

Grupo de Estudo de Sistemas de Distribuição-GDI

Aplicação de equipamentos telecomandados e supervisão remota da rede de distribuição - Projeto Telecontrole (Enel Distribuição Rio)

**AMANDA APARECIDA DA SILVA(1); GLEYTON RAFAEL DA SILVA GOIS(1); CAROLINA PINCHEMEL
TEIXEIRA(1); LEONARDO BERSOT BARBOSA GOIS(1); VANESSA CUNHA DOS SANTOS FONSECA(1);
EVERTON BEMFICA ALVES PEREIRA(1); AMANDA MORAES DOS SANTOS(1); MÁRCIO DA ROCHA
SANTOS(1);
Enel(1);**

RESUMO

Devido a configuração da rede de distribuição do Brasil ser predominantemente aérea, ela está susceptível a falhas com maior frequência se comparada a rede subterrânea, e estas falhas podem gerar interrupções de energia aos consumidores. Inovações e estratégias para a melhoria da qualidade de energia se mostram importantes no contexto atual. O resultado positivo que as distribuidoras do Grupo Enel na Itália e na Romênia tiveram com a utilização de equipamentos telecomandados, fizeram com que a Enel Distribuição Rio implementasse na sua área de concessão o projeto telecontrole que através de uma gestão remota, possibilita a identificação do local de falha, minimização do tempo de interrupção do fornecimento de energia, e a redução dos números dos consumidores afetados devido a maior seletividade da rede de distribuição. O objetivo do presente trabalho é apresentar a solução adotada pela Enel Distribuição Rio para automação da rede de distribuição de média tensão com a utilização de equipamentos telecomandados. Com esta nova configuração da rede pôde-se obter um sistema robusto e confiável para monitorar e gerir as interrupções, de forma a minimizar os impactos aos consumidores.

PALAVRAS-CHAVE

Chaves, Religadores, Telecontrole, Automação, Sistema STM

1.0 - INTRODUÇÃO

A Enel Distribuição Rio atua em 73% do estado do Rio de Janeiro, estando presente em 66 municípios. A área de concessão é dividida em 8 Regionais: Sul, Niterói, São Gonçalo, Magé, Serrana, Macaé, Campos e Lagos. O projeto Telecontrole consiste na implementação de equipamentos capazes de operar remotamente as redes de distribuição da área de concessão do Grupo Enel. Este projeto se tornou um plano estratégico global da Enel, devido ao impulso às soluções de tecnologia de telecontrole, decorrentes da necessidade de melhoria da qualidade do fornecimento de energia. Este visa alcançar e manter metas de eficiência e qualidade de suprimento alinhados 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 da rede de distribuição se iniciou no ano 2000 nas empresas do Grupo Enel da Itália.

Abaixo, temos o cenário da Enel Distribuição SpA juntamente com a sua regional DTR TRIVENETO que possui duas bases, a base de VENETO e a base de FRIULI VG. É possível observar que o SAIDI teve uma redução de 75%.

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

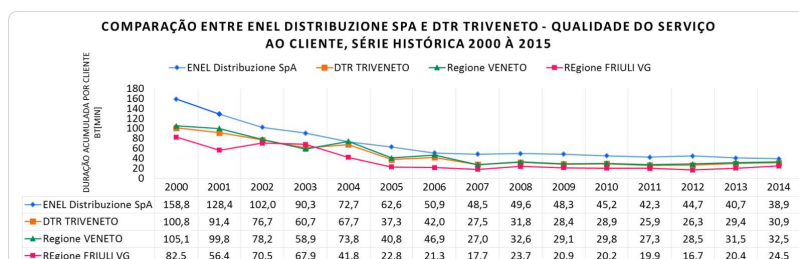


FIGURA 1 – Evolução do SAID Enel Distribuzione SpA

No ano de 2010 as distribuidoras da Romênia pertencentes ao Grupo Enel (Muntenia, Banat e Dobrogea) implantaram a solução de telecontrole, utilizando os moldes globais 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).

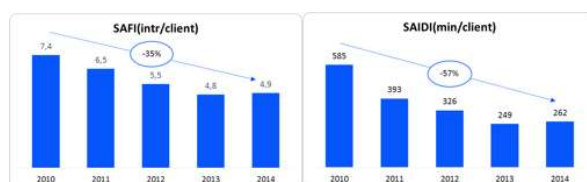


FIGURA 2 - Indicador SAID e SAIF na Romênia

As distribuidoras da Romênia possuem um número de clientes equivalentes à rede da Enel Distribuição Rio. A Tabela 1 apresenta uma comparação das características físicas das duas empresas.

