

SMART GRID: AUTOMAÇÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO: ESTUDO DE CASO

SMART GRID: AUTOMATION OF THE DISTRIBUTION SYSTEM: CASE STUDY

FONSECA, Vanessa Cunha dos Santos ¹
OLIVEIRA, Wallace Lourenço de ²
SILVA, Alex Lima³

Resumo: O setor elétrico encontra-se em um momento evolutivo, no qual as empresas buscam soluções práticas que atendam a realidade dos consumidores. Neste contexto a eficiência operacional que traz confiabilidade ao sistema, obriga as empresas investirem em equipamentos modernos e mais confiáveis, estas questões apresentam-se como desafios a serem vencidos pelo segmento. O objetivo deste trabalho é realizar o estudo de operação automática de um Sistema de Distribuição Elétrica, utilizando o conceito de *SMART GRID*, no qual ocorreu uma falta monofásica ou trifásica, isolando o defeito e transferindo a carga a jusante para outro alimentador. Iremos utilizar dados públicos do Sistema de Distribuição da Enel Distribuição Rio. A nossa idéia surgiu a partir do projeto Cidade Inteligente Búzios desenvolvido pela distribuidora de energia elétrica do estado do Rio de Janeiro, foram selecionados dois alimentadores de média tensão da cidade de Niterói para que os estudos deste trabalho fossem realizados, esta rede elétrica será flexível, altamente automatizada e totalmente integrada sobre os aspectos de controle centralizado, diagnóstico, reparação e telegestão de medidores, onde será visto o comportamento dos dispositivos automáticos do sistema.

Palavras-Chave: Smart Grid; Prodist; Automação.

Abstract: The electrical power industry is currently at a turning point, a moment of transformation, on which every company seeks to implement practical solutions that tend to their client's needs and individual realities. In this context, to implement operating efficiency initiatives that increase system reliability and trustworthiness are almost mandatory, obligating these institutions to invest in more modern and more reliable equipments. These questions are examples of the great challenges this segment of the economy is facing. The goal of this paper is to perform an automated operational study of an Electrical Power Distribution System on which a single or three phase failure has occurred, the defect isolated and the load transferred downstream to another feeder. This study also takes into consideration the concept of Smart Grid. The authors are going to use public data from the Electric Power Distribution System of the company "Enel Distribuição Rio". The concept for this study arose from the Búzios Smart City project developed by a power distribution company from the state of Rio de Janeiro. Two medium voltage feeders from the grid in the city of Niteroi were selected for the performance of this paper's study. This electrical grid will be flexible, highly automated, and fully integrated under the concepts of centralized control, diagnostics, repair and remote meter management, which will allow monitoring the system's automated devices' behavior.

Keywords: Smart Grid; Prodist; Automation.

1 Graduanda em Engenharia Elétrica – Universidade Santa Úrsula – vanessacsfonseca@hotmail.com

2 Graduando em Engenharia Elétrica – Universidade Santa Úrsula – walool_x@hotmail.com

3

1. INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) é um conjunto de todas as instalações e equipamentos destinados à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Com objetivos específicos que são: gerar, transmitir e distribuir a energia elétrica atendendo os padrões já estabelecidos de confiabilidade, disponibilidade, qualidade, segurança e custos, com o mínimo impacto ao meio ambiente.

Atualmente o sistema de distribuição no Brasil possui muitas falhas quanto ao fornecimento de energia e, além disso, foi observado que a rede em sua maioria é aérea com condutores nus o que entendemos que agrava ainda mais o problema e com equipamentos conectados, mas não em perfeito estado, assim como a estrutura da rede. Também habitamos em uma região onde o clima é totalmente tropical e com incidências elevadas de descarga atmosférica.

O projeto consiste na instalação de equipamentos com telecomando na rede de distribuição na área de concessão de uma concessionária de distribuição de energia elétrica. Atualmente com as operações manuais o tempo de atuação pode levar horas até localizar o sinistro na rede e isola-lo, a partir da automação do sistema é possível realizar a primeira manobra com 2:48 minutos, isso representa um ganho enorme em relação à operação manual. Estas condições representam para o sistema um ganho na segurança e confiabilidade na operação.

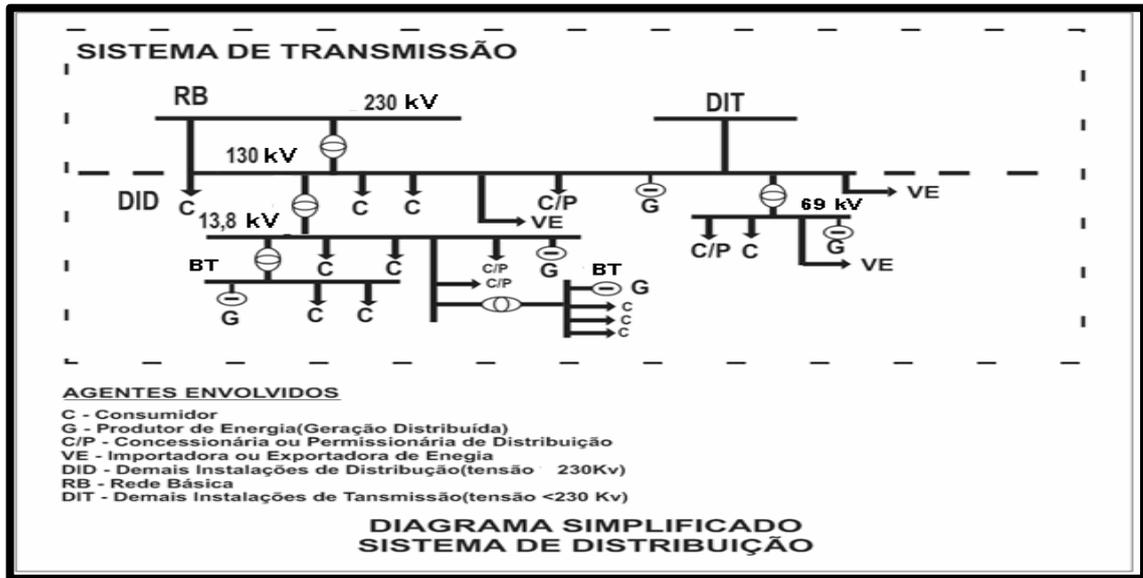
Diante desta situação apresentamos um estudo que propõem instalação de equipamentos remotos na distribuição, bem como seccionadoras telecomandadas, religadores e seus equipamentos periféricos de comando e controle.

2. DESENVOLVIMENTO

2.1 Características Básicas das Redes de Distribuição

O sistema de distribuição de energia elétrica é parte do sistema elétrico situado entre o sistema de transmissão e a entrada de energia dos consumidores. O diagrama simplificado de um sistema de distribuição, mostrado na figura 1, apresenta a integração do sistema de distribuição com a Rede Básica, os níveis usuais de tensão de distribuição e os agentes envolvidos do setor de energia elétrica. (Leão, 2009)

Figura 1: Sistema de Distribuição e os agentes

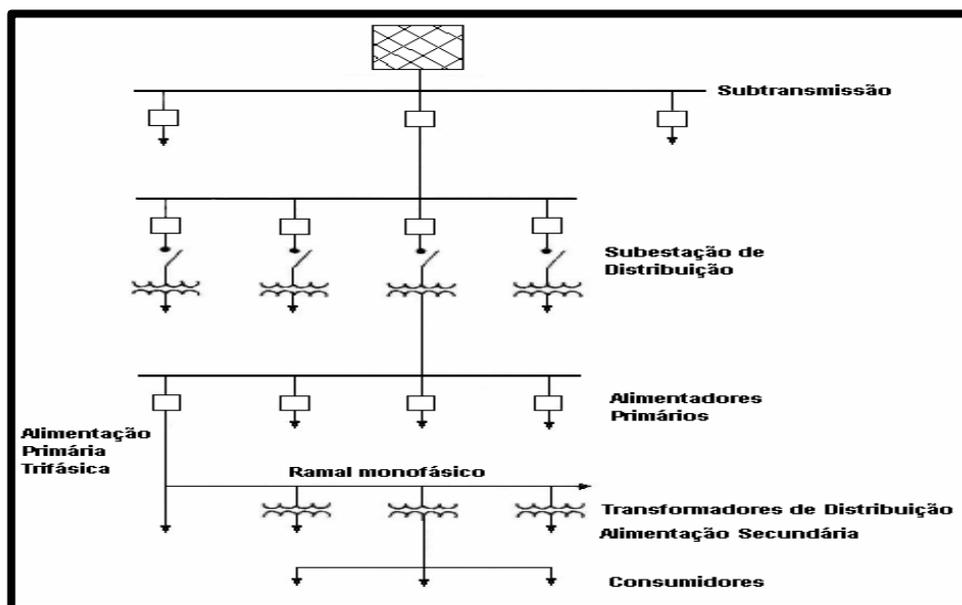


Fonte: Leão, P. R. (2009). Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica

O sistema de distribuição pode ser dividido em componentes conforme ilustrado na Figura 2

- Sistema de Subtransmissão;
- Subestações de Distribuição;
- Sistema de Distribuição Primário (Alimentadores de Distribuição);
- Transformadores de Distribuição;
- Sistema de Distribuição Secundário;
- Ramais de ligação.

