimento em análise.

Para se calcular o grau de educação de uma cidade, por exemplo, é analisado o nível de alfabetização e a taxa de matrícula. Já para a longevidade, leva-se em conta a esperança de vida ao nascer, e para a renda, é feito um estudo sobre o PIB per capita da cidade em análise. Através do agrupamento de cada um destes quesitos, apurados sobre uma média aritmética, tem-se o IDH da cidade ou país analisado.

Desde os investimentos a montante do mercado laboral, na saúde e na nutrição das crianças mais jovens, até aos investimentos no mercado laboral e além dele, em torno do acesso a capitais, dos salários mínimos e dos serviços sociais, os políticos e as pessoas responsáveis pela formulação de políticas dispõem de uma gama de opções que, quando devidamente combinadas em função do contexto de cada país ou grupo, se traduzirão num investimento, para toda a vida, na igualdade e na sustentabilidade, (PNUD, 2019).

O Índice de Desenvolvimento Humano deve levar em consideração condições econômicas e aspectos sociais. Isso o torna uma hipótese com um embasamento teórico e estatístico consistente. Desta forma, através de relatórios fundamentados a respeito do índice de desenvolvimento humano das cidades e regiões de concessão, se pode relacionar o grau de

correlação entre o IDH e os dados de furtos e inadimplência coletados pelas empresas de energia.

De acordo com o último Relatório de Desenvolvimento Humano 2019, publicado pelo Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD), o Brasil demonstrou um pequeno aumento de 0,001 em seu IDH, passando para 0,761 e se mantendo no grupo de países com Alto Desenvolvimento Humano. Sua posição no *ranking* é a 79^a, sendo que na América do Sul ocupa a 4^a colocação atrás de países como Chile, Argentina e Uruguai.

Entrando mais a fundo e segmentando o país através de seus estados e cidades, analisaremos o *ranking* do Atlas do Desenvolvimento Humano, para que seja possível elencar hipóteses mais relevantes das áreas de concessão e dos dados disponibilizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica.

Tabela 3 - *Ranking* Atlas do Desenvolvimento Humano

Posição	Lugares	IDHM	IDHM Renda	IDHM Longevidade	IDHM Educação
1 °	Distrito Federal	● 0.824	0.863	0.873	0.742
2 °	São Paulo	● 0.783	0.789	0.845	0.719
3 °	Santa Catarina	● 0.774	0.773	0.860	0.697
4 °	Rio de Janeiro	● 0.761	0.782	0.835	0.675
5 °	Paraná	● 0.749	0.757	0.830	0.668
6 °	Rio Grande do Sul	● 0.746	0.769	0.840	0.642
7 °	Espírito Santo	● 0.740	0.743	0.835	0.653
8 °	Goiás	● 0.735	0.742	0.827	0.646
9 °	Minas Gerais	● 0.731	0.730	0.838	0.638
10 °	Mato Grosso do Sul	● 0.729	0.740	0.833	0.629
11 °	Mato Grosso	● 0.725	0.732	0.821	0.635
12 °	Amapá	● 0.708	0.694	0.813	0.629
13 °	Roraima	● 0.707	0.695	0.809	0.628
14 °	Tocantins	● 0.699	0.690	0.793	0.624
15 °	Rondônia	● 0.690	0.712	0.800	0.577
16 °	Rio Grande do Norte	● 0.684	0.678	0.792	0.597
17 °	Ceará	● 0.682	0.651	0.793	0.615
18 °	Amazonas	● 0.674	0.677	0.805	0.561
19 °	Pernambuco	● 0.673	0.673	0.789	0.574
20 °	Sergipe	● 0.665	0.672	0.781	0.560
21 °	Acre	● 0.663	0.671	0.777	0.559
22 °	Bahia	● 0.660	0.663	0.783	0.555
23 °	Paraíba	● 0.658	0.656	0.783	0.555
24 °	Piauí	● 0.646	0.635	0.777	0.547
24 °	Pará	● 0.646	0.646	0.789	0.528
26 °	Maranhão	● 0.639	0.612	0.757	0.562
27 °	Alagoas	● 0.631	0.641	0.755	0.520

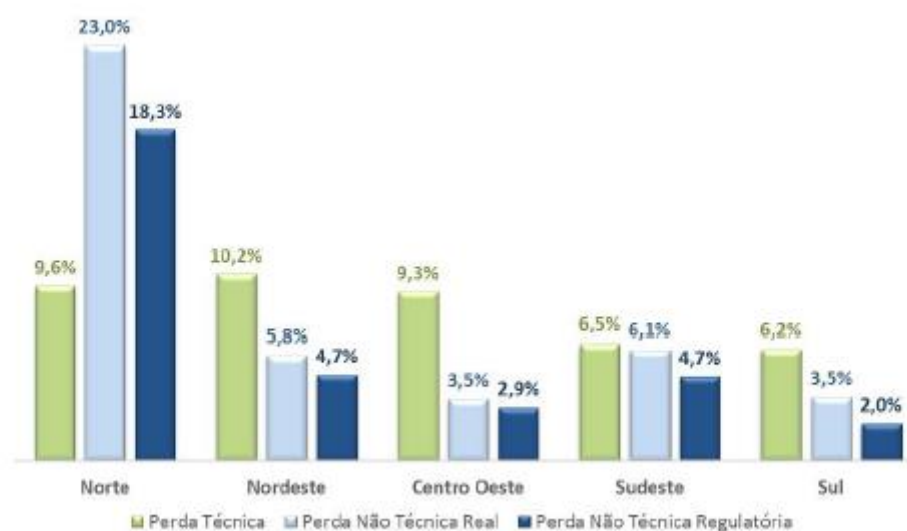
Fonte: ATLAS BR, (2019).

Como se pode analisar, a tabela referente ao *ranking* dos estados brasileiros de acordo com seu Índice de Desenvolvimento Humano mostra apenas um estado com IDH considerado Muito Alto, doze estados com IDH Alto, e o restante dos estados com IDH Médio. Além disso, a tabela possui uma subdivisão, a qual demonstra a pontuação dos três quesitos responsáveis por integrar o índice: renda, longevidade e educação.

A hipótese considerada neste trabalho baseia-se na tese de que quanto maior o desenvolvimento dos cidadãos, menores as motivações para o descumprimento da lei, seja através de furtos e irregularidades ou inadimplência. Sendo assim, não basta analisar o Índice

de Desenvolvimento Humano como única variável; são necessários dados a respeito das Perdas Técnicas, Perdas Não Técnicas Reais e Perdas Regulatórias sobre a energia injetada por região.

Figura 10 - Gráfico das perdas técnicas e comerciais por região no Brasil em 2018



Fonte: ANEEL, (2019).