Tabela 1 - Comparação de características físicas (Romênia x Enel Distribuição Rio)

Dados	Romênia	Enel Distribuição Rio
Rede MT(km)	35.000	34.796
Rede BT(km)	75.000	18.234
Nº de linhas MT	4.100	545
Nº de Transformadores MT/BT	21.800	118.866
Nº de Clientes MT	5.700	7.414
Nº de Clientes BT	2.692.000	2.904.005

O projeto Telecontrole no Brasil possui como escopo a instalação de 4376 equipamentos telecomandados, chaves mais religadores, e um investimento total de mais de MR\$ 300 (Trezentos milhões de reais). A realização do Telecomando dos equipamentos continuará no ano de 2018.

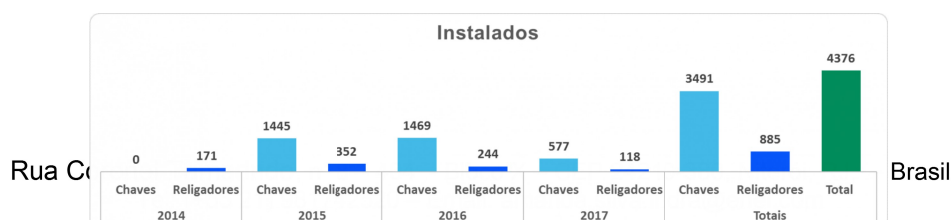


FIGURA 3 – Quantidade de Equipamentos Instalados do Projeto Telecontrole

2.0 - DESENVOLVIMENTO

2.1 Equipamentos e seus componentes

2.1.1.. Seccionadoras Telecomandadas (IMS)

As Seccionadoras telecomandadas são dispositivos que seccionam a rede de MT permitindo manobras na distribuição de forma independente. As IMS podem ser instaladas no tronco do alimentador e em derivações, a implantação na rede elétrica também pode ocorrer com configuração normalmente fechada (NF) e normalmente aberta (NA).

A Seccionadora pode ser acionada de forma local, ou seja, quando as equipes estão in loco e/ou remotamente através do sistema STM.

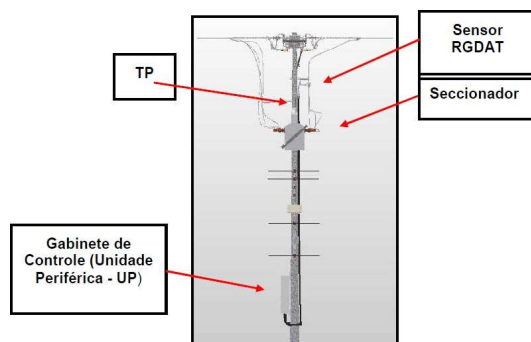


FIGURA 4: Vista frontal da Seccionadora instalada

a. Gabinete de Controle (Unidade Periférica - UP)

O gabinete de controle é uma peça inteligente que possui todos os componentes eletrônicos que recebem e enviam as informações ao sistema STM e ao Centro de Operação do Sistema (COS). Desta forma, é possível realizar comandos locais pela equipe em campo ou remoto pelo COS.

b. Transformador de Potencial (TP)

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

c. 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 necessário..

2.1.2.. Religadores

O religador é um equipamento de proteção que permite isolar automaticamente a rede através da abertura quando identificado defeito na rede.

Os valores nominais de tensão são de 15kV até os 38kV. Em relação aos valores de corrente nominal de até 630A e a capacidade de interrupção de curto circuito de até 12kA.

O equipamento é instalado ao longo do tronco do alimentador para proteção do circuito. Em caso de evento na distribuição o religador opera da seguinte forma: ele desliga e religa o fornecimento se o problema persistir ele realiza este procedimento mais uma vez, se o defeito for permanente ele interrompe o fornecimento, ou seja, o equipamento é ajustado para 2 religamentos e 3 desligamentos.

