

**UNIVERSIDADE DO VALE DO RIO DOS SINOS - UNISINOS
UNIDADE ACADÊMICA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA
MBE EM QUALIDADE E SEIS SIGMA**

MAICON JADERSON SILVEIRA RAMOS

**METODOLOGIA PARA REDUÇÃO DE INTERRUPÇÕES PERMANENTES EM
REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA CAUSADAS POR FALHAS
DESCONHECIDAS ATRAVÉS DE EQUIPAMENTOS AUTOMATIZADOS**

**São Leopoldo
2015**

Maicon Jaderson Silveira Ramos

METODOLOGIA PARA REDUÇÃO DE INTERRUPÇÕES PERMANENTES EM
REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA CAUSADAS POR FALHAS
DESCONHECIDAS ATRAVÉS DE EQUIPAMENTOS AUTOMATIZADOS

Artigo apresentado como requisito parcial
para obtenção do título de Especialista em
Qualidade e Seis Sigma, pelo Curso de
MBE em Qualidade e Seis Sigma da
Universidade do Vale do Rio dos Sinos -
UNISINOS

Orientador: Prof. Ms. Renato Boer

São Leopoldo

2015

TÍTULO DO ARTIGO CIENTÍFICO

METODOLOGIA PARA REDUÇÃO DE INTERRUPÇÕES PERMANENTES EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA CAUSADAS POR FALHAS DESCONHECIDAS ATRAVÉS DE EQUIPAMENTOS AUTOMATIZADOS

Eng. Ms. Maicon Jaderson Silveira Ramos

Prof. Ms. Renato Boer

Resumo: Atualmente a sociedade brasileira está cada vez mais exigente no que se refere a continuidade do fornecimento de energia elétrica. Diante deste cenário desafiador onde as redes de distribuição aéreas são expostas aos mais diversos tipos de adversidades que este trabalho insere-se, tendo como objetivo reduzir as interrupções causadas por falhas transitórias nas redes de média tensão. Tais falhas são corriqueiras na distribuidora AES Sul e representam 43% do total de falhas. Devido a grande carga de automação, controle e telecomunicação, muitos estudos são desenvolvidos na busca por novas formas de operação e otimização do sistema de distribuição, de forma a melhorar o desempenho das redes de distribuição de energia. Considerando a necessidade de estabelecer um novo patamar de operação em função da grande carga de automação, aliado a metodologia Seis Sigma que busca através de análises estatísticas e ferramentas da qualidade identificar oportunidades de melhoria de processo, este trabalho busca nestes dois temas melhorar o desempenho do sistema. A aplicação do Seis Sigma no setor elétrico é algo ainda recente e pouco explorado, apesar disto após aplicação da metodologia, teste piloto e extrapolação da filosofia proposta ao longo do trabalho, obteve-se resultados expressivos. Este trabalho permitiu uma redução de 37% das interrupções transitórias na rede de média tensão e uma redução no custo de R\$ 1,2 milhão considerando horas extras e multas devido ao volume de tais interrupções, demonstrando o potencial da metodologia Seis Sigma na melhoria de processos.

Palavras-chave: Falha Transitória; Religador; Seis Sigma; Proteção Personalizada.

1. INTRODUÇÃO

As distribuidoras brasileiras de energia elétrica têm continuamente empregado esforços para melhorar a continuidade e a qualidade de energia fornecida aos seus clientes explorando cada vez mais os novos recursos tecnológicos disponíveis. Atualmente a exigência dos clientes por serviços cada vez melhores, torna-se um desafio constante para as distribuidoras e para o órgão regulador que precisa compreender as expectativas da sociedade brasileira, mantendo também a saúde financeira das empresas.

O fornecimento contínuo e confiável de energia torna-se uma necessidade da sociedade moderna, e, portanto, espera-se que o seu restabelecimento seja o mais rápido possível, caso ocorra uma interrupção, e que atinja o menor número possível

de unidades consumidoras. As interrupções representam elevados custos para as concessionárias, pois além da perda de receita, há necessidade do deslocamento de equipes de manutenção, eventuais indenizações e possíveis compensações financeiras pelo serviço inadequado, entre outros.

Conforme cita Mamede (2005) as redes aéreas de distribuição de energia estão sujeitas a defeitos permanentes ou transitórios, e as consequências destas perturbações irão depender da eficiência do sistema de proteção utilizado. Uma solução cada vez mais adotada dentro das distribuidoras, e que contribui para um melhor desempenho do sistema frente aos defeitos transitórios ocorridos, são os religadores microprocessados automatizados. Tais equipamentos têm se mostrado economicamente viáveis devido ao surgimento de um grande número de fornecedores de equipamentos para automação e de novas tecnologias de comunicação.

Devido ao grande incremento de automação, controle e telecomunicação, muitos estudos estão sendo desenvolvidos na busca por novas formas de operação e otimização do sistema de distribuição. Nesse sentido surgiu o termo “*Smart Grid*” para definir como essa nova rede deve se comportar, isto é, de maneira “esperta” ou “inteligente”. Entre as características de uma *Smart Grid* estão a capacidade de se adequar e adaptar-se as necessidades do momento, assim, este trabalho visa explorar a potencialidade dos religadores telecomandados na busca por reduções das interrupções por defeitos transitórios em chaves fusíveis de média tensão, uma vez que o número elevado de interrupções por causas desconhecidas geram custos desnecessários para as distribuidoras de energia, além de insatisfação por parte dos clientes.

Este trabalho se propõe ao estudo e desenvolvimento de uma metodologia capaz de identificar oportunidades e aplicações, capaz de reduzir tais interrupções, agregando valor ao negócio da empresa. Os estudos são orientados por análises estatísticas através da metodologia Seis Sigma, realizando também pesquisa acadêmica em artigos, livros e normas técnicas brasileiras e internacionais. O objetivo principal do trabalho é identificar o comportamento do sistema de distribuição através da mineração e análise dos dados, de modo a ser capaz de implementar uma metodologia de Operação e Proteção personalizada nos equipamentos, adaptando-se as diferentes características das regiões, horários do dia e períodos do ano, reduzindo assim o volume das interrupções transitórias e

melhorando a percepção do cliente para com a organização.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

Este capítulo tem o objetivo de apresentar os principais pilares do conhecimento necessário para o desenvolvimento deste trabalho. São apresentados aspectos e características importantes relacionados a “Falhas em Redes de Distribuição de Energia”, “Religadores Microprocessados” e “Metodologia Seis Sigma”. O conhecimento sobre estes temas é de extrema importância para melhor entender como estes se relacionam e como é possível conectar diferentes áreas do conhecimento em engenharia para obtenção de resultados importantes para o negócio.

2.1. Falhas em Redes de Distribuição

O contexto atual das sociedades desenvolvidas e/ou em desenvolvimento está fortemente ligado ao fornecimento contínuo de energia elétrica, para incontáveis finalidades. Neste cenário, a energia elétrica deixa de ser apenas um fator de melhoria na qualidade de vida e se mostra como elemento imprescindível para o desenvolvimento humano e econômico, sendo que, o fornecimento contínuo e confiável de energia torna-se uma necessidade da sociedade moderna e, portanto, espera-se que o seu restabelecimento seja o mais rápido possível caso ocorra uma interrupção e que atinja o menor número necessário de clientes. (RAMOS, 2014).

As redes de distribuição de energia elétrica são equipadas com eficientes sistemas de proteção, normalmente baseados em sobrecorrentes elétricas, provenientes de sobrecargas ou curtos-circuitos ao longo da rede. Mamede (2011) salienta que os curtos-circuitos correspondem às falhas mais severas em um sistema de distribuição de energia. Ainda segundo o autor estes efeitos são provenientes de um defeito na isolação de um ponto qualquer da rede sob tensão elétrica, ou ainda por ação involuntária (vegetal sobre a rede, colisão de veículo em postes, descargas atmosféricas, entre outros).

As redes aéreas de distribuição de energia por serem expostas aos mais diversos tipos de intempéries e intervenções humanas, são sujeitas as mais

variadas causas de falhas em seu sistema. Conforme salienta Ramos (2014) estas falhas são normalmente classificadas em duas formas:

- transitória: anomalia temporária, capaz de gerar correntes elétricas indesejadas (curto-circuito). Caracterizada por não ser necessária intervenção local de manutenção. Defeito que ocorre e cessa em poucos segundos, tais como: descargas atmosféricas e vegetais (decorrente de forte vendaval);
- permanente: anomalia permanente, capaz de gerar correntes de curto-circuito. Caracteriza-se pela necessidade de intervenção local para manutenção emergencial de estruturas danificadas, tais como: postes, cruzetas, ferragens e condutores.

As concessionárias distribuidoras de energia elétrica normalmente acompanham os dados estatísticos das interrupções em seus sistemas. Estes dados são avaliados rigorosamente a fim de identificar possíveis causas raízes e elaboração de planos de manutenção. Considerando a grande extensão territorial do Brasil, muitas distribuidoras possuem características de rede e de clima diferentes entre si, o que muitas vezes pode levar a estatísticas um pouco diferentes. Apesar disto, é possível obter na bibliografia dados que expressam grande parte das redes brasileiras.

Segundo apresenta Mamede (2011), as causas das interrupções podem ser distribuídas da seguinte forma:

- Fenômenos naturais: 48%
- Falhas em equipamentos ou componentes: 12%
- Falhas humanas: 9%
- Falhas diversas: 9%
- Falhas operacionais: 8%
- Falhas na proteção e medição: 4%
- Objetos estranhos sobre a rede: 4%
- Condições ambientais: 6%

Um ponto importante e relevante dentro do contexto de falhas no fornecimento de energia elétrica diz respeito ao “Custo do não suprimento de energia elétrica”. Este tema é tão importante para sociedade quanto conhecer as causas raízes dos problemas que afetam o fornecimento de energia. Apesar das

bibliografias muitas vezes apresentarem dificuldades na composição desde custo, é possível se ter uma noção dos impactos financeiros que a sociedade absorve devido a falhas na rede elétrica.