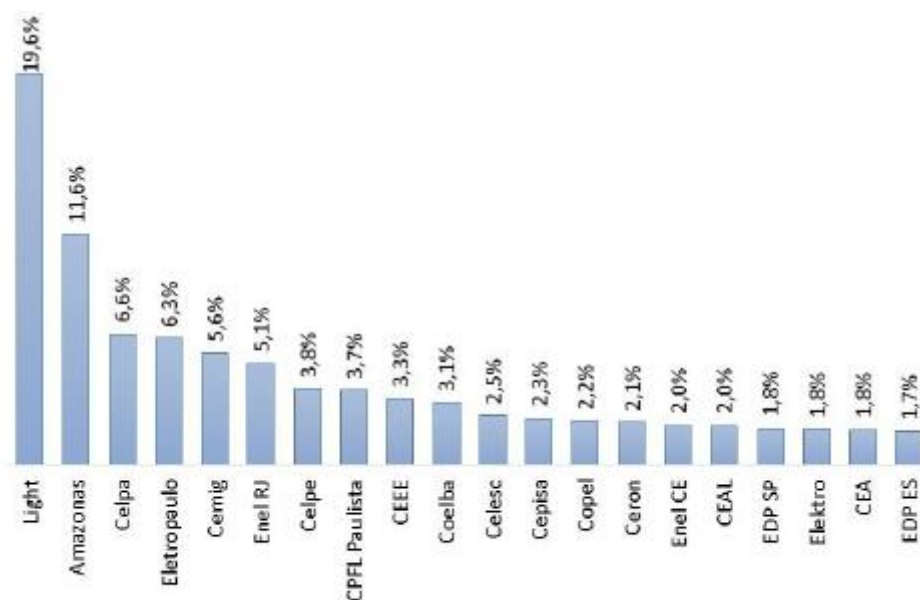
De acordo com a tabela dos índices de desenvolvimento humano acima, o IDH médio da região sul (Santa Catarina, Rio Grande do Sul, Paraná) é de 0,756, seguido da região sudeste (São Paulo, Rio de Janeiro, Espírito Santo, Minas Gerais) com IDH médio de 0,754 e das regiões Centro Oeste (Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Goiás, Distrito Federal), Nordeste (Bahia, Piauí, Maranhão, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe) e Norte (Tocantins, Rondônia, Acre, Amazonas, Pará, Roraima, Amapá) com IDH médio de 0,753, 0,660 e 0,684 respectivamente.

Como se pode observar no gráfico das perdas, quanto maior o IDH da região, menores são as Perdas Técnicas. Porém, para as Perdas Comerciais isso não se aplica tão evidentemente. Então, faz-se necessária uma análise ainda mais fragmentada, sendo necessário recorrer aos índices das cidades das regiões de concessão, para que seja possível fortalecer a hipótese.

A Figura 11 apresenta a participação das concessionárias em relação às perdas comerciais totais no Brasil, em 2018. Nota-se que as 15 distribuidoras com maiores montantes

de perdas respondem por quase 80% das perdas não técnicas do país (apenas Light e Amazonas Energia, 31,2%), (ANEEL, 2019).

Figura 11 - Participação das Concessionárias de Energia nas Perdas Comerciais Totais



Fonte: ANEEL, (2019).

Desta forma, pode-se perceber ao analisar o IDH médio de cada região juntamente com suas perdas comerciais, que não existia uma ordem que provasse a hipótese estudada. Contudo, ao se fragmentar o problema, percebe-se que há duas concessionárias de energia que despontam em perdas segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica, sendo elas a empresa Light com sede no Rio de Janeiro e a empresa Amazonas Energia. Assim, nota-se a necessidade de se analisar mais variáveis, como o nível de urbanização, a escolaridade, o grau de infraestrutura e a desigualdade.

4.4.2 Desigualdade

A desigualdade apresenta-se mais como uma consequência do que uma causa dos processos econômicos, políticos e sociais. (...) Alguns dos processos que geram desigualdade são amplamente considerados justos. Outros, contudo, são profunda e obviamente injustos, tendo-se tornado numa fonte legítima de indignação e alheamento, (PNUD, 2019).

No ano de 2018, o Banco Mundial propôs um exercício para o Brasil, chamado de “o desfile mais estranho da história”. Esse desfile hipotético seria realizado no Sambódromo da Marquês de Sapucaí, e teria uma duração de uma hora. Os participantes deste desfile são

compostos pela população brasileira, sendo que cada cidadão possui um tamanho proporcional aos seus rendimentos. Na arquibancada todos têm a mesma altura: 1,70m, que é a média dos brasileiros.

“Por muito tempo, só se veriam pessoas incrivelmente pequenas (apenas alguns centímetros de altura), um incrível desfile de anões. Levaria mais de 45 minutos para os participantes alcançarem a mesma altura que os espectadores. Nos minutos finais, gigantes incríveis, mais altos do que montanhas, apareceriam”, discorre o relatório, desenvolvido pelo Gabinete do Economista Chefe da regional do Banco Mundial.

O exercício proposto pelo Banco Mundial demonstra de uma forma clara o grande problema de desigualdade existente no Brasil, o qual pode ser comprovado através do coeficiente de Gini, indicador consagrado, utilizado como medida de desigualdade de uso difundido na literatura mundial. Em relação ao coeficiente de Gini, o Brasil possui o 9º pior valor do mundo (51,3), (PNUD, 2010-2017).

4.4.3 Favelização

Os gráficos da Agência Nacional de Energia Elétrica, discutidos anteriormente neste trabalho, mostraram concessionárias de energia como a Light, com sede no Rio de Janeiro, no topo das perdas comerciais. Um fator de extremo peso para a colocação da empresa é a favelização da região de concessão. Muitos pontos de energia são de difícil acesso para a medição devido à violência urbana da região, o que torna o nível de fraudes e inadimplência muito maior do que o normal.

Segundo dados do último censo do IBGE (2010), cerca de 11,4 milhões de pessoas vivem em aglomerados subnormais. Além disso, foram identificadas 6.329 favelas em todo o país, sendo a Rocinha, a maior favela brasileira, localizada no Rio de Janeiro, com cerca de 70 mil habitantes.

O maior objetivo deste trabalho é trazer o estudo de uma solução que possibilite uma redução nos níveis de fraudes e inadimplência. O sistema de medição centralizada já está ocupando espaço nas favelas brasileiras como uma opção que facilite a medição por parte da concessionária de energia e reduza as perdas comerciais que acabamos de analisar.

5. A REDE MESH BASEADA EM PADRÕES ABERTOS

5.1 TECNOLOGIA DE COMUNICAÇÃO NA MEDIÇÃO CENTRALIZADA

A telemedição AMI (*Advanced Metering Infrastructure*) juntamente com a individualização da medição do consumo de energia possibilita uma abordagem mais robusta e com alta confiabilidade de dados e ações das concessionárias de energia. Trata-se de um sistema com opções de corte e religa em tempo real e com análise de dados mais precisa e veloz do que as tecnologias que antes eram usadas separadamente ou as que puramente se depararam com um nível obsoleto perante o rápido avanço da tecnologia.

Devido aos elevados níveis de perdas totais percebidos pelas empresas de energia, inúmeros foram os esforços destinados ao combate do problema. A Rede Mesh se mostrou uma opção extremamente viável, principalmente se combinada com o sistema já existente. Na tecnologia mesh, apoiada ao sistema de medição centralizada, fez-se inicialmente necessário manter os processos de centralização já conhecidos. O primeiro passo é agrupar os medidores de energia das unidades consumidoras, levando um conjunto deles para o topo de postes que vão possuir uma caixa concentradora. Essa se chama Concentradora Secundária (CS).

