

Os Impactos da Automação nos Indicadores de Qualidade de Energia da Cooperativa de Eletrificação Rural - CERGRAL

Anderson Diogo Spacek¹, Wagner Marcon Mendes¹, João Mota Neto¹, Everlise Maestrelli¹, Oswaldo Hideo Ando Junior²

¹ Departamento de Controle e Automação, Faculdade SACT, SACT Rua Pascoal Meller, 73, 88805-380, Criciúma, Santa Catarina, Brasil.

² Grupo de Pesquisa em Energia e Sustentabilidade Energética (GPEnSE), ILATIT, UNILA, Av. Sílvio Américo Sasdelli, 1842, 85866-000, Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil.

E-mail autor correspondente: oswaldo.junior@unila.edu.br

Artigo enviado em 07/02/2019, aceito em 10/09/2019.

Resumo: O funcionário da CERGRAL realizou inicialmente o monitoramento e operação de sua rede de distribuição de maneira totalmente manual e local, resultando em muito tempo de atendimento a ocorrências de emergência, além de altos custos na manutenção corretiva. Esse modo de operação impunha aos consumidores permanecerem por muito tempo sem o fornecimento de energia elétrica, gerando grande desconforto e insatisfação. Com a assinatura do contrato com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que lhe concedeu o grau de permissão do serviço público, a empresa tem que garantir bons níveis de continuidade, maior confiabilidade e qualidade nos serviços prestados, aspectos relacionados qualidade da energia elétrica. Assim, foi necessário automatizar a rede, estabelecendo um sistema de supervisão, permitindo operar remotamente e buscando atingir os índices exigidos pelos órgãos reguladores. Desta forma, o trabalho apresenta a alternativa implantada nas redes de distribuição da CERGRAL e suas principais vantagens nos aspectos técnicos. O estudo em questão foi realizado por meio de pesquisa bibliográfica, bem como na coleta de dados junto ao permissionário, para comparação nos modos de operação da rede de distribuição, demonstrando a influência positiva dos investimentos, dado o sucesso da rede de distribuição. A aplicação apresentada neste estudo de caso.

Palavras-chave: Qualidade da Energia, Sistema Supervisório, Distribuição de Energia, Perdas Elétricas.

The Impacts of Automation in the Power Quality Indicators of the Rural Electrification Cooperative - CERGRAL

Abstract: CERGRAL's licensee initially performed the monitoring and operation of its distribution network in a completely manual and local manner, resulting in too much time attendance to emergency occurrences, as well as high costs in corrective maintenance. This mode of operation imposed on consumers to remain for a long time without the supply of electricity, generating great discomfort and dissatisfaction. With the signing of the contract with the National Electric Energy

Agency (ANEEL), which granted it the degree of permission of the public service, the company has to ensure good levels of continuity, greater reliability and quality in the services provided, related aspects The quality of electric power. Thus, it was necessary to automate the network, establishing a supervisory system, allowing to operate remotely and seeking to achieve the indexes required by regulatory agencies. In this way, the work presents the alternative implanted in CERGRAL's distribution networks and its main advantages in the technical aspects. The study in question was carried out through bibliographical research, as well as in the data collection with the permission holder in order to make a comparison in the modes of operation of the distribution network, demonstrating the positive influence of the investments, given the success of the presented application In this case study.

Keywords: Power Quality, Supervisory System; Electric Power Distribution, Losses Electrical.

Introdução

As cooperativas de eletrificação são empresas do setor elétrico responsáveis pelo fornecimento de energia elétrica aos consumidores localizados dentro de uma área geográfica a qual a mesma é autorizada a suprir. Foram criadas com intuito de fornecer energia elétrica aos consumidores rurais dando-lhes condições mínimas para manter-se no campo e evitando assim o seu êxodo. Inicialmente a forma de trabalho das cooperativas não era regulada, o que por muitos anos fez com que as cooperativas trabalhassem de forma pouco segura e sem controle de qualidade do fornecimento. Esta falta de controle trazia consigo características de constantes faltas de fornecimento e qualidade muito ruim, como níveis baixos de tensão, por exemplo.

Nos últimos anos, com o crescente aumento na demanda de energia elétrica e a exigência cada vez maior da qualidade da mesma, regulamentações foram criadas e os órgãos responsáveis reforçaram a fiscalização para garantir acima de tudo que as cooperativas forneçam energia com qualidade e segurança.

Portanto, o maior desafio atual não está apenas na preocupação, mas

também na obrigatoriedade por normas e resoluções das agências regulamentadoras do setor elétrico (ANEEL) em entregar o produto com qualidade. Os níveis de qualidade previstos pelas regulamentações (PRODIST – Módulo 8) a que se refere este trabalho estão relacionados à continuidade do fornecimento, sendo mensurados através de seus índices DEC, FEC, DIC, FIC e DMIC.

Durante muitos anos, os sistemas de distribuição de energia elétrica como um todo se mantiveram conservadores, entretanto, com as mudanças nesse cenário, tornou-se quase uma obrigação investir em sistemas supervisórios, dando origem às redes inteligentes, conhecidas no mundo pela expressão Smart Grids. Os Smart Grids permitem monitorar e agir de forma remota nas redes de distribuição, possibilitando a intervenção de modo coordenado e seletivo em falhas do sistema, bem como fornecendo uma gama de informações que possibilitam gerar gráficos e relatórios que auxiliam na gestão da qualidade da energia elétrica entregue aos consumidores.

Este trabalho visa apresentar os impactos causados nos índices de qualidade do fornecimento e energia elétrica com a implantação de *Smart*

Grid na rede de distribuição de uma cooperativa de eletrificação de Gravatal – SC, conhecida como CERGRAL.

Cooperativa de Eletrificação Rural

As cooperativas encontram-se regulamentadas segundo a Lei nº 5.764, de 16 de dezembro de 1971 e são associações de pessoas voltadas para prestações de serviços, sem fins lucrativos a elas destinados. Essas pessoas possuem os mesmos interesses, voltados a determinados objetivos a serem alcançados, estando devidamente organizadas de forma democrática, respeitados os direitos e os deveres de cada um, sendo uma pessoa, um voto. Deste feito, em vários locais que não eram atendidos pelos sistemas de distribuição das concessionárias estatais, pessoas organizaram-se fundando cooperativas de eletricidade.

Para essas cooperativas, sua função era levar energia elétrica aos seus associados, priorizando o fornecimento do produto para que seus associados desempenhassem suas funções em suas propriedades rurais (CERGRAL). Com a instituição da ANEEL, que dentre suas finalidades está regular e fiscalizar a produção, transmissão e distribuição de energia elétrica em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal, foram sendo criadas normas e regulamentos que garantem a eficiência do produto.

Com essas regulações e normatizações, a ANEEL passou ainda a gerir contratos de concessão descentralizando a prestação de serviços públicos de energia elétrica. As empresas passaram a adotar terminologias diferenciadas para a prestação desse serviço público, estando essa diferença no grau de precariedade quanto aos contratos

assinados, dividindo-se em concessionárias e permissionárias.

Segundo a Resolução Normativa 414/2010 da ANEEL, em seu art. 2ª – XVI, “Concessionária é um agente titular de concessão federal para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica, doravante denominada distribuidora”. Neste caso adotam-se contratos administrativos transferindo-se a execução dos serviços por prazos certos e determinados, havendo a necessidade de pagamento de indenização caso o poder público desfaça o acordo com a ANEEL.

Conforme a Resolução Normativa Nº 414/2010 da ANEEL, em seu art. 2ª – LV, “Permissionárias são agentes titulares de permissão federal para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica, doravante denominada distribuidora”. Trata-se de um ato administrativo muito mais precário, haja vista apenas transferir-se à execução dos serviços públicos, podendo desfazer-se a permissão sem o pagamento de indenizações, sendo que neste contexto encontram-se as Cooperativas (ANEEL).

Desde então, essas cooperativas receberam a caracterização de permissionárias do serviço público de energia elétrica e passaram a serem reguladas por este órgão, obrigando-as a buscar padrões de Qualidade da Energia Elétrica (QEE).