Segundo Camargo (1996), o valor econômico associado ao suprimento da energia elétrica está fortemente ligado à qualidade deste suprimento. A qualidade no fornecimento da energia elétrica é função das seguintes características:

- disponibilidade: fornecimento ininterrupto de energia na quantidade demandada pelo usuário;
- conformidade: suprimento de uma energia limpa, com níveis adequados de flutuações de tensão e de harmônicas;
- restaurabilidade: a capacidade dos sistemas de energia elétrica de rapidamente restaurar o fornecimento, minimizando os tempos não operativos;
- flexibilidade: a acomodação do sistema a mudanças, planejadas ou acidentais, em sua composição topológica e oriundas da inserção ou retiradas de elementos mediante manobras na rede elétrica.

O valor econômico da qualidade do suprimento de energia elétrica não é fácil de ser definido e nem de ser quantificado. Em seu sentido mais amplo, busca-se avaliar o custo para a sociedade da falta de qualidade no fornecimento de energia elétrica.

Conforme apresentado por Mamede (2011), as interrupções geram custos de duas naturezas, sendo estes:

- custo financeiro: corresponde à perda de faturamento da concessionária devido à energia não vendida;
- custo social: há duas maneiras de avaliar a interrupção. Os custos financeiros do cliente, os quais ocorrem da perda de faturamento de sua unidade de negócio, no caso de atividades industriais e comerciais. Os custos com a imagem da concessionária junto aos seus clientes, estes são oriundos do investimento em marketing que a concessionária deve realizar para manter os seus clientes satisfeitos com o serviço prestado.

Na prática os custos gerados pelo não fornecimento de energia variam de acordo com determinados períodos do dia, com o tempo das interrupções e com o tipo de classe do consumidor. Considerando a classe dos consumidores industriais,

os custos variam ainda em função do tipo de atividade industrial exercida.

A sociedade atual é cada vez mais exigente no que diz respeito a qualidade do fornecimento da energia elétrica, e é neste contexto que indicadores técnicos de qualidade são elaborados e auditados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Estes indicadores são importantes para a tomada de decisões nos sistemas de distribuição por parte das concessionárias brasileiras.

Os indicadores técnicos mais percebidos pelos clientes são os relacionados aos níveis de tensão e os relacionados às interrupções de energia. Os indicadores relacionados aos níveis de tensão podem ser verificados no Módulo 8 do Procedimento de Rede de Distribuição (PRODIST). Além dos indicadores de qualidade para tensão, também há os indicadores técnicos de qualidade no fornecimento de energia, que buscam avaliar a duração da interrupção de energia e a frequência com que ocorrem as interrupções de energia. Estes indicadores são de importantes para as concessionárias, pois podem gerar compensações financeiras para os clientes. Os indicadores são utilizados pelas concessionárias para direcionar ações de melhorias nas redes de distribuição, uma vez que estes são o termômetro dos problemas sentidos pelos clientes.

Os indicadores de qualidade no fornecimento de energia são divididos em indicadores por conjunto de unidades consumidoras e individuais. Os indicadores por conjuntos de unidades consumidoras são os seguintes:

- DEC: intervalo de tempo que, em média, cada consumidor do conjunto avaliado privou-se do fornecimento de energia elétrica, no período de observação, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a três minutos;
- FEC: representa o número de interrupções que, em média, cada consumidor do conjunto considerado sofreu no período de observação, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a três minutos.

As transgressões dos indicadores individuais são atualmente aquelas que geram compensações financeiras a serem pagas pelas concessionárias de energia elétrica para os clientes. Estes indicadores são:

- DIC: duração da interrupção individual por unidade consumidora;
- FIC: número de interrupções por unidade consumidora;
- DMIC: máxima duração de uma interrupção contínua por cada unidade

consumidora;

- DICRI: duração da interrupção individual ocorrida em um dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão.

O dia crítico por definição da ANEEL (2012) é o dia em que a quantidade de ocorrências emergenciais, em um determinado conjunto de unidades consumidoras, supera a média, acrescida de três desvios padrões dos valores diários. A média e o desvio padrão a serem usados serão os relativos aos vinte e quatro meses anteriores ao ano em curso, incluindo os dias críticos já identificados.

2.2. Religador Microprocessado

Os religadores são dispositivos sofisticados e com significativo custo frente a chaves fusíveis (equipamentos manuais e mecânicos). Atualmente os religadores estão cada vez mais sendo instalados pelas distribuidoras de energia elétrica no Brasil, pois, estes oferecem amplos recursos de proteção, medição, automação e controle, sendo um dispositivo de extrema importância na evolução de sistemas *Smart Grid*.

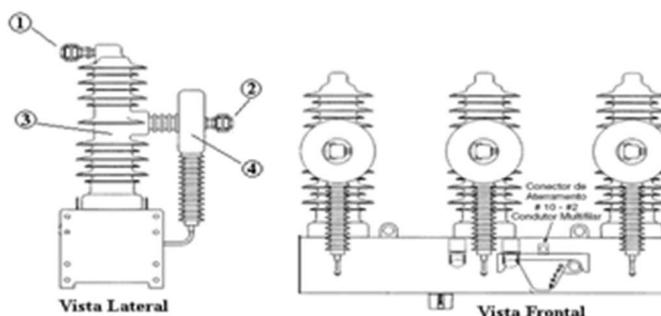
O uso de religadores permite minimizar as interrupções de energia elétrica causadas por defeitos transitórios, uma vez que o equipamento possui a capacidade de religamentos automáticos, sendo possível parametrizar o intervalo de tempo entre os ciclos de religamentos. Além disto, o equipamento possui inúmeros recursos para parametrização de curvas, de modo a maximizar o potencial das filosofias de proteção necessárias para um melhor desempenho. O fato da energia não permanecer interrompida após a ocorrência de defeitos transitórios é de extrema importância para as concessionárias de energia elétrica e principalmente para os clientes que cada vez mais exigem um fornecimento de energia elétrica contínuo.

Para Comassetto (2008) os religadores minimizam defeitos transitórios não só nas redes protegidas diretamente por eles, mas também nas redes protegidas pelas chaves fusíveis a jusante dos religadores, pois permitem o uso de curvas rápidas ou instantâneas. A utilização da curva rápida tem sido pouco usada pelas distribuidoras, pois estas geram muitas interrupções de curta duração, uma vez que os defeitos transitórios são muito comuns nos sistemas de distribuição onde se predomina as redes aéreas. Estas interrupções de curta duração geram

reclamações por parte dos clientes, quando há existência de muitos defeitos transitórios na rede em questão.

A Figura 1 apresenta a vista lateral e frontal de um religador microprocessado.

Figura 1 - Vista lateral e frontal de um religador microprocessado.



Fonte: Adaptado de COMASSETTO (2008).

Na Figura 1 os seguintes itens são verificados: (1) terminal de entrada, (2) terminal de saída, (3) câmara de extinção e (4) transformador de corrente. Ainda segundo descrito por Comassetto (2008), a corrente elétrica que flui entre os terminais 1 e 2 é medida pelo transformador de corrente, sendo processada pelo controle do religador. Quando a corrente medida pelo transformador de corrente (4) atinge o valor do ajuste pré-definido, o religador abre seus contatos e interrompe o fluxo de corrente entre os terminais 1 e 2, através da câmara de extinção de arco elétrico (3).

Os religadores microprocessados são o que há de mais moderno atualmente, porém independentemente de os religadores serem hidráulicos, eletrônicos e ou microprocessados, algumas características dos religadores se mantêm com o passar do tempo, estas são comuns tanto em religadores eletromecânicos como em religadores microprocessados. O princípio de funcionamento é basicamente o mesmo para todos os modelos, ficando a diferença limitada a recursos mais modernos e mais precisos para controle, medição e telecomunicação nos religadores atuais.

Uma definição simples e objetiva sobre o religador é que, este é um dispositivo de proteção para sobrecorrentes que opera quando detecta uma corrente de curto-circuito, desligando e religando automaticamente a rede elétrica. Independentemente dos princípios construtivos ou do sistema de controle, o funcionamento dos religadores é diretamente relacionado com a corrente de falta, tendo seu comportamento de atuação descrito pelas curvas de atuação do

religador, as quais são plotadas em um gráfico “tempo versus corrente”. Normalmente quanto maior for a corrente de falta, menor será o tempo de atuação do religador.

O religador possui um sistema de temporização, o qual pode ser ajustado em operações rápidas e operações lentas:

- operações rápidas: reduzem a possibilidade de danos ao sistema protegido e ao mesmo tempo evitam a queima de elos fusíveis das chaves a jusante;
- operações lentas: proporcionam maior tempo para eliminar defeitos permanentes queimando os elos fusíveis entre o local do defeito e o religador.

Normalmente os religadores possuem três religamentos automáticos, sendo possível então realizar várias tentativas de recomposição do sistema elétrico, a fim de evitar interrupção de energia para os consumidores.

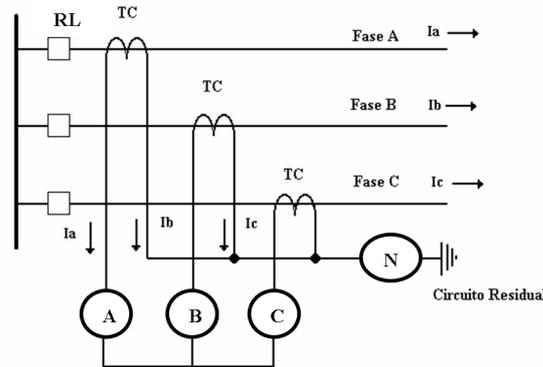
As operações de um religador podem ser combinadas da seguinte forma:

- 1 atuação rápida e 3 atuações lentas;
- 2 atuações rápidas e 2 atuações lentas;
- 3 atuações rápidas e 1 atuação lenta;
- todas atuações rápidas;
- todas atuações lentas.

Os religadores possuem curvas de atuação e ajustes de proteção individualizados para defeitos entre fases (proteção de fase) e para os defeitos envolvendo retorno por terra (proteção de neutro). Devido às configurações construtivas do religador, as proteções de fase são sensibilizadas por qualquer tipo de defeito, na qual a corrente de falta seja superior a sua corrente de ajuste (defeitos trifásicos, bifásicos, fase-terra e bifásicos terra). Já a proteção de neutro somente é sensibilizada pela corrente de falta com retorno por terra, na qual a corrente de falta seja superior a sua corrente de ajuste de neutro (defeitos fase-terra e bifásicos-terra).