Elevou-se então a medição de energia, tornando agora mais difícil a realização de fraudes por parte do consumidor. Porém, não se mostrou suficiente, e diante disso, fez-se necessária a realização de uma blindagem completa associada à medição eletrônica, principalmente em regiões onde a agressividade à rede elétrica é maior.

Além da Concentradora Secundária (CS), existe a Concentradora Primária (CP), a qual realiza o envio dos dados vindos da CS para um *Software* de gestão de telemedição e coleta de dados da concessionária.

A comunicação deste sistema, em especial, é realizada através de uma Rede RF Mesh com um protocolo proprietário. Todos os dispositivos desta rede devem se comunicar com o Concentrador Primário, o qual irá enviar os dados para a equipe de gestão da empresa que possui a concessão. Essa comunicação realizada pelo sistema é chamada de *Backhaul*, que nada mais é do que a parte de uma rede hierárquica de comunicação responsável por fazer a ligação entre o *Software* e as concentradoras do sistema.

A comunicação *Backhaul* comumente utilizada se dá através de mídia celular (GPRS ou 3G). No estudo realizado neste trabalho, a Rede de comunicação em foco é a Mesh, a qual

propicia uma maior facilidade de instalação em campo, e um baixo custo para a realização de tal tarefa.

5.2 A REDE MESH

A comunicação entre os dispositivos da rede ocorre através da tecnologia Mesh, a qual tem por objetivo disponibilizar uma comunicação fim a fim, ou seja, sem a necessidade de se comunicar com um nó central. Sendo assim, uma comunicação entre dois dispositivos poderá ocorrer, pacote a pacote, passando por caminhos diferentes, sem necessitar uma hierarquia. A mensagem enviada busca o caminho mais eficiente, não importando a distância entre os elementos do sistema.

A Comunicação Mesh vem como opção de aumento na robustez e eficiência do sistema, através da junção da medição inteligente, da rede Mesh de comunicação e do sistema de medição centralizada. Isto é, o sistema por trás desta combinação de mecanismos e tecnologias garante à concessionária de energia uma maior tranquilidade na prestação de seus serviços com eficiência.

De acordo com a resolução normativa número 414/2010 da ANEEL, o reestabelecimento do fornecimento de energia de consumidores urbanos deve se dar em até 24 horas após a baixa do débito no sistema das concessionárias de energia. No caso do restabelecimento em caráter de urgência, este prazo é de até 4 horas, (Resolução 414º/2010 ANEEL).

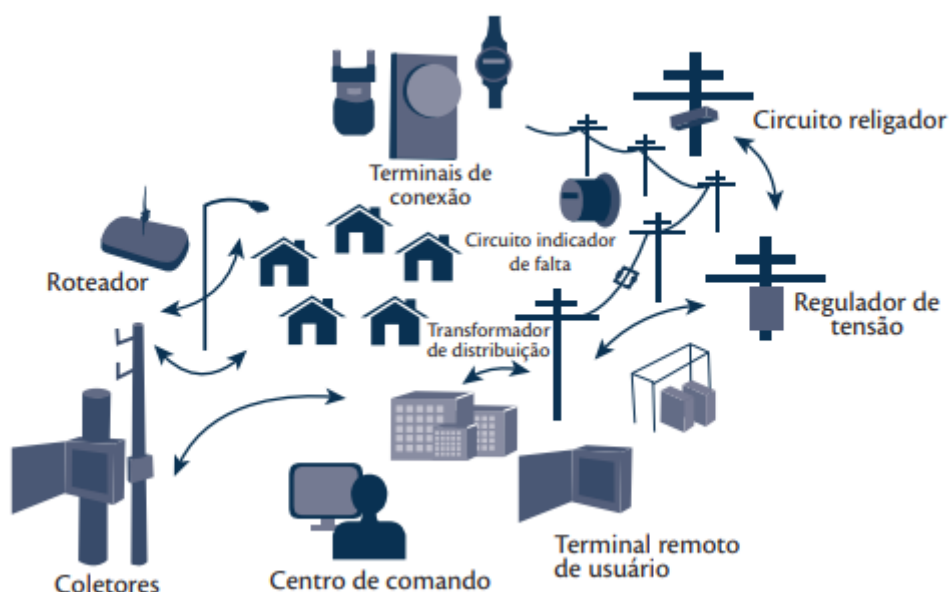
A rede Mesh de comunicação apresenta visíveis vantagens em comparação às redes tradicionais utilizadas normalmente pelas concessionárias de energia. Existe uma otimização do espectro de frequências, já que há uma redução entre os nós do sistema e desta forma também, uma redução da potência transmitida, o que torna o sistema mais eficiente quanto à reutilização de frequências disponíveis. Além disso, um dos principais pontos referentes à grande eficiência da comunicação Mesh é o fato de aumentar a distância entre o destino e a origem, sem prejudicar a taxa de transmissão. Como há nós intermediários no sistema, sempre existem possibilidades de saltos, que podem ser através de equipamentos móveis, inclusive de usuários, fazendo com que a velocidade de transmissão seja compatível com a distância percorrida.

Alguns outros pontos são, por exemplo, a redução de custo da rede, já que a rede Mesh pode se beneficiar dos equipamentos dos próprios usuários; o aumento da robustez do sistema, devido à arquitetura da rede Mesh, a qual possui uma malha inteligente que se comunica melhor entre seus dispositivos; a indiferença quanto a uma linha de visada, já que agora com uma rede com vários nós, nunca faltará uma maneira de contornar objetos.

A rede Mesh combinada com as atuais tecnologias de comunicação de sistemas e tráfego de dados está presente em inúmeros projetos de cidades inteligentes, com sistemas de iluminação, controle da sinalização semafórica, aplicações de telemetria e telecomando, segurança pública e privada e transmissão de todos os tipos de dados de forma eficiente e robusta.

A figura 12 representa uma infraestrutura de medição inteligente baseada em rede RF *Mesh* adaptada de (Landis+Gyr, 2012) pelo Centro de Gestão de Estudos Estratégicos.

Figura 12 - Infraestrutura de Medição Inteligente - RF *Mesh*



Fonte: Landis+Gyr, (2012).

5.2.1 Qualidade da comunicação *mesh*

O fato de a rede Mesh de comunicação possuir uma topologia com diversos nós faz com que exista um problema de conectividade inconstante entre seus enlaces, isto é, a mobilidade de alguns nós gera uma mudança na arquitetura da rede, causando redução de qualidade de serviço.

Existem protocolos de roteamento para as redes Mesh, que diferem das redes convencionais, pela busca de rotas alternativas que são determinadas através de métricas de QoS (*Quality of Service*), as quais possuem reconfiguração caso exista falha em algum nó do sistema. Estes sistemas devem possuir serviços que ofereçam garantia de qualidade que superem os principais problemas referentes às suas principais características, como instabilidade de conexão.