Figura 2: Diagrama Unificar de um Sistema de Distribuição



Fonte: Leão, P. R. (2009). Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica

2.2 Subestações Distribuidoras

Conjunto de instalações elétricas em média ou alta tensão que agrupa os equipamentos, condutores e acessórios, destinados à proteção, medição, manobra e transformação de grandezas elétricas. (ANEEL, 2018)

As subestações (SE) são pontos de convergência, entrada e saída, de linhas de transmissão ou distribuição. Com frequência, constituem uma interface entre dois subsistemas.

2.3 Distribuições Primária e Secundária

As redes de distribuição primária (média tensão) emergem das estações transformadoras de distribuição e operam, no caso da rede aérea, radialmente, com possibilidade de transferência de blocos de carga entre circuitos para o atendimento da operação em condições de contingência, devido à manutenção corretiva, preventiva e outras situações. (Barros, Borelli, & Gedra, 2014)

A rede de distribuição secundária que são em baixa tensão, tem como objetivo transportar eletricidade das redes de média tensão para os consumidores de baixa tensão.

A rede BT representa o nível final na estrutura de um sistema de potência. Um grande número de consumidores, setor residencial e comercial são atendidos pelas redes em BT. Tais redes são em geral operadas manualmente, nas tensões de 220/127 V ou 380/220V. (Kagan, Oliveira, & Robba, 2010)

2.4 Proteção de Redes e Distribuição

As subestações estão sujeitas a anomalias ou, eventualmente, perturbações que intervêm em seu funcionamento normal, podendo trazer avarias aos equipamentos da subestação e/ou ao sistema elétrico, necessitando, portanto de um sistema de proteção.

O objetivo básico do sistema de proteção na subestação consiste em detectar a ocorrência de algum defeito ou anomalia e isolar a zona defeituosa o mais rápido possível. (Barros, Borelli, & Gedra, 2014)

Geralmente, os sistemas elétricos são protegidos contra sobrecorrentes (curtos-circuitos) e sobretensões (internas e descargas atmosféricas).

A proteção contra curtos-circuitos é feita, basicamente, empregando-se fusíveis e relés que acionam disjuntores. O para-raios é um equipamento fundamental para proteção contra sobretensões. (Natal, 2000)

As funções básicas de um sistema de proteção são:

- Salvar a integridade física de operadores, usuários do sistema e animais;
- Evitar ou minimizar danos materiais;

- Retirar de serviço um equipamento ou parte do sistema que se apresente defeituoso;
- Melhorar a continuidade do serviço;
- Diminuir despesas com manutenção corretiva;
- Melhorar os índices DEC (duração de interrupção equivalente por consumidor) e FEC (frequência de interrupção equivalente por consumidor).

As principais propriedades básicas de um sistema de proteção são:

- Confiabilidade: probabilidade do sistema de proteção funcionar com segurança e corretamente, sob todas as circunstâncias;
- Seletividade: o sistema de proteção que possui esta propriedade é capaz de reconhecer e selecionar as condições que deve operar, a fim de evitar operações desnecessárias;
- Velocidade: um sistema de proteção deve possibilitar o desligamento do trecho ou equipamento defeituoso no menor tempo possível;
- Sensibilidade: um sistema de proteção deve responder às anormalidades com menor margem possível de tolerância entre a operação e não operação dos seus equipamentos. Por exemplo, um relé de 40 A com 1% de tolerância é mais sensível do que outro de 40 A com 2%; (Natal, 2000)
- Economia: a implantação do sistema de proteção deve ser economicamente viável.

De modo a satisfazer os requisitos acima, a instalação e ajustes dos dispositivos de proteção em uma linha de distribuição (geralmente chamado de alimentador) devem considerar a existência de cargas e ramificações em seu percurso. Além disso, as chaves distribuídas ao longo do sistema podem mudar a topologia de um determinado alimentador em caso de ocorrência de faltas, sobrecargas ou manutenções programadas, o que também deve ser considerado no estudo da proteção. Estas características tornam frequente a necessidade de instalação de dispositivos de proteção em diversos pontos do alimentador.

Com a utilização de vários dispositivos de proteção ao longo do alimentador, surge outro fator a ser considerado no projeto de sistemas de proteção: a seletividade entre os diversos dispositivos de proteção ligados em série. A seletividade é necessária para que somente o dispositivo de proteção mais próximo da falta atue, de modo a isolar o trecho defeituoso do resto do sistema, conforme pré-definido no estudo de proteção. O estudo de seletividade deve ser realizado com a escolha de dispositivos de proteção e ajustes adequados. (Salles, 2007)

2.5 Índices de Desempenho - DEC e FEC

O PRODIST define indicadores e padrões de qualidade em relação ao serviço prestado, para permitir que a ANEEL controle as distribuidoras e transmissoras e, também, para que o

consumidor disponha de parâmetros do serviço que lhe é prestado referente ao fornecimento de energia elétrica. (Barros, Borelli, & Gedra, 2014)

Os indicadores DEC e FEC medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição. Eles refletem:

- DEC - a duração média em que os consumidores da Companhia tiveram o seu fornecimento de energia interrompido.
- FEC – frequência média em que os consumidores da Companhia tiveram o seu fornecimento de energia interrompido.

A apuração dos indicadores DEC e FEC deverá ser efetuada em acordo com as equações. (Barros, Borelli, & Gedra, 2014) e (Kagan, Oliveira, & Robba, 2010)

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n Na(i) \times t(i)}{Ns}$$

Equação 1

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n Na(i)}{Ns}$$

Equação 2

Em que:

DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor, expresso em horas e centésimos de hora;

FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor, número adimensional expresso com duas casas decimais;

n - Número de interrupções no período de observação;

i - Contador do número de interrupções, variando de 1 a n;

Na (i) - Número de consumidores, do conjunto considerado, atingidos na interrupção (i);

Ns - Número total de consumidores do conjunto considerado.

As metas de DEC e FEC a serem observadas pelas concessionárias estão definidas em Resolução específica da ANEEL. Essas metas também estão sendo publicadas mensalmente na

conta de energia elétrica do consumidor. (ANEEL, 2015)

2.6 Procedimentos de Distribuição - PRODIST

As distribuidoras de energia elétrica têm a liberdade de estabelecer padrões técnicos, construtivos e de desempenho da sua rede, bem como os padrões de conexão que as unidades consumidoras devem seguir, porém sempre de acordo com regras preestabelecidas pela ANEEL.

O compêndio de documentos intitulado Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (Prodist) estabelece várias regras e requisitos gerais a serem seguidos por todas as distribuidoras de energia elétrica do País. Os principais objetivos do Prodist são:

- a) Garantir que os sistemas de distribuição operem com segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade.
- b) Propiciar o acesso aos sistemas de distribuição, assegurando tratamento não discriminatório entre agentes.
- c) Disciplinar os procedimentos técnicos para as atividades relacionadas ao planejamento da expansão, à operação do sistema de distribuição, à medição e à qualidade da energia elétrica.
- d) Estabelecer requisitos para os intercâmbios de informações entre os agentes setoriais.
- e) Assegurar o fluxo de informações adequadas à ANEEL.
- f) Disciplinar os requisitos técnicos na interface com a Rede Básica, complementando de forma harmônica os Procedimentos de Redes. (ANEEL, 2012, p.3)

Para cumprir este papel o Prodist está estruturado em 11 módulos, com as seguintes atribuições:

- Módulo 1: Introdução.
- Módulo 2: Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição.
- Módulo 3: Acesso ao Sistema de Distribuição.
- Módulo 4: Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição.
- Módulo 5: Sistemas de Medição.
- Módulo 6: Informações Requeridas e Obrigações.
- Módulo 7: Cálculo de Perdas na Distribuição.
- Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica.
- Módulo 9: Ressarcimento de Danos Elétricos.
- Módulo 10: Sistema de Informação Geográfica Regulatório.
- Módulo 11: Fatura de Energia Elétrica e Informações Suplementares.