A Figura 2 apresenta o esquema de ligação para medição e proteção usado em religadores, sendo os sensores ABC (para correntes de fase) e o sensor N (para corrente de neutro).

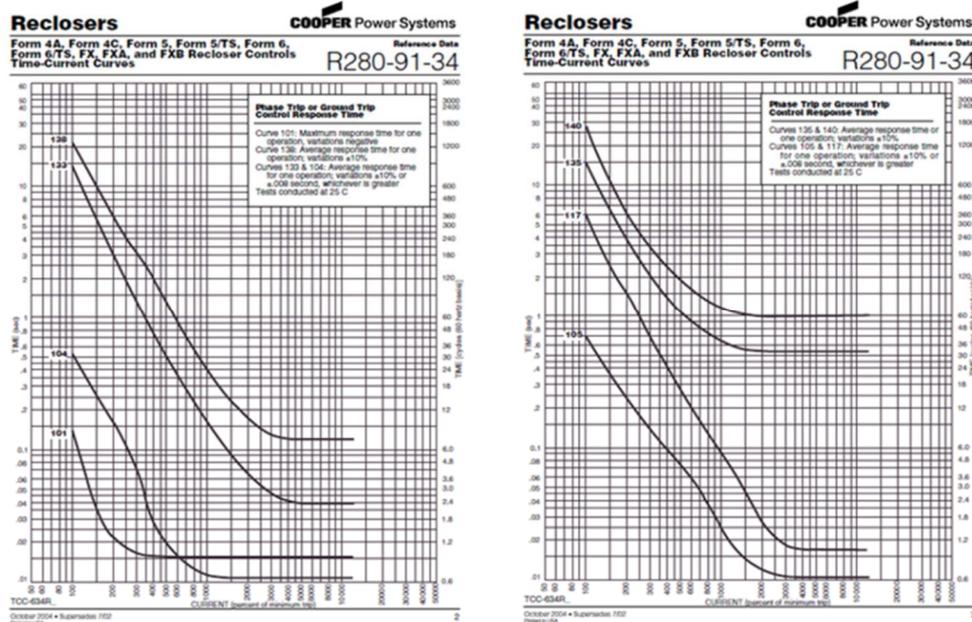
Figura 2 – Esquema de medição e proteção dos religadores.



Fonte: Comassetto (2008).

Os religadores também apresentam diferentes curvas padronizadas de operação “tempo versus corrente”, escolhidas conforme critérios técnicos adotados para coordenação e seletividade entre o religador e os demais dispositivos de proteção. A Figura 3 apresenta exemplos de curvas padronizadas em religadores microprocessados Cooper tipo (F5 e F6), Siemens (7SR224).

Figura 3 - Exemplos de curvas em religadores microprocessados Cooper e Siemens.



Fonte: Manual do fabricante Cooper.

2.3. Metodologia Seis Sigma

A metodologia Seis Sigma foi desenvolvida pela empresa norte-americana Motorola em 1987 visando reduzir os problemas de qualidade e lucratividade da empresa, cuja sobrevivência estava ameaçada pelas suas ineficiências internas,

comuns à maioria das empresas. Quando a organização anunciou seus resultados financeiros, com ganhos acima de 1,3 bilhão de dólares em 1998, devido à metodologia Seis Sigma, a estratégia difundiu-se pelas empresas americanas. (PANDE et al., 2001).

Apesar disto, a empresa que se tornou evidente na mídia devido à implantação do programa, foi a *General Electric* (GE), através do seu mais famoso CEO, Jack Welch. Além de uma estrutura de divulgação muito bem elaborada e executada por Welch, a GE evidenciou-se na aplicação do Seis Sigma por ter sido a primeira a utilizar a metodologia não apenas para o setor produtivo, mas também para as áreas meio, onde aparecem os chamados, projetos transacionais. (PANDE et al., 2001).

Em uma visão atualizada da metodologia, pode-se dizer que o Seis Sigma é uma implementação rigorosa, focada e muito eficiente das técnicas e princípios de qualidade comprovada. Utilizando elementos pioneiros da área da qualidade, Seis Sigma visa ao desempenho dos negócios praticamente não admitindo erros. A letra grega Sigma (σ) é utilizada pelos estatísticos para medir a variação em qualquer processo, sendo assim, pode-se resumir o Seis Sigma como uma metodologia que busca controlar o processo reduzindo a variabilidade. (PYZDEK; KELLER, 2011).

Evidentemente que a metodologia é muito mais ampla que controlar a variação de processos, mas em sua essência, podemos tomar a afirmação como uma explicação simples e direta. Ainda segundo Pyzdek e Keller (2011) os incríveis resultados obtidos pelo método não residem na agitação estatística ou tecnológica. O Seis Sigma baseia-se em métodos testados e reais, os quais vêm sendo utilizados há décadas, estes também permitem treinar um pequeno grupo de líderes técnicos internos, conhecidos como “Seis Sigma *Black Belts*”. Alguns dos métodos utilizados pelos *Black Belts* são bastante avançados, indo desde os métodos matemáticos até as ferramentas computacionais.

Apesar de utilizar ferramentas complexas, suas aplicações são feitas com um modelo simples para melhoria de processo, mundialmente conhecido como DMAIC (*define, measure, analyse, improvement, control*). A metodologia DMAIC pode ser resumidamente descrita da seguinte forma:

- *define*: definir os objetivos da etapa de melhoria;
- *measure*: medir o sistema existente com propósito;
- *analyse*: analisar o sistema para identificar como diminuir a distância

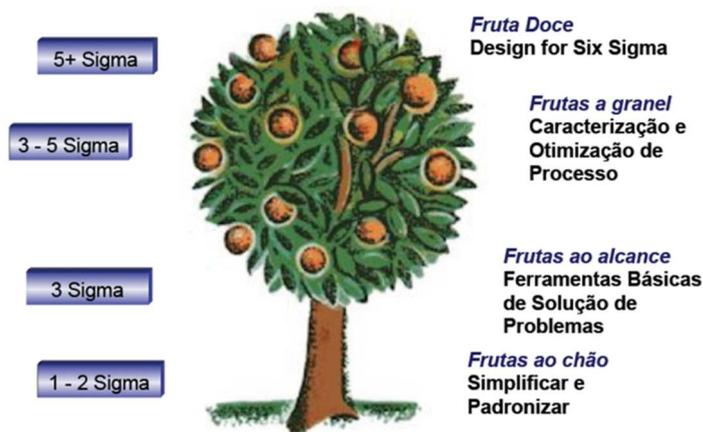
entre o desempenho atual do sistema ou processo e o objetivo desejado;

- *improvement*: melhorar o sistema ou processo;
- *control*: controlar o sistema ou processo para validar as melhorias propostas.

O Seis Sigma vem ganhando espaço dentro das empresas brasileiras que estão buscando maximizar os ganhos de seus processos, o que leva a um aumento da lucratividade. O Seis Sigma contém um amplo conjunto de ferramentas, entrelaçado em um metodologia de solução de problemas de negócio. O Seis Sigma não criou novas ferramentas, simplesmente organizou-as, a fim de criar um fluxo ordenado para solução de problemas.

O objetivo principal da metodologia Seis Sigma é apresentado na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, onde demonstra que a metodologia busca solucionar problemas de acordo com a dificuldade de solução. Percebe-se que para as frutas que estão ao chão, não é preciso grande esforço, simplificar e padronizar já é o suficiente. Na medida em que se torna mais difícil alcançar as frutas, mais ferramentas são necessárias para solucionar os problemas. Isto demonstra que o método mede os esforços de acordo com a dificuldade de solução, não desprezando esforços desnecessariamente.

Figura 4 – Seis Sigma como objetivo.



Fonte: *Master Business Engineering* em Qualidade e Seis Sigma – Unisinos.

A metodologia Seis Sigma é a aplicação do método científico para o projeto e operação dos sistemas de gerenciamento e processos de negócios, os quais dão condições aos funcionários de entregarem mais valor aos clientes e empregadores. O método científico funciona conforme descrito abaixo:

1. observe aspectos importantes do mercado ou do seu negócio;

2. desenvolva uma explicação experimental, ou hipótese, compatível com suas observações;
3. baseando-se nas hipóteses, faça previsões;
4. teste suas previsões realizando experimentos ou fazendo observações mais cuidadosas. Guarde suas observações. Modifique suas hipóteses baseando-se nos novos fatos. Se houver variações, utilize estatísticas para ajudá-lo a separar o joio do trigo;
5. repita os passos 3 e 4 até que não haja mais discrepâncias entre as hipóteses e os resultados dos experimentos ou observações.

A aplicação do método é sustentada por inúmeras ferramentas estatísticas, sendo que cada uma possui potencial para solucionar específicos problemas. Idealmente, espera-se sempre trabalhar dados que possam ser representados por uma distribuição normal, pois esta facilita a análise e consequente atuação. Apesar disto, existem muitas ferramentas estatísticas capazes de tratar os casos onde não existe normalidade dos dados. Neste trabalho não são apresentadas as ferramentas estatísticas nem as ferramentas da qualidade disponíveis, somente uma introdução sobre a “Distribuição Normal”, pois esta é utilizada neste trabalho no tratamento dos dados.

A “Distribuição Normal” é a distribuição mais conhecida na estatística e também a mais encontrada em trabalhos Seis Sigma. Muitas vezes o processo por si só já produz dados que podem ser representados por uma distribuição normal, outras vezes, a distribuição normal pode ser obtida através de manipulação de dados, utilizando transformações matemáticas. (PYZDEK; KELLER, 2011).