Como exemplificado no subcapítulo anterior, os caminhos das mensagens que carregam os dados de uma concentradora até as demais, ou até a base que contem o *Software* de gerenciamento de dados, é calculado de acordo que a maior eficiência encontrada no momento, independente da distância que o caminho percorra. Contudo, o melhor caminho pode ser considerado o que possua a maior taxa de fluxo de dados, o que pode ocasionar uma via congestionada com aumento de latência de transmissão. Isso traz a necessidade de usar uma métrica com protocolo devidamente aplicado para que a qualidade de serviço seja mantida e a eficiência não seja afetada.

Muitas vezes, o fluxo de dados é tão grande que a busca por novos caminhos na rede faz com que se formem filas congestionadas entre os nós. Para que esse problema seja resolvido, é aplicado um *Delay* na entrega dos pacotes. Este *Delay* faz com que exista um atraso médio na entrega de solicitação de dados até o *access point*. Através dos clientes das concessionárias de energia conectados a um roteador Mesh, por exemplo, define-se a frequência máxima solicitada, que é a taxa de transferência de dados.

É a partir deste ponto que a tecnologia *Mesh* apoiada a um devido serviço de *QoS* se mostra extremamente adaptável, respondendo a mudanças de disponibilidade de recursos através da rota, sendo ainda capaz de distinguir vários requisitos de qualidade, os quais são especificados por diversos tipos de aplicações. Os protocolos de roteamento auxiliam na busca de diferentes caminhos dentro do sistema tornando ainda mais eficaz o controle e o gerenciamento de dados do sistema pela concessionária de energia.

Para que se aperfeiçoe o serviço, é necessário que os requisitos de *QoS* possam ser configurados pelas concessionárias de energia e preservados durante o período de utilização. Sendo assim, se torna necessário o conhecimento das regiões de concessão, para que se conheçam os problemas do ambiente a serem superados, além de saber qual o objetivo principal de ação do sistema. A análise da empresa de concessão de energia vai destacar

pontos específicos para serem observados durante a transmissão, a fim de manter um serviço ideal ao consumidor final.

Existem soluções aplicadas que propõem Qualidade de Serviço (*QoS*) em redes *Mesh*. Algumas delas inserem serviços nos protocolos de roteamento enquanto outras criam camadas responsáveis por garantir *QoS* na rede. É um grande desafio prover mecanismos de Qualidade de Serviço em *Wireless Mesh Network* (WMN). Alguns trabalhos [Kysanur and Vaidya 2005, Raniwala and Chiueh 2005, Alicherry et al. 2005] apresentam verificações para os principais problemas de alocações de canais nas redes *Mesh* baseadas em protocolos de roteamento escalável.

5.2.2 Padrões abertos

Antes de iniciar a análise e definição dos protocolos utilizados nas implementações tecnológicas que se beneficiam da comunicação *Mesh* juntamente à tecnologia AMI (*Advanced Metering Infrastructure*), precisa-se estabelecer alguns conceitos a respeito dos padrões abertos de comunicação na atual economia e gestão global.

O avanço nos meios de comunicação através da integração política e econômica encontra níveis jamais vistos na história da humanidade. Em um mundo cada vez mais interligado, os padrões abertos se mostram totalmente essenciais. Existe uma demonstração evidente de interoperabilidade entre as companhias, de mesmo país e também de diferentes países, nos dias atuais. Para que essa interação aconteça, deve-se existir um acordo sobre como irá ocorrer esta forma de interação, ou seja, busca-se um padrão de comunicação que demande menor esforço na criação de interoperações.

Essa interoperabilidade fornece aos usuários a capacidade de permutar informações de diferentes *softwares* através de um conjunto padrão de interfaces e formatos abertos. Assim, definem-se por padrões abertos aqueles que estão publicamente disponíveis e não são controlados por nenhum governo ou corporação, tornando possível que quaisquer empresas, cidadãos e países se conectem e troquem informações com autonomia.

A potencialização da colaboração entre os envolvidos no sistema remete a um grande benefício dos padrões abertos de comunicação, visto que a aplicação deste padrão no sistema de comunicação *Mesh* vinculado à tecnologia AMI para as concessionárias de energia fará com que exista uma maior conexão entre todos os estados das diferentes empresas de

concessão, tornando a análise e o gerenciamento de dados mais eficiente em todos os aspectos possíveis.

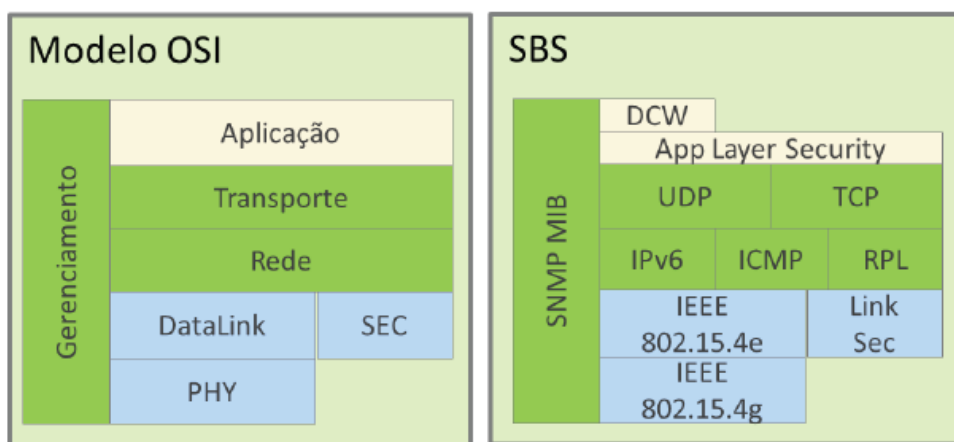
A adoção de uma rede de comunicação baseada em padrões abertos e de uso em outros segmentos da indústria propicia maior facilidade de integração com sistemas terceiros bem como assegura interoperabilidade com outros sistemas em todas as camadas de comunicação. Conseqüentemente, a concessionária de energia assegura menores custos de integração para uma rede *multiaplicação*, assegura uma melhor qualidade de serviço, menor tempo de implementação e maior segurança no tráfego de dados (FERNANDES, W.; MATEINI, R.; NETO, A.C., 2016).

5.2.3 Protocolos de rede – modelo OSI/SBS

Existem modelos de redes de computadores que objetivam a garantia da comunicação entre dois sistemas computacionais (*end-to-end*), tais como o Modelo OSI (*Open System Interconnection*) e o Modelo SBS (*Standards Based System*).

O Modelo OSI é referência da ISO (*Internacional Organization for Standardization*), utilizado como padrão para protocolos de comunicação entre sistemas em uma rede local LAN (*Local Area Network*). Ele possui sete camadas, *layers* do *software*, que contribuem com funções específicas para o funcionamento do sistema operacional.

Figura 13 - Modelo de Protocolos de Rede OSI/SBS



Fonte: Fernandes, W.; Mateini, R.; Neto, A.C. (2016)

Já o modelo SBS se trata de uma suíte de protocolos de um membro ativo dos comitês de padronização de protocolos, como a IEEE (*Institute of Electrical and Electronic Engineers*), e que será analisada em um exemplo de combinações de protocolos para a

implementação de uma rede RF *Mesh* baseada em padrões abertos (FERNANDES, W.; MATEINI, R.; NETO, A.C., 2016).

