



**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DO
TOCANTINS
CAMPUS PALMAS
CURSO SUPERIOR DE TECNOLOGIA EM SISTEMAS ELÉTRICOS**

JESSICA FELICIANO BRINGEL

PROJETO DE UMA REDE DE ENERGIA ELÉTRICA INTELIGENTE

Palmas

2015



**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DO
TOCANTINS
CAMPUS PALMAS
CURSO SUPERIOR DE TECNOLOGIA EM SISTEMAS ELÉTRICOS**

JESSICA FELICIANO BRINGEL

PROJETO DE UMA REDE DE ENERGIA ELÉTRICA INTELIGENTE

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como requisito parcial para obtenção do Título de Tecnólogo do Curso Superior de Tecnologia em Sistemas Elétricos no Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Tocantins, *Campus* Palmas.

Orientador: Prof. Dr. Valci Ferreira Victor

Palmas

2015

JESSICA FELICIANO BRINGEL

PROJETO DE UMA REDE DE ENERGIA ELÉTRICA INTELIGENTE

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado e aprovado como cumprimento às exigências legais do currículo do Curso Superior de Tecnologia em Sistemas Elétricos, pela Coordenação da Área da Indústria no Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Tocantins – Unidade Sede.

Aprovado em: ____/____/____

Prof. Esp. Felipe Tozzi Bittencourt
Supervisor do Trabalho de Conclusão de Curso

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Valci Ferreira Victor
Orientador

Prof. Dr. Ricardo Frangiosi de Moura
Membro de Banca Examinadora

Prof. Dr. Augusto Cesar dos Santos
Membro de Banca Examinadora

RESUMO

Smart Grid é um conceito moderno que propõe a criação de uma rede de energia elétrica inteligente. Baseada no estudo intensivo da tecnologia de automação, computação e comunicação, a fim de permitir a implantação de uma estratégia de controle e otimização do sistema de uma forma mais eficiente que as usadas atualmente. Vista como um arranjo essencial para evitar o colapso dos sistemas atuais de energia elétrica, as redes inteligentes são fundamentadas no monitoramento contínuo e detalhado da situação do sistema, com uma infraestrutura de qualidade, permitindo utilizar plenamente a infraestrutura existente aumentando a sua disponibilidade e maximizando seu desempenho. Além disso, ao tornar possível a utilização dos bens ativos dentro dos seus parâmetros operativos nominais, o monitoramento de condição maximiza a sua vida útil, resultando em significativas reduções de custos de reposição, o que por si só já é um benefício valioso. Este trabalho tem como objetivo apresentar um estudo do cenário atual do sistema elétrico de potência para o ingresso das Smart Grids, em uma análise de mudanças necessárias para essa melhoria, e sugestão de aplicações disponíveis no mercado para 100% do funcionamento de uma Smart Grid. Possui os valores referenciais para iniciar a instalação deste conceito. Os resultados desse estudo permitem concluir que para promover o uso da Smart Grid primeiramente a Aneel precisa regulamentar o uso dessas soluções para fins de segurança e cooperação entre os agentes concessionários e aos consumidores envolvidos no processo, de forma a aquecer o mercado para o exercício dessas tecnologias integradas.

Palavras-chave: Rede inteligente, Monitoramento, Automação, Tecnologias integradas.

ABSTRACT

Smart Grid is a modern concept that proposes the creation of a smart electricity network. Based on intensive study of automation technology, computer science and communication in order to allow the implementation of a control strategy and system optimization more efficiently than the way it is currently used. Seen as an essential arrangement to avoid the collapse of current electricity systems, smart grids are based on continuous and comprehensive monitoring of system status, with a good quality infrastructure, allowing full use of the existing infrastructure by increasing their availability and maximizing their performance. Furthermore, by making possible the use of active goods within their nominal operating parameters, the condition monitoring maximizes its useful life, causing significant cost reduction and replacement, which in itself is a valuable benefit. This work aims to present a study of the current scenario of the electric power system for the entry of Smart Grids in an analysis of necessary changes to these improvements, and suggestion of available applications in the market for 100% operation of a Smart Grid. It has the reference values to start the installation of this concept. The results of this study support the conclusion that in order to promote the use of Smart Grid first Aneel need to regulate the use of these solutions for security and cooperation between the agents concessionaires and consumers involved in the process in order to heat up the market for the working of these integrated technologies.

Keywords: Smart Grid, Monitoring, Automation, Integrated Technologies.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	Impacto da Rede Inteligente para o ciclo de energia	14
Figura 1.2	Rede de média tensão (superior) e baixa tensão (inferior)	15
Figura 1.3	Modelo do sistema elétrico atual	18
Figura 1.4	Modelo do sistema elétrico com uso da rede inteligente	19
Figura 2.1	Diagrama de blocos do sistema elétrico	21
Figura 2.2	Rede de distribuição urbana	24
Figura 3.1	Modelo de uma rede inteligente de energia elétrica	31
Figura 3.2	Religadores automatizados da RDU Plano Diretor de Palmas	41
Figura 3.3	Modos de transmissão de dados	43
Figura 4.1	Infraestrutura da Telemedicação	48
Figura 4.2	Infraestrutura da GD por Painéis Fotovoltaicos conectados à rede	50
Figura 4.3	Sistema de Automação da Rede de Distribuição	51
Figura 4.4	Servidor da ROD - Cenário atual x proposto	53

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1	Tensões usuais do sistema de potência	22
Tabela 3.1	Estrutura de hierarquia do SCADA	39
Tabela 3.2	Exemplos de Redes de comunicação SCADA	39
Tabela 3.3	Subestações atuais de Palmas - TO	40
Tabela 3.4	Parâmetros comparativos entre a rede existente e a inteligente	45
Tabela 3.5	Características e benefícios da Smart Grid	46
Tabela 4.1	Custo do Sistema de Automação da Rede de Distribuição (SAD)	51
Tabela 4.2	Custo do serviço de parametrização e treinamento para uso do SAD	52
Tabela 4.3	Custo do Projeto de Redundância do Servidor	53
Tabela 4.4	Custo do Projeto de Monitoramento e Segurança Cibernética	54
Tabela 4.5	Custo de parametrização do sistema	54

LISTA DE SIGLAS

IEA	International Energy Agency
IED	Intelligent Electronic Device
SCADA	Supervisory control and data acquisition
RTU	Remote Terminal Unit ou UTR – Unidade terminal Remota
TCP	Transmission Control Protocol
DNP3	Distributed Network Protocol
GD	Geração Distribuída
SEP	Sistema elétrico de Potência
TI	Tecnologia da Informação
CFTV	Circuito fechado de Televisão
UCC	Unidade concentradora de comunicação
CPD	Centro de processamento de dados
SAG	Queda de tensão
SWELL	Elevação de tensão
I/O	Input / output ou entrada / saída
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
COM	Centro de Operação de Medição
RDU	Rede de distribuição urbana
CPD	Centro de Processamento de Dados
ROD	Rede Operativa de Dados
CLP	Controlador Lógico Programável
daN	Unidade de força Decanewton
XLPE	Tipo de isolamento de condutor
CA	Corrente Alternada ou Cabo de Alumínio
CAL	Condutor de Alumínio Liga
ETD	Especificação Técnica de Distribuição
NBR	Norma Brasileira
NDU	Norma de Distribuição Urbana
NTD	Norma Técnica de Distribuição

Hz	Hertz (unidade de medida de frequência)
UC	Unidade Consumidora
DPS	Dispositivo de Proteção Contra Surtos
COI	Centro de Operação Integrado
ICMS	Imposto sobre circulação de mercadorias e prestação
IPI	Imposto Sobre Produtos Industrializados
DVR	<i>Digital Video Recorder</i> ou Gravador Digital de Vídeo
GPRS	<i>General Packet Radio Service</i> ou Serviço de Rádio de Pacote Geral

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	11
1.1 Apresentação e definição das redes inteligentes	11
1.2 Redes inteligentes: tipos, tecnologia e benefícios	12
1.3 Redes utilizadas atualmente no Tocantins e no Brasil.....	14
1.3.1 Redes de distribuição no Brasil	15
1.3.2 Redes de distribuição do estado do Tocantins	17
1.4 Comparação entre redes inteligentes e o modelo atual	17
1.5 Conclusões	19
2. REDES DE ENERGIA ELÉTRICA	20
2.1 Definições e tipos de redes de energia elétrica	20
2.2 Sistema de Distribuição.....	23
2.3 Estruturas das redes de distribuição	24
2.4 Operação.....	27
2.5 Análise técnica – problemas envolvidos	28
2.6 Conclusões	28
3. REDES INTELIGENTES DE ENERGIA ELÉTRICA	30
3.1 Medição eletrônica ou medição inteligente	31
3.2 Geração distribuída.....	33
3.3 Sensoriamento de pontos estratégicos da rede.....	36
3.4 Automação de subestações e da rede de distribuição.....	37
3.5 Tecnologia da Informação ou TI	41
3.6 Redes de comunicação	42
3.7 Reestruturação Normativa para aplicação do novo modelo	44
3.8 Viabilidade tecnológica	44
3.9 Redes de Energia Elétrica Convencional X Inteligente.....	45

3.10	Melhorias com uso de redes inteligentes	45
3.11	Justificativas	46
3.12	Conclusões	46
4.	PROJETO DE UMA REDE INTELIGENTE	47
4.1	Medição Inteligente	47
4.2	Geração Distribuída	49
4.3	Sensoriamento	50
4.4	Automação	50
4.5	TI e Redes de comunicação	53
4.6	Reestruturação interna do Centro de Operação	54
5.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	55
5.1	Conclusão	55
5.2	Sugestões de trabalhos futuros	56
	REFERÊNCIAS	57

1. INTRODUÇÃO

Equilibrar a crescente demanda de energia elétrica com fontes viáveis geradoras de energia limpa dentro de uma estrutura defasada tem sido um desafio vivido pela sociedade contemporânea. De toda forma, a demanda tem se aproximado cada vez mais da produção de energia quando não, ultrapassado colocando cada vez mais todo o sistema susceptível a quedas ou racionamentos de energia. Se livrar desse cenário de incertezas envolve um estudo sistemático das tecnologias disponíveis para auxiliar na solução dos problemas atuais observados no sistema elétrico.

Diversos estudos têm sido apresentados debatendo em pauta a fragilidade da infraestrutura das redes de energia elétrica, os impactos causados pelas interrupções e o que eles representam tanto para a concessionária de energia como para os consumidores, mas sobretudo para a economia, muitas vezes enfraquecida diante de prejuízos incalculáveis como o apagão ocorrido no dia 4 de fevereiro de 2014 que deixou pouco mais de 12 milhões de consumidores do Brasil às escuras devido a dois curtos-circuitos no trecho da Interligação Norte-Sul, que fica entre as subestações instaladas nas cidades de Colinas do Tocantins e Miracema do Tocantins. Segundo o Operador Nacional do Sistema (ONS) o apagão durou aproximadamente 38 minutos, chegando a 2 horas para algumas localidades.

Hoje vivemos em um mundo extremamente globalizado onde as tudo é muito dinâmico, as informações são publicadas muito rapidamente, a tecnologia dedicada às pessoas está cada vez maior. O setor de energia elétrica não acompanhou esse desenvolvimento no mesmo ritmo. E hoje sofre com a alta demanda, principalmente em períodos prejudicados pelas intempéries triviais como a falta de chuvas, falta de investimentos, falta de ampliação das fontes geradoras de energia.

1.1 Apresentação e definição das redes inteligentes

Para solucionar os quesitos apontados, inicialmente melhorando a problemática deste quadro surge o conceito de Smart Grid ou Rede Inteligente. Essa ideia baseia-se na incorporação de várias tecnologias a fim de melhorar o desempenho da rede de energia elétrica, otimizando o fornecimento e a qualidade

da energia. As tecnologias utilizadas são integradas de forma que cada uma tem a sua importância dentro do sistema. São elas: o sensoriamento, o monitoramento, a tecnologia da informação e a telecomunicação. Dessa forma a Rede Inteligente identifica antecipadamente as faltas se auto recompõe prevenindo maiores danos ou perdas. Visando um projeto dessa especificidade, com a finalidade de equacionar as necessidades do sistema dentro de um diagnóstico, será apresentado varias etapas para viabilizar esse conceito.

1.2 Redes inteligentes: tipos, tecnologia e benefícios

Como a rede inteligente não tem uma definição estabelecida, apenas surgiu com a necessidade de aplicar tecnologia à rede de energia elétrica, consideramos que a necessidade de cada local a ser aplicada acaba por moldar a visão do que é de fato esse conceito. Então o tipo da rede inteligente varia de acordo com a conveniência da proposta para aquela certa utilidade. Sem essa delimitação pré-formada, abre-se as possibilidades de utilização das tecnologias com a finalidade de aumentar a confiabilidade do sistema elétrico. Abaixo mostraremos de forma sucinta algumas funções dessas tecnologias na topologia adotada.

O sensoriamento permite controlar em tempo real a situação de toda a rede. Para isso a rede inteligente deverá ter inúmeros sensores instalados ao longo da sua extensão para que a rede reaja instantaneamente a uma falta de forma expedita, redirecionando o fluxo de energia e garantindo um fornecimento sem interrupções.

O monitoramento remoto possibilita que toda a rede seja visualizada em tempo real pelo Centro de Operação do Sistema. As subestações através da automação, a distribuição através dos religadores automatizados, e por fim os consumidores através da medição inteligente. De forma que a qualquer momento tenha autonomia para interferir nas manobras realizadas automaticamente ou devido à manutenção da própria rede.

O monitoramento e sensoriamento da rede não seriam possíveis sem o auxílio da tecnologia da informação. Pois é ela que viabiliza e controla internamente todas essas informações. O estudo referente a essa tecnologia deve ser deveras

minucioso, pois a confiabilidade do sistema vai depender da estrutura virtual que será escolhida para trabalhar dentro do Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados - SCADA. O protocolo de comunicação, que deve comunicar com todos os equipamentos automatizados da rede, atualmente tem foco no DNP3, TCP-IP e IEC-61850.

E por fim a telecomunicação que será a via de transporte para todas essas informações, sendo classificada normalmente pela confiabilidade do tráfego de dados, estando em primeiro lugar à comunicação por fibra ótica, que o pacote de perdas praticamente desprezível dependendo da utilização podendo até ser inexistente. Entre outros tipos, a radiocomunicação é usualmente utilizada devido ao baixo custo. As frequências de utilização são padronizadas de modo que cada uma determina se é trafegado voz, através do VHF - *Very High Frequency*, dados, através do UHF - *Ultra High Frequency*, ou micro-ondas que trafega voz e dados apesar de ter o custo do rádio mais elevado economiza um enlace, portanto é válido o custo benefício.