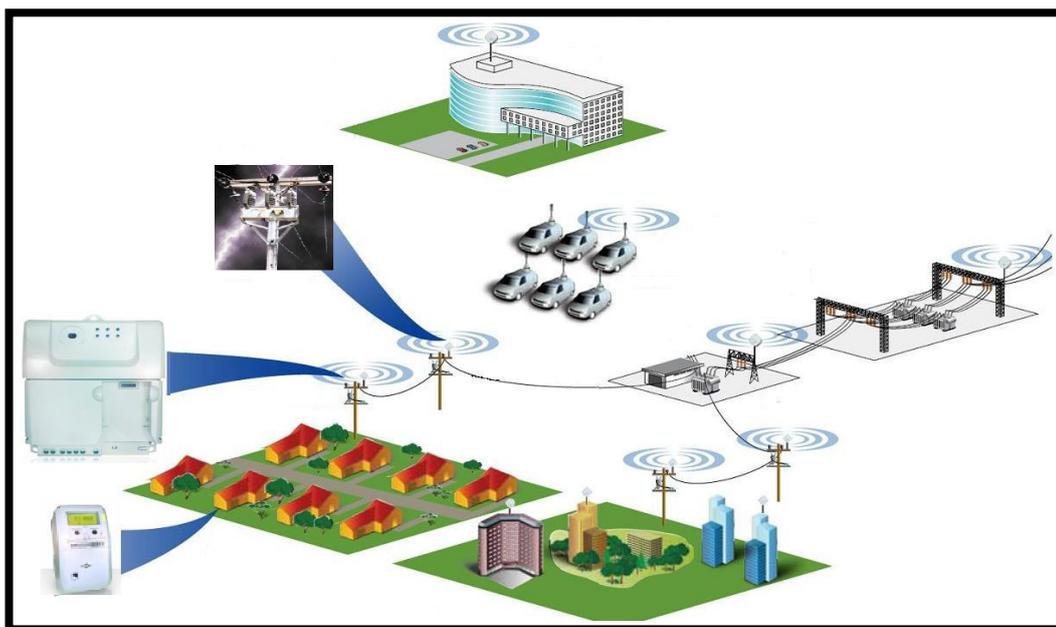
3. SMART GRID

Os sistemas de energia elétrica, durante várias décadas, ficaram estagnados tecnologicamente em relação a outros sistemas que fazem parte do dia a dia da população, como por exemplo, de telecomunicações. Mas grandes transformações estão ocorrendo nos diversos segmentos desde sistema nas áreas de geração, transmissão e distribuição, proporcionando um ganho de desempenho primoroso para os consumidores de energia elétrica.

Estas novas transformações estão englobadas na denominação geral Smart grid, a qual tem sido traduzida para o português como Redes Elétricas Inteligentes.

Smart grid deve ser entendida mais como um conceito do que tecnologia ou equipamento específica. Em termos gerais, Smart grid é um sistema elétrico automatizado que irá permitir uma vasta penetração de novas tecnologias que as redes elétricas atuais não podem suportar. (Muller, 2016)

Figura 3: Rede Smart Grid



Fonte: www.gta.ufrj.br

Independente do conceito definido, o fato é que as concessionárias precisam lidar com desafios do presente e do futuro, como por exemplo:

- A inevitável penetração de novas fontes de geração e armazenamento de energia.
- A potencial mudança do perfil do cliente de energia elétrica, por exemplo, o advento de consumidores móveis de energia (veículos elétricos e híbridos recarregáveis).
- A necessidade de lidar com a bidirecionalidade energética e de informação, em tempo real, relacionada a tais tecnologias.

- A adequação as metas ligadas a sustentabilidade do planeta e à tendência de cidades de habitats inteligentes.
- A gestão otimizada do crescimento significativo da carga que acontece atualmente.
- A resposta à crescente expectativa dos clientes em relação à qualidade do fornecimento de energia assim como aos anseios do regulador e das demais autoridades.
- A necessidade de redução de custo operacional, como, por exemplo, aqueles relativos a perdas e inadimplência.
- A tendência de competição no mercado de energia elétrica direta ou indiretamente.

Após alinhado essas necessidades e realizado uma análise do cenário internacional, é possível destacar de forma resumida os principais motivadores de tais projetos:

- A necessidade de a concessionária reduzir custos, melhorar seu relacionamento com seus clientes e preparar sua rede para lidar com os desafios do século XXI.
- Determinações de autoridades/agências reguladoras.
- Projetos de *smart cities*.
- Abertura do mercado de comercialização de energia para consumidores residenciais.
- Metas nacionais de redução de CO₂.

Para implementação de redes elétricas inteligentes é necessário romper algumas barreiras e alguma mudanças de paradigmas na forma de lidar com o sistema de distribuição, existem conceitos muito conservador em relação ao assunto, tornando um desafio a implementação completa dos sistemas. É necessário ter foco na confiabilidade dos sistemas com a mesma ênfase com que se observam os benefícios obtidos. Portanto, a implementação deve acontecer de forma gradativa e progressiva, por conta dos desafios impostos e paradigmas a serem quebrados.

O smart grid propõem desafios técnicos, como, por exemplo, o desenvolvimento de novos sistemas para as diferentes necessidades das distribuidoras e seus clientes. São eles:

- Medição para faturamento.
- Automação de redes aéreas.
- Automação de redes subterrâneas.
- Integração de geração distribuída.
- Tratamento de cargas especiais (veículos elétricos).
- Processamento, armazenamento e mineração de dados para geração de informações.

No Brasil a Smart grid ainda está em fase inicial de implantação, com poucos projetos-piloto em andamento, sendo desenvolvidas tímidas ações por parte das concessionárias de distribuição de energia e do Governo Federal. De acordo com o site

www.redesinteligentesbrasil.org.br, criado a partir do programa de Pesquisa & Desenvolvimento realizado pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADDEE há atualmente nove projetos-piloto sendo desenvolvidos no Brasil. São eles:

- Cidades do Futuro – Minas Gerais – CEMIG;
- Cidade Inteligente Búzios – Rio de Janeiro – Ampla/Endesa;
- *Smart Grid Ligth* – Rio de Janeiro – Light
- Parintins – Amazônia – Amazonas Energia;
- *InovCity* – São Paulo – EDP Bandeirantes;
- Cidade Inteligente Aquiraz – Ceará – Coelce/Endesa;
- Paraná Smart Grid – Paraná – Copel;
- Arquipélago de Fernando de Noronha – Pernambuco – CELPE. (Cruz, 2018)

A cidade inteligente de Búzios, por exemplo, é a primeira cidade inteligente da América Latina. O local foi escolhido para abrigar um novo modelo de gestão energética por ser um balneário reconhecido internacionalmente. Nela está sendo instalado uma rede inteligente, que integrará tecnologias tradicionais com modernas soluções digitais para melhorar a flexibilidade do sistema elétrico e a gestão das informações. Abaixo algumas implantações realizadas:

- Medição Eletrônica Inteligente - O concentrador é a calculadora instalada nos transformadores que coleta os dados transmitidos na rede elétrica a partir dos medidores eletrônicos inteligentes instalados nas residências, nas indústrias e nos comércios. O sistema central reúne e interpreta os dados de todos os concentradores. Através das leituras automáticas, ele elabora as informações para o faturamento e controla a qualidade do serviço.
- Veículos inteligentes - O projeto prevê a utilização carros e bicicletas elétricas, eletropostos de recarga, além da instalação de estações residenciais.
- Sistema de armazenamento de energia - Um conjunto de baterias eficientes é capaz de armazenar grande quantidade de energia elétrica. Com este sistema, é possível acumular a energia gerada pelas centrais geradoras renováveis que não é consumida no mesmo instante pelos clientes.
- Geração inteligente de energia - as redes inteligentes garantem maior flexibilidade com a possibilidade de acumular energia, permitindo que as fontes renováveis sejam totalmente incorporadas ao sistema. Além disso, com a geração distribuída, o uso dos painéis fotovoltaicos e os minigeradores eólicos, é possível ter uma rede elétrica flexível que pode atender as necessidades de consumo da população, reduzindo investimentos na rede de distribuição e o consumo de combustíveis fósseis.