A distribuição normal pode ser representada pela função densidade de probabilidade, sendo dada pela equação (1):

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-(x-\mu)^2/2\sigma^2} \quad (1)$$

Na equação (1), μ representa a média da população e σ é o desvio padrão da população. A média e o desvio padrão da população podem ser obtidos através das equações (2) e (3) respectivamente:

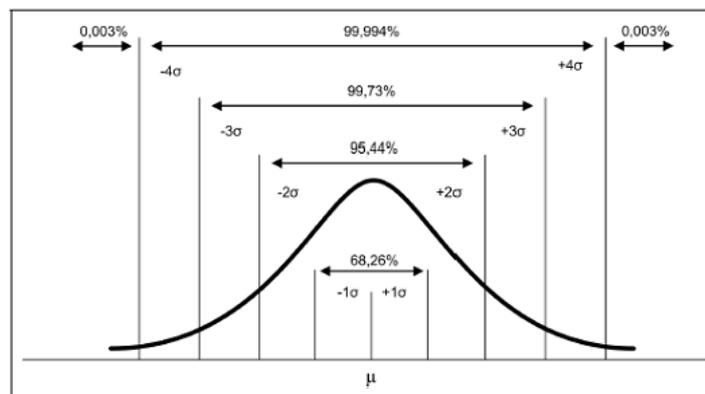
$$\mu = \sum_{i=1}^N \frac{X_i}{N} \quad (2)$$

$$\sigma = \sqrt{\sum_{i=1}^N \frac{(X_i - \mu)^2}{N}} \quad (3)$$

Nas equações (2) e (3), N representa o tamanho da população, X é o dado a ser somado e μ é a média da população.

A curva normal é uma curva suave, simétrica, em forma de sino, sendo que três desvios padrões para esquerda ou para direita representam 99,73% dos valores compreendidos. A Figura 5 apresenta a forma de uma distribuição normal.

Figura 5 – Curva de uma distribuição normal.



Fonte: <http://www.portaaction.com.br/content/62-distribui%C3%A7%C3%A3o-normal>.

As características de uma distribuição normal são:

- somente erro randômico está presente;
- processo é livre de causas especiais;
- processo é livre de movimentos e deslocamentos.

3. ESTUDO DE CASO

O estudo de caso desenvolvido e apresentado neste trabalho atuou diretamente na rede de média tensão da AES Sul, integrando conhecimento de engenharia em sistemas de potência, sustentado pela metodologia Seis Sigma. A metodologia Seis Sigma permitiu analisar inúmeros dados disponíveis no banco de dados, entender o processo por trás das interrupções, desenvolver planos de ações de curto prazo e médio prazo. Para um melhor entendimento referente a aderência do método Seis Sigma no trabalho, o estudo de caso e as aplicações práticas estão divididas de modo a representar o DMAIC.

3.1. Fase de Definição (*Define*)

A fase de definição é a primeira das 5 fases que descrevem a metodologia, sendo esta fundamental para definição do escopo de atuação da equipe ao longo dos trabalhos. Também são definidos quais assuntos não serão tratados pelo projeto, cronogramas e prazos, indicador a ser perseguido e a carta de abertura do projeto.

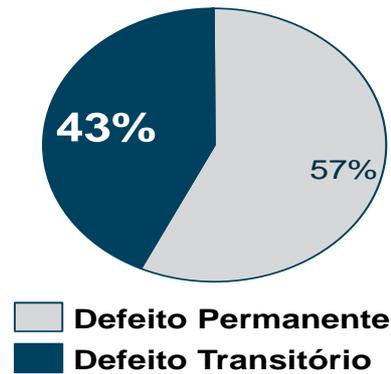
Através da primeira fase definiu-se que o objetivo principal do trabalho é melhorar a qualidade do serviço prestado, reduzindo o número de interrupções transitórias nas chaves fusíveis de média tensão, o que indiretamente proporciona outros ganhos importantes, tais como:

- redução do DEC da empresa;
- redução da ENS (energia não suprida);
- redução dos custos com deslocamentos de equipes;
- melhor percepção dos clientes.

Uma das motivações para o trabalho é o grande volume de interrupções transitórias em chaves fusíveis de média tensão ao longo do ano. No ano de 2013, aproximadamente 17 mil interrupções transitórias (maiores que 3 minutos) foram registradas na AES Sul em dias não críticos. Este alto volume de interrupções pode ser parcialmente justificado pelas redes aéreas extensas, as quais atendem muitas regiões rurais do estado do Rio Grande do Sul. Apesar do objetivo inicial do trabalho ser a redução de interrupções, iniciou-se o trabalho de avaliação através das contribuições das interrupções frente ao DEC Global da empresa dada a importância deste indicador para a AES Sul junto ao órgão regulador (ANEEL). A Figura 6 apresenta a contribuição do DEC s/expurgo durante os anos de 2013 e 2014, abertos em causas do tipo permanente e transitória. Percebe-se que a contribuição dos defeitos transitórios é de 43% na média dos dois anos, podendo se perceber que esta causa gera impacto significativo para empresa e para seus clientes.

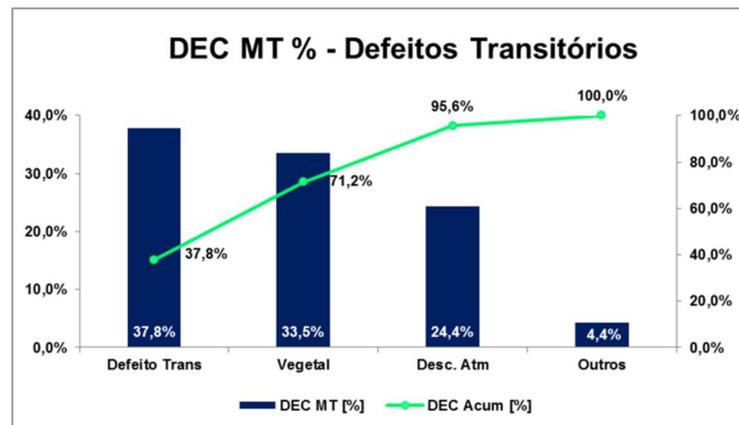
Na AES Sul a causa dita transitória pode ser classificada basicamente em 6 tipos: defeito transitório, descarga atmosférica, vegetal, jogos de bola, pássaros na rede e ninhos. A Figura 7 apresenta o gráfico de Pareto com as 3 causas mais impactantes no DEC Global da AES Sul. Para o estudo, a interpretação abordada é que estas 3 causas se fundem em uma única grande causa.

Figura 6 - Contribuição do DEC s/expurgo nos anos de 2013 e 2014.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 7 - Gráfico de Pareto com as causas transitórias que impactam no DEC da AES Sul.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Os dados acumulados das três principais causas demonstradas no gráfico de Pareto representam em média 17 mil interrupções anuais em chaves fusíveis em redes de média tensão, já eliminados os dados referentes aos dias críticos. Desta forma o escopo final fica limitado a trabalhar nas interrupções transitórias em redes de média tensão, ocorridas em dias normais, onde não existem interferências externas (condições climáticas desfavoráveis).

3.2. Fase de Medição (*Measure*)

Durante a fase de medição buscou-se identificar quais os dados relevantes para análise do problema de modo que estes pudessem representar o mais fiel possível o volume de interrupções transitórias. Nesta fase também foi medido o nível sigma do processo através do índice de capacidade por atributos. A Figura 8 apresenta a matriz de cálculo e o nível sigma inicial de 2,13.

Figura 8 – Matriz para cálculo do nível Sigma através da capacidade por atributo.

apex
sempre empresa melhor, mais ágil, mais atida

Objetivo: $Y=f(X)$.

AES Brasil

Capabilidade de Atributo

Variável	Defeitos	Unidades	Oport	Total Oport	DPU	DPO	DPMO	Shift	Capabilidade Long Term	Sigma
<i>D</i>	<i>U</i>	<i>OP</i>	<i>TOP</i>	<i>DPU</i>	<i>DPO</i>	<i>DPMO</i>	<i>Shift</i>	<i>Z_{LT}</i>	<i>Z_{ST}</i>	
Y	4500	17000	1	17000	0,2647	0,264706	264706	1,5	0,63	2,13
								1,5		
								1,5		
								1,5		
								1,5		
								1,5		
								1,5		
								1,5		
								1,5		
Total	4500			17000		0,264706	264706	1,5	0,63	2,13

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Outro ponto importante para realização das análises desenvolvido durante a fase de medição é o macro fluxo do processo, onde de forma gráfica é possível visualizar as principais etapas da interrupção. A Figura 9 apresenta graficamente este macro fluxo do processo.

Figura 9 – Macro fluxo do processo envolvendo a interrupção transitória.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

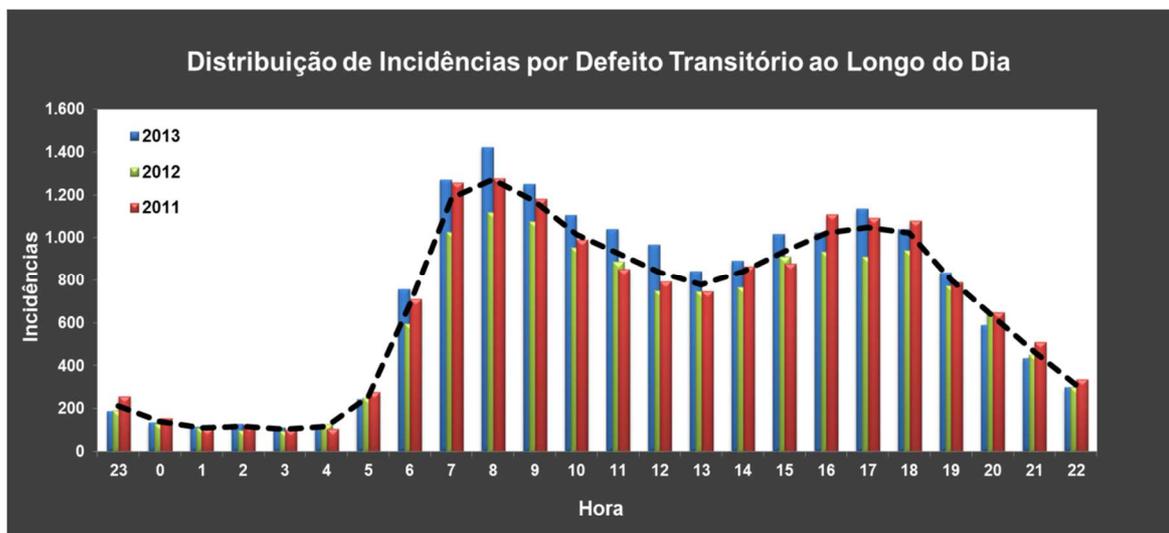
Para análise dos dados, estes foram organizados em diferentes cenários, a fim de entender o comportamento das redes de média tensão na AES Sul, frente ao volume de interrupções transitórias.