A integração de todas essas tecnologias utilizadas para o mesmo fim, que é o uso das redes inteligentes, primeiramente abrirá um campo muito grande de funcionalidades para operar cada tipo de configuração da rede a fim de preservar os investimentos realizados e operar a rede de forma que garanta a melhor expectativa do uso da mesma. Abrindo assim a visão da concessionária e do consumidor sobre o novo formato de utilização da energia elétrica.

Quanto aos benefícios, existem três pontos fortes para o uso das redes inteligentes. O primeiro é a eficiência, o que implica consumir menos energia da empresa concessionária de energia para fornecer o mesmo nível, ou melhor, da qualidade do serviço aos seus clientes. Reduzir os custos e reduzir as emissões de carbono.

O segundo ponto característico é a confiabilidade. A rede inteligente irá detectar quando os ativos de uma rede estão começando a falhar ou estão com desempenho em declínio, irá identificá-los para a concessionária poder repará-los ou substituí-los antes que haja uma interrupção de energia real. A rede inteligente também poderá detectar uma falha e localizá-la com precisão, permitindo a concessionária responder a ela com maior rapidez. A rede inteligente permitirá que o

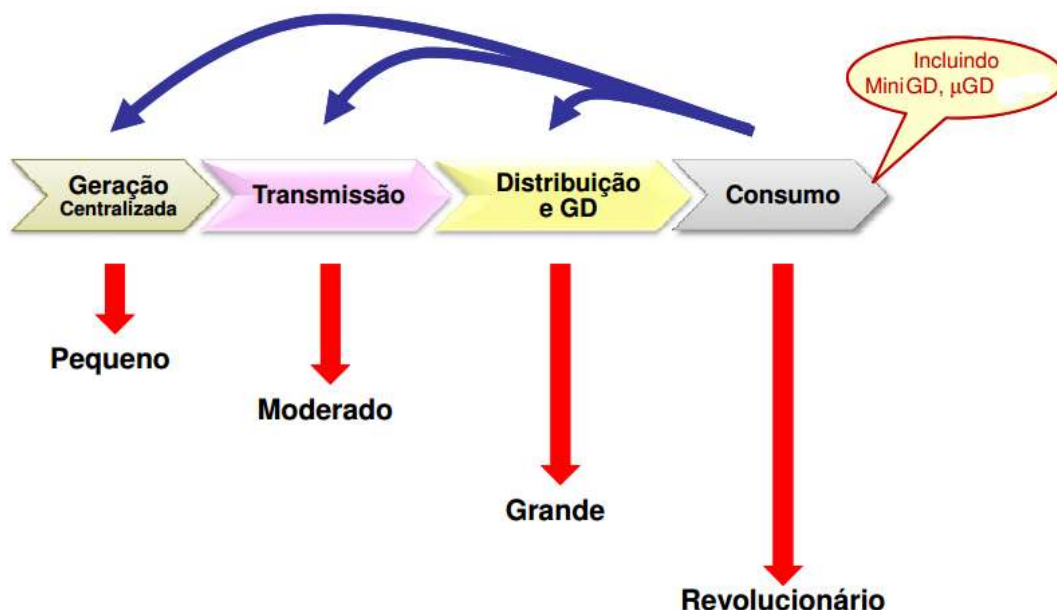
menor trecho seja isolado diante de uma falha aos clientes, de forma que a menor quantidade possível de clientes seja afetada quando houver uma falha de energia.

O último benefício é a integração do sistema, que vai desde a leitura de um medidor inteligente para interagir com o sistema de gestão do cliente em casa, aos outros equipamentos úteis para viabilização da rede inteligente como a geração distribuída, automação das subestações e da distribuição e etc.

1.3 Redes utilizadas atualmente no Tocantins e no Brasil

De todos os setores do ciclo de energia elétrica, que compreende na geração, transmissão, distribuição e consumo este trabalho deve abranger apenas o setor de distribuição de energia até o consumo de forma a aplicar o melhor impacto das redes inteligentes no ciclo de energia conforme segue na Figura 1.1. Portanto a visão deste tópico é restrita a apenas essa etapa do ciclo de energia.

Figura 1.1 - Impacto da Rede Inteligente para o ciclo de energia



Fonte: Djalma Falção (2012)

A energia elétrica é distribuída por meio de fios condutores suportados através de postes, por intermédio de transformadores e equipamentos diversos de medição, controle e proteção das redes elétricas. De uma forma descentralizada, atualmente existem várias aplicações utilizadas para melhoria do sistema elétrico de potência. Aproximando ao formato das redes inteligentes existe a automação das

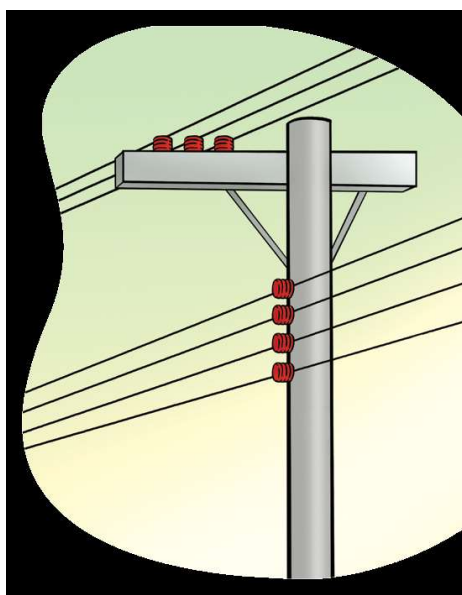
subestações e da distribuição que são muito utilizadas para melhorar o controle e a capacidade de utilização remota dos equipamentos.

1.3.1 Redes de distribuição no Brasil

As redes de distribuição são compostas por linhas de alta, média e baixa tensão. Apesar de algumas transmissoras também possuírem linhas com tensão abaixo de 230 kV, as chamadas Demais Instalações da Transmissão (DIT), grande parte das linhas de transmissão com tensão entre 69 kV e 138 kV são de responsabilidade das empresas distribuidoras. Essas linhas são também conhecidas no setor como linhas de subtransmissão.

Além das redes de subtransmissão, as distribuidoras operam linhas de média e baixa tensão conforme segue no exemplo da Figura, também chamadas de redes primária e secundária, respectivamente. As linhas de média tensão são aquelas com tensão elétrica entre 2,3 kV e 44 kV, e são muito fáceis de serem vistas em ruas e avenidas das grandes cidades, frequentemente compostas por três fios condutores aéreos sustentados por cruzetas de concreto armado em postes de concreto.

Figura 1.2 - Rede de média tensão (superior) e baixa tensão (inferior)



Fonte: Adradee (2014)

As redes de baixa tensão, com tensão elétrica que pode variar entre 110V e 440V, são aquelas que, também afixadas nos mesmos postes de concreto que

sustentam as redes de média tensão, localizam-se a uma altura inferior conforme segue na Figura 1.2 acima. As redes de baixa tensão levam energia elétrica até as residências e pequenos comércios/indústrias por meio dos chamados ramais de ligação. Os supermercados, comércios e indústrias de médio porte adquirem energia elétrica diretamente das redes de média tensão, devendo transformá-la internamente para níveis de tensão menores, sob sua responsabilidade.

O Brasil conta, em 2014, com mais de 74 milhões de unidades consumidoras – UC's, termo que corresponde ao conjunto de instalações e equipamentos elétricos caracterizados pelo recebimento de energia elétrica em um só ponto de entrega, com medição individualizada e correspondente a um único consumidor (Abradee, 2014).

Pode-se dizer, por fim, que o setor de distribuição é um dos mais regulados e fiscalizados do setor elétrico; além de prestar serviço público sob contrato com o órgão regulador do setor, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, a própria Agência edita Resoluções, Portarias e outras normas para o funcionamento adequado do setor de distribuição, sendo muito rigorosa com sua fiscalização. Um exemplo são os Procedimentos de Distribuição - Prodist, o qual dispõe disciplinas, condições, responsabilidades e penalidades relativas à conexão, planejamento da expansão, operação e medição da energia elétrica. O Prodist, ainda, estabelece critérios e indicadores de qualidade para consumidores e produtores, distribuidores e agentes importadores e exportadores de energia.

Pela visão da Abradee, existem quatro tipos de redes de distribuição de energia elétrica. São elas:

- Rede de Distribuição Aérea Convencional: É o tipo de rede elétrica mais encontrada no Brasil, na qual os condutores são nus (sem isolamento). Exatamente por isso, essas redes são mais susceptíveis à ocorrência de defeitos (curtos-circuitos), principalmente quando há contato de galhos de árvores com os condutores elétricos.
- Rede de Distribuição Aérea Compacta: Surgidas no Brasil na década de 1990, as redes compactas são muito mais protegidas que as redes convencionais, não somente porque os condutores tem uma camada de isolamento, mas porque a rede em si ocupa bem menos espaço, resultando em menor número de perturbações.

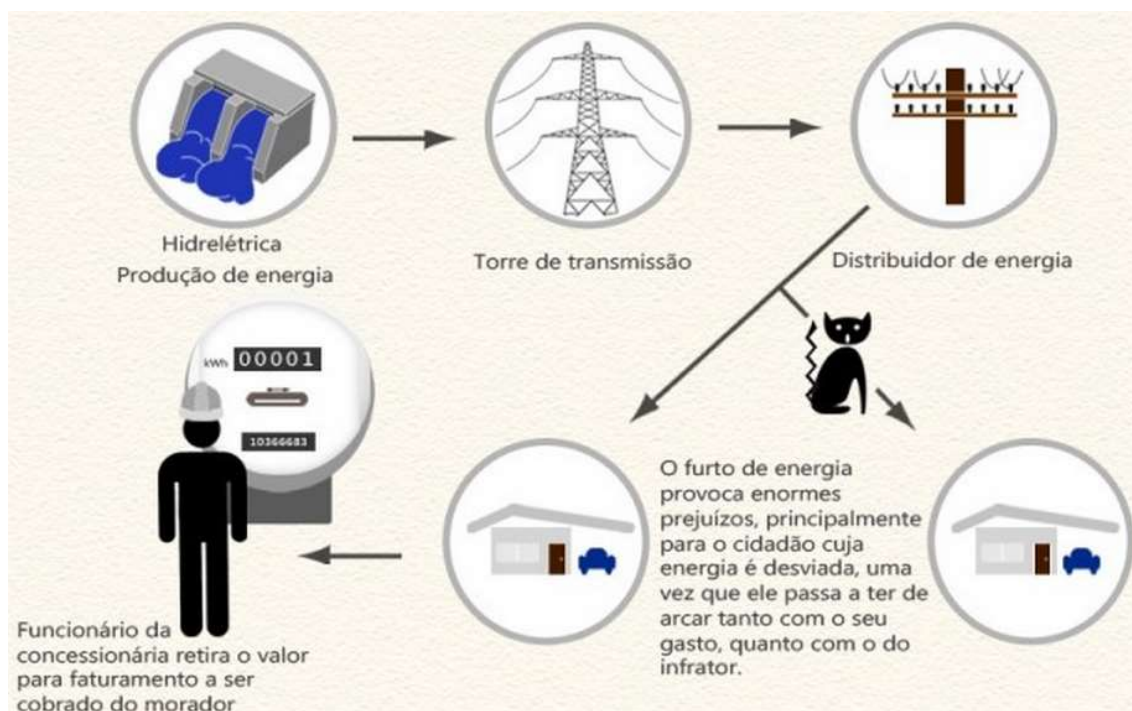
- Rede de Distribuição Aérea Isolada: Esse tipo de rede é bastante protegida, pois os condutores são encapados com isolamento suficiente para serem trançados. Geralmente mais cara, essa rede é utilizada em condições especiais.
- Rede de Distribuição Subterrânea: A rede subterrânea é aquela que proporciona o maior nível de confiabilidade e também o melhor resultado estético, dado que as redes ficam enterradas. No entanto, as redes subterrâneas são bem mais caras que as demais soluções, sendo comuns apenas em regiões muito densas ou onde há restrições para a instalação das redes aéreas.

1.3.2 Redes de distribuição do estado do Tocantins

De uma forma bastante próxima da distribuição mostrada no Brasil o Tocantins adotou e tem algumas especificações e normas técnicas de distribuição para padronizar o seu fornecimento de energia elétrica em todo estado. A forma de distribuir adotada é aérea podendo ser a isolada ou a convencional, sendo que as duas formas são normalmente utilizadas. A NTD-17 diz respeito às condições gerais para fornecimento de energia elétrica às instalações de unidades consumidoras atendidas através de redes aéreas em tensão primária de distribuição com tensões nominais de 13,8 kV e 34,5 kV. A NTD-01 tem por objetivo determinar critérios, fornecer instruções e estabelecer diretrizes técnicas a serem obedecidas no fornecimento de energia elétrica em tensão secundária de distribuição, a unidades consumidoras, urbanas e rurais, situada em edificações individuais dentro da área de concessão da Energisa.

1.4 Comparação entre redes inteligentes e o modelo atual

A estrutura do sistema elétrico atual é composta primeiramente pela geração de energia, concentrada pela hidroeletricidade, posteriormente temos o setor de transmissão de energia, em seguida o setor de distribuição de energia, para então a energia chegar às casas, indústrias, comércios e etc., conforme ilustra a Figura 1.3 abaixo.

