

UNIVERSIDADE FEDERAL DE VIÇOSA
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLÓGICAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

JÚLIA PRADO

**ESTUDOS DE CASO DE UM NOVO MODELO DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**

VIÇOSA
2018

JÚLIA PRADO

**ESTUDOS DE CASO DE UM NOVO MODELO DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas da Universidade Federal de Viçosa, para a obtenção dos créditos da disciplina ELT 490 – Monografia e Seminário e cumprimento do requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Mauro de Oliveira Prates

VIÇOSA
2018

JÚLIA PRADO

**ESTUDOS DE CASO DE UM NOVO MODELO DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas da Universidade Federal de Viçosa, para a obtenção dos créditos da disciplina ELT 490 – Monografia e Seminário e cumprimento do requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 03 de dezembro de 2018.

COMISSÃO EXAMINADORA



Prof. Dr. Mauro de Oliveira Prates - Orientador
Universidade Federal de Viçosa



Prof. Dr. José Carlos da Costa Campos - Membro
Universidade Federal de Viçosa



Engenheiro Heitor Sampaio Guimarães - Membro
Universidade Federal de Viçosa

Agradecimentos

Agradeço primeiramente à minha família, meus pais e meu irmão que sempre estiveram ao meu lado. Ao meu amor, que acompanhou de perto a concretização desse sonho que é virar engenheira. Aos meus queridos amigos que passaram comigo por toda essa caminhada da Universidade. Por fim, agradeço ao meu orientador por toda a paciência e dedicação.

Resumo

O Sistema Elétrico de Potência brasileiro já passou por diversas modificações ao longo dos anos, tanto no setor de transmissão quanto no de distribuição. Tendo em vista a distribuição de energia elétrica, novas mudanças podem ocorrer em um horizonte próximo de tempo e são nelas que este trabalho está focado. A utilização de energias renováveis e novas tecnologias de medição inteligente de energia podem alterar o modo como as concessionárias de energia enxergam o cliente e como o próprio cliente enxerga sua fatura. Muitas possibilidades de economia de energia e geração própria de energia elétrica se abrem, pois a quantidade de informação sobre o consumo dos clientes se torna muito maior. Além disso, veículos elétricos e iluminação pública mais econômica são tecnologias novas que ajudam os sistemas de distribuição e transmissão, e também são mais utilizados nesse novo modelo do Sistema Elétrico de Potência. Neste trabalho serão analisadas duas novas tecnologias de medição de energia no mercado brasileiro, uma com comunicação via rádio e outra via linha de energia. Ambas foram instaladas em uma cidade do interior de São Paulo como um projeto de estudo sobre Redes Inteligentes. Como resultados têm-se as curvas de carga horária dos clientes, possibilidade de saber o fator de potência de todos os clientes conectados na distribuidora, leitura de todas as fases conectadas ao cliente e das potências ativas geradas e consumidas na unidade. Além disso, esse projeto foi um teste de segurança para essas novas tecnologias que ainda não haviam sido utilizadas em campo. Além da medição inteligente foram instalados geradores fotovoltaicos nas residências e prédios públicos da região, bem como luminárias públicas novas mais eficientes e econômicas, com a potência ajustável. Os veículos elétricos utilizados no projeto vieram para ajudar na locomoção dos residentes na cidade de forma mais ecológica e renovável, sendo um projeto piloto para mostrar a forma de incluir essas tecnologias nas cidades. Foram utilizadas bicicletas e um ônibus elétrico. De fato foi possível coletar mais dados de consumo e geração de energia dos clientes, possibilitando a geração de curvas de carga reais individuais para cada um, bem como a verificação em tempo real dos níveis de tensão na rede de distribuição. Em iluminação pública o potencial de economia de energia foi de 50% para os postes que tiveram as lâmpadas trocadas. A geração distribuída se mostrou efetiva, sendo verificado o funcionamento correto do sistema de geração fotovoltaica.

Palavras chave: Redes Inteligentes, Medição Inteligente, Geração Distribuída, Sistema de Distribuição.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	7
1.1. JUSTIFICATIVA	10
1.2. OBJETIVOS	11
1.2.1. OBJETIVOS GERAIS	11
1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	11
1.3. ESTRUTURA.....	12
2. LEVANTAMENTO BIBLIOGRÁFICO.....	13
2.1. REDES INTELIGENTES.....	13
2.2. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	13
2.3. MEDIDORES INTELIGENTES	15
2.4. PROJETO CIDADE INTELIGENTE.....	16
3. METODOLOGIA.....	18
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	21
4.1. MEDIÇÃO INTELIGENTE.....	21
4.1.1. RADIO FREQUENCIA (RF)	21
4.1.2. COMUNICAÇÃO PELA LINHA DE ENERGIA (PLC).....	26
4.2. VEÍCULOS ELÉTRICOS	28
4.3. ILUMINAÇÃO PÚBLICA.....	29
4.4. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	30
5. CONCLUSÕES	33
Obras Citadas	34

ÍNDICE DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1- Mapa com as redes de transmissão de energia no ano de 1960 (Eletrobras, 2016).	7
Figura 2 - Mapa com as redes de transmissão de energia no ano de 1980 (Eletrobras, 2016).....	8
Figura 3 - Mapa com as redes de transmissão de energia no ano 2000 (Eletrobras, 2016).	9
Figura 4 - Fluxo de energia no sistema de potência atual. Energia é gerada, transmitida e distribuída na sequência indicada pela seta.....	10
Figura 5 - Capacidade instalada de energia fotovoltaica no mundo. Histórico até 2012 e projeção para 2020, em GW (EIA, 2016).	11
Figura 6 - Modelo DSO, representando cada parte que o integra.....	13
Figura 7 - Quantidade de UC's que possuem GD instalada no Brasil, com informação da classe e da potência por estado (ABGD, N/A).	14
Figura 8 - Representação de uma rede AMI (EDX wireless, 2011).	16
Figura 9 - Bicicletas inteligentes do projeto (Elektro).....	17
Figura 10 - Ônibus elétrico na base de carregamento do projeto (Elektro).	17
Figura 11 - Funcionários da distribuidora instalando painéis fotovoltaicos na residência da cidade.	19
Figura 12 - Disposição dos postes de iluminação pública na região central da cidade de São Luiz do Paraitinga.	20
Figura 13 - Abrangência geográfica de cada tecnologia de medição. Amarelo: PLC de média tensão; azul: RF; roxo: PLC de baixa tensão.	21
Figura 14 - À esquerda: a base de comunicação, à direita: o medidor. O conjunto corresponde ao medidor inteligente RF.	22
Figura 15 - Localização dos medidores RF no centro de São Luiz do Paraitinga.	22
Figura 16 - Curva de variação nas tensões de unidade trifásica – cliente A.	23
Figura 17 - Curva de variação nas tensões de unidade bifásica – cliente B.....	23
Figura 18 - Curva de carga para o cliente A.	24
Figura 19 - Curva de carga para o cliente B.	24
Figura 20 - Medidor carbonizado após incêndio espontâneo.	25
Figura 21 - Medidor PLC utilizado no projeto.	26
Figura 22 - Taxa de sucesso na coleta dos dados de consumo dos clientes PLC.	27
Figura 23 - Relatório extraído do sistema de coleta da tecnologia PLC.	27
Figura 24 - <i>Toten</i> de cadastramento e desbloqueio das bicicletas elétricas.	28
Figura 25 - Luminária pública de LED com filtro para modificar a temperatura da cor da luz.	29
Figura 26 - Iluminação original com lâmpadas de vapor de sódio.	30
Figura 27– Primeira iluminação pública proposta, com temperatura de 6500K.....	30
Figura 28 - Iluminação pública que foi aceita pelo IPHAN, com temperatura de 3000K.	30
Figura 29 - Fatura de energia elétrica de cliente com geração fotovoltaica.....	31
Figura 30 - Fatura de energia elétrica de cliente sem geração fotovoltaica, porém com compensação de outra unidade.	32

1. INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) brasileiro é composto pelos segmentos de Geração, Transmissão e Distribuição de energia elétrica. Cada um desses segmentos funciona de uma determinada forma e trabalham interligados para levar a energia desde as usinas geradoras até os centros consumidores.

A geração é o segmento da indústria de eletricidade responsável por produzir energia e injetá-la no sistema de transmissão, que por sua vez é o encarregado de transportar a energia proveniente das usinas geradoras até as concessionárias (distribuidoras) de eletricidade. No Brasil, o segmento de transmissão se caracteriza por operar linhas em tensão superior a 230 kV. O segmento de distribuição é aquele que recebe a energia do sistema de transmissão e a distribui em tensão menor e de forma pulverizada para os consumidores (ABRADEE, N/A).

Historicamente, a utilização de energia elétrica começou no Brasil no final do século 19, quando o então Imperador D. Pedro II deu a concessão de privilégio para a exploração de iluminação pública a Thomas Edison. Já em 1930, a potência instalada no Brasil chegou a 350 MW, gerados em usinas que hoje seriam consideradas de pequeno porte e que eram pertencentes às indústrias e às Prefeituras. Assim, a primeira metade do século 20 representou a fase de afirmação da geração de eletricidade como uma atividade de importância econômica e estratégica para o país (FERREIRA, 2002).

Após o fim da Segunda Guerra Mundial (1945) o SEP ganhou novas usinas geradoras expressivas, como a construção de uma grande usina com potência instalada de 180 MW, a de Paulo Afonso I. Logo também foram construídas as usinas hidrelétricas de Furnas e Três Marias, com grandes reservatórios (FERREIRA, 2002). Com o aumento da potência instalada no país, as linhas de transmissão de energia também tiveram que se desenvolver para sair das usinas geradoras e alcançar as crescentes cidades e pontos de consumo. Isso pode ser visto comparando-se as Figura 1 e Figura 2. Na Figura 1 vê-se que praticamente não existiam linhas de transmissão, pois em 1960 a energia era gerada em pequenas usinas e consumida localmente. Já na Figura 2, da década de 1980, percebe-se que foram instaladas grandes linhas de transmissão no sul, sudeste e nordeste do país, fazendo a energia viajar de uma geradora para vários centros consumidores.



Figura 1- Mapa com as redes de transmissão de energia no ano de 1960 (ELETROBRAS, 2016).

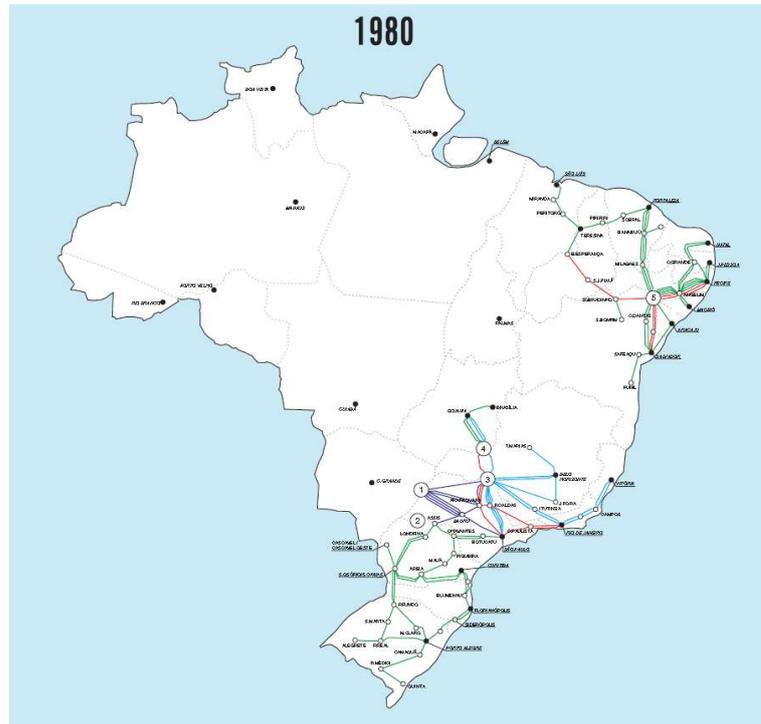


Figura 2 - Mapa com as redes de transmissão de energia no ano de 1980 (ELETROBRAS, 2016).