A implementação do sistema em estudo necessita de protocolos específicos para que se garanta *Qos* ao programa, bem como ele seja eficiente no gerenciamento de dado e robusto, disponibilizando fácil acesso e manejo às concessionárias de energia.

A primeira camada do modelo SBS, o qual possui a arquitetura de sete camadas do modelo OSI, é a camada física. Nesta camada é utilizado o Protocolo IEEE 802.15.4g. Este protocolo efetua o controle de acesso para redes sem fio pessoais, que foca no baixo custo e na comunicação de baixa velocidade de dispositivos próximos, com o objetivo de explorar o menor consumo possível de energia. A frequência utilizada é na faixa de 900 MHz e a modulação é a FSK (*Frequency Shift Keying*) com taxa de símbolos adaptativa de 50, 150 e 200 kbaud/s.

A segunda camada ou camada de enlace (*DataLink*) é executada com o Protocolo IEEE 802.15.4.e. A realização é baseada em TSCH (*Time-Slotted Channel Hopping*), um mecanismo de acesso ao meio síncrono otimizado para aplicações de baixo consumo, que divide o meio em *slots* de tempo. A precisão da sincronização da rede pode variar de milissegundos a microssegundos, dependendo da implementação (FERNANDES, W.; MATEINI, R.; NETO, A.C., 2016).

O TSCH possui uma característica de programação de *slots* de tempo para diferentes tipos de tráfego, possibilitando a implantação de *QoS* (*Quality of Service*) através da integração da camada de rede. Por ser uma rede síncrona, toda rede de comunicação apresenta o mesmo padrão de salto em frequência.

Agora, seguindo o padrão objetivado pelos protocolos anteriores nas camadas iniciais, buscamos um protocolo de roteamento para redes *wireless* com baixo consumo de energia e que seja suscetível a perdas de pacotes. O protocolo mais compatível para tal especificação é o *Ripple* (RPL), IETF RFC-6550, baseado em vetores de distâncias, otimizado para comunicações de múltiplos saltos. Este protocolo possui uma interessante sinergia com a rede de comunicação *Mesh*, já que pode criar, de forma eficiente, rotas de rede, além de compartilhar dados de roteamento e adaptar a arquitetura existente de forma hábil.

Quanto aos protocolos de transporte, o sistema pode utilizar o UDP (*User Datagram Protocol*), descrito na RFC 768, que possibilita que a aplicação envie uma entidade de dados completa e independente encapsulada num pacote IPv6 a um destino, contudo sem garantia de

entrega de pacotes. Mas pode também utilizar o TCP (*Transmission Control Protocol*) nas aplicações em que seja essencial garantir a entrega dos pacotes de dados, devido à sua versatilidade e robustez, já que o protocolo prevê confiabilidade, entrega na sequência correta e verificação de erros dos pacotes de dados, entre os diferentes nós da rede, para a camada de aplicação.

O uso dos protocolos de transporte UDP e TCP através do IPv6 é fundamental em sistemas de automação de processos que utilizam protocolos como o DNP3 (*Distributed Network Protocol*), que é o caso das empresas concessionárias de energia.

As especificações de comunicação possuem padrões de segurança que são homologados pelo NIST (*National Institute of Standards and Technology*). Os protocolos IPsec e PANA, protocolos IETF (*Internet Engineering Task Force*), e os algoritmos de criptografia diferem em cada estilo de comunicação.

5.3 PROTOCOLOS DE COMUNICAÇÃO

No decorrer deste Trabalho de Conclusão de Curso, diversos conceitos, tecnologias e soluções foram definidas e caracterizadas, sendo tratados individualmente e aos poucos agrupados, formando o escopo final do trabalho. Ainda assim, o sistema visto aqui é apenas uma parte de uma enorme malha de conexões e estruturas as quais formam as Redes Elétricas Inteligentes. Inúmeras são as motivações que cernem a REI: energia limpa, microgeração distribuída, eficiência energética, eficácia da rede, perdas de energia, substituição de fonte, crescimento de demanda, mercado tecnológico. Isso a torna complexa e dependente do conceito de interoperabilidade, devido à enorme troca de informações entre os subsistemas que compõem a rede inteligente.

O conceito de interoperabilidade abordado anteriormente para definição dos protocolos abertos de comunicação é aqui reiterado, visto que existe a necessidade de padronização das arquiteturas de comunicação, para que os protocolos e modelos de dados das redes inteligentes sejam confiáveis, seguros e flexíveis. São de interesse mútuo dos envolvidos que os padrões de código sejam abertos, seguro e robusto.

Desta forma, vários órgãos, centros de pesquisa e empresas nacionais e internacionais se unem compartilhando conhecimento para o desenvolvimento de padrões abertos de comunicação que garantam interoperabilidade nos sistemas de redes elétricas inteligentes. Dentre estes órgãos e centros de pesquisa, podem-se citar o Institute of Electrical Engineers

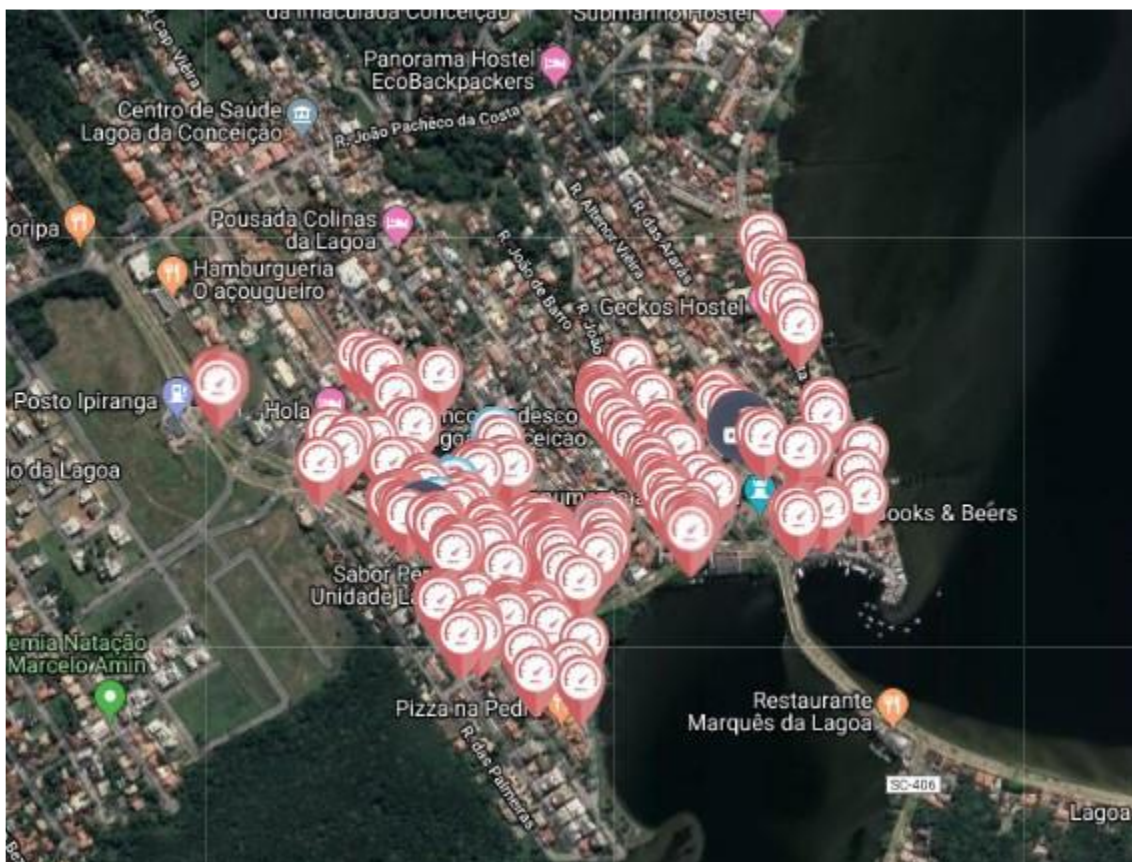
(IEEE), a Internacional Electrotechnical Commission (IEC), a Internacional Engineering Task Force (IETF), o National Institute of Standards and Technology (NIST) e a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT).