- Telecomunicação, controle e internet banda larga - com a automação, a rede elétrica estará preparada para suportar situações críticas com atendimento automático, minimizando o impacto das falhas elétricas, reduzindo o tempo e a frequência das faltas de luz, proporcionando total segurança para as informações e comunicações entre os dispositivos da rede e permitindo também o fornecimento de acesso à internet.

Figura 4: Veículo elétrico em abastecimento



Fonte: <http://www.cidadeinteligentebuzios.com.br/smart-grid/veiculos-inteligentes/>

Figura 5: Medição Eletrônica



Fonte: Ampla (2009)

4. AUTOMAÇÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

A rede aérea no Brasil é predominante aérea e está propícia a apresentar danos com mais frequência do que quando comparado à rede subterrânea. Esse fato se dá porque a rede aérea está mais exposta a interferências internas e externas, esses eventos podem ocorrer de forma transitória ou permanente por diversas causas como falha em equipamentos, descargas

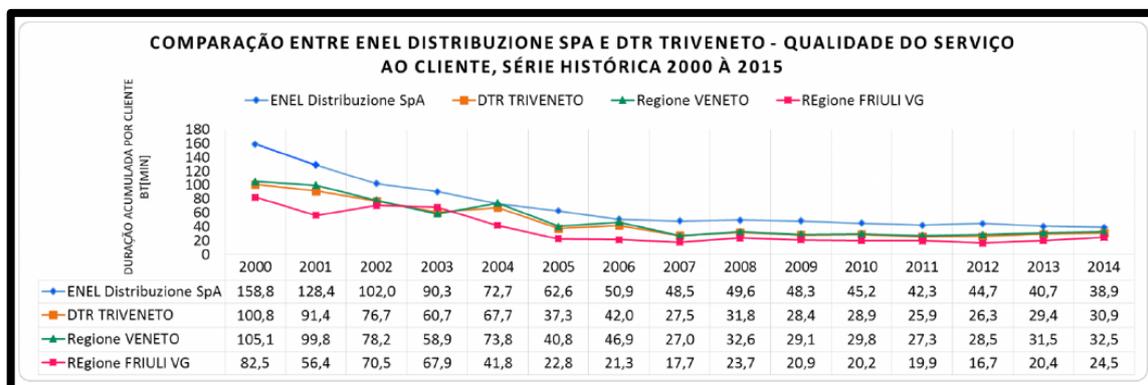
atmosféricas, interferência física de objetos, entre outros. Embora as concessionárias tenham aprimorado seus sistemas de gestão da rede e melhorado as técnicas de manutenção, essas ações não são suficientes para evitar os desligamentos provocados nas redes de distribuição. Preocupada com a qualidade do seu serviço e ancorada pelos resultados obtidos em empresas do Grupo Enel, a Enel Distribuição Rio, realizou um investimento em automação da rede de distribuição. (Pinchemel, 2016)

A Enel Distribuição Rio atua em 73% do estado do Rio de Janeiro, estando presente em 66 municípios, sendo a área de concessão dividida em regionais, são elas: Sul, Serrana, Niterói, São Gonçalo, Magé, Macaé, Campos e Lagos.

O projeto telecontrole consiste na instalação de equipamentos com telecomando na rede de distribuição na área de concessão do grupo Enel. O projeto se tornou um plano estratégico do grupo Enel, devido ao impulso as soluções de tecnologia de telecontrole e a necessidade de melhoria da qualidade do fornecimento. Este visa alcançar e manter metas de eficiência e qualidade de suprimento alinhado a padrões internacionais de tecnologia. O projeto considera a instalação de equipamentos elétricos controlados remotamente (religadores, chaves, UP e sistema de detecção de falhas (RGDAT)). Os dispositivos são supervisionados e controlados usando a solução técnica de sistemas (SCADA + SAC GCore) que serão integrados com o meio ENEL STM.

O projeto de automação de rede de distribuição iniciou em 2000 nas empresas do Grupo Enel Itália, a solução adotada apresentou uma redução de 75%.

Figura 6: Evolução do Indicador SAIDI

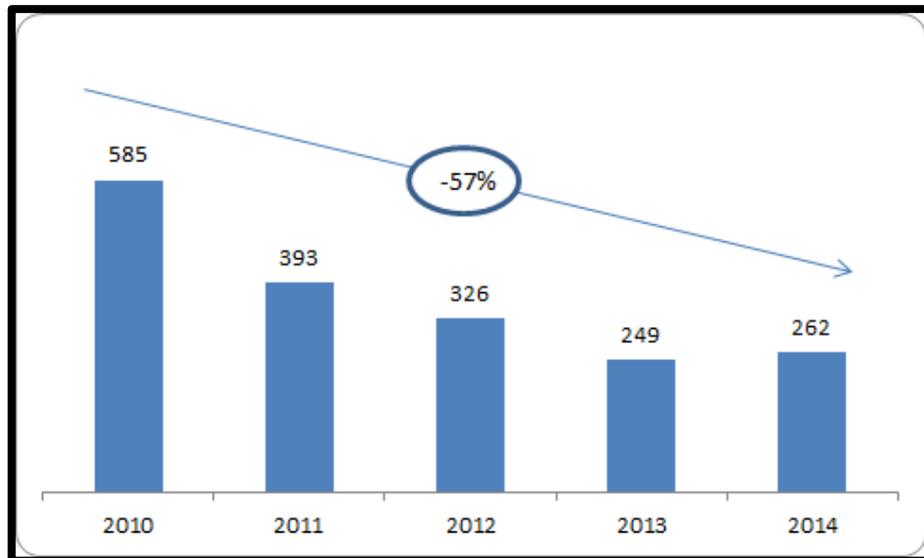


Fonte: www.aneel.gov.br

Em 2010 as distribuidoras da Romênia pertencentes ao Grupo Enel (Muntenia, Banat e Dobrogea) implantaram a solução de telecontrole, utilizando os moldelos do Grupo Enel e

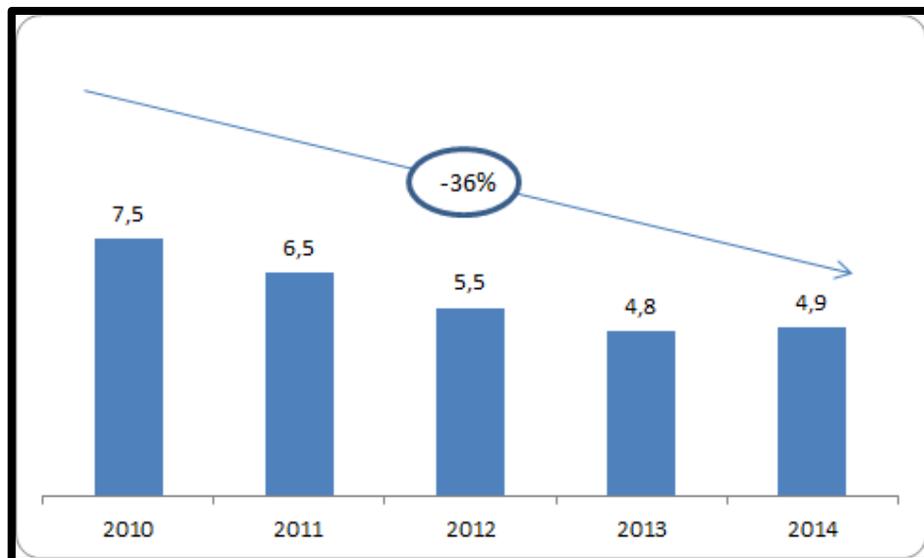
obtiveram juntas a redução de 57% no System Average Interruption Duration Index (SAIDI) e 36% no System Average Interruption Frequency Index (SAIFI).

Figura 7: Indicador SAID da Romênia



Fonte: www.eneel.gov.br

Figura 8: Indicador SAIFI da Romênia



Fonte: www.eneel.gov.br

As distribuidoras da Romênia possuem um número de clientes equivalentes à rede da Enel Distribuição Rio. A tabela a seguir apresenta uma comparação das características físicas das duas empresas.