A QEE refere-se a uma medida de quão boa à energia elétrica pode ser utilizada por seus consumidores, dentro dos padrões determinados por meio de resoluções da ANEEL (ZIMMER et al, 2014) (ONS, 2002) (CSPE, 1997) (WESV, 2005). Entre esses padrões determinados pela ANEEL está a Resolução nº 395 de 15

de dezembro de 2009, a qual trata dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST).

Em seus nove módulos, o PRODIST caracteriza os aspectos considerados da qualidade do produto em regime permanente ou transitório, normatizando e padronizando as atividades técnicas ao funcionamento e ao desempenho dos sistemas de distribuição elétrica (ZIMMER et al, 2014).

Normas e Regulamentações

As Normas e Regulamentações são documentos elaborados pela ANEEL em conjunto com os agentes de distribuição e outras entidades do setor elétrico nacional. Contemplam-se nesses documentos as padronizações e as normatizações das atividades técnicas inerentes ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Esse procedimento possui objetivos bem definidos, dentre os quais se destaca: Garantir segurança, eficiência, qualidade e confiança na operação dos sistemas de distribuição; Assegurar o acesso aos sistemas de distribuição; Regulamentar os procedimentos das atividades relacionadas ao planejamento da expansão, da operação do sistema de distribuição, da medição e da qualidade da energia elétrica; Estabelecer o fluxo de informações requeridas à ANEEL (PRODIST).

Uma atenção especial se dá ao Módulo oito do PRODIST, onde estão elencados os procedimentos relativos à qualidade de energia elétrica, por meio do qual se encontram os principais temas de qualidade do produto e qualidade do serviço prestado (tensão em regime permanente, fator de potência,

harmônicos, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão, variações de tensão de curta duração e variações de frequência).

No âmbito de um planejamento para se buscar uma melhoria nos índices que indicam a confiabilidade dos sistemas de distribuição, devem-se localizar seccionadores e dispositivos de proteção (religadores e chaves fusíveis) em pontos estratégicos dos sistemas de distribuição. Outras ações como a alocação, coordenação e seletividade são muito importantes, assim, coordena-se para que o dispositivo de proteção mais próximo da falha atue primeiro, e então, de maneira seletiva evite o desligamento desnecessário de partes que não estejam com problemas (WESZ, 2005).

No Brasil, as redes de distribuição de energia elétrica das concessionárias e das permissionárias são em sua maioria aéreas e estão configuradas de forma radial. Essas topologias permitem a redução de custos com equipamentos e facilitam as manobras de isolamento e reestabelecimento do fornecimento de energia elétrica aos consumidores. Permitem ainda, a coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção utilizados nessas redes. Entretanto, esse tipo de configuração admite faltas de origem transitórias que em sua maioria são as ocorrências mais comuns, totalizando algo próximo de 90% dos defeitos (WESZ, 2005) (ABRADEE) (MME, 2010).

Dispositivos fusíveis, sempre foram empregados de forma singular, para se garantir a proteção das redes de distribuição, entretanto, estes não são capazes de distinguir um defeito transitório de um defeito permanente. Ou seja, atuam sempre

sob qualquer circunstância de falta, necessitando da ação do homem formando equipes de manutenção para se reestabelecer novamente o fornecimento.

Após a criação da ANEEL e de suas normas regulamentadoras, passaram-se a estipular índices limites que atestavam a qualidade da energia elétrica. Esses indicadores baseiam-se na continuidade no fornecimento e demonstram o desempenho da distribuidora e estão estabelecidos pelo Módulo 8 – PRODIST. Esses indicadores da qualidade previstos pelo procedimento de distribuição de energia elétrica são ainda subsídios que permitem planos de reforma e expansão da infraestrutura das redes de distribuição.

Indicadores de Continuidade

Conforme o PRODIST (módulo 8) pode-se avaliar a qualidade do serviço prestado, assim como o desempenho do sistema elétrico, por meio do controle das interrupções, do cálculo e da divulgação dos indicadores de continuidade de serviço. Esses indicadores servem para monitorar e informar a qualidade do fornecimento da energia elétrica das empresas distribuidoras e, em alguns casos, é base para ressarcimentos aos consumidores, sendo auditados pela ANEEL (PRODIST). A seguir apresentam-se os principais indicadores de qualidade do serviço.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade consumidora (DEC), expressa em centésimos de horas. Esse indicador registra uma média de horas por período que um consumidor fica sem energia elétrica, sendo calculado para

um período mensal, trimestral ou anual.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade consumidora (FEC), expressa o número de interrupções, em centésimos de números de interrupções. Esse indicador registra uma média de vezes em que os consumidores ficam sem o fornecimento de energia elétrica, ou seja, a frequência de falta do produto por um determinado espaço de tempo, sendo calculado para um período mensal, trimestral ou anual.

Duração de Interrupção Individual por Unidade consumidora ou por Ponto de conexão (DIC), expressa em horas e Centésimos de Horas). Esse indicador registra a duração das interrupções do fornecimento de energia em cada unidade consumidora, calculada para um período mensal, trimestral ou anual.

Frequência de Interrupção Individual por Unidade consumidora ou Ponto de Conexão (FIC), expressa em Número de Interrupções. Esse indicador registra a frequência das interrupções do fornecimento de energia em cada unidade consumidora, calculadas para um período mensal, trimestral ou anual.

Duração Máxima de Interrupção contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DMIC), Expressa em Horas e Centésimos de Horas. Esse indicador registra o tempo máximo em que uma unidade consumidora permaneceu sem energia elétrica no intervalo de tempo de apuração.

Duração da Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DICRI), Expressa em Horas e Centésimos de Horas. Esse indicador registra a duração da

interrupção individual ocorrida em dia crítico.

Os indicadores dividem-se em dois grupos: (i) Indicadores de conjunto de unidades consumidoras (DEC e FEC) e (ii) Indicadores de continuidade individual (DIC, FIC, DMIC e DICRI).

Em 2013, a ANEEL aprova os limites dos indicadores DEC e FEC das permissionárias de serviço público de energia elétrica, assim, as cooperativas com contratos assinados no ano de 2008, deveriam, a partir ano de 2013, atender plenamente aos regulamentos da ANEEL.

Nessa regulamentação, encontram-se os direitos dos consumidores relacionados ao nível de qualidade do serviço. Esses direitos estão relacionados ao reflexo nas tarifas praticadas quando os índices de qualidade não forem alcançados, sendo os consumidores devidamente ressarcidos, obrigando a prestadora do serviço a pagar muitas vezes grandes multas. Essas multas variam de acordo com o Encargo de Uso do Sistema de Distribuição (EUSD), sendo assim, quanto maior o consumo, maior será o EUSD, logo, maior será o reflexo nas compensações. Os limites estabelecidos foram fixados para o período de 2013 a 2016, entretanto, para fins de ressarcimento, as apurações começaram a partir de janeiro de 2014 (ANEEL).

Nestes contratos assinados ainda em 2008, obrigaram-se as permissionárias a enviar, a partir de 2010, os dados dos indicadores DEC e FEC à ANEEL.

Redes Inteligentes (Smart Grid)

Pode-se definir bem o conceito de redes inteligentes quando relacionados aos SEP (Sistema Elétrico de Potência) como o conjunto

de elementos digitais e de comunicação que interagem de forma computacional de modo a permitir o envio e a coleta de dados e informações que possibilitam a operação e o controle do sistema elétrico de forma remota (MME, 2011). A expressão mundialmente conhecida para redes inteligentes é o *Smart Grids*, assim, durante esta abordagem, esta expressão será utilizada. Os *Smart Grids* combinam avanços computacionais com sistemas distribuídos e inteligência artificial, deste modo são considerados como uma nova geração dos sistemas elétricos de potência, pois permitem grandes funcionalidades ao sistema (SARAIVA, 2013).

A tecnologia das redes inteligentes tem ganhado muita ênfase em países como Estados Unidos e Japão, bem como na China e em países europeus, dedicando-se a estudos, sendo direcionados grandes investimentos (SARAIVA, 2013). Os Estados Unidos investem em *Smart Grids* devido a sua infraestrutura obsoleta, visando modernizar seu sistema de energia, com foco na eficiência de suas redes. A Europa investe para melhorar sua infraestrutura envelhecida e na busca da integração de suas fontes renováveis de energia, focando na redução de emissões de CO₂. Nos países asiáticos, o investimento está destinado à melhora no atendimento à demanda e à busca por um mercado tecnológico emergente (SPERANDIO, 2008) (TOLEDO, 2012).