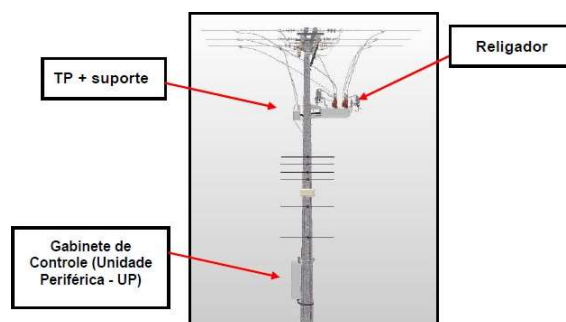


FIGURA 5 - Vista frontal do Religador instalado

2.1.3.. Tecnologia de Comunicação

O telecomando dos equipamentos apresentados pode ser realizado através de três tecnologias: GPRS, Rádio e Satélite. A escolha se dá através de estudo de cobertura da localidade. Inicialmente, no projeto telecontrole, todos os equipamentos eram comissionados por GPRS, porém já era esperado que em áreas remotas fosse necessário a inclusão de outra tecnologia. Dessa forma, o comissionamento através de Rádio iniciou-se em meados de 2016, utilizando a tecnologia DMR (Digital Mobile Radio) e em 2017, através de Satélite, utilizando a tecnologia Bgan (Broadband Global Area Network)



FIGURA 6 – Modem GPRS, Rádio e Satélite, respectivamente

2.2 Indicação dos Pontos para a Instalação

A indicação de pontos para o telecontrole tem como base políticas e instruções internas da Enel.

A localização ótima de um novo dispositivo de telecontrole em um ponto já existente pode ser feita por meio de um processo iterativo, simulando singularmente a instalação de um dispositivo em cada nó disponível e estimando o tempo de interrupção esperado. A escolha ideal é aquela que transporta o valor mínimo.

Este método requer acesso a dados históricos precisos sobre as linhas, bem como ferramentas muito refinadas. As ferramentas como Atlante e Cyndist podem realizar esse cálculo.

Desta forma, a análise será realizada por meio do BiprodotoBT, que pode destacar tanto a frequência de falhas quanto o número de clientes envolvidos. O BiprodotoBT será calculado em cada linha de MT para cada ilha telecontrolada (uma ilha que não pode ser seccionada ainda mais por interruptores de linhas telecontrolados); a localização ideal será aquela que minimiza a função:

$$\sum_{j=1}^n \text{Biprodoto}_{BT_j}$$

Onde:

n Número de ilhas de telecontrole.

BiprodotoBTj BiprodotoBT da jn ilha de telecontrole.

Nos projetos, o número será escolhido de acordo, não só com os parâmetros mencionados acima, mas também com o esquema de rede, visando o máximo benefício técnico esperado.

Além da indicação de pontos do telecontrole são necessárias algumas obras adicionais indicadas abaixo para melhor aproveitamento dos pontos do telecontrole:

Novas interconexões na rede que incrementem o grau de realimentação do fornecimento;

Substituição de condutores existentes por outros de maior capacidade que assegurem um maior grau de realimentação do fornecimento;

2.2.1 Telecontrole na Enel Distribuição Rio

Foi utilizado o ranking com os alimentadores mais críticos da empresa. Focando dos piores para os melhores alimentadores foram indicados pontos da seguinte maneira:

a.As indicações foram feitas focando nos piores alimentadores;

b.As primeiras indicações tinham como objetivo dividir o alimentador em blocos de 25% a 40% do número total de clientes do alimentador visando que na ocorrência de uma falha um número menor de clientes ficaria sem fornecimento de energia processo baseado no BiprodotoBT;

c.Entre um equipamento e outro não apresentar um número inferior a 700 clientes. 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 já chegou, em alguns casos, a 300 clientes. Em casos específicos por necessidades operativas foram indicados pontos com número inferior de clientes;

d.Após a indicação no tronco do alimentador passou a ser indicado nos pontos de interligação já existentes visando uma transferência de carga mais rápida;

e.Também foram indicados em ramais devidos a grande taxa de falha e quantidade de clientes;

f.Como já haviam sido indicados pontos nos troncos dos alimentadores e nas interligações existentes, começou a se 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.

Abaixo será demonstrado um caso onde houve a indicação de uma nova interligação e com a utilização do CYMDIST foi feita uma configuração que tornou a interligação viável.