Os cenários estudados foram estruturados através da distribuição das interrupções por hora, sendo importante destacar neste ponto que o registro da hora inicial é obtido conforme a reclamação do cliente, não sofrendo interferência da

concessionária, demonstrando assim que os dados utilizados não possuem nenhuma manipulação ou vício. A Figura 10 apresenta a distribuição das interrupções transitórias durante os anos de 2011, 2012 e 2013, não sendo considerados os dias críticos, uma vez que isto poderia distorcer a análise.

Ao observar o gráfico da Figura 10, percebe-se que a distribuição das interrupções transitórias segue um mesmo padrão de comportamento quando agrupadas por hora. Após uma primeira avaliação dos dados de interrupções transitórias por hora, agrupadas em amostras anuais, abriu-se também os dados em diferentes períodos do ano, a fim de investigar o comportamento do sistema frente a diferentes características de carga e temperatura ambiente.

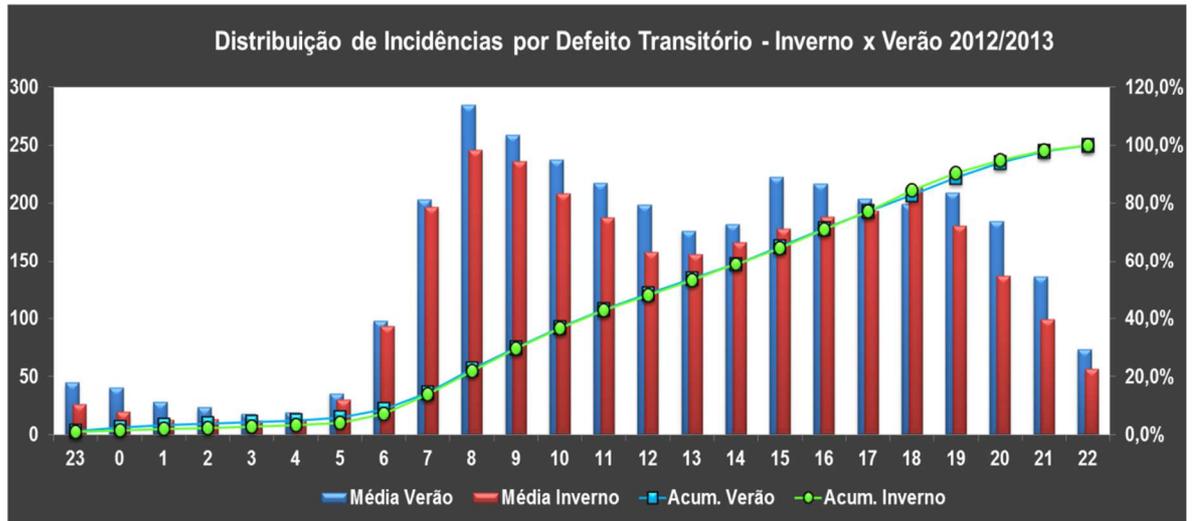
Figura 10 – Distribuição das interrupções transitórias em redes de média tensão.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

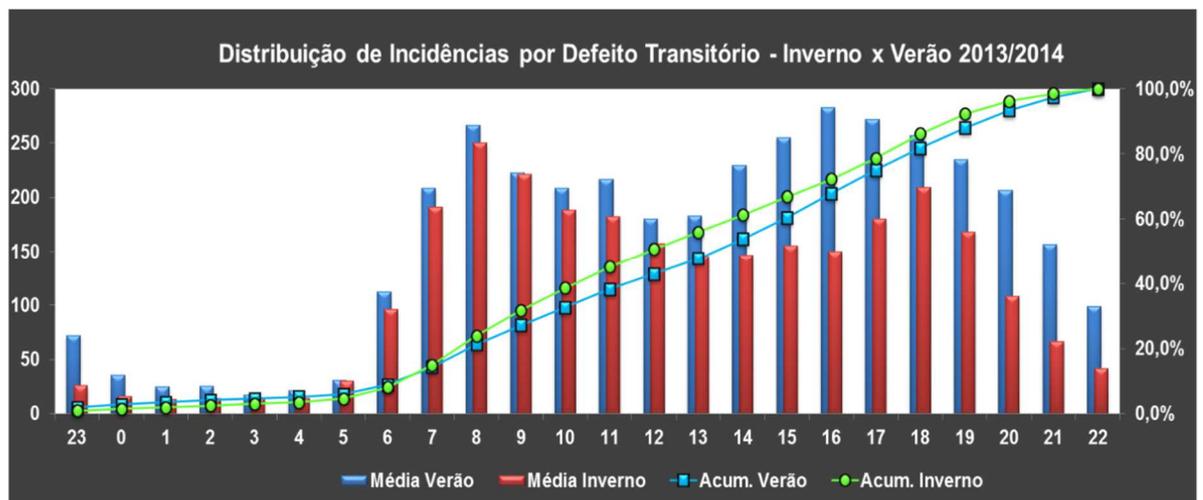
As Figuras 11 e 12 apresentam os dados para dois diferentes períodos do ano, sendo apresentados dados para o verão (novembro até fevereiro) e dados para o inverno (março até outubro). As Figuras 11 e 12 também apresentam o acumulado das interrupções ao longo das 24h, onde se percebe que mesmo em anos diferentes e períodos diferentes, o comportamento natural do sistema se mantém. Também é possível perceber pela Figura 12 que houve aumento significativo de interrupções transitórias no período da tarde, justificado pelas altas temperaturas registradas no estado do Rio Grande do Sul no último verão (2013/2014).

Figura 11 - Interrupções transitórias durante o inverno 2012 versus verão 2012/2013.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 12 - Interrupções transitórias durante o inverno 2012 versus verão 2013/2014.



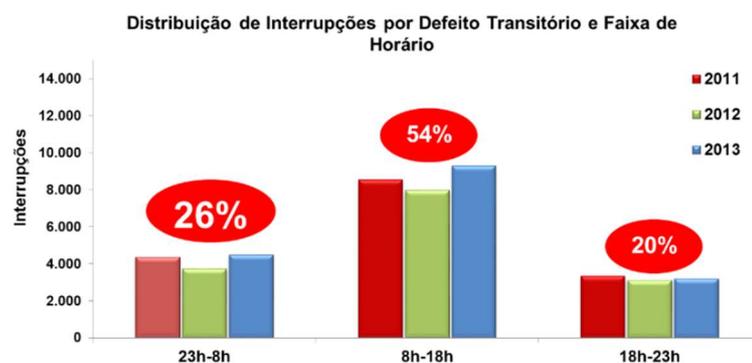
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

3.3. Fase de Análise (*Analyse*)

Ao analisar os dados estratificados por hora e por períodos do ano, percebeu-se que as características de variação se mantêm iguais, sendo diferente somente a amplitude da quantidade de interrupções. Este comportamento do sistema frente às interrupções transitórias demonstra que nos últimos anos, a distribuição das interrupções transitórias ao longo do dia distribuiu-se de forma equivalente entre os anos. Quando comparados os últimos anos, após uma avaliação estritamente numérica, é possível perceber uma característica semelhante no comportamento do

sistema. A Figura 13 apresenta o resumo dos dados compilados para os anos de 2011 até 2013.

Figura 13 - Dados compilados das interrupções transitórias em média tensão.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Apesar dos dados apresentados no gráfico da Figura 13 indicarem forte tendência de similaridade no comportamento do sistema durante período da madrugada, os dados foram abertos para cada subestação existente na área de concessão da AES Sul. Com base nos dados levantados para 71 subestações foi observado o período da madrugada (intervalo entre 23h e 8h, a fim de investigar o comportamento para com diferentes sistemas de média tensão), sendo possível perceber que as diferentes subestações possuem comportamentos similares quando observado os percentuais de falhas transitórias acumulados por faixa de hora.

A Tabela 1 apresenta os dados referentes ao ano de 2013, acumulados por hora e por subestação. Na tabela são apresentadas algumas subestações, porém foram avaliadas todas as subestações das AES Sul, a fim de identificar o padrão de comportamento.

Tabela 1 - Amostra dos dados utilizados para testar a normalidade do comportamento da rede de média tensão.