Percebe-se nas Figura 1 e FIGURA 2 que o sistema de transmissão ainda não era completamente interligado mesmo em 1980, tendo um pólo de transmissão no Sul do país e outro no Nordeste. Porém, já é possível ver que linhas de transmissão próximas começaram a se interconectar, fazendo nascer, pouco a pouco, o Sistema Interligado Nacional (SIN).

Chegando ao fim da década de 1990, ocorreu a primeira grande mudança no SEP Brasileiro: as privatizações das empresas de energia (ANEEL, 2008). Anteriormente, o poder público era quem podia explorar os recursos naturais, como a bacia hídrica, para geração de energia elétrica, bem como transmitir e distribuir a energia gerada. Mas, a partir desta mudança, os três segmentos do SEP deveriam trabalhar separadamente, de forma privatizada, e não poderia haver uma única empresa que gerasse, transmitisse e distribuisse, pois cada segmento seria regulado de uma forma diferente. Houve, também, a criação das agências reguladoras nessa mesma década, como a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). Conforme a Figura 3, percebe-se que no ano 2000 o SIN já se encontrava mais interligado.

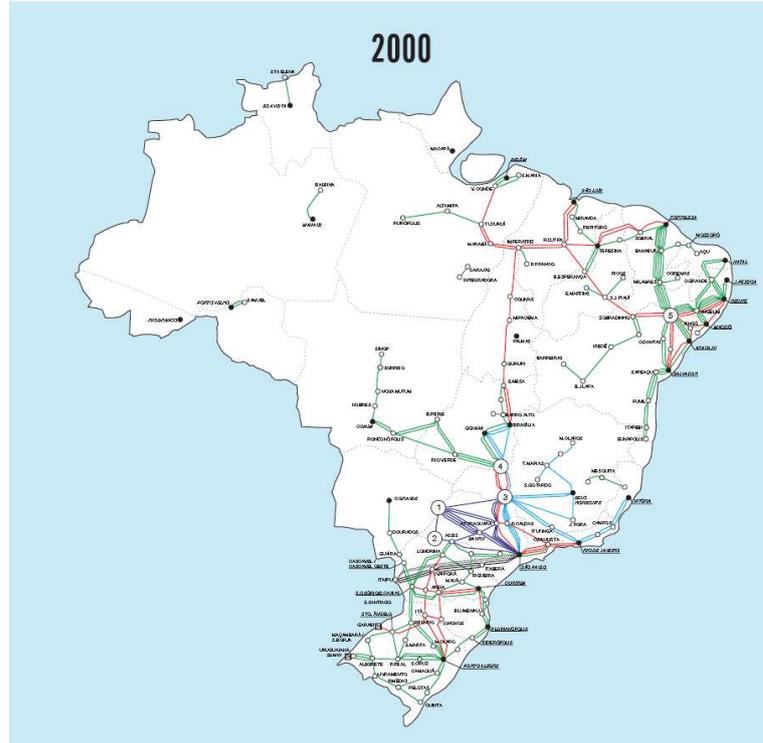


Figura 3 - Mapa com as redes de transmissão de energia no ano 2000 (ELETROBRAS, 2016).

A segunda mudança ocorreu em 2004, com o chamado Novo Modelo do Setor Elétrico, com objetivos principais de garantir segurança e a confiabilidade no suprimento de energia elétrica, promover a modicidade tarifária e promover a inserção social com os programas de universalização (ANEEL, 2008).

Apesar das mudanças ocorridas, desde o início da exploração da eletricidade no país até o momento atual, o sentido do fluxo de potência no SEP não se modificou, como mostrado na FIGURA 4. A energia é gerada nas usinas geradoras, transformando-se energia mecânica, térmica, ou outras fontes em energia elétrica; em seguida, passa pelas linhas de transmissão e distribuição. Por fim, é consumida nas residências, comércio e indústrias.

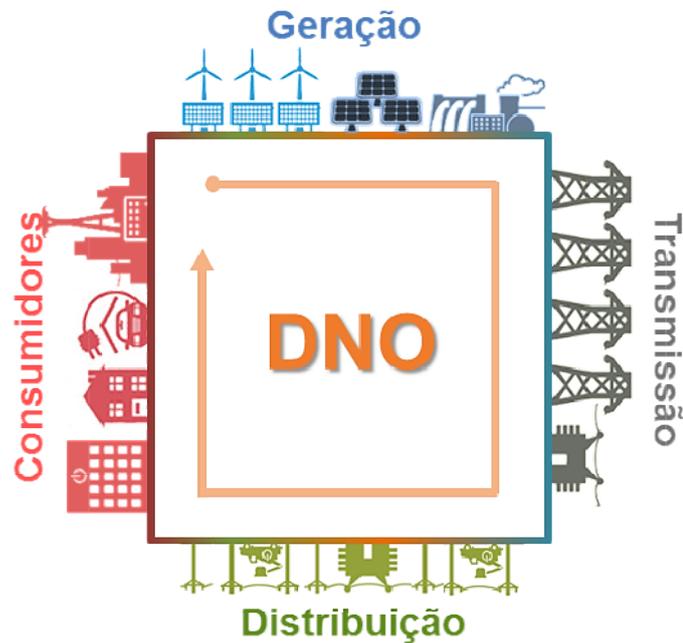


Figura 4 - Fluxo de energia no sistema de potência atual. Energia é gerada, transmitida e distribuída na sequência indicada pela seta.

Como se vê na FIGURA 4, a energia percorre um fluxo unidirecional. Esse modelo é denominado DNO (*Distribution Network Operator* - Operador da Rede de Distribuição), pois as distribuidoras recebem e repassam a energia elétrica operando e monitorando a rede interligada de distribuição. Ao mesmo tempo, o tráfego de informação na rede é pequeno nos consumidores residenciais, pois neles não há grande transmissão de dados de forma *online*. A maior parte das informações se restringe ao grupo de clientes de consumo elevado, enquadrados no Grupo A, juntamente com a reduzida automação de rede existente.

A perspectiva para os próximos anos é que esse modelo atual mude radicalmente com mais entradas da geração distribuída (GD), como energia fotovoltaica, além da melhora no armazenamento de energia. E mais, a tendência é a criação de demanda flexível e medição inteligente de energia elétrica na rede de distribuição residencial. Ainda, os avanços na área de telecomunicações e tecnologia da informação já estão deixando as soluções mais acessíveis e menos custosas, o que permite que o consumo de energia elétrica se torne mais eficiente e flexível (PÉREZ-ARRIAGA & KNITTEL, 2016).

1.1. JUSTIFICATIVA

Para que as distribuidoras de energia elétrica estejam preparadas para a iminente mudança no setor, é necessário que ocorram estudos de casos ocorridos no sistema de distribuição e sua evolução durante os anos. Inclusive, a partir de pesquisas em cima dos casos, é possível que as empresas distribuidoras se desenvolvam e utilizem seu sistema de forma mais eficiente, reduzindo custos de operação e otimizando a utilização de sua infra-estrutura.

As mudanças já estão ocorrendo, mesmo que timidamente, mas tendendo a aumentar. A Figura 5 mostra o aumento da potência instalada de geração distribuída, por meio de painéis fotovoltaicos, no mundo de 2006 a 2012 e a previsão para o ano de 2020.

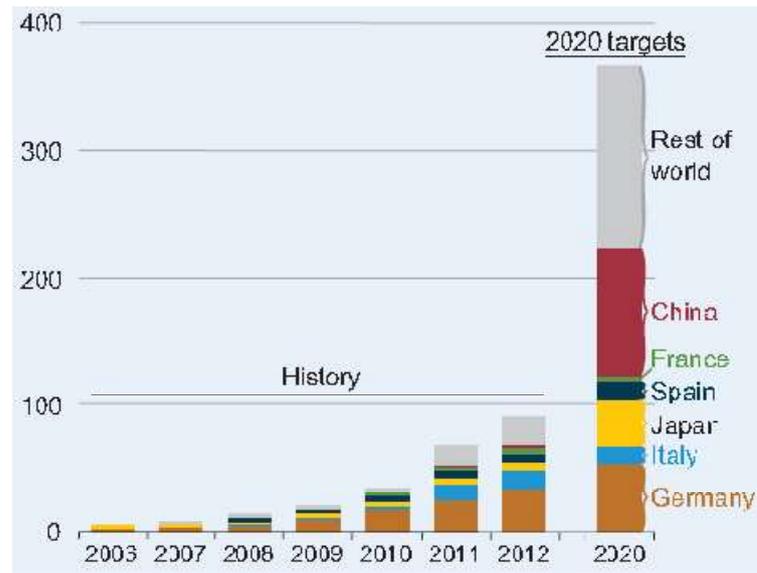


Figura 5 - Capacidade instalada de energia fotovoltaica no mundo. Histórico até 2012 e projeção para 2020, em GW (EIA, 2016).

Sendo assim, este trabalho fica justificado por trazer uma pesquisa de como foi, como é e de como possivelmente ficará o sistema de distribuição de energia elétrica no Brasil, trazendo estudos de casos reais e atuais.

1.2. OBJETIVOS

Os objetivos se dividem em objetivos gerais e objetivos específicos.

1.2.1. OBJETIVOS GERAIS

O objetivo geral deste trabalho é apresentar um caso de implantação de rede inteligente, demonstrando as tendências para o futuro do sistema elétrico de potência brasileiro, por meio da análise das mudanças de direção no fluxo de potência e de dados em relação ao que existe atualmente.

Dentro deste objetivo, o conceito de rede inteligente (*Smart Grid*) será explicado, mostrando como ele se encaixa no novo modelo de distribuição de energia.

1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analisar a estrutura atual do sistema de distribuição de energia elétrica no Brasil;
- Analisar projetos reais de redes inteligentes de distribuição, que estão sendo implementados no Brasil por uma concessionária pertencente a um grupo multinacional, trazendo dados extraídos dos projetos;
- Comparar a estrutura atual de distribuição de energia elétrica no Brasil aos projetos de rede inteligente que estão sendo desenvolvidos, apontando as modificações necessárias no sistema de operação atual para atingir-se a implementação da rede inteligente em grande escala no país, tornando as distribuidoras Operadoras do Sistema de Distribuição (DSOs);
- Analisar dados reais extraídos dos projetos, como curva de carga de consumidores, faturas no novo modelo que inclui geração distribuída, entre outros.

1.3. ESTRUTURA

O primeiro item deste trabalho foi a introdução. Nela foi feito um breve resumo da atual estrutura do sistema elétrico de potência brasileiro, que será base de comparação nas discussões.

No segundo item deste trabalho serão explicitados os conceitos utilizados no decorrer do texto, por meio de um levantamento bibliográfico. É muito importante fundamentar os conceitos utilizados para embasar os resultados obtidos.

Já o terceiro item se refere à metodologia utilizada para esse estudo. Nele o leitor encontrará as etapas de levantamento de dados, etapas do estudo de caso e como foram feitas as análises sobre os dados.

Por fim, o quarto item se refere às discussões e conclusões desse trabalho teórico, onde os resultados obtidos com a metodologia do terceiro item se desdobram em conclusões acerca do tema do trabalho.

2. LEVANTAMENTO BIBLIOGRÁFICO

Será discutido nesse capítulo o embasamento teórico necessário para a utilização dos conceitos aplicados nesse trabalho.