Figura 1.3 - Modelo do sistema elétrico atual

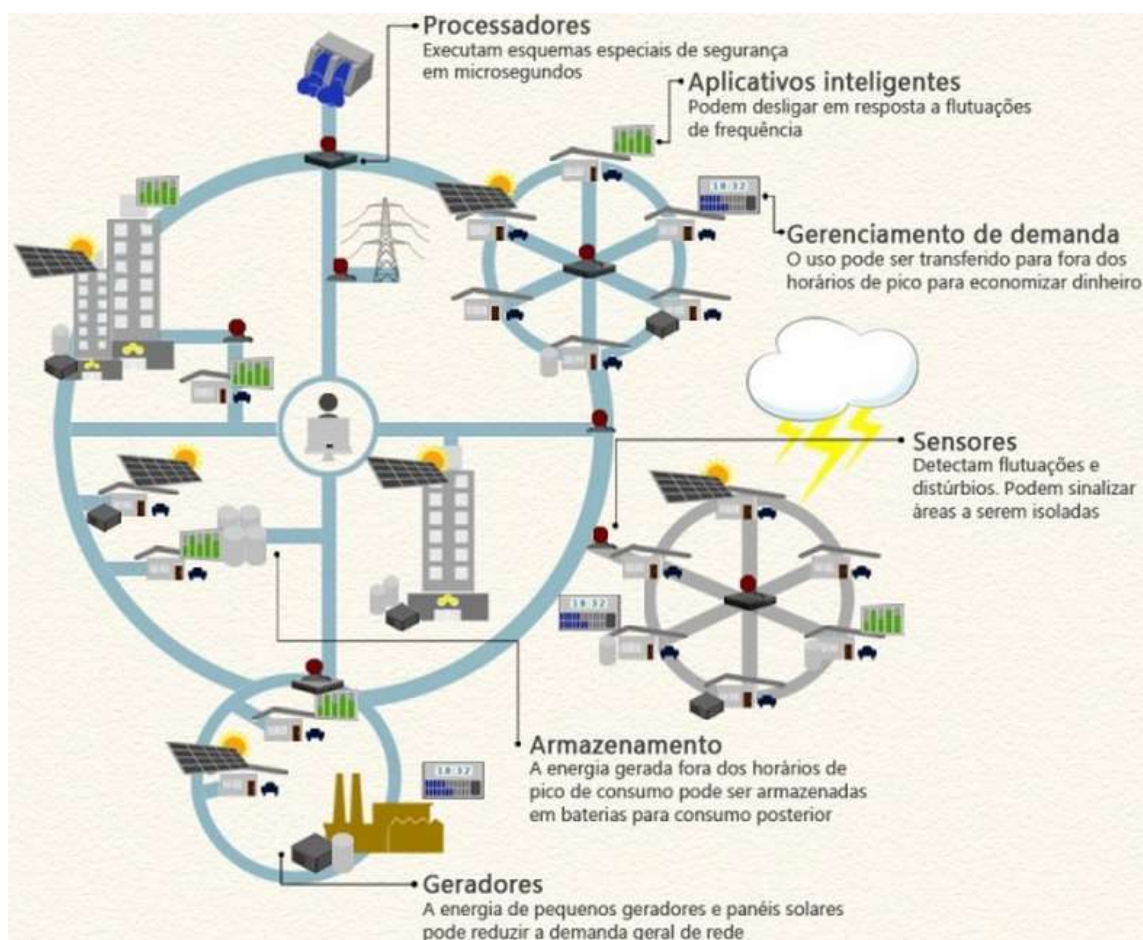
Fonte: Energia Inteligente (2014)

O modelo do sistema elétrico com uso da rede inteligente utiliza a estrutura atual do setor de energia de forma a preservar os investimentos já realizados e melhorar essa estrutura com a implantação de tecnologia em todos os setores do ciclo: geração, transmissão, distribuição e consumo de energia. Na geração, processadores executam esquemas especiais de segurança em microssegundos.

Na transmissão e distribuição, sensores detectam flutuações e distúrbios, podendo sinalizar áreas à serem isoladas. Nos consumidores finais, aplicativos inteligentes podem desligar em resposta a flutuações de frequência, o gerenciamento de demanda permite que a utilização de energia elétrica seja realizada em período fora do horário de pico proporcionando economia de recursos financeiros.

O armazenamento de energia gerada fora dos horários de pico de consumo pode ser realizado por baterias para consumo posterior. E os pequenos geradores de energia por fontes alternativas de energia, como através de painéis solares, pode reduzir a demanda geral da rede. A Figura 1.4 demonstra isso tudo através de um esquema.

Figura 1.4 - Modelo do sistema elétrico com uso da rede inteligente



Fonte: Energia Inteligente (2014)

1.5 Conclusões

A maneira como a distribuição de energia é feita hoje é considerada arcaica na visão de muitos especialistas. Dependemos muito de uma única fonte geradora e, caso ela falhe, toda a rede fica sem abastecimento. Logo agregar tecnologia da rede inteligente com medidores eletrônicos, automação e sensoramento da rede, o monitoramento e controle do consumo de energia em tempo real aperfeiçoando o sistema que já está em funcionamento é uma alternativa viável por melhorar o sistema atual com custo reduzido, visto que mantém a estrutura atual.

2. REDES DE ENERGIA ELÉTRICA

O Brasil é um país com mais de 202 milhões de habitantes, segundo estimativas da população do Brasil publicado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE, 2014), e se destaca como a quinta nação mais populosa do mundo. Em 2008, cerca de 95% da população tinha acesso à rede elétrica. Segundo dados divulgados no relatório do sistema de apoio a decisão da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel, 2014), o país conta com mais de 8,7 bilhões de unidades consumidoras distribuída pelos municípios brasileiros. Destas, a grande maioria, cerca de 85%, é residencial. A Companhia de Energia Elétrica do estado do Tocantins é a 38º em número de unidades consumidoras no país (Aneel, 2014) e desde a implantação do Programa Luz para todos pelo Governo Federal, em 2004, 69 mil unidades consumidoras foram atendidas em todo estado.

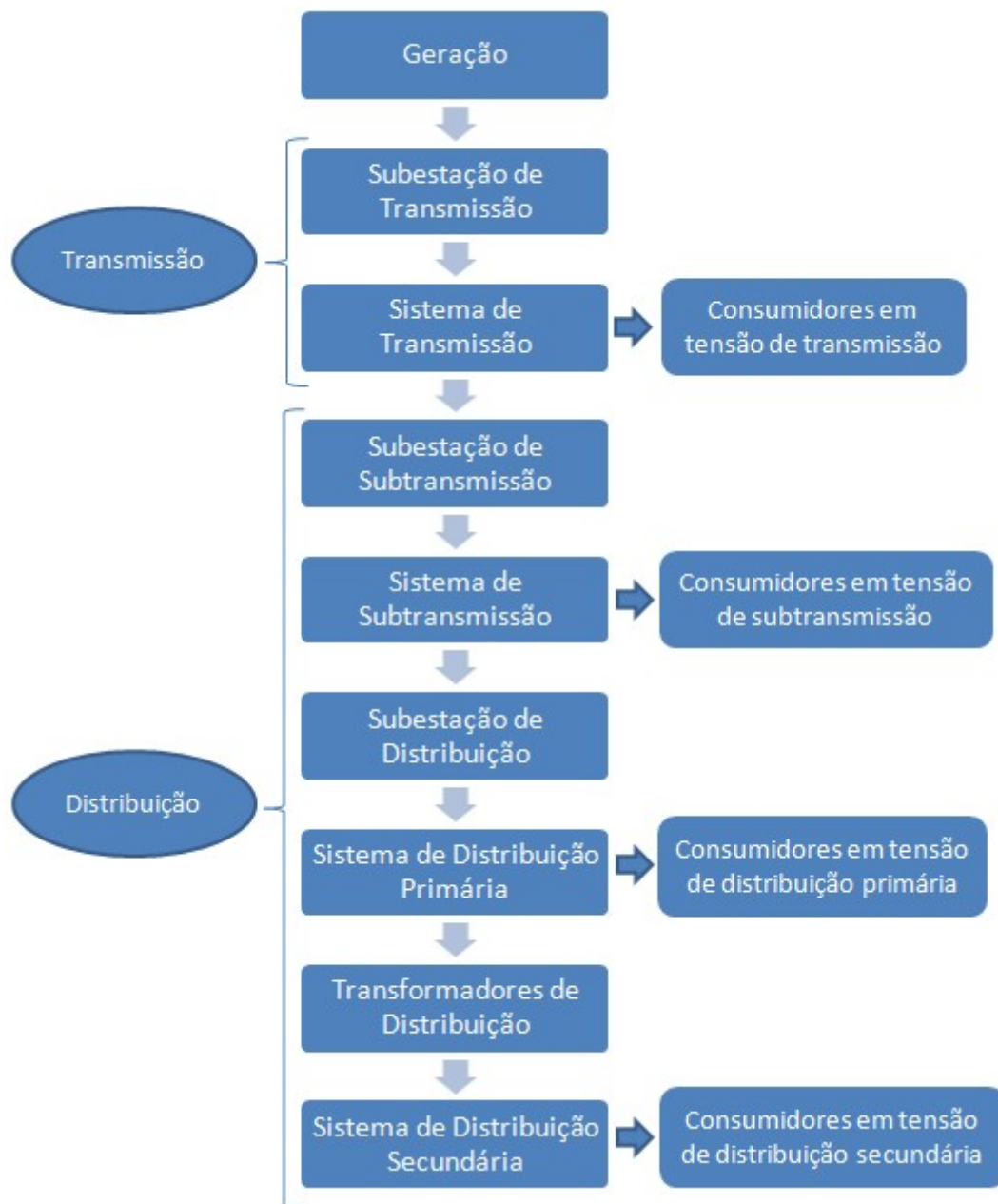
A energia é um fator determinante para o desenvolvimento econômico e social ao fornecer apoio mecânico, térmico e elétrico às ações humanas. De todos os segmentos da infraestrutura, energia elétrica é o serviço mais universalizado. Os locais que ainda não têm energia elétrica estão relacionados com as dificuldades físicas ou econômicas para extensão da rede elétrica até a localidade. Pois, cada uma das cinco regiões geográficas do país – Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte – tem características bastante peculiares e diferenciadas das demais. Estas particularidades determinaram os contornos que os sistemas de geração, transmissão e distribuição adquiriram ao longo do tempo e ainda determinam a maior ou menor facilidade de acesso da população local à rede elétrica (Aneel, 2008).

2.1 Definições e tipos de redes de energia elétrica

Energia elétrica é uma forma de energia baseada na geração de diferenças de potencial elétrico entre dois pontos, que permitem estabelecer uma corrente elétrica entre ambos (Rede Energia, 2014). É uma das formas de energia mais utilizada pela humanidade, graças a sua facilidade de transporte, baixo índice de perdas durante as conversões. A energia elétrica chega até os consumidores através de uma fonte geradora, geralmente distante da carga, e para transmiti-la se faz necessário à construção das redes. Estas redes possuem características

diferentes de acordo com a quantidade de energia que elas transportam e com os fatores estruturais de cada uma.

Figura 2.1 - Diagrama de blocos do sistema elétrico



Assim conforme apresentado na Figura 2.1 o sistema elétrico de potência pode ser subdividido em três grandes blocos:

- **Geração:** que consiste em converter alguma forma de energia em energia elétrica;
- **Transmissão:** que é responsável pelo transporte de energia elétrica dos centros de produção até os centros de consumo;

- **Distribuição:** que distribui energia elétrica do sistema de transmissão aos diversos tipos de consumidores.

No diagrama de blocos da Figura 2.1, temos inicialmente a geração, logo após o bloco da subestação de transmissão onde a tensão é elevada do valor com o qual foi gerada para o valor de transporte, no caso, a tensão de transmissão. Esse valor é estabelecido de acordo com a distância a ser percorrida e o montante da energia a ser transportado.

Em seguida, o bloco do sistema de transmissão, que possui alguns consumidores que demandam de uma potência maior para utilização. Então, existe mais um rebaixamento de tensão nas subestações de subtransmissão, o qual também possuem consumidores para a tensão de subtransmissão. E outros rebaixamentos de tensão são necessários para atender as necessidades de cada tipo de consumidor, para tanto existem as subestações de distribuição para atendimento dos consumidores em tensão primária e os transformadores de distribuição que reduz a tensão primária para a secundária.

Os valores eficazes das tensões, com frequência de 60Hz, utilizados no Brasil, foram fixados por decreto do Ministério de Minas e Energia, estão apresentados na Tabela abaixo, onde se exhibe as áreas do sistema nas quais são utilizadas. Apresentam-se também algumas tensões não padronizadas ainda em uso.

Tabela 2.1: Tensões usuais do sistema de potência

Tensão (kV)		Campo de aplicação	Área do sistema de potência
Padronizada	Existente		
0,220 / 0,127	0,11	Distribuição Secundária (BT)	Distribuição
0,380 / 0,220	0,230 / 0,115		
13,8	11,9	Distribuição Primária (MT)	
34,5	22,5		
34,5	88,0	Subtransmissão (AT)	
69,0			
138,0			
138,0	440,0 750,0	Transmissão	Transmissão
230,0			
345,0			
500,0			

Fonte: Kagan, Oliveira, Robba (2005)

2.2 Sistema de Distribuição

O sistema de distribuição de energia é aquele que se confunde com a própria topografia das cidades, ramificado ao longo de ruas e avenidas para conectar fisicamente o sistema de transmissão, ou mesmo unidades geradoras de médio e pequeno porte, aos consumidores finais da energia elétrica (Abradee, 2014).

O sistema de distribuição brasileiro é regulado por um conjunto de regras dispostas em Resoluções da Aneel e no documento intitulado Procedimentos de Distribuição – PRODIST para conhecimento dos consumidores e produtores de energia, distribuidoras de energia e agentes importadores e exportadores de energia, disciplinando formas, condições, responsabilidades e penalidades relativas à conexão, planejamento da expansão, operação e medição da energia elétrica e estabelecendo critérios e indicadores de qualidade.

O sistema de distribuição maneja blocos de energia menores, em menores distâncias, e possui um sistema predominantemente radial em condições normais, podendo haver malhas para atendimento em emergências em cada ramal que alimenta um grande número de cargas. As linhas de distribuição transportam a energia que sai da subestação de distribuição até os consumidores. As tensões de distribuição da concessionária de energia do estado do Tocantins são de 13,8kV e 34,5kV na rede primária e de 220V e 380V na rede secundária, segundo à NTD-17 e a NTD-01 respectivamente.

A Figura 2.2 demonstra como a energia chega aos centros de carga. A rede de alta tensão ou tensão primária é ligada a um transformador de distribuição por meio de chaves fusíveis de proteção. O transformador rebaixa a tensão primária para a tensão de fornecimento que é feito pela rede de baixa tensão ou tensão secundária, ligada diretamente ao padrão de alimentação da unidade consumidora.

Figura 2.2 - Rede Distribuição Urbana



A rede primária, representada pelos três fios condutores dispostos na horizontal, é utilizada normalmente para fornecer energia para indústrias e comércios pela tensão de 13,8kV ou 34,5kV. A rede secundária posta pelos cabos multiplexados isolados na vertical alimenta as residências e os pequenos comércios pela tensão de 220V ou 380V.

2.3 Estruturas das redes de distribuição

Nas redes de distribuição existem alguns componentes que são mais conhecidos como os postes, isoladores e condutores, de forma análoga à transmissão só que em porte menor. Os postes para dar sustentação à rede, os isoladores para impedir que os condutores entrem em contato com outras partes aterradas e os condutores que transportam a energia elétrica. Para cada uma dessas partes existe uma norma criada pela concessionária para uma padronização e melhor funcionamento do sistema. Em cada norma é estabelecido um conjunto de equipamentos que é usado nessa parte da rede.

Os postes são classificados de acordo com a sua capacidade e altura, são fabricados de concreto armado, tipo duplo T e seção circular. O esforço de cada poste é indicado em daN, que é uma unidade de força. A norma ETD-01 fixa as características básicas de poste de concreto armado, a serem utilizadas na construção de redes aéreas urbana e rural de distribuição de energia elétrica nas classes de tensões nominais até 34,5kV.

De forma analógica as linhas de transmissão existem os isoladores na distribuição, como já dito, são fabricados com materiais isolantes e podem ser divididos com a capacidade de isolamento, o tipo de material isolante e o formato do isolador.