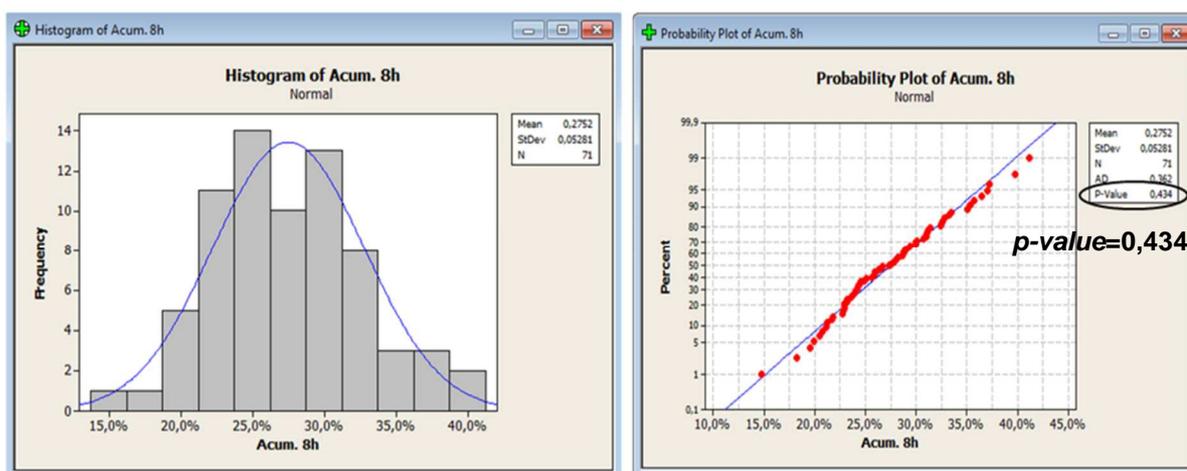
Subestação / Hora	PERCENTUAL DE FALHAS TRANSITÓRIAS ACUMULADO POR HORA - 2013																							
	23	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
ALEGRETE 4	1,2%	1,7%	2,2%	2,6%	3,1%	3,3%	4,2%	7,9%	16,8%	25,1%	32,1%	38,3%	44,7%	51,5%	56,1%	61,2%	66,6%	74,5%	81,0%	87,3%	92,5%	95,7%	98,4%	100,0%
ALEGRETE 3	1,4%	1,4%	2,8%	3,4%	3,4%	3,4%	4,1%	6,2%	17,2%	29,0%	35,2%	43,4%	49,0%	53,8%	57,2%	60,0%	66,2%	69,0%	77,2%	84,1%	90,3%	94,5%	97,9%	100,0%
CAMPO BOM	1,7%	3,4%	8,6%	10,3%	13,8%	15,5%	17,2%	20,7%	24,1%	25,9%	31,0%	32,8%	39,7%	44,8%	46,6%	48,3%	62,1%	74,1%	82,8%	86,2%	94,8%	98,3%	100,0%	100,0%
CANOAS 1	8,6%	9,7%	10,8%	11,8%	11,8%	12,9%	14,0%	18,3%	19,4%	30,1%	37,6%	41,9%	44,1%	48,4%	54,8%	59,1%	63,4%	71,0%	78,5%	84,9%	93,5%	96,8%	97,8%	100,0%
CANUDOS	0,0%	1,8%	3,6%	3,6%	3,6%	5,4%	8,9%	14,3%	16,1%	23,2%	26,8%	30,4%	33,9%	41,1%	51,8%	55,4%	60,7%	62,5%	71,4%	80,4%	87,5%	96,4%	100,0%	100,0%
DOIS IRMAOS	1,8%	3,0%	4,9%	5,5%	6,4%	8,8%	14,9%	21,0%	28,0%	35,1%	40,9%	46,6%	54,3%	57,0%	61,3%	64,6%	68,9%	75,0%	81,1%	85,4%	91,5%	95,4%	98,5%	100,0%
ENCANTADO	1,5%	1,7%	2,4%	3,6%	4,4%	5,6%	9,0%	18,2%	24,8%	32,6%	39,2%	46,0%	52,6%	58,4%	60,3%	64,5%	69,8%	74,2%	80,0%	85,6%	90,5%	94,9%	97,3%	100,0%
ESTANCIA VELHA	2,9%	6,8%	6,8%	7,8%	7,8%	7,8%	12,6%	21,4%	27,2%	39,8%	44,7%	51,5%	57,3%	61,2%	66,0%	68,9%	74,8%	78,6%	82,5%	86,4%	90,3%	92,2%	96,1%	100,0%
ESTRELA 2	1,7%	2,3%	4,3%	7,2%	8,7%	9,6%	12,2%	18,8%	25,8%	32,5%	40,9%	46,4%	53,9%	58,6%	63,8%	67,5%	71,9%	78,6%	84,3%	90,7%	93,6%	96,2%	97,7%	100,0%
LIVRAMENTO 2	0,5%	1,1%	1,4%	1,6%	2,3%	2,7%	2,9%	5,4%	11,7%	23,6%	30,9%	37,2%	41,9%	50,0%	56,3%	62,6%	68,7%	73,9%	80,6%	85,4%	91,9%	95,3%	98,0%	100,0%
ALEGRETE 5	0,0%	2,2%	2,2%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	6,5%	15,2%	22,8%	29,3%	38,0%	42,4%	48,9%	58,7%	64,1%	68,5%	76,1%	84,8%	89,1%	93,5%	95,7%	100,0%	100,0%
MONTENEGRO	1,4%	2,3%	3,2%	5,2%	5,8%	7,2%	10,1%	15,6%	23,1%	30,0%	35,7%	40,6%	47,3%	52,4%	58,2%	63,4%	67,4%	74,1%	84,1%	90,5%	93,4%	97,4%	98,0%	100,0%
QUARAI	2,7%	3,1%	3,1%	3,1%	3,5%	3,5%	6,2%	11,1%	16,4%	24,3%	30,1%	38,9%	46,5%	52,7%	58,4%	65,0%	70,4%	76,1%	82,7%	87,2%	89,8%	94,2%	97,3%	100,0%
RIO PARDO	1,0%	1,4%	3,8%	3,8%	3,8%	4,3%	5,2%	8,1%	16,7%	20,5%	31,4%	37,6%	42,9%	49,5%	55,7%	60,5%	66,2%	70,5%	76,7%	87,1%	91,0%	97,1%	100,0%	100,0%
ROSARIO DO SUL	0,3%	1,3%	1,7%	2,5%	2,7%	3,3%	3,8%	9,1%	18,7%	28,8%	36,5%	43,3%	49,4%	56,1%	60,8%	65,2%	71,2%	74,2%	79,4%	86,6%	92,1%	95,7%	98,9%	100,0%
SANTA CRUZ 1	0,7%	2,8%	4,2%	5,6%	6,3%	7,0%	10,5%	15,4%	23,8%	32,9%	39,9%	49,7%	56,6%	60,8%	63,6%	64,3%	68,5%	75,5%	81,8%	88,1%	92,3%	95,1%	97,2%	100,0%

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Apesar de visualmente ser possível identificar certos padrões, estatisticamente não é possível afirmar tomar conclusões sem antes submeter os dados a testes estatísticos. Em função do propósito principal ser a redução da quantidade de interrupções transitórias sem causar transtornos aos clientes, optou-se por trabalhar nos eventos que ocorrem durante a madrugada (23h às 8h). Após definido o escopo da oportunidade, os dados de 2013 das 71 subestações acumulados entre 23h e 8h foram submetidos ao teste de normalidade, com o intuito de confirmar que independentemente da subestação, a rede de distribuição da AES Sul possui o mesmo comportamento natural para com defeitos transitórios em chaves fusíveis, quando observado um período anual de dados. Saliendo ainda que estes dados não são poluídos por dias críticos (dias de temporais onde o volume de interrupções cresce consideravelmente).

A Figura 14 apresenta o histograma dos dados e os resultados do teste de normalidade feitos no *software* Minitab onde o *p-value* é maior que 0,05. Isto significa dizer que com 5% de significância, os dados observados apresentam comportamento de uma distribuição normal. De um outro prisma podemos afirmar que com 95% e confiança os dados apresentam comportamento de uma distribuição normal. O *p-value* é o nível descritivo do teste de hipótese realizado para testar a normalidade dos dados, caso *p-value* seja menor que o nível de significância (normalmente 1% ou 5%) rejeita-se a hipótese nula, neste caso de que os dados são normais. Para os casos onde *p-value* seja maior que o nível de significância, aceita-se a hipótese nula como sendo verdadeira. (MONTGOMERY; RUNGER, 2003).

Figura 14 - Histograma e teste de normalidade via software Minitab.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Em relação ao teste de normalidade, é importante destacar que, a fim de garantir uma correta interpretação dos resultados, o teste de normalidade foi extrapolado para os dados referente aos anos de 2011, 2012 e 2014, sendo que, em todos os testes os dados apresentam normalidade. A correta interpretação deste resultado é de extrema importância para possíveis ações, neste caso, é possível afirmar que independentemente da subestação, o sistema em questão apresentará ao longo de um ano, aproximadamente 27% das interrupções transitórias em chaves fusíveis no intervalo das 23h até às 8h, com desvio padrão de mais ou menos 5,2%. Esta confirmação nos permite ter certeza de que, uma ação direcionada para este período pode gerar resultados positivos e de extrema relevância, ao longo de um ano e ao longo do período de concessão da referida distribuidora de energia.

4. APLICAÇÃO PRÁTICA E RESULTADOS

Conforme resultados apresentados no item anterior, onde se espera aproximadamente 27% das falhas transitórias no período da madrugada, buscou-se trabalhar de forma a conter tais falhas ou contornar tais problemas. Como objetivo de um projeto Seis Sigma, onde busca-se maximizar os ganhos da organização com o menor custo possível, este trabalho identificou nos religadores microprocessados já instalados nas redes da AES Sul uma oportunidade de melhoria na filosofia de operação do sistema.

4.1. Fase de Melhoria (*Improvement*)

É sabido por especialistas em proteção que a utilização de curva rápida em religadores, a qual tem por objetivo evitar que os defeitos transitórios queimem os elos fusíveis das chaves, quase sempre acaba em reclamações por parte dos clientes, uma vez que as constantes batidas do equipamento durante o período que os clientes utilizam a energia pode gerar incômodo e má percepção por parte dos clientes.

Diante da dificuldade de utilizar este recurso disponível nos religadores microprocessados que este trabalho realizou um *Benchmarking* com algumas das principais distribuidoras do Brasil, de modo a verificar as melhores práticas adotadas por tais empresas na parametrização dos religadores de distribuição. O foco da

consulta foi direcionado para utilização dos religadores em redes de distribuição, utilização em zonas urbanas e rurais e quais recursos diferentes dos adotados pela AES Sul são utilizados. O quadro da Figura 15 apresenta o resumo da pesquisa.

Figura 15 – Resumo do Benchmarking realizado com distribuidoras brasileiras.



Empresa	RLs RD	Zona Urbana	Zona Rural	Utiliza Algum Recurso Diferente da AES Sul?
 AES Sul <small>Uma Empresa AES Brasil</small>	Sim	Sim	Sim	-----
 Energisa	Sim	Sim	Sim	Proteção Rápida (Somente em temporal)
 RGE <small>Uma empresa CPFL Energia</small>	Sim	Sim	Sim	Não
 CEEE	Sim	Sim	Sim	Não
 Celasc	Sim	Sim	Sim	Não
 AES Eletropaulo <small>Uma Empresa AES Brasil</small>	Sim	Sim	Sim	Não

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Após analisar os dados obtidos pelo Benchmarking percebe-se que existe uma oportunidade de melhoria através da proteção rápida dos religadores telecomandados e que outras empresas já tiveram problemas com a utilização de tal método de proteção. A partir do relato da empresa Energisa que utiliza as proteções rápidas em religadores somente durante ocorrência de condições climáticas desfavoráveis (temporais), surgiu a proposta de utilizar configurações de proteção personalizadas.