2.1. REDES INTELIGENTES

Rede Inteligente, do inglês *Smart Grid*, é um conceito que diz que as redes de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica devem ser mais confiáveis, mais eficientes, com presença forte de comunicação entre concessionária e cliente, comunicação entre os dispositivos da própria concessionária e maior utilização de energias renováveis do que as redes existentes atualmente (GERS, 2014). Isso se consegue principalmente através de automação da rede e investimentos em equipamentos com capacidade de comunicação, seja via rádio, internet, pela própria linha de energia ou satélite. Esses equipamentos são medidores, concentradores, servidores entre outros para telecomunicação.

Atualmente as redes de distribuição são projetadas para suportar a demanda de pico dos consumidores, que são tidos como passivos. Com o advento das Redes inteligentes, o consumidor passa a ter um caráter ativo, pois poderá controlar sua demanda, seu consumo e sua geração (PÉREZ-ARRIAGA & KNITTEL, 2016).

Com isso, o perfil do sistema de distribuição começa a se modificar. A introdução de medidores inteligentes, de geradores distribuídos, de sistemas de automação que sejam capazes de reportar os dados da rede de distribuição em tempo real e atuar automaticamente de forma coordenada, de controle de cargas inclusive em baixa tensão, entre outros, geram muitas novas informações para as distribuidoras de energia. Isso possibilita inúmeros avanços no monitoramento, no planejamento e na operação da rede de distribuição (TOLEDO, 2012).

Assim, o que antes era chamado de DNO (*Distribution Network Operator* - Operador da Rede de Distribuição) passa a ser o DSO (*Distribution System Operator* - Operador do Sistema de Distribuição), conforme a Figura 6. O que antes era uma rede interconectada de cabos passa a ser um sistema complexo medido cuidadosamente em diversos pontos que reportam seus valores à distribuidora.



Figura 6 - Modelo DSO, representando cada parte que o integra.

O fluxo de energia deixa de ser unidirecional com o advento da Geração Distribuída, pois energia começa a ser gerada no mesmo local onde será consumida, e o fluxo de dados aumenta exponencialmente no sistema (TOLEDO, 2012).

2.2. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

De acordo com a ANEEL, a Geração Distribuída (GD) é definida como: “Instalação de geradores de pequeno porte, normalmente a partir de fontes renováveis ou mesmo utilizando combustíveis fósseis, localizados

próximos aos centros de consumo de energia elétrica” (ANEEL, 2016). No contexto deste trabalho a GD está presente dentro dos centros de consumo, instalada em residências, clientes industriais e comerciais. Isso significa que conforme a presença da GD aumentar, o SEP se tornará menos centralizado e mais distribuído, pois não temos geração concentrada na ponta do sistema, mas também permeando os outros setores (PÉREZ-ARRIAGA & KNITTEL, 2016).

Os tipos de geração considerados como GD são (INEE, N/A):

- Co-geradores;
- Geradores que usam como material os resíduos de processos;
- Geradores de emergência;
- Geradores para operação no horário de ponta;
- Painéis fotovoltaicos;
- Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's).

O panorama atual da GD no Brasil é ilustrado no mapa da Figura 7, que mostra a quantidade de Unidades Consumidoras (UC's) com GD que existem em cada estado do país, a porcentagem de cada classe e a potência instalada média no estado. Nesta figura consideram-se todos os tipos de GD.

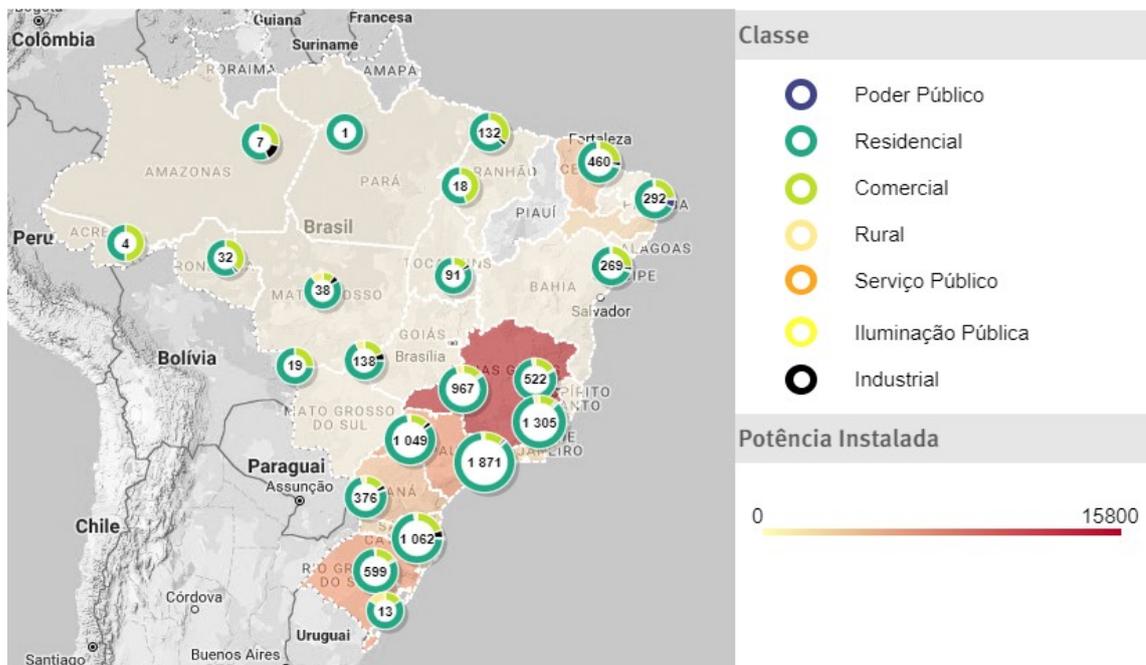


Figura 7 - Quantidade de UC's que possuem GD instalada no Brasil, com informação da classe e da potência por estado (ABGD, N/A).

Na Figura 7 vê-se que os estados com maior quantidade de usinas de GD instaladas são Minas Gerais e São Paulo, com respectivamente 1973 e 1793 pontos de geração. Do total de usinas instaladas (cerca de 10.000), a grande maioria é referente à geração por energia solar fotovoltaica, com mais de 9.000 unidades geradoras espalhados no Brasil (ABGD, N/A).

A legislação vigente para a GD começou a ser formulada com a consulta pública da ANEEL em setembro de 2010, que resultou na Resolução Normativa - REN nº 482/2012, em 17 de abril de 2012. Em 2015 essa norma foi revisada para ficar compatível com outras normas da agência, culminando com a Resolução Normativa - REN nº 687/2015 (ANEEL, 2016).

Esta última inclui, por exemplo, diretrizes para o tipo de medição que deve ser utilizada nas UC's com GD. A medição para elas deve atender às mesmas especificações exigidas para UC's comuns conectadas no

mesmo nível de tensão, incluída a funcionalidade de medição bidirecional (entrada e saída de energia da UC). O custo da instalação da medição é da concessionária de energia (ANEEL, 2016).

Um dos benefícios mais atrativos da norma sobre GD é que, caso uma UC produza mais energia do que ela consome, ela pode injetar o excedente na rede de distribuição, ficando com um crédito junto à concessionária para utilizar nos próximos 60 meses. Ainda, se o mesmo proprietário tiver duas UC's cadastradas no mesmo CPF e na mesma área de concessão, ele pode utilizar uma porcentagem do excedente da geração da GD em forma de desconto na outra unidade de sua titularidade. Apesar disso, a conta das unidades não é anulada pois deve ser cobrada a taxa de disponibilidade do sistema que varia de acordo com o padrão do cliente, conforme Tabela 1 (ANEEL, 2016).

Tabela 1 - Taxa de disponibilidade por tipo de padrão de conexão do cliente no sistema de distribuição.

Padrão de conexão do cliente	Taxa de disponibilidade
Monofásico	30 kWh
Bifásico	50 kWh
Trifásico	100 kWh

Deixando de lado a análise de legislação que beneficia os clientes que possuem GD nas suas UC's, a GD também é um benefício para o SEP em geral. Isso ocorre porque a presença de pequenos geradores distribuídos próximos dos centros consumidores evita investimentos em expansão no sistema de distribuição, pois menos energia terá que percorrer os fios da concessionária. Além disso, o nível de tensão da rede fica melhor e é possível melhorar a curva de carga da região na qual a GD está instalada. Apesar disso, a rede fica mais complexa de ser operada, pois é necessário maior controle da carga e da geração para que a rede não fique sub ou super dimensionada (ANEEL, 2008).

2.3. MEDIDORES INTELIGENTES

Os novos métodos para realizar a medição de energia são as principais partes de uma rede inteligente (GERS, 2014). Isso porque sem essas novas metodologias de medição, não existem dados suficientes para analisar e tomar decisões em relação aos consumidores. Eles consistem em medidores digitais de energia elétrica conectados diretamente ao sistema da concessionária, com capacidade de realizar diversas funções além da convencional de medir a energia consumida nos clientes (SMART GRID, N/A).

O que mais se modificou entre o medidor de energia convencional (mecânico, eletromecânico ou digital) para o inteligente é o fato de o segundo ter a capacidade de formar uma rede de comunicação com os medidores vizinhos. As informações de consumo do cliente são transmitidas por uma rede de dados até chegar à concessionária, onde serão utilizadas para faturamento e análises de carga. Além disso, a medição agora passa a ser bidirecional, sendo possível registrar tanto a energia consumida quanto a energia ativa que é gerada pelo cliente (TOLEDO, 2012), o que facilita a introdução de GD nas Unidades Consumidoras.

Esses medidores também são mais seguros quando se trata de furto de energia, pois possuem uma série de alarmes que são ativados quando alguma situação fora do comum ocorre. Exemplos são: um alarme é enviado à distribuidora quando o cliente abre a tampa do medidor; outro alarme é enviado caso o cliente esteja com a energia cortada e, mesmo assim, haja energia do lado consumidor do medidor. Sendo assim, a distribuidora tem insumos para realizar fiscalizações assertivas.

Neste trabalho serão abordadas duas tecnologias de medição inteligente: a RF (Rádio frequência) e a PLC (*Power Line Communication* – Comunicação via rede elétrica). Ambas formam a rede de AMI (*Advanced Metering Infrastructure* – Infraestrutura Avançada de Medição), juntamente com os demais aparelhos que possibilitam seu funcionamento, como rádios de comunicação, repetidores de sinal, concentradores de dados, etc.

Tanto a rede RF quanto a PLC possuem a mesma idéia por trás, que é um medidor comunicar-se com os que estão ao seu redor, passando a informação de consumo da sua unidade consumidora até chegar a um concentrador de dados, que manda a informação para a concessionária. O que as diferencia é que a tecnologia RF não utiliza um meio físico para transferir os dados do medidor até o concentrador, ela utiliza ondas de rádio pelo ar, enquanto a tecnologia PLC utiliza a própria rede elétrica para mandar os dados dos clientes, porém numa frequência muito maior do que a da rede (Smart Meter Harm, 2016). Tanto uma quanto a outra podem ser representadas pela FIGURA 8, na qual o *collector* representa o concentrador de dados, o *meter* representa os medidores de energia e o *repeater* é o repetidor de sinal.