De acordo com a concessionária os condutores para os ramais de ligação aéreos serão multiplexados, com isolamento em XLPE, fases em alumínio CA e neutro nu em alumínio CA até a bitola de 25mm² e CAL para bitolas a partir de 35mm². Os condutores para os ramais de ligação aéreos deverão atender aos requisitos da NBR 8182 bem como os padrões da Concessionária e são padronizados pela norma NDU-001 para tensão secundária.

Nas normas técnicas da concessionária são descritos todos os procedimentos de instalação de equipamentos, composições técnicas de cada um. Abaixo segue a relação do que é estabelecido em cada norma relevante.

A norma ETD-06 estabelece os critérios e as exigências técnicas mínimas relativas à aprovação de modelo, fabricação e recebimento de caixas para equipamentos de medição e proteção, utilizadas nos padrões de entradas de serviço de unidades consumidoras na área de concessão da concessionária.

A norma ETD 07 padroniza as dimensões e estabelece as condições gerais e específicas mínimas exigíveis para o fornecimento das cruzetas de concreto armado destinadas ao suporte de condutores das redes aéreas de distribuição da concessionária de energia elétrica do estado do Tocantins.

A norma NTD-01 estabelece condições técnicas mínimas exigidas nas entradas de serviço das instalações consumidoras para atendimento em tensão secundária através da rede de distribuição de energia elétrica da Energisa Tocantins.

Esta norma técnica NTD-07 consolida critérios básicos para elaboração de projetos de redes aéreas de distribuição rural, de forma a assegurar as condições técnico-econômicas e segurança das instalações e a qualidade do serviço de energia elétrica, visando uniformizar os procedimentos de projetos em toda área de concessão.

A norma técnica NTD-12 a Energisa Tocantins estabelece, para toda sua área de concessão, a padronização de estruturas básicas para montagem de redes aéreas secundárias de distribuição trifásicas, utilizando condutores isolados multiplexados de alumínio.

A norma NTD-13 estabelece condições técnicas mínimas exigidas para as entradas de serviço das instalações consumidoras com medição agrupada através de rede de distribuição da Energisa Tocantins.

Na norma técnica NTD-15 são apresentadas as instalações básicas padronizadas para montagem de redes primárias aéreas, trifásicas e monofásicas, para distribuição de energia elétrica em áreas rurais, empregando isoladores tipo pilar, cruzetas de concreto em postes de concreto tipo Duplo T.

Na norma técnica NTD-16 são apresentadas as instalações básicas padronizadas para montagem de redes primárias de distribuição aérea trifásicas, em áreas urbanas, empregando cruzetas de concreto e isoladores tipo pilar porcelana.

A norma técnica NTD-17 tem como objetivo estabelecer as condições gerais para fornecimento de energia elétrica às instalações de unidades consumidoras atendidas através de redes aéreas em tensão primária de distribuição com tensões nominais de 13,8 kV e 34,5 kV.

A norma NTD-18 tem como propósito apresentar os requisitos que devem ser atendidos para acesso e conexão em baixa tensão, de central geradora de energia elétrica, com potência instalada de até 75 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, à rede de distribuição da Energisa Tocantins por meio de instalações de unidades consumidoras em edificações individuais.

A norma NTD-19 tem como propósito apresentar os requisitos que devem ser atendidos para acesso e conexão, em média tensão, de central geradora de energia elétrica com potência instalada superior a 75 kW e inferior ou igual a 1000kW, e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa

ou cogeração qualificada, à rede de distribuição da Energisa Tocantins por meio de instalações de unidades consumidoras em edificações individuais.

Na norma técnica NTD-20 são apresentados os critérios básicos de projeto e as instalações padronizadas para montagem de redes aéreas urbanas de distribuição primária classe 15 kV, do tipo compacta protegida, em áreas urbanas.

2.4 Operação

A operação do sistema atualmente é feita a partir da conjunção de duas partes igualmente importantes no processo. São elas: A automação e a Telecomunicação. A automação através de aplicações técnicas computadorizadas ou mecânicas é utilizada para aumentar a eficiência de um processo, diminuindo custos, aumentando a velocidade da obtenção das informações e solucionando pequenas faltas a distância, emitindo menores quantidades de resíduos e proporcionando melhores condições de segurança, tanto humana e material quanto das informações inerentes ao processo.

A Telecomunicação utiliza das informações obtidas pela aquisição de dados pra transmitir e receber voz e dados à distância. Em um sistema de telecomunicação, as informações do emissor são temporariamente convertidas em sinais elétricos, para que possam trafegar pelo sistema até que cheguem ao destino, onde são novamente convertidas em informações inteligíveis pelo destinatário. Esses sinais podem ser analógicos ou digitais. Os sinais analógicos são aqueles gerados por dispositivos transdutores, ou seja, dispositivos elétricos capazes de converter um tipo de energia em outro. Portanto, os transdutores podem ser utilizados para converter informações em sinais analógicos e vice-versa. Os sinais digitais são aqueles gerados por dispositivos da eletrônica digital, como é o caso dos circuitos integrados: chips, microprocessadores etc. Dada a sua natureza, os sinais digitais são pulsos elétricos binários, ou seja, bits 0 ou 1, em que "zero" significa "ausência de tensão elétrica" e "um" significa "presença de tensão elétrica".

Na nossa rede de energia elétrica atual existem alguns equipamentos considerados de maior importância pela concessionária, pois dele depende certa quantidade de consumidores. De acordo com uma lista de prioridades determinada pela concessionária esses equipamentos vão sendo automatizados no sistema. Por exemplo, automatizar uma subestação de distribuição que atende determinada

cidade dá a possibilidade de visualizar a tempo real a situação dos equipamentos como transformadores, alimentadores, religadores, atuação dos reles de proteção e etc.

2.5 Análise técnica – problemas envolvidos

O sistema de distribuição tem fundamental importância dentro do contexto do sistema elétrico, tanto pelo volume de investimentos necessários como pela elevada responsabilidade de atender aos consumidores com qualidade no serviço prestado. Para discorrer sobre as necessidades atuais do sistema devemos fundamentar parâmetros de qualidade no fornecimento de energia elétrica.

O fornecimento ideal de energia elétrica se daria em um ambiente que a faixa de frequência fosse igual a nominal, no caso 60Hz, as distorções harmônicas fossem nulas, que o serviço fosse prestado continuamente, e que a tensão fosse sempre estável e de acordo com a nominal para o cliente. Porém essa é uma situação ideal, que não se aplica a realidade de forma integral.

Para que o nosso sistema de distribuição se aproxime cada vez mais desse modelo ideal precisamos apontar os pontos de maior vulnerabilidade da rede e corrigi-los. O que também é levado em conta é o tempo de reestabelecimento do sistema para a falha de cada equipamento que compõe a rede. Com essas aplicações o sistema vai ficando cada vez mais eficiente e confiável.

2.6 Conclusões

Trabalhar com um sistema elétrico de forma com que ele fique mais próximo de uma situação ideal, que seja viável, com qualidade para o consumidor, e retorno para o investidor é o grande desafio das concessionárias de distribuição de energia espalhadas por todo Brasil.

Toda a estrutura utilizada na distribuição não pertence à empresa que possui a concessão, e sim a união. É empresa que ganha a concessão de distribuir energia elétrica só administra essa parte do setor elétrico e recebe o retorno somente com os investimentos feitos no seu período de concessão considerados substanciais para o bom funcionamento da rede de energia elétrica.

Portanto investir para minimizar falhas aumentando a operabilidade da rede de uma forma sustentável pode ser um bom caminho à se trilhar para que o consumidor esteja satisfeito com o trabalho da concessionária e a agência reguladora possa reconhecer os esforços necessários e convertê-los em retorno financeiro para a empresa que presta esse serviço.

3. REDES INTELIGENTES DE ENERGIA ELÉTRICA

A *Smart Grid* também conhecida como rede inteligente é um conceito que vem sendo aperfeiçoado desde 2005 com a evolução das tecnologias da informação e comunicação que impulsionada particularmente pelo avanço da internet, possibilitou uma melhora no monitoramento e no controle do desempenho dos sistemas de eletricidade e, assim, oferecendo uma maior eficiência, flexibilidade e menores custos de operação. Sintetizando, as redes inteligentes vêm sendo estudadas com o intuito de modernizar o sistema elétrico.

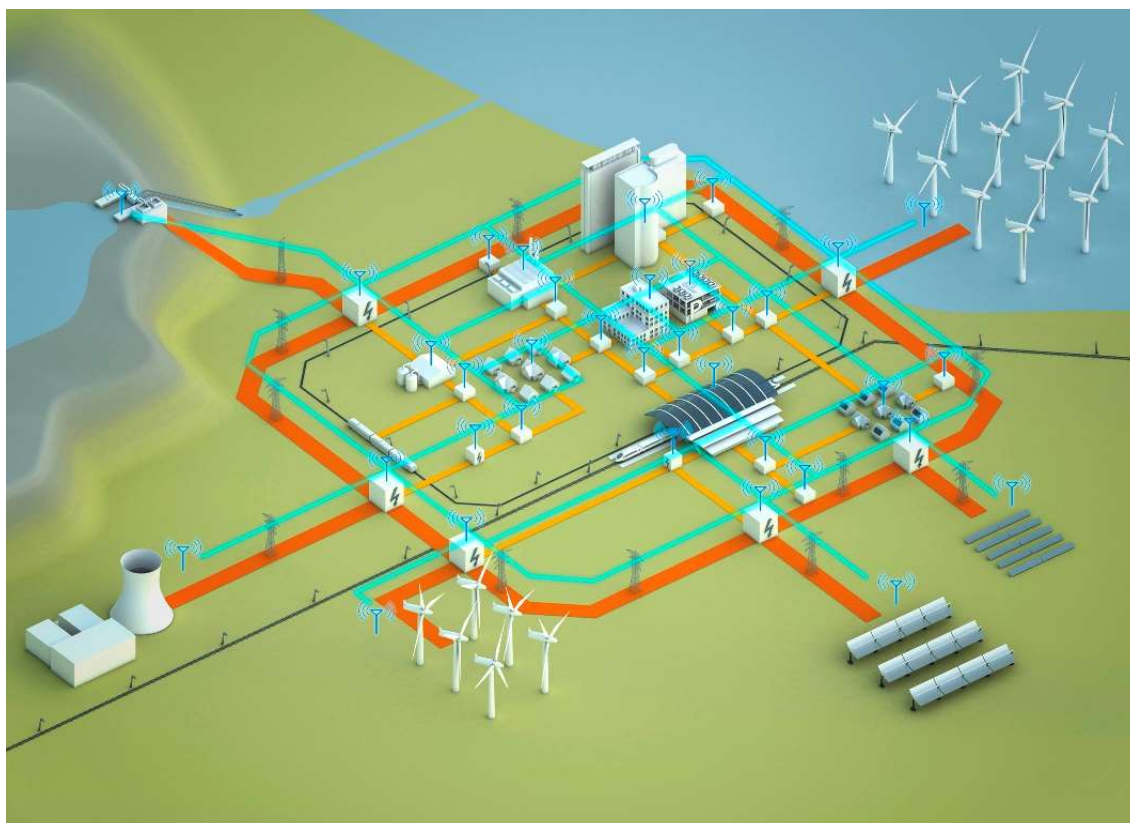
Não há uma única definição para o termo *Smart Grid*, tão menos um criador para a aplicação. Abaixo segue a definição do termo “*Smart Grid*” para a IEA – *International Energy Agency* traduzido de forma literal:

“As redes inteligentes são redes que monitoram e gerenciam o transporte de eletricidade a partir de todas as fontes de geração para atender as diferentes necessidades de energia elétrica dos usuários finais. Elas são, e continuarão a ser implantadas em taxas diferentes em uma variedade de configurações de todo o mundo, dependendo de atratividade comercial local, a compatibilidade com as tecnologias existentes, a evolução da regulamentação e quadros de investimento.”

De forma análoga à *Smart Grid*, existem algumas questões que devem se associar para adentrar neste conceito, são elas: confiabilidade, eficiência, segurança, competitividade e meio ambiente. Com a introdução de sensores e controles automatizados, a rede poderá ser capaz de antecipar, detectar e resolver problemas no sistema. Assim, podem-se evitar ou reduzir as faltas de energia, problemas na qualidade do serviço e suas interrupções.

A Figura 3.1 mostra um formato de *Smart Grid* como espelho de um futuro que caminha para a sustentabilidade e eficiência energética. Geração de energia alternativa, comunicação de cada ponto conectado ao sistema, supervisão e operação remota, entre outras tantas características que podem ser aplicadas nesta tecnologia.

Figura 3.1 - Modelo de uma rede inteligente de energia elétrica



Fonte: Siemens (2015)

Com essa nova tecnologia empregada nas redes, será possível de forma facilitada detectar as interrupções. As informações em tempo real possibilitarão o isolamento das áreas afetadas e o redirecionamento do fluxo de energia de forma a manter o maior número possível de consumidores atendidos, ajudando na prevenção de interrupção de fornecimento. Como a rede inteligente trabalha com o uso de variadas tecnologias para integração do processo vamos dividi-las nos tópicos a seguir.

3.1 Medição eletrônica ou medição inteligente

A medição inteligente refere-se a um sistema que compreende medidores digitais com maiores funcionalidades que resultam em capacidade de processamento, armazenamento e comunicação. Com infraestrutura para comunicação bidirecional e um software de aplicação que permite a aquisição automática de dados em intervalos de tempo configurável, envio de dados de comando e controle remoto para o medidor e um sistema de gerenciamento, que oferece recursos como gerenciamento de ativos, informação de segurança e análise

de dados. Neste sentido, o medidor tornou-se uma ferramenta computacional e, portanto, inteligente (CGEE, 2015).

Com a comunicação bidirecional entre consumidores e a concessionária de energia elétrica espera-se propiciar a leitura automática da demanda individual automatizando a coleta de dados de faturamento, proporcionar a conexão e desconexão de consumidores, disponibilizar informações do preço da energia pelo uso das bandeiras tarifárias, detectar faltas e despachar equipes de manutenção de forma mais rápida e eficaz, além de detectar e impedir o furto de energia.

As principais motivações para a migração para a medição inteligente têm sido: maior precisão no consumo medido; redução das perdas por fraude e furto; e possibilidade de utilização de funções adicionais remotamente como suspensão em caso de inadimplência e religação a distância, leitura remota. Com isso o despacho de equipes reduzirá bastante mitigando custos operacionais do processo. Além disso, uma falta será percebida pela concessionária quase que automaticamente, portanto quando o consumidor contatar à empresa de fato, ele já poderá receber a previsão de retorno aumentando a eficiência do serviço prestado.

Várias distribuidoras aguardam, no entanto, a eliminação de algumas incertezas para migrarem para a medição inteligente, como por exemplo, as indefinições na regulamentação quanto ao uso de recursos adicionais tais como a tarifa horo-sazonal; e indefinição na regulamentação metrológica.

