

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Júlia Rambo Hammarstron

**INSTALAÇÃO DE MEDIDORES INTELIGENTES: UMA ANÁLISE DE
CONFIABILIDADE NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA**

Santa Maria, RS
2016

Júlia Rambo Hammarstron

**INSTALAÇÃO DE MEDIDORES INTELIGENTES: UMA ANÁLISE DE
CONFIABILIDADE NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA**

Dissertação apresentada ao Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção do título de **Mestra em Engenharia Elétrica**.

Orientadora: Prof^a Dr^a. Alzenira da Rosa Abaide

Santa Maria, RS
2016

Ficha catalográfica elaborada através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Central da UFSM, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Hammarstron, Júlia Rambo
INSTALAÇÃO DE MEDIDORES INTELIGENTES: UMA ANÁLISE DE
CONFIABILIDADE NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA /
Júlia Rambo Hammarstron.- 2016.
92 p.; 30 cm

Orientadora: Alzenira da Rosa Abaide
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, RS, 2016

1. Redes Elétricas Inteligentes 2. Medidores
Inteligentes 3. Confiabilidade de Sistemas de
Distribuição 4. Método de Monte Carlo 5. Sistema de
Distribuição de Energia I. Abaide, Alzenira da Rosa II.
Título.

© 2016

Todos os direitos autorais reservados a Júlia Rambo Hammarstron. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante citação da fonte.

E-mail: jullia.rambo@hotmail.com

Júlia Rambo Hammarstron

**INSTALAÇÃO DE MEDIDORES INTELIGENTES: UMA ANÁLISE DE
CONFIABILIDADE NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA**

Dissertação apresentada ao Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção do título de **Mestra em Engenharia Elétrica**.

Aprovado em 26 de Agosto de 2016:



Alzenira da Rosa Abaide, Dra. (UFSM)
(Presidente/Orientadora)



Luciane Neves Canha, Dra. (UFSM)



José Wagner Maciel Kaehfer, Dr. (UNIPAMPA)

À minha mãe, Elisa, minha
maior incentivadora.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos que de alguma forma contribuíram para o meu crescimento ao longo desses dois anos. Em especial, agradeço:

A minha orientadora, Prof^a. Dr^a. Alzenira da Rosa Abaide, pela confiança, orientação, apoio e ombro amigo, e principalmente por todo o conhecimento que me foi repassado e que proporcionou meu crescimento quanto pessoa e profissional.

Aos colegas do Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência – CEESP, pelas contribuições e pela amizade.

Aos meus pais, Fernando e Elisa, e minha irmã, Jordana, por todo apoio, carinho e paciência, mas principalmente pelo incentivo que me deram e continuam me dando diariamente.

Ao meu melhor amigo e parceiro, Jefferson, pela compreensão, paciência, apoio, críticas e principalmente pelo amor, parte fundamental na minha caminhada.

Aos meus amigos, pelo apoio e por dividirem comigo as alegrias, tristezas e angústias dos últimos dois anos.

Aos professores e funcionários da UFSM, em especial do PPGEE, pela oportunidade e pelos ensinamentos que colaboraram com a concretização desse sonho.

A CAPES, pela bolsa de estudo que oportunizou que eu me dedicasse integralmente ao Mestrado.

A todos meu muito obrigada!

“Se o dinheiro for a sua esperança de independência, você jamais a terá. A única segurança verdadeira consiste numa reserva de sabedoria, de experiência e de competência”.

(Henry Ford)

RESUMO

INSTALAÇÃO DE MEDIDORES INTELIGENTES: UMA ANÁLISE DE CONFIABILIDADE NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

AUTORA: Júlia Rambo Hammarstron

ORIENTADORA: Prof^a Dr^a Alzenira da Rosa Abaide

Interrupções de energia podem ocasionar grandes prejuízos aos consumidores, especialmente para o comércio e indústria. Por isso, torna-se importante que as concessionárias realizem o atendimento as ocorrências emergenciais de forma mais rápida possível. Nesse contexto, é realizada a avaliação da redução do tempo de atendimento as ocorrências emergenciais através da troca de medidores convencionais por medidores inteligentes. Esses medidores proporcionam a informação instantânea das condições da rede de distribuição, inclusive no que se refere a interrupções de energia. Através dos novos medidores, a concessionária é informada imediatamente sobre a falta de energia, obtendo através disso a localização exata do defeito ocorrido na rede de baixa tensão (BT). Portanto, a troca de medidores proporciona a redução do tempo de localização do defeito, com conseqüente redução do tempo de atendimento às ocorrências, cujos valores são fiscalizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Como conseqüência dessa redução, tem-se a redução do indicador de continuidade individual - Duração Individual por Unidade Consumidora (DIC) - e coletivo - Duração Equivalente por Unidade Consumidora (DEC) – ambos limitados pela ANEEL. Além disso, ocorre redução da Energia Não Distribuída (END). Este trabalho realiza a análise de redução de DEC e END em uma Concessionária de Distribuição de Energia Elétrica do interior do Rio Grande do Sul, através de cenários de trocas de medidores definidos pelo Método de Monte Carlo (MMC). Os resultados demonstram que há redução de DEC e END, mas que possivelmente o local onde foi realizada a pesquisa colaborou para que essa redução não fosse tão significativa.

Palavras-Chave: Confiabilidade; Medidores Inteligentes; Método de Monte Carlo; Sistema de Distribuição.

ABSTRACT

INSTALLATION OF SMART METERS: AN ANALYSIS OF RELIABILITY IN DISTRIBUTION SYSTEM

AUTHOR: Júlia Rambo Hammarstron
ADVISOR: Prof^a Dr^a Alzenira da Rosa Abaide

Power outages can cause great harm to consumers, especially for commerce and industry. Therefore, it is important that the utilities attend the emergency occurrences as fast as possible. In this context, it is done an avaluation of the reduction of the time of the emergency occurrences after the exchange of conventional meters for smart meters. These meters provide instant information of the conditions of the distribution network, including the outages. The utility is immediately informed about the outage of energy, getting through this the exact location of the defect. Therefore, the exchange of the meters provides a reduction of the fault location time, with consequent reduction of the time of attendance of occurrences, whose values are monitored by the brazilian Electric Agency. As a consequence of this reduction, there is a reduction of individual continuity index "Customer Average Interruption Duration Index" (CAIDI), equivalent index "System Average Interruption Duration Index" (SAIDI) and "Expected Energy Not Supplied" (EENS). This paper analyze the reduction of SAIDI and EENS in a distributor of Brazil, using scenarios of exchange of meters defined by Monte Carlo Method (MCM). The results demonstrate a reduction in SAIDI and EENS, but possibly the location where the search was conducted contributed to this reduction was not as significant as expected.

Keywords: Distribution System; Monte Carlo Method; Reliability; Smart Meters.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1- Modelo Conceitual de REI	19
Figura 2.2 - Tecnologias atreladas ao planejamento das REIs	20
Figura 2.3 - Níveis de comunicação de uma REI	21
Figura 2.4 – Localização de projetos do Programa de Demonstração de Smart Grid nos EUA	23
Figura 2.5 - Localização de projetos do Programa de Concessão de Investimentos em Smart Grid nos EUA.....	24
Figura 2.6 - Localização de Projetos-Piloto no Brasil	27
Figura 2.7 - Esquema dos medidores convencionais e inteligentes.....	29
Figura 3.1 - Evolução dos indicadores DEC e FEC no Brasil.....	41
Figura 4.1 - Metodologia proposta.....	44

LISTA DE QUADROS

Quadro 4.1 – Informações contidas no arquivo de interrupções	45
Quadro 4.2 – Classificação das causas de interrupções segundo a ANEEL	46

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 - Redução de consumo na ponta caso houvesse desconto no período fora de ponta	49
Tabela 4.2 - Exemplo de frequência absoluta e acumulada.....	51
Tabela 5.1 - DEC mensal calculado para o cenário original.....	57
Tabela 5.2 - DEC anual do cenário original e DEC limite estipulado pela ANEEL	58
Tabela 5.3 - Energia Não Distribuída e seu custo no período de estudo, para o cenário original	59
Tabela 5.4 - END anual do cenário original.....	60
Tabela 5.5 - DEC mensal obtido após realizadas as trocas parciais dos medidores	61
Tabela 5.6 - DEC anual do cenário parcial, original e DEC limite	62
Tabela 5.7 - Energia Não Distribuída e seu custo, calculados para o cenário parcial de trocas.....	63
Tabela 5.8 – Custo da Energia Não Distribuída nos cenários original e de trocas parciais, em R\$	64
Tabela 5.9 - Valores de DEC obtidos através da troca total de medidores	64
Tabela 5.10 - DEC anual dos cenários total, original e DEC limite.....	65
Tabela 5.11 - END obtida no cenário total de trocas de medidores	66
Tabela 5.12 - END perdida, em reais, durante o período de estudo, para o cenário original e o cenário de troca total	67
Tabela 5.13 - Análise dos cenários de trocas quanto a DEC e END.....	68

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AMI – *Advanced Metering Infrastructure*
AMM – *Advanced Meter Management*
AMR – *Advanced Meter Reading*
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
BT – Baixa Tensão
CCM – Centro de Controle de Medição
CGEE – Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
CO – Centro de Operação
DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC – Duração de Interrupção Individual por UC
DICRI – Duração de Interrupção em Dia Crítico
DMIC – Duração Máxima de Interrupção por UC
END – Energia Não Distribuída
FDDP – Funções de Densidade de Distribuição de Probabilidade
FEC – Frequência Equivalente de interrupção por Unidade Consumidora
FIC – Frequência de Interrupção Individual por UC
GD – Geração Distribuída
HAN – *Home Area Network*
IEA – *International Energy Agency*
IEEE – Instituto do Engenheiros Elétricos e Eletrônicos
LAN – *Local Area Network*
MDM – *Meter Data Management*
MMC – Método de Monte Carlo
MT – Média Tensão
P&D – Pesquisa e Desenvolvimento
PLC – *Power Line Communication*
PNIE – Percentual do número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia
PPH – Pesquisa de Posses e Hábitos
PROCEL – Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
ProDist – Procedimentos de Distribuição
RDSI – *Renewable and Distributed Systems Integration*
REI – Rede Elétrica Inteligente
RN – Resolução Normativa
SED – Sistema Elétrico de Distribuição
SEP – Sistema Especial de Proteção
TD – Tempo de Deslocamento
TE – Tempo de Execução
TMAE – Tempo Médio de Atendimento a Emergências
TMD – Tempo Médio de Deslocamento
TME – Tempo Médio de Execução
TMP – Tempo Médio de Preparação
TP – Tempo de Preparação
UC – Unidade Consumidora
WAN – *Wide Area Network*

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	15
1.1	CARACTERIZAÇÃO E JUSTIFICATIVA	16
1.2	OBJETIVOS	16
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	17
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	18
2.1	PANORAMA INTERNACIONAL.....	22
2.2	REDES INTELIGENTES NO BRASIL	25
2.3	ESTRUTURA AVANÇADA DE MEDIÇÃO	28
2.4	CONFIABILIDADE DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	30
2.5	MÉTODO DE SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO	34
2.6	RESUMO DO CAPÍTULO	35
3	QUALIDADE E CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	36
3.1	RESUMO DO CAPÍTULO	42
4	METODOLOGIA DE ANÁLISE DA CONFIABILIDADE DOS CENÁRIOS DE TROCAS DE MEDIDORES	43
4.1	DEFINIÇÃO DOS CENÁRIOS DE TROCAS DE MEDIDORES.....	48
4.2	APLICAÇÃO DO MÉTODO DE MONTE CARLO	50
4.3	ANÁLISE DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO.....	52
4.3.1	Cenário Original	52
4.3.2	Cenário de troca parcial.....	54
4.3.3	Cenário de troca total.....	56
4.4	RESUMO DO CAPÍTULO	56
5	ANÁLISE DE RESULTADOS.....	57
5.1	CENÁRIO ORIGINAL	57
5.2	CENÁRIO PARCIAL.....	61
5.3	CENÁRIO TOTAL	64
5.4	ANÁLISE FINAL	68
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	70
6.1	CONCLUSÕES	70
6.2	PROPOSTA DE TRABALHOS FUTUROS.....	71
6.3	TRABALHOS PUBLICADOS.....	71
	REFERÊNCIAS.....	73
	APÊNDICE A – PLANILHAS DE CÁLCULOS UTILIZADAS.....	78
	APÊNDICE B - ARTIGOS PUBLICADOS	85

1 INTRODUÇÃO

Redes Elétricas Inteligentes (REIs) são frequente alvo de discussões e congressos no mundo todo. Há uma necessidade crescente de modificação do sistema atual para o inteligente, principalmente pela possibilidade da inserção da Geração Distribuída (GD), dos sistemas de comunicação bidirecional, inserção de veículos elétricos, automação e medição inteligente da rede (BERNARDON et al, 2015).

Interrupções de energia acarretam prejuízos, em especial quando se trata de indústria e comércio, que perdem sua produção e vendas. Apesar de serem inevitáveis, pois é necessário que ocorram obras de expansão e manutenção, e também é preciso que os dispositivos de proteção atuem no caso de falha, as concessionárias estão sempre em busca de uma melhor continuidade do seu serviço, para que transtornos sejam minimizados, que o atendimento seja eficiente e ocorra com maior rapidez.

No Brasil, a continuidade do fornecimento é regulada e acompanhada através de indicadores de continuidade, que determinam o tempo e a frequência máxima de interrupções individuais e por conjunto de Unidades Consumidoras (UCs). Esses indicadores são considerados mensal, trimestral e anualmente, e, no caso de ultrapassagem dos seus limites, a concessionária arca com multas de compensação financeira ao consumidor atingido.

Além dos indicadores de continuidade, as concessionárias encaminham para a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), mensalmente, indicadores de tempo de atendimento a ocorrências emergenciais. Esses indicadores demonstram a qualidade do serviço prestado pela concessionária quando se fala de interrupções de energia de longa duração (com mais de 3 minutos de duração). O indicador de Tempo Médio de Atendimento a Emergenciais é definido como sendo o tempo desde o momento em que o consumidor informa a concessionária sobre a falta de energia até o momento em que a energia é restabelecida, logo, esse indicador afeta os indicadores de continuidade diretamente, pois se refere ao tempo de interrupção.

1.1 CARACTERIZAÇÃO E JUSTIFICATIVA

Atualmente, os sistemas de distribuição ainda não são inteligentes e possuem medidores convencionais instalados nas UCs, sendo necessário que o consumidor ligue para a concessionária e avise que está sem fornecimento de energia. A concessionária estima o ponto do defeito considerando todas as ligações realizadas da mesma região e verifica assim a localização aproximada do problema.

Medidores inteligentes trazem novas possibilidades à rede de distribuição, pois tem comunicação bidirecional, ou seja, enviam informações à central de controle e também recebem informações. Com esses medidores, os cortes e religues são realizados de forma automática, assim como a leitura e faturamento da UC. Além disso, eles informam a concessionária em tempo real todos os acontecimentos da UC onde está instalado. Portanto, no caso de uma falta de energia, o medidor comunicará a concessionária instantaneamente, levando-se em conta que a comunicação seja realizada em tempo real. Com isso, é possível definir a localização da falha, sendo o tempo de atendimento da ocorrência reduzido.

Neste contexto, a proposta deste trabalho está focada no desenvolvimento de uma metodologia para estimar o impacto da instalação de medidores inteligentes nas UCs sobre a confiabilidade e Energia Não Distribuída (END) do conjunto de UCs. Com esta proposta, espera-se obter um panorama do impacto da troca de medidores convencionais por inteligentes no indicador de tempo de interrupção, além da visualização do impacto financeiro gerado pela redução da END do sistema de distribuição.

1.2 OBJETIVOS

Como objetivo geral deste trabalho tem-se o desenvolvimento de uma metodologia para avaliar o impacto da troca de medidores convencionais por inteligentes na confiabilidade do sistema de distribuição e na END. Para atingir este objetivo foram traçados alguns objetivos específicos, que são:

- a) caracterizar e compreender o panorama das Redes Elétricas Inteligentes no contexto nacional e internacional;
- b) revisar a metodologia de obtenção dos Indicadores de Continuidade e da END;

- c) determinar a variável a ser utilizada na decisão de trocas de medidores, já que não se tem a informação de interrupções para cada UC específica;
- d) aplicar o Método de Monte Carlo para obtenção de cenários de trocas de medidores convencionais por inteligentes;
- e) aplicar os métodos matemáticos descritos no ProDist - Módulo 8 para a determinação dos ganhos em confiabilidade e END.
- f) analisar os resultados obtidos, verificando se realmente há um ganho em confiabilidade no sistema com medição inteligente e se há ganho financeiro através da redução da END.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Para alcançar os objetivos, o presente trabalho se divide em seis capítulos, incluindo este introdutório.

O Capítulo 2 aborda uma revisão bibliográfica dos principais assuntos dessa dissertação, definindo-os, caracterizando-os e contextualizando sua importância para o trabalho a ser desenvolvido.

O Capítulo 3 aborda a confiabilidade de sistemas de distribuição e introduz os indicadores de continuidade e a END e suas formulações matemáticas, que serão utilizadas na metodologia.

O Capítulo 4 aborda as etapas para a elaboração da metodologia proposta, sendo esta organizada através de três cenários de trocas de medidores.

O Capítulo 5 realiza a análise dos resultados obtidos com a metodologia proposta no capítulo 4, e verifica se realmente há impacto da implantação de medidores inteligentes sobre a confiabilidade do sistema de distribuição.

O capítulo 6 conclui o trabalho, sendo apresentadas as considerações finais e algumas propostas de trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Rede Elétrica Inteligente (REI) é a rede elétrica que utiliza tecnologia digital avançada para monitorar e gerenciar o transporte de eletricidade em tempo real com fluxo de energia e de informações bidirecionais entre o sistema de fornecimento de energia e o cliente final, integrando e possibilitando ações por todos os usuários a ela conectados, de modo a fornecer eficientemente uma energia sustentável, econômica e segura. Além de proporcionar ao consumidor informações sobre o seu consumo, tarifa e qualidade do serviço e do produto recebido em tempo real (CGEE, 2012).

O conceito de *Smart Grid* (ou REI) foi empregado pela primeira vez no ano de 2005 em um artigo escrito por S. Massoud Amin e Bruce F. Wollenberg, publicado na revista IEEE P&E, com o título de "Toward A Smart Grid" (AMIN & WOLLENBERG, 2005). Existe uma série de definições para o conceito de REI, mas todas convergem para o uso de elementos digitais e de comunicações nas redes que transportam a energia (MME, 2010).

Não existe uma definição clara para inteligência de uma *smart grid*, pois há uma série de fatores envolvidos na concepção de um sistema deste tipo. Porém, para um projeto de REI eficiente é essencial a interação entre comunicação, controle e otimização. Acrescenta-se ainda a confiabilidade, adaptabilidade e previsibilidade (MOMOH, 2009).

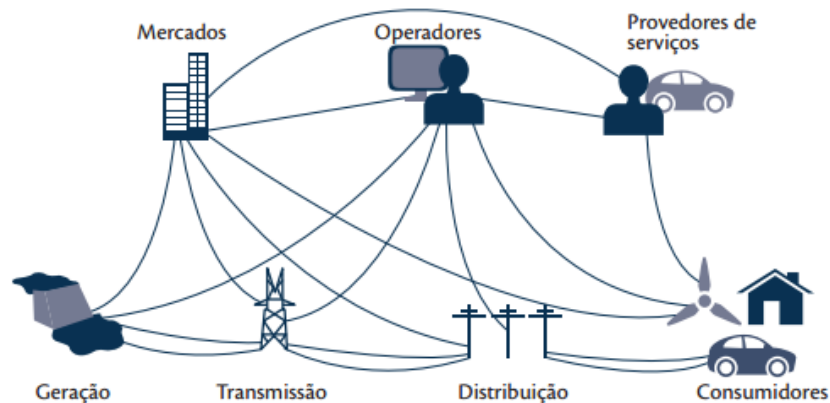
Segundo Nist (2012), as REIs abrangem sete principais domínios interligados entre si: geração, transmissão, distribuição, consumidor, mercados, operadores de rede e provedores de serviço. A Figura 2.1 ilustra esse modelo.