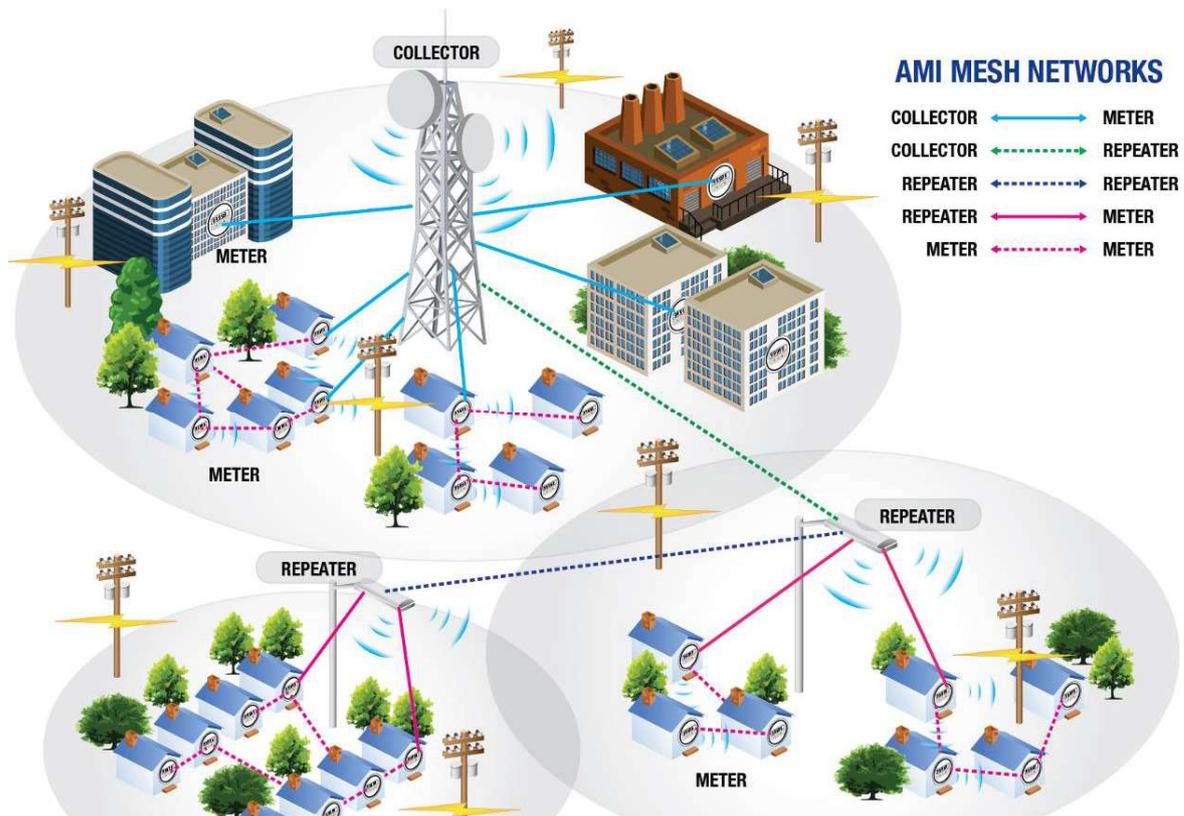


Figura 8 - Representação de uma rede AMI (EDX WIRELESS, 2011).

Neste trabalho foi usado medidor inteligente RF configurado para trazer medição horária do cliente, enquanto o PLC trazia uma medição ao dia.

2.4. PROJETO CIDADE INTELIGENTE

Como o objetivo deste trabalho é analisar o sistema de distribuição nacional, e também as tendências futuras com relação à medição inteligente e a geração distribuída de energia, optou-se por explicitar nesta seção um projeto real de implantação de uma cidade inteligente.

Trata-se de um projeto de P&D (Pesquisa e Desenvolvimento) que teve seu início em 2014, realizado por uma distribuidora de energia elétrica do interior de São Paulo em parceria com a ANEEL. O projeto foi inteiramente implantado na cidade de São Luiz do Paraitinga, cidade histórica do interior de São Paulo com 10.000 habitantes.

Ele integrou mais de 5000 pontos consumidores que foram todos contemplados com medição inteligente. Além disso, outras tecnologias que tornaram a cidade inteligente foram: bicicletas elétricas (Figura 9) e ônibus elétrico (Figura 10), iluminação pública inteligente (mais econômica e com potência ajustável) e 12 pontos de geração distribuída com painéis fotovoltaicos.

Outro escopo do projeto foi a interação com a comunidade para ensinar os conceitos envolvidos no projeto (ELEKTRO, 2014), que são os explicitados anteriormente.



Figura 9 - Bicicletas inteligentes do projeto (ELEKTRO).



Figura 10 - Ônibus elétrico na base de carregamento do projeto (ELEKTRO).

A base para o presente estudo foram, principalmente, os resultados desse projeto de P&D, que serão detalhados nos próximos capítulos com os resultados, discussões e conclusões.

3. METODOLOGIA

Para realização deste trabalho foi utilizado o caso de implantação de *Smart Grid* descrito anteriormente, o projeto Cidade Inteligente. Para possibilitar sua escrita, primeiramente foi realizado um estudo profundo do projeto, dos seus processos e como sua implantação impactou na operação da empresa de distribuição do local.

Para contextualizar, é importante destacar que este trabalho é fruto de um estágio realizado em uma distribuidora de energia, no período de julho de 2017 até julho de 2018, na cidade de Campinas. Essa empresa é parte de um grupo espanhol e atua no interior de São Paulo e no Mato Grosso do Sul, atendendo mais de 2 milhões de pessoas. Além disso, a empresa conta com 113 mil km de redes de distribuição 3869 MVA de potência instalada.

Durante o estágio, acompanhou-se de perto o final da implantação da medição inteligente no projeto Cidade Inteligente, até o meio de 2018. Foi definida uma metodologia de análise para cada item dentro do projeto para definir se a sua implantação foi bem sucedida. Como o projeto já estava avançado no início do estágio, a fase de implantação já havia praticamente terminado, de acordo com o cronograma do projeto, e as análises ainda deveriam ser feitas. Apesar disso, foram realizadas 3 visitas na cidade de São Luiz do Paraitinga para conhecer o processo de instalação de medidores, realização de treinamento e conhecimento dos locais com GD.

Em seguida, a finalização das instalações de medidores inteligentes passou a ser o foco do estágio, com foco na tecnologia de comunicação via rádio (RF) e também a comunicação com os fornecedores do projeto, para que seu fechamento ocorresse da melhor forma possível.

Com os medidores inteligentes RF, obteve-se os dados de medição bidirecional dos clientes de hora em hora, que eram enviados para uma base *online*. A base de dados era extraída na plataforma do fornecedor, de todos os dispositivos conectados. Esta base de dados contém o nome do medidor, número da UC, data e hora da leitura, tensões e correntes das três fases, potência gerada, potência consumida ativa e reativa e fator de potência.

Assim, a base continha todas as medições de todos os medidores durante um período definido. Foi definido que seriam feitas extrações de 3 meses para angariar o máximo de medidores inteligentes funcionais possíveis. Para analisar as informações, as leituras foram agrupadas por medidor e organizadas cronologicamente. Foram considerados medidores com comunicação efetiva aqueles que apresentaram medições durante 5 dias seguidos, sem deixar de registrar mais do que 3 medições seguidas. Após 5 dias seguidos o medidor poderia perder 3 medições e voltar a registrar corretamente, ainda sendo considerado como efetivo.

O medidor PLC apresentou dificuldades na definição de como seria sua utilização no projeto. Como ele utiliza a linha de distribuição para formar a rede entre os medidores, utilizando uma frequência maior do que a da rede, surgiu a preocupação em relação aos transformadores presentes na rede, pois eles funcionam como filtros para altas frequências. Sendo assim, foi feito um estudo dentre os protocolos de PLC para escolher o que funcionaria melhor com frequência de transmissão de dados baixa.

Os dados de medição que eram trazidos nesta tecnologia eram o nome do medidor, número da UC, data e hora da leitura e o status da leitura, dizendo se era válida ou não perante o próprio sistema.

Após escolher a tecnologia, definiu-se que seria considerado como sucesso de leitura do cliente PLC aquela que estava agendada para o dia e foi recebida no sistema de coleta de dados online. 100% dos clientes eram agendados todos os dias e a taxa era calculada pelas leituras recebidas diariamente sobre o total de clientes. Como o volume de medições para esta tecnologia foi muito reduzido quando comparada com a da tecnologia RF não foi necessário um controle tão apurado quanto ao descrito para a outra tecnologia.

Em relação à geração distribuída, 12 UC's foram selecionadas para instalação de pequenas centrais geradoras fotovoltaicas, entre as quais estavam residências e prédios públicos. A Figura 11 mostra os painéis sendo instalados no telhado de uma das residências.



Figura 11 - Funcionários da distribuidora instalando painéis fotovoltaicos na residência da cidade.

Foram analisados dois casos: o primeiro tem 11 unidades consumidoras que possuem painéis solares e produzem energia apenas para seu consumo próprio, enquanto que o segundo tem 1 unidade na qual a energia é gerada para consumo próprio e o excedente é abatido em outra unidade registrada no mesmo CPF. Foi extraída a conta de energia para os dois casos para analisar como a geração afeta na conta de energia. Além disso, para o segundo caso, um dos objetivos foi verificar o funcionamento da legislação em relação à GD, se o excedente realmente seria abatido na outra UC.

O consumo mensal do cliente é calculado na fatura fazendo-se a subtração entre o valor medido atualmente e o valor medido no mês anterior e a energia injetada na rede pela geração segue o mesmo raciocínio.

Quanto aos veículos elétricos, uma análise de aceitação foi feita em cima das bicicletas elétricas, pois elas eram para utilização dos moradores de São Luis do Paraitinga, enquanto o ônibus foi apenas para exposição desse tipo de tecnologia que ainda podem ser implementadas.

A iluminação pública não teve sua capacidade inteira utilizada pelo projeto, então sua análise de efetividade foi apenas em relação ao funcionamento, não em relação ao consumo real da lâmpada. Foi feita uma análise com base nas potências nominais das luminárias públicas já existentes e as novas de LED para inferir qual seria a economia. Mais da metade das lâmpadas utilizadas em São Luiz do Paraitinga eram de Vapor de Sódio de 100W, correspondendo a, aproximadamente, 90kW de potência na iluminação pública no município. Conforme a Tabela 2. Dessas, foram escolhidas 20 luminárias de 100W para serem substituídas pelas de LED, que possuem potência nominal de 50W.

Tabela 2 - Relação de luminárias públicas e suas respectivas potências.

Tipo	Vapor Mercúrio 80W	Vapor Sódio 70W	Vapor Sódio 100W	Vapor Sódio 250W	TOTAL
Quantidade	1	174	429	139	743
Potência	80	12.180	42.900	34.750	91.910

A disposição dos postes na área central da cidade pode ser vista na Figura 12. Foram escolhidos 120 deles para a instalação das luminárias, por ser apenas um piloto de iluminação pública inteligente.

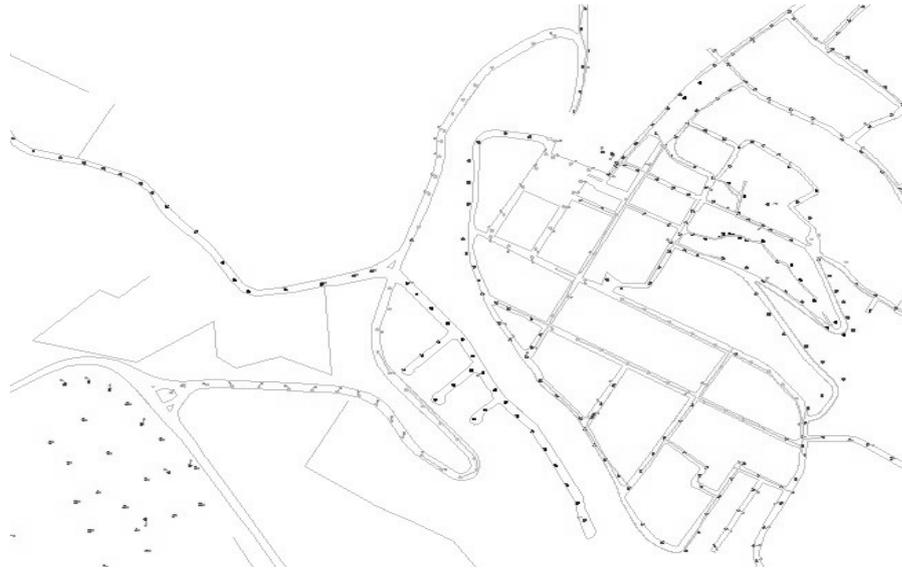


Figura 12 - Disposição dos postes de iluminação pública na região central da cidade de São Luiz do Paraitinga.