Os softwares do sistema de gerenciamento são normalmente proprietários, disponibilizados pelos próprios fabricantes dos medidores. Normalmente os dados são mantidos em um formato proprietário, e para que haja integração com equipamentos de outros fornecedores é importante que os dados de medição sejam abertos e que o fornecedor dos equipamentos disponibilize-os em sua fonte original e fornecendo conversores de protocolos, caso necessário, ou em formato de conversão solicitado pelo usuário.

De acordo com alguns dados obtidos com a concessionária do estado o plano diretor de Palmas possui hoje em torno de 14.203 unidades consumidoras de atendimento contando as monofásicas, bifásicas e trifásicas. Dos medidores de energia utilizados, 20% ainda são eletromecânicos, 80% já são eletrônicos. Os

modelos de medidores eletrônicos utilizados compartilham de sete fornecedores, são eles: Schenider, Elster, Landis Gyr, Eletra, Elo, Itron e Aprel.

Dentre todos os modelos de medidores utilizados, o ION 8600 da Schneider Electric, é o que mais se destaca em termos de qualidade e aproximação com este projeto. É um medidor eletrônico de energia e potência multifunção, com registro de eventos, histórico de 800 canais, monitoramento de *sag* e *swell*, medição de harmônicas até 127º e medição de componentes simétricos, pontos de definição, I/O digitais e analógicos e várias portas de comunicação habilitadas pela Internet, captura de formas de onda, detecção transitória rápida, monitoramento e auditoria da qualidade de energia (Schneider Electric, 2015).

Este medidor já vem de fábrica com um software embarcado chamado ION setup 3.0 com varias características opcionais de uso e configuração do equipamento. Ele possui três tipos de portas de comunicação que podem ser utilizadas, a ethernet, RS-232 e fibra ótica. Neste caso a comunicação dos dados é feita via satélite, um link de dados envia diretamente as informações coletadas para o COM – Centro de Operação de Medição através da internet, o modelo de comunicação considerado mais prático para uso no cenário atual.

Hoje estes medidores estão instalados em sua maioria só nos consumidores livres, aqueles que optam por escolher de quem comprar a energia por eles utilizada. Aqui no plano diretor de Palmas quem utiliza é o Capim Dourado, Hipermercado Extra e Açai. Cada um destes consumidores possui dois medidores para essa tarefa, um principal e o outro retaguarda caso o principal não funcione por algum motivo.

Lembrando que as leituras do medidor funcionam independente do sistema de comunicação. Caso a internet não funcione, o medidor continua registrando as leituras e depois quando a rede volta a funcionar é feita a coleta deste período sem rede normalmente. O acompanhamento da medição é feito só uma vez por mês para fins de faturamento. A CCEE coleta esses dados diariamente e qualquer erro ou problema com o medidor o COM recebe um alarme para verificação.

3.2 Geração distribuída

O sistema de Geração Distribuída – GD, também conhecido como geração descentralizada, é uma expressão usada para designar a geração de energia elétrica próxima dos consumidores independente da fonte de energia. Considerando as dimensões continentais do nosso país, a GD pode tornar-se um modelo de geração e distribuição a ser considerado na reformatação da matriz energética brasileira.

O transporte a longas distâncias por intermédio das linhas de transmissão é dispensado na GD, então, a princípio, os custos com esse tipo de investimento é preservado a outras áreas de aplicação além da diminuição das perdas técnicas proveniente das grandes distâncias deste transporte tornando a qualidade do fornecimento de energia elétrica superior ao da geração convencional, o que torna o sistema mais estável e confiável.

A GD é capaz de aliviar a sobrecarga e o congestionamento do sistema de transmissão e de manter a tensão em níveis adequados, proporcionando maior confiabilidade ao sistema ao reduzir as quedas de tensão e os blecautes. Com isso, outro benefício a ser contabilizados à GD é a dispersão dos impactos ambientais provenientes do estabelecimento de reservatórios e da construção de extensas linhas de transmissão.

Diante do crescimento da demanda, a geração distribuída terá maior agilidade, devido aos menores prazos e menor complexidade para a obtenção de licenciamento e liberação na implantação dos projetos. A geração descentralizada ofertará expansão adicional para manter o grau de regularização necessário à confiabilidade e segurança do SEP brasileiro.

No dia 17 de abril de 2012 entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, onde o consumidor brasileiro a partir de então poderia gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. Esta Resolução trata da micro e da mini geração distribuída de energia elétrica, a fim de aliar economia financeira, consciência socioambiental e sustentabilidade.

De acordo com a Resolução Normativa nº 482/2012, os micro geradores são aqueles com potência instalada menor ou igual a 100 quilowatts (kW), e os mini

geradores, aqueles cujas centrais geradoras possuem de 101 quilowatts (kW) a 1 megawatt (MW). As fontes de geração precisam ser renováveis ou com elevada eficiência energética, isto é, com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada (ANEEL, 2012).

O saldo positivo desse crédito de energia não pode ser revertido em dinheiro, mas pode ser utilizado para abater o consumo em outro posto tarifário (ponta/fora ponta), quando aplicável, em outra unidade consumidora desde que as duas unidades estejam na mesma área de concessão e sejam do mesmo titular ou também na fatura do mês subsequente da unidade geradora. Os créditos de energia gerados continuam válidos por 36 meses.

Por fim, para unidades consumidoras conectadas em baixa tensão (Grupo B), ainda que a energia injetada na rede seja superior ao consumo, será devido o pagamento referente ao custo de disponibilidade – valor em reais equivalente a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico). Em situação análoga, para os consumidores conectados em alta tensão (grupo A), a parcela de energia da fatura será zerada, sendo que a parcela da fatura correspondente à demanda contratada será faturada normalmente.

Além da utilização em larga escala de painéis fotovoltaicos em residências e estabelecimentos comerciais, pensamos que a GD pode se expandir no cenário industrial onde há uma maior diversificação das tecnologias empregadas para produção de energia, devido à escolha poder ser realizada em função dos requerimentos específicos da carga ou da disponibilidade dos recursos energéticos locais. As exigências de equipamentos de medição e as dificuldades técnicas de se garantir a segurança na operação dessa conexão são entraves que precisam ser vencidos.

Existe no site da concessionária um formulário de solicitação de cogeração distribuída conectada a rede. Qualquer consumidor pode solicitar, desde que cumpra os trâmites descritos no Prodist Módulo 3 Seção 3.7 (anexo), seja do Grupo A ou Grupo B. O plano diretor de Palmas já conta com um co-gerador de energia elétrica que utiliza de painéis fotovoltaicos para abastecer a rede e suprir o seu consumo. É uma empresa de pequeno porte de manutenção e instalação de ar condicionado localizada na Quadra 1012 Sul.

A Energisa publicou no seu conteúdo de Normas Técnicas os critérios para conexão em baixa e media tensão através da NDU013 e NDU015 respectivamente (anexo) e as exigências mínimas para interligação de gerador de consumidor primário com a rede de distribuição da Energisa com paralelismo momentâneo e permanente através da NDU019 e NDU020 respectivamente (anexo).

A única mudança existente após a inclusão desse módulo no Prodist a respeito das bandeiras tarifárias foi relativo aos níveis dos reservatórios de geração de energia, que agora implica em um custo diferenciado para cada bandeira. A Aneel por meio da Resolução nº 626, de 30 de setembro de 2014, válida no país inteiro e obrigatória para todas as distribuidoras (anexo) regulamenta que a partir de março de 2015, todos os custos de geração que variam conforme o cenário passa a compor o cálculo das bandeiras.

Atualmente, o sistema possui três bandeiras: verde, amarela e vermelha. A bandeira verde não possui nenhum acréscimo na tarifa, na amarela há um acréscimo de R\$0,025/kWh consumido e na bandeira vermelha há um acréscimo de R\$0,055/kWh consumido.

3.3 Sensoriamento de pontos estratégicos da rede

Transdutor é o nome dado para um sensor ou atuador, que por sua vez são dispositivos de detecção e atuação em um determinado processo. Com o advento dos microcontroladores e a grande disponibilidade de ferramentas e recursos para o processamento de sistemas digitais, foi possível introduzir uma elevada capacidade de computação aos transdutores (Chong & Kumar, 2003). Dessa afirmação nasce o termo transdutor inteligente, que é a integração de um sensor analógico ou digital ou um atuador, uma unidade de processamento e uma interface de rede (Elmenreich & Pitzek, 2003).

O que caracteriza um sensor ou transdutor inteligente é a integração de um sensor analógico ou digital ou um atuador, uma unidade de processamento e uma interface de rede. Por sua vez, redes de sensores inteligentes são constituídas de nós de transdutores inteligentes interligados entre si através de uma rede de comunicação.

O conceito de redes de sensores inteligentes não está somente ligado à troca de informações de um transdutor para outro, mas também com o compartilhamento e disponibilização das informações muitas vezes em tempo real. O funcionamento dos sensores inteligentes em rede através de interfaces padronizadas torna possível o compartilhamento de informações e recursos de um sistema, a supervisão de um processo completo, além de acesso e monitoramento remoto das variáveis envolvidas.

Com o crescente avanço tecnológico e o surgimento de microcontroladores modernos, que utilizam circuitos integrados facilmente encontrados no mercado, capazes de prover uma comunicação padrão, tornou-se possível à construção de transdutores inteligentes de baixo-custo. Dessa forma, os transdutores podem vir em grandes variedades com capacidades diferentes e de diferentes fabricantes.

Os sensores são responsáveis por enviar as informações para a central de controle da concessionária e prover dados para a tomada de decisão dos operadores da rede. A automatização será uma realidade e o religamento de áreas não afetadas poderá ser feito mais rapidamente, eliminando o desconforto dos usuários e aumentando a receita da concessionária.

A instalação de sensores ao longo do sistema de distribuição de energia elétrica é um dos passos para integração da Smart Grid. Durante este estudo não obtivemos nenhuma informação se há ou não sensoriamento na concessionária do estado do Tocantins. Portanto vamos partir do princípio de que nenhuma iniciativa ainda foi tomada a esse respeito.

Normalmente o sensoriamento associa-se melhor ao sistema de transmissão por sua maior importância diante de alguma ocorrência se comparado à mesma ocorrência no sistema de distribuição que possui diversas veias de manobras mais próximas à falta.

3.4 Automação de subestações e da rede de distribuição

A operação do sistema elétrico de potência é extremamente dependente das informações de status, da análise confiável de dados e da velocidade para a tomada de decisão nas intervenções seguras do operador, tanto do ponto de vista do

sistema como do humano. Baseada em percepções e ações de operadores, a operação manual envolve riscos elevados para o sistema e para as pessoas. Estes riscos são minimizados com o desenvolvimento e emprego da tecnologia digital em sistemas de supervisão e controle (SEL, 2015).

O sistema de operação, normalmente utilizado pelas concessionárias de energia elétrica em geral, está baseado na coleta, no processamento, na análise e no armazenamento de dados analógicos e digitais adquiridos nas subestações ou redes de distribuição. Os dados são obtidos geralmente em locais remotos e transmitidos para um centro computacional em que são gerenciados e controlados.

Dentro do sistema de distribuição de energia elétrica as variadas formas de automatismos utilizados estão associados às estruturas de comunicação empregadas nos SCADAS do sistema elétrico em geral. Em uma tradução literal SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) significa sistemas de supervisão, controle e aquisição de dados.

O SCADA, é formado basicamente por módulos digitais de aquisição e controle (entradas e saídas digitais), por módulos de aquisição de entradas e saídas analógicas, por processadores de lógicas, por rede de comunicação, por interfaces homem-máquina, por equipamentos de comunicação e softwares para diversas aplicações.

Sua função principal é a obtenção de dados, que é realizada pelos equipamentos de proteção, controle e medição, baseados em processadores digitais, chamados de *Intelligent Electronic Device* (IED). Os IEDs são responsáveis pela interface para obtenção dos dados que alimentam a base do SCADA com medidas analógicas e digitais, controle para comandos e o gerenciamento da comunicação. Os sistemas são compostos por diversas camadas, que recebe o nome de nível hierárquico. Cada nível é responsável por uma parte do processo de aquisição e controle de dados.

A Tabela 3.1 apresenta uma estrutura hierárquica para SCADAs aplicada a concessionária de energia elétrica do Tocantins. Como cada empresa tem suas características, pode vir a ser necessário um número maior ou menor de níveis operativos. Quanto maior a quantidade de níveis, maior é a complexidade do trânsito

de informações e maior o investimento necessário para implantação e manutenção do sistema.

Tabela 3.1: Estrutura de hierarquia do SCADA

Para todas as ações onde ocorra desarme ou abertura de Disjuntor, Religador ou Chave; Falha do serviço auxiliar da subestação; Alarme de Nível de tensão.	ALTO
Todas as atuações de bloqueios e reset das proteções do SEP.	MÉDIO
Todas as informações genéricas como modo de operação local, falha de comunicação, alarmes genéricos de defeitos dos IED's e etc.	BAIXO

A comunicação é feita por diversos tipos de meios físicos e de forma estruturada, preferencialmente padronizada por normas e em múltiplos arranjos de arquitetura de rede de comunicação utilizados para a troca de informações entre os níveis hierárquicos de SCADAS. Na Tabela 3.2 podemos exemplificar alguns tipos de redes de comunicação SCADA. O padrão RS232 pode ser utilizado até uma distância máxima de 12 metros. Já o padrão RS485 pode chegar a uma distância de até 1200 metros sem repetidores. Atualmente, utiliza-se em maior parte, o padrão ethernet (TCP/IP) que chega à distância de até 100 metros entre seguimentos com cabeamento do 10BaseT.

Tabela 3.2: Exemplos de Redes de comunicação SCADA

Meio Físico	Tipo de Comunicação	Padrão	Normas
Metálico	Serial	RS-232 RS-485	DNP3.0
	TCP/IP	10/100BASE T	DNP3.0 LAN/WAN IEC 60.870-5-104
Fibra ótica	Serial	RS-232 RS-485	DNP3.0
	TCP/IP	10/100BASE FX	DNP3.0 LAN/WAN IEC 60.870-5-104
Rádio	Serial	FSK / GFSK	DNP3.0
	TCP/IP	IEEE 802.11	DNP3.0 LAN/WAN

Para que haja comunicação entre o controlador de campo e o sistema de supervisão e controle não basta apenas o meio físico, os dois sistemas devem utilizar o mesmo protocolo de comunicação. Existem protocolos abertos e proprietários. Geralmente cada fabricante tem o seu protocolo de comunicação proprietário e os protocolos de comunicação abertos, como MODBUS, DNP3 e IEC 61.850. Por exemplo, o MODBUS, existe nas versões RTU (Padrão serial RS232/RS485) e TCP (Padrão Ethernet).