Dentro deste cenário podem-se destacar algumas características geralmente atreladas à Smart Grid (IEA, 2011 apud CGEE, 2012):

- a) auto recuperação: é a capacidade de automaticamente analisar, detectar, responder e reparar possíveis falhas na rede;
- b) qualidade de energia: disponibilizar energia com o padrão de qualidade exigido pela sociedade digital;
- c) empoderamento do consumidor: desenhado pela habilidade de incluir os equipamentos e analisar o comportamento dos consumidores nos processos de planejamento e operação da rede;
- d) tolerância a ataques externos: autocapacidade de mitigar e resistir a ataques físicos e ciberataques;

- e) acomodar uma grande variedade de fontes e demandas: capacidade associada à geração distribuída com diversas fontes de energia renovável;
- f) viabilizar e beneficiar-se de mercados competitivos de energia: favorecer o mercado varejista e a microgeração.

Figura 2.1- Modelo Conceitual de REI



Fonte: NIST, 2009, apud CGEE, 2012, p. 18

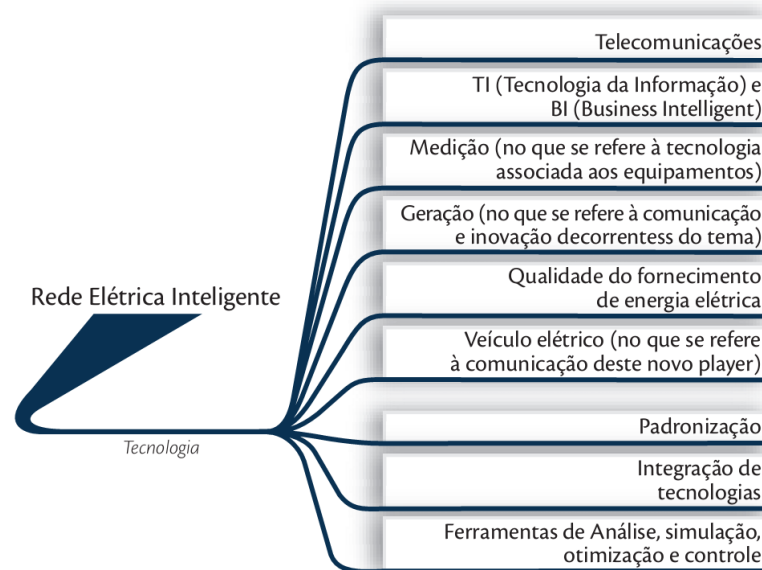
Segundo (CGEE, 2012), o planejamento das REI pode ser classificado de acordo com dois blocos: ciências políticas e sociais, e tecnologia. No que tange às tecnologias das REI, elas podem ser divididas em alguns itens chave, conforme ilustra a Figura 2.2.

Através da Figura 2.2, percebe-se que uma REI plena é caracterizada pela implantação do conjunto de tecnologias, da forma mais ampla e completa possível. Porém, dependendo das necessidades de melhoria da rede elétrica, nem todas as tecnologias precisam ser instaladas (ANEEL, 2012).

A Geração Distribuída (GD) caracteriza-se como uma geração de menor porte (seja solar, eólica, biomassa, etc.) situada próximo à carga, exercendo o papel de proporcionar maior autonomia ao consumidor de energia elétrica. Além de economizar energia, o usuário final também poderá fornecê-la. Dentre as vantagens, a integração da GD propicia a maior disponibilidade de energia, menores perdas de transmissão e distribuição devido à diminuição do carregamento, menor impacto ambiental, maior variedade na matriz energética e possibilidade de expansão do sistema em locais onde os recursos são limitados. Em contraponto, algumas

dificuldades também são evidenciadas, como, por exemplo, o aumento na complexidade de operação do Sistema Elétrico de Distribuição (SED) devido ao fluxo bidirecional; atualização dos procedimentos de segurança para atuação no SED; dificuldade de controle da tensão nos períodos de carga leve, além de distorção harmônica na rede; e custo de implantação (PINA e KOVALESKI, 2015).

Figura 2.2 - Tecnologias atreladas ao planejamento das REIs



Fonte: adaptado de CGEE, 2012, p. 12

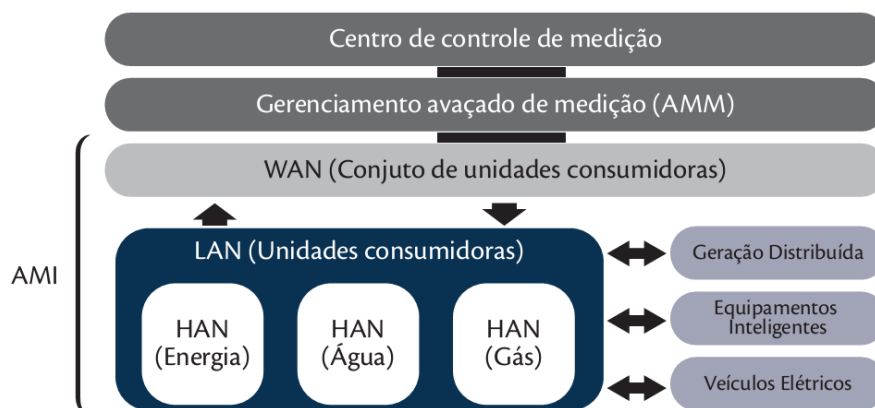
Para adequar o contexto da GD aos consumidores finais, é necessária a modernização do segmento de distribuição de energia elétrica, principalmente no que se refere aos equipamentos de medição, bem como as adequações de automação – que permitirão controlar em tempo real o estado de toda a rede, balancear as cargas, prever a interrupção do fornecimento de energia detectando e isolando automaticamente as faltas, reconfigurando e restaurando o fornecimento do serviço. A medição avançada faz referência a um sistema de medida digital que possua capacidade de armazenamento e processamento, comunicação bidirecional e *software* com recurso de envio remoto de dados para um sistema de gerenciamento.

Com relação aos medidores inteligentes, há uma série de topologias em desenvolvimento que se diferenciam devido as suas características: *Automated*

Meter Reading (AMR), Medidor Inteligente (Smart meter), Advanced Meter Management (AMM), Meter Data Management (MDM), Advanced Metering Infrastructure (AMI). São alguns benefícios do medidor inteligente: propiciar a leitura automática da demanda individual automatizando a coleta de dados de faturamento, proporcionar a conexão e desconexão de consumidores, disponibilizar informações do preço da energia, detectar faltas e despachar equipes de manutenção de forma mais rápida e precisa, além de detectar e impedir o furto de energia. A comunicação entre o medidor e os equipamentos da unidade consumidora será capaz de decidir quando consumir energia elétrica com base no conjunto de preferências dos clientes e poderá reduzir o pico de carga, acarretando impactos positivos nos custos de geração de energia. Além disso há benefícios como monitoramento de qualidade de energia, do perfil de carga, comutação remota de cargas e, até mesmo, medidas de consumo eficiente por parte do consumidor (CGEE, 2012).

Para a transformação do sistema elétrico em REI, busca-se um formato de sistema independente, flexível e inteligente, visando à otimização do uso da energia com uma administração local. Em (CGEE, 2012) é sugerida uma instalação em níveis, conforme ilustra a Figura 2.3.

Figura 2.3 - Níveis de comunicação de uma REI



Fonte: CGEE, 2012, p. 109

O primeiro nível refere-se às redes domésticas, denominadas *Home Area Network (HAN)*, e correspondem à comunicação entre diversos tipos de *utilities*, tais como energia elétrica, água e gás. Na sequência, é necessária uma sinergia entre a infraestrutura e os agentes externos, como a GD, veículos elétricos, entre outros

equipamentos inteligentes, que formariam um ambiente chamado de *Local Area Network (LAN)*. O elo de comunicação seguinte é o *Wide Area Network (WAN)*, relacionado às interconexões entre os diversos consumidores locais (seja residenciais, comerciais ou industriais) e o setor de distribuição de energia elétrica. O Gerenciamento Avançado da Medição (*Advanced Metering Management- AMM*) seria uma plataforma técnica de gerenciamento disposta em redes de comunicações, que pode ser entendido também como o dispositivo gestor da comunicação entre um grupo de (AMI) e os Centro de Controle de Medição (CCM). Por fim, o último nível contempla a integração de amplas áreas, dentro das REI.

Para criar uma REI dinâmica serão necessárias tecnologias de comunicação de alta velocidade, totalmente integradas, com vias bidirecionais para as trocas de informações em tempo real. Isto com uma arquitetura aberta, na forma de um ambiente *plug-and-play*, segura para componentes, clientes e operadores. Dentre as tecnologias e meios para comunicação estão: fibra ótica, *Power Line Communication (PLC)* e sem fio. As características da comunicação deverão obedecer algumas premissas, como: segurança, confiabilidade, custo justo, tolerâncias a falhas, baixa latência e alta escalabilidade (CGEE, 2012).

2.1 PANORAMA INTERNACIONAL

Alguns países possuem programas de cidades inteligentes (*Smart Cities*), projetos-piloto em medição inteligente, cada um com sua respectiva particularidade e necessidade de implantação. A Europa, por exemplo, possui o projeto “*Meter ON*”. O público alvo do projeto é composto de autoridades regulatórias nacionais, políticos, indústrias de medição inteligente, operadores do sistema de distribuição, organismos de normalização e consumidores. A implantação de medição inteligente possui obstáculos de caráter técnico, econômico e também regulatório, sendo que cada Estado-Membro possui uma forma de regulamentação (EUROPEAN COMMISSION, 2014a). O objetivo do projeto é orientar a implementação de soluções de medição inteligente em toda a Europa, coletando as experiências mais bem-sucedidas e destacando as condições que possibilitaram o seu desenvolvimento.

O projeto “*Meter ON*” iniciou em julho de 2012 e terminou em outubro de 2014. Foram realizadas 3 campanhas de recolhimento de dados, que analisaram informações de 23 projetos de medição inteligente em todos os 15 Estados-

de energia distribuída, armazenamento de energia, sistemas dos consumidores e sincrofasores. Consiste de 32 projetos, sendo 16 de manifestações regionais (focados em tecnologias avançadas para uso em sensoriamento, comunicações, análise e controles de fluxo de potência. Tem o objetivo de avaliar a integração de tecnologias avançadas com sistemas de energia existentes) e 16 de armazenamento de energia (focados em aplicações de grade escala de armazenamento de energia que envolvem uma variedade de tecnologias, incluindo baterias avançadas, volantes, e sistemas de ar comprimido subterrâneo. Esses projetos estão demonstrando uma variedade de faixas de tamanho e configurações de sistema e seus impactos sobre a rede de transmissão e distribuição de energia elétrica). O orçamento total para os 32 projetos é de cerca de 1,6 bilhões de dólares; a parcela federal é cerca de 600 milhões de dólares (EUA, 2014b).

O Ato de Independência e Segurança da Energia de 2007 também trouxe o “Programa de Concessão de Investimentos”. Possui como objetivo acelerar a modernização dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica do país e promover os investimentos em tecnologias de redes inteligentes, ferramentas e técnicas que aumentam a flexibilidade, funcionalidade, interoperabilidade, segurança cibernética, consciência situacional, e eficiência operacional. A Figura 2.5 apresenta a localização dos projetos que fazem parte desse programa (EUA, 2014b).

Figura 2.5 - Localização de projetos do Programa de Concessão de Investimentos em Smart Grid nos EUA



Fonte: EUA, 2014a

O programa de investimento engloba, além dos projetos do programa de demonstração, projetos de equipamentos e estudos de comportamento de consumidores. São 99 projetos, com um orçamento total de cerca de 8 bilhões de dólares. A participação federal é cerca de 3,4 bilhões de dólares (EUA, 2014c)

O Programa de Sistemas Distribuídos e Integração Renováveis (*Renewable and Distributed Systems Integration* - RDSI) busca o desenvolvimento e a demonstração de novas configurações do sistema de distribuição integrado com recursos distribuídos. Os projetos são voltados especificamente para micro redes, capazes de operar tanto em rede paralela e no modo ilhado (EUA, 2014d).

2.2 REDES INTELIGENTES NO BRASIL

O Brasil não possui destaque no cenário mundial em Redes Elétricas Inteligentes (REI), porém é parte de um grupo de 25 países emergentes com potencial de crescimento, oportunidades e investimentos. Neste grupo se encontram Bulgária, República Checa, Hungria, México, Polônia, Romênia, Singapura, Eslováquia, Eslovênia, e os Emirados Árabes (SMART, 2011).

Os projetos de pesquisa em desenvolvimento são realizados através de parcerias entre concessionárias, universidades, laboratórios e empresas. Logo, não só tecnologias e funcionalidades pontuais são testadas, mas principalmente, aplicações integradas de infraestrutura avançada de medição (AMI), automação avançada de rede de distribuição e infraestrutura de telecomunicações (HERNANDES et al, 2011).

A criação de um projeto de Lei em 2012 estabeleceu diretrizes e prazos para implantação de REIs nas concessionárias e permissionárias brasileiras (SENADO FEDERAL, 2012). O projeto contempla características e requisitos mínimos para que o Sistema de Distribuição se torne um REI, com sensores de medição, sistemas de automação com comunicação bidirecional segura, e sistemas de medição que interliguem o consumidor e a concessionária.

Em 2010 a Aneel lançou uma Audiência Pública (AP), nº 43, para a regulação de medidores eletrônicos de consumidores de baixa tensão (ANEEL, 2010). Como não existe determinação regulatória sobre as funcionalidades mínimas dos

medidores, grande parte das distribuidoras implantou esses equipamentos sem agregar muitas funcionalidades a eles. (LAMIN, 2009).

Assim, em 2012 aprovou-se a Resolução Normativa (RN) nº 502 que prevê requisitos mínimos dos sistemas de medição para consumidores de baixa tensão e prazos para que as concessionárias adotem o sistema. Entre os requisitos mínimos estão: medição de energia elétrica em pelo menos 4 postos tarifários, valor da energia ativa acumulada por posto tarifário e identificação do posto tarifário corrente. Estas funcionalidades visam o enquadramento dos consumidores que aderirem à modalidade tarifária branca. Além disso, o consumidor poderá optar por valor de tensão e corrente em cada fase e indicadores de transgressão do nível de tensão (ANEEL, 2012).

Apesar dessa resolução, ainda não se atingiram os requisitos mínimos exigidos para um medidor a ser aplicado em uma REI, faltam características como fluxo bidirecional de informações de energia e comunicação. É fundamental a definição de um plano de implementação de medidores eletrônicos com requisitos que viabilizem medidores inteligentes antes de uma troca em larga escala de tecnologias que serão substituídas no caso de optar-se por implantação de REIs (FIGUEIRÓ, 2013).

No Brasil, em 2010, a CEMIG Distribuição, apoiada por 36 concessionárias de distribuição e geração de energia elétrica, foi proponente na chamada nº 011/2010 da ANEEL, que originou o PROJETO ESTRATÉGICO DE P&D - PROGRAMA BRASILEIRO DE REDES INTELIGENTES, com objetivo de realizar a migração tecnológica do setor elétrico brasileiro do estágio atual, para a adoção plena do conceito de Redes Inteligentes em todo o país, contendo (BRASIL, 2014a):

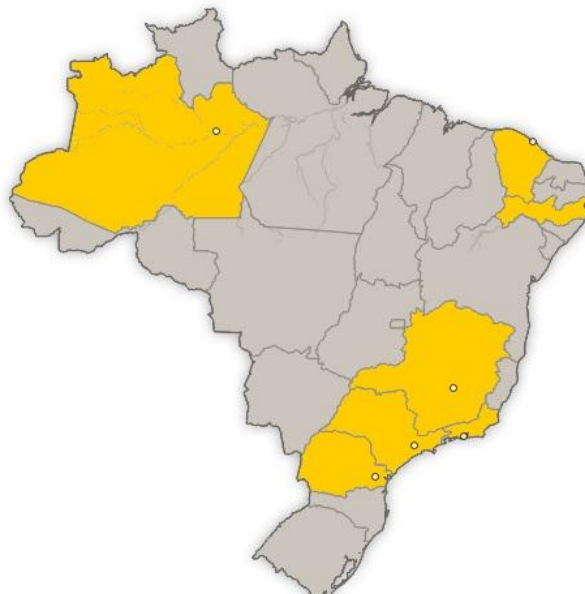
- a) definição das funcionalidades e dos requisitos associados a REIs;
- b) definição e padronização das tecnologias e metodologias a serem adotadas;
- c) definição das políticas públicas de P&D, Industrial e de Financiamento;
- d) adequação da legislação e regulamentação necessárias à adoção plena do conceito;
- e) recomendação de ações para solução das deficiências da atual estrutura, sob os aspectos técnico, tecnológico, regulatório e da cadeia de suprimento, que deverão ser tratadas como premissas para a adoção do conceito de REI;
- f) elaboração do Programa Brasileiro para implantação de Redes Inteligentes;

g) elaboração de um Programa de Capacitação de Mão-de-Obra para o Setor Elétrico brasileiro.

O Projeto foi dividido em três fases distintas, tendo sido finalizado em dezembro de 2011: Fase 1: Diagnóstico - fase de contextualização e avaliação do estágio atual; Fase 2: Desenvolvimento - fase de exploração de modelos, conceitos e funcionalidades; Fase 3: Construção de Cenários - fase de definição de cenários e propostas para o Plano Brasileiro de Redes Inteligentes.

Dessa chamada surgem 9 projetos-pilotos, nas cidades de Sete Lagoas (MG), Búzios e Rio de Janeiro (RJ), Parintins (AM), São Paulo e Aparecida (SP), Fortaleza (CE), Curitiba (PR) e Fernando de Noronha (PE). O mapa da Figura 2.6 apresenta a localização desses projetos (BRASIL, 2014b).

Figura 2.6 - Localização de Projetos-Piloto no Brasil



Fonte: BRASIL, 2014c

Projetos-piloto possibilitam o estudo de viabilidade de implantação de redes inteligentes, também chamadas *Smart Grid*, além de custo-benefício. Esses projetos muitas vezes são realizados em partes, com foco em uma característica de redes inteligentes, e ainda há poucos relacionados a cidades inteligentes, na totalidade da expressão, que incluiria automação residencial, veículos elétricos, medidores inteligentes, automação da rede e geração distribuída integrada à rede.

Em Búzios (RJ), o destaque do projeto é a implementação de tarifa horária. São cerca de 10 mil clientes atingidos pela mudança. Ainda em desenvolvimento, o projeto busca responder quais os reais custos de infraestrutura e implantação, as soluções tecnológicas ainda necessárias, os reais impactos e benefícios para clientes, sociedade, distribuidoras e o setor elétrico como um todo (não somente após a implantação de uma rede deste tipo, mas também ao longo do próprio processo de implantação). Já foram instalados 10.000 (dez mil) medidores inteligentes com leitura de fibra ótica. Também foram incorporadas novas fontes de energia renováveis à rede existente, com a instalação de painéis solares em edifícios públicos e microssistemas eólicos no município (BRASIL, 2014d).

