

## **AUTOMAÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO SECCIONADORAS E RELIGADORES**

*DISTRIBUTION NETWORK AUTOMATION USING POWER SWITCHES AND RECLOSERS*

**Carolina Pinchemel Teixeira<sup>1</sup>, Diego Macedo Pedreira Lameirão<sup>2</sup>, Moises Ávila Oliveira<sup>3</sup>, Marcio Zamboti Fortes<sup>4</sup>, Vitor Hugo Ferreira<sup>5</sup>, Weules Fernandes Correia<sup>6</sup>**

<sup>1</sup>Engenheira Eletricista, Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ, Brasil.  
E-mail: carolina.teixeira@enel.com

<sup>2</sup>Engenheiro Eletricista, Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ, Brasil.  
E-mail: diegolameirao@poli.uff.br

<sup>3</sup>Engenheiro Eletricista, Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ, Brasil.  
E-mail: moises.oliveira@enel.com

<sup>4</sup>Doutor em Engenharia Elétrica, Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ, Brasil. E-mail: mzf@vm.uff.br

<sup>5</sup>Doutor em Engenharia Elétrica, Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ, Brasil.  
E-mail: vitor@vm.uff.br

<sup>6</sup>Engenheiro de Produção, Ampla Energia e Serviços, Niterói, RJ, Brasil. E-mail: weules.correia@enel.com.

### **RESUMO**

A rede de distribuição de energia elétrica no Brasil é predominantemente aérea em condutores nus. Devido a esta particularidade, as redes ficam expostas a interferências, quer sejam de origem interna (degradação dos componentes da rede), quer sejam de origem externa (ingerenciáveis). 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. Associada aos aumentos dos veículos e, por consequência, aos congestionamentos dos trânsitos, equipes de atendimento levam horas para localizar e isolar uma falha, o que aumenta os custos operacionais, o tempo médio de atendimento e os prejuízos causados pelas compensações financeiras quando violados os indicadores de continuidade. Preocupada 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. Este trabalho apresenta uma parte da metodologia aplicada.

**Palavras chave:** Distribuição de Energia Elétrica, Qualidade de Serviço, Automação, Redes Inteligentes.

### **ABSTRACT**

The electric power distribution network in Brazil is predominantly aerea on bare conductors. Due to this peculiarity, the network are exposed to various sorts of interference either being internal degradation of components, whether from external sources, being unmanageable. Although power companies have improved their network management systems and improved techniques, these actions are not sufficient to avoid shutdowns caused in distribution networks. Associated with the increasing vehicle amount and, consequently, traffic jam, the service teams take hours to localize and isolate a fault occurred in the distribution network, which increases operating cost. The time service average and the damages caused by financial compensation when their clients 'collective or individual continuity indicators are violated. Concerned with the deterioration of the quality indicators, and based by the results obtained the Enel Group, the company Eeel Distribuição Rio, decided to invest heavily in automation of the distribution network as a definitive solution to improve its continuity indicators. This work present a part of the methodology applied.

**Keywords:** Electric Energy Distribution, Service Quality, Automation, Smart Grid.

### **1 – INTRODUÇÃO**

A qualidade da energia é diretamente afetada por sua forma de distribuição. Segundo Ribeiro (2008) as redes de distribuição aéreas isoladas ou subterrâneas, possuem uma confiabilidade e segurança maior do que as tradicionais redes de distribuição convencional com predominância aérea. Menos de 1 % dos fios, cabos e demais equipamentos que compõem uma rede de distribuição é enterrado, ou seja, subterrâneo.

Associada aos aumentos dos veículos nas ruas e, por consequência, aos congestionamentos dos trânsitos, equipes de atendimento levam horas para localizar e isolar

uma falha ocorrida na rede de distribuição, o que aumenta os custos operacionais, o tempo médio de atendimento e os prejuízos causados pelas compensações financeiras quando violados os indicadores de continuidade coletivo e individual dos clientes atendidos por ela.