O SCADA é um sistema de múltiplos dados usualmente chamados de pontos. Os pontos de um sistema de supervisão e controle podem ser do tipo físico (medido ou monitorado) ou ponto lógico, que são obtidos por meio de cálculos internos nos IED ou por processamento de softwares em plataformas computacionais. O conjunto dos pontos físicos e lógicos compõe a base de dados do sistema que é utilizada para a operação local, operação à distância, registros de eventos, históricos e automatismos no sistema elétrico.

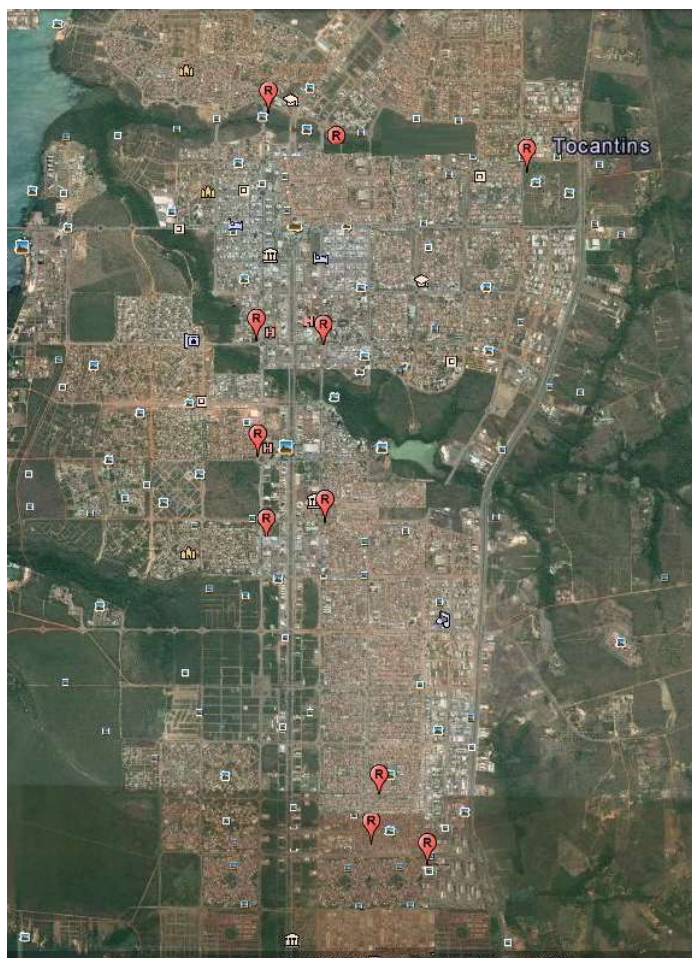
O plano diretor de Palmas possui atualmente três subestações, todas basicamente automatizadas com comandos de abertura e fechamento remotos, os transformadores são os únicos que possuem mais funções supervisionadas devido ao seu caráter de fundamental importância para o funcionamento do SEP. Já existe um projeto para mais uma subestação até o final de 2017. As subestações existentes são denominadas e estão localizadas conforme a tabela abaixo.

Tabela 3.3: Subestações atuais de Palmas - TO

SUBESTAÇÃO	ENDEREÇO	CEP
PALMAS 2	QUADRA 312 SUL, AV. NS 10 C/ LO 07	77016-524
PALMAS 3	QUADRA 1202 SUL, AV. LO 27 COM A AV. THEOTÔNIO SEGURADO	77.024-380
PALMAS 4	LOTEAMENTO CANELA, LOTE 09-C, CENTRO	77.475-000

As RDU – Rede de distribuição urbana de Palmas conta hoje com onze religadores automatizados com comandos completos distribuídos pelo Plano Diretor conforme segue a imagem abaixo com mais dois em fase de automatização. Esses religadores interligam os alimentadores que saem das três subestações atuais, são ligados ao SCADA e supervisionados no caso de uma necessidade possibilitar a transferência de carga remota entre outras funções.

Figura 3.2 - Religadores automatizados da RDU Plano Diretor de Palmas



3.5 Tecnologia da Informação ou TI

Esse tópico traduz a importância substancial da TI para viabilização da Smart Grid. Com o auxílio de softwares associados a hardwares torna possível o SCADA, o monitoramento de dados, o gerenciamento e a segurança cibernética. Com a evolução do mundo moderno, as tecnologias tendem à inteligência artificial. Relés já possuem softwares embarcados para parametrização, medidores eletrônicos, switches, câmeras termográficas, sistemas de Circuito Fechado de Televisão – CFTV, Unidade Concentradora de Comunicação – UCC, transceptores e etc. Então a TI invade cada vez mais o sistema elétrico de potência de forma a modernizar o SEP.

Existem infinitas formas de incorporar as funções discriminadas da TI dentro desse sistema. Portanto cada concessionária procura o fornecedor que melhor atenda suas necessidades. No caso da rede inteligente, o uso da TI deve

entrar em cada parte do processo. Na medição inteligente, no sensoriamento, na automação, na GD e na comunicação. Portanto o projeto deve tratar a TI dentro de cada uma destas etapas do processo.

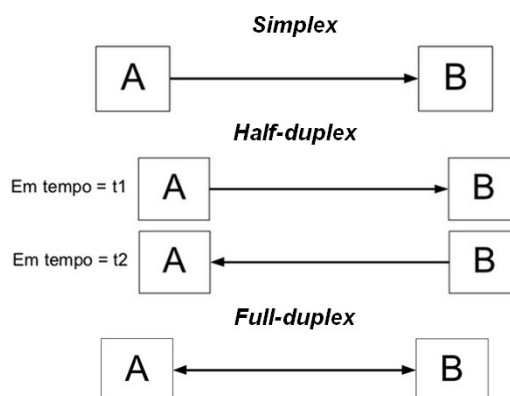
Quanto à arquitetura física, existe um equipamento chamado CPD – Centro de Processamento de Dados, que é o local físico onde são concentrados máquinas de processamento e armazenamento de dados. Conhecidos também como *Data Center*. É onde abriga os servidores, o banco de armazenamento de dados e onde é processado grande quantidade de informação, portanto precisam ser projetados para serem seguros, tanto fisicamente como logicamente.

A TI basicamente se estrutura em como a rede de comunicação opera, a estrutura física utilizada atualmente compõe-se de dois servidores 136GB, um principal e um retaguarda, ligados a um *storage* de 600GB localizados no mesmo rack do CPD que conversam através de um *switch* mais um monitor utilizado para monitoramento e controle dos servidores locais.

3.6 Redes de comunicação

Uma rede de comunicação é uma infraestrutura de hardware e software usada para transferir informação entre dois ou mais pontos para transmissão de informações. A interconexão pode ser feita através de qualquer tipo de meio físico que possa transmitir dados. Seja ele, sinais em cabeamento de cobre, fibra ótica, micro-ondas, radiofrequência, via satélite e etc. A infraestrutura de rede pode ser composta por computadores ou hosts, roteadores, switches, hubs, cabeamento estruturado, protocolos de comunicação, sinalização elétrica, sinalização luminosa, conectores e afins.

Existem três modos de transmissão da informação que são mais utilizados, o canal simplex, half-duplex e full-duplex. No modo simplex os dados fluem de um único sentido a determinada direção. Já no modo half-duplex os dados fluem em ambos os sentidos, porém não simultaneamente. No modo full-duplex os dados fluem em ambos os sentidos de propagação simultaneamente conforme ilustra a Figura abaixo.

Figura 3.3 - Modos de transmissão de dados

As redes também podem ser classificadas por sua área de cobertura. Abaixo temos três tipos de redes distintas.

- **Redes de Longa Distância (*Wide Area Networks – WANs*)**

Cobrem grandes áreas como países inteiros ou continentes utilizando linhas telefônicas alugadas por meio de enlaces de comunicação compartilhados: como comutadores e roteadores. Ex.: IBM SNA, Rede X. 25, Internet.

- **Redes Locais (*Local Area Networks – LANs*)**

Cobrem pequenas áreas como escritórios ou edifícios através de um único enlace por meio de canal compartilhado. A taxa de comunicação do usuário varia entre 10Mbps e 1Gbps. Ex.: Ethernet, Token Rings, Apple-Talk.

- **Redes Metropolitanas (*Metropolitan Area Networks - MANs*)**

Cobrem uma cidade, geralmente interconectam diferentes LANs em uma mesma cidade.

As de redes de comunicação que a concessionária utiliza são: Rede da TI (Corporativa) e Rede Operativa de Dados (ROD). A Corporativa é para sistemas com acesso de múltiplos usuários. Na ROD é adotado um sistema de especialidade com interoperabilidade, disponibilidade e desempenho exclusivo para tráfego de dados dos IED's com o SCADA. Não tem acesso para múltiplos usuários na rede.

A ROD da concessionária utiliza de fibra ótica e radiocomunicação em micro-ondas para trafegar todos os dados obtidos pelos IEDs das subestações e RDU de Palmas. Os protocolos utilizados pelos IEDs, concentradoras, reles, religadores, CLPs e etc, variam entre DNP 3.0 e IEC 60870-5-104.

3.7 Reestruturação Normativa para aplicação do novo modelo

Existem alguns pontos de fundamental importância para que a utilização das Smart Grids seja feita de forma estruturada, esses pontos se referem a providências que a Agência Reguladora deve se manifestar. Muito em breve as redes inteligentes devem tomar cada vez mais espaço no setor elétrico.

Portanto é de extrema relevância é o papel da Aneel para favorecimento a cooperação. Quanto antes a Aneel regulamentar o assunto, mais rápido poderemos nos beneficiar com o resultado do processo. Além de destacar a regulamentação dos resultados, uma segunda prioridade das autoridades reguladoras deve ser assumir o papel ativo para favorecer a cooperação entre os agentes, a fim de se atingirem os objetivos através de vários conceitos, inovações e soluções de rede inteligente.

Primeiro ponto a ser citado seria a redefinição das tarifas, isto é, a instituição de tarifas dinâmicas que induzam a otimização do serviço de distribuição de energia elétrica. Outro ponto seria o estabelecimento de mecanismos que permitam a recuperação dos investimentos necessários para a implantação de Smart Grids.

Além disso, a instituição de normas relativas a novos eletrodomésticos, prédios, processos industriais, geração distribuída e armazenagem de energia para aproximar essa parte do processo à realidade brasileira. E a definição de protocolos e procedimentos que garantam a segurança das informações que trafegarão na rede de fornecimento de energia elétrica, o que é essencial para a viabilização das Smart Grids.

3.8 Viabilidade tecnológica

Quando se fala em mudança tecnológica, logo vem à mente a relação custo-benefício. Para mudar as redes de distribuição, as concessionárias precisarão fazer investimentos e, conseqüentemente, deverão ser remuneradas. Por outro lado, a Agência Reguladora trabalha para garantir a modicidade tarifária e reconhece apenas os investimentos considerados prudentes.

Essa equação precisa ser solucionada. Entende-se que um passo seria a coleta de informações em projetos pilotos no Brasil e exterior, além de definir as fontes de recursos destinadas à implantação da tecnologia. Alguns benefícios são de difícil quantificação, como, por exemplo, a melhora na qualidade da energia, o efeito da diminuição da interrupção de fornecimento na economia e a satisfação do consumidor em ter um serviço mais rápido e eficiente prestado pela distribuidora.

3.9 Redes de Energia Elétrica Convencional X Inteligente

Seria de certa forma, tendencioso querer comparar os dois tipos de rede de energia elétrica, haja vista que as Smart Grids utilizam da estrutura existente para ampliar, modernizar, facilitar o sistema de energia elétrica tradicional. Então as redes inteligentes são nada mais que as próprias redes existentes com maiores funcionalidades que utiliza de processadores tecnológicos para melhorar a topologia atual. Na Tabela 3.4 podemos relacionar algumas características que diferencia as redes convencionais e as inteligentes.

Tabela 3.4: Parâmetros comparativos entre a rede existente e a inteligente

REDE EXISTENTE	REDE INTELIGENTE
Medição Eletromecânica	Medição Digital
Comunicação unidirecional	Comunicação bidirecional
Geração centralizada	Geração descentralizada
Poucos sensores	Muitos sensores
Restauração manual	Auto restauração ou <i>Self Healing</i>
Automação limitada	Totalmente automatizada
Rede unidirecional	Rede adaptativa
Vulnerabilidade da rede	Alta segurança na rede
Sem participação com o usuário	Com participação do usuário

No tópico abaixo consta qual é o diferencial desse novo conceito, e quais são os benefícios que ele pode trazer a rede de energia elétrica atual.

3.10 Melhorias com uso de redes inteligentes

A Tabela 3.5 mostra algumas das características mais relevantes da Smart Grid e os benefícios de cada uma delas dentro das etapas do processo.

Tabela 3.5: Características e benefícios da *Smart Grid*

SMART GRID		
ETAPA	CARACTERÍSTICAS	BENEFÍCIOS
Automação de Religadores de Distribuição	Self-Healing	Capacidade de rapidamente detectar, analisar, responder e restaurar uma falha ou uma falta no sistema.
Medição Inteligente	Comunicação Bidirecional	Via de mão dupla, que permite tanto informações e comandos quanto enviar dados em tempo real
Resultante de todo processo	Alta confiabilidade e qualidade de energia	Habilidade de fornecer energia continuamente, resultando melhora nos índices controlados pela Aneel.
TI	Resistência a ataques cibernéticos	Habilidade de ser imune e proteger o sistema contra ataques cibernéticos.
Medição Inteligente; Sensoriamento; Automação.	Otimização de recursos	Habilidade de monitorar e otimizar o capital, minimizando as operações e os custos de manutenção.
GD	Dispõe de opções de geração alternativa conectada à rede	Habilidade de adaptar a qualquer tipo de fonte de geração de energia.

3.11 Justificativas

Este trabalho foi realizado até este tópico com o intuito de demonstrar novas formas de pensar no SEP. Uma forma mais moderna que busca meios de ser viabilizada. Em primeiro momento, com um apoio mais claro da Aneel com políticas de determinação dessa necessidade, para que as concessionárias queiram investir neste modelo e terem a certeza de serem remuneradas por isso.

A população ganha uma energia mais contínua e de qualidade. A concessionária ganha dentro das tecnologias que foram injetadas e o retorno financeiro de cada uma. E a Aneel ganha com a maior facilidade de controle de ativos facilitando o trabalho de ambas as partes.

3.12 Conclusões

As redes de energia inteligentes podem ser vistas como um novo modelo alternativo de sistema de energia elétrica. Diante da crise recente de falta de água no Sul e Sudeste, o aumento da energia elétrica, a defasagem de equipamentos por parte da estrutura elétrica, vê-se a necessidade de procurar novas alternativas para melhorar o sistema elétrico.