Na Figura 1 pode ser observado o tempo de interrupção por alimentador por ano em alguns países.

Percebe-se pela Fig. 1 que o tempo de interrupção no fornecimento de energia elétrica nos

sistemas de distribuição dos países sem automação é bastante elevado, configurando uma necessidade. Paralelo a isso, no Brasil, seus principais motivadores englobam as características europeias e norte-americanas e está voltada à busca pela eficiência energética, melhora da

qualidade dos serviços prestados pelas distribuidoras, redução de perdas técnicas, redução de custos operacionais, dentre outras (RIVERA et al, 2013) (SPERANDIO, 2008) (TOLEDO, 2012).

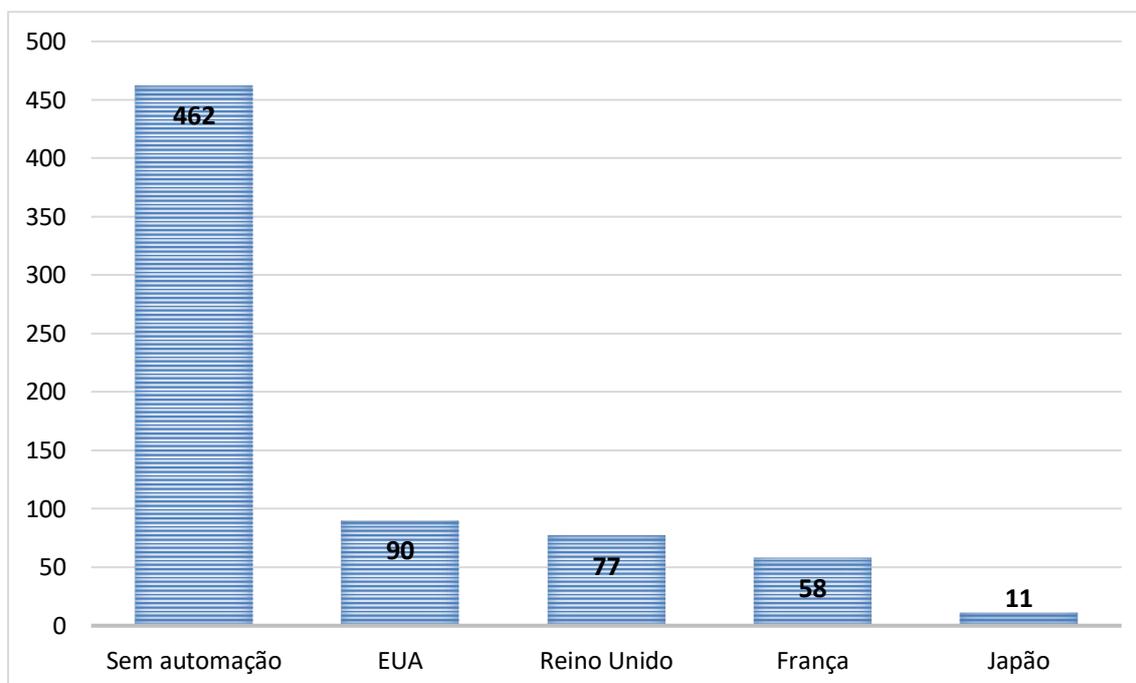


Figura 1. Demonstrativo do Tempo de interrupção por alimentador e por ano em alguns países (SPERANDIO, 2008).

No entanto, o setor elétrico nacional é bastante conservador devido ao fato de que algumas ações equivocadas por parte dos profissionais envolvidos podem resultar em graves consequências, acarretando em grandes perdas. Assim, a mudança de paradigmas na forma de como se lida com os sistemas de distribuição se faz necessário. Contudo, suas funcionalidades podem fornecer à distribuidora uma imensidão de informações, favorecendo o monitoramento, planejamento e manutenção das redes (TOLEDO, 2012).

As implementações no ramo de medição (*Smart Metering*) seguem

mundo afora como uma realidade. No país tem-se o conhecimento de diversos projetos pilotos alcançando bons resultados. Entretanto, o foco da automação está nas redes de distribuição. Nesse ponto merece destaque o projeto desenvolvido pela COPEL na cidade de Curitiba – PR, onde o foco de implantação foi a automação de subestações e da rede de distribuição, possibilitando a operação remota. Essa automação permite o monitoramento da rede de distribuição e das subestações por meio do COD. Possibilitou, dessa forma, a redução das interrupções no fornecimento de energia elétrica (TOLEDO, 2012) (LAMIN, 2013).

O segmento vem ganhando grande destaque no contexto das permissionárias, pois possibilita supervisionar e agir remotamente em um sistema de distribuição de energia elétrica. Associa-se deste modo a menor ação direta do homem a uma redução do efetivo empregado na avaliação e reestabelecimento de faltas não sustentadas. Permite a redução no tempo de resposta, melhorando-se os indicadores DEC e FEC e conseqüente segurança e confiabilidade no sistema.

No Brasil, está investido aproximadamente R\$ 1,6 bilhões em pesquisa e desenvolvimento, distribuído a 450 instituições que desenvolvem projetos na área de *Smart Grid*, sendo que 126 centros pesquisa estão relacionados ao fornecimento de energia elétrica (MCTI).

Estudo de Caso

O fruto deste trabalho foi desenvolvido com base na CERGRAL, localizada no município de Gravatal no sul do Estado de Santa Catarina. Esse município, assim como outros locais, não era abastecido pelas Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC). Então, em dezembro de 1961, com a emancipação política do Município de Gravatal, fundou-se a Cooperativa de Eletrificação Rural de Gravatal. Nos dias atuais, recebe a denominação de Cooperativa de Eletricidade de Gravatal – CERGRAL.

Assim, pela Lei n. 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, esta Cooperativa passa a ser permissionária, pessoa jurídica detentora de autorização federal para obras de distribuição de energia destinada ao consumo de associados.

Ao longo dos anos, o foco da CERGRAL sempre foi comodidade e boa prestação de serviços aos seus

associados. Dessa forma, em 28 de novembro de 2008, a CERGRAL assinou contrato com a ANEEL e adquiriu o status de permissionária de serviços públicos de distribuição de energia elétrica. Desse modo, passou a ser autorizada a atuar em seis municípios dos 295 que compõem o Estado de Santa Catarina, que possui outras vinte e uma cooperativas como permissionárias. A área de permissão para a CERGRAL compreende o município de Gravatal e pequenas partes dos municípios de Imaruí, Armazém, Capivari de Baixo, Laguna e Tubarão, sendo sua área de concessão totalizada em 201 km² (RAVAGLIO).

Com o contrato firmado com a ANEEL no ano de 2008, a CERGRAL obrigou-se a seguir a política de qualidade imposta por normas e regulamentos da agência reguladora. Desse modo, houve a necessidade da busca contínua na coleta de dados dos indicadores de continuidade individual e coletivo. Dessa forma, a permissionária passou a investir em capacitação e treinamento dos seus colaboradores, atendendo às expectativas dos associados e demais partes interessadas na área de Distribuição de Energia Elétrica da CERGRAL.

Solução dos Problemas de Falta de Energia Elétrica (Antes do Smart Grid)

Inicialmente, com a ocorrência de uma falta de energia elétrica, a equipe de plantão formada por cinco colaboradores (um responsável pela central e mais duas equipes de manutenção) tomava o conhecimento apenas após o consumidor tomar a iniciativa de ligar informando o fato. A partir de então, emitia-se uma Ordem de Serviço (OS) e coordenavam-se as duas equipes, que

neste caso seriam compostas por dois profissionais cada, para garantir-se a segurança, segundo norma NR 10. Uma equipe ficava responsável por percorrer a rede, encontrar o defeito e então efetuar a devida manutenção corretiva, e outra devia reestabelecer o religamento através das chaves fusíveis, permitindo, assim, um menor tempo possível em uma falta.