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, órgão do Governo Federal responsável pela regulação do setor elétrico brasileiro, estabelece metas para indicadores de desempenho nas empresas de distribuição, que caso não sejam cumpridas, podem gerar sanções. Por outro lado, os consumidores tornam-se cada vez mais exigentes quanto à qualidade da energia elétrica adquirida, quer seja na qualidade do produto, quer seja na qualidade dos serviços.

Dessa forma, torna-se imperativo que as empresas busquem soluções que atendam tanto aos interesses dos consumidores, quanto aos interesses do órgão regulador, sob risco de perda da concessão. Uma forma que as concessionárias de distribuição têm de aumentar a confiabilidade do sistema é por meio da alocação de chaves automatizadas de interrupção sob carga nos pontos mais favoráveis, por exemplo. Outras possibilidades de atualização das redes de distribuição são analisadas por Bouhouras *et al.* (2010).

Ferramentas computacionais podem ser utilizadas no apoio a esta localização e reconfiguração do sistema de distribuição como apresentado em trabalhos de diversos autores, citam-se Cossi e Montavani (2009), Scenna *et al.* (2013) e Eriksson *et al.* (2015). Norteado por resultados obtidos na automação de redes de distribuição como na Romênia e Itália, o Projeto Cidade Inteligente Búzios destacado em Vilaca *et al.* (2014), decidiu investir na melhoria sustentada dos indicadores de qualidade, mais especificamente, na Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC, na Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC e os seus indicadores individuais associados: Duração de interrupção individual por unidade consumidora – DIC, Frequência de interrupção individual por unidade consumidora – FIC e Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão – DMIC.

## 2 – QUALIDADE NO FORNECIMENTO DE ENERGIA

Em relatório Ampla (2015) é apresentada a comparação desta concessionária com outras da região Sudeste do Brasil. Observa-se que os limites de FEC da Ampla se encontram acima dos limites de todas as distribuidoras selecionadas, enquanto para o DEC os limites da Ampla estão acima dos estabelecidos para a maioria dessas empresas.

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. Medido em horas por período (no caso, horas nos últimos 12 meses).
- FEC: frequência média em que os consumidores da Companhia tiveram o seu fornecimento de energia interrompido. Medido em vezes por período (no caso, vezes nos últimos 12 meses);

A apuração dos indicadores DEC e FEC deverá ser efetuada em acordo com as Equações 1 e 2.

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i) \times t(i)}{Cs} \quad (1)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i)}{Cs} \quad (2)$$

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;

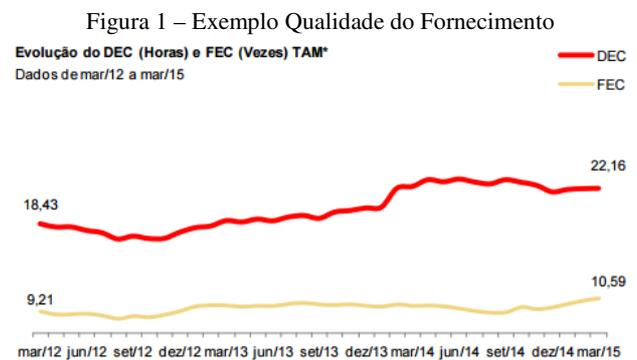
n = Número de interrupções no período de observação;

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

Ca (i) = Número de consumidores, do conjunto considerado, atingidos na interrupção (i);

Cs = Número total de consumidores do conjunto considerado.

Um exemplo de acompanhamento destes resultados está representado na Figura 1, referente ao período de março de 2012 a março de 2015, para a distribuidora Ampla.



Fonte: AMPLA (2015).

## 3 – PROJETO TELE CONTROLE

A solução de automação da rede de distribuição das empresas do Grupo Enel teve início no ano 2000, em função da necessidade de melhoria nos indicadores de qualidade da empresa.