A geração descentralizada auxiliando no alívio da sobrecarga do sistema em horários de pico, o descongestionamento do sistema de transmissão e vários outros fatores anteriormente explanados. Investimentos de ciclo em ciclo de utilização da mesma estrutura se fazem necessários. Por que não investir em uma melhoria na implementação de um novo sistema de energia elétrica, que seja mais dinâmico e confiável? Essa questão, procuraremos tratar no próximo capítulo.

4. PROJETO DE UMA REDE INTELIGENTE

Para projetar uma rede inteligente é necessário definir fontes de recursos para realização dos investimentos necessários, o que cabe a cada concessionária avaliar o estado da sua necessidade, estabelecer tratamento financeiro específico para os bens que sejam substituídos para viabilizar a nova tecnologia, assim como alterar o modelo de remuneração das distribuidoras de energia elétrica através da Agência Reguladora Aneel, pois poderiam passar a oferecer outros serviços aos seus consumidores como monitoramento e operação remotos, de conformidade com a solicitação de cada cliente.

4.1 Medição Inteligente

Existe hoje no mercado uma gama de tecnologia disponível para propiciar essa comunicação. Entre elas ZibBee, redes Mesh, Radiofrequência e redes de celulares: GRPS. Devido à alta abrangência de sinal e menor custo envolvido, sugerimos a utilização da tecnologia GPRS, com uso de protocolo aberto, como estabelece a Aneel na folha número dez da Nota Técnica N°0044/2010–SRD/ANEEL, de 17/09/2010. O uso de um protocolo proprietário e fechado poderia causar aumento nos preços e falta de competição no setor. Portanto, um protocolo público seria mais adequado para garantir a competição e a utilização de equipamentos de vários fabricantes sem necessidade de mudança na contratação de serviços de comunicação de dados.

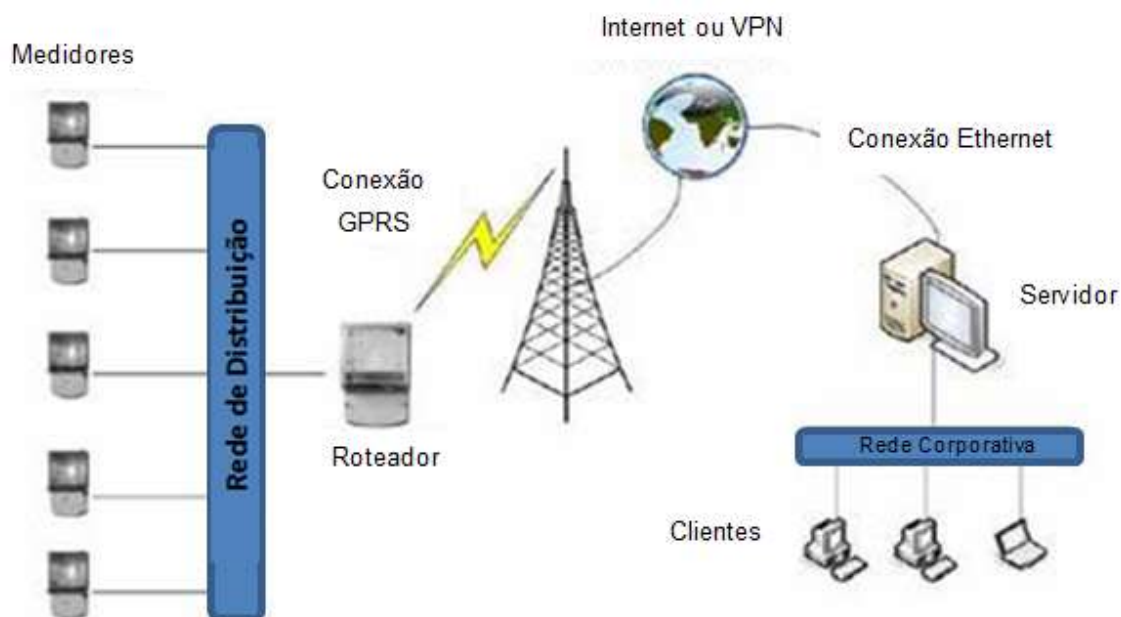
Esta parte do projeto, que engloba a medição inteligente, sugere a instalação da aplicação para consumidores do Grupo A, de alta tensão, para que os clientes mais relevantes sejam os prioritários na instalação do medidor utilizado até que essa tecnologia diminua os custos para viabilizar a aplicação em larga escala, no caso, referenciando a instalação no Grupo B, de baixa tensão.

Uma das características que torna a *Smart Grid* uma rede mais inteligente que a atual é o fato de integrar ao seu sistema um fluxo bidirecional de informações, juntamente com a eletricidade, pelo qual pode fornecer ao consumidor uma efetiva e controlada geração e utilização da energia elétrica. Este fluxo de informação de dois sentidos possibilita a participação ativa do usuário, do qual poderá controlar e gerenciar o próprio consumo de eletricidade através de informações sobre custos e demanda em tempo real.

O significativo aumento da quantidade e da qualidade das informações relativas ao desempenho da rede provoca uma otimização do funcionamento da rede de energia elétrica refletindo em menores custos para o fornecimento de energia e, conseqüentemente, em menores tarifas para os consumidores. Portanto, ganha a prestadora do serviço e ganha o cliente por meio desta aplicação.

Para simular uma instalação em pacotes de 3000 unidades consumidoras, utilizando da tecnologia de comunicação GPRS, mais o medidor eletrônico Elster A3RBR na infraestrutura da Figura 4.1 seria necessário um investimento no valor de R\$900.000,00. O que nos dá o valor de R\$300,00/UC. Esse custo ainda é considerado alto para instalação em consumidores do Grupo B, que majoritariamente consomem menos e utilizam da infraestrutura elétrica como um consumidor maior.

Figura 4.1 - Infraestrutura da Telemedição



Fonte: Teleco (2015)

A infraestrutura necessária e os valores cotados foram de:

Tipo da Comunicação	Equipamento	Valor
Internet	Roteador	
Rádio ou Satélite	Antena	
Todos	Switch	
Todos	Medidor	
GPRS	Modem GPRS c/ antena externa	
TOTAL:		

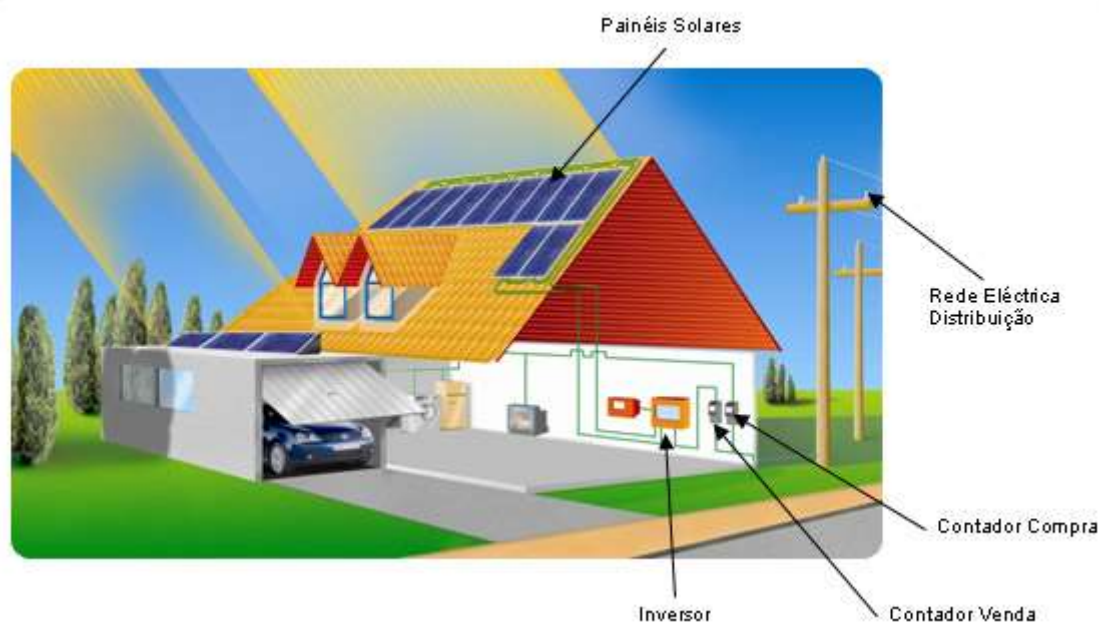
4.2 Geração Distribuída

A GD é um campo de vários interessados. O maior participante é sem dúvidas o consumidor final, que investe nesta tecnologia para usufruir dos descontos na sua conta de energia elétrica. A Agência Reguladora, Aneel, tem grande interesse em aliviar as grandes fontes, responsáveis hoje pela geração de energia elétrica. E a concessionária, que tem os seus índices de qualidade de energia melhorados advindos do uso desta aplicação.

Esta parte do projeto, não compreende a implantação por parte da concessionária, e sim ao consumidor. As informações aqui apresentadas são apenas referências para conhecimento da aplicação à outros consumidores. O consumidor trifásico da Industec nos passou a informação que o seu projeto de alimentação solar fotovoltaica conectada a rede, de potência 20,88kWp, ficou orçado no valor de R\$ 252.000,00 e atende toda a demanda contratada, fazendo com que o mesmo pague apenas a disponibilidade da rede.

A arquitetura básica deste investimento seria de conformidade com a Figura 4.2 além das miscelâneas, como disjuntores, chaves seccionadoras, DPS, quadro de distribuição, malha de aterramento e etc. Esse valor inclui a compra dos equipamentos e a instalação.

Figura 4.2 - Infraestrutura da GD por Painéis Fotovoltaicos conectados à rede



Fonte: Boas Energias (2015)

4.3 Sensoriamento

O sensoriamento vai ser implementado através de um equipamento chamado indicador de falta para redes aéreas. O fornecedor utilizado é a *Schweitzer*. A utilização deste equipamento em campo é bastante similar, ele geralmente é instalado em inícios de ramais ou derivações de linha de distribuição.

Quando ocorre uma falta, todo o alimentador ou parte dele é desligado pelos equipamentos de proteção. E com esta tecnologia, não são necessárias as pesquisas de defeitos com manobras e religamentos para identificação do trecho defeituoso. Os indicadores de falta orientam a equipe de manutenção diretamente para o local onde se localiza ponto de falta na rede.

Os pontos de instalação em redes aéreas para melhor utilização são:

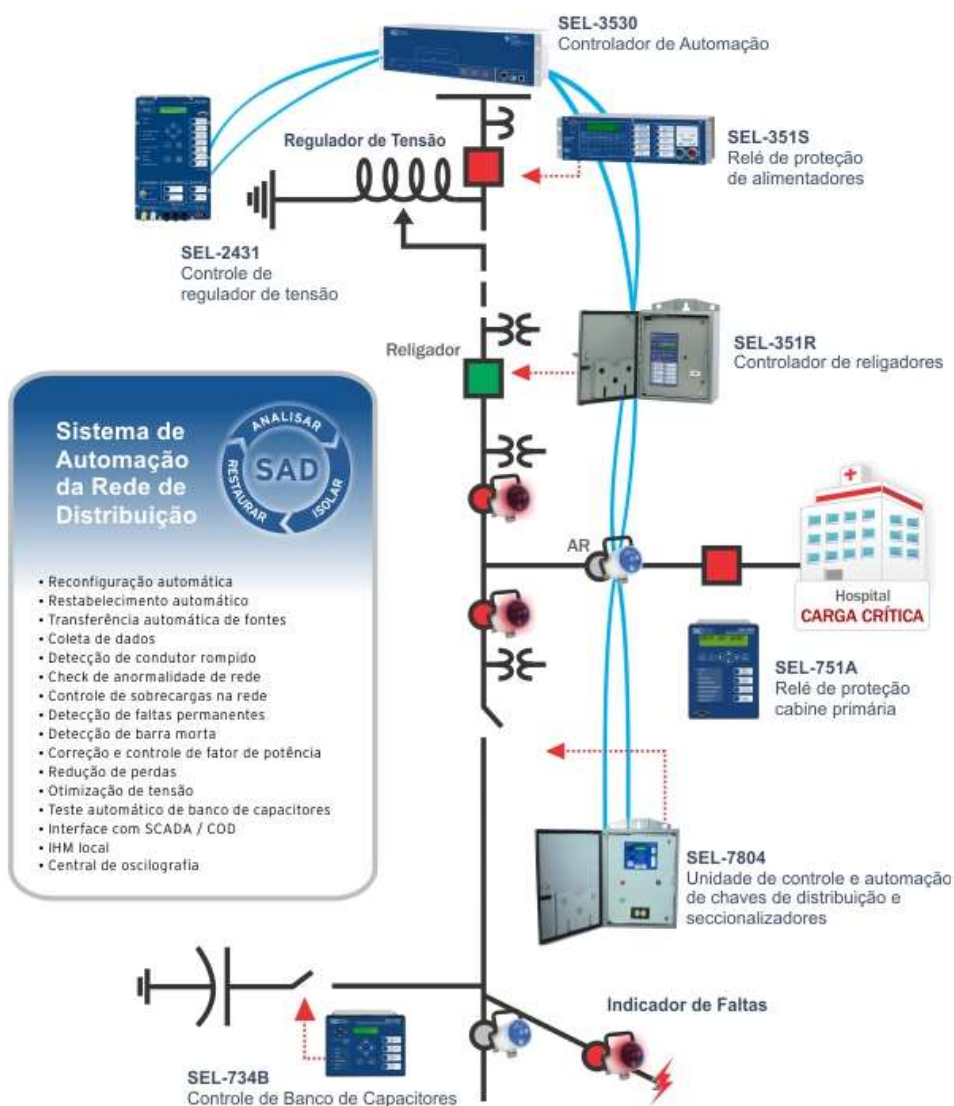
- Início de ramais ou derivações;
- Ao longo de alimentadores extensos sem religadores ou seccionalizadores;
- Em ramais que atendem áreas onde ocorrem faltas intermitentes.

O equipamento utilizado é denominado Indicador de falta, modelo AR360, da *Schweitzer*. Os valores necessários para esta parte do projeto segue abaixo.

4.4 Automação

Este projeto não necessita de aplicar custos à automação de subestações, haja vista que a mesma já está implantada e em boas condições de funcionamento. O que vamos apresentar é a integração da automação da distribuição à da subestação através da topologia expressa na Figura 4.3.

Figura 4.3 - Sistema de Automação da Rede de Distribuição



Fonte: SEL (2015)

Os custos necessários para esta instalação seguem de forma unitária pela tabela. Os preços bases contidos na tabela estão em dólar, o valor final, em real, refere-se ao valor do equipamento mais taxa de importação e impostos (ICMS e IPI).