Quando eram acionadas estas equipes, elas não tinham como ter uma previsão do local, do tipo de falta, do que poderia ter ocasionado, ou qualquer outro elemento que lhes permitissem ter uma dimensão dos fatos. Precisavam sair à procura de qualquer fato que pudesse ter ocasionado a falha, gerando perda de tempo para o reestabelecimento do fornecimento da energia elétrica.

Contudo, em sua maioria, tratava-se de falhas transitórias, uma descarga atmosférica na rede, fios que se encostavam um galho de árvore em contato ou sobre os fios, dentre outros casos, os quais bastavam reestabelecimento por meio daquelas chaves. Salienta-se que indiferentemente do tipo de falha, sempre se deslocavam duas equipes de manutenção, ou seja, dois veículos e quatro profissionais e um quinto profissional permanecia na central, demandando grande efetivo, assim como tempo e custos.

Na Tabela 1 apresentam-se uma estimativa de custos com efetivo e veículos empregados na manutenção.

Tabela 1. Custo com Atendimento à Falta de Energia Elétrica (Sem *Smart Grid*)

Tipo de Falta	Custo h-h em (R\$)	Funcionário (Unidade)	Custo por Km Rodado (R\$)	Distância Média (Km)	TMAE ¹ (Min)	Custo Final (R\$)
Transitória	31,42	5	1,63	60,9	786	2157,28
Sustentada	31,42	5	1,63	60,9	786	2157,28

TMAE - Tempo Médio de Atendimento de Emergência¹

Para a obtenção do custo final de manutenção corretiva expresso na tabela, foram utilizados valores atuais de homem/hora e custo por quilômetros rodados calculados pelo setor de contabilidade e recursos humanos da CERGRAL.

Para os valores de custo de homem/hora, os cálculos foram baseados no custo total médio do salário somados os encargos sociais. Já para os valores de custo por quilômetro rodado, os cálculos foram baseados no custo total médio do combustível, manutenção, licenciamento e a depreciação anual dos veículos.

Para as distâncias foram utilizadas médias dos percursos de

manutenção, considerando-se o percurso de deslocamento até o local e o seu retorno até a garagem da permissionária. Como se trata de dois veículos para este tipo de manutenção, o percurso médio foi multiplicado pelo fator dois.

Para o tempo médio de atendimento de emergência de manutenção foi utilizado por base o tempo médio para atendimento de ocorrências emergenciais (TMAE) do ano de 2007 (antes do ano de 2007 os dados arquivados em OS são ainda menos precisos).

O TMAE refere-se à soma do tempo médio de preparação (TMP), tempo médio de deslocamento (TMD) considerando-se o deslocamento até

o local e seu retorno até a garagem da permissionária e o tempo médio de execução (TME).

Nos dias atuais, esses dados são enviados mensalmente juntamente com os indicadores DEC e FEC a ANEEL.

Métodos empregados para mensurar a Qualidade da Energia Elétrica

Na metodologia anterior de atendimento, o foco era levar energia elétrica a todos os municípios. Havia a preocupação de reestabelecer o fornecimento de forma mais breve possível evitando-se o desconforto com a falta do produto. Entretanto, os indicadores DEC e FEC não eram apurados, pois não havia índices limites estipulados, tão pouco havia a obrigatoriedade da divulgação destes dados, assim, investir neste segmento estava em segundo plano.

Quando na emissão de uma OS, a central apontava alguns dados referentes à solicitação como a hora da ligação do consumidor indicando uma falta de energia, o nome do solicitante, o local geográfico afetado, o nome dos motoristas das equipes de manutenção e seus acompanhantes e o horário de deslocamento. Apontavam ainda ao retornarem o horário de chegada e o que havia causado a falha, e então era dado o encerramento daquela OS.

Como não havia obrigatoriedade da divulgação de quaisquer dados relacionados à qualidade do produto e de seu fornecimento, as centrais que preenchiam essas OS as deixavam muitas vezes incompletas, dificultando ainda mais a obtenção de dados relacionados. O fechamento muitas vezes também era efetuado de forma tardia, contribuindo para tempos de TMAE demasiados.

As obtenções de dados gerenciais também ficavam prejudicadas neste ponto. No entanto, algumas medidas administrativas e/ou técnicas pautavam-se em precárias análises feitas com base no TMAE calculadas pelas informações contidas nas OS.

Os dados utilizados como fonte para as pesquisas referem-se a informações das Ordem de Serviços (OS) arquivadas na sede da CERGRAL. Essas OS são emitidas desde o ano de 2001, entretanto estes dados passaram a fornecer subsídios para o cálculo da TMAE a partir do início do ano de 2007, sendo que nesse primeiro ano, as informações eram bastante precárias. As informações para a apuração do TMAE passaram a ser satisfatórias a partir de 2008 com a efetivação do COD e serviram de base para as análises primárias da evolução do sistema que naquele momento estava se implantando.

Porém, para a computação de dados para a apuração de indicadores de DEC e FEC, foram necessárias atualizações e aprimoramento do sistema, bem como o treinamento dos funcionários envolvidos, passando esses dados a ser analisados no final do ano de 2009.

Toda essa evolução na forma de gerir a rede de distribuição iniciou-se após o contrato assinado com a ANEEL, então a CERGRAL passou a seguir um cronograma que permitisse, a partir do ano de 2010, cumprir com suas obrigações segundo as normas e regulamentos. Esse cronograma é apresentado na Tabela 2.

Pela tabela, percebe-se que houve um escalonamento até a efetivação total do sistema. Esses passos foram necessários para gradual adaptação da permissionária às normas e regulamentos da ANEEL,

bem como para o treinamento e adaptação das pessoas envolvidas no processo. Paralelo ao escalonamento

da implantação do sistema percebe-se a evolução positiva na redução do TMAE.

Tabela 2. Cronograma de Implantação do Sistema e Evolução do TMAE

Ano	Descrição	TMAE (min)
2006	Instalação dos religadores.	Não apurado
2007	Início da implantação do COD: Estabelecida a comunicação dos religadores com o sistema de modo experimental.	786
2008	Efetivação do COD; Índices DEC e FEC estipulados pela ANEEL;	419
2009	Efetivação da implantação do sistema supervisorio.	315
2010	Treinamento; Aprimoramento do sistema;	205
2010	Treinamento.	205

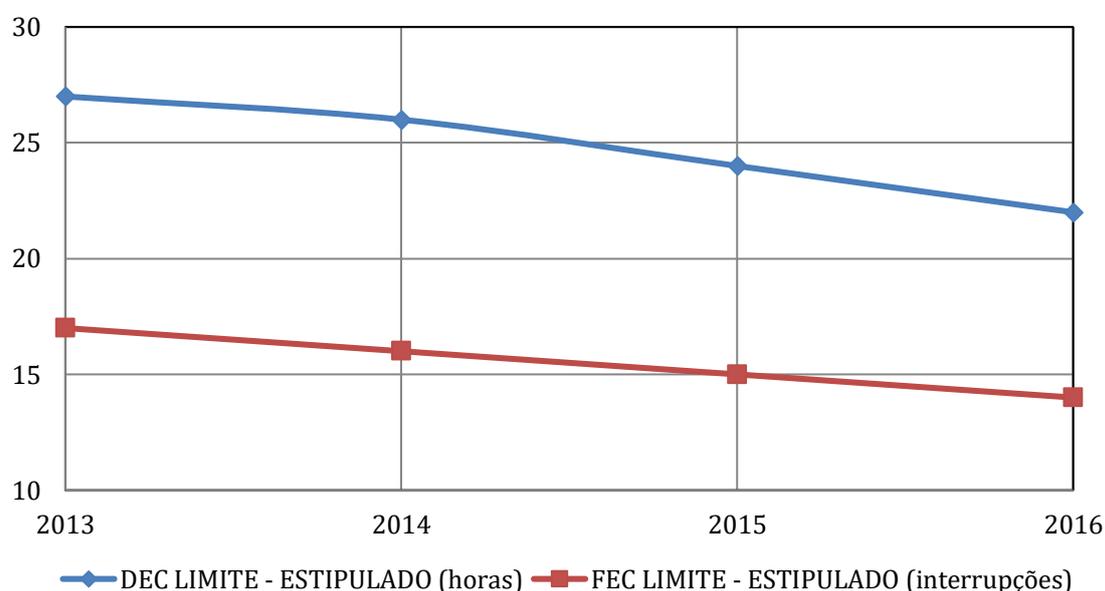


Figura 2. Demonstrativo dos limites DEC e FEC estipulados pela ANEEL para a CERGRAL.