O tema da melhoria da qualidade do serviço com a aplicação da automação da rede de distribuição e principalmente as questões relacionadas aos custos e principalmente seus benefícios esta discutida em Fanning (2004). Em Lo e Ansari (2013), sistemas descentralizados de controle e comunicação são apresentados e discutidos para casos de sistemas autônomos em que pequenas gerações distribuídas podem ser implementadas em microgrids e Bush (2014) apresenta aspectos relacionados à teoria de redes e indicadores de qualidade.

Com objetivo de gerar benefícios à rede com a implantação de sistemas automatizadas, o Grupo Enel desenvolveu uma solução de automação própria que está em fase de implantação nas empresas do Grupo. O Projeto Cidade Inteligente Búzios contempla parte destas soluções de automação de rede. A instalação de solução de automação de rede a nível global permitirá acesso a conhecimentos e soluções das técnicas desenvolvidas em diversos países do mundo em que haja uma distribuidora do grupo Enel.

A solução adotada pela Enel permite obter um sistema robusto e experimentado para monitorar e gerir as interrupções. Esse investimento tem objetivo de melhorar

os indicadores de qualidade do fornecimento de energia elétrica, provendo rápida e consistente detecção de falhas e redução de clientes afetados por uma maior seletividade da rede.

O Projeto Telecontrole consiste na automação da rede de média tensão, com equipamentos telecomandáveis, chaves seccionadoras e religadores, e o sistema de gestão da rede denominado *Medium Voltage Telecontrol System – STM*.

O estudo apresentado por Hart *et al.* (2000) utiliza religadores e seccionadores para a automação da rede de distribuição. No estudo foram apresentados os benefícios com as reduções das interrupções na rede de média tensão. Em Northcote-Green e Wilson (2007) é apresentada a melhoria na confiabilidade na área de distribuição de energia com a aplicação da automação com o uso também de sistemas computacionais para realizar o suporte a decisões no planejamento e operações e Montoya *et al.* (2014) apresentam uma metodologia aplicada à automação de religadores e índices de qualidade discutidos.

O STM é um sistema de tele controle próprio desenvolvido na Itália com a colaboração inicial de CONSIDI 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;

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.

O sistema permite a gestão com a representação dos componentes da rede de MT. Os elementos ativos da rede são todos telecomandados, geridos por UTR (Unidade Terminal Remota) e sistemas de proteção. Assim é possível identificar e isolar uma falha ou mau funcionamento no tronco do alimentador dos trechos sadios, com as configurações adequadas do sistema STM.

#### a) Telecontrole na Romênia

No ano de 2010 as distribuidoras da Romênia pertencentes ao Grupo Enel (Muntenia, Banat e Dobrogea) implantaram a solução de tele controle, utilizando os moldes 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*. Nas Figuras 2 e 3 são ilustrados esses resultados, calculados conforme Equações 3 e 4.

Em que:

$$SAIFI = \frac{\text{Número de clientes com interrupções}}{\text{Número total de clientes}} \quad (3)$$

$$SAIDI = \frac{\sum \text{tempo interrupções dos clientes}}{\text{Número total de clientes}} \quad (4)$$

Figura 2 – Indicador SAIDI na Romênia

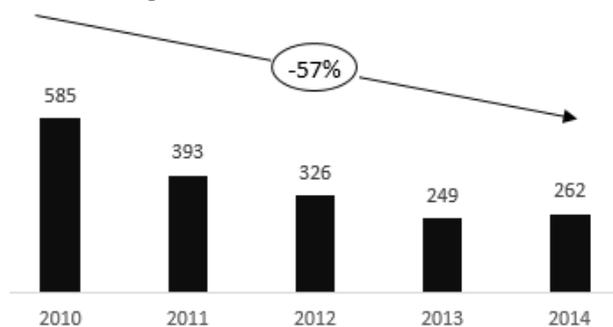
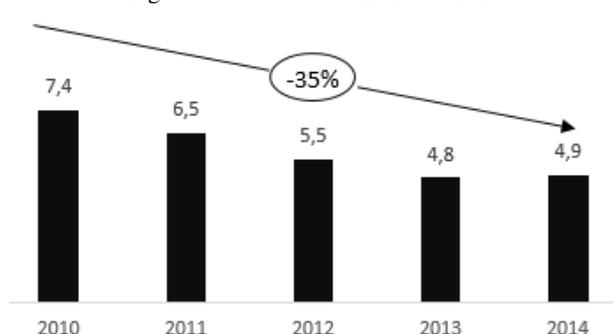