A ideia é personalizar o sistema de proteção para diferentes períodos do dia, períodos do ano e diferentes regiões, explorando as oportunidades existentes no período da madrugada. O período da madrugada como visto no item 3.3 representa 27% das interrupções transitórias ao longo de um ano, período este também onde a distribuidora possui a menos capacidade de atendimento (equipes de eletricitas em campo) para restabelecimento do fornecimento de energia. A

Figura 16 apresenta o impacto das interrupções ocorridas no período entre 23h e 8h.

A personalização do sistema de proteção em religadores microprocessados somente é viável devido a estes equipamentos possuírem controles inteligentes e comandos remotos, o que permite controlá-los em tempo real. A implementação de lógicas inteligentes dentro do equipamento permite alterar o comportamento das redes de distribuição no período selecionado (neste caso entre 23h e 8h). A lógica apresentada na Figura 17 faz com que o equipamento altere sua filosofia de operação automaticamente às 23h de cada dia, retornando a operação normal às 8h

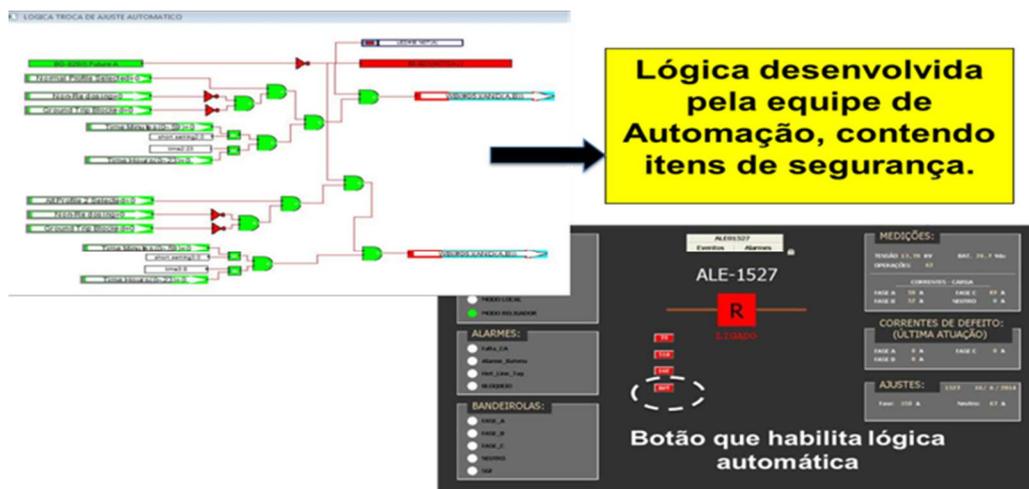
de cada dia. Esta lógica também garante critérios de segurança a fim de manter a segurança do sistema de distribuição e das pessoas que nele interagem.

Figura 16 – Impacto das interrupções transitórias que ocorrem no período da madrugada.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

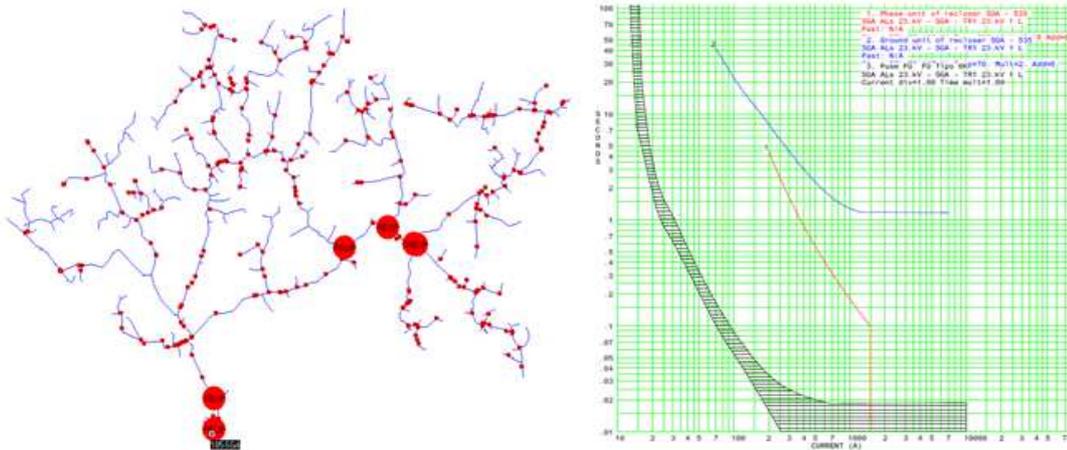
Figura 17 – Lógica elaborada e implementado nos religadores microprocessados.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Ao ser utilizada a lógica de proteção personalizada durante o período das 23h até às 8h o sistema terá seu comportamento similar a retirada de todas as chaves fusíveis existentes a frente do referido religador. A Figura 18 apresenta o comportamento do sistema de distribuição frente a filosofia de operação clássica, onde as curvas do religador são posicionadas acima das curvas dos fusíveis, mantendo o sistema seletivo. Esta filosofia é mantida no período das 8h até às 23h, período onde grande parte dos clientes utiliza a energia elétrica e não é interessante a existência de pequenas oscilações.

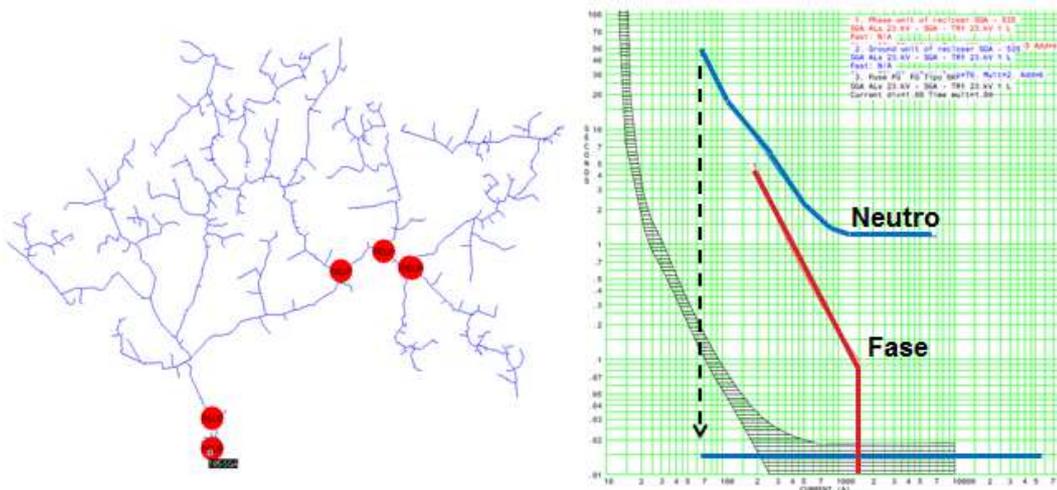
Figura 18 - Filosofia clássica de proteção com religadores e chaves fusíveis.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A Figura 19 apresenta o comportamento do sistema de distribuição frente a filosofia de operação personalizada utilizada no período da madrugada, onde é posicionada uma curva instantânea (muito rápida) de neutro abaixo dos elos fusíveis, passando o sistema a operar de forma coordenada e não mais seletiva. Destaca-se que a operação da curva instantânea de neutro somente atuará para a primeira interrupção, voltando a curva temporizada logo após o primeiro religamento do equipamento. No caso de realmente existir um defeito na rede, após o primeiro religamento o elo fusível queimará, interrompendo a falta corretamente. Caso o defeito tenha sido sanado pelo religamento do religador, após 60 segundos a curva temporizada volta a ser instantânea.

Figura 19 - Filosofia de proteção proposta com religadores e chaves fusíveis.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Para colocar em prática a proposta do sistema de proteção personalizado nos 1.300 equipamentos existentes nas redes da AES Sul, optou-se por primeiro realizar um teste piloto em duas regiões onde a ocorrência de defeitos transitórios na rede de média tensão é elevada. As regiões selecionadas foram as cidades de São Gabriel na região Central do estado do Rio Grande do Sul e Dois Irmãos na região Metropolitana.

Estas duas regiões representam mais de 110 mil habitantes, atendidos por 11 alimentadores de média tensão e com 13 religadores microprocessados ao longo das redes. O período do piloto compreendeu-se entre 22/4/14 e 23/6/14, sendo que para adequações dos equipamentos em campo não foram necessários recursos financeiros, uma vez que os trabalhos foram feitos com recursos próprios da empresa.

A Figura 20 apresenta a instalação de um religador microprocessado com estrutura padrão adotada pela AES Sul, equipamento este que recebe a filosofia de proteção personalizada. Os 13 religadores utilizados no projeto piloto possuem as mesmas características e o mesmo padrão de instalação.

Figura 20 – Religador microprocessado devidamente instalado em campo.

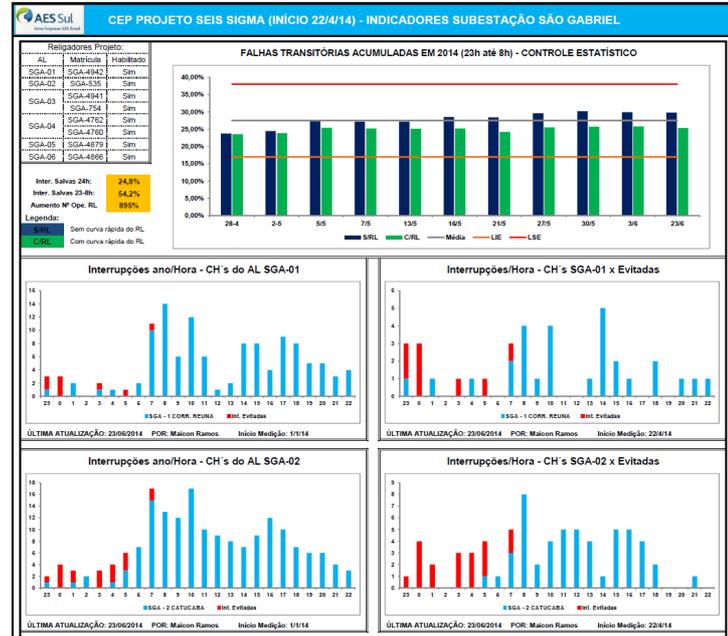


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

4.2. Fase de Controle (*Control*)

Após iniciar o projeto piloto nas duas regiões selecionadas, os 13 religadores ajustados para operar de forma inteligente foram monitorados e controlados durante os 2 meses de projeto. O controle foi feito através de um controle estatístico de processo (CEP) onde foi possível monitorar os equipamentos que mais eliminaram as interrupções transitórias e o montante geral de interrupções evitadas.