No ano de 2008 foram estipulados os índices limites de DEC e FEC para as Permissionárias. Naquele momento, os índices mostravam-se bastante difíceis de serem monitorados, bem como o comprometimento de um grande número de colaboradores era necessário.

Para a CERGRAL, os limites estipulados pela ANEEL para o período a partir do ano de 2013 podem ser observados segundo o gráfico da Figura 2.

Nota-se analisando o gráfico da Figura 2 que os índices estipulados eram bastante significativos e difíceis de serem alcançados. Desta forma, todo o sistema deveria estar implantado, com pessoal treinado e pronto para operar já no início do ano de 2010.

Topologia Empregada

A partir de regulamentações da ANEEL, a CERGRAL obrigou-se a implantar, em 2007, um

departamento de Centro de Operações da Distribuição (COD), sendo que naquele ano funcionou de modo experimental, passando a funcionar como tal apenas no ano de 2008. Esse departamento é responsável por coordenar, supervisionar e controlar as operações do sistema elétrico na permissionária, implementando-se o uso de um software denominado Sistema de Mapeamento de Informações Geográficas para Redes Elétricas (MIG).

Por meio desse software, podem ser gerenciados os atendimentos aos consumidores, bem como as solicitações do próprio COD. Em um dos módulos deste software, são cadastradas as solicitações realizadas nos atendimentos, gerando-se uma OS, que é gerenciada por números de processos, permitindo acompanhar todas as ações desencadeadas, desde a sua solicitação até sua finalização [18].

Nessas OS, o COD ainda registra os protocolos de serviços e os controles de deslocamentos dos veículos, como quilometragem, nome dos funcionários que compõem a equipe e coordenam a comunicação em tempo real por meio de rádios instalados nos carros, dentre outras funções.

Essas OS passaram a ser mais bem gerenciadas pelos operadores de COD que receberam treinamentos e passaram a ter o conhecimento da fundamental importância de registrarem-se dados reais.

Ainda, dentro de um contexto melhor apurado para um COD, a CERGRAL optou por dividir sua rede de distribuição em quatro ramais principais e instalar religadores com comando automático, os quais operam em condições de falta de energia elétrica, em cada um desses

troncos. Nesses ramais principais encontram-se as derivações para todo o resto da rede de distribuição, logo se fazem necessárias as principais monitorações. O restante da rede se mantém inalterado, operando com um sistema de proteção tradicional com chaves fusíveis.

Os religadores, instalados nos ramais principais, quando em uma falta transitória, numa ação coordenada religam o sistema automaticamente, ante a ação das chaves fusíveis convencionais. Deste modo, diminui-se consideravelmente o tempo de falta e evita o deslocamento das equipes de manutenção.

Quando em uma falta transitória, esse equipamento realiza o religamento automático, de acordo com uma sequência de operações predefinidas. Esse religamento é comandado por uma unidade de controle acoplada junto ao equipamento e pode ser aberto remotamente pelo COD. As jusantes permaneceram as chaves fusíveis convencionais como os principais elementos de proteção na rede.

Adotou-se na CERGRAL o religador modelo KYLE da marca Cooper, o qual possui controles microprocessados, combinando um sofisticado sistema de aquisição de dados com capacidade e flexibilidade de microprocessamento em meio a uma operação simplificada denominada Form 5 (DAUFENBACH et al., 2007).

O Form 5 possui funções de comunicação (Protocolo DNP 3.0) e de proteção. Possui, ainda, inúmeras funções de medição, possibilitando uma fácil análise local ou remota do sistema, garantindo ainda confiabilidade e futura atualização de seu sistema. Devido a sua estrutura modular, permite a configuração de

alarmes de acordo com as necessidades pré-determinadas (DAUFENBACH et al., 2007).

A Figura 3 apresenta-se um religador instalado na rede de distribuição da CERGRAL.

A instalação desse equipamento ocorreu em março de

2006, operando apenas de forma pré-programada. A coleta de dados e informações era efetuada via conexão serial, e para isso havia a necessidade de um técnico deslocar-se até o local de instalação do religador.

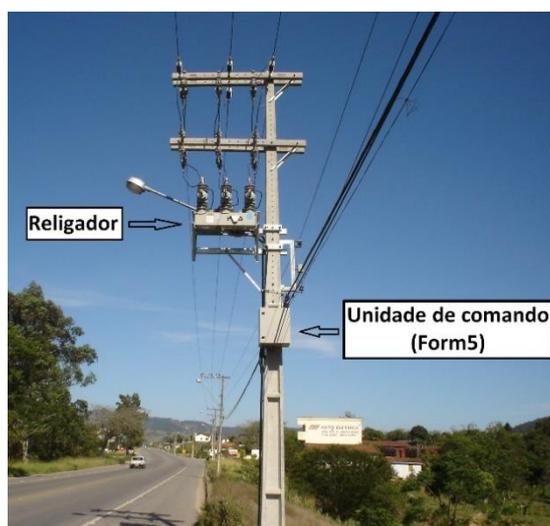


Figura 3. Religador localizado na rede de distribuição da CERGRAL.

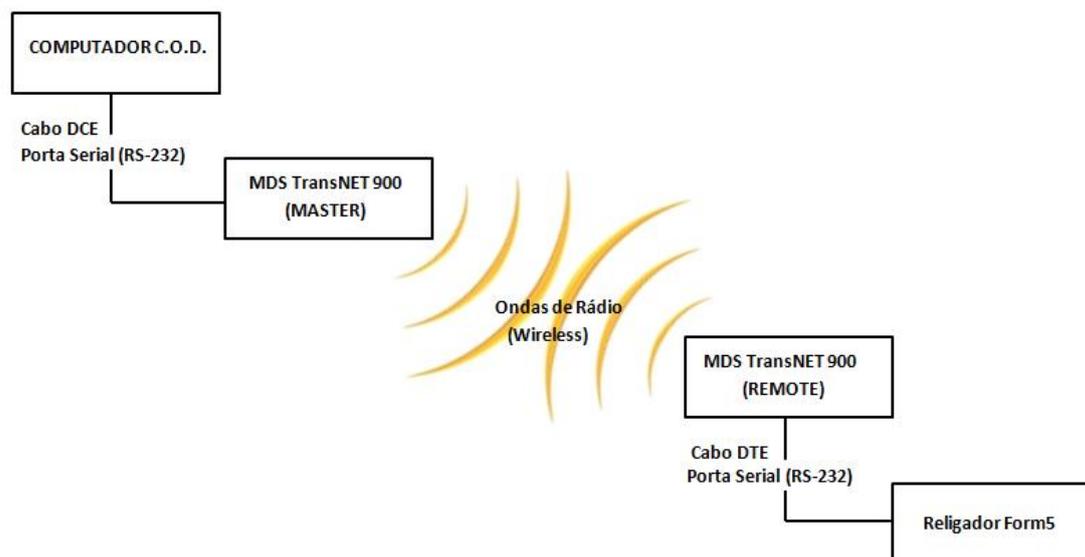


Figura 4. Demonstrativo da Infraestrutura de comunicação do sistema.

A comunicação do religador com o COD foi estabelecida em outubro de 2007, permitindo a integralização de um sistema de redes inteligentes, funcionando de modo experimental até dezembro do mesmo ano.

Essa comunicação entre o COD e o religador está baseado em uma conexão via radio-modem MDS TransNET 900 em frequência de 902 a 928 MHz da banda ISM (Industrial Scientific Spread And Medical).

Em janeiro de 2008, passou a funcionar de modo permanente, estabelecendo-se essa data para a implantação do sistema.

Com a comunicação estabelecida, o COD começou a operar a rede de distribuição de modo remoto, passando a receber, desde então, dados que permitissem avaliar o comportamento de toda a sua rede de distribuição.