Figura 3 – Indicador SAIFI na Romênia



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

Tabela 1 – Comparação de Equipamentos

Dados	Romênia	Ampla
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
Nº. de Clientes BT	2.692.000	2.904.005

#### b) Telecontrole no Brasil (Ampla)

O projeto Telecontrole contempla a instalação de 3.731 equipamentos telecomandados, entre chaves e religadores e um investimento total de 223,5 milhões de reais. Está previsto a conclusão da instalação dos equipamentos do Projeto Telecontrole em dezembro de 2016, com um aumento de 669% do número de equipamentos telecomandados aplicados na rede de distribuição da Ampla. Esse aumento vai permitir a automatização de um maior número de alimentadores, e reduz o número de cliente por equipamento telecomandado. Na Tabela 2 são ilustrados os cenários 2014, inicial do projeto, e 2016, previsto para encerramento.

Tabela 2 – Cenários Inicial e Final do Projeto

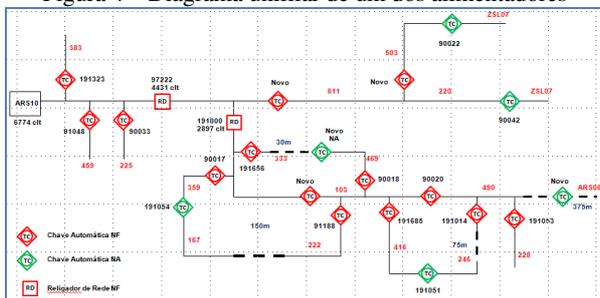
Dados	dez/14	dez/16
Equipamentos Telecomandados	619	4.144
Km de Rede/Equipamento Telecomandado	56	8
Equipamentos Telecomandados/Alimentador	1	8
Clientes/Equipamento Telecomandado	4.703	703

O modelo utilizado não altera a topologia da rede existente. Os religadores são instalados nos troncos dos alimentadores. As chaves automáticas são instaladas tanto no tronco como nos ramais, e podem ficar antes ou após os religadores, pois as mesmas operam de forma autônomas.

Também estão previstos a instalação de chaves automáticas nas interligações existentes entre alimentadores para viabilizar as manobras de transferência de carga entre eles. Para esses casos, na qual as mesmas ficarão na posição “normalmente aberto” – NA, não serão instalados os sensores de corrente e de tensão, pois nesse primeiro momento as manobras de transferências de carga não se darão de forma automática, apenas pelo telecomando do operador.

Na Figura 4 é ilustrado, para exemplificação, um diagrama unifilar de um alimentador em que se indicam a instalação dos equipamentos e a construção de interligações para viabilizar as manobras.

Figura 4 – Diagrama unifilar de um dos alimentadores



Para escolha dos pontos de automação inicialmente foram analisados os alimentadores com pior desempenho medido pelo DEC no ano de 2012. Em seguida, partiu-se para a definição dos pontos elétricos onde seriam instalados os equipamentos telecomandados definidos pelas áreas operacionais, gerou-se uma lista de pontos, insumo para a área de TI avaliar o sinal de comunicação.

O sucesso de um projeto de automação com telecomando depende de uma comunicação com alta disponibilidade e confiabilidade. Uma medição pontual e instantânea não garante a permanência deste estado durante as 24 horas. Uma falha pode ocorrer a qualquer momento e o sistema de comunicação tem que ser robusto o suficiente para permitir que, a qualquer momento, se possa receber a informação do estado do equipamento e, a partir daí, permitir o seu telecomando.