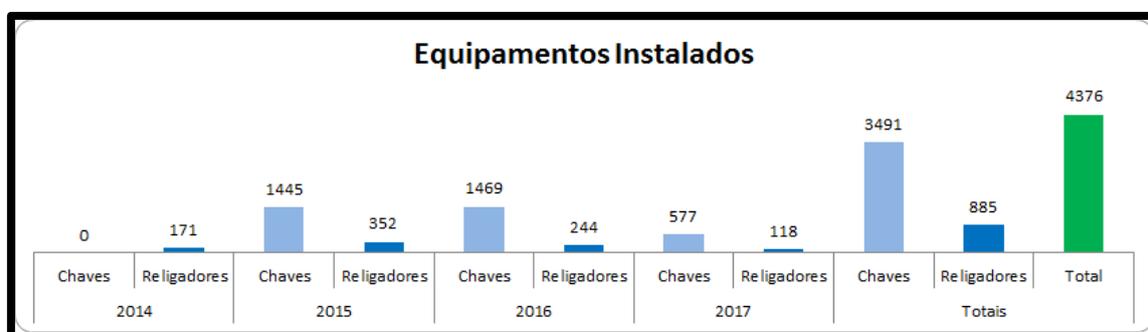
Tabela 1: Características Físicas (Romênia X EDR)

Dados	Romênia	Enel Distribuição Rio
Rede MT (km)	35.000	34.796
Rede BT (km)	73.500	18.214
Nº de linhas MT	4.100	545
Nº de Transformadores MT/BT	21.800	118.866
Nº de Clientes MT	5.700	7.414

Fonte: www.eneel.gov.br

O projeto telecontrole contempla a instalação de 4376 equipamentos telecomandados, sendo seccionadoras e religadores, o que totaliza um investimento de MR\$ 300 (trezentos milhões de reais).

Figura 9: Quantidade de Equipamentos Instalados no Projeto Telecontrole



Fonte: www.sendi.org.br

4.1 Indicação dos Pontos, Estudo de Comunicação e Proteção

4.1.1 Definição dos Pontos

Para definição de um ponto de automação foram realizadas análise dos alimentadores que apresentaram pior desempenho medido pelo DEC, em seguida percebeu-se a necessidade da definição desses pontos telecomandados pelas áreas operacionais.

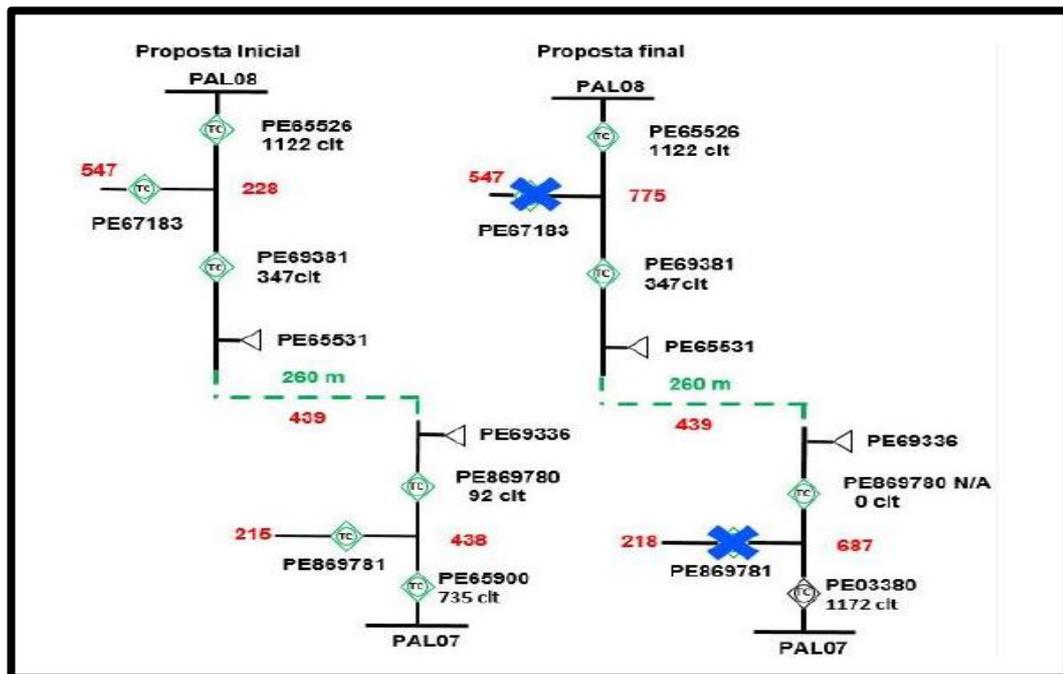
As áreas envolvidas para indicação dos pontos adotaram alguns critérios para chegar ao ponto definitivo, são eles:

- primeiro foram indicados pontos para os alimentadores crítico conforme mencionado no parágrafo anterior.
- também adotou a instalação onde a quantidade de consumidores não fosse inferior a 700. No começo do projeto foi possível atender a esse critério, mas no final do ano 2017 e começo de 2018 devido a grande quantidade de equipamentos instalados esse número chegou, em alguns casos, a 300 consumidores.

- Em casos específicos por necessidades operativas foram indicados pontos com número inferior de clientes.
- Após a indicação no tronco do alimentador passou a ser indicado nos pontos de interligação já existentes visando uma transferência de carga mais rápida;
- Também foram indicados em ramais devidos a grande taxa de falha e quantidade de clientes;
- Como já haviam sido indicados pontos nos troncos dos alimentadores e nas interligações existentes, começou a hyse ver novas interligações entre alimentadores utilizando o programa CYMDIST para simular se com elas era possível a transferência de carga necessárias assim como o condutor para cada interligação.

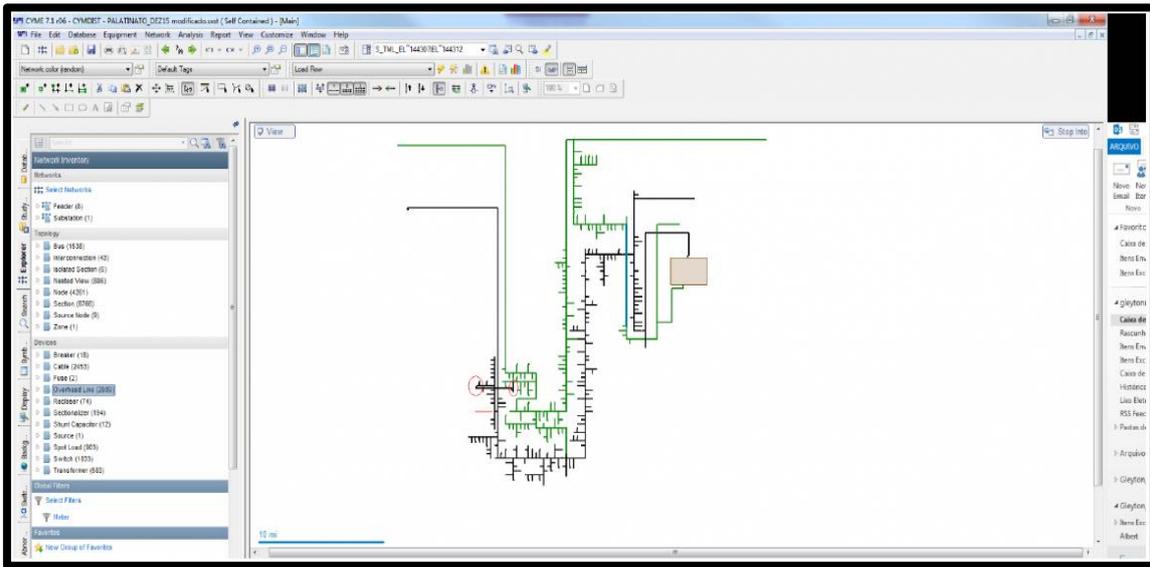
A figura a seguir ilustra uma indicação de uma nova interligação com a utilização do CYMDIST que se tornou viável.

Figura 10: Proposta Inicial e Final da Configuração da Rede



Fonte: www.sendi.org.br

Figura 11: No CYMDIST alimentador PAL07 em verde e PAL08 em preto.



Fonte: www.sendi.org.br

Em análise a nova proposta de configuração de rede foram estudados 4 cenários de carga.