6 PROJETO PILOTO CELESC

No dia 10 de Novembro de 2017 a empresa CELESC, concessionária de energia elétrica do estado de Santa Catarina, iniciou o processo de contratação de uma empresa para o fornecimento e prestação de serviços de instalação de estrutura de telemedição, corte e religação em 250 (duzentos e cinquenta) unidades consumidoras do Grupo B, no Bairro Lagoa da Conceição em Florianópolis. A Figura 14 mostra os módulos instalados, em Setembro de 2018, pela empresa vencedora da licitação.

A empresa contratada deveria fornecer e empregar os equipamentos diretamente ligados à medição seja eles medidores, módulos de corte e religamento, disjuntores, entre outros. Os equipamentos também deviam respeitar a portaria de aprovação do INMETRO e homologação na CELESC. Através do processo de licitação, a empresa Smart Green, do grupo Ouro Verde, foi contratada. A companhia possui mais de dez anos desenvolvendo soluções através de *softwares* e redes inteligentes em sistemas de integração de automação.

Figura 14 - Módulos instalados na Lagoa da Conceição - Florianópolis



Fonte: SmartGreen, (2019).

De acordo com a resolução normativa número 414/2010 da ANEEL, o reestabelecimento do fornecimento de energia de consumidores urbanos deve se dar em até 24 horas após a baixa do débito no sistema das concessionárias de energia. No caso do restabelecimento em caráter de urgência este prazo é de até 4 horas, (Resolução 414º/2010 ANEEL).

O objetivo da instalação da estrutura de telemedição do Grupo B é determinar os níveis de aperfeiçoamento do sistema atual da concessionária de energia, e se é viável a realização de novas áreas com estruturas similares. A empresa CELESC não possui serviço similar ao proposto no projeto piloto. Sem a existência de mecanismos de corte e religamento por telemedição pode haver uma menor eficiência em casos de urgência ou situações extremas que necessitem um serviço mais especializado e distinto. Com um sistema de telemedição com Rede *Mesh*, a funcionalidade de corte e religamento torna o sistema muito mais eficaz.

O sistema de comunicação *Mesh* utilizado pela empresa Smart Green é o *Full Mesh* 2.4 GHz, conhecido como ZigBee, que é normalmente utilizado para um sistema com distâncias menores entre os módulos do sistema. Para sistemas com distâncias maiores, utiliza-se a tecnologia *Mesh* radial, comercialmente conhecida como 915.

De maneira geral, conversando com as pessoas envolvidas na instalação, bem como com a população da área de concessão do projeto, percebem-se três importantes pilares para o sucesso do projeto. O primeiro deles é a participação do *Stakeholder*, que vai desde a participação da distribuidora de energia elétrica até o fornecedor do sistema e a própria comunidade envolvida no projeto. O segundo pilar se trata de uma pessoa na distribuidora de energia que assuma o projeto, como *owner*, ou seja, como um idealizador do projeto. Essa pessoa irá acompanhar o sistema a fundo, além de aproveitar todas as oportunidades de viabilizar os investimentos que foram feitos pela empresa de concessão de energia através da licitação. Por fim, o terceiro pilar e não menos importante, trata-se da difusão dentro da empresa das pessoas que tem contato com o projeto e da sua execução, desde o processo de instalação e acompanhamento do serviço prestado pela empresa de licitação, até o *after install*, acompanhamento da qualidade do serviço realizado e da utilização de todas as funcionalidades disponibilizadas pela empresa para uma eficiência ainda maior do sistema, bem como garantia de sua robustez.

6.1 SMART GREEN

A Smart Green possui mais de 60.000 pontos conectados pela plataforma Smart Green telemedição de energia elétrica e telegestão de iluminação pública e *utilities*, os quais estão ilustrados na Figura 15. *Cases* de Sucesso como em Guaratuba/PR com mais de 1.000 pontos instalados, Joinville/SC com 10.000 pontos, Palhoça/SC com mais de 2.000 pontos, Guarulhos/SP com mais de 12.000 pontos, Mogi das Cruzes/SP com mais de 3.000 pontos e Florianópolis/SC com 250 pontos instalados.

Figura 15 - Cases/Regiões de destaque da empresa Smart Green



Fonte: *SmartGreen*, (2019).

6.1.1 Guarulhos/SP: Automação de medição e operações de corte de energia

Surgiu da necessidade da empresa EDP/BANDEIRANTE ter um sistema moderno, com características adequadas à realidade brasileira, para minimizar a inadimplência das unidades consumidoras e combater algumas causas de fraude e furto de energia elétrica, automatizando o processo de leituras e a operação de Corte.

Figura 16 - Mapa de pontos instalados e monitorados em Guarulhos - SP



Fonte: *SmartGreen*, (2019).

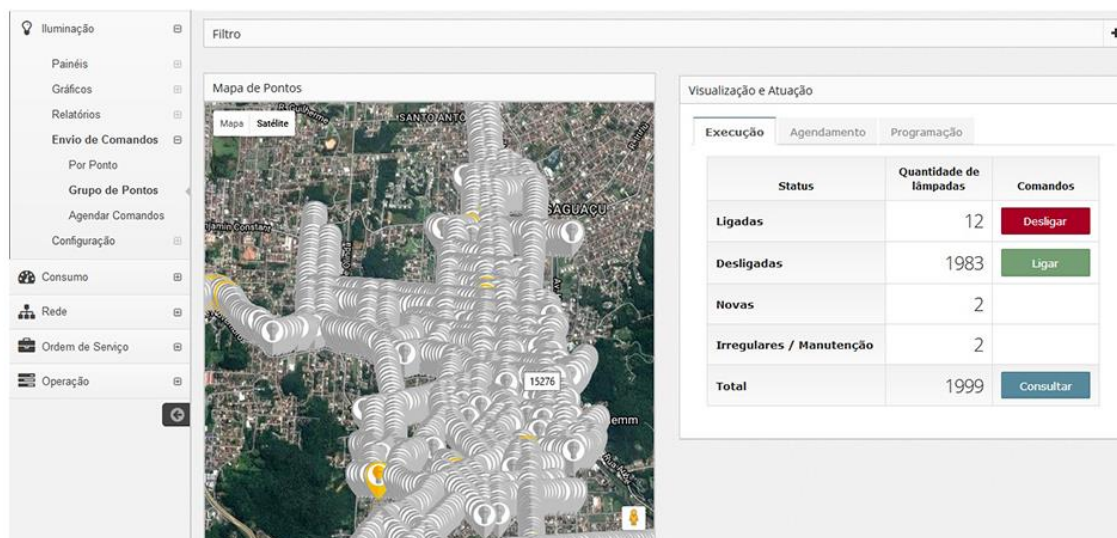
Foram instalados mais de 2.000 pontos. Os principais objetivos traçados foram: trocar todos os medidores por novos, que são eletrônicos e de baixo custo; instalar os dispositivos de automação juntamente com os novos medidores; comprovar o retorno de investimento no menor prazo possível; melhorar os serviços prestados aos clientes; executar corte/religação em medidores eletrônicos e eletromecânicos; reduzir custos operacionais; fazer inspeção em toda a rede, (Smart Green, 2016).