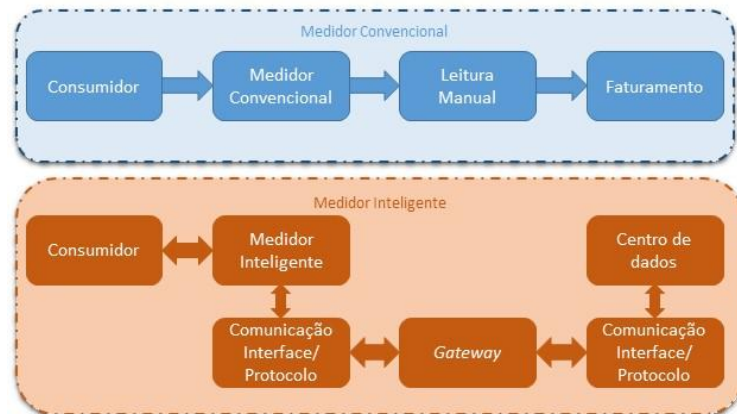
Em 2014 foi lançado um projeto para Barueri, SP, que prevê a instalação de 62 mil Medidores Inteligentes até 2017, destes, 11.400 com fabricação nacional, da WEG. A intenção é incorporar duas tecnologias de comunicação: rádio frequência e Power Line Carrier (PLC) no mesmo dispositivo de comunicação. Esse projeto dará visibilidade para a AES Eletropaulo de toda a sua rede de distribuição com informações em tempo real, permitindo automatização das operações, monitoramento e flexibilidade. Além disso, os consumidores terão informações do consumo de energia no display do medidor, pelo celular ou pelo sistema on-line, no site da concessionária. Na ocorrência de falta de abastecimento, os medidores passarão para o Centro de Operações a localização da falha, facilitando identificação e a rápida correção de problemas na rede de distribuição (WEG, 2014).

2.3 ESTRUTURA AVANÇADA DE MEDIÇÃO

O Medidor inteligente é a peça chave para a implantação de estruturas avançadas de medição. Com o medidor inteligente, dados elétricos em tempo real são registrados, como consumo de energia, valores de tensão, ângulo de fase e da frequência, comunicando de forma segura os dados às Centrais de Controle e Faturamento e ao usuário, devendo possuir fluxo bidirecional. Podem se comunicar e executar comandos através de controle remoto ou localmente, sendo ainda utilizados para monitorar e controlar os dispositivos eletrônicos instalados no cliente, coletar informações de diagnóstico da rede, de eletrodomésticos e se comunicar com outros medidores. Ainda podem limitar o máximo consumo de energia elétrica e

desligar ou religar o fornecimento de energia remotamente (CGEE, 2012; ZHENG, GAO e LIN, 2013). As principais diferenças entre medidores convencionais e os inteligentes são apontadas na Figura 2.7.

Figura 2.7 - Esquema dos medidores convencionais e inteligentes



Fonte: Adaptado de DEPURU, WANG e DEVABHAKTUNI, 2011, p. 1

Para que uma Estrutura Avançada de Medição seja implantada em um sistema de distribuição de energia elétrica, sete sistemas dentro do medidor inteligente devem ser considerados: sistema de comunicação, controle do sistema, comunicação e monitoramento remoto, sistema de segurança, atualização de software remoto, coleta de dados e criptografia. Sistemas de medição inteligente empregam vários dispositivos de controle, sensores de identificação de parâmetros e dispositivos para transferir os sinais de dados e de comandos. Futuramente, serão responsáveis pelo acompanhamento do desempenho e das características de uso de carga na rede (GERWEN, JAARSMA e WILHITE, 2006).

A partir da obtenção de dados de consumo de energia, as concessionárias poderão gerenciar a carga, exigir maior eficiência e aconselhar os seus consumidores a respeito dos custos e de maneiras mais eficientes de utilização dos aparelhos. Os medidores poderão ser programados para manter um calendário de operação dos eletrodomésticos e ainda, a sua integração com os demais além da ajuda na detecção de furtos de energia (DEPURU, WANG e DEVABHAKTUNI, 2010).

Muitos países em desenvolvimento estão introduzindo medidores inteligentes para facilitar o funcionamento dos aparelhos domésticos, monitorar a rede, melhorar

a qualidade da energia, detectar perdas não técnicas, entre outros. Empresas de serviços públicos de energia em todo o mundo perdem cerca de 20 bilhões de dólares a cada ano por causa de perdas não técnicas (CLEVELAND, 2008). O aumento de furtos força as empresas a obterem um sistema de medição mais transparente. Como a implantação de sistemas inteligentes exige grande orçamento, nesses locais os medidores podem ser implementados com mínimas características, apenas de modo a reduzir os problemas entre as concessionárias e seus clientes. Medidores com grande capacidade e ferramentas avançadas de software são difíceis de serem adulterados, o que melhora a eficiência da distribuição. Além disso, aumenta-se a chance de implantação de geração distribuída e do controle da demanda, que só tende a aumentar nos próximos anos (DEPURU, WANG e DEVABHAKTUNI, 2011).

A possibilidade de invasão de privacidade pode provocar a oposição dos consumidores à implantação dessa nova tecnologia. A pesquisa de Horne (2015), realizada nos Estados Unidos, indica que não importa a faixa etária e nem mesmo as características demográficas do consumidor, os efeitos de oposição persistem. Se as informações de utilização de energia puderem ser analisadas e revelarem detalhes da vida particular do usuário, e se essa informação puder ser vendida a terceiros ou se as concessionárias puderem controlar remotamente a ação de medidores inteligentes, a oposição à nova tecnologia aumentará. A utilização de dados entre a concessionária, o medidor, os aparelhos domésticos e a rede são confidenciais e sensíveis, por isso o acesso a esses dados deve ser restrito. Diretrizes de segurança são formuladas para a coleta, armazenamento e manutenção dos dados de consumo. É importante também que não haja possibilidade de manipulação e alteração dos dados, ou mesmo erros de cálculos (CLEVELAND, 2008).

2.4 CONFIABILIDADE DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

De acordo com Lafraia (2001), confiabilidade é a probabilidade de que um componente ou sistema funcionando dentro dos limites especificados de projeto não falhe durante o período de tempo previsto para a sua vida, dentro das condições de agressividade do meio. Concessionárias com sistemas confiáveis são aquelas que

possuem maior domínio sobre os fatores que afetam seus sistemas de distribuição (WARREN,1996 apud FERREIRA, 2009).

A análise da confiabilidade pode ser realizada de forma determinística ou probabilística. As técnicas determinísticas são mais utilizadas, mas atualmente tem-se discutido com frequência a necessidade de métodos probabilísticos que sejam capazes de reproduzir o comportamento estocástico dos fatores que influenciam a confiabilidade do sistema (ALLAN e BILLINTON, 2002).

A análise determinística consiste na avaliação de situações críticas, selecionadas através do conhecimento prévio do sistema. Existem vários critérios para a avaliação dessas situações, o mais utilizado é o N-1, onde vários casos críticos são selecionados e em cada um deles um dos componentes do sistema é representado como em estado de falha. A seguir, o desempenho do sistema quanto aos níveis de adequação pré-estabelecidos é avaliado. Estes níveis normalmente referem-se ao suprimento da demanda, aos níveis de tensão e à capacidade dos componentes do sistema (ALLAN e BILLINTON, 2002).

A análise probabilística é capaz de representar a natureza aleatória de sistemas elétricos, considerando um grande conjunto de situações críticas e de chances de ocorrência. Nesta análise a falha dos componentes é representada através das suas probabilidades de ocorrência. Os resultados obtidos fornecem o comportamento médio ou esperado do sistema, através da combinação das probabilidades de ocorrência das situações críticas e de suas consequências para o sistema. A avaliação do desempenho do sistema é feita através da fixação de níveis de risco de confiabilidade (ALLAN e BILLINTON, 2002).

Um sistema corresponde a um conjunto de itens como subsistemas, componentes, software e operadores (elemento humano), cujo funcionamento adequado e coordenado implicam no próprio funcionamento do sistema. Na análise da confiabilidade de um sistema, portanto, torna-se necessária a avaliação não só das relações entre componentes mas também das confiabilidades dos mesmos a fim de se determinar a confiabilidade do sistema como um todo (DROGUETT,s.d).

Algumas definições importantes relacionadas a confiabilidade são (ANEEL,2015):

- a) contingência: perda de equipamentos ou instalações que provoca ou não violação dos limites operativos ou corte de carga;

- b) interrupção: descontinuidade do neutro ou da tensão disponível em qualquer uma das fases de um circuito elétrico que atende à unidade consumidora ou ponto de conexão;
- c) interrupção momentânea de tensão: toda interrupção com duração menor ou igual a 3 (três) segundos;
- d) interrupção temporária: toda interrupção superior a 3 (três) segundos e inferior a 3 (três) minutos;
- e) interrupção de longa duração: toda interrupção com duração maior ou igual a 3 (três) minutos;
- f) interrupção em situação de emergência: motivada por caso fortuito ou de força maior, a ser comprovada documentalmente pela distribuidora;
- g) interrupção de urgência: interrupção deliberada no sistema elétrico da distribuidora, sem possibilidade de programação e caracterizada pela urgência na execução de serviços;
- h) interrupção programada: interrupção antecedida de aviso prévio, por tempo preestabelecido, para fins de intervenção no sistema elétrico da distribuidora ou transmissora;
- i) interrupção não programada: motivada por desligamentos não programados de componentes do sistema elétrico.

Eletrobras (1982) cita as principais razões de se avaliar confiabilidade em sistemas de distribuição:

- a) avaliar continuamente a confiabilidade histórica dos sistemas; comparar a confiabilidade do serviço atual com a inerente a qualquer mudança na filosofia geral do projeto, operação, manutenção e/ou administração;
- b) prever aumento ou redução da confiabilidade que pode ser resultado do fato de se investir ou não na melhoria do sistema;
- c) aumentar a solidez das comparações alternativas de fornecimento, tais como: traçado do alimentador, seccionalização, chaveamento automático, instalações aéreas e/ou subterrâneas, configuração radial e/ou malha, etc;
- d) melhorar os projetos de sistemas, através da identificação e modificação de parâmetros e componentes que tem efeito marcante na confiabilidade do serviço;

- e) melhorar a utilização dos fundos de investimento e despesas, pela avaliação quantitativa do custo da concessionária e do benefício para o consumidor, associado a um nível específico de confiabilidade do serviço;
- f) identificar programas de manutenção que resultem em melhorias na confiabilidade do serviço;
- g) estabelecer metas administrativas e informações objetivas referentes à confiabilidade do serviço.

Eventos programados e não programados perturbam as condições normais de operação e podem levar a falhas e interrupções. Isso se deve, em grande parte, à natureza radial da maioria dos sistemas de distribuição, o grande número de componentes envolvidos, a esparsidade de dispositivos de proteção e chaves seccionadoras, e da proximidade dos clientes finais (BROWN, 2009).

Um dos fatores mais influentes na confiabilidade de energia é a qualidade da energia entregue. Energia de má qualidade, com afundamentos de tensão, por exemplo, pode levar à interrupção do serviço. Portanto, o monitoramento da qualidade da energia é crucial na manutenção da confiabilidade de redes elétricas (ALI et al, 2013).

O módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (ProDist) normatiza e padroniza as atividades técnicas relacionadas à Qualidade da Energia. Esse módulo é dividido em duas partes: qualidade do serviço e qualidade do produto. A qualidade do produto “define a terminologia, caracteriza os fenômenos e estabelece os parâmetros e valores de referência relativos à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda de tensão”; enquanto a qualidade do serviço “estabelece os procedimentos relativos aos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento” (ANEEL, 2016a).

Define-se como ocorrência emergencial os atendimentos realizados inclusive em dias críticos, dias em que a quantidade de ocorrências emergenciais superar a média acrescida de três desvios padrões dos valores diários, e decorrentes de natureza improcedente, por defeito interno na UC ou endereço de reclamação não localizado. São consideradas interrupções as ocorrências em que a tensão de fornecimento seja igual ou inferior a 70% da tensão nominal (ANEEL, 2016a).

As apurações dos tempos de atendimento são realizadas mensalmente, expressando os valores em minutos, para conjuntos de unidades consumidoras, agrupamento de UCs aprovado pela ANEEL e pertencente a uma mesma área de

concessão ou permissão, sendo avaliados o tempo médio de preparação (TMP), de deslocamento (TMD) e execução (TME). O somatório desses tempos leva ao Tempo Médio de Atendimento à Emergências (TMAE). Essas informações permanecem em meio digital por pelo menos 5 anos, para o acesso da ANEEL e dos consumidores. Além desses tempos e indicadores, também é solicitado da distribuidora o percentual do número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia (PNIE) (ANEEL, 2016a).

O módulo 8 define também os indicadores de continuidade, verificados mensal, trimestral e anualmente. Esses indicadores expressam a qualidade dos serviços prestados pela distribuidora, sendo através destes avaliadas tanto pela ANEEL quanto pelos consumidores. São quatro os indicadores individuais, calculados para cada UC, considerando interrupções de longa duração (maior ou igual a 3 minutos): DIC (Duração de Interrupção Individual por UC), dado em horas, FIC (Frequência de Interrupção Individual por UC), dado em número de interrupções; DMIC (Duração Máxima de Interrupção por UC), dado em horas; DICRI (Duração de Interrupção em Dia Crítico), dado em horas.

Os indicadores de continuidade de conjuntos de unidades consumidoras, calculados normalmente por subestação - SE, são apenas dois: DEC (Duração Equivalente de Interrupção por UC, em horas) e FEC (Frequência Equivalente de interrupção por UC, em número de interrupções). Anualmente é calculado o Indicador Global de Continuidade, obtido através dos indicadores globais anuais DEC e FEC de cada distribuidora.

Os limites anuais dos indicadores de continuidade dos conjuntos de UCs são disponibilizados através de audiência pública e estabelecidos em resolução específica, de acordo com a periodicidade da revisão tarifária de cada distribuidora. Já os limites dos indicadores individuais são definidos de acordo com a localização e a tensão contratada de cada UC. A violação dos limites individuais de continuidade implica em compensações financeiras da distribuidora ao consumidor, também definidas pelo Módulo 8 do ProDist.

2.5 MÉTODO DE SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO

O Método de Monte Carlo (MMC) é originado da utilização da aleatoriedade e da repetição das atividades realizadas em cassinos de Monte Carlo. Esse método

consiste da geração artificial de valores das variáveis de interesse, através de números ao acaso ou números aleatórios. Números ao acaso são uma sequência de números totalmente independentes entre si (MOREIRA, 2010).

A única exigência do método é que o sistema seja modelado em termos de funções de densidade de distribuição de probabilidade (FDDP). Tendo-se conhecimento das distribuições, MMC faz amostragens aleatórias a partir delas, sendo esse processo repetido inúmeras vezes. O resultado é obtido através de técnicas estatísticas sobre um determinado número de realizações (NASSER, 2012)

É possível realizar a simulação de qualquer processo cujo andamento dependa de fatores aleatórios, mas também pode ser utilizado em problemas que não tenham nenhuma relação com a aleatoriedade. Pode-se citar como exemplo o cálculo da área de uma figura plana qualquer ou a estimativa de duração de uma máquina através da duração de cada peça. Pode-se dizer que MMC é universal na resolução de problemas matemáticos (FERNANDES, 2005).

Nasser (2012) apresenta um exemplo simples, com função de esclarecimento da técnica: a probabilidade de ocorrência do número 7 ao jogar-se dois dados comuns de seis faces. As incertezas são o resultado de cada dado ao ser jogado. Os números que essas incertezas podem assumir estão entre 1 e 6, com mesma probabilidade de ocorrência, logo a FDDP leva a um desses valores. A geração de dois valores pseudo-aleatórios representará o resultado obtido, dois valores inteiros entre 1 e 6. O resultado é dado pela soma dos resultados dos dois dados, valores entre 2 e 12. Repetindo-se a geração de dois valores aleatórios e verificando-se o resultado de sua soma, consegue-se obter uma amostra suficientemente grande, com n realizações. Assim, pode-se contar quantas vezes obteve-se o resultado 7 e dividir pelo tamanho da amostra, obtendo-se a probabilidade da ocorrência.

2.6 RESUMO DO CAPÍTULO

Este capítulo abordou uma revisão bibliográfica a respeito de Redes Elétricas Inteligentes, conceitos e definições, seu panorama nacional, com algumas iniciativas no Brasil, e internacional, onde já é mais conhecida. Dentro desse conceito, foi abordado as possibilidades que os Medidores Inteligentes proporcionam, como a localização do defeito ocorrido na rede rapidamente. Após isso, uma revisão sobre o Método de Monte Carlo e sua utilização na bibliografia selecionada.

3 QUALIDADE E CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

A confiabilidade é a probabilidade de que um sistema, aparelho ou componente, desempenhe a função para o qual foi concebido para um determinado período de tempo sob um determinado conjunto de condições. "Qualidade é uma fotografia do início da vida de um produto, enquanto a confiabilidade é um filme de sua operação diária" (VIALI, s.d.).

A maioria das interrupções de energia são causadas por danos externos, por exemplo, os relacionados com o clima. Contato de animais, acidentes com veículos, desgaste de equipamentos e erro humano também contribuem para a falta de energia. Estas falhas são especificadas de acordo com o Instituto do Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE) (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2012):

- a) grandes eventos: aqueles que excedem os limites de operação do projeto e/ou do sistema, afetando uma grande percentagem de clientes atendidos;
- b) interrupções sustentadas: classificadas como acontecimentos importantes que duram mais de cinco minutos;
- c) interrupções momentâneas: breve perda de energia para um ou mais clientes, causada pela abertura de dispositivos de proteção.

É de extrema importância que se estime a qualidade do serviço de um sistema de distribuição. Isso ajuda a definir o tipo de rede utilizado em função do nível de qualidade desejado e a prever os indicadores de continuidade de um certo conjunto de UCs (KAGAN, OLIVEIRA e ROBBA, 2005).

O módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (ProDist), determina que as ocorrências emergenciais sejam supervisionadas, avaliadas e controladas através de indicadores que expressam os valores vinculados a conjuntos de UCs. As concessionárias enviam à ANEEL, mensalmente, os tempos de atendimento as ocorrências emergenciais, expressos em minutos.

A ANEEL (2016a) determina a avaliação dos seguintes indicadores de tempo de atendimento:

- a) Tempo Médio de Preparação (TMP): tempo decorrido entre o recebimento da informação da interrupção e a alocação da equipe de manutenção, mede a eficiência dos meios de comunicação, dimensionamento de equipes e fluxos de informação do centro de Operação (CO), calculado através da equação 1.

$$TMP = \frac{\sum_{i=1}^n TP(i)}{n} \quad (1)$$

Onde: TMP = tempo médio de preparação da equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos; TP = tempo de preparação da equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso em minutos; n = número de ocorrências emergenciais verificadas no conjunto de unidades consumidoras, no período de apuração considerado;

- b) Tempo Médio de Deslocamento (TMD): tempo decorrido entre a alocação da equipe e a localização da falha, mede a eficácia da localização geográfica das equipes de manutenção e operação, calculado através da equação 2.

$$TMD = \frac{\sum_{i=1}^n TD(i)}{n} \quad (2)$$

Sendo: TMD = tempo médio de deslocamento da equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos; TD = tempo de deslocamento da equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso em minutos;

- c) Tempo Médio de Execução (TME): tempo decorrido entre a localização da falha e o restabelecimento da energia elétrica, mede a eficácia do restabelecimento do sistema de distribuição pelas equipes, calculado através da equação 3.

$$TME = \frac{\sum_{i=1}^n TE(i)}{n} \quad (3)$$

Sendo: TME = tempo médio de execução do serviço até seu restabelecimento pela equipe atendimento de emergência, expresso em minutos; TE = tempo de execução do serviço até seu restabelecimento pela equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso em minutos;

- d) Tempo Médio de Atendimento a Emergências (TMAE): tempo total de atendimento, calculado através da equação 4.

$$TMAE = TMP + TMD + TME \quad (4)$$

Sendo: TMAE = tempo médio de atendimento a ocorrências emergenciais, representando o tempo médio para atendimento de emergência, expresso em minutos;

- e) Percentual do número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia (PNIE), utilizando a equação 5.

$$PNIE = \frac{NIE}{n} \times 100 \quad (5)$$

Sendo: *PNIE* = percentual do número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia elétrica, expresso em %; *NIE* = número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia elétrica; *n* = número de ocorrências emergenciais verificadas no conjunto de unidades consumidoras, no período de apuração considerado.