- Condição normal:

PAL07 com 185 [A] na saída da subestação, queda de tensão máxima de 3,2%. PAL08 com 242 [A] na saída da subestação, queda de tensão máxima de 4,5%.

- Condição transferindo 92 consumidores do PAL07 para PAL08:

Final do alimentador PAL08 fica com 4,6% de queda de tensão e PAL07 fica para 3,1%. Manobra necessária para ser possível a interligação entre ambos alimentadores.

- Condição transferindo 1/3 do alimentador PAL07 para o alimentador PAL08:

Transferência aproximada de 60 [A], não é uma transferência sugerida porque existe uma interligação intermedia através de uma chave existente. Por tanto, foi considerado a transferência de carga até a chave PE03380 com transferência aproximada de 33 [A] a queda no final do alimentador fica em 6,4%.

- Transferência do alimentador PAL07 para PAL08

Efetuando a transferência até a chave PE65526, 29,3 [A] a queda de tensão aproximada no final do alimentador já com a transferência é de 4,5 %. Agora transferindo 71,2 [A] de carga até a chave PE69359, a queda de tensão no final do alimentador é de 6,8%.

4.1.2 Estudo de Proteção

Como os religadores são dispositivos de proteção sempre que for instalado a rede é preciso realizar o estudo de coordenação e seletividade para o mesmo. Através do CYMDIST o ponto é identificado, assim como todos componentes existentes no circuito, também é importante verificar o condutor jusante e sua capacidade térmica, para calcular a corrente máxima que o trecho suporta e a potência instalada, e assim determinar a demanda solicitada pelo consumidor no circuito em questão.

Em seguida realiza a atualização dos níveis de curto-circuito na fonte, ou seja, na subestação de origem do alimentador, esses cálculos são realizados pelo sistema Anafas. Após esta etapa utiliza o CYMDIST para realizar o cálculo de fluxo de potência, verificar as correntes de curto circuito no sistema e realizar a parametrização necessária.

Além do arquivo eletrônico que foi gerado no processo anterior, deve-se prepara a carta de ajustes do equipamento.

Gerou então uma lista de pontos elétricos, input para a área de TI avaliar o sinal de comunicação.

4.1.3 Estudo de Comunicação

Para um resultado de excelência no projeto automação é de extrema importância que o sistema possua uma comunicação com alta disponibilidade e confiabilidade.

Uma análise da comunicação de forma instantânea não garante seu funcionamento full time, uma falha pode acontecer a qualquer momento por isso um sistema de comunicação deve ser potente, de forma que a qualquer momento possa receber informação do estado do equipamento, e assim permitir seu telecomando.

4.2 Sistemas de Comunicação

O STM é um sistema de telecontrole próprio desenvolvido na Itália com a colaboração inicial de CONSIDI¹ e SIEMENS Itália. O STM é utilizado desde 2001, em que suporta e integra com o sistema SCADA STU-x (para gestão da rede de AT). Vantagens do sistema:

- A plataforma é LINUX/UNIX, facilmente desenvolvida para integração de novas funcionalidades;
- Hardware é de mercado, porém possui alto desempenho;

¹ CONSIDI – Empresa de consultoria com o objetivo de apoiar seus clientes a atingir maior competitividade através do desenvolvimento de novas estratégias de negócios, eficiência dos processos de produção e de organização e inovação de produtos e serviços oferecidos. Maiores detalhes em www.considi.it.

- Localização de interface de usuário IHM (Interface Homem-Máquina) para a língua local;
- Integrável e interconectável com outro sistema STM focado para a recuperação de falhas;
- É integrado com toda uma série de aplicações web que permite uma gestão pontual da rede de MT.

Além da representação dos componentes clássicos da rede de MT, tais como transformadores, seccionadores, religadores e etc, é possível representar geradores, sistemas de controle e gestão de auto-produtores, etc, além de configurar e desenvolver a rede de BT com Smart Grid. Os elementos ativos da rede são todos telecomandados, geridos por UTR (Unidade Terminal Remota) e sistemas de proteção desenvolvidos segundo especificações Enel.

Através da correta instalação de interruptores ou seccionadores de carga e UTR dedicada (UP) em interface com detectores de falta e ausência de tensão, chamados RGDAT, é possível identificar e isolar uma falha ou mau funcionamento no tronco do alimentador dos trechos sadios, com as configurações adequadas do sistema STM.

Para permitir a coordenação automática dos equipamentos de manobra, o sistema STM utiliza algoritmos inerentes ao próprio sistema (cujo desenvolvimento é de propriedade da Enel), que são:

- O estado da rede;
- O estado dos equipamentos de manobra fundamentais à automação da rede;
- A correlação entre eventos e estados.

4.3 Dispositivos

4.3.1 Seccionadoras Telecomandadas

A seccionadora telecomandada é um dispositivo que secciona a rede de MT permitindo o isolamento de um determinado trecho de rede área e manobrando o circuito de maneira independente através dela. Esse dispositivo pode ser instalado no tronco do alimentador antes ou depois de um religador ou em ramais, porque o funcionamento dela ocorre de forma autônoma, podendo a configuração ser normalmente fechado (NF) ou normalmente aberta (NA).

O equipamento pode ser acionado de forma local, ou seja, com a presença de equipes ou remotamente através do sistema STM.

Figura 12: Chave Telecomandada Em Operação



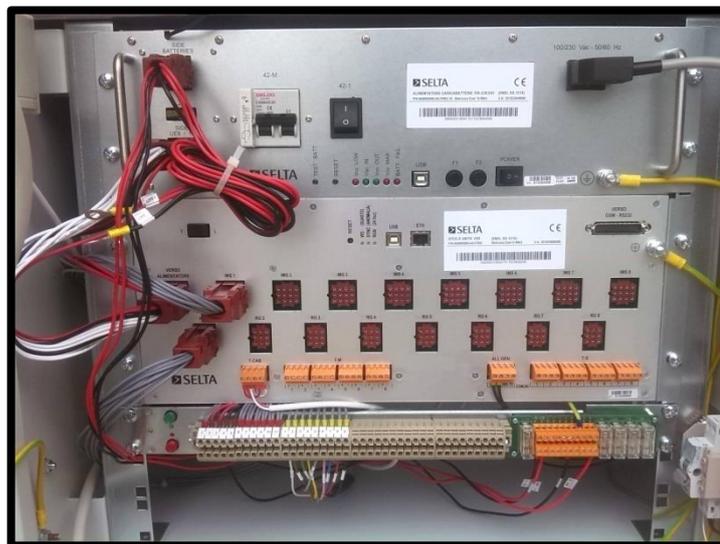
Fonte: www.aneel.gov.br

A seccionadora é constituída da chave propriamente dita e dos componentes a seguir:

- Gabinete de Controle (Unidade Periférica – UP)

A UP é uma peça inteligente que possui componentes eletrônicos que recebem e enviam as informações ao sistema STM e ao Centro de Operação do Sistema (COS). Sendo assim, possível realizar os comandos locais por uma equipe ou remoto pelo COS.

Figura 13: Unidade Periférica



Fonte: www.sendi.org.br

- Transformador de Potencial (TP)

O TP alimenta o circuito auxiliar da UP, realizando a transformação da média tensão (11.4 ou 13.8kV) para baixa tensão (230V), desta forma o módulo VCA (Voltagem de Corrente Alternada) leva a tensão ao carregador das baterias.

Figura 14: Transformador de Potência



Fonte: www.sendi.org.br

- Sensor RGDAT

Os sensores são responsáveis por transmitir os registros das grandezas de tensão e corrente à UP, essas informações são enviadas seja por eventos na distribuição ou por condições normais. Além disso, o sensor tem a tarefa de verificar a Seccionadora motorizada e acioná-la através de um comando lógico quando for necessário.

Figura 15: Sensores da SGE e Thytronic



Fonte: www.sendi.org.br

4.3.2 Religadores

O religador é um dispositivo de proteção que permite isolar automaticamente a rede através da abertura quando identificado defeito na rede. O equipamento deve ser instalado no tronco do alimentador, em caso de alguma falha da rede de distribuição o religador opera da seguinte forma: ele desliga e religa o fornecimento se a falha permanecer o equipamento realiza o procedimento mais uma vez, se ainda assim o problema persistir o fornecimento é interrompido, ou seja, o religador realiza 2 religamentos e 3 desligamentos.