Esses dados fornecem ao operador de COD informações de grandezas como tensão primária, corrente, fator de potência, potência aparente, potência ativa, potência reativa e frequência.

Essas grandezas são exibidas de forma contínua na tela de interface e referem-se a cada um dos religadores instalados. Entretanto, outras informações como potência aparente, potência ativa, potência reativa, fator de potência, tensões, correntes e frequências ainda estão dispostas em blocos auxiliares e, podem ser observadas fase a fase pelo operador de COD no momento em que ele desejar.

Pode-se dessa forma gerenciar os aspectos que atestam a qualidade da energia elétrica distribuída aos seus consumidores. Os dados das falhas no sistema também são armazenados e podem ser acessadas a qualquer momento, sendo que o próprio sistema faz a distinção entre uma falha transitória e uma falha sustentada para a computação de dados dos indicadores DEC e FEC.

Além dos religadores, estão integrados ao sistema regulador de tensão, equipamentos esses que mantêm os limites máximos e mínimos da variação da tensão (flutuação de tensão) entregue aos consumidores (DAUFENBACH et al., 2007).

Nesses reguladores, algumas informações são coletadas e enviadas ao COD, permitindo avaliar-se de modo ainda mais distribuído o comportamento da rede de distribuição.

O sistema permite a obtenção de grande gama de informações de modo a interagir na busca pela qualidade do produto entregue aos consumidores. No entanto, os indicadores DEC e FEC são calculados com base nas informações das OS.

Essas OS são abertas no momento em que o consumidor efetua a ligação para o COD e informa o fato, passando há contar o tempo para a computação e cálculo dos indicadores. Os tempos somente passam a ser computados a partir do momento da abertura da OS. Caso nenhum consumidor efetue a ligação reclamando o fato, não há a necessidade de abertura de OS e, por consequência, não precisam ser computados como tempos e frequência para DEC e FEC.

Solução Implementada para Combate à falta de Energia Elétrica (Após à implantação do Smart Grid)

Quando ocorre um defeito na rede tronco, os religadores emitem um alarme e passam a registrar e enviar as informações sobre o fato. Caso se trate de uma falta transitória nessa parte da rede, o próprio religador reestabelece o sistema após um tempo pré-programado para realimentar o sistema automaticamente, contando apenas com o operador do COD para fiscalizar toda a operação sem, contudo, tomar qualquer tipo de ação. Como se trata de uma falha transitória, não é contado como uma falta a ser computada na frequência

de interrupção ou no tempo de duração.

Entretanto, quando em falta sustentada no ramal principal, o operador do COD toma o conhecimento pelo próprio sistema, que emite um alarme antes mesmo de o consumidor tomar a iniciativa de ligar informando o fato.

Nesse momento, gera-se uma OS e, a partir de então, tempo e frequência de interrupção passam a ser contados. Com a OS emitida, o operador de COD coordena uma equipe, composta por dois profissionais, para garantir-se a segurança, segundo norma NR 10. O próprio operador de COD com base em informações do sistema repassa algumas informações importantes que podem dar uma ideia do que possa ter causado o problema, bem como a direção a ser tomada. Estas ideias estão associadas a diversas informações do sistema, como por exemplo, qual dos religadores emitiu o alarme e a amplitude de corrente no momento da falta. Por esta corrente, pode-se avaliar se está se tratando de um curto circuito franco fase-fase ou fase-terra devido ao nível dessa corrente, ou simplesmente uma falta ocasionada por uma árvore que caiu sobre a rede a qual pode causar uma corrente de nível bastante inferior a primeira, já que nesse caso a impedância de falta é muito maior.

Esta equipe então fica responsável por percorrer a rede, encontrar o defeito e efetuar a devida manutenção corretiva informando via rádio ao COD que reestabelece remotamente o fornecimento, permitindo, assim, um menor tempo possível em uma falta.

Caso haja uma falha na rede em um bairro distante, de modo coordenado, uma chave fusível a jusante atua, ante o religador,

permitindo que somente uma pequena área seja afetada com a falha, e em consequência, menos consumidores sofreriam com a falta.

Neste caso, o operador toma o conhecimento desta falta, pois o religador emite um alarme informando o desequilíbrio das correntes nas fases, sendo que estes dados ficam arquivados no próprio sistema para posterior avaliação.

Neste momento, o próprio operador de COD emitirá uma OS e agilizará a manutenção, ou em caso de dúvida, poderá aguardar a ligação de um consumidor informando a falta de energia para então emitir a OS e coordenar a equipe de manutenção.

Mesmo nos casos em que as chaves fusíveis atuaram devido a um defeito na rede, o operador de COD poderá, com base nas informações do sistema, direcionar da melhor forma possível a equipe de manutenção. A amplitude das correntes e o número de fases envolvidas no defeito, por exemplo, permitem uma ideia da causa do problema, eliminando-se algumas causas e assim facilitando encontrar o defeito e resolvê-lo o mais breve possível. Assim, a equipe de manutenção já sai direcionada, facilitando o seu trabalho.

O atual modo de gestão faz com que o próprio operador de COD emita a OS logo que o sistema emita o alarme de falha, mesmo sem a ligação do consumidor relatando o fato. Isso lhe permite maior agilidade e melhora o tempo de resposta.

Algumas vezes na abertura e no fechamento de uma OS ficam dúvidas quanto à veracidade dos dados, como por exemplo, no tempo de duração de uma falta de energia para a computação dos índices DEC e FEC. Neste caso, os dados registrados pelo religador e que estão arquivados no sistema podem contribuir para a

elucidação da dúvida. Isso melhora a confiabilidade do sistema empregado.

Mas a principal diferença entre os modos de operações do sistema (automatizado e não automatizado), está no tempo de reestabelecimento quando em uma falha transitória, o total de efetivo empregado e o tempo para o reestabelecimento quando em uma falha sustentada.

Métodos para Mensurar a QEE

Atualmente, a operação do sistema, os dados referentes à energia elétrica entregue ao consumidor ficam arquivados em um banco de dados do próprio sistema. Esse banco de dados é alimentado com informações dos religadores, dos reguladores e das OS. O sistema fornece relatórios e gráficos que podem ser acessados e enviados a um destinatário a todo o momento em que for necessário.

Esses relatórios permitem mensurar os índices DEC e FEC, bem como avaliar os demais indicadores da qualidade do produto. Pela própria interface do sistema, pode-se avaliar o comportamento da rede de distribuição em relação aos indicadores DEC e FEC.

O sistema, quando devidamente operado, permite de forma simples e confiável a obtenção de dados para os indicadores DEC e FEC. Ele arquiva os dados das OS, bem como as informações de abertura e fechamento do religador, fazendo a própria distinção entre falha transitória e falha sustentada, permitindo uma dimensão exata do tempo de falta de energia.

O sensoriamento distribuído pela rede de distribuição permite ainda a avaliação do comportamento da tensão, da corrente, do fator de potência, dentre outros indicadores

da qualidade da energia elétrica previstos pela ANEEL.

Análise dos Resultados

Como os índices DEC e FEC não eram apurados em anos anteriores a 2010, pode-se fazer uma comparação do desempenho no comportamento da rede de distribuição frente às falhas, por meio da TMAE. Na Figura 5 é apresentado o TMAE apurado a partir de 2007.

Nota-se pela Figura 5 que houve uma grande melhora no tempo médio de atendimento de emergência desde o ano de início de sua apuração até os dias atuais. Essa melhora em seu comportamento se dá em função da implantação do sistema, que em falhas transitórias se reestabelece automaticamente, não necessitando o deslocamento de equipes de manutenção, logo, menor é o tempo de resposta. Essa melhora ainda se dá em função do treinamento e comprometimento de toda a equipe, seja no reestabelecimento em faltas sustentadas, seja na abertura e fechamento das OS que apresentam dados mais confiáveis.

Com o sistema instalado e funcionando como tal, DEC e FEC passaram a ser apurados a partir do ano de 2010, sendo que houve uma queda no tempo equivalente e na frequência equivalente de duração, se comparados ao primeiro ano de apuração. Pequenas variações são aceitáveis, desde que estejam dentro de uma margem limitada pelos índices limites, estipulados pela agência reguladora. Na Figura 6 são mostradas as comparações entre DEC limite e DEC apurado CERGRAL. Enquanto na Figura 7 são mostradas as comparações entre FEC limite e FEC apurado CERGRAL.