O cálculo desses indicadores deve considerar todas as ocorrências emergenciais, inclusive as correspondentes ao Dia Crítico e decorrentes de natureza impropriedade, como defeitos internos nas instalações de UCs. As informações relativas de cada ocorrência emergencial devem ser armazenadas por um período mínimo de 5 anos, para uso da ANEEL e dos consumidores. A distribuidora deverá registrar para todas as ocorrências emergenciais, no mínimo (ANEEL, 2016a):

- a) número de ordem da ocorrência;
- b) data e horário do conhecimento da ocorrência;
- c) identificação da forma do conhecimento da ocorrência (por meio de registro automático do sistema de supervisão da distribuidora ou por meio de informação ou reclamação do consumidor ou de terceiros);
- d) data e horário da autorização para o deslocamento da equipe de atendimento de emergência;
- e) data e horário da chegada da equipe de atendimento de emergência no local da ocorrência;
- f) descrição da ocorrência: fato gerador;
- g) coordenada geográfica do poste ou estrutura mais próxima do local da ocorrência ou, quando não identificado o local, do dispositivo de proteção que operou;
- h) data e horário do restabelecimento do atendimento.

- i) na apuração dos indicadores, não são considerados os atendimentos realizados pelas equipes de atendimento em caso de:
- j) solicitações de serviços em redes de iluminação pública;
- k) serviços de caráter comercial, tais como: reclamação de consumo elevado, substituição programada de medidores, desconexão e reconexão;
- l) reclamações relativas ao nível de tensão de atendimento;
- m) reclamações relativas à interrupção de energia elétrica em razão de manutenção programada, desde que previamente comunicada de acordo os procedimentos;
- n) interrupção em Situação de Emergência.

O tempo de atendimento a ocorrências emergenciais reflete o tempo de interrupção do consumidor, o qual é regulado pela ANEEL através de indicadores de continuidade. Através do controle das interrupções, do cálculo e da divulgação dos indicadores de continuidade de serviço, as distribuidoras, os consumidores e a ANEEL avaliam a qualidade do serviço prestado e o desempenho do sistema. Esses indicadores consideram todas as interrupções de longa duração ocorridas no conjunto de UCs, e são divididos em indicadores individuais e coletivos. Os limites dos indicadores individuais são definidos de acordo com a localização e a tensão contratada de cada UC. São quatro indicadores individuais:

- a) DIC (Duração de Interrupção Individual por UC), dado em horas, representado pela equação 6.

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (6)$$

Sendo: DIC = duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora; n = número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração; i = índice de interrupções da unidade consumidora no período de apuração, variando de 1 a n ; $t(i)$ = tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada ou ponto de conexão, no período de apuração;

- b) FIC (Frequência de Interrupção Individual por UC), dado em número de interrupções, conforme a equação 7.

$$FIC = n \quad (7)$$

Sendo: FIC = frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em número de interrupções;

- c) $DMIC$ (Duração Máxima de Interrupção por UC), dado em horas, calculado pela equação 8.

$$DMIC = t(i)máx \quad (8)$$

Sendo: $DMIC$ = duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora; $t(i)máx$ = valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua (i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora considerada, expresso em horas e centésimos de horas;

- d) $DICRI$ (Duração de Interrupção em Dia Crítico), dado em horas, representado pela equação 9.

$$DICRI = t_{crítico} \quad (9)$$

Sendo: $DICRI$ = duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora; $t_{crítico}$ = duração da interrupção ocorrida em dia crítico.

Os indicadores de conjuntos de UCs, calculados normalmente por subestação (SE), são apenas dois:

- a) DEC (Duração Equivalente de Interrupção por UC, em horas), conforme a equação 10;

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} DIC(i)}{Cc} \quad (10)$$

Em que: DEC = duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora; i = índice de unidades consumidoras atendidas em baixa (BT) ou média tensão (MT) faturadas do conjunto; Cc = número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT.

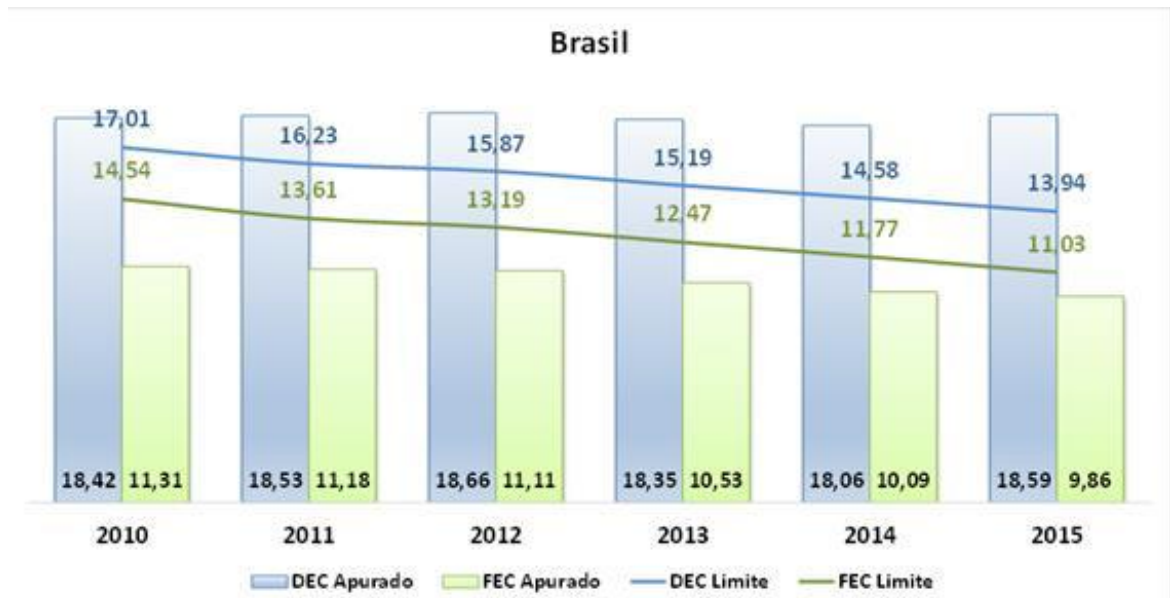
- b) FEC (Frequência Equivalente de interrupção por UC, em número de interrupções), calculado através da equação 11;

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} FIC(i)}{Cc} \quad (11)$$

Sendo: FEC = frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções;

Os limites anuais dos indicadores de continuidade dos conjuntos de UCs são disponibilizados através de audiência pública e estabelecidos em resolução específica, de acordo com a periodicidade da revisão tarifária de cada distribuidora. O gráfico da Figura 3.1 permite a verificação dos indicadores DEC e FEC médios no Brasil, e os limites médios estabelecidos pela ANEEL, de 2010 a 2015.

Figura 3.1 - Evolução dos indicadores DEC e FEC no Brasil



Fonte: ANEEL, 2016b

O próximo capítulo apresenta a metodologia do trabalho, com as etapas realizadas e os indicadores envolvidos. Os indicadores de continuidade e os tempos de atendimento a emergências representam a base para elaboração da metodologia proposta a seguir.

3.1 RESUMO DO CAPÍTULO

Neste capítulo abordaram-se os conceitos de confiabilidade e qualidade da energia, apresentando as equações de indicadores de tempo de atendimento e de continuidade do sistema, que serão utilizadas na metodologia.

4 METODOLOGIA DE ANÁLISE DA CONFIABILIDADE DOS CENÁRIOS DE TROCAS DE MEDIDORES

Interrupções de energia causam prejuízos a todos os consumidores. Além disso, a concessionária também deixa de faturar com a venda de energia elétrica, e pode pagar multas se o tempo de interrupção ultrapassar do limite estabelecido pela ANEEL. Por isso, quando planejada, a rede de distribuição é projetada para que, no caso de surtos na rede, os dispositivos de proteção atuem e desliguem a menor quantidade de consumidores possível. Assim, evitam-se maiores transtornos e multas.

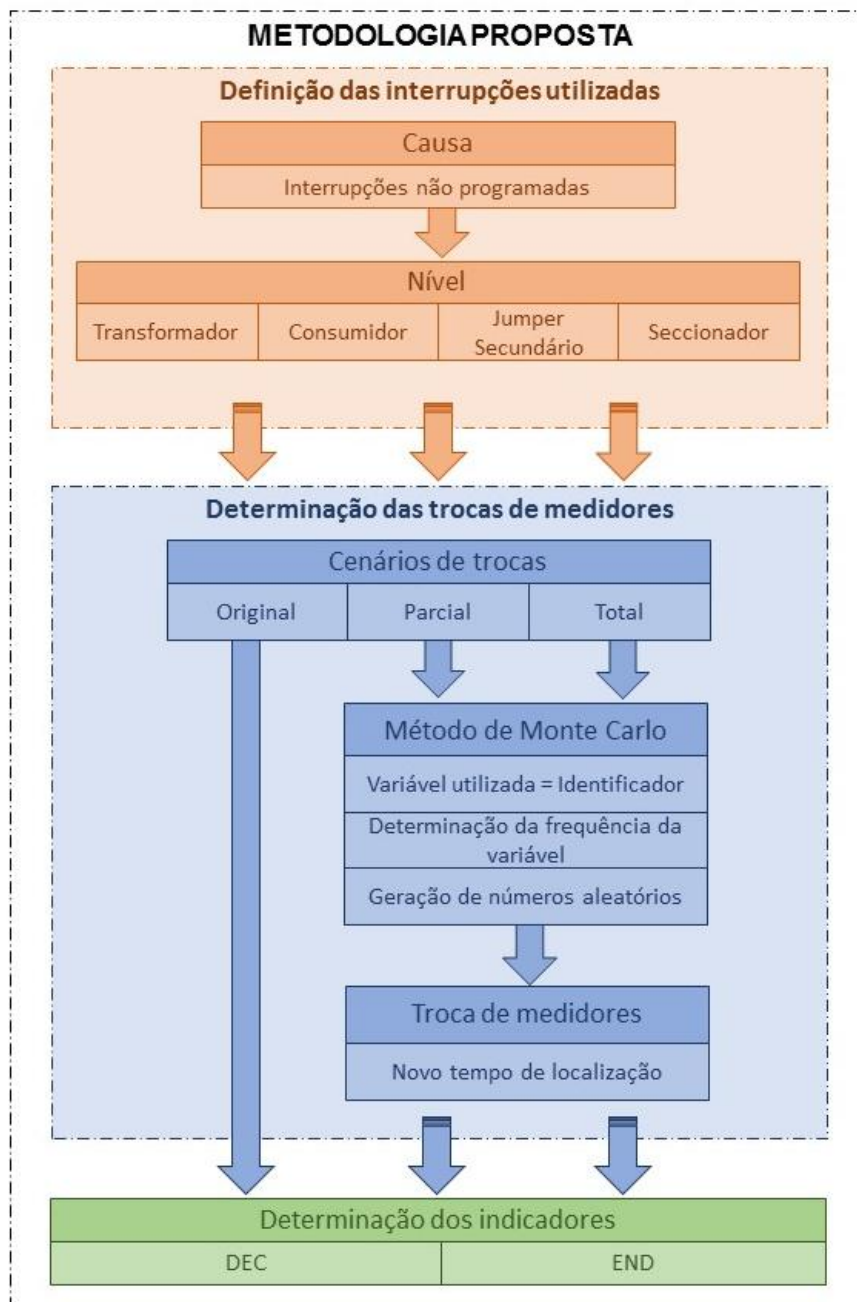
Com o surgimento das Redes Elétricas Inteligentes (REI), abre-se um grande número de novas possibilidades. Desde a medição inteligente até a automação residencial, veículos elétricos e geração distribuída, tudo se comunica entre si e com o centro de controle. Assim, possibilita-se o desenvolvimento de tarifa horária, ou que os aparelhos domésticos sejam controlados para que funcionem em horários de menor custo de energia, ou ainda que os veículos elétricos funcionem como fonte de energia em horários de pico. Além disso, os medidores inteligentes possibilitam que sejam realizados cortes e religues remotamente, leitura e faturamento automáticos, sendo também o consumidor informado instantaneamente do seu consumo, avisando o controle quando ocorrem faltas e realizando manobras de isolamento automáticas, permitindo rápida localização do defeito, com consequente redução do tempo de interrupção. Essa redução tem como consequência a redução do indicador de Duração Equivalente de Interrupção por UC (DEC) e da Energia Não Distribuída (END) para a Concessionária de Distribuição.

Através da instalação dos medidores inteligentes não há mais a necessidade de os consumidores efetuarem ligações para a concessionária informando a interrupção de energia. Essa informação é recebida automaticamente pelo centro de controle, diretamente dos medidores inteligentes instalados nas UCs. Do mesmo modo, através dos medidores inteligentes é possível localizar o defeito, sendo a equipe de manutenção enviada a esse local. Portanto, em faltas localizadas na rede de baixa tensão (BT), é possível afirmar que o tempo de localização da falha é próximo a zero.

Neste contexto, é proposta uma metodologia para que se possa avaliar os efeitos da implantação de medidores inteligentes na confiabilidade da rede de

distribuição. A metodologia utiliza os dados das interrupções de uma concessionária de distribuição de energia, e considera o Método de Monte Carlo (MMC) como meio de definição de cenários de trocas de medidores em um conjunto de UCs. A Figura 4.1 apresenta a arquitetura da metodologia proposta de forma a evidenciar como a mesma é elaborada, assim como os processos realizados até a obtenção dos resultados.

Figura 4.1 - Metodologia proposta



Fonte: Autor

Primeiramente, é realizada a análise dos dados de interrupções de energia obtidos. Como mencionado no capítulo anterior, os dados mínimos exigidos pela ANEEL são: Número de ordem da ocorrência; Data e horário do conhecimento da ocorrência; Identificação da forma do conhecimento da ocorrência (por meio de registro automático do sistema de supervisão da distribuidora ou por meio de informação ou reclamação do consumidor ou de terceiros); Data e horário da autorização para o deslocamento da equipe de atendimento de emergência; Data e horário da chegada da equipe de atendimento de emergência no local da ocorrência; Descrição da ocorrência: fato gerador; Coordenada geográfica do poste ou estrutura mais próxima do local da ocorrência ou, quando não identificado o local, do dispositivo de proteção que operou; Data e horário do restabelecimento do atendimento. O

Quadro 4.1 apresenta os dados de interrupções utilizados para a análise da metodologia. O

Quadro 4.2 apresenta a classificação das causas de interrupções realizada pela ANEEL, através do Módulo 8 do ProDist (ANEEL, 2016a).

Quadro 4.1 – Informações contidas no arquivo de interrupções

Dado de ocorrência	Definição
Solicitação	Número de controle da Solicitação pela Concessionária
Nível	Nível da interrupção: transformador, jumper secundário, seccionador, consumidor, subestação, alimentador
Identificador	Estrutura ou equipamento mais próximo do local da ocorrência
Data e hora da Solicitação	Data e horário em que a solicitação de atendimento foi realizada
Final	Data e hora do restabelecimento do sistema
Duração	Tempo total de duração da interrupção
Número de Atingidos	Número de Unidades Consumidoras atingidas pela interrupção
Conjunto	Conjunto de unidades consumidoras atingido pela interrupção
Perímetro	Urbano/Rural
Total (horas)	Total, em horas, de duração do atendimento
END	Energia Não Distribuída gerada pela interrupção
Causa	Motivo pelo qual ocorreu a interrupção
Descrição	Descrição do fato gerador da interrupção/resolução do problema
TP	Tempo entre o recebimento da solicitação e alocação da equipe de manutenção, em minutos
TD	Tempo de deslocamento da equipe e localização do defeito, em minutos
TE	Tempo entre a localização do defeito e a restauração do sistema, em minutos
Bairro	Bairro onde ocorreu a interrupção
Serviço Efetuado	Serviço efetuado para o restabelecimento da energia
Nº de consumidores do conjunto	Número de consumidores total do conjunto de Unidades Consumidoras

Fonte: Autor

Quadro 4.2 – Classificação das causas de interrupções segundo a ANEEL

(continua)

Origem	Tipo	Causa	Detalhe
Interna	Programada	Alteração	Para Melhoria
			Para ampliação
		Manutenção	Corretiva
			Preventiva
	Não Programada	Meio ambiente	Poluição
			Corrosão
			Queima ou incêndio
			Inundação
			Erosão
			Árvore ou Vegetação
			Descarga atmosférica
			Animais
		Vento	
		Terceiros	Vandalismo
			Abalroamento
			Roubo
			Acidente
			Objeto na Rede
			Defeito cliente afetando outros
			Ligação clandestina
			Empresa de serviços públicos ou suas contratadas
		Defeito interno não afetando outras unidades consumidoras	
		Interferência de terceiros	
		Falha operacional	Erro de operação
	Serviço mal executado		
	Acidente		
	Próprias do Sistema	Subtensão	
Sobretensão			
Sobrecarga			
Desligamento para manutenção emergencial			
Desligamento por segurança			
Falha de material ou equipamento			

Quadro 4.2 – Classificação das causas de interrupções segundo a ANEEL

(conclusão)			
Origem	Tipo	Causa	Detalhe
Interna	Não Programada	Própria do Sistema	Atuação do Sistema Especial de Proteção (SEP)
			Não identificada
		Alívio de carga	-
		Não classificada	-
Externa	Programada	-	-
	Não Programada	Próprias do Sistema	Atuação de Sistemas Especiais de Proteção (SEP)
		Não Classificada	-

Fonte: ANEEL, 2016a, p. 73 e 74

A partir do conhecimento dos dados apresentados no arquivo da concessionária a respeito das ocorrências de interrupções, é possível verificar que ali se apresentam as interrupções programadas e não programadas. Interrupções programadas não terão interferência nos indicadores, pois estas não resultam em tempos de atendimento a ocorrências. Tratam-se de interrupções cujo objetivo seja manutenção preventiva (38), para melhoria (41), para ampliação (45) e corretiva (33), ou então interrupção programada pela supridora (245). Portanto, essas causas são retiradas da análise.

Os dados de interrupções da concessionária não indicam quais os consumidores são afetados por cada interrupção, apenas indicam o número de UCs afetada. Por isso, não há possibilidade de, com esses dados, saber exatamente qual consumidor será beneficiado pela troca do medidor de energia, ou em qual interrupção aquele consumidor que teve seu medidor trocado foi afetado. Portanto, é necessário obter uma outra maneira de realizar essas trocas. Cada interrupção possui um identificador, como indicado no

Quadro 4.1 que indica o local ou a proximidade do local do defeito, e é escolhido como parâmetro de troca no momento da aplicação do Método de Monte Carlo, como será explicado em breve.

Informações sobre o nível de ocorrência também estão entre as informações recebidas: transformador, jumper secundário, seccionador, consumidor, subestação, alimentador. Falhas no alimentador e na subestação significam interrupções na rede

de Média Tensão (MT), atingindo todo o conjunto de consumidores, ou grande parte dele. Por isso, a localização do defeito, mesmo com a implantação e medidores inteligentes, não é exata. Por isso, este trabalho considera apenas interrupções na rede de Baixa Tensão (BT), sendo as interrupções cujo nível é alimentador ou subestação retiradas da análise.