Figura 16: Religador em funcionamento



Fonte: www.sendi.org.br

4.3.3 Equipamentos de comunicação

Para que o automatismo aconteça o sensor realiza leituras de tensão e corrente em seus terminais de entrada ou se passou ou não corrente de curto circuito por ele. Para realizar o telecomando existem algumas formas de comunicação, como:

- Rádio – O rádio digital tem como vantagem possuir rede própria, não gerando custo operacional. Em contrapartida, o custo de implantação das ERBs ainda é elevado.

De posse das coordenadas do ponto elétrico em questão e utilizando uma ferramenta de predição de cobertura, é feita a análise. Se a predição indicar que o ponto tenha mais de -88 db e esteja a menos de 9 Km da rádio base mais próxima, o ponto é considerado apto para Rádio. Atualmente, temos um total de 24 rádios base distribuídas em toda a região de concessão.

- GPRS – A vantagem da utilização de GPRS é o menor custo de implantação, pois utiliza infraestrutura das operadoras locais. Porém, o custo operacional pode ser elevado dependendo da tarifa contratada.

Para o estudo utiliza-se a base de dados da Anatel. O ponto elétrico tem de estar em um raio de aproximadamente 2 km da torre da operadora mais próxima. Atualmente, as operadoras disponíveis são: Oi, Claro e Vivo.

O GPRS é responsável pela comunicação de aproximadamente 80% dos equipamentos que possuem telecomando. É utilizado um modem GPRS capaz de operar com 2 SIM cards, ou seja, duas operadoras. A finalidade disto é ter redundância no meio de comunicação, no caso da operadora principal falhar, o modem comuta para o outro provedor em um curto espaço de tempo, a fim de manter o equipamento disponível para operação em tempo real.

▪ Satélite – É geralmente usada quando não há cobertura GPRS e de Rádio. É uma tecnologia com alta disponibilidade e que não depende de infraestrutura de operadoras ou própria, possibilitando a instalação em qualquer localidade. Tem como ponto negativo o elevado custo operacional.

Para a verificação da viabilidade de comunicação por Satélite, utiliza-se a ferramenta *Dishpointer* e também o *Google Earth*.

O critério para escolha da comunicação é a cobertura do sinal no ponto a ser implantado o equipamento e o custo da solução de comunicação.

4.3.4 Verificação de alarmes e testes de funcionalidades

Através da interação entre um operador do STM e um técnico em campo é realizado o envio de uma série de comandos e sinais que devem ser recebidos e observados tanto em local quanto no STM, definindo o comissionamento. É realizado um teste de todas as funcionalidades do equipamento a fim de garantir que ele funcione a contento e que pode ser entregue para a Operação.

O teste consiste em verificar todos os aspectos construtivos, elétricos e funcionais. Destes podemos enfatizar os alarmes gerados que devem chegar ao centro de controle, e os comandos que abrem/fecham e habilitam/desabilitam funcionalidades.

4.4 Centro de Operação de Distribuição

A operação do sistema pode ser subdividida em: pré-operação, operação em tempo real e pós-operação, em função de seu encadeamento temporal. A normatização da operação, que cuida da formatação de normas e instruções operativas, é realizada sem vínculo temporal definido.

A pré-operação possui procedimentos relacionados à operação estão contidos em instruções técnicas, de modo a garantir a precisão/programação das manobras, previsão de carga e minimizar o risco, aumentando a confiabilidade da operação do sistema. Esses normativos

são elaborados por equipe especializada dentro da área de pré-operação. A operação em tempo real tem por objetivo coordenar, supervisionar e controlar o funcionamento operacional da Rede de Operação, a operação normal do sistema de transmissão e em situações de contingência na rede. As atividades de pós-operação completam a cadeia da Operação do Sistema com a apuração dos dados da operação realizada, a análise das ocorrências e perturbações, assim como a divulgação dos resultados para os agentes do setor, os órgãos governamentais, normativos, fiscalizadores e para a sociedade.

Figura 17: Centro de Operação da ONS



Fonte: www.ons.org.br

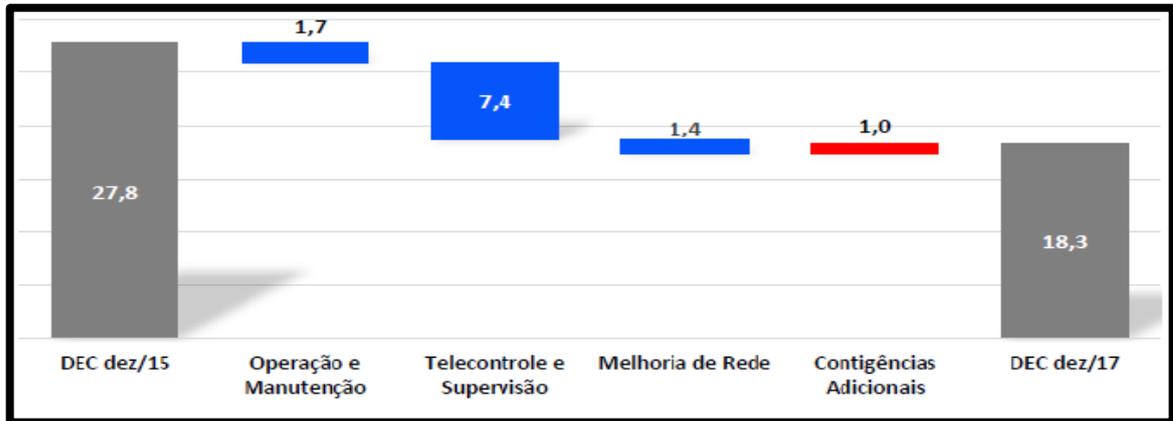
4.6 Benefício Técnico

A Cia intensificou a melhoria para qualidade do fornecimento de energia e conseqüentemente a redução dos indicadores DEC e FEC interno. Houve investimento em automação na distribuição, recondutoramento de rede e estrutural.

- Automação de rede: a instalação de seccionadoras e religadores com telecomando;
- Recondutoramento: substituição de trecho de MT que possui alta taxa de falha;
- Estrutural: construção de novos alimentadores e divisões de alimentadores existentes diminuindo a quantidade de clientes por circuito.

Com todo investimento a acima, o projeto telecontrole foi um dos que apresentou maior benefício em redução da duração de interrupção. Somente o investimento no projeto foi responsável pela redução de 7,4 horas no DEC no período de 2015 à 2017.

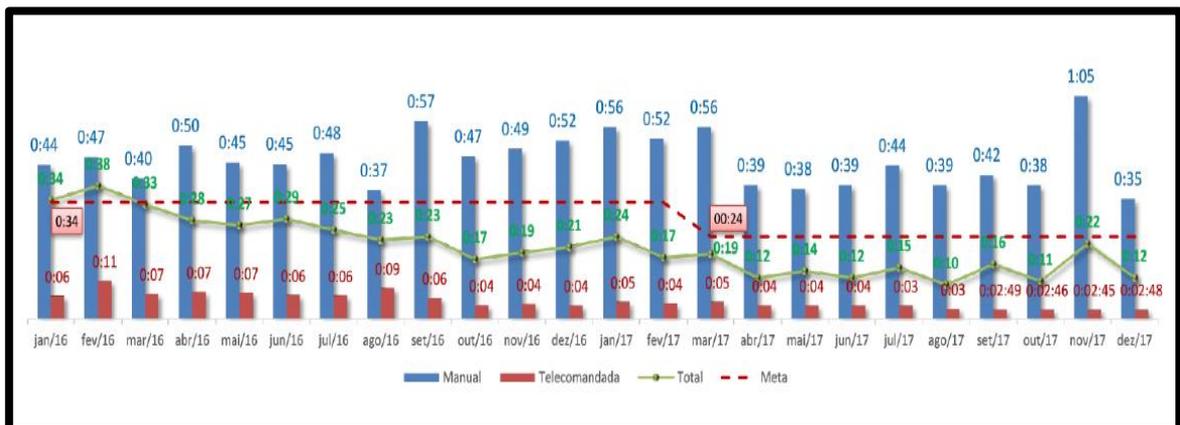
Figura 20: Redução do DEC da Enel Distribuição Rio