6.1.2 Joinville/SC: Luminárias LED

Consiste na implementação de pontos de telegestão individual em luminárias LED permitindo monitoramento em tempo real e geração de ordens de serviços de manutenção de forma automática a partir de alertas gerados pelo sistema. O objetivo é reduzir custos operacionais com rondas e oferecendo um melhor serviço ao cidadão, (Smart Green, 2016).

O sistema de iluminação público em Joinville é realizado através de uma Parceria Público-Privada (PPP), que é o contrato pelo qual a empresa Smart Green encarrega-se do compromisso de disponibilizar à administração pública ou à comunidade um serviço com as funcionalidades necessárias através de um projeto idealizado, financiado e construído. Em compensação, há uma remuneração periódica paga pelo Estado e vinculada ao seu desempenho no período de referência.

Figura 17 - Mapa dos pontos de iluminação instalados e monitorados em Joinville - SC



Fonte: *SmartGreen*, (2019).

6.2 SISTEMA DE COMPONENTES SMART GREEN

O presente subcapítulo visa descrever e especificar a arquitetura do sistema *Smart Green*, além do detalhamento de seus componentes.

O Módulo SG tem como principais utilidades realizar o religamento e corte de consumidores em redes elétricas Monofásicas, Bifásicas ou Trifásicas, leitura serial de protocolos enviados pelos medidores de energia elétrica (PIMA), envio dos dados de medição de energia elétrica para um Concentrador de dados, detecção de abertura da tampa do padrão de entrada de energia elétrica, possuindo comunicação através da Rede *Mesh* 2,4 GHz. Este módulo é destinado a instalações em consumidores do Grupo B, acoplado a medidores de energia elétrica: eletrônicos com ou sem saída serial ou eletromecânicos. O Grupo B é caracterizado por unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 2,3 kV, com tarifa monômnia (aplicável apenas ao consumo), e ainda subdividido em quatro subgrupos. O consumidor do tipo B1 é o residencial. O consumidor rural é chamado de B2, enquanto estabelecimentos comerciais ou industriais de pequeno porte, como por exemplo, uma pastelaria ou uma mercearia, são classificadas como B3. A iluminação pública é enquadrada no subgrupo B4, (ANEEL, 2019).

O elemento associado ao gerenciamento, coleta e transmissão dos dados de medição e comandos de corte/religa dos módulos SG é o Concentrador de Dados e Gerenciador de Redes SG. O Concentrador se comunica com os demais elementos da arquitetura através da formação de Rede *Mesh* 2,4 GHz. Já com a concessionária de energia, ele se comunica através de 3G/4G, Ethernet, ADSL, Link de Rádio ou Fibra Ótica. A faixa de operação, de 85 a 265 VAC e a Tensão Nominal, 120 V ou 240 V, é a mesma do módulo SG.

O componente que realiza a repetição de sinal entre os módulos e o Gerenciador do sistema é o Roteador de Rede SG. Ele possui o objetivo de retransmitir os dados de medição e comandos de ações dos módulos SG. A comunicação em Rede *Mesh*, bem como as especificações técnicas do componente são as mesmas dos elementos já citados anteriormente.

Por fim, a empresa ainda possui um dispositivo *Mobile* responsável pela solução de contingência para coleta de dados e comando local, em caso de uma eventual falha de comunicação. O *Dongle* SGM apresenta interface de comunicação com a Rede Mesh em 2,4 GHz e com qualquer *Smart Device* com sistema operacional *Android*, alimentado com bateria, com tensão de carregamento 5 Vcc, conector Micro USB.

6.2.1 Corte e Religamento

A função de corte e religamento é uma das principais exigências dos sistemas atuais de automação de medição, visto que sua operabilidade trás ao sistema eficiência e agilidade na realização das tarefas da empresa de concessão de energia. A operação é executada através de comandos enviados por um dispositivo *mobile* ou através do Sistema Suíte *SmartGreen*, atuando nos relés em cada uma das fases utilizadas para fornecimento de energia elétrica ao consumidor. Se houver falta de energia elétrica durante a realização de algum destes comandos, o equipamento finalizará o comando sem a necessidade de reenvio de um novo comando quando a energia retomar.

6.2.1.1 Função Religamento

Antes da execução do comando para Ligar os Relés, o Módulo SGC deve detectar a presença de fase na entrada de todos os Relés e ausência de presença de fase na saída de todos os Relés, em caso contrário o comando não será executado.

Após a execução do comando de religamento, o Módulo SGC deve detectar a presença de fase na saída de todos os Relés, em caso contrário será executada a função de *RollBack* Religamento.

6.2.1.2 *RollBack* Religamento

Ao realizar um comando de religamento, será verificado se todos os reles foram ligados com sucesso. Havendo alguma falha no comando de religamento, os relés serão retornados para o estado inicial, desligado.

Para o caso da função corte, acontecem os mesmos procedimentos caracterizados acima, porém de forma complementar, definindo assim a função corte bem como a função *RollBack* Corte, a qual irá verificar se todos os relés foram desligados com sucesso. Havendo alguma falha no comando de corte, os relés são retornados para o estado inicial, todos ligados.

6.2.2 **Detecção automática do *Baud Rate* (PIMA)**

O Módulo SGC admite a configuração para os seguintes valores de baud rate: 300 bps, 600 bps, 1200 bps, 1800 bps, 2400 bps e 4800 bps. Quando o Módulo SGC começa a receber os dados enviados pelo medidor de energia elétrica, é realizada a autodetecção da velocidade de transmissão dos dados do Medidor de Energia Elétrica e esta é armazenada na memória não volátil do Módulo SGC. Se for efetuada a troca do Medidor de Energia Elétrica por outro com Baud Rate diferente, o Módulo SGC iniciará um novo processo de autodetecção da velocidade de transmissão dos dados.

6.2.3 **Leitura de Dados de Medição de Energia**

Realiza a leitura dos dados de medição enviados pelo medidor de energia elétrica. Os dados são lidos através de uma entrada serial unidirecional (somente recebe os dados enviados pelo medidor).