Tabela 4.1: Custo do Sistema de Automação da Rede de Distribuição (SAD)

Equipamento	Modelo	Valor (Dólar)	Valor final (Real)
-------------	--------	---------------	--------------------

Controle de Regulador de Tensão	SEL 2431	\$ 1,095	R\$ 6.570,79
Concentradora de dados (RTAC)	SEL 3530	\$ 2,850	R\$ 23.759,62
Relé de proteção do alimentador	SEL 351S	\$ 2,550	R\$ 15.300,23
Controlador de religador	SEL 351R	\$ 3,440	R\$ 20.640,55
Relé de proteção	SEL 751A	\$ 950	R\$ 5.700,03
Unidade de controle e automação de chaves de distribuição e seccionadores	SEL 7804		
Controle de banco de capacitores	SEL 734B	\$ 1,095	R\$ 6.570,47
Biblioteca para SAD - Volt/Var	-	-	R\$ 53.795,36
Biblioteca Self-Healing	-	-	R\$ 33.622,10
TOTAL:			

A SEL também informou os custos do serviço de parametrização da Biblioteca do SAD Volt/Var e treinamento para utilização necessário para os colaboradores que trabalharam com a aplicação no dia-a-dia.

Tabela 4.2: Custo do serviço de parametrização e treinamento para uso do SAD

Descrição dos Serviços	Valor final (Real)
Serviço de Desenvolvimento / Configuração para um sistema de automação da distribuição SAD Volt/Var	R\$ 12.801,72
Treinamento prático para até 5 pessoas durante 4 dias com objetivo de realizar a configuração, modificação e utilização da biblioteca do SAD contida no SEL-3530	R\$ 10.347,13
TOTAL:	R\$ 23.148,85

Em pesquisa de outra aplicação alternativa que tenha menores custos agregados, encontramos a solução de *Self-Healing* de religadores de RDUs pelo fornecedor de software Elipse. O *Self-Healing* pode funcionar sob duas arquiteturas distintas:

A primeira se refere à forma centralizada, onde se compra apenas uma licença de uso do software para cada IED, no caso o religador de poste. Essa licença é aplicada junto ao Sistema Elipse E3 já instalado no supervisor do COI e permite a configuração necessária para o uso desta aplicação. A vantagem é a de utilizar o ativo já instalado. O custo unitário desta licença é de R\$2.000,00.

A forma descentralizada é preciso adquirir todos os IED's compatíveis, ou seja, de mesmo fabricante. Seria utilizado no caso de investimento em uma nova

instalação de religador para compensar o investimento no ativo instalado. O custo mínimo por IED com o software embarcado é de R\$15.000,00.

Lembrando que os fornecedores que passaram esses valores afirmam que os mesmo são apenas para fins didáticos, e não podem ser considerados para valores comerciais.

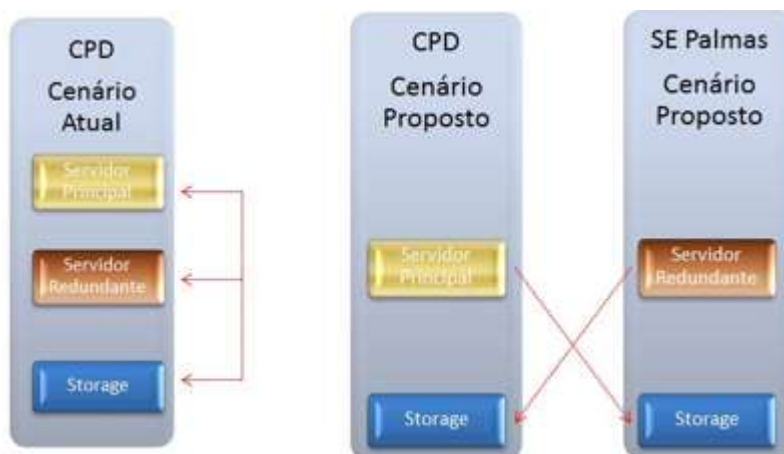
4.5 TI e Redes de comunicação

Esta parte do projeto propõe uma arquitetura de softwares e hardwares para garantir a disponibilidade, segurança, integridade e continuidade da supervisão do SEP automatizado da concessionária.

Uma parte desde projeto consiste em melhorar a situação existente do servidor da ROD, que consiste em realizar a redundância dos servidores. Separar estes servidores para locais distintos e gravação simultânea de dados em dois bancos também separados. Para uso desta aplicação, todos os hardwares existentes são aproveitados na nova topologia.

A sugestão dessa melhoria tem o objetivo de diminuir a vulnerabilidade do sistema, para risco de avarias naturais ou não, como incêndios ou furto.

Figura 4.4 - Servidor da ROD - Cenário atual x proposto



Além da infraestrutura atual utilizada, abaixo segue a lista junto os valores dos equipamentos necessários para a realização desta implantação de hardwares e infraestrutura local da subestação para recebimento do servidor.

Tabela 4.3: Custo do Projeto de Redundância do Servidor

Aquisição de Equipamentos	Unidade	Valor Total (R\$)
Nobreak, 5kVA	1	R\$ 9.000,00
Monitor de Temperatura e umidade	1	R\$ 3.400,00

Ar-condicionado Split de 12000 BTUs	1	R\$ 1.600,00
Sistema de DVR de Segurança	1	R\$ 2.281,03
Disco rígido de 600GB SAS	8	R\$ 16.342,85
Storage MD1200 DELL	1	R\$ 33.993,79
Patch Cord 3m	10	R\$ 320,00
Patch Cord 5m	10	R\$ 690,00
Régua de 8 tomadas para rack 19" c/ disjuntor	5	R\$ 450,00
Antena Parábólica BT	1	R\$ 6.000,00
HardKey Elipse	1	R\$ 8.500,00
Painel de Telecom	1	R\$ 38.798,00
TOTAL:		R\$ 121.275,67

A rede de comunicação entre os servidores e dispositivos automatizados no SEP atualmente não possuem monitoramento de segurança cibernética. Portanto este projeto propõe que seja implantado um sistema proprietário de monitoramento da rede e seus dispositivos, que, além disso, integra o protocolo SYSLOG para a transmissão de mensagens de log em redes IP afim de registrar todo o fluxo de acessos da rede. A Tabela abaixo mostra os valores dos softwares para essa implantação.

Tabela 4.4: Custo do Projeto de Monitoramento e Segurança Cibernética

Aquisição de Software	Valor
SolarWinds Network Performance Monitor	R\$ 15.376,04
SolarWinds IP Address Manager	R\$ 5.221,31
SolarWinds Log & Event Manager	R\$ 4.697,87
SolarWinds User Device tracker	R\$ 18.307,30
TOTAL:	R\$ 43.602,52

Os valores para parametrização do sistema após as implantações físicas e sistemas segue em horas trabalhadas na Tabela informativa abaixo.

Tabela 4.5: Custo de parametrização do sistema

Aquisição de Mão de Obra	Unidade	Valor Total
Quality Assurance (H/H) Elipse	100 horas	R\$ 28.000,00

4.6 Reestruturação interna do Centro de Operação

Com a instalação dessa gama de tecnologias, naturalmente começará a existir a necessidade de direcionar essa gama de informações que serão disponibilizadas por esses sistemas. Por isso, torna-se necessário que os centros de controle das distribuidoras sejam capazes de transformar os dados obtidos em informações úteis para os operadores do COI.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

5.1 Conclusão

Para a medição inteligente, o uso deverá ocorrer gradativamente dos consumidores de maior porte para os de menor, para que nesse intervalo de tempo o custo desta aplicação se torne mais competitivo. De acordo com dados da ABRADÉE de 2014, a concessionária do Tocantins é a 31ª empresa tanto pelo número de consumidores e quanto em porcentagem de consumo de energia, de 42 concessionárias associadas. O que nos faz concluir que empresas de maior porte do setor elétrico se destacariam mais facilmente para conseguir retorno em menor tempo.

No caso da GD, vê-se que o cenário é bastante propício, não limitando a cidade de Palmas, mas também as indústrias geradoras de resíduos para utiliza-los como combustível para geração de energia, aderindo a uma atitude economicamente sustentável. E em Palmas com a boa incidência solar, para uso de painéis fotovoltaicos em residências, comércios e indústrias. Mas para que essas possibilidades possam ser vistas como uma oportunidade precisa de um incentivo por parte das políticas responsáveis para disseminação desse tipo de informação.

O sensoriamento é uma ferramenta que existe no mercado para variadas formas de aplicação, seja da industrial, no setor elétrico e até em residências. Alguns projetos pilotos de Smart Grid utilizam o mesmo, mas seus benefícios são difíceis de mensurar, haja vista que seu trabalho se resume em diminuir o tempo de atendimento das faltas. Por isso ele é tão útil na aplicação em redes de grande porte, como as linhas de transmissão.

Ao que se refere à automação a maior evidência que concluímos é a melhoria dos indicadores de continuidade da concessionária. O custo do Self-Healing é considerado baixo, portanto é uma tecnologia de procura iminente pelas

concessionárias. Já o valor agregado do SAD, posterga o interesse das concessionárias de adquiri-lo. A SEL, fabricante deste sistema, é conhecida pela qualidade e robustez dos seus equipamentos mas também, pelos custos agregados por eles.

À medida que as concessionárias de energia elétrica evoluem e implementam redes inteligentes é necessário que haja uma evolução compatível da TI junto as redes de comunicação. Uma rede flexível e preparada para o futuro é fundamental para atender aos objetivos comerciais da concessionária e garantir uma operação segura e confiável dos aplicativos da *Smart Grid*.

Existe um longo caminho a percorrer para que as Smart Grids estejam presentes em completo funcionamento. Durante esse caminho, diversas áreas tecnológicas de cada concessionária tem um longo trabalho para instigar a melhoria das suas instalações. No aguardo destes acontecimentos hoje temos maior aproximação deste contexto em nossa “futura realidade”.

5.2 Sugestões de trabalhos futuros

Este trabalho possui incontáveis vertentes para trabalhos futuros. Segue abaixo algumas sugestões:

- Cada tecnologia aplicada em uma Smart Grid daria um estudo de caso;
- Resultados que cada tecnologia no sistema elétrico de Potência.
- Projeto de um micro gerador conectado a rede.
- Estudo por parte das políticas públicas para viabilização da Smart Grid no Brasil.

REFERÊNCIAS

ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica: **Distribuidoras Associadas Abradee, por Consumo**. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/graficos-dados-de-mercado/distribuidoras-associadas-abradee-por-consumo>>. Acesso em: 26/04/2015.

_____. **Distribuidoras Associadas Abradee, por número de Consumidores**. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/graficos-dados-de-mercado/distribuidoras-associadas-abradee-por-numero-de-consumidores>>. Acesso em: 26/04/2015.

_____. **Redes de Energia Elétrica**. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/redes-de-energia-eletrica>>. Acesso em: 19/09/2014.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA: **Atlas de energia elétrica do Brasil**. Ed. Brasília: 2008. 236 p.

_____. **Distribuição de Energia Elétrica**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=77>>. Acesso em 02/03/2015.

_____. **Geração Distribuída**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=757>>. Acesso em 02/03/2015.

_____. **Nota Técnica nº 0044/2010-SRD/ANEEL**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/043/documento/nota_tecnica_0044_2010_srd.pdf>. Acesso em 28/04/2015.

_____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>> Acesso em 25/04/2015.

_____. **Relatórios do Sistema de Apoio a Decisão**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=550>>. Acesso em: 16/10/2014.

_____. **Resolução Normativa Nº 482/2012**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 24/04/2015.

BOAS ENERGIAS: **Solar**. Disponível em: <<http://boasenergias.webnode.com.pt/portfolio/solar/>>. Acesso: 26/05/2015

CARNIELETTO, R. **Transformando dados de smart grid em informação útil.**

Rede inteligente. 8 de Agosto de 2011. Disponível em:

<<http://www.redeinteligente.com/2011/08/08/transformando-dados-de-smart-grid-em-informacao-util/>>. Acesso em: 25/04/2015.

CGEE - Centro de Gestão e Estudos Estratégicos: **Redes Elétricas Inteligentes: Contexto nacional.** Brasília, DF. Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, 2012.

ENERGIA INTELIGENTE: Especial: Smart Grids no Brasil. Disponível em: <<http://energiainteligenteufff.com/2015/01/15/especial-smart-grids-no-brasil/>>.

Acesso: 25/04/2015.

ENERGISA: **Normas Técnicas.** Disponível em:

<<http://www.energisa.com.br/Paginas/informacoes/taxas-prazos-e-normas/normas-tecnicas.aspx>>. Acesso em: 25/04/2015

GIZMODO BRASIL: **Infográfico – O que é, como funciona e quais os benefícios do Smart Grid.** Disponível em: <<http://gizmodo.uol.com.br/infografico-o-que-e-como-funciona-e-quais-os-beneficios-do-smart-grid/>>. Acesso em: 19/09/2014.

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística: **Censo Demográfico.**

Disponível em:

<<http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/censo2010/default.shtm>>

Acesso em: 16/10/2014.

IEA – *International Energy Agency*: **About smart grids, definition.** Disponível em: <<http://www.iea.org/topics/electricity/subtopics/smartgrids/>> Acesso em 01/03/2015.

PETRUZELLA, F. **Eletrotécnica II.** São Paulo, SP. Ano 2014. Disponível em: <<http://books.google.com.br/books?id=Uvs4AgAAQBAJ&pg=PA154&dq=tens%C3%A3o+de+alimenta%C3%A7%C3%A3o+monof%C3%A1sica&hl=pt-BR&sa=X&ei=kVdGVL3OC4TKgwSXzoCIBA&ved=0CCoQ6AEwAA#v=onepage&q=tens%C3%A3o%20de%20alimenta%C3%A7%C3%A3o%20monof%C3%A1sica&f=false>>. Acesso: 25/04/2015

SCHNEIDER ELECTRIC: **ION8600 - Multimedidor.** Disponível em: <<http://www.schneider-electric.com/products/br/bz/4100-sistema-de-monitoramento-de-energia-potencia/4105-medidores-de-consumo-powerlogic/1462-ion8600/>>.

Acesso em: 27/04/2015.

SEL – *Schweitzer Engineering Laboratories*: **Product Selector.** Disponível em:

<<https://www.selinc.com/>>. Acesso em: 27/04/2015.

_____. Revista O setor elétrico – Edição Setembro de 2010. Capítulo IX – **Exemplos de automação em sistemas de supervisão e controle de subestações e redes de distribuição** – Página 54.

_____. Revista O setor elétrico – Edição 93 de Outubro de 2013. Artigo – **Sistema de Geração** por José Luiz Cardoso Cruz. Disponível em: <<http://www.osetoelettrico.com.br/web/component/content/article/57-artigos-e-materias/1121-geracao-distribuida.html>>. Acesso em 02/03/2015.

OFFSHOREWIND.BIZ: Germany: Siemens Tests Smart Grid. Disponível em: <<http://www.offshorewind.biz/2012/06/21/germany-siemens-tests-smart-grid/>>. Acesso: 25/04/2015.