Fonte: www.sendi.org.br

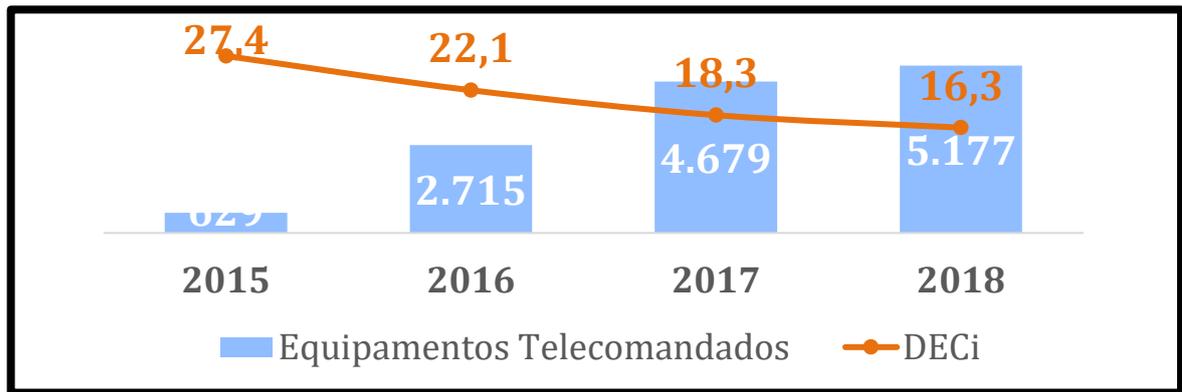
O benefício do DEC acontece em função da primeira manobra de telecontrole, porque se tem uma redução importante em relação a manobra manual, conforme é exibido na imagem a seguir:

Figura 21: Manobra Manual X Manobra Telecomanda



Fonte: www.sendi.org.br

Figura 22: DECI e Equipamentos telecomandados em 2018



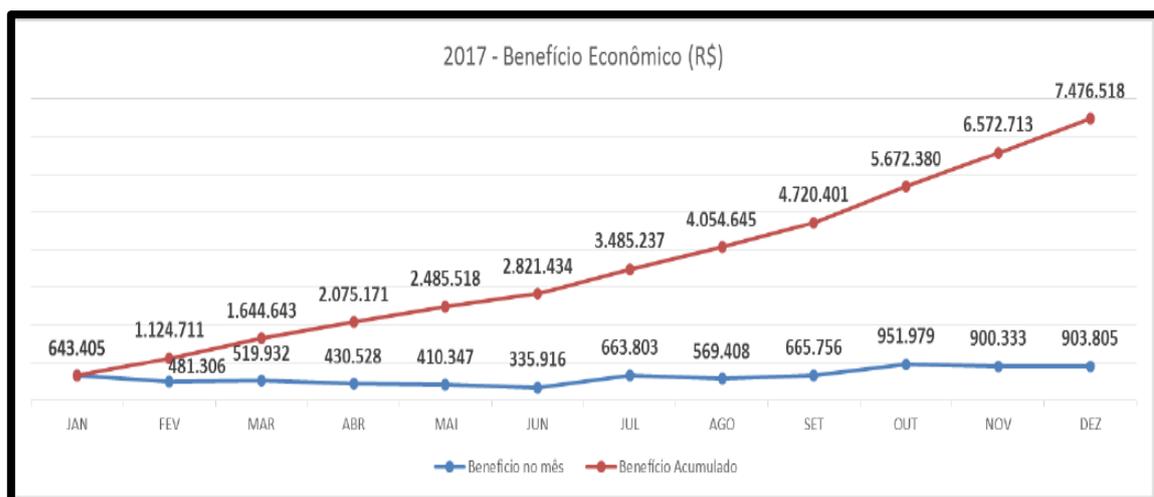
Fonte: www.sendi.org.br

São MR\$ 364 investidos com a nova tecnologia, proporcionando nova forma de operação da rede e contribuindo com uma redução de 8h no DECI da distribuidora de energia.

4.7 Benefício Econômico

Para computar o benefício econômico do projeto Telecontrole foram realizadas as seguintes considerações: o custo que se teria pelo envio de uma equipe de emergência para operação de chaves e religadores, também o custo de envio de equipe para bloqueio e desbloqueio da proteção quando necessário. Realizando o cálculo médio do custo destes tipos de atendimentos chegou ao valor de R\$ 310 por atendimento. No ano de 2017 o projeto superior a MR\$ 7 conforme ilustrado na figura a seguir:

Figura 162: Benefício Econômico



Fonte: www.sendi.org.br

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O Projeto Telecontrole implementado pela Enel Distribuição Rio na sua área de concessão apresentou-se de maior efetividade dentre as ações para a redução do DEC. Este teve uma redução de 7,4 horas comparando o DEC de dez/2015 até dez/2017.

Devido ao sucesso deste projeto o mesmo foi iniciado nas outras empresas do Grupo (Enel CE – Ano 2017) e (Enel GO – Ano 2018). O projeto continua no ano de 2018 na Enel – Rio com um total de 520 pontos equipamentos a serem instalados.

O tempo total de primeira manobra hoje é de 2:48 minutos utilizando o telecomando, e temos um ganho de 12 minutos (médio) em comparação com a manobra manual.

Sugerimos uma pesquisa de tecnologia voltada para a comunicação, um sistema que possua uma taxa de transferência de dados de excelência e que possua uma abrangência superior em relação aos outros. Porque em algumas localidades não identificado sinais de rádio, GPRS e satélite, e tratava-se de um ponto crucial para tornar o sistema elétrico mais seletivo.

REFERÊNCIAS

- Abelardo, P. (s.d.). *Redes Aéreas de Distribuição*. UMCTEC.
- ABNT. (s.d.). NBR - 5460 - Sistemas Elétricos de Potência - Terminologia.
- ANEEL. (2018). *Agência Nacional de Energia Elétrica*. Fonte: <http://www.aneel.gov.br/indicadores>
- Barros, B. F., Borelli, R., & Gedra, R. L. (2014). *Geração, Transmissão, Distribuição e Consumo de Energia Elétrica*. São Paulo: Érica Ltda.
- Cruz, E. (15 de Abril de 2018). Fonte: Redes Inteligentes Brasil: <http://redesinteligentesbrasil.org.br/>
- Kagan, N., Oliveira, C. C., & Robba, E. J. (2010). *Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. São Paulo: Edgard Blücher Ltda.
- Leão, P. R. (2009). *Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica*. Ceara: Universidade Federal do Ceará Centro de Tecnologia.
- Muller, G. d. (Março de 2016). Impacto de Novas Tecnologias e Smat Grids na Demanda de Longo Prazo do Sistema Elétrico Brasileiro. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil: COPPE UFRJ.
- Natal, M. A. (2000). *Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos*. Rio Grande do Norte: UFRN.
- Pinchemel, C. T. (2016). *Automação em Rede de Distribuição Utilizando Seccionadoras e Religadores*. p. 17.

Rocha, M. d., Silva, A., Cunha, V., Pinchemel, C., Bersot, L., Gois, G., . . . Pereira, E. (30 de Março de 2018). *Aplicação de Equipamentos Telecomandados e supervisão remota da rede de distribuição - Projeto Telecontrole*. p. 11.

Salles, N. J. (2007). Modelagem e análise dinamica de sistemas de proteção de redes de distribuição de energia elétrica na presença de geradores síncronos. *Tese de Mestrado de Modelagem e análise dinâmica de sistemas de proteção de redes de distribuição de energia elétrica na presença de geradores síncronos*. Campinas, São Paulo , Brasil: Universidade Estadual de Campinas.

Toledo, F. (2012). *Desvendando as Rede Elétricas Inteligentes*. São Paulo: Brasport.

Ampla (2009). consulta pública n° 15 / 2009. Agência nacional de energia elétrica - aneel

DADOS DOS AUTORES

❖ Vanessa Cunha dos Santos Fonseca

Formação: Ensino Superior Completo – Universidade Candido Mendes

Curso: Engenharia de Produção

Formação: Ensino Superior Cursando – Universidade Santa Úrsula

Curso: 9º Período de Engenharia Elétrica

Ensino Médio Técnico: Instituição de Ensino Taurus

Curso: Eletrotécnica

Link: <http://lattes.cnpq.br/2853198181820789>

❖ Wallace Lourenço de Oliveira

Formação: Ensino Superior cursando - Universidade Santa Úrsula;

Curso: Engenharia Elétrica 9º Período.

Ensino Médio Técnico: ETE Juscelino Kubitschek;

Curso: Técnico Eletrotécnica

Link: <http://lattes.cnpq.br/0739268377844343>