A operação de automatismo dos equipamentos não necessita de comunicação, pois, uma vez parametrizado e ajustado, o mesmo realiza suas operações independente dos pontos a montante ou a jusante. Faz-se uma análise

somente se tem ou não tem tensão em seus terminais de entrada ou se passou ou não passou corrente e curto circuito por ele.

Para que o automatismo funcione, o mesmo possui sensores que fazem a leitura de corrente e tensão e, dependendo dessas grandezas, o mesmo opera ou não opera. Porém, para que se possa permitir o seu telecomando, a comunicação terá que estar presente.

Dessa forma, 3 alternativas foram estudadas para serem implantadas:

- 1ª opção - Comunicação via GPRS
- 2ª opção - Comunicação Rádio
- 3ª opção - Comunicação via Satélite

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

#### 4 – ASPECTOS CONSTRUTIVOS

Dolezilek (2000) apresenta em seu estudo uma visão dos componentes que podem ser empregados para a automação da rede de distribuição e é uma base para a solução que se descreve neste texto.

Na solução desenvolvida (grupo Enel) o ponto de automatizado consiste da instalação, no poste, de uma chave motorizada, com sensores de tensão e de corrente situados do lado da carga, e um TP para alimentação do comando. Uma unidade de processamento, chamada Relevatore di guasto (RGDAT), analisa os parâmetros analógicos colhidos da rede e os processa de acordo com a programação de automação definida e pode dar um comando de abertura, fechamento ou de permanência do seu estado em fechado ou aberto.

As chaves seccionadoras são responsáveis pela operação e isolamento dos trechos da rede sobre condições de curto circuito e/ou com correntes abaixo dos seus valores nominais. A versão motorizada da chave é alimentada pela unidade periférica na tensão de 24 Vcc. Na Figura 5 é ilustrada uma das chaves instaladas no projeto.

Figura 5 – Exemplo de instalação de chave seccionadora



Instalou-se, também, um conjunto de sensores de tensão e corrente responsável por captar os sinais analógicos da rede. O RGDAT é responsável por toda a lógica que controla o comando da chave motorizada. Na Figura 6 é ilustrada a instalação do sensor deste sistema.

Figura 6 – Sensor RGDAT



Responsável pelo controle e supervisão do equipamento motorizado, a Unidade Periférica – UP (Figura 7) realiza o papel de uma unidade terminal remota – UTR e realiza a comunicação com o sistema STM.

Figura 7 – UP



## 5 – LÓGICA OPERACIONAL

Em linhas gerais pode-se apresentar sumariamente a automação da rede de distribuição em que se considera o cenário atual e futuro com um diagrama esquemático com 3 chaves em que no primeiro caso as mesmas não são automatizadas (Figura 8) e, no segundo caso, todas as chaves automatizadas (Figura 9). A letra “T” significa que a chave é automatizada e que pode também ser telecomandada

Para o correto entendimento, define-se:

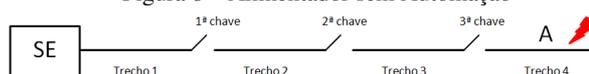
- Defeito transitório - Aquele que se auto extingue e não provoca o desligamento permanente da rede;
- Defeito Permanente - Aquele que provoca o desligamento da rede de forma permanente, após todas as tentativas de religamento da mesma.

Para ambos os casos, com e sem o automatismo, fica subentendido que o comando de abertura e fechamento do disjuntor é realizado por relés de sobre corrente (função 50 ou 51) e relés de religamento (função 79), respectivamente, em que o primeiro responde a uma curva tempo x corrente e, o segundo, a tempo definido.

### a) Situação Atual – sem automação

Na Figura 8 é apresentado, esquematicamente, um alimentador radial, sem recurso, em que as chaves indicadas são operadas de forma manual, sem automatismo.

Figura 8 – Alimentador sem Automação



Na ocorrência de um defeito transitório após ponto A, como, por exemplo, um galho de árvore que toque a rede, uma corrente de curto circuito percorrerá todo o sistema em direção à subestação e passa por todas as chaves e provoca o desarme do disjuntor. Passada a temporização ajustada para o mesmo, uma tentativa de religamento automático é realizada e todo o sistema é restabelecido não sendo contabilizado para o DEC.