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

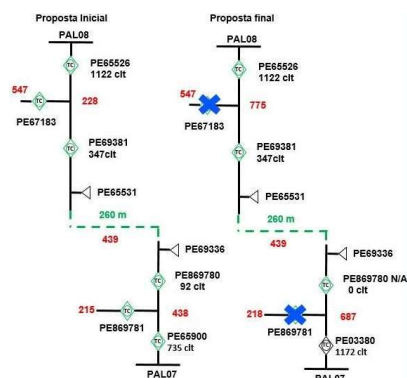


FIGURA 7 – Proposta inicial e final

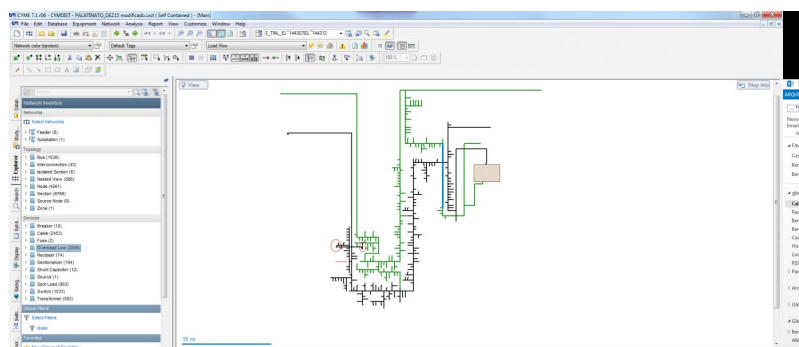


FIGURA 8 – Caso no CYMDIST. Em verde o alimentador PAL07 e em preto o alimentador PAL08

Para avaliar a nova configuração proposta foram simulados 4 cenários de carga:

a. 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%.

b. Condição transferindo 92 clientes do PAL07 para o 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.

c. Condição de transferência de 1/3 do alimentador PAL07 para o alimentador PAL08:

Transferência aproximada de 60 [A], não é uma transferência sugerida porque existe uma interligação intermedia a través 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%.

d. Transferência do alimentador PAL08 para o PAL07:

Efetuada 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%.

2.3 Estudo de Comunicação e Proteção

2.3.1 Estudo de Proteção

Sempre que um novo religador é instalado na rede de Distribuição é necessário realizar o estudo de coordenação e seletividade para o mesmo. Em posse do ponto elétrico onde o equipamento será instalado, utilizando a ferramenta CYMDIST, o ponto é identificado, assim como todos os religadores e seccionadores já existentes no circuito em questão. Além disso, é necessário identificar o tipo de cabo a jusante do ponto, e sua capacidade térmica, para determinar a corrente elétrica máxima que pode circular naquele trecho, e também a potência instalada no ponto, para determinar a corrente solicitada pelos clientes do trecho em questão.

A etapa seguinte consiste em atualizar os níveis de curto-circuito da fonte (subestação onde se encontra o alimentador). Esses valores são calculados no sistema Anafas. Em sequência, rodar o fluxo de potência do CYMDIST e verificar as correntes de curto-circuito em diversos pontos do sistema para enfim, realizar a parametrização necessária.

O arquivo eletrônico já está pronto para ser gerado, de acordo com os parâmetros definidos no estudo das etapas anteriores. Também deve ser emitida a Carta de Ajustes.

2.3.2 Estudo Comunicação

Para o perfeito funcionamento do Telecontrole é fundamental ter uma rede de telecomunicações eficiente. Como visto anteriormente, o comissionamento pode ser realizado através de três tecnologias: GPRS, Rádio e Satélite. A seguir, temos uma breve descrição das mesmas e de como a escolha é realizada.

2.3.2.1 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.

2.3.2.2 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.

2.3.2.3 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.

2.4 Execução

No local da obra é realizado uma Análise Preliminar de Riscos (APR), a explicação do flip-chart (croqui) da obra para a equipe, designando as atividades que deverão ser executadas. A área de serviço é sinalizada com cones e fitas de sinalização, a seguir realiza as cinco (5) regras de ouro.



FIGURA 9 – Cinco Regras de Ouro

Desligar – após autorização de intervenção da rede o desligamento/bloqueio na rede é realizado.

Impedir – assim que é realizado o desligamento da rede são retirados o GLV's e cartuchos das chaves fusíveis, como forma de realmente impedir o religamento.

Constatar – usa o aparelho identificador de tensão por contato verifica-se a ausência de tensão nos condutores.
Aterrar – instala o aterramento provisório na rede elétrica de MT.