Como São Luis do Paraitinga é uma cidade histórica, a nova iluminação pública teve que ser adequada para não modificar a identidade visual da cidade, que era amarelada. Sendo assim, foi ajustada a temperatura da luz das luminárias de LED de 6500K para 3000K para que mantivesse visual da cidade.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados obtidos neste projeto de implantação de redes inteligentes serão explicitados a seguir e podem ser divididos nas vertentes presentes no projeto Cidade Inteligente:

- Medição inteligente;
- Veículos elétricos;
- Iluminação pública;
- Geração Distribuída.

4.1. MEDIÇÃO INTELIGENTE

A medição inteligente foi a vertente central do projeto, pois é nela que se baseia uma rede inteligente. Como explicitado anteriormente foram utilizadas duas tecnologias de medição: radio frequência (RF, do inglês *Radio Frequency*) e comunicação pela linha de energia (PLC, do inglês *Power Line Communication*), que obtiveram resultados muito diferentes.

A abrangência de cada tecnologia está demonstrada na Figura 13, na qual a cor amarela representa a extensão de medidores PLC de média tensão na área rural, a cor azul demonstra a tecnologia RF na região mais central da cidade e a cor roxa é outra tecnologia PLC, que não será abordada com profundidade neste trabalho.

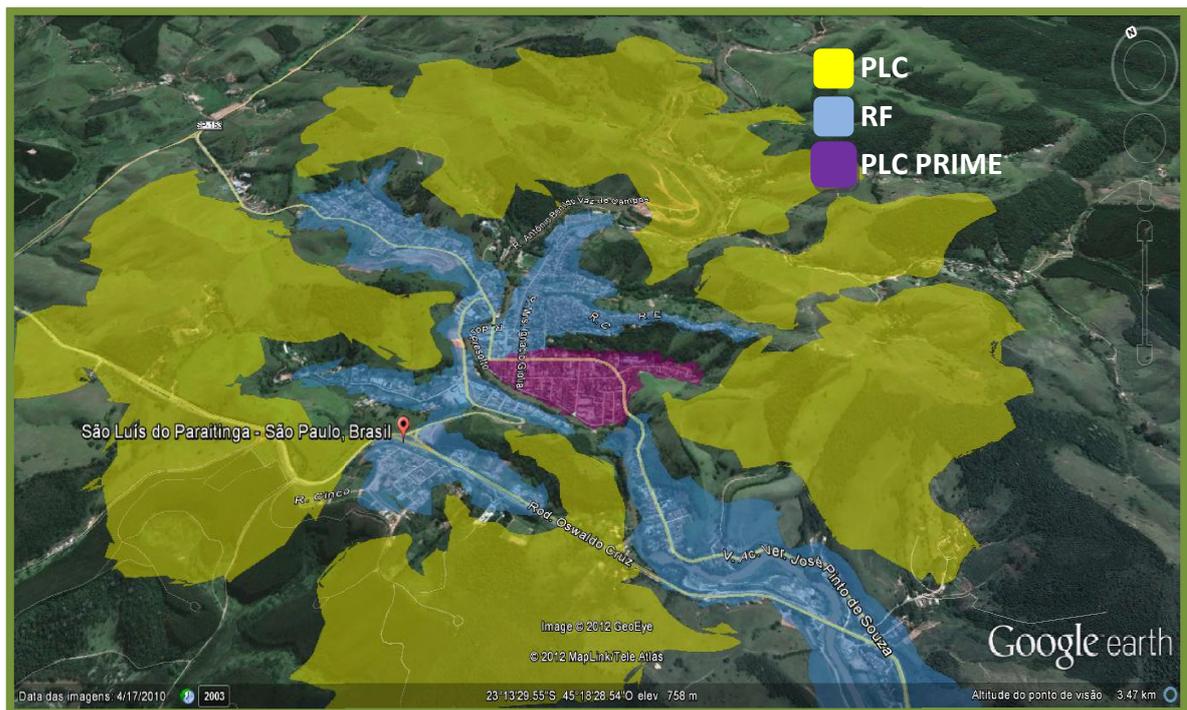


Figura 13 - Abrangência geográfica de cada tecnologia de medição. Amarelo: PLC de média tensão; azul: RF; roxo: PLC de baixa tensão.

4.1.1. RADIO FREQUENCIA (RF)

Os medidores com comunicação RF foram desenvolvidos especialmente para o projeto de P&D, pois ainda não existiam modelos com esta tecnologia no mercado brasileiro. A solução foi utilizar uma base inteligente encaixada no medidor convencional, capaz de realizar corte e religamento de energia remotamente e fazer a comunicação por meio de radio frequência com os demais medidores e concentradores. O medidor e a base de comunicação estão mostrados na Figura 14.



Figura 14 - À esquerda: a base de comunicação, à direita: o medidor. O conjunto corresponde ao medidor inteligente RF.

Foram instalados 2300 medidores em residências e comércios localizados na região central da cidade de São Luiz do Paraitinga (SLP) para garantir a concentração necessária de medidores na rede. Para a região mais concentrada, os pontos com RF foram dispostos conforme a Figura 15.

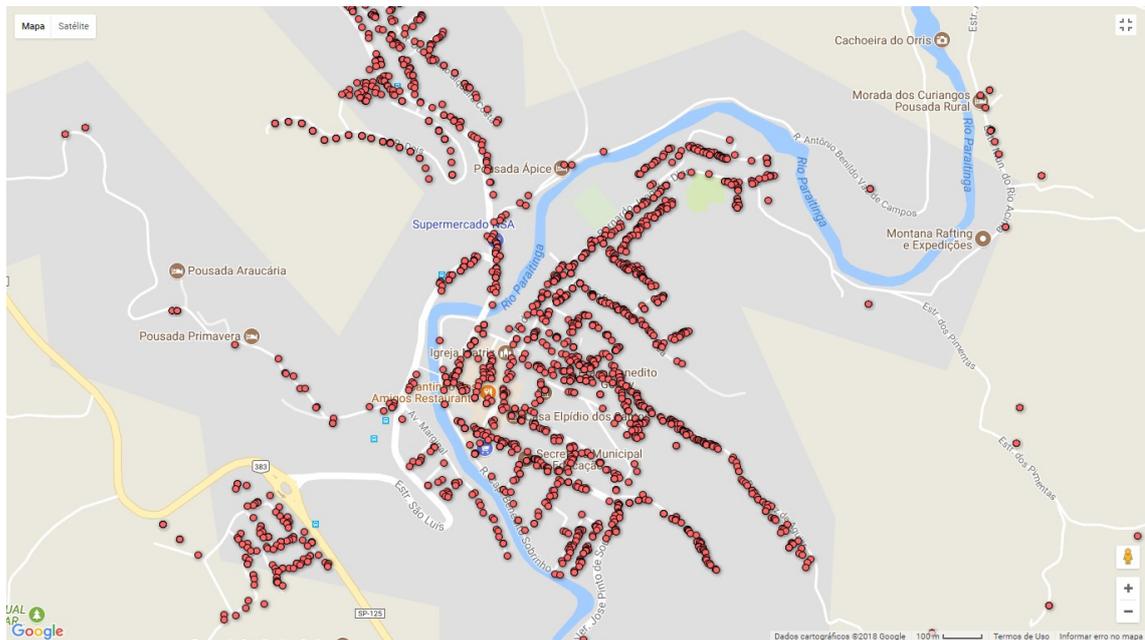


Figura 15 - Localização dos medidores RF no centro de São Luiz do Paraitinga.

Ocorreram diversas dificuldades com a utilização da rede de RF. Por ser um equipamento novo, que ainda não havia sido testado em campo, houveram problemas de comunicação de um dispositivo com o outro e de integração com o sistema de faturamento da concessionária. Apesar disso, foi possível coletar dados de 359 medidores, dentre eles trifásicos, bifásicos e monofásicos, com a grande maioria sendo medida em baixa tensão. Esse número representa 15,6% do total instalado.

Os dados coletados foram informações de tensão, corrente, potência ativa e reativa e fator de potência das unidades consumidoras, o que permitiu fazer diversas análises de qualidade de energia na rede de SLP.

Utilizando como exemplo duas unidades aleatorias, vê-se nas Figura 16 e Figura 17 a variação das tensões no decorrer de 24 horas. O Cliente A (Figura 16) é um cliente de grande porte, trifásico e medido em baixa tensão, sendo um serviço público, enquanto o Cliente B (Figura 17) é um residencial bifásico, também medido em baixa tensão.

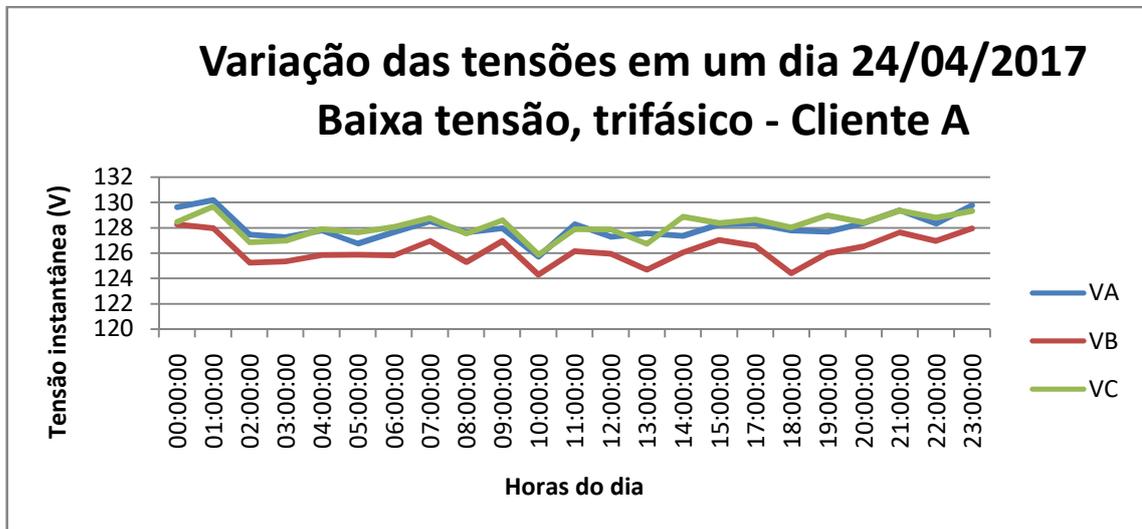


Figura 16 - Curva de variação nas tensões de unidade trifásica – cliente A.



Figura 17 - Curva de variação nas tensões de unidade bifásica – cliente B.

Analisando os gráficos fica claro que neste dia em particular a tensão da fase B estava abaixo das demais tensões, mas ainda se encontra dentro dos limites estabelecidos pela ANEEL. Como os consumidores ficam distantes um do outro, o nível de tensão médio dos dois é diferente, conforme a Tabela 3 abaixo.

Tabela 3 - Tensões médias dos clientes A e B no dia 24/04/2017.

Tensão	Cliente A	Cliente B
VA	128,05	128,65
VB	126,26	126,56
VC	128,15	-

Isso mostra como o sistema de distribuição real não é perfeitamente equilibrado e esses dados podem ser utilizados como insumos de onde se deve colocar reguladores de tensão e bancos de capacitores na rede.