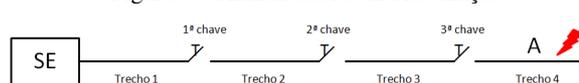
Na ocorrência de uma falha permanente após o ponto A, novamente a corrente de curto circuito circulará por todos os equipamentos a montante e em série com ele, sempre no sentido da fonte. Como a falha é permanente, uma tentativa de religamento automático é realizada sem sucesso. Decorridos o tempo de religamento, tentativas automáticas de religamentos são realizadas até a abertura definitiva do disjuntor e este vem a bloqueio. Normalmente, os ajustes são realizados para 2 religamentos e 3 desligamentos. Neste momento, com o alarme acionado na tela do operador do Centro de Operação e com a informação de que o disjuntor veio a bloqueio, 2 equipes de atendimentos emergenciais são acionadas para se deslocarem uma para a primeira chave e a outra para a segunda chave a jusante do disjuntor.

Na sequência, depois da abertura da primeira chave, um comando de fechamento é executado pelo operador e, se houver sucesso, a equipe situada na segunda chave é orientada a proceder a sua abertura. Com a informação de que a segunda chave foi aberta, o operador comanda a abertura do disjuntor que, em seguida, orienta a primeira equipe a proceder ao fechamento da chave aberta por ela. Em seguida, um comando de fechamento do disjuntor é dado. Se não ocorrer o desarme, um novo deslocamento das equipes é realizado para a chaves subsequentes e todo o processo é repetido até que se localize a falha isolando-a para o respectivo reparo.

### b) Situação Proposta – Com automação

Na Figura 9 é apresentado, esquematicamente, um alimentador radial, sem recurso, na qual as chaves indicadas são automatizadas e, além disso, podem ser operadas de forma remota pelo Centro de Operações.

Figura 9 – Alimentador com Automação



Na ocorrência de um defeito transitório após ponto A, como, por exemplo, um galho de árvore que toca a rede, uma corrente de curto circuito percorre todo o sistema em direção à subestação, passa por todas as chaves e provoca o desarme do disjuntor. Neste momento, todas as chaves com o telecomando permanecerão fechadas na espera do primeiro religamento do disjuntor. Passada a temporização

ajustada para o mesmo, uma tentativa de religamento automático é realizado e todo o sistema é restabelecido não sendo contabilizado para o DEC, e, depois de transcorrido o tempo de ajuste das chaves, um reset é feito de forma automática.

Quando da ocorrência de uma falha permanente após o ponto A, novamente a corrente de curto circuito circulará por todos os equipamentos a montante e em série com ele e em direção à fonte. Neste momento, todas as chaves telecomandadas se sensibilizarão e permanecerão fechadas até o religamento do disjuntor. Transcorrido o tempo previamente ajustado, um comando de fechamento automático será dado, porém, como o defeito é permanente, nova abertura será realizada. Neste momento, todas as chaves telecomandadas se abrem, sem carga e sem tensão na rede, e aguardam a energização do trecho imediatamente a montante das mesmas.

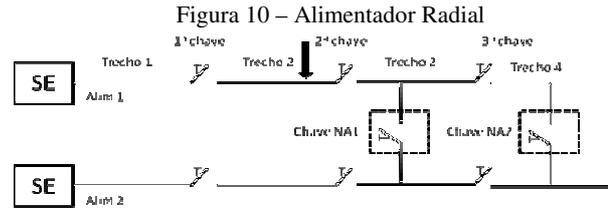
Transcorrido o tempo de religamento, um novo comando de fechamento é dado e energiza-se o primeiro trecho de rede, até a primeira chave telecomandada aberta. Com tensão em seus terminais de entrada e transcorrido o tempo de fechamento previamente ajustado para esta chave, um comando de fechamento é realizado e energiza-se o primeiro trecho à jusante da mesma. Se não houver novo desarme do disjuntor da subestação, a mesma “entende” que não há defeito ou falha à sua frente (informação que será utilizada para um próximo desarme do disjuntor). Energizado o segundo trecho, ou o trecho imediatamente à montante da segunda chave e transcorrido o tempo previamente ajustado, um comando de fechamento automático é realizado e o segundo trecho é energizado.