Sinalizar – Coloca-se uma placa de sinalização no equipamento desligado, informando que possui equipes trabalhando naquele trecho.

Começa a montagem da UP, TP, para-raios, do sensor RGDAT, da chave faca para by pass e estruturação da cruzeta. A instalação da chave/regligador é realizada com um caminhão munck, que suspende o equipamento até a altura que deve ser atracado no poste. Após realizar todas as conexões o equipamento é taqueado, ou seja, é ligado a rede elétrica de distribuição. O sistema de aterramento do equipamento é conectado. A chave/regligador recebe uma numeração. Os aterramentos provisórios são retirados, constata que todos os colaboradores saíram da rede e o circuito é energizado.

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG



FIGURA 10 – Fotos de Execução dos Equipamentos

2.5 Comissionamento

2.5.1 STM (Sistema de Telecontrole de Média Tensão)

O sistema adotado pela Enel, denominado STM, é um sistema de telecontrole próprio desenvolvido na Itália com a colaboração inicial de CONSIDI* e SIEMENS Itália. O sistema foi implementado na Itália em 2001 e desde então vem passando por desenvolvimentos personalizados, atendendo às demandas de Operação e Informação do Sistema.

Além da representação dos componentes clássicos da rede de Média Tensão, 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 – Unidade Periférica) 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. Através do sistema de comunicação, o STM recebe/envia dados para as UPs no campo, permitindo o telecomando e gestão da rede.

2.6 Benefícios do Projeto

2.6.1 Benefícios Técnicos

Em 2016 a empresa intensificou os investimentos para a melhoria da qualidade do serviço buscando a redução dos indicadores de DEC e FEC interno. Foram investidos em ações para automação da rede, Recondutoramento e estruturais:

Automação da rede – Projeto Telecontrole com a instalação de chaves telecomandadas e religadores;

Recondutoramento – Substituição de trecho da rede de MT que possuem altas taxas de falha;

Estrutural – Novos alimentadores e divisão de alimentadores existentes, reduzindo o número de clientes por circuitos.

De todas as ações acima, o projeto telecontrole foi o que apresentou o maior benefício em redução do indicador de duração da interrupção. Somente os investimentos realizados no projeto foram responsáveis por uma redução 7,4 horas no DEC de dez/2015 até dez/2017.

Os alimentadores da Enel Rio possuem característica radial, o projeto teve seus benefícios intensificados através da instalação de equipamentos em pontos de interconexão de alimentadores, aonde também foram realizados investimentos de reforço e interconexão de rede para permitir a troca de carga entre os alimentadores. No final de 2017 o projeto telecontrole fechou com um total de 4300 equipamentos instalados e comissionados

Este benefício no DEC e FEC se dá pelo fator da primeira manobra de telecontrole, em que se tem uma redução importante em relação ao tempo de primeira manobra manual, como pode ser visto no gráfico a seguir:

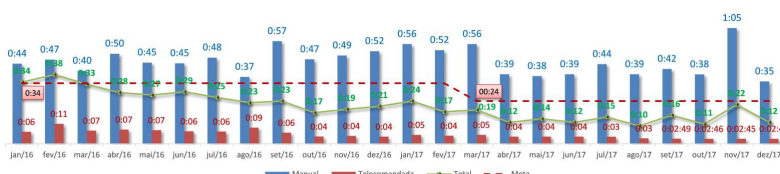


FIGURA 14 – Tempo de Manobra manual

3.0 - CONCLUSÃO

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 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.

4.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Enel. Projeto Telecontrole - Seccionador IMS Relação de desenhos. Rio de Janeiro, 2015.
- (2) Alves, A. B., Lombarde, R. G., & Carvalho, V. R. Procedimento de Execução Ampla PEX -A-140/2016 R-00. Rio de Janeiro, 2016.
- (3) Pinchemel, Carolina. Automação em redes de distribuição utilizando seccionadoras e religadores. In: Ciência & Engenharia. Minas Gerais, 2016, p. 59-65;
- (4) Velilla, S. M. Aprobación del Plan de Telemando en Latinoamérica para el período 2014-2018. Madri, 2014.

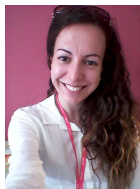


XXV SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

3934
GDI/03

5.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Amanda Aparecida da Silva
Engenheira Eletricista formada pela Universidade Federal de Juiz de Fora
Enel Distribuição Rio