A possibilidade por si só de acompanhar horariamente o consumo de dois clientes do grupo B, que são em sua maioria residenciais e pequenos comércios, já é um avanço em relação ao atual estado do sistema de distribuição de energia, que permite coleta de dados apenas uma vez ao mês, no dia da etapa de faturamento do cliente. Atualmente o medidor individual dos clientes do grupo B não possui qualquer ligação *online* com a concessionária, então um leiturista passa na unidade consumidora e realiza a leitura do consumo apenas uma vez ao mês. O medidor inteligente possibilita que sejam feitas 24 leituras em um único dia.

Além da comparação dos níveis de tensão também foram analisados os dados de potência dos mesmos clientes. Como as medições são feitas horariamente foi possível fazer a curva de carga para o mesmo dia de consumo, conforme as Figura 18 e Figura 19.

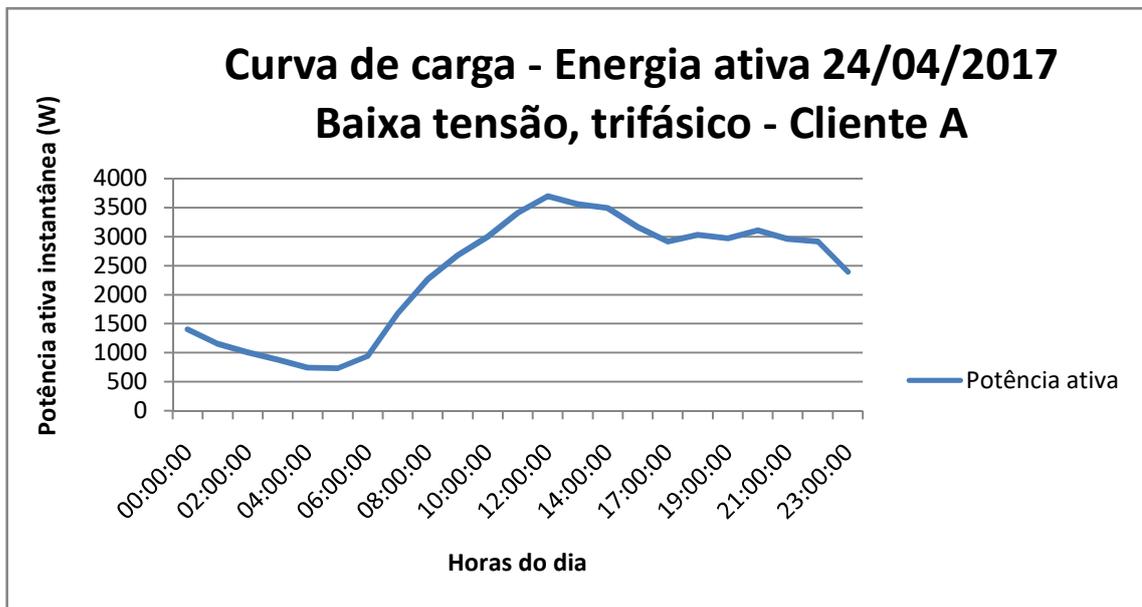


Figura 18 - Curva de carga para o cliente A.



Figura 19 - Curva de carga para o cliente B.

A informação da curva de carga não é individual por cliente atualmente. Como os medidores atuais não possuem um banco de dados com o consumo do cliente seria impossível fazer a curva de carga individualizada dos clientes. Já com os medidores inteligentes fazer a curva de carga é simples e pode ajudar tanto o cliente quanto a distribuidora de energia.

Com a curva de carga é possível traçar planos de ação para reduzir o consumo do cliente, pois por ela sabe-se a hora de pico de consumo e a média de consumo diário. Além disso, ela fornece informações para a distribuidora sobre o perfil de seus clientes, ajudando a sanar eventuais problemas em pontos específicos da rede, tornando o sistema mais robusto e confiável.

Apesar dos ganhos em informação dos clientes mostrados acima que essa tecnologia traz para o sistema de distribuição, o dispositivo de medição utilizado apresentou risco de segurança ao patrimônio e à população da cidade em alguns pontos instalados, pois ele entrava em curto circuito sem motivos aparentes. O dispositivo foi desenvolvido exclusivamente para o projeto de P&D e, apesar de algum dano causado, foi o melhor cenário para a detecção dessa falha, pois a quantidade de medidores era bastante pequena quando comparada à quantidade total de clientes dessa distribuidora (3000 em 2,5 milhões de medidores instalados).

Por causa dos casos de curto circuito foi necessário contratar um laboratório reconhecido para realizar análises físicas nos medidores e o diagnóstico declarou-os inseguros, fazendo com que fossem retirados em sua totalidade do campo. A Figura 20 mostra o estado do medidor após um caso de incêndio espontâneo que ocorreu.



Figura 20 - Medidor carbonizado após incêndio espontâneo.

Foi verificado que havia problemas de projeto no medidor que o tornavam inseguros, por exemplo, na distância de escoamento entre os pinos que era menor do que a indicada pela ABNT. Ainda foi feita uma análise quanto a quantidade de medidores que carbonizaram e a taxa de falha deste fabricante para o modelo de medidor inteligente utilizado chegou a 0,6% do total instalado, sendo que a taxa normal para outros fabricantes é de 0,1%.

Apesar dos problemas enfrentados por este modelo de medidor, a tecnologia se mostrou de fato útil ao sistema elétrico, pois fornece muita informação sobre o consumo do cliente. Além dos dados de potência e tensão demonstrados anteriormente, com ela foi possível observar ainda o fator de potência do cliente, permitindo agir diretamente em setores problemáticos. Além disso, possibilita ver a saúde da rede pelo nível de

tensão lido horariamente nos clientes e realizar ações imediatas para corrigir erros maiores do que os permitidos pelas normas. Ainda, com os dados de curva de carga dos clientes é possível ver qual é o costume de utilização de energia do cliente e propor formas de economizar energia.

4.1.2. COMUNICAÇÃO PELA LINHA DE ENERGIA (PLC)

Essa tecnologia foi utilizada principalmente na área rural de São Luiz do Paraitinga, que é bastante extensa e de difícil acesso, pois existem muitas estradas de terra e a região é montanhosa. Além disso, a distribuição de energia na área rural é diferente da feita na área urbana da cidade, pois um transformador rural pode alimentar apenas uma ou duas residências, o que não ocorre normalmente nas cidades. Na região central, um transformador pode alimentar dezenas de residências.

Foram instalados 1733 medidores PLC iguais aos vistos na Figura 21. Como essa tecnologia utiliza a própria linha de energia da rede de distribuição, o fato de existirem transformadores é um problema, pois eles são indutores e servem como filtros para as frequências altas. Sendo assim, dentre as tecnologias existentes de PLC, a escolhida para implantação em maior número foi a TWACS (*Two-Way Automatic Communication System* – Sistema automático de comunicação bidirecional) com frequência de transmissão menor do que 3kHz. A baixa frequência fez com que o tempo de coleta dos dados fosse grande, limitando a quantidade de medições a uma por dia por cliente.



Figura 21 - Medidor PLC utilizado no projeto.

Apenas a título de curiosidade, uma segunda tecnologia foi escolhida para ser testada, a PLC Prime, que teve apenas cerca de 70 medidores comissionados no projeto. Ele utiliza frequência mais alta, na faixa de 45 a 500 kHz, e por isso já representava um problema quanto aos transformadores, necessitando de repetidor de sinal em todos os transformadores. Por causa disso, essa tecnologia não trouxe resultados suficientes para serem analisados aqui.

O fabricante dos medidores PLC não era o mesmo do RF e não houve qualquer problema de segurança quanto a estes. Os que foram instalados pelo projeto ainda estão em funcionamento e trazendo leituras de seus clientes.

Em relação à taxa de sucesso de coleta de leitura dos clientes, vemos o resultado para um mês no gráfico da Figura 22. A média de desempenho para realizar leituras neste mês foi de 98,57%. É possível perceber que a taxa de sucesso é muito maior do que a do medidor RF, porém deve-se levar em consideração que se uma medida dentre as 24 realizadas em um dia pelos medidores RF chegar ao sistema, já teriam dados do cliente do mesmo modo que o PLC. Sendo assim, o sucesso da medição e do faturamento dos clientes por meio dessas tecnologias não pode ser determinado apenas pelas taxas de desempenho aqui definidas.

Performance de coletas PLC

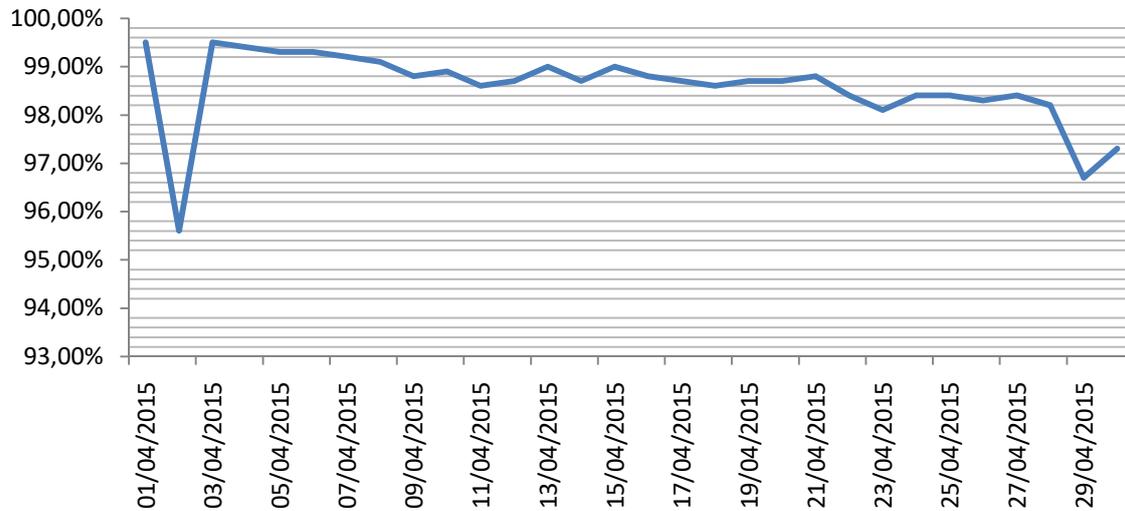


Figura 22 - Taxa de sucesso na coleta dos dados de consumo dos clientes PLC.

Para esta tecnologia o sistema de coleta de dados já exibia um relatório da leitura do cliente, dando uma idéia de como era seu consumo ao longo do mês. Um exemplo do relatório está na Figura 23, que foi extraído no mês logo após a instalação do medidor na residência entre os dias 29/03 e 12/04 de 2015.

Adjusted Consumption

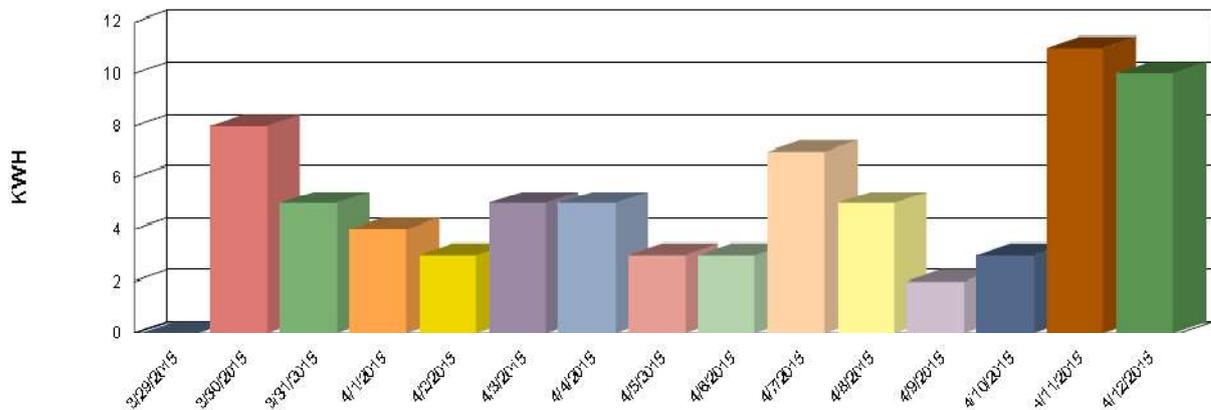


Figura 23 - Relatório extraído do sistema de coleta da tecnologia PLC.