Da mesma forma que na primeira chave, se não ocorrer o desarme do disjuntor, a mesma “entende” que não existe defeito à sua frente e permanece fechada (informação que será utilizada para um próximo desarme do disjuntor). Após receber tensão nos terminais de entrada e após o tempo pré-definido para a mesma, a terceira chave fecha os seus contatos automaticamente e energiza o trecho defeituoso. Neste momento, passará novamente corrente de curto circuito por todas as chaves à montante da mesma e provoca a abertura do disjuntor.

Após este evento, todas as chaves que possuem em sua memória o “entendimento” de que não existe defeito no trecho imediatamente à jusante das mesmas permanecerão fechadas. Como a última chave identificou a falha no trecho à sua frente, a mesma abrirá automaticamente durante o tempo em que o disjuntor estiver desligado e, decorrido o tempo de religamento do disjuntor, este fechará energizando todos os clientes dos trechos não envolvidos com a falha. Um alarme será emitido ao Centro de Operações para informar o estado da terceira chave e encaminhará uma equipe de atendimento emergencial diretamente para o local da falha que fará o seu reparo e restabelecerá o trecho defeituoso.

### c) Alimentador Radial com Recursos

Na Figura 10 são apresentados 2 alimentadores radiais com recurso com as chaves NA1 e NA2 normalmente abertas.



Se ocorrer uma falha permanente no trecho 2 do alimentador 1, todo o ciclo explicado na seção b – Situação Proposta – Com automação ocorrerá. As chaves 2 e 3 ficarão fechadas e a chave 1 aberta. Com a informação no Centro de Operações de que o defeito está no trecho 2, o operador comandará, de forma remota, a abertura da chave 2 e o fechamento da chave NA1, automaticamente se restabelece o trecho dos clientes não contidos no trecho defeituoso com o alimentador 2 assumindo esta carga do alimentador 1.

## CONCLUSÕES

Com os resultados conseguidos na Romênia, Itália e nos 4 alimentadores da Cidade Inteligente de Búzios, percebe-se que investir na implantação dessa topologia de rede é uma solução para melhoria nos indicadores e qualidade dos sistemas de distribuição. Os resultados econômicos desta implantação, tanto quanto melhorias do DEC e FEC no Projeto Cidade Inteligente Búzios não foram quantificados, pois esta etapa é uma das ações dos 8 blocos desenvolvidos no projeto e que estão descritos em Vilaca *et al.* (2014).

A instalação de solução de automação de rede a nível global permitirá acesso a conhecimentos e soluções técnicas desenvolvidas hoje e futuramente, em diversos países do mundo e projetos como o Cidade Inteligente Búzios são “laboratórios vivos” de novas tecnologias.

Com a automação da rede de distribuição aplicada a equipamentos autônomos e telecomandáveis, é possível obter melhorias nos indicadores de qualidade no fornecimento de energia com redução do DEC e FEC e os custos operacionais, e atender também a percepção de modernidade e qualidade no fornecimento da distribuidora, impactando positivamente na “imagem” da empresa frente à sociedade.