Os tempos de atendimento TP, TD e TE constam em minutos. A soma desses tempos é o tempo total de interrupção e também o tempo total do atendimento realizado. O tempo de deslocamento (TD) é contado a partir da alocação da equipe de manutenção até a localização do defeito, ou seja, o somatório do tempo de deslocamento da equipe de manutenção até o local aproximado do defeito e o tempo de localização do defeito. Com a inclusão de medidores inteligentes, o tempo de localização é reduzido, logo o tempo de deslocamento é reduzido.

Para encontrar o novo tempo de deslocamento, foi realizada uma pesquisa nos registros das equipes de manutenção, definindo-se uma média de tempo de deslocamento por bairro. Assim, realizou-se a média entre esse tempo e o tempo médio obtido dos dados de interrupções, chegando a um tempo médio de deslocamento por localização da falta (bairro), que será o novo tempo de deslocamento utilizado em interrupções cuja troca de medidores ocorreu, conforme equação 12.

$$TD_{bairro}(i) = \frac{TD(i) + TD_{equipe}(i)}{2} \quad (12)$$

Sendo: $TD_{bairro}(i)$ = tempo médio de deslocamento por bairro para a interrupção i , em minutos; $TD(i)$ = tempo de deslocamento real para a interrupção i , em minutos; $TD_{equipe}(i)$ = tempo de deslocamento dado pela equipe de manutenção para o bairro da interrupção i , em minutos.

4.1 DEFINIÇÃO DOS CENÁRIOS DE TROCAS DE MEDIDORES

Com a definição do tempo médio de deslocamento de cada interrupção, as causas de interrupções e o nível da interrupção a serem considerados, é necessário que seja realizada a definição dos cenários de trocas dos medidores já existentes no conjunto de UCs. Leite (2013), fez uma análise econômica da troca dos medidores utilizando três cenários: 0% de trocas, 100% de trocas e o terceiro baseado na

Pesquisa de Posses e Hábitos (PPH), realizada pelo Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL) no Brasil, com resultados por região, com a intenção de determinar quantos consumidores alterariam seus hábitos de consumo no caso de implementação da Tarifa Branca.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) criou uma tarifa horária chamada tarifa branca, com o objetivo de promover a utilização racional do uso da energia por parte dos consumidores nos horários de maior carregamento do sistema e melhor aproveitar a sua infraestrutura, incentivando o uso da energia em horário fora de ponta. Esta tarifa horária entraria em vigor em 2014, mas foi prorrogada e até então não há data prevista para entrar em vigor. A adesão a ela é opcional, sendo a tarifa mais elevada em determinados horários do dia (horários de ponta e intermediário) e reduzida em períodos onde sistema é menos requisitado (horário fora de ponta), não sendo possível quantificar o consumo através de medidores convencionais, mas sim através dos inteligentes.

A PPH realizada questionou se os consumidores estariam dispostos a alterar os hábitos de consumo caso fosse dado um desconto de 10% ou 20% no período fora de ponta (entre as 18 e 21h), o que seria possível com a instalação dos medidores inteligentes. A Tabela 4.1 apresenta os resultados da pesquisa realizada na região Sul (PROCEL, 2005).

Tabela 4.1 - Redução de consumo na ponta caso houvesse desconto no período fora de ponta

		Se o preço da energia elétrica fosse mais barato fora do período de 18 às 21 horas, você reduziria seu consumo neste período?				Total	
		Sim	Depende do desconto	Não	Não sabe/ Não respondeu		
Classe de consumo (kWh)	0 a 200	Casos	272	320	101	11	704
		%	38,6	45,5	14,3	1,6	100
	201 a 300	Casos	55	82	21	3	161
		%	34,2	50,9	13,0	1,9	100
>300	Casos	50	53	30	2	135	
	%	37,0	39,3	22,2	1,5	100	
Total	Casos	377	455	152	16	1000	
	%	37,7	45,5	15,2	1,6	100	

Fonte: PROCEL, 2005

Essa pesquisa foi realizada com 1000 consumidores sendo que 45,5% dos consumidores responderam que alterariam seus hábitos de consumo dependendo do tamanho do desconto oferecido no horário fora de ponta, e 37,7% responderam que com certeza alterariam seus hábitos. Baseado em Leite (2013), será considerado que os consumidores que responderam “sim” e “depende do desconto” são os consumidores que tem seus medidores alterados para medidores inteligentes, logo, 83,2% dos consumidores. Assim, tem-se três cenários:

- a) cenário original: cenário em que o sistema se encontra originalmente, ou seja, com todos os medidores da concessão sendo do tipo convencional;
- b) cenário de troca parcial de medidores: cenário baseado em Leite (2013), sendo realizadas as trocas de medidores convencionais por inteligentes somente naqueles consumidores que seriam optantes pela tarifa branca segundo a PPH realizada na região Sul;
- c) cenário de troca total: cenário no qual todos os medidores convencionais são trocados por medidores inteligentes.

Leite (2013) utilizou como tempo de estudo 10 anos, e realizou a troca de 1/10 dos medidores a cada ano, tanto no cenário de 100% de trocas quanto no cenário parcial. Da mesma maneira será avaliada a troca dos medidores neste trabalho, porém, como o tempo de estudo é de 5 anos, a cada ano serão trocados 1/5 dos medidores, chegando ao final do período de estudo com todos os medidores inteligentes determinados instalados.

Para a determinação dos medidores a serem trocados a cada ano, foi utilizado o Método de Simulação de Monte Carlo (MMC), que utiliza a geração de números aleatórios. O próximo tópico abordará a metodologia utilizada para a avaliação dessas trocas.

4.2 APLICAÇÃO DO MÉTODO DE MONTE CARLO

As simulações permitem a previsão das possíveis consequências de determinadas ações. Elas permitem que seja realizada uma avaliação das ações tomadas antes de serem postas em prática, evitando assim gastos desnecessários e ações desastrosas.

Para simular as trocas de medidores convencionais por inteligentes em um determinado conjunto de UCs, optou-se pela Simulação de Monte Carlo, ou Método

de Monte Carlo (MMC). Essa opção se justifica pela ausência de dados específicos dos consumidores afetados por cada interrupção, não sendo possível definir quais os consumidores sofrem mais interrupções, sendo mais beneficiados do que os demais pela troca do seu medidor, sendo informado somente o número de UCs atingida pela falta de energia.

A simulação tem como base o chamado “Identificador” (Estrutura ou equipamento mais próximo do local da ocorrência). Assim, na realização da troca serão beneficiados os consumidores que estão enquadrados na região do identificador. Ele aparece repetidamente ao longo dos registros de dados de interrupções, sendo a frequência de interrupções encontrada com base na sua própria frequência.

O procedimento de trocas é iniciado com a determinação das frequências absoluta e acumulada de cada identificador durante o período de estudo. Como exemplo de aplicação, apresentam-se na Tabela 4.2 alguns identificadores utilizados e suas frequências. Este estudo foi baseado em dados de 7712 ocorrências de interrupções, tendo 3256 identificadores diferentes.

Tabela 4.2 - Exemplo de frequência absoluta e acumulada

Identificador	Frequência Absoluta	Frequência Acumulada
1 – 1004	0,000144	0,000144
1 – 1006	0,000144	0,000288
1 – 1007	0,000144	0,000432
1 - 1010 – CF	0,000144	0,000576
1 – 1017	0,000144	0,00072

Fonte: Autor

A aplicação do Método de Monte Carlo é realizada com a geração de números aleatórios, de 0 a 1. A frequência acumulada é que determina as trocas a serem realizadas em cada cenário. Para cada ano de estudo, exceto no cenário em que não há trocas, foram gerados cerca de 1000 números aleatórios, cujos valores foram comparados às frequências acumulada de cada identificador. São trocados os identificadores cuja frequência acumulada foi sorteada nessa etapa.

4.3 ANÁLISE DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Este item trata da metodologia aplicada na determinação dos cenários de trocas de medidores. São três cenários distintos:

- a) original: sem trocas, trata-se do cenário sem medidores inteligentes;
- b) parcial: baseado na PROCEL, trata-se da troca de 83,2% dos medidores por inteligentes;
- c) total: trata da troca total dos medidores inteligentes.

Os cenários de trocas parcial e total realizam a troca de 1/5 dos medidores a cada ano. Tratando-se de cinco anos de estudo, no último ano completa-se a troca de todos os medidores definidos para cada cenário. As equações aqui descritas são baseadas nas equações do capítulo 3.

4.3.1 Cenário Original

Este cenário trata do sistema sem medidores inteligentes, com os seus equipamentos originais, sem trocas, utilizando-se os dados de interrupções na sua análise. Inicia-se pelo cálculo do Indicador de Duração Equivalente de Interrupção (DEC). Para tanto, calcula-se primeiramente o DEC de cada interrupção ocorrida durante o período de estudo, através das equações 13 e 14.

$$T_{total}(i) = \frac{TP(i) + TD(i) + TE(i)}{60} \quad (13)$$

$$DEC(i) = \frac{T_{total}(i) \cdot Ca(i)}{Cc} \quad (14)$$

Sendo: i = Interrupção analisada; $T_{total}(i)$ = Tempo total da interrupção i (em horas); $DEC(i)$ = Indicador de Duração Equivalente de Interrupção para da UC para a interrupção i (em horas); $TP(i)$ = Tempo de preparação da interrupção i (em minutos); $TD(i)$ = Tempo de deslocamento e localização do defeito da interrupção i (em minutos); TE = Tempo de Execução da interrupção i (em minutos); $Ca(i)$ = Consumidores atingidos pela interrupção i ; Cc = Consumidores do Conjunto de UCs.

O DEC mensal é encontrado através da soma dos valores de DEC de cada interrupção ocorrida no mesmo mês, como na equação 15.

$$DEC(m) = \sum_{i=1}^n DEC(i) \quad (15)$$

Sendo: $DEC(m)$ = Indicador de Duração Equivalente de Interrupção mensal (em horas); n = número de interrupções dentro do mesmo mês;

O DEC anual é calculado pela soma da multiplicação entre os DEC mensais e o número de UCs do conjunto afetado dividido pela média de UCs do conjunto, como nas equações 16 e 17.

$$Média(Cc) = \frac{\sum_{m=1}^{12} Cc}{12} \quad (16)$$

$$DEC(a) = \frac{\sum_{m=1}^{12} DEC(m).Cc}{Média(Cc)} \quad (17)$$

Sendo: m = mês analisado; $Média(Cc)$ = Média anual de UCs no conjunto; $DEC(m)$ = Indicador de Duração Equivalente de Interrupção para da UC para o mês m (em horas); $DEC(a)$ = Indicador de Duração Equivalente de Interrupção para da UC para o ano a (em horas).

Tendo-se o DEC, passa-se para a análise da Energia Não Distribuída (END). O arquivo de dados de interrupções possui a informação da END de cada interrupção. Para que seja encontrada a END mensal, basta somar as ENDS de cada interrupção ocorrida dentro do mesmo mês, como mostra a equação 18.

$$END(m) = \sum_{i=1}^n END(i) \quad (18)$$

Sendo: $END(m)$ = Energia Não Distribuída no mês m (dada em kWh); $END(i)$ = Energia Não Distribuída na interrupção i ;

Para que se tenha o equivalente em reais da END, aplica-se a equação 19.

$$END(m)_{R\$} = END(m).T \quad (19)$$

Sendo: $END(m)_{R\$}$ = Custo da Energia Não Distribuída no mês m (dada em R\$); T = Tarifa de energia vigente (em R\$/kWh);

A tarifa de energia vigente (T) considerada é da classe de consumo Residencial, dada em Resolução Homologatória, retirados os impostos como ICMS e Taxa de Iluminação Pública (ANEEL, 2016c).

Para calcular a END anual, em kWh, utiliza-se a equação 20 e seu equivalente em R\$, calcula-se através da equação 21.

$$END(a) = \sum_{m=1}^{12} END(m) \quad (20)$$

$$END(a)_{R\$} = \sum_{m=1}^{12} END(m)_{R\$} \quad (21)$$

Sendo: $END(a)_{R\$}$ = Custo da Energia Não Distribuída no ano a (em R\$);
 $END(a)$ = Energia Não Distribuída no ano a (em kWh).

Os dados obtidos na análise do cenário Original são extremamente importantes por serem a referência para os demais cenários. Através desses dados, é possível verificar nos cenários de troca parcial e total se há realmente uma redução no DEC e na END.

4.3.2 Cenário de troca parcial

Este cenário é baseado na Pesquisa de Posses e Hábitos (PPH), utilizando-se os resultados da pesquisa realizada na região Sul do Brasil pela PROCEL, conforme Tabela 4.1. Leite (2013) considerou que somente os consumidores que responderam “sim” e “depende do desconto” tem seu medidor alterado para o inteligente. Portanto, o Cenário Parcial considera uma troca de 83,2% dos medidores já instalados no conjunto de UCs, após as análises preliminares de causas das interrupções e nível da interrupção, conforme explicado anteriormente.

Como determinado anteriormente, este trabalho trará a troca de conjuntos de medidores, devido ao fato de não se ter conhecimento dos consumidores afetados por cada interrupção. Portanto, será realizada a troca de 1/5 dos conjuntos de medidores afetados, ao ano, totalizando os 83,2% no quinto ano de estudo.

Os dados de interrupções constam de 3256 identificadores de interrupções diferentes. A troca de 83,2% dos medidores corresponderá, nesse estudo, aos

83,2% dos identificadores afetados. Cabe salientar que antes de serem verificados os identificadores, foi realizada uma seleção do nível de interrupção, retirando do estudo interrupções na rede primária e na própria subestação, que afetariam todo o conjunto de unidades consumidoras. Assim, será realizada a troca de medidores de 2708 identificadores ao longo da rede, sendo considerados aproximadamente 541 identificadores ao ano.

Para a definição dos identificadores cujos medidores são alterados, foram gerados 541 números aleatórios no primeiro ano, retirando-se os números que se repetem, por ser realizada uma comparação aproximada à frequência acumulada gerada, restou 388 identificadores. Faltando ainda 153 identificadores a serem trocados, gerou-se mais 153 números, chegando a 478 identificadores trocados, gerando-se mais 63 números até chegar-se aos 541 identificadores. No segundo ano, além dos 541 identificadores trocados no ano anterior, gerou-se mais 541 números, e gerando os números restantes até chegar aos 1082 identificadores, e assim por diante, até o quinto ano de trocas, com 2708 indicadores.

A partir da aplicação do MMC iniciam-se os cálculos para a avaliação da confiabilidade do sistema após as mudanças propostas. Assim, aqueles indicadores que tiveram seus medidores convencionais alterados para inteligentes passam a considerar o tempo médio de deslocamento já definido no item 4.1. Assim, aplica-se a equação 11 para encontrar o novo tempo de deslocamento das interrupções cujos medidores foram trocados ($TMD(i)$), e logo depois aplicam-se as equações 22 e 23, encontrando o DEC de cada interrupção.

$$T_{total}(i) = \frac{TP(i) + TD_{bairro}(i) + TE(i)}{60} \quad (22)$$

$$DEC(i) = \frac{T_{total}(i) \cdot Ca(i)}{Cc} \quad (23)$$

Sendo: i = Interrupção analisada; $T_{total}(i)$ = Tempo total da interrupção i (em horas); $DEC(i)$ = Indicador de Duração Equivalente de Interrupção para da UC para a interrupção i (em horas); $TP(i)$ = Tempo de preparação da interrupção i (em minutos); $TD_{bairro}(i)$ = Tempo médio de deslocamento do bairro da interrupção i após a troca dos medidores (em minutos); TE = Tempo de Execução da interrupção i

(em minutos); $Ca(i)$ = Consumidores atingidos pela interrupção i ; Cc = Consumidores do Conjunto de UCs.

A partir do cálculo do DEC após a instalação de medidores inteligentes no sistema, o procedimento de cálculo é o mesmo do Cenário Original, partindo-se da equação 14, com o cálculo do DEC mensal, porém utilizando os dados obtidos na equação 22.

4.3.3 Cenário de troca total

O cenário de troca total busca trocar todos os medidores dos 3256 indicadores de interrupções durante os cinco anos do estudo. Assim como no cenário anterior, o cenário de troca total realizará a troca de 1/5 dos medidores ao ano, sendo que no último ano todos os medidores em estudo serão inteligentes. Para a definição dos indicadores a serem alterados a cada ano, o MMC é aplicado.

Tratando-se de 3256 indicadores de interrupção, a troca anual de medidores se dará para 651 indicadores. Portanto, no ano 1, são gerados 651 números aleatórios, sendo realizada a comparação aproximada à frequência acumulada de cada indicador. Ao final dos cinco anos, todos os 3256 indicadores terão sido beneficiados pela troca de medidores. Os procedimentos de cálculo realizados neste cenário são idênticos ao cenário de trocas parciais.

O próximo capítulo abordará a análise do impacto da avaliação realizada sobre a troca de medidores em um conjunto de unidades consumidoras real.

4.4 RESUMO DO CAPÍTULO

Este capítulo abordou a metodologia proposta para o trabalho, primeiramente introduzindo as variáveis a serem utilizadas. Após, são determinados os cenários de trocas de medidores, através do Método de Monte Carlo, com a posterior avaliação do impacto dessas trocas em DEC e END para cada cenário.

5 ANÁLISE DE RESULTADOS

Este capítulo tem por objetivo apresentar os resultados alcançados através da metodologia descrita no capítulo anterior, assim como analisar o seu impacto no sistema de distribuição em estudo. A análise de dados é realizada em uma concessionária de distribuição de energia elétrica do interior do Rio Grande do Sul. Os dados foram obtidos de janeiro de 2011 a dezembro de 2015. A área de concessão é composta de uma única subestação, sendo, portanto, um único conjunto de UCs. No final de 2015, esse conjunto possuía mais de 30 mil consumidores, tendo durante os cinco anos de estudo cerca de 7710 ocorrências registradas. Em média, cada consumidor foi interrompido 68 vezes e por 33 horas durante o período de estudo, de 5 anos. Os resultados da metodologia são avaliados conforme os cenários estipulados.

5.1 CENÁRIO ORIGINAL

O cenário original levou em consideração os dados obtidos originalmente com a concessionária. Trata-se dos valores de DEC e END reais calculados a partir do banco de dados fornecido do conjunto de unidades consumidoras em questão.

Conforme metodologia do capítulo 4, são calculados os indicadores DEC e END baseados nas ocorrências a serem consideradas. O DEC mensal, calculado através da equação 14, é apresentado na Tabela 5.1. O Apêndice A apresenta as tabelas completas de cálculos.