No sistema atual de medição, conforme dito anteriormente, é realizada apenas uma leitura da medição por mês nos clientes do grupo B e ela é utilizada para faturar o cliente. No sistema proposto neste trabalho tanto para a tecnologia PLC quanto RF, seria possível faturar o cliente exatamente pelos dias utilizados e, caso a leitura não subisse no dia especificado, pegaria a leitura do dia anterior ou depois. Não haveria mais problemas de impedimento de leitura pelos clientes que não aceitam receber o leiturista em casa e ficaria muito mais fácil detectar fraudes, pois teríamos a curva de carga do cliente diária ou mensal. Qualquer modificação brusca na curva de carga do cliente indicaria uma possível fraude.

Além disso, com o advento de medidores inteligentes ações de economia de energia poderiam ser personalizadas para cada cliente levando em consideração a sua própria curva de carga, otimizando os planos de economia e prevenindo o carregamento do sistema elétrico.

4.2. VEÍCULOS ELÉTRICOS

Foram implantados dois tipos de veículos elétricos, as bicicletas e o ônibus.

O ônibus elétrico foi desenvolvido por outro projeto de P&D e foi levado para São Luiz do Paraitinga como uma forma de demonstração da tecnologia, porém o protótipo não era inteiramente funcional, não agüentando a quantidade de pessoas que um ônibus convencional consegue. Sendo assim, ele foi utilizado apenas uma vez para demonstração.

A autonomia do ônibus era de aproximadamente 2 km, pois ele foi desenhado para andar em corredores exclusivos de ônibus. Em cada ponto haveria um carregador de super capacitor para carregar a bateria do ônibus, suficiente para levá-lo até o próximo ponto. No projeto Cidade Inteligente existe apenas um carregador e funcionou perfeitamente no dia da demonstração. A atuação do ônibus foi demarcada como uma volta pela cidade, saindo do ponto de recarga, passando pelo centro e retornando, o que ocorreu sem problemas.

Já as bicicletas elétricas ficavam em uma praça pública, estacionadas em uma base para recarga. Foi desenvolvido um aplicativo para um *totem online*, visto na Figura 24, localizado no mesmo local da base, para que as pessoas se cadastrassem com o CPF e número do cartão de crédito. Nele também era possível realizar o desbloqueio das bicicletas e o pagamento era automático e de acordo com o tempo de uso das bicicletas.



Figura 24 - Totem de cadastramento e desbloqueio das bicicletas elétricas.

O processo para pegar as bicicletas era simples: a pessoa se cadastrava pelo *totem* com seus dados e do cartão de crédito, quando ela quisesse utilizar uma bicicleta ela a selecionava no próprio totem inserindo o número da mesma. O usuário, então, selecionava a quantidade de horas que desejava utilizar e o preço aparecia na tela, ao confirmar a bicicleta era liberada para uso. Caso o usuário não devolvesse a bicicleta dentro do prazo

estipulado, taxas extras eram descontadas do cartão de crédito cadastrado. Esse sistema não apresentou falhas durante o projeto e a população se mostrou muito contente com esse novo serviço na cidade. Um funcionário da distribuidora ficava na praça para auxiliar os usuários com qualquer problema e para ajudar no cadastro.

Foi feita pesquisa com a população de São Luiz do Paraitinga para descobrir qual dos escopos do projeto era mais percebida pelos cidadãos se a bicicleta elétrica ganhou em disparada. A população utilizava diariamente as bicicletas, pois a cidade é pequena e poderia se chegar a qualquer lugar com elas. Um pedido comum era de se aumentar o número de bicicletas na base, pois são um meio barato e sustentável de se locomover dentro da cidade.

Com isso, considerou-se um sucesso a implantação das bicicletas e o teste do ônibus no projeto. Essas duas formas de deslocamento poderiam ajudar a resolver parte do problema de trânsito nas cidades brasileiras, além de poluir muito menos do que os veículos à combustão. Além disso, é possível combinar os veículos elétricos com a geração distribuída, colocando painéis fotovoltaicos nas bases de carregamento, deixando-as ainda mais sustentáveis e diminuindo o carregamento do sistema de distribuição.

4.3. ILUMINAÇÃO PÚBLICA

Foram instaladas 120 luminárias públicas de LED de 50W, com capacidade de serem dimerizadas, iguais a da Figura 25. O objetivo era iluminar os pontos escolhidos da cidade com a mesma intensidade das lâmpadas antigas, porém gastando menos energia.



Figura 25 - Luminária pública de LED com filtro para modificar a temperatura da cor da luz.

Um empecilho para esta parte do trabalho é que a iluminação pública não possui medidor de energia próprio, então seu consumo é inferido pela potência nominal da lâmpada instalada. Isso impossibilitou a medição real da energia consumida, porém analisando as potências nominais da lâmpada antiga e a de LED, percebe-se que há o potencial de economizar 50% da energia que era gasto anteriormente mesmo utilizando-as em sua potência máxima.

Sabendo que a lâmpada de LED possui a capacidade de diminuir sua intensidade de forma remota, o potencial de economia é ainda maior dependendo do controle que fosse feito nas lâmpadas. Ela já é equipada com sensores de iluminação e de presença, então poderia acender ou aumentar seu brilho dependendo da situação.

O projeto em questão não desenvolveu esse suporte de controle de iluminação, porém ele ainda pode ser desenvolvido como desdobramentos futuros e traria ainda mais economia ao município.

Em relação à temperatura da luz, o visual da cidade histórica não poderia ser modificado por definição do IPHAN (Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional), então foram realizados diversos estudos com filtros sobre as luminárias e o melhor resultado alcançado está apresentado nas Figura 26, Figura 27 e Figura 28, sendo a última que representa o cenário aceito pelo IPHAN.



Figura 26 - Iluminação original com lâmpadas de vapor de sódio.



Figura 27 - Primeira iluminação pública proposta, com temperatura de 6500K.



Figura 28 - Iluminação pública que foi aceita pelo IPHAN, com temperatura de 3000K.

4.4. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Para o primeiro caso da geração distribuída, que diz respeito a 11 unidades consumidoras com geração fotovoltaica apenas para consumo próprio, foram instalados sistemas completos conectados à rede, sem custo para a população. O intuito, conforme descrito, foi analisar o sistema de faturamento funcionando em conjunto com o medidor inteligente medindo a energia de forma bidirecional. A Figura 29 mostra esse tipo de conta para um cliente trifásico.

Percebe-se na mesma Figura 29 que o cliente possui valores que se somam e se descontam da fatura. Os valores positivos contam como energia consumida e os negativos como energia injetada na rede pelo cliente. Os valores seguidos da sigla TUSD são referentes à Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, que são cobrados pelo transporte da energia até a unidade consumidora, enquanto os seguidos da sigla TE são referentes à Tarifa de Energia, que são cobrados pela disponibilidade da energia. PIS e COFINS são tributos que devem ser pagos por todos os clientes conectados na rede de distribuição.

Para este caso da Figura 29, o consumo e a energia injetados são dados pelas Equações (1) e (2).

$$\text{Consumo} = \text{Leitura}_{\text{atual}} - \text{Leitura}_{\text{anterior}} = 6035 - 5779 = 256 \text{ kWh} \quad (1)$$

$$\text{Energia injetada} = \text{Leitura}_{\text{atual}} - \text{Leitura}_{\text{anterior}} = 8428 - 8089 = 339 \text{ kWh} \quad (2)$$

Como este cliente é trifásico, 100 kWh devem ser pagos como taxa de disponibilidade do sistema e o restante do consumo é abatido da energia injetada. Assim, 156 kWh são retirados do total da energia injetada e o restante entra como saldo na conta do cliente para serem utilizados nos próximos 60 meses.

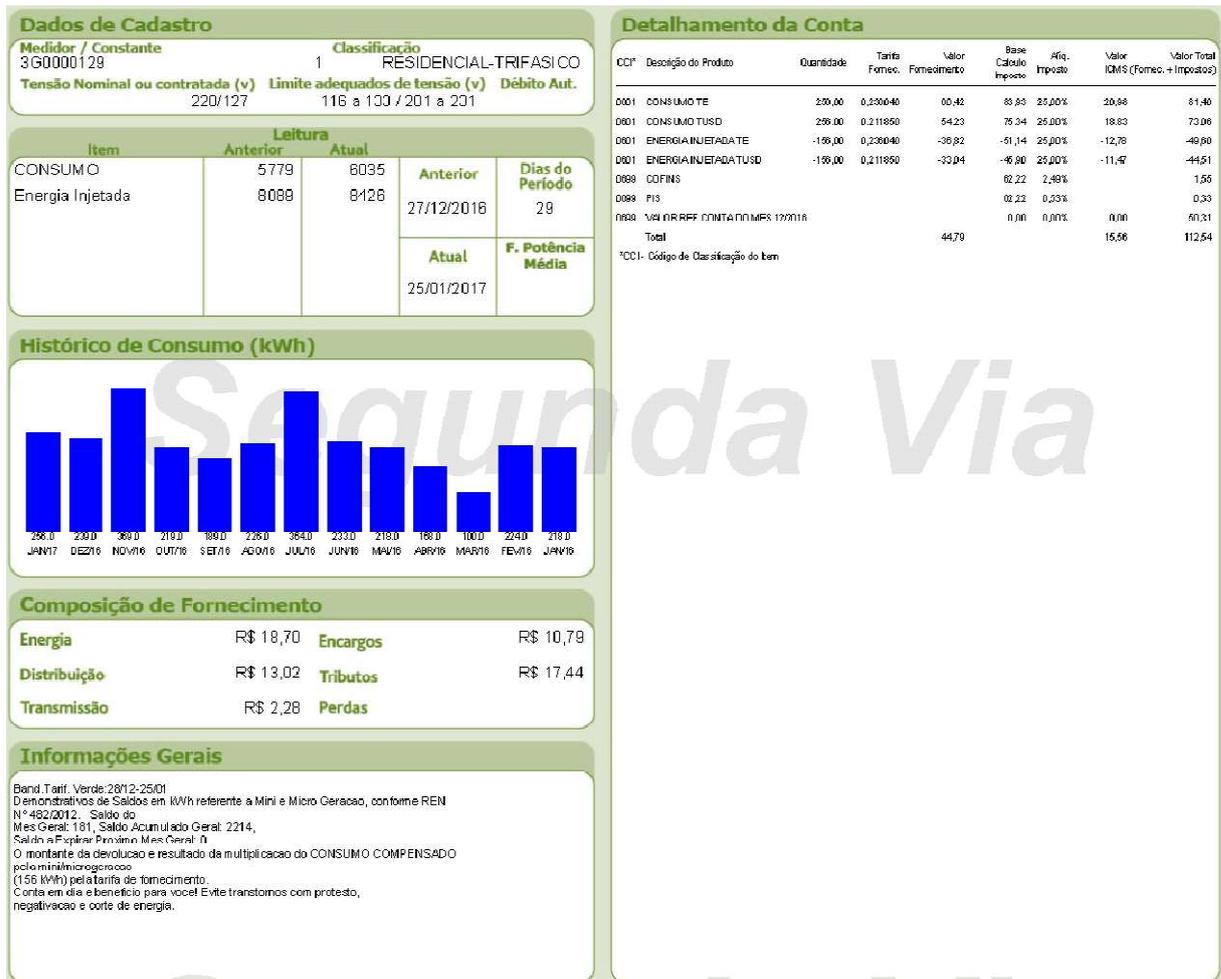


Figura 29 - Fatura de energia elétrica de cliente com geração fotovoltaica.