## REFERÊNCIAS

- AMPLA Divulgação de Resultados – Earnings Release 1T15-27 de abril de 2015. Disponível em: <[https://www.enel.com.br/content/dam/enel-br/investidores/relatorios\\_infos\\_financeiras\\_ceara/2015/EARNINGS\\_RELEASE\\_1T15.pdf](https://www.enel.com.br/content/dam/enel-br/investidores/relatorios_infos_financeiras_ceara/2015/EARNINGS_RELEASE_1T15.pdf)>. Acesso em: 10 fev. 2017.
- BOUHOUBAS, A. S.; ANDREOU, G. T.; LABRIDIS, D. P.; BAKIRTZIS, A. G. Selective Automation Upgrade in Distribution Networks towards a Smarter Grid. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 1, n. 3, p. 278-285, 2010. <https://doi.org/10.1109/TSG.2010.2080294>.
- BUSH, S. F. Network Theory and Smart Grid Distribution Automation. **IEEE Journal on Selected Areas in**

**Communications**, v. 32, n. 7, p. 1451-1459, 2014.  
<https://doi.org/10.1109/JSAC.2014.2332132>.

COSSI, A. M.; MANTOVANI, J. R. S. Integrated Planning of Electric Power Distribution Networks. **IEEE Latin America Transactions**, v. 7, n. 2, p. 203-210, 2009.  
<https://doi.org/10.1109/TLA.2009.5256830>.

DOLEZILEK, D. J. **Power System Automation, Schweitzer Engineering Laboratories 2000**, Pullman, Washington. Disponível em:  
<<https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Publications/Technical%20Papers/6091.pdf?v=20151125-111608>>. Acesso em: 10 fev. 2017.

ERIKSSON, M.; ARMENDARIZ, M.; VALISENKO, O. O.; SALEEM, A.; NORDSTROM, L. Multiagent-Based Distribution Automation Solution for Self-Healing Grids. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 62, n. 4, p. 2620-2628, 2015.  
<https://doi.org/10.1109/TIE.2014.2387098>.

FANNING, R. Distribution Vision 2010: planning for automation. **Proceedings of IEEE PES Power Systems Conference and Exposition**, v. 3, p. 1692-1693, 2004.  
<https://doi.org/10.1109/PSCE.2004.1397572>.

HART, D. G.; UY, D.; GREEN, J. N.; LAPLACE, C.; NOVOSEL, D. Automated solutions for distribution feeders. **IEEE Computer Applications in Power**, v. 13, n. 4, p. 25-30, 2000. <https://doi.org/10.1109/67.876867>.

LO, C. H.; ANSARI, N. Decentralized Controls and Communications for Autonomous Distribution Networks in Smart Grid. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 4, n. 1, p. 66-77, 2013.  
<https://doi.org/10.1109/TSG.2012.2228282>.

MONTOYA, O. D.; GRAJALES, A.; HINCAPIÉ, R. A.; GRANADA, M.; GALLEGO, R. A. Methodology for Optimal Distribution System Planning Considering Automatic Reclosers to Improve Reliability Indices. **Proceedings of 2014 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition – Latin America** p. 1-8, 2014. <https://doi.org/10.1109/TDC-LA.2014.6955232>.

NORTHCOTE-GREEN, J.; WILSON, R. **Control and Automation of Electrical Power Distribution Systems**. Taylor & Francis Group CRC, 2007, 488 p.

RIBEIRO, A. L. **Benefícios da rede de Distribuição Aérea compacta 15 kV**. Trabalho de Conclusão do curso de Engenharia Elétrica, Universidade São Francisco, 2008, 80 p. Disponível em:  
<<http://lyceumonline.usf.edu.br/salavirtual/documentos/1592.pdf>>. Acesso em: 10 fev 2017.

SCENNA, F.; ANAUT, D.; PASSONI, L.; MESCHINO, G. Reconfiguration of Electrical Networks by an Ant Colony Optimization Algorithm. **IEEE Latin America Transactions**, v. 11, n. 1, p. 538-544, 2013.  
<https://doi.org/10.1109/TLA.2013.6502858>.

VILACA, N. M. C. A. A.; FIGUEIREDO, V. N.; OLIVEIRA, L. B.; FERREIRA, V. H.; FORTES, M. Z.; CORREIA, W. F.; PACHECO, O. L. C. Smart City – Caso

de Implantação em Búzios, RJ, **Revista SODEBRAS**, v. 9, p. 16-22, 2014.