Ao analisar os dados das Figuras 6 e 7 percebe-se que os

índices de duração e frequência equivalentes apuradas na rede de distribuição da CERGRAL estão dentro de um limite estipulado pela ANEEL. Assim, pode-se afirmar que o sistema contribui para uma diminuição nos tempos e nas frequências de falhas nas redes.

Os custos com manutenção também foram substancialmente reduzidos com a implantação do

sistema, haja vista que a diminuição do tempo na obtenção de resultados e menos equipes trabalhando para o reestabelecimento colaboram para a diminuição dos gastos com a manutenção corretiva.

Na Tabela 3 é apresentada a tabela de custos com a manutenção corretiva após a implantação do sistema supervisorio.

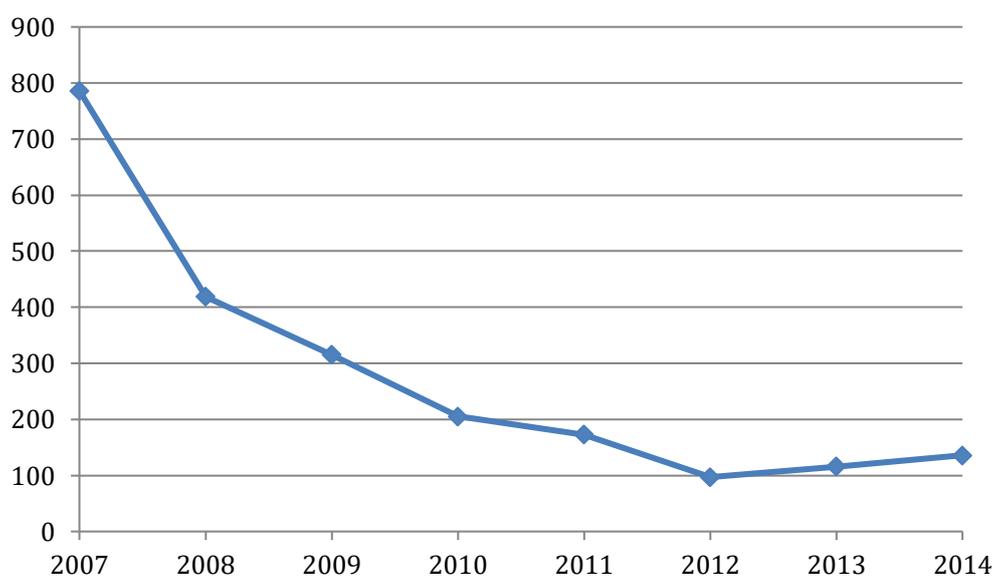


Figura 5. Comparativo da TMAE (em minutos) apurado CERGRAL

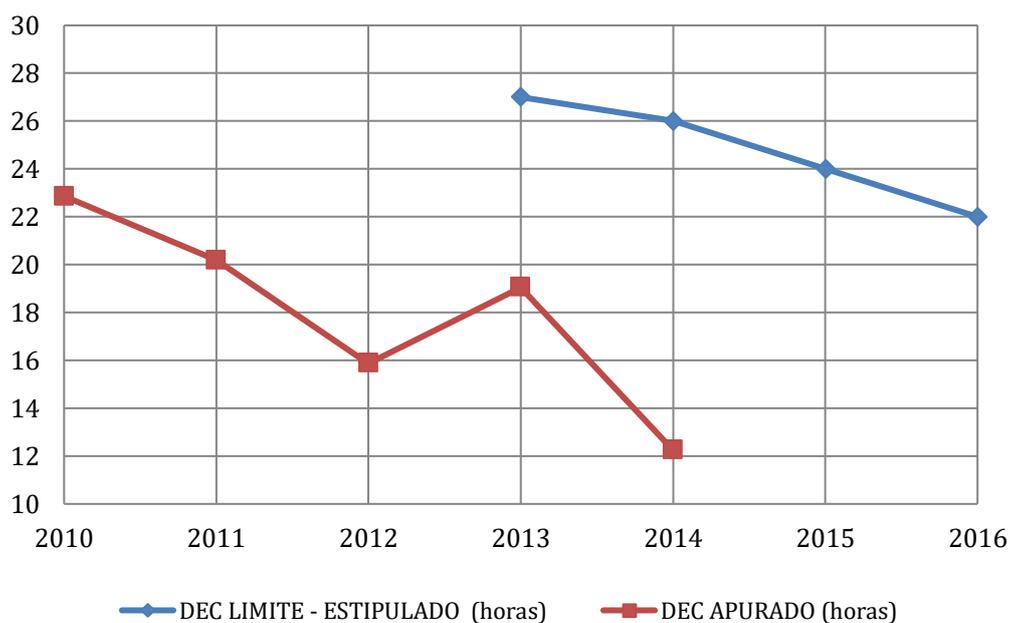


Figura 6. Comparativo da DEC limite e DEC apurado CERGRAL.

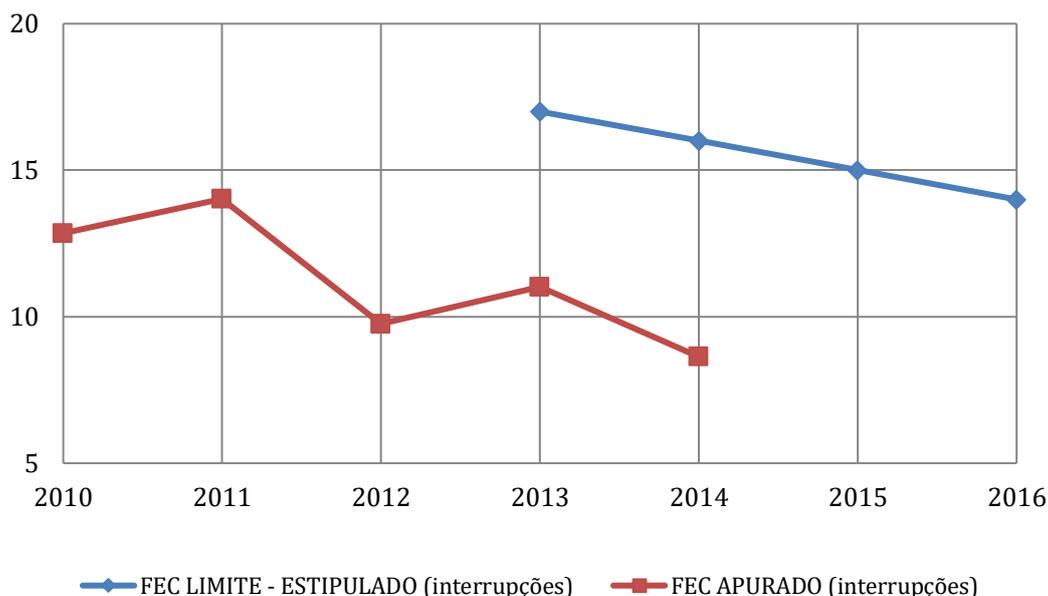


Figura 7. Comparativo da FEC limite e FEC apurado na CERGRAL.

Tabela 3. Custo com Atendimento à Falta de Energia Elétrica (Com *Smart Grid*)

Tipo de Falta	Custo h-h em (R\$)	Funcionário (Unidade)	Custo por Km Rodado (R\$)	Distância Média (Km)	TMAE ¹ (Min)	Custo Final (R\$)
Transitória	31,42	1	1,63	0	0,0167	0,52
Sustentada	31,42	3	1,63	30,45	2,267	263,29

TMAE - Tempo Médio de Atendimento de Emergência¹

Para a obtenção do custo final de manutenção corretiva expresso na tabela foram utilizados valores de homem/hora e custo por quilômetros rodados calculados pelo setor de contabilidade e recursos humanos da CERGRAL.

Para os valores de custo de homem/hora, os cálculos foram baseados no custo total médio do salário somado os encargos sociais.