Para o segundo caso tinha apenas 1 unidade consumidora com geração fotovoltaica e seu excedente de geração era consumido em outra unidade. Enquanto a fatura da Figura 29 é a geradora, a fatura da Figura 30 é unidade que recebe o excedente. Para essa unidade, o consumo é dado pela Equação (3) e como seu padrão é bifásico a taxa de disponibilidade é de 50 kWh.

$$\text{Consumo} = \text{Leitura}_{\text{atual}} - \text{Leitura}_{\text{anterior}} = 410 - 258 = 152 \text{ kWh} \quad (3)$$

Sendo assim, serão abatidos do consumo 102 kWh, o que é realmente verificado na fatura.

Percebe-se que as faturas nos dois casos possuem valores muito mais baixos do que se o cliente não possuísse energia fotovoltaica instalada em sua residência, diminuindo em quase metade o montante a ser pago. No segundo caso, ainda, uma única central geradora abate a conta de duas casas, demonstrando o potencial de economia que essa tecnologia representa.

Além disso, a energia fotovoltaica é renovável, não poluindo o meio ambiente enquanto gera energia e ainda diminui o carregamento do sistema de distribuição, pois aproxima o centro consumidor do gerador.

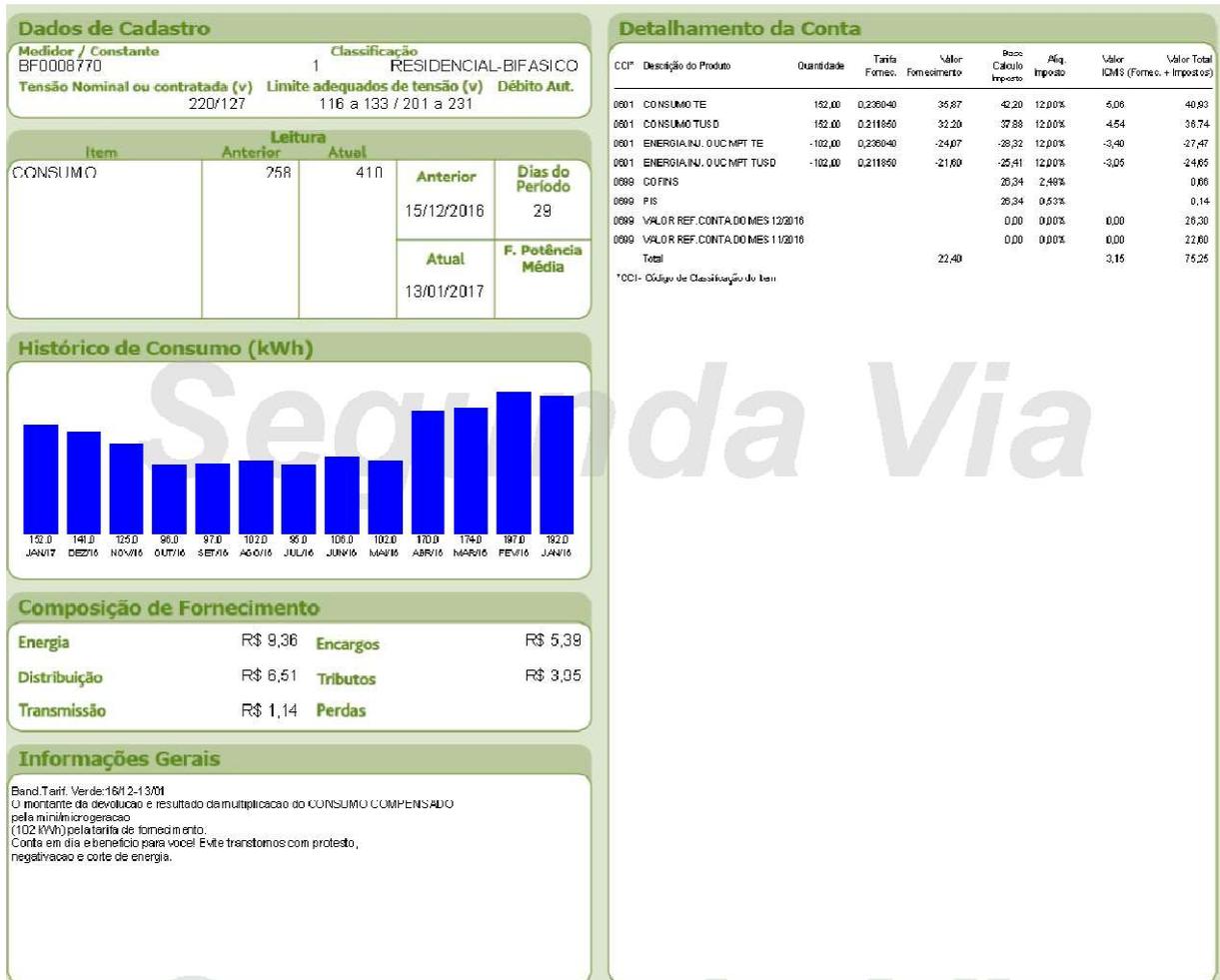


Figura 30 - Fatura de energia elétrica de cliente sem geração fotovoltaica, porém com compensação de outra unidade.

5. CONCLUSÕES

O atual modelo de distribuição de energia elétrica brasileiro é limitado quando falamos de aquisição de dados sobre o consumo dos clientes de baixa tensão (Grupo B). Isso ocorre pois os medidores utilizados hoje em dia dependem de um funcionário da distribuidora fazer sua leitura mensalmente, além do medidor em si não armazenar os dados de consumo mensal da unidade na qual está instalado. Neste projeto foram estudadas formas de tornar a distribuição de energia mais eficiente, sem necessidade de ter uma pessoa realizando leituras e ainda adicionando mais informações com maior frequência sobre o consumo dos clientes. Isso diminui a chance de erro durante o processo de faturamento de clientes e traz insumos para ações de redução de consumo, melhorias da rede, etc.

O projeto resultou em um aprendizado enorme em relação a essas novas tecnologias de medição que estão entrando no mercado brasileiro e demonstrou que novos testes serão necessários, principalmente em relação ao projeto dos medidores inteligentes utilizados aqui, que terá de ser redesenhado visando maior segurança. Isso demonstra que o caminho a ser trilhado para seguir o avanço das redes inteligentes ainda será longo. Apesar disso, já foi possível visualizar o funcionamento dos medidores inteligentes e mensurar que sua utilização trás benefícios tanto para os clientes quanto para as concessionárias. A possibilidade, por exemplo, de saber em tempo real o fator de potência das unidades consumidoras e o nível de tensão em todas as fases já é algo que não é possível hoje em dia e pode ser utilizado para melhorar a qualidade do fornecimento de energia.

Além disso, ficou claro que a geração distribuída trás economia ao cliente e ainda ajuda a distribuidora por linearizar a curva da unidade na qual está instalada, diminuindo a necessidade de expansão da rede por causa de carregamento. A legislação referente à distribuição do excedente gerado em uma UC pode ser abatido em outra UC sob o mesmo registro funciona bem e é um modo dos clientes economizarem ainda mais com equipamentos e mão de obra, instalando a GD em uma unidade e se beneficiar em várias. Aliada aos veículos elétricos, a geração distribuída ainda atinge as questões de mobilidade e poluição, pois pode ser utilizada para carregar bicicletas e carros elétricos, muito menos poluentes do que os veículos à combustão.

Por fim, um dos maiores indicadores de que as distribuidoras de energia elétrica realmente vão continuar a pesquisar sobre redes inteligentes é que a mesma distribuidora que realizou esse projeto já realizará outro entre 2018 e 2020, também em São Paulo, mas agora com 70000 medidores inteligentes e cerca de 3000 unidades com geração distribuída por energia fotovoltaica.

Esse projeto abre oportunidade de diversos trabalhos futuros, principalmente em relação a projetar medidores inteligentes mais seguros eletricamente, mitigando possíveis casos de incêndio. Além disso, trabalhos de implementação de redes inteligentes em larga escala que envolvam a logística de materiais também deverão ser feitos para que, quando as distribuidoras implantarem o sistema em larga escala, a forma de fazer já seja difundida.

OBRAS CITADAS

- ABGD. (N/A). *Usinas de Geração Distribuída*. Acesso em 23 de Novembro de 2017, disponível em ABGD - Associação Brasileira de Geração Distribuída: <https://www.geracaodistribuida.org/copia-mapa-do-mercado-3>
- ABRADEE. (N/A). *Visão Geral do Setor*. Acesso em 30 de Setembro de 2017, disponível em ABRADEE: <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>
- ANEEL. (2008). *Atlas de Energia Elétrica do Brasil* (3a ed.). Brasília, Brasil: TDA COMUNICAÇÃO.
- ANEEL. (2016). *Cadernos Temáticos ANEEL. Micro e Minigeração Distribuída: sistema de compensação de energia elétrica* (2a Edição ed.). Brasília, Brasil.
- EDX wireless. (maio de 2011). *Smart Planning for Smart Grid AMI Mesh Networks*. Eugene, Oregon, Estados Unidos da América.
- EIA. (2016). *International Energy Outlook 2016*. Energy Information Administration, Washington.
- ELEKTRO. (2014). *Cidade Inteligente*. Acesso em 24 de Fevereiro de 2018, disponível em Elektro: <https://www.elektro.com.br/sustentabilidade/cidade-inteligente>
- Elektro. (s.d.). *Fotos*. Acesso em 11 de Março de 2018, disponível em Cidade Inteligente: <https://cidadeinteligente.elektro.com.br/index.php/fotos/>
- Eletrobras. (dezembro de 2016). *Mapas do Sistema Elétrico Brasileiro*. Acesso em 25 de outubro de 2017, disponível em Eletrobras: <http://eletrobras.com/pt/AreasdeAtuacao/Transmiss%C3%A3o/Mapa%20da%20Evolu%C3%A7%C3%A3o%20a%20Transmiss%C3%A3o%20-%20Rede%20B%C3%A1sica%20-%20Horizonte%202025.pdf>
- FERREIRA, O. C. (junho de 2002). *O Sistema Elétrico Brasileiro*. Acesso em 23 de outubro de 2017, disponível em Economia & Energia: <http://ecen.com/eee32/sistelet.htm>
- GERS, J. M. (2014). *Distribution System Analysis and Automation* (2a ed.). Londres.
- INEE. (N/A). *O que é Geração Distribuída*. Acesso em 23 de Novembro de 2017, disponível em INEE: http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp
- PÉREZ-ARRIAGA, I., & KNITTEL, C. (2016). *Utility of the Future*. MIT - Massachusetts Institute of Technology.
- SMART GRID. (N/A). *SMART METERS*. Acesso em 25 de Janeiro de 2018, disponível em Smart Grid where power is going: <http://www.whatissmartgrid.org/smart-grid-101/smart-meters>
- Smart Meter Harm. (5 de novembro de 2016). *Power line carrier (PLC) Smart Meters and their frequencies*. Acesso em 28 de 10 de 2018, disponível em Smart Meter Harm: <https://smartmeterharm.org/2016/11/05/power-line-carrier-plc-smart-meters-and-their-frequencies/>
- TOLEDO, F. (2012). *Desvendando as redes elétricas inteligentes*. Rio de Janeiro: Brasport.