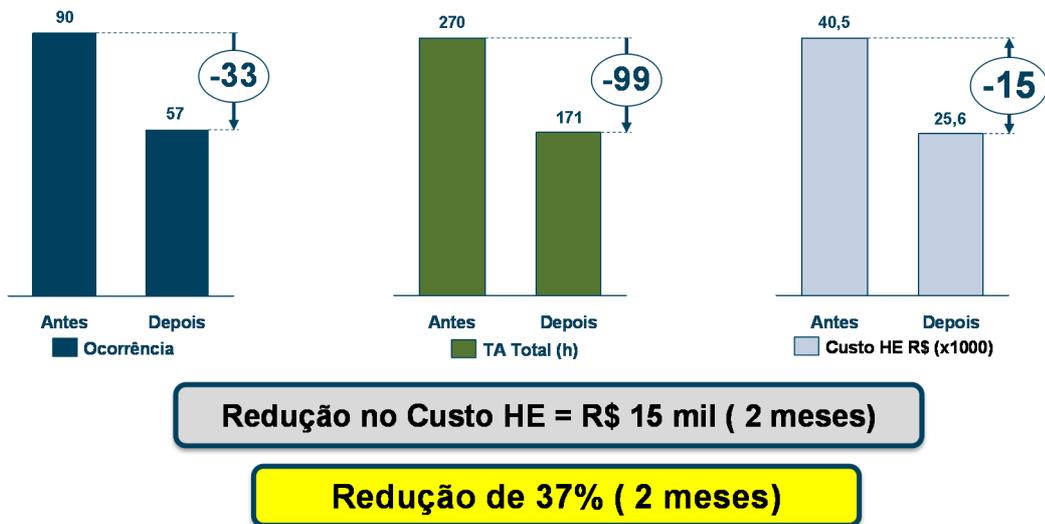
Figura 21 – Controle estatístico de processo usado para acompanhamento do projeto piloto.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Durante os 2 meses de piloto não foram registradas anomalias nos equipamentos testados, assim também como nenhuma reclamação por parte dos clientes devido ao aumento de pequenas interrupções no período da madrugada. Ao término do projeto piloto percebeu-se que o resultado obtido na região de São Gabriel foi superior aos 30% de redução esperados na fase de definição. A Figura 22 apresenta um resumo dos ganhos obtidos com a redução de interrupções, tempo de atendimento (TA) e custo com horas extras.

Figura 22 – Resumo dos ganhos obtidos pelo projeto piloto para região de São Gabriel.

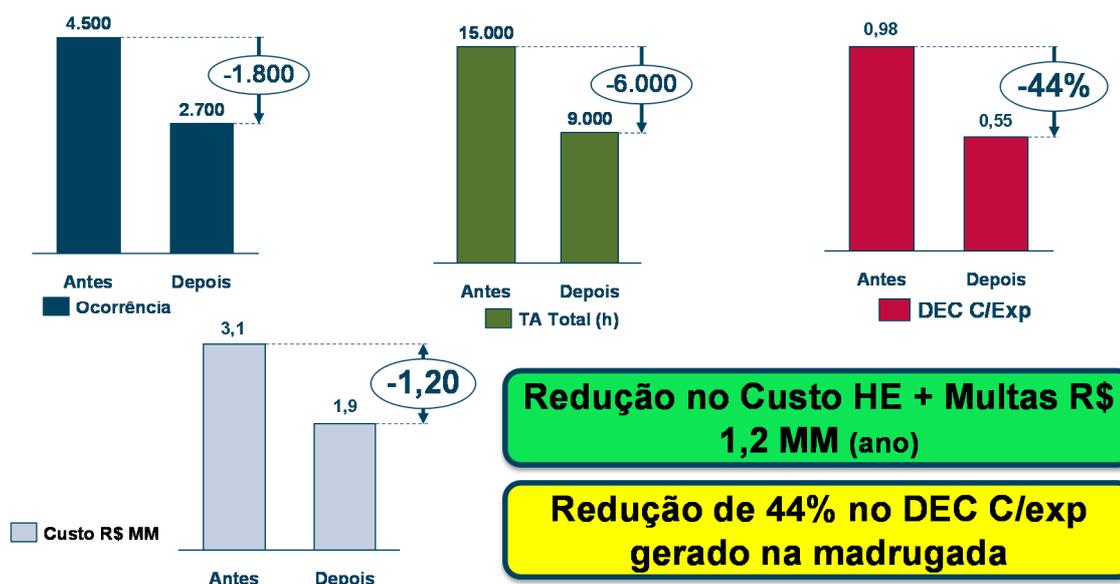


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

4.3. Resultados Finais

Ao validar o projeto piloto e confirmar o potencial da ideia de se operar o sistema de distribuição com uma metodologia de proteção personalizada, demonstrado através dos ganhos apresentados pela Figura 22, a metodologia foi extrapolada para toda área de concessão da AES Sul, deixando de fora somente a região onde predomina o levante hidráulico para irrigação de lavouras. No geral foram ajustados 300 religadores de modo que todos estes de forma automática alteram seu modo de funcionamento às 23h. Todas as mudanças são reportadas ao Centro de Operação para controle e acompanhamento. Como projetado, às 8h o sistema retorna a configuração de origem, sendo também reportado ao Centro. A Figura 23 apresenta os resultados obtidos ao implementar a filosofia de proteção proposta nos 300 religadores selecionados através da análise do especialista da proteção.

Figura 23 - Resumo dos ganhos obtidos, ao aplicar o projeto em toda a AES Sul.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Um ponto importante a ser esclarecido no ganho de 44% na redução do DEC, é que este refere-se aos 37% de redução das interrupções transitórias mais o aumento da disponibilidade das equipes de atendimento que ao não precisar atender as ocorrências da madrugada estavam disponíveis para atender as novas ocorrências. A diferença de 7% de ganho no DEC global da empresa pode ser atribuída ao aumento da disponibilidade das equipes.

5. CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou um estudo desenvolvido através da metodologia Seis Sigma, a qual se propôs reduzir as interrupções transitórias através de mudanças na filosofia de proteção, adotando ajustes personalizados nos religadores microprocessados. Foi possível perceber ao longo do trabalho a importância de analisar os dados de forma estatística e de forma detalhada, a fim de identificar as verdadeiras causas dos problemas e o comportamento do sistema. Os resultados obtidos ao término do projeto são bastante satisfatórios, atendendo de forma adequada aquilo que foi proposto.

A redução anual de R\$ 1,2 milhão demonstra o excelente resultado financeiro alcançado sem a necessidade de investimentos, sendo o resultado alcançado através dos recursos já existentes na rede de distribuição da AES Sul. É importante também destacar o aprendizado ao longo do projeto na busca pela melhoria contínua na operação do sistema elétrico, destaca-se que através do trabalho organizado e bem definido foi possível explorar recursos que antes não estavam sendo utilizados, porém disponíveis a bastante tempo. Ainda dentro das tecnologias disponíveis, é possível expandir a adequação desta filosofia de proteção personalizada através dos relés das subestações, porém este ainda não foi testado neste trabalho, ficando como uma oportunidade a ser explorada com o passar do tempo.

Outro ponto a ser destacado é o potencial da metodologia Seis Sigma na melhoria de processos, apesar de pouco difundida dentro do setor elétrico, o potencial do método fica evidenciado quando observado os dados levantados neste trabalho e as conclusões que foram possíveis de se obter. A aplicação da metodologia é muito poderosa para organização das ideias e identificação das melhores oportunidades de atuação, de modo a trazer sempre os melhores resultados para o negócio em questão.

Por fim e não menos importante, fica evidenciado a necessidade de se explorar melhor as tecnologias já existentes nos equipamentos instalados nas redes de distribuição. Tais tecnologias podem à primeira vista parecer inúteis ou até mesmo arriscadas de se utilizar, porém, com boas análises e estudos aprofundados, além é claro de um bom Benchmarking, é possível tirar o máximo de equipamentos já existentes e pagos pelas distribuidoras.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Procedimentos da distribuição - PRODIST. Módulo 8 – Qualidade de Energia, revisão 4, Fev., 2012.
- MONTGOMERY, D, C.; RUNGER, G, C. Applied Statistics and Probability for Engineers. New York, USA: John Wiley e Sons, Inc, 3ª ed. 2003. 703p.
- CAMARGO, C. de B. Gerenciamento pelo lado da demanda: Metodologia para identificação do potencial de conservação de energia elétrica de consumidores residenciais. 1996. Tese (Doutorado em Engenharia da Produção) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Produção, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 1996.
- COMASSETTO, L. Algoritmos Heurísticos de Otimização da Proteção e Manobra em Redes de Distribuição de Energia. Tese de Doutorado – Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2008.
- MAMEDE, J, F. Manual de equipamentos elétricos. 3. ed. Rio de Janeiro, RJ: LTC, 2005.
- MAMEDE FILHO, J.; MAMEDE, D. R. Proteção de Sistemas Elétricos de Potência. Rio de Janeiro, RJ: LTC, 2011. 605p.
- PANDE, P, S.; NEUMAN, R, P.; CAVANAGH, R, R. The Six Sigma Way. McGraw-Hill; 1ª ed. 2000. 448p.
- PYZDEK, T.; KELLER, P. Seis Sigma “Guia do Profissional”. Rio de Janeiro, RJ: Alta Books, 3ª ed. 2011. 560p.
- RAMOS, M.; RAVANELLO, H.; SARAIVA, D, P. Estudo de Topologia de Redes de Média Tensão com foco em desempenho de Indicadores de Continuidade. Em: SENDI 2014 XXI Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica. Santos, SP, 2014.