Estes dados lidos através do PIMA são enviados automaticamente, de acordo com o tempo de envio programado. O tempo mínimo para envio dos dados é de 1 minuto e o máximo é de 1440 min (24 h).

6.2.4 **Armazenamento de mensagens de alertas**

O Módulo SGC Realiza o armazenamento das últimas 50 mensagens de Eventos (alertas) gerados quando o equipamento está sem comunicação com o Concentrador de

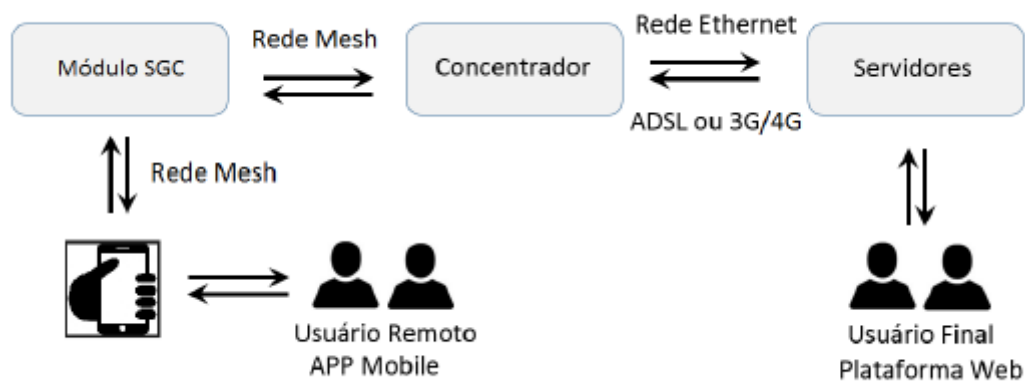
Dados. Após o retorno da comunicação, as mensagens serão enviadas para concentrador de dados e apagadas da memória não volátil.

6.2.5 Operação dos módulos SGC

O Módulo SG pode ser acessado via plataforma Web (Suíte SmartGreen), integrado à plataforma de Medição já existente e operante no Cliente, que proporciona a execução de comandos de corte e religamento, leituras de kWh dos Consumidores (Medidores de Energia Elétrica com saída serial PIMA), verificação de alertas enviados pelo Módulo SG, programação do tempo de envio das leituras, verificação dos parâmetros do Módulo SG, número serial do medidor (lido através da saída serial PIMA).

Outra forma de acesso ao Módulo SG é por um *app mobile*, em regime de contingência podendo executar comandos de corte e religamento (mediante ordens de serviço sincronizadas), leituras de kWh dos Consumidores e verificação de alertas, informações como número serial do medidor (lido através da saída serial PIMA) e número serial do Módulo SG.

Figura 18 - Diagrama de acesso app mobile



Fonte: *SmartGreen*, (2019).

7 CONCLUSÃO E SUGESTÃO DE CONTINUIDADE

No início do ano de 2019 houve um grande temporal em Florianópolis e uma das regiões mais atingidas foi a Lagoa da Conceição. A arquitetura de comunicação *Mesh*, instalada pela empresa *Smart Green*, havia recém sido estruturada. Algumas horas depois do temporal, o sistema de energia elétrica recuperou sua atividade na região e alguns alarmes foram ativados no *software* de gerenciamento de dados da empresa. Contudo, o que se pode concluir a respeito do sistema é que ele é robusto, já que dos duzentos e cinquenta módulos instalados, apenas dois demonstraram problema após o acontecimento, o que mostra um nível geral de eficiência de meio ponto percentual. Ainda assim, são inconclusivos os dados brutos existentes do sistema *Full Mesh* arquitetado no projeto piloto da empresa CELESC, devido ao seu pouco tempo de implementação.

Os estudos presentes neste Trabalho de Conclusão de Curso demonstram pontos interessantes para a utilização da rede de comunicação *Mesh*, desde sua utilização em sistemas de energia elétricos médios, mas principalmente em áreas menores, como as regiões que possuem consumidores do Grupo B de energia elétrica, a qual é ideal para a implementação de Redes Elétricas Inteligentes de comunicação *Mesh*. Juntamente com a tecnologia *Mesh* de comunicação, tanto radial como *Full Mesh*, a medição centralizada se mostrou eficiente em sistemas elétricos com regiões que possuem um grande nível de agressão à rede elétrica, reduzindo drasticamente as perdas comerciais nestas regiões, auxiliadas pela infraestrutura de medição avançada (AMI), sistema composto por medidores de energia elétrica com inteligência embarcada.

Pela análise das hipóteses dos motivos que levam aos consumidores praticarem os furtos e as fraudes no sistema de energia elétrica, paralelamente ao *ranking* de complexidade socioeconômico desenvolvido pela Agência Nacional de Energia Elétrica, a região de Santa Catarina mostrou ainda um notável nível de perdas, que podem ser reduzidas através da utilização das tecnologias estudadas neste trabalho.

Devido às dificuldades de acompanhamento num curto período de tempo ao projeto piloto analisado neste trabalho, bem como a apuração de uma base maior de dados em um projeto de estrutura maior, sugere-se a pesquisa futura em um horizonte de tempo maior, após a instalação dos equipamentos e soluções tecnológicas, para que se possa apurar a real

eficiência e robustez do sistema, bem como aspectos de segurança e verificação de protocolos utilizados no projeto.

REFERÊNCIAS

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica **Relatório Perdas De Energia Elétrica Na Distribuição Edição 01/2019.** Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/documents/654800/18766993/Relat%C3%B3rio+Perdas+de+Energia+Edi%C3%A7%C3%A3o+1-2019-02-07.pdf/d7cc619e-0f85-2556-17ff-f84ad74f1c8d>>.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica **Resolução Normativa nº 414/2010 de 09/09/2010.** Agência informação e documentação, Brasília, 2010.

Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, **Redes Elétricas Inteligentes: Contexto Nacional.** Brasília, 2012.

DOE, U. S. Advanced Metering Infrastructure and Customer Systems: Results from the Smart Grid Investment Grant Program. Office of Electricity delivery and energy reliability, 2016.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE) **Projeto de Demanda Energética Elétrica para os próximos dez anos: informação.** Rio de Janeiro, 2013.

FERNANDES, W.; MATEINI, R.; NETO, A.C. **Implementação de Rede RF Mesh IPv6 baseada em padrões abertos na Medição Centralizada.** Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica. Curitiba, 2016.

NATIONAL INSTITUTE OF STANDARDS AND TECHNOLOGY (NIST), **Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards.** November, 2018.

NEVES, E.L., **Qualidade de Serviço em Redes Mesh.** Janeiro de 2006.

PNUD, Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento **Relatório do Desenvolvimento Humano 2019.** Disponível em: <http://hdr.undp.org/sites/default/files/hdr_2019_pt.pdf>.

QUEIROZ, L.M.O., **Estimação e Análise das Perdas Técnicas na Distribuição de Energia Elétrica.** Campinas, 2010.

Smart Green *Connecting Everything.* Disponível em: <http://www.smartgreen.net/>