Tabela 5.1 - DEC mensal calculado para o cenário original

								(continua)
Ano	Mês	DEC Mensal	Ano	Mês	DEC Mensal	Ano	Mês	DEC Mensal
2011	Janeiro	4,65	2012	Janeiro	2,05	2013	Janeiro	12,87
	Fevereiro	12,62		Fevereiro	2,13		Fevereiro	2,33
	Março	1,34		Março	1,01		Março	0,61
	Abril	5,88		Abril	10,32		Abril	10,16
	Maior	6,94		Maior	2,58		Maior	1,46
	Junho	1,07		Junho	0,51		Junho	2,85

Tabela 5.1 - DEC mensal calculado para o cenário original

						(conclusão)		
Ano	Mês	DEC Mensal	Ano	Mês	DEC Mensal	Ano	Mês	DEC Mensal
2011	Julho	4,85	2012	Julho	1,36	2013	Julho	0,25
	Agosto	2,83		Agosto	3,58		Agosto	1,46
	Setembro	5,53		Setembro	3,00		Setembro	2,47
	Outubro	1,56		Outubro	4,31		Outubro	4,22
	Novembro	0,67		Novembro	5,28		Novembro	2,24
	Dezembro	1,54		Dezembro	1,62		Dezembro	0,73
2014	Janeiro	0,59	2015	Janeiro	1,33			
	Fevereiro	2,20		Fevereiro	1,17			
	Março	1,40		Março	1,47			
	Abril	0,42		Abril	0,84			
	Maio	0,92		Maio	0,52			
	Junho	0,16		Junho	0,11			
	Julho	0,45		Julho	0,23			
	Agosto	0,52		Agosto	2,06			
	Setembro	0,88		Setembro	1,03			
	Outubro	1,66		Outubro	1,14			
	Novembro	1,95		Novembro	3,18			
	Dezembro	3,08		Dezembro	1,01			

Fonte: autor

Depois de calculado o DEC de cada mês do período de estudo, calcula-se o DEC anual através da equação 16. O DEC anual calculado e o DEC limite estipulado pela ANEEL são apresentados na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 - DEC anual do cenário original e DEC limite estipulado pela ANEEL

Ano	DEC	DEC limite
2011	49,24	14
2012	37,79	13
2013	41,46	13
2014	14,26	13
2015	14,10	11

Fonte: autor

Durante os cinco anos verificados, não houve um ano sequer em que o limite de DEC estipulado pela ANEEL não tivesse sido ultrapassado, muito além do limite. Porém, é possível perceber uma alteração significativa nos valores, se comparados os indicadores de 2010 a 2013 com os de 2014 e 2015. O cálculo da Energia Não Distribuída é realizado baseados nos indicadores DEC obtidos através do banco de dados, por interrupção, e então são aplicadas as equações 18, para o cálculo da END mensal em reais e 20, para a END anual, também em reais. Esses valores são apresentados na Tabela 5.3

Tabela 5.3 - Energia Não Distribuída e seu custo no período de estudo, para o cenário original

(continua)									
Ano	Mês	END (kWh)	Tarifa (R\$/kWh)	END (R\$)	Ano	Mês	END (kWh)	Tarifa (R\$/kWh)	END (R\$)
2011	Jan	4990,27	0,36764	1.834,62	2012	Jan	5530,04	0,39024	2.158,04
	Fev	23734,09	0,36764	8.725,60		Fev	12821,63	0,39024	5.003,51
	Mar	7581,43	0,36764	2.787,24		Mar	1780,8	0,39024	694,94
	Abr	46359,64	0,36764	17.043,66		Abr	22971,27	0,39024	8.964,31
	Mai	8341,68	0,36764	3.066,73		Mai	6328,97	0,39024	2.469,82
	Jun	3252,49	0,36764	1.195,75		Jun	4308,21	0,39024	1.681,24
	Jul	27875,87	0,39024	10.878,28		Jul	3586,71	0,41122	1.474,93
	Ago	4691,41	0,39024	1.830,78		Ago	5532,37	0,41122	2.275,02
	Set	20226	0,39024	7.892,99		Set	3564,29	0,41122	1.465,71
	Out	5808,7	0,39024	2.266,79		Out	20966,15	0,41122	8.621,70
	Nov	3137,77	0,39024	1.224,48		Nov	7815,9	0,41122	3.214,06
	Dez	4599,05	0,39024	1.794,73		Dez	8375,18	0,41122	3.444,04
2013	Jan	9805,48	0,3357	3.291,70	2014	Jan	5119,5	0,35004	1.792,03
	Fev	9737,88	0,3357	3.269,01		Fev	21262,66	0,35004	7.442,78
	Mar	3603,61	0,3357	1.209,73		Mar	7708,14	0,35004	2.698,16
	Abr	3871,53	0,3357	1.299,67		Abr	2070,27	0,35004	724,68
	Mai	2636,51	0,3357	885,08		Mai	5941,11	0,35004	2.079,63
	Jun	5463,94	0,3357	1.834,24		Jun	783,59	0,35004	274,29
	Jul	876,15	0,35004	306,69		Jul	1651,33	0,38604	637,48
	Ago	2953,95	0,35004	1.034,00		Ago	3050,03	0,38604	1.177,43
	Set	5754,29	0,35004	2.014,23		Set	3714,37	0,38604	1.433,90
	Out	6492,71	0,35004	2.272,71		Out	9197,56	0,38604	3.550,63
	Nov	12369,3	0,35004	4.329,75		Nov	4416,24	0,38604	1.704,84
	Dez	3288,74	0,35004	1.151,19		Dez	10120,1	0,38604	3.906,76
2015	Jan	7671,94	0,38604	2.961,67					
	Fev	6102,01	0,38604	2.355,62					
	Mar	11394,65	0,50359	5.738,23					

Tabela 5.3 - Energia Não Distribuída e seu custo no período de estudo, para o cenário original

(conclusão)

Ano	Mês	END (kWh)	Tarifa (R\$/kWh)	END (R\$)
2015	Abr	5399,09	0,50359	2.718,93
	Mai	2467,47	0,50359	1.242,59
	Jun	734,38	0,50359	369,83
	Jul	1125,92	0,47132	530,67
	Ago	3297,31	0,47132	1.554,09
	Set	6157,27	0,47132	2.902,04
	Out	8692,12	0,47132	4.096,77
	Nov	4830,03	0,47132	2.276,49
	Dez	14467,21	0,47132	6.818,69

Fonte: autor

A Energia Não Distribuída é aquela energia que deixou de ser vendida durante o período de falta, portanto, a Tabela 5.3 permite quantificar o prejuízo financeiro que interrupções ocasionam mensalmente para a concessionária em questão, e a Tabela 5.4 apresenta a perda anual. Ao todo, foram cerca de R\$ 185.895,18 perdidos no período de 5 anos, uma média de R\$ 37.179,04 perdidos por ano. Esse valor representa cerca de 6% do faturamento da concessionária durante esse período, e poderia ser utilizado em melhorias na rede de distribuição.

Tabela 5.4 - END anual do cenário original

Ano	END cenário original (kWh)	END cenário original (R\$)
2011	160.598,41	60.541,66
2012	103.581,51	41.467,30
2013	66.854,09	22.898,00
2014	75.034,90	27.422,60
2015	72.339,39	33.565,62
TOTAL	478.408,29	185.895,18

Fonte: autor

Esse cenário servirá de referência na avaliação da END e do indicador DEC dos próximos cenários.

5.2 CENÁRIO PARCIAL

O cenário parcial trata da substituição de 83,2% dos medidores de energia existentes no conjunto de UC em questão, após selecionadas as interrupções a serem consideradas, como foi detalhado no capítulo 3.

Parte-se do cálculo do DEC por interrupção, realizando as trocas dos medidores dos identificadores apontados pelo MMC. Considerando a troca realizada, um novo tempo de deslocamento é utilizado para essas interrupções, obtendo-se um novo tempo de atendimento e conseqüentemente um novo tempo de interrupção. Assim, utilizando-se as equações 21 e 22 e posteriormente a equação 14, foram encontrados os DEC mensais, apontados na Tabela 5.5.

Tabela 5.5 - DEC mensal obtido após realizadas as trocas parciais dos medidores

(continua)

Ano	Mês	DEC Mensal	Ano	Mês	DEC Mensal	Ano	Mês	DEC Mensal
2011	Jan	4,62	2012	Jan	2,04	2013	Jan	12,83
	Fev	12,55		Fev	2,13		Fev	2,31
	Mar	1,33		Mar	1,01		Mar	0,60
	Abr	5,87		Abr	10,32		Abr	10,15
	Mai	6,93		Mai	2,58		Mai	1,45
	Jun	1,06		Jun	0,51		Jun	2,85
	Jul	4,85		Jul	1,36		Jul	0,24
	Ago	2,82		Ago	3,58		Ago	1,45
	Set	5,52		Set	2,99		Set	2,46
	Out	1,55		Out	4,30		Out	4,22
	Nov	0,66		Nov	5,26		Nov	2,23
	Dez	1,54		Dez	1,61		Dez	0,71
2014	Jan	0,58	2015	Jan	1,22			
	Fev	2,18		Fev	1,16			
	Mar	1,39		Mar	1,47			
	Abr	0,40		Abr	0,84			
	Mai	0,92		Mai	0,51			
	Jun	0,15		Jun	0,10			
	Jul	0,45		Jul	0,22			
	Ago	0,51		Ago	2,05			
	Set	0,86		Set	1,01			
	Out	1,64		Out	1,12			

Tabela 5.5 - DEC mensal obtido após realizadas as trocas parciais dos medidores

Ano	Mês	DEC Mensal	Ano	Mês	DEC Mensal
2014	Nov	1,94	2015	Nov	3,15
	Dez	3,07		Dez	0,99

(conclusão)

Fonte: autor

Para que seja mais bem visualizado o efeito das trocas parciais de medidores, são calculados os DEC anuais, obtidos pela equação 16. A Tabela 5.6 apresenta o DEC anual obtido após as trocas, o DEC limite e o DEC do cenário original.

Tabela 5.6 - DEC anual do cenário parcial, original e DEC limite

Ano	DEC cenário original	DEC cenário parcial	DEC limite
2011	49,24	49,08	14
2012	37,79	37,68	13
2013	41,46	41,32	13
2014	14,26	14,12	13
2015	14,10	13,83	11

Fonte: autor

A Tabela 5.6 apresenta uma redução no DEC anual da concessionária, sendo que no ano de 2011 essa redução representou aproximadamente 0,3%. Em 2012, essa redução representou aproximadamente 0,29%, em 2013, 0,33%, em 2014, 0,98% e em 2015, 1,91%. A alteração não teve efeito de redução do DEC a ponto de não ultrapassar os limites anuais definidos pela ANEEL, porém, como esperado, resultou em redução nesse indicador.

O cálculo da Energia Não Distribuída é realizado com base nos DEC já calculados e apresentados acima. A Tabela 5.7 apresenta os valores de END obtidos após a troca dos medidores.

Tabela 5.7 - Energia Não Distribuída e seu custo, calculados para o cenário parcial de trocas

Ano	Mês	END (kWh)	Tarifa (R\$/kWh)	END (R\$)	Ano	Mês	END (kWh)	Tarifa (R\$/kWh)	END (R\$)
2011	Jan	4973,77	0,36764	1.828,56	2012	Jan	5514,60	0,39024	2.152,02
	Fev	23655,62	0,36764	8.696,75		Fev	12785,84	0,39024	4.989,55
	Mar	7556,36	0,36764	2.778,02		Mar	1775,83	0,39024	693,00
	Abr	46206,36	0,36764	16.987,30		Abr	22907,15	0,39024	8.939,29
	Mai	8314,10	0,36764	3.056,59		Mai	6311,31	0,39024	2.462,92
	Jun	3241,74	0,36764	1.191,79		Jun	4296,19	0,39024	1.676,54
	Jul	27783,70	0,39024	10.842,31		Jul	3576,70	0,41122	1.470,81
	Ago	4675,90	0,39024	1.824,72		Ago	5516,93	0,41122	2.268,67
	Set	20159,12	0,39024	7.866,90		Set	3554,34	0,41122	1.461,61
	Out	5789,49	0,39024	2.259,29		Out	20907,63	0,41122	8.597,64
	Nov	3127,40	0,39024	1.220,43		Nov	7794,09	0,41122	3.205,09
	Dez	4583,85	0,39024	1.788,80		Dez	8351,80	0,41122	3.434,43
2013	Jan	9771,82	0,3357	3.280,40	2014	Jan	5068,94	0,35004	1.774,33
	Fev	9704,45	0,3357	3.257,78		Fev	21052,68	0,35004	7.369,28
	Mar	3591,24	0,3357	1.205,58		Mar	7632,02	0,35004	2.671,51
	Abr	3858,24	0,3357	1.295,21		Abr	2049,83	0,35004	717,52
	Mai	2627,46	0,3357	882,04		Mai	5882,44	0,35004	2.059,09
	Jun	5445,18	0,3357	1.827,95		Jun	775,86	0,35004	271,58
	Jul	873,14	0,35004	305,63		Jul	1635,02	0,38604	631,18
	Ago	2943,80	0,35004	1.030,45		Ago	3019,91	0,38604	1.165,80
	Set	5734,53	0,35004	2.007,32		Set	3677,69	0,38604	1.419,74
	Out	6470,42	0,35004	2.264,91		Out	9106,73	0,38604	3.515,56
	Nov	12326,83	0,35004	4.314,88		Nov	4372,62	0,38604	1.688,01
	Dez	3277,45	0,35004	1.147,24		Dez	10020,15	0,38604	3.868,18
2015	Jan	7525,74	0,38604	2.905,24					
	Fev	5985,73	0,38604	2.310,73					
	Mar	11177,51	0,50359	5.628,88					
	Abr	5296,20	0,50359	2.667,12					
	Mai	2420,45	0,50359	1.218,91					
	Jun	720,38	0,50359	362,78					
	Jul	1104,46	0,47132	520,56					
	Ago	3234,48	0,47132	1.524,47					
	Set	6039,94	0,47132	2.846,74					
	Out	8526,49	0,47132	4.018,70					
	Nov	4737,99	0,47132	2.233,11					
	Dez	14191,53	0,47132	6.688,75					

Fonte: autor

Para facilitar a visualização das mudanças ocorridas, a Tabela 5.8 apresenta uma comparação entre os valores obtidos de END no cenário original e os valores obtidos de END no cenário de trocas parciais de medidores.

Tabela 5.8 – Custo da Energia Não Distribuída nos cenários original e de trocas parciais, em R\$

Ano	END cenário original (R\$)	END cenário parcial (R\$)	Redução de END (R\$)
2011	60.541,66	60.341,48	200,18
2012	41.467,30	41.351,56	115,74
2013	22.898,00	22.819,39	78,61
2014	27.422,60	27.151,79	270,81
2015	33.565,62	32.926,00	639,62
Total	185.895,18	184.590,22	1.304,96

Fonte: autor

Através da Tabela 5.8, é possível observar a redução no valor não faturado pela concessionária devido à END, somente através da troca parcial dos medidores convencionais por medidores inteligentes de energia. O próximo item demonstrará a redução obtida com a troca total dos medidores de energia elétrica.

5.3 CENÁRIO TOTAL

Este cenário de trocas de medidores visa obter os ganhos em END e DEC através da troca de todos os medidores selecionados. Essa troca ocorre em 5 anos, sendo a cada ano trocados 1/5 dos medidores. A Tabela 5.9 demonstra os resultados obtidos através da troca total dos medidores no DEC.

Tabela 5.9 - Valores de DEC obtidos através da troca total de medidores

Ano	Mês	DEC Mensal	Ano	Mês	DEC Mensal	Ano	Mês	DEC Mensal
	Jan	4,62		Jan	2,04		Jan	12,83
2011	Fev	12,55	2012	Fev	2,12	2013	Fev	2,31
	Mar	1,33		Mar	1,01		Mar	0,60

(continua)

Tabela 5.9 - Valores de DEC obtidos através da troca total de medidores

(conclusão)								
Ano	Mês	DEC Mensal	Ano	Mês	DEC Mensal	Ano	Mês	DEC Mensal
2011	Abr	5,86	2012	Abr	10,31	2013	Abr	10,15
	Mai	6,94		Mai	2,58		Mai	1,45
	Jun	1,06		Jun	0,50		Jun	2,85
	Jul	4,85		Jul	1,36		Jul	0,24
	Ago	2,83		Ago	3,58		Ago	1,45
	Set	5,52		Set	2,99		Set	2,46
	Out	1,55		Out	4,28		Out	4,22
	Nov	0,66		Nov	5,25		Nov	2,23
Dez	1,53	Dez	1,60	Dez	0,71			
2014	Jan	0,58	2015	Jan	1,22			
	Fev	2,18		Fev	1,16			
	Mar	1,39		Mar	1,46			
	Abr	0,40		Abr	0,84			
	Mai	0,92		Mai	0,51			
	Jun	0,15		Jun	0,10			
	Jul	0,44		Jul	0,22			
	Ago	0,51		Ago	2,04			
	Set	0,86		Set	1,01			
	Out	1,64		Out	1,12			
	Nov	1,94		Nov	3,14			
	Dez	3,07		Dez	0,99			

Fonte: autor

Após calculado o DEC de cada mês em estudo, calcula-se o DEC anual, comparando-o com o DEC limite anual definido pela ANEEL e com o DEC obtido no cenário original, como na Tabela 5.10.

Tabela 5.10 - DEC anual dos cenários total, original e DEC limite

Ano	DEC cenário original	DEC cenário total	DEC limite
2011	49,24	49,07	14
2012	37,79	37,63	13
2013	41,46	41,32	13

(continua)

Tabela 5.10 - DEC anual dos cenários total, original e DEC limite

Ano	DEC cenário	DEC cenário	DEC limite
	original	total	
2014	14,26	14,12	13
2015	14,10	13,81	11

(conclusão)

Fonte: autor

A Tabela 5.10 apresenta a comparação entre o DEC original, o DEC total e o DEC limite estabelecido pela ANEEL. Neste cenário, é possível verificar uma maior redução nos valores do indicador, mas ainda não ao ponto de o valor limite ser obedecido. Porém, no ano de 2011 a redução obtida foi de aproximadamente 0,35%, em 2012 0,42%, em 2013 0,34%, em 2014 0,98% e em 2015 2,06%.

O cálculo da Energia Não Distribuída é realizado com base no DEC já calculado, e é apresentado na Tabela 5.11.

Tabela 5.11 - END obtida no cenário total de trocas de medidores

(continua)									
Ano	Mês	END (kWh)	Tarifa (R\$/kWh)	END (R\$)	Ano	Mês	END (kWh)	Tarifa (R\$/kWh)	END (R\$)
2011	Jan	4972,75	0,36764	1.828,18	2012	Jan	5507,63	0,39024	2.149,30
	Fev	23650,75	0,36764	8.694,96		Fev	12769,67	0,39024	4.983,24
	Mar	7554,81	0,36764	2.777,45		Mar	1773,59	0,39024	692,12
	Abr	46196,85	0,36764	16.983,81		Abr	22878,18	0,39024	8.927,98
	Mai	8312,39	0,36764	3.055,97		Mai	6303,33	0,39024	2.459,81
	Jun	3241,07	0,36764	1.191,55		Jun	4290,75	0,39024	1.674,42
	Jul	27777,98	0,39024	10.840,08		Jul	3572,17	0,41122	1.468,95
	Ago	4674,93	0,39024	1.824,35		Ago	5509,95	0,41122	2.265,80
	Set	20154,97	0,39024	7.865,28		Set	3549,84	0,41122	1.459,77
	Out	5788,30	0,39024	2.258,83		Out	20881,19	0,41122	8.586,76
	Nov	3126,75	0,39024	1.220,18		Nov	7784,23	0,41122	3.201,03
	Dez	4582,90	0,39024	1.788,43		Dez	8341,24	0,41122	3.430,08
2013	Jan	9771,30	0,3357	3.280,23	2014	Jan	5069,24	0,35004	1.774,44
	Fev	9703,93	0,3357	3.257,61		Fev	21053,93	0,35004	7.369,72
	Mar	3591,05	0,3357	1.205,52		Mar	7632,48	0,35004	2.671,67
	Abr	3858,03	0,3357	1.295,14		Abr	2049,95	0,35004	717,56
	Mai	2627,32	0,3357	881,99		Mai	5882,79	0,35004	2.059,21

Tabela 5.11 - END obtida no cenário total de trocas de medidores

					(conclusão)				
Ano	Mês	END (kWh)	Tarifa (R\$/kWh)	END (R\$)	Ano	Mês	END (kWh)	Tarifa (R\$/kWh)	END (R\$)
2013	Jun	5444,89	0,3357	1.827,85	2014	Jun	775,90	0,35004	271,60
	Jul	873,09	0,35004	305,62		Jul	1635,12	0,38604	631,22
	Ago	2943,65	0,35004	1.030,39		Ago	3020,09	0,38604	1.165,87
	Set	5734,23	0,35004	2.007,21		Set	3677,91	0,38604	1.419,82
	Out	6470,08	0,35004	2.264,79		Out	9107,27	0,38604	3.515,77
	Nov	12326,18	0,35004	4.314,65		Nov	4372,88	0,38604	1.688,11
	Jan	3277,28	0,35004	1.147,18		Dez	10020,75	0,38604	3.868,41
2015	Jan	7515,10	0,38604	2.901,13					
	Fev	5977,27	0,38604	2.307,46					
	Mar	11161,71	0,50359	5.620,92					
	Abr	5288,71	0,50359	2.663,34					
	Mai	2417,02	0,50359	1.217,19					
	Jun	719,36	0,50359	362,27					
	Jul	1102,90	0,47132	519,82					
	Ago	3229,90	0,47132	1.522,32					
	Set	6031,40	0,47132	2.842,72					
	Out	8514,43	0,47132	4.013,02					
	Nov	4731,29	0,47132	2.229,95					
	Dez	14171,46	0,47132	6.679,29					

Fonte: autor

Novamente, a fim de facilitar a análise dos valores encontrados, apresenta-se na Tabela 5.12 a comparação entre os valores de END no cenário original e no cenário de trocas total, em reais.

Tabela 5.12 - END perdida, em reais, durante o período de estudo, para o cenário original e o cenário de troca total

				(continua)
Ano	END cenário original (R\$)	END cenário total (R\$)	Redução (R\$)	
2011	60.541,66	60.329,06	212,60	
2012	41.467,30	41.299,27	168,03	
2013	22.898,00	22.818,17	79,83	

Tabela 5.12 - END perdida, em reais, durante o período de estudo, para o cenário original e o cenário de troca total

Ano	END cenário original (R\$)	END cenário total (R\$)	Redução (R\$)
2014	27.422,60	27.153,40	269,2
2015	33.565,62	32.879,43	686,19
Total	185.895,18	184.479,33	1415,85

(conclusão)

Fonte: autor

A Tabela 5.12 permite a comparação dos resultados iniciais, no cenário original, e dos resultados após a troca total de medidores. É visível a redução no faturamento perdido, apesar de os valores anuais não serem consideráveis. Apesar disso, são R\$1.415,67, em cinco anos, que seriam recebidos pela concessionária simplesmente pela alteração nos medidores de energia.

5.4 ANÁLISE FINAL

A Tabela 5.13 apresenta o resumo dos dados obtidos nos três cenários estudados anteriormente, que permite verificar os cenários parcial (83,2% de trocas) e total (100% de trocas).

Tabela 5.13 - Análise dos cenários de trocas quanto a DEC e END

Ano	DEC cenário original	DEC cenário parcial	DEC cenário total	END cenário original (R\$)	END cenário parcial (R\$)	END cenário total (R\$)
2011	49,24	49,08	49,07	60.541,66	60.341,48	60.329,06
2012	37,79	37,68	37,63	41.467,30	41.351,56	41.299,27
2013	41,46	41,32	41,32	22.898,00	22.819,39	22.818,17
2014	14,26	14,12	14,12	27.422,60	27.151,79	27.153,40
2015	14,10	13,83	13,81	33.565,62	32.926,00	32.879,43
Total	-	-	-	185.895,18	184.590,22	184.479,33

Fonte: autor

O ano de 2014 é peculiar. O DEC no cenário parcial e total foi o mesmo, porém na tabela esse valor é arredondado. O valor da END em reais do cenário total deve ser igual ao valor do cenário parcial, devido ao seu DEC ter mesmo valor, ou então deveria ser menor do que o cenário parcial, partindo do princípio que o cenário total realizará mais trocas. Porém, o que ocorreu foi que a END do cenário total foi maior do que a do cenário parcial. Isto pode ser atribuído ao MMC e as trocas realizadas neste ano, no cenário de trocas parciais que devem ter sido de interrupções com maior tempo total, sendo que na troca total os tempos de interrupção em que houve trocas de medidores foram menores, no ano em análise

Apesar dessa diferença no ano de 2014, todos os outros anos apresentaram resultados proporcionais de END e DEC reduzidos, com maior redução no cenário de troca total se comparado ao cenário de troca parcial. Portanto, com a troca de medidores ocorre redução em DEC e END, com certa melhora na confiabilidade do sistema de distribuição, porém muito menor do que o esperado.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo tem por finalidade apresentar as conclusões que foram verificadas através do estudo realizado, apresentar propostas de trabalhos futuros e também os artigos publicados durante essa pesquisa.

6.1 CONCLUSÕES

Concessionárias de distribuição de energia elétrica são afetadas pelas interrupções, deixando de vender sua energia nesse período e correndo o risco de pagar multas no caso de violação do limite dos indicadores de continuidade estipulados pela ANEEL para os seus conjuntos de unidades consumidoras. Portanto, é de interesse das concessionárias tomar providências para a redução dos tempos de atendimento das ocorrências de interrupções de longa duração, reduzindo o tempo total de desligamento dos consumidores e seus indicadores de continuidade.

Neste contexto, este trabalho teve o objetivo de apresentar uma ação para contribuir para a redução dos indicadores e o aumento do faturamento da concessionária. Para isso, tomou-se como tema, na área de tecnologia: Redes Elétricas Inteligentes, os medidores inteligentes.

Medidores inteligentes permitem o maior acesso dos consumidores aos seus dados da fatura de energia elétrica, e assim adaptar os seus horários de utilização dos aparelhos, aumentando a vida útil da rede. Além disso, possuem comunicação bidirecional, o que permite que cortes e religues sejam realizados remotamente, e também que o faturamento das unidades consumidoras seja automático.

A comunicação bidirecional, além de medir o sentido do fluxo de energia e ações de corte e religue, também permite que os medidores inteligentes informem a concessionária sobre faltas de energia e aponte a localização do defeito que gerou a interrupção, o que reduz o tempo de localização da equipe de manutenção, e consequentemente reduz o tempo de interrupção. Assim, há redução no indicador de continuidade DEC e na END, reduzindo as perdas de faturamento.

A metodologia utilizada determinou os dados de interrupções que seriam utilizados na análise, e três cenários de trocas de medidores: Original, Parcial e Total. Como não havia dados a respeito dos consumidores afetados por cada

interrupção, a análise deveria ser probabilística. Por isso, determinaram-se as trocas dos cenários Parcial e Total através do Método de Monte Carlo. Esse método utiliza a geração de números aleatórios, baseado na frequência absoluta da variável, permitindo que fosse realizada a comparação dos cenários de trocas (Parcial e Total) com o cenário de referência (Original).

Essa pesquisa abordou a instalação dos medidores inteligentes, com o objetivo de verificar o impacto obtido pelas concessionárias na confiabilidade e redução do tempo de interrupção. Os resultados obtidos permitem observar que há uma melhoria nos indicadores DEC e END do sistema de distribuição, mas não como esperado. Possivelmente isso se deva ao fato de se ter escolhido uma área de concessão basicamente urbana, de 45 km² aproximadamente, com cerca de 30 mil medidores instalados. Essa configuração faz com que os tempos de localização não sejam muito significativos, e por isso os ganhos com relação a esses tempos também não o são.

6.2 PROPOSTA DE TRABALHOS FUTUROS

Com o objetivo de melhorar e dar segmento ao tema proposto nessa Dissertação sugere-se as seguintes possibilidades de continuidade do trabalho:

- a) aprofundar a análise, estabelecendo o impacto da redução das compensações financeiras ao consumidores considerando a redução do DEC;
- b) considerar a redução das equipes necessárias para leitura, corte e religue com a utilização dos medidores inteligentes.

6.3 TRABALHOS PUBLICADOS

Este trabalho de dissertação permitiu a publicação e apresentação de três artigos científicos, sendo dois em congressos nacionais e um em congresso internacional, encontrados no Apêndice B, e cuja relação segue:

- a) SBSE 2016 – SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS
Título do trabalho: “Impacto da instalação de medidores inteligentes na confiabilidade do sistema de distribuição de energia elétrica”.
Data/Local: 22 a 25 de maio de 2016. Natal, RN.
- b) UPEC 2016 – 51st INTERNATIONAL UNIVERSITIES’ POWER ENGINEERING CONFERENCE
Título do trabalho: “The Impact of the Installation of Smart Meters on Distribution System Reliability”.
Data/Local: 6 a 9 de setembro de 2016. Coimbra, Portugal.
- c) X CBPE – CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO
Título do trabalho: “Impacto da medição inteligente na confiabilidade do sistema de distribuição de energia”.
Data/Local: 26 a 28 de setembro de 2016. Gramado, RS.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 0044/2010**. Audiência pública no intuito de coletar subsídios para Resolução Normativa acerca da implantação de medidores eletrônicos em unidades consumidoras do Grupo B. ANEEL, 2010. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/043/documento/nota_tecnica_0044_2010_srd.pdf>. Acesso em: 11 set. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 502**. Regulamenta sistemas de medição de energia elétrica de unidades consumidoras do Grupo B. ANEEL, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012502.pdf>>. Acesso em: 03 abr. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional: PRODIST. **Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica**. 7 rev. 2016a. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo8_Revis%C3%A3o_7.pdf>. Acesso em: 11 mar. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **ANEEL divulga ranking de qualidade das distribuidoras de energia**. 2016b. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/aneel-divulga-ranking-de-qualidade-das-distribuidoras-de-energia/656877>. Acesso em: 15 jul. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Conheça as Tarifas da Classe de Consumo Residencial de uma Concessionária**. 2016c. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifaAplicada/index.cfm>> Acesso em: 1 de Julho de 2016.

ALI, S. et al. **Intelligent meter placement for power quality estimation in smart grid**. In: IEEE Smart Grid Communications, 2013, Vancouver. Anais... Vancouver: IEEE, 2013. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=6688015>. Acesso em: 10 out. 2015.

ALLAN, R.; BILLINTON, R. **Probabilistic assessment of power systems**. Proceedings of the IEEE, v. 88, n. 02, p. 140-162, fev., 2002. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=823995&tag=1>. Acesso em: 10 out. 2015.

AMIN, S. M., WOLLENBERG, B. F. **Toward a Smart Grid: power delivery for the 21st century**. IEEE Power & Energy Magazine, v.3, n.5, p. 34-41, set./out., 2005. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=1507024&url=http%3A%2F%2Fieeexplore.ieee.org%2Fxpls%2Fabs_all.jsp%3Farnumber%3D1507024>. Acesso em: 10 out. 2015.

BERNARDON, D. P. et al. **Sistemas de distribuição no contexto das redes elétricas inteligentes**: uma abordagem para reconfiguração de redes. 1 ed. Santa Maria: AGEPOC, 2015. p. 163

BRASIL. Redes Inteligentes Brasil. Brasil. **O projeto**. 2014a. Disponível em: <<http://redesinteligentesbrasil.org.br/o-projeto.html>>. Acesso em: jul. 2016.

BRASIL. Redes Inteligentes Brasil. Brasil. **Projetos Piloto no Brasil** 2014b. Disponível em: <<http://redesinteligentesbrasil.org.br/projetos-piloto-brasil.html>>. Acesso em: Jul. 2016.

BRASIL. Redes Inteligentes Brasil. Brasil. **[Início]**. 2014c. Disponível em: <<http://redesinteligentesbrasil.org.br>>. Acesso em: Outubro 2014.

BRASIL. Redes Inteligentes Brasil. Brasil. **Cidade Inteligente Búzios**. 2014d. Disponível em: <<http://redesinteligentesbrasil.org.br/cidade-inteligente-buzios.html>>. Acesso em: Julho de 2016.

BROWN, R. E. **Electric Power Distribution Reliability**. 2. ed. Taylor & Francis Group, LLC. Boca Raton, 2009. 367 p.

CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS. **Redes Elétricas Inteligentes**: Contexto Nacional. Brasília, DF. CGEE, 2012. 172 p.

CLEVELAND, F. M. **Cyber security issues for advanced metering infrastructure**. 2008. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PRODIST%20-%20M%C3%B3dulo%201_Revisao_7.pdf>. Acesso em: mar. 2015.

DEPURU S. S. S. R.; WANG, L.; DEVABHAKTUNI, V. **A conceptual design using harmonics to reduce pilfering of electricity**. In: IEEE PES General Meeting, Minneapolis, 2010. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=5590033&tag=1>. Acesso em: nov. 2015.

DEPURU, S. S. S. R.; WANG, L.; DEVABHAKTUNI, V. **Smart meters for power grid: Challenges, issues, advantages and status**. Elsevier: Renewable and Sustainable Energy Reviews. v. 15, n. 6, p. 2736–2742. Ago, 2011. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032111000876>>. Acesso em: outubro de 2015.

DROGUETT, E. L. **Análise de Confiabilidade de Sistemas**. [s.l., s.d]. Disponível em: <<http://www.ceerma.com/Arquivos/MateriaisDeAula/analise%20da%20confiabilidade%20de%20sistemas.pdf>>. Acesso em: 2 out. 2015.

ELETROBRÁS. CENTRAIS ELÉTRICAS DO BRASIL. **Planejamento de sistemas de distribuição**. V.1, Editora Campus/Eletróbrás, Rio de Janeiro, 1982.

EUA. Smart Grid. **Smart Grid Demonstration Program**. 2014a. Disponível em: <https://www.smartgrid.gov/recovery_act/overview/smart_grid_demonstration_program> Acesso em: Outubro de 2014.

EUA. Smart Grid. **Project Information**. 2014b. Disponível em: <https://www.smartgrid.gov/recovery_act/project_information> Acesso em: Outubro de 2014.

EUA. Smart Grid. **Smart Grid Investment Grant Program**. 2014c. Disponível em: <https://www.smartgrid.gov/recovery_act/overview/smart_grid_investment_grant_program> Acesso em: Outubro de 2014.

EUA. Smart Grid. **Consumer Behavior Studies**. 2014d. Disponível em: <https://www.smartgrid.gov/recovery_act/overview/consumer_behavior_studies/renewable_and_distributed_systems_integration_program> Acesso em: Outubro de 2014.

EUROPEAN COMMISSION. **Meter On: Steering the implementation of smart metering solutions throughout Europe Final Report**. 2014a. Disponível em: <<http://www.meter-on.eu/project-progress-results/final-report/>>. Acesso em: mar. 2015.

EUROPEAN COMMISSION. Joint Research Centre. 2014b. Disponível em: <<http://ses.jrc.ec.europa.eu/project-maps>>. Acesso em: mar. 2015.

FERNANDES, C. A. B. de A. **Gerenciamento de risco em projetos: como usar o Microsoft Excel para realizar a Simulação Monte Carlo**. 2005. Disponível em: <www.bbbrothers.com.br/files/pdfs/artigos/simul_monte_carlo.pdf>. Acesso em: 22 fev. 2016.

FIGUEIRÓ, I. C. **A tarifa horária para os consumidores residenciais sob o foco das redes elétricas inteligentes**: REI. 2013. 127p. Dissertação, PPGEE – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS, Brasil.

GERWEN, R.; JAARSMA, S.; WILHITE, R. **Smart Metering**. Holanda, 2006. Disponível em: <<http://www.leonardo-energy.org/sites/leonardo-energy/files/root/pdf/2006/SmartMetering.pdf>>. Acesso em: out. 2014.

HERNANDES, L. et al. **Implantação de projetos pilotos de redes inteligentes no Brasil**. O Setor Elétrico. Disponível em: <http://www.osetoreletrico.com.br/web/documentos/fasciculos/Ed67_fasc_smart_grid_s_cap3.pdf>. Acesso em 14 out. 2014.

HORNE, C. et al. **Privacy, technology, and norms: The case of Smart Meters**. Elsevier: Social Science Research. v. 51, p. 64-76. Mai., 2015. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0049089X14002270>>. Acesso em: out. 2015.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. de; ROBBA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. 1. Ed - São Paulo, Edgard Blücher, 2005. 328 p.

LAFRAIA, J. R. B. **Manual de Confiabilidade, Manutenibilidade e Disponibilidade**. [s.l.: s.n.], 2001. 388 p.

LAMIN, H. **Medição Eletrônica em Baixa Tensão: Aspectos Regulatórios e Recomendações para implantação**. 2009. 184 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) Universidade de Brasília. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/biblioteca/trabalhos/trabalhos/Dissertacao_Hugo_Lamin.pdf>. Acesso em: set. 2015

LEITE, D. R. V. **Medidores eletrônicos: análise de viabilidade econômica no contexto das redes inteligentes**. 2013. 81p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade de Brasília. Brasília, DF, 2013. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/biblioteca/trabalhos/trabalhos/dissertacao_davi_rabelo.pdf>. Acesso em: 01 jul. 2016

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Grupo de trabalho de redes elétricas inteligentes. **Smart Grid**. 2010. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/1256641/Relatxrio_GT_Smart_Grid_Portaria_440-2010.pdf/3661c46c-5f86-4274-b8d7-72d72e7e1157>. Acesso em: out. 2014.

MOMOH, J.A. **Smart grid design for efficient and flexible power networks operation and control**. Power Systems Conference and Exposition, PSCE '09. IEEE/PES, Seattle, WA, p. 1–8, 2009. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=4840074>. Acesso em: nov. 2014.

MOREIRA, D. A. **Pesquisa Operacional: Curso Introdutório**. 2.ed. Cengage Learning, São Paulo, SP, 2010. 356 p.

NASSER, R. B. **McCloud Service Framework: Arcabouço para desenvolvimento de serviços baseados na Simulação de Monte Carlo na Cloud**. 2012. 107p. Dissertação –PUC-Rio, Rio de Janeiro, RJ, Brasil. Disponível em: <http://www2.dbd.puc-rio.br/pergamum/tesesabertas/1012652_2012_cap_3.pdf> Acesso em 7 de março de 2016.

NATIONAL INSTITUTE OF STANDARDS AND TECHNOLOGY. **NIST & The Smart Grid**. Seção: Smart Grid. NIST, 2012. Disponível em: <<http://www.nist.gov/smartgrid/nistandsmartgrid.cfm>>. Acesso em: out. 2014.

PINA, D.; KOVALESKI, P. **Geração Distribuída**. Smart Grids: Redes Elétricas Inteligentes. 2015. Disponível em: <http://www.gta.ufrj.br/grad/15_1/smartgrid/geracaodist.html>. Acesso em: 20 jul. 2016.

PROGRAMA NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Avaliação do mercado de eficiência energética no Brasil: Ano base 2005: Classe residencial: Relatório Sul**. PROCEL, 2005. Disponível em: <<http://www.procelinfo.com.br/main.asp?View=%7B5A08CAF0-06D1-4FFE-B335->

95D83F8DFB98%7D&Team=¶ms=itemID=%7B61AB1CD8-98AA-4D67-A7F0-16431DA0F730%7D%3B&UIPartUID=%7B05734935-6950-4E3F-A182-629352E9EB18%7D>. Acesso em: 1 jul. 2016.

SENADO FEDERAL. **Projeto de lei do senado nº 84**. Brasília, 2012. Senado Federal. Disponível em: <<http://www.senado.gov.br/atividade/materia/getPDF.asp?t=105231&tp=1>>. Acesso em: 14 de out. de 2014.

SMART Grid News. **Oportunidades Smart Grid para mercados emergentes na próxima década**. 2011. Disponível em: <<http://smartgridnews.com.br/oportunidades-smart-grid-para-mercados-emergentes-na-proxima-decada/>>. Acesso em: 14 out. 2014

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. **Reliability Improvements from the Application of Distribution Automation Technologies: Initial Results**. Dezembro, 2012. Disponível em: <https://www.smartgrid.gov/files/Distribution_Reliability_Report_-_Final.pdf>. Acesso em: Junho de 2016.

VIALI, L. **Confiabilidade = Reliability**. Notas de Aula: Estatística Avançada. [s.l., s.d.] Disponível em: <http://www.pucrs.br/famat/viali/graduacao/producao/multivariada/materia/Laminas_pi/Confiabilidade.pdf> Acesso em: Junho, 2016.

WEG. **Medidores inteligentes de energia WEG no maior projeto de Smart Grid do Brasil**. [s.l.], Novembro de 2014. Disponível em: <<http://www.weg.net/br/Media-Center/Noticias/Produtos-e-Solucoes/Medidores-inteligentes-de-energia-WEG-no-maior-projeto-de-Smart-Grid-do-Brasil>> Acesso em: 16 de Outubro de 2016.

ZHENG, J.; GAO, D. W.; LIN, L. **Smart Meters in Smart Grid: An Overview**. In: IEEE Green Technologies Conference, abr., 2013, Denver. Anais... Denver: IEEE, 2013. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6520030>>. Acesso em: out. 2014.

APÊNDICE A – PLANILHAS DE CÁLCULOS UTILIZADAS

Tabela A1 - Planilha de cálculo do cenário original e parcial

(continua)

Ano	Mês	DEC Cenário Original	DEC Cenário Parcial	Nº de Consumidores do conjunto	DEC Anual Cenário Original	DEC Anual Cenário Parcial	Meta	END Cenário Original	END Cenário Parcial	Tarifa (R\$/kwh)	END Cenário Original (R\$)	END Cenário Parcial (R\$)	Total END Cenário Original (R\$)	Total END Cenário Parcial (R\$)
2011	Jan	4,65	4,63	27451				4990,27	4974,27	0,36764	1.834,62	1.828,74		
	Fev	12,62	12,55	27522				23734,09	23657,97	0,36764	8.725,60	8.697,61		
	Mar	1,34	1,33	27588				7581,43	7557,11	0,36764	2.787,24	2.778,30		
	Abr	5,88	5,87	27593				46359,64	46210,94	0,36764	17.043,66	16.988,99		
	Mai	6,94	6,93	27697				8341,68	8314,92	0,36764	3.066,73	3.056,90		
	Jun	1,07	1,06	27753				3252,49	3242,06	0,36764	1.195,75	1.191,91		
	Jul	4,85	4,85	27804	49,24	49,08	14	27875,87	27786,45	0,39024	10.878,28	10.843,39	60.541,66	60.347,46
	Ago	2,83	2,82	28097				4691,41	4676,36	0,39024	1.830,78	1.824,90		
	Set	5,53	5,52	28097				20226,00	20161,12	0,39024	7.892,99	7.867,68		
	Out	1,56	1,55	28218				5808,70	5790,07	0,39024	2.266,79	2.259,52		
	Nov	0,67	0,66	28270				3137,77	3127,71	0,39024	1.224,48	1.220,56		
	Dez	1,54	1,54	28307				4599,05	4584,30	0,39024	1.794,73	1.788,98		
2012	Jan	2,05	2,04	28600				5530,04	5508,69	0,39024	2.158,04	2.149,71		
	Fev	2,13	2,12	28700				12821,63	12772,13	0,39024	5.003,51	4.984,20		
	Mar	1,01	1,01	28717				1780,80	1773,93	0,39024	694,94	692,26		
	Abr	10,32	10,31	28705				22971,27	22882,59	0,39024	8.964,31	8.929,70		
	Mai	2,58	2,58	28751				6328,97	6304,54	0,39024	2.469,82	2.460,28		
	Jun	0,51	0,51	28828	37,79	37,64	13	4308,21	4291,58	0,39024	1.681,24	1.674,75	41.467,30	41.307,23
	Jul	1,36	1,35	28842				3586,71	3572,86	0,41122	1.474,93	1.469,23		
	Ago	3,58	3,58	28908				5532,37	5511,01	0,41122	2.275,02	2.266,24		
	Set	3,00	2,99	29017				3564,29	3550,53	0,41122	1.465,71	1.460,05		
	Out	4,31	4,28	29074				20966,15	20885,22	0,41122	8.621,70	8.588,42		
	Nov	5,28	5,25	29146				7815,90	7785,73	0,41122	3.214,06	3.201,65		

Tabela A1 - Planilha de cálculo do cenário original e parcial

(continuação)

Ano	Mês	DEC Cenário Original	DEC Cenário Parcial	Nº de Consumidores do conjunto	DEC Anual Cenário Original	DEC Anual Cenário Parcial	Meta	END Cenário Original	END Cenário Parcial	Tarifa (R\$/kwh)	END Cenário Original (R\$)	END Cenário Parcial (R\$)	Total END Cenário Original (R\$)	Total END Cenário Parcial (R\$)
2012	Dez	1,62	1,61	29184	37,79	37,64	13	8375,18	8342,84	0,41122	3.444,04	3.430,74	41.467,30	41.307,23
	Jan	12,87	12,83	29238				9805,48	9772,20	0,3357	3.291,70	3.280,53		
	Fev	2,33	2,31	29251				9737,88	9704,83	0,3357	3.269,01	3.257,91		
	Mar	0,61	0,60	29340				3603,61	3591,38	0,3357	1.209,73	1.205,63		
	Abr	10,16	10,15	29419				3871,53	3858,39	0,3357	1.299,67	1.295,26		
	Mai	1,46	1,45	29491				2636,51	2627,57	0,3357	885,08	882,07		
2013	Jun	2,85	2,85	29558	41,46	41,32	13	5463,94	5445,39	0,3357	1.834,24	1.828,02	22.898,00	22.820,29
	Jul	0,25	0,24	29588				876,15	873,17	0,35004	306,69	305,65		
	Ago	1,46	1,45	29675				2953,95	2943,92	0,35004	1.034,00	1.030,49		
	Set	2,47	2,46	29974				5754,29	5734,76	0,35004	2.014,23	2.007,40		
	Out	4,22	4,22	30057				6492,71	6470,67	0,35004	2.272,71	2.264,99		
	Nov	2,24	2,23	30114				12369,30	12327,32	0,35004	4.329,75	4.315,05		
	Dez	0,73	0,71	30181				3288,74	3277,58	0,35004	1.151,19	1.147,29		
	Jan	0,59	0,58	30406				5119,50	5068,72	0,35004	1.792,03	1.774,26		
	Fev	2,20	2,18	30495				21262,66	21051,77	0,35004	7.442,78	7.368,96		
	Mar	1,40	1,39	30555				7708,14	7631,69	0,35004	2.698,16	2.671,40		
	Abr	0,42	0,40	30632				2070,27	2049,74	0,35004	724,68	717,49		
	Mai	0,92	0,92	30657				5941,11	5882,18	0,35004	2.079,63	2.059,00		
2014	Jun	0,16	0,15	30683	14,26	14,12	13	783,59	775,82	0,35004	274,29	271,57	27.422,60	27.150,62
	Jul	0,45	0,45	30751				1651,33	1634,95	0,38604	637,48	631,16		
	Ago	0,52	0,51	30797				3050,03	3019,78	0,38604	1.177,43	1.165,75		
	Set	0,88	0,86	30896				3714,37	3677,53	0,38604	1.433,90	1.419,68		
	Out	1,66	1,64	30956				9197,56	9106,34	0,38604	3.550,63	3.515,41		
	Nov	1,95	1,94	31053				4416,24	4372,43	0,38604	1.704,84	1.687,93		
	Dez	3,08	3,07	31117				10120,10	10019,72	0,38604	3.906,76	3.868,01		
2015	Jan	1,33	1,22	31177	14,10	13,81	11	7671,94	7515,33	0,38604	2.961,67	2.901,22	33.565,62	32.880,45

Tabela A1 - Planilha de cálculo do cenário original e parcial

														(conclusão)	
Ano	Mês	DEC Cenário Original	DEC Cenário Parcial	Nº de Consumidores do conjunto	DEC Anual Cenário Original	DEC Anual Cenário Parcial	Meta	END Cenário Original	END Cenário Parcial	Tarifa (R\$/kwh)	END Cenário Original (R\$)	END Cenário Parcial (R\$)	Total END Cenário Original (R\$)	Total END Cenário Parcial (R\$)	
2015	Fev	1,17	1,16	31264				6102,01	5977,45	0,38604	2.355,62	2.307,54			
	Mar	1,47	1,46	31340				11394,65	11162,05	0,50359	5.738,23	5.621,10			
	Abr	0,84	0,84	31459				5399,09	5288,88	0,50359	2.718,93	2.663,43			
	Mai	0,52	0,51	31480				2467,47	2417,10	0,50359	1.242,59	1.217,23			
	Jun	0,11	0,10	31553				734,38	719,39	0,50359	369,83	362,28			
	Jul	0,23	0,22	31490	14,10	13,81	11	1125,92	1102,94	0,47132	530,67	519,84	33.565,62	32.880,45	
	Ago	2,06	2,04	31553				3297,31	3230,00	0,47132	1.554,09	1.522,36			
	Set	1,03	1,01	31614				6157,27	6031,58	0,47132	2.902,04	2.842,81			
	Out	1,14	1,12	31659				8692,12	8514,69	0,47132	4.096,77	4.013,14			
	Nov	3,18	3,14	31688				4830,03	4731,44	0,47132	2.276,49	2.230,02			
	Dez	1,01	0,99	31723				14467,21	14171,89	0,47132	6.818,69	6.679,50			

Tabela A2 - Planilha de cálculo do cenário original e total

(continua)

Ano	Mês	DEC Cenário Original	DEC Cenário Total	Nº Consumidores do conjunto	DEC Anual Cenário Original	DEC Anual Cenário Total	Meta	END Cenário Original	END Cenário Total	Tarifa (R\$/kwh)	END Cenário Original (R\$)	END Cenário Total (R\$)	Total END Cenário Original (R\$)	Total END Cenário Total (R\$)
2011	Jan	4,65	4,62	27451				4990,27	4968,75	0,36764	1.834,62	1.826,71		
	Fev	12,62	12,55	27522				23734,09	23631,72	0,36764	8.725,60	8.687,97		
	Mar	1,34	1,30	27588				7581,43	7548,73	0,36764	2.787,24	2.775,21		
	Abr	5,88	5,86	27593				46359,64	46159,68	0,36764	17.043,66	16.970,15		
	Mai	6,94	6,94	27697				8341,68	8305,70	0,36764	3.066,73	3.053,51		
	Jun	1,07	1,06	27753				3252,49	3238,46	0,36764	1.195,75	1.190,59		
	Jul	4,85	4,84	27804	49,24	49,03	14	27875,87	27755,63	0,39024	10.878,28	10.831,36	60.541,66	60.280,52
	Ago	2,83	2,82	28097				4691,41	4671,17	0,39024	1.830,78	1.822,88		
	Set	5,53	5,52	28097				20226,00	20138,76	0,39024	7.892,99	7.858,95		
	Out	1,56	1,55	28218				5808,70	5783,64	0,39024	2.266,79	2.257,01		
	Nov	0,67	0,66	28270				3137,77	3124,24	0,39024	1.224,48	1.219,20		
	Dez	1,54	1,54	28307				4599,05	4579,22	0,39024	1.794,73	1.786,99		
2012	Jan	2,05	2,04	28600				5530,04	5508,01	0,39024	2.158,04	2.149,45		
	Fev	2,13	2,12	28700				12821,63	12770,56	0,39024	5.003,51	4.983,58		
	Mar	1,01	1,01	28717				1780,80	1773,71	0,39024	694,94	692,17		
	Abr	10,32	10,31	28705	37,79	37,64	13	22971,27	22879,78	0,39024	8.964,31	8.928,60	41.467,30	41.302,15
	Mai	2,58	2,58	28751				6328,97	6303,77	0,39024	2.469,82	2.459,98		
	Jun	0,51	0,51	28828				4308,21	4291,05	0,39024	1.681,24	1.674,54		
	Jul	1,36	1,35	28842				3586,71	3572,42	0,41122	1.474,93	1.469,05		

Tabela A2 - Planilha de cálculo do cenário original e total

(continuação)

Ano	Mês	DEC Cenário Original	DEC Cenário Total	Nº Consumidores do conjunto	DEC Anual Cenário Original	DEC Anual Cenário Total	Meta	END Cenário Original	END Cenário Total	Tarifa (R\$/kwh)	END Cenário Original (R\$)	END Cenário Total (R\$)	Total END Cenário Original (R\$)	Total END Cenário Total (R\$)
2012	Ago	3,58	3,58	28908				5532,37	5510,33	0,41122	2.275,02	2.265,96		
	Set	3,00	2,99	29017				3564,29	3550,09	0,41122	1.465,71	1.459,87		
	Out	4,31	4,28	29074	37,79	37,64	13	20966,15	20882,65	0,41122	8.621,70	8.587,36	41.467,30	41.302,15
	Nov	5,28	5,25	29146				7815,90	7784,78	0,41122	3.214,06	3.201,26		
	Dez	1,62	1,60	29184				8375,18	8341,82	0,41122	3.444,04	3.430,32		
2013	Jan	12,87	12,83	29238				9805,48	9771,42	0,3357	3.291,70	3.280,26		
	Fev	2,33	2,31	29251				9737,88	9704,05	0,3357	3.269,01	3.257,65		
	Mar	0,61	0,60	29340				3603,61	3591,10	0,3357	1.209,73	1.205,53		
	Abr	10,16	10,15	29419				3871,53	3858,08	0,3357	1.299,67	1.295,16		
	Mai	1,46	1,45	29491				2636,51	2627,35	0,3357	885,08	882,00		
	Jun	2,85	2,85	29558	41,46	41,32	13	5463,94	5444,96	0,3357	1.834,24	1.827,87	22.898,00	22.818,45
	Jul	0,25	0,24	29588				876,15	873,10	0,35004	306,69	305,62		
	Ago	1,46	1,45	29675				2953,95	2943,68	0,35004	1.034,00	1.030,41		
	Set	2,47	2,46	29974				5754,29	5734,30	0,35004	2.014,23	2.007,23		
	Out	4,22	4,22	30057				6492,71	6470,15	0,35004	2.272,71	2.264,81		
	Nov	2,24	2,23	30114				12369,30	12326,33	0,35004	4.329,75	4.314,71		
	Dez	0,73	0,71	30181				3288,74	3277,32	0,35004	1.151,19	1.147,19		
2014	Jan	0,59	0,58	30406	14,26	14,12	13	5119,50	5068,81	0,35004	1.792,03	1.774,29	27.422,60	27.151,09

Tabela A2 - Planilha de cálculo do cenário original e total

(continuação)

Ano	Mês	DEC Cenário Original	DEC Cenário Total	Nº Consumidores do conjunto	DEC Anual Cenário Original	DEC Anual Cenário Total	Meta	END Cenário Original	END Cenário Total	Tarifa (R\$/kwh)	END Cenário Original (R\$)	END Cenário Total (R\$)	Total END Cenário Original (R\$)	Total END Cenário Total (R\$)
2014	Fev	2,20	2,18	30495				21262,66	21052,13	0,35004	7.442,78	7.369,09		
	Mar	1,40	1,39	30555				7708,14	7631,83	0,35004	2.698,16	2.671,44		
	Abr	0,42	0,40	30632				2070,27	2049,77	0,35004	724,68	717,50		
	Mai	0,92	0,92	30657				5941,11	5882,29	0,35004	2.079,63	2.059,04		
	Jun	0,16	0,15	30683				783,59	775,84	0,35004	274,29	271,57		
	Jul	0,45	0,44	30751	14,26	14,12	13	1651,33	1634,98	0,38604	637,48	631,17	27.422,60	27.151,09
	Ago	0,52	0,51	30797				3050,03	3019,83	0,38604	1.177,43	1.165,77		
	Set	0,88	0,86	30896				3714,37	3677,60	0,38604	1.433,90	1.419,70		
	Out	1,66	1,64	30956				9197,56	9106,49	0,38604	3.550,63	3.515,47		
	Nov	1,95	1,94	31053				4416,24	4372,51	0,38604	1.704,84	1.687,96		
Dez	3,08	3,07	31117				10120,10	10019,90	0,38604	3.906,76	3.868,08			
2015	Jan	1,33	1,22	31177				7671,94	7515,10	0,38604	2.961,67	2.901,13		
	Fev	1,17	1,16	31264				6102,01	5977,27	0,38604	2.355,62	2.307,46		
	Mar	1,47	1,46	31340				11394,65	11161,71	0,50359	5.738,23	5.620,92		
	Abr	0,84	0,84	31459	14,10	13,81	11	5399,09	5288,71	0,50359	2.718,93	2.663,34	33.565,62	32.879,43
	Mai	0,52	0,51	31480				2467,47	2417,02	0,50359	1.242,59	1.217,19		
	Jun	0,11	0,10	31553				734,38	719,36	0,50359	369,83	362,27		
	Jul	0,23	0,22	31490				1125,92	1102,90	0,47132	530,67	519,82		

Tabela A2 - Planilha de cálculo do cenário original e total

(conclusão)

Ano	Mês	DEC Cenário Original	DEC Cenário Total	Nº Consumidores do conjunto	DEC Anual Cenário Original	DEC Anual Cenário Total	Meta	END Cenário Original	END Cenário Total	Tarifa (R\$/kwh)	END Cenário Original (R\$)	END Cenário Total (R\$)	Total END Cenário Original (R\$)	Total END Cenário Total (R\$)
	Ago	2,06	2,04	31553				3297,31	3229,90	0,47132	1.554,09	1.522,32		
	Set	1,03	1,01	31614				6157,27	6031,40	0,47132	2.902,04	2.842,72		
2015	Out	1,14	1,12	31659	14,10	13,81	11	8692,12	8514,43	0,47132	4.096,77	4.013,02	22.565,62	32.879,43
	Nov	3,18	3,14	31688				4830,03	4731,29	0,47132	2.276,49	2.229,95		
	Dez	1,01	0,99	31723				14467,21	14171,46	0,47132	6.818,69	6.679,29		

APÊNDICE B - ARTIGOS PUBLICADOS

Impacto da instalação de medidores inteligentes na confiabilidade do sistema de distribuição de energia elétrica

HAMMARSTRON, J. R.^[1], ABAIDE, A. R.^[2], FUHRMANN, M. W.^[3], EBERT, P. S.^[4]
 Universidade Federal de Santa Maria - UFSM
 Santa Maria, Brasil

julia.rambo@hotmail.com ^[1], alzenira@ufsm.br ^[2], herr.fuhrmann@gmail.com ^[3], pri.ebert@hotmail.com ^[4]

Resumo—Interrupções de energia podem ocasionar grandes perdas, especialmente para o comércio e indústria. Na ocorrência de uma falta, é necessário que se apresente uma solução ao problema de maneira efetiva e mais rápida possível, evitando longos períodos de interrupção de energia. Atualmente, a concessionária recebe a informação da falta através de ligações realizadas pelos consumidores, chegando a um local aproximado do defeito através da localização dessas unidades consumidoras (UCs). Com a implantação de medidores inteligentes, o sistema dá o alerta de falta automaticamente, possibilitando que o tempo de atendimento seja reduzido, com a consequente redução do indicador de duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC) do sistema e da energia não suprida (ENS). Dessa forma, a confiabilidade do sistema e o faturamento aumentam. Este trabalho tem como objetivo verificar o ganho em confiabilidade da troca de medidores convencionais por inteligentes, especificamente o seu impacto no DEC e ENS de um determinado conjunto de UCs.

d) Palavras-chave— Redes Elétricas Inteligentes; Medidores Inteligentes; Confiabilidade; Tempo de atendimento a emergências; Energia não suprida; Sistema de Distribuição.

¹ INTRODUÇÃO

Os avanços em tecnologia de automação, tecnologias da informação (TI) e comunicação são os principais impulsionadores das redes elétricas inteligentes, pela maior integração dos equipamentos da rede e pela mudança na forma de tratamento do serviço. Inclui-se a medição, a automação das redes, a geração distribuída com fontes renováveis, novas arquiteturas de distribuição, etc. A necessidade de transição do sistema