Para os valores de custo por quilômetro rodado, os cálculos foram baseados no custo total médio do combustível, manutenção, licenciamento e a depreciação anual dos veículos. Por sua vez, para as distâncias foram utilizadas médias dos percursos de manutenção diária, somados o percurso de deslocamento até o local e o seu retorno até a

garagem da permissionária. E por fim, para o tempo médio de manutenção, foram utilizados por base os tempos médios para a troca de fusíveis de alta tensão. Utilizaram-se os tempos médios de deslocamento somados aos tempos médios de manutenção.

A Tabela 3 é uma estimativa de custos com a manutenção corretiva em um evento de falta de energia provocado pelo rompimento de um elo fusível de alta tensão. Nota-se que na falta transitória foi considerado apenas um homem para a correção da falha, sendo que neste caso considera-se apenas o operador de COD.

Nota-se ainda que, na manutenção da falta transitória, não foram considerados quilômetros médios percorridos por tratar-se de

uma recomposição do fornecimento por meio do religador que opera remotamente ou com temporização pré-programada. Se comparar os dados contidos nas Tabelas 1 e 3, percebe-se uma grande diferença entre os custos estimados com manutenção corretiva, antes e depois do sistema instalado.

Essa diferença de custos contribui para uma avaliação positiva no emprego dos investimentos que foram dispostos naquele momento. Não se observa apenas a redução de custos ou dos índices DEC e FEC, mas como todos os outros indicadores da qualidade do produto passaram a ter um desempenho diferenciado, resultando em uma melhora na avaliação dos consumidores atendidos pela permissionária.

Agradecimentos

Os autores agradecem a disponibilidade e colaboração dos funcionários da CERGRAL e a gentileza em fornecer os dados utilizados neste trabalho.

Considerações Finais

Destaca-se que antes da do uso do Sistema Inteligente de operação da rede, os tempos de resposta a uma solicitação de atendimento de emergência eram bastante consideráveis. Somava-se ainda o número de pessoas envolvidas no processo, tornando-o bastante oneroso para a permissionária, bem como não havia a possibilidade de monitoramento dos índices que atestam a qualidade da energia elétrica entregue aos consumidores.

No entanto, foram as normas e regulamentações impostas pelas agências reguladoras, após a assinatura do contrato que conferiu a CERGRAL o grau de permissionária do serviço público, que levaram a

cooperativa de eletricidade a investir em um modelo diferente de operar as suas redes de distribuição de energia elétrica.

Experiências internacionais demonstravam que os países que investiram no segmento da automação de suas redes de distribuição permitiam-lhes menores índices de tempo de interrupção no mundo, se comparados a outros países que passaram a investir mais tarde. No cenário nacional já se sabia que a COPEL tinha bons resultados com a implantação de Smart Grids em suas redes. Assim, a CERGRAL optou por investir em equipamentos de modo a permitir o monitoramento e a operação remota, implantando um sistema supervisorio nas suas redes de distribuição. Paralelo à implantação do sistema, realizou-se treinamento e conscientização dos colaboradores da permissionária para que todo o processo fosse revertido em bons resultados.

Com o sistema supervisorio implantado e os colaboradores devidamente treinados, reduziu-se o tempo de resposta nas solicitações de atendimentos de emergência, resultando-se em índices de DEC e FEC abaixo das metas estipuladas pela ANEEL. Reduziu-se ainda o número de pessoas envolvidas nas solicitações de atendimentos de emergências, bem como os custos da manutenção corretiva, de modo a se destacar que nas falhas transitórias o próprio sistema se reestabelece, não havendo a necessidade de deslocamento de equipes de manutenção para o devido reparo.

Conclui-se desta forma que o sistema supervisorio implantado apresentou resultados bastante satisfatórios, pois possibilitou apurar e monitorar os índices DEC e FEC, mantendo-se abaixo das metas

estipuladas pelas agências reguladoras, reduzir-se o tempo de atendimentos nas solicitações de emergência e reduzir-se de modo considerável os custos com manutenção corretiva, assim, atendendo às necessidades para as quais foram efetuados esses investimentos, traduzindo-se em bons resultados.

Referências

- ABRACEEL, Mercado Livre. Disponível em: <http://www.abraceel.com.br/mercado_livre>. Acesso em 25.08.2017.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA – ABRADDEE. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/redes-de-energia-eletrica>>, em 12/03/2017.
- AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>, em, 12 mar 2017.
- COMISSÃO DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA – CSPE. “Qualidade no Fornecimento de energia Elétrica – Indicadores, Padrões e Penalidades. Documento Preliminar para Discussão, Versão 2, em julho de 1997.
- COOPERATIVA DE ELETRICIDADE DE GRAVATAL - CERGRAL Disponível em: <<http://www.cergral.com.br/conteudo/leitura/67>>, em 12/03/17.
- DAUFENBACH, R. Z. et al. Automação do sistema de proteção da rede de distribuição de energia elétrica da cooperativa de eletricidade de Gravatal – CERGRAL. 2007. 55 f. Dissertação (Pós-Graduação em Automação Industrial com requisito parcial à obtenção do grau de Especialista em Automação Industrial). Universidade do Sul de Santa Catarina. Tubarão, 2007.
- LAMIN, H. Análise de impactos regulatórios da implantação de redes inteligentes no Brasil. 2013. 300 f. Dissertação (Doutorado em Engenharia Elétrica). Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília. Brasília, 2013. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/biblioteca/trabalhos/trabalhos/Tese_%20Hugo_Lamin.pdf>. Acesso em: 09 mai. 2017.
- MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÃO – MCTI. Disponível em: <<http://www.mcti.gov.br>>, em, 12 mar 2017.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – M. M. E. Grupo de trabalho de redes elétricas inteligentes – Smart Grids – 2010 - Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/1256641/Relatxrio_GT_Smart_Grid_Portaria_440-2010.pdf/3661c46c-5f86-4274-b8d7-72d72e7e1157>, em 18 mar 2017.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. “Padrões de Desempenho da rede Básica” – Submódulo 2.2, Versão aprovada pelo Conselho Administrativo, em outubro de 2000.
- PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL – PRODIST. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>>, em, 12 mar 2017.
- RAVAGLIO, A. et al. Equipamento automático para proteção e monitoração da baixa tensão de transformadores de distribuição convencionais: Grupo rede. n. 4, p. 4, data indefinida. Disponível em: <

<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/Citene/2001/trabalhos%5C51.pdf>. Acesso em: 12 mar. 2017.

Resolução Normativa 414/2010 da ANEEL Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>, em, 12 mar 2017.

RIVERA, R; ESPOSITO, A. S; TEIXEIRA, I. Rede elétricas inteligentes (Smart Grids): oportunidade para adensamento produtivo e tecnológico local. Revista BNDES nº 40, 2013. Disponível em: <<http://www.bndes.gov.br>>. Acesso em: 09 mai. 2017.

SARAIVA, F. O. Aplicação de sistemas multiagente para gerenciamento de sistemas de distribuição tipo Smart Grids. 2013. 113 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo. São Carlos, 2012. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br>>. Acesso em: 29 mar. 2017.

SPERANDIO, M. Planejamento da automação de Sistemas de manobra em redes de distribuição. 2008. 149 f. Dissertação (Doutorado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2008. Disponível em: <<https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/91427/260717.pdf?sequence=1>>. Acesso em: 09 mai. 2017.

TOLEDO, F. Desvendando as redes elétricas inteligentes – Smart Grid Handbook. Rio de Janeiro: Brasport, 2012.

WESZ, L. G. S. Desenvolvimento de uma metodologia integrada para alocação otimizada de dispositivos de controle e proteção em sistemas de distribuição de energia elétrica. 2005. 146 f. Dissertação (Doutorado em Engenharia Elétrica). Universidade

Estadual Paulista. Ilha Solteira, 2005. Disponível em: <http://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/lapsee/2005_tese_wesz.pdf>. Acesso em: 12 mar. 2017.

ZIMMER, C. et al. Automação da distribuição de energia: recomposição automática de redes de distribuição: 2014. 89 f. Dissertação (Curso Superior de Engenharia Industrial elétrica). Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2014. Disponível em: <http://nupet.daelt.ct.utfpr.edu.br/tcc/engenharia/doc-equipe/2012_2_16/2012_2_16_final.pdf>. Acesso em: 12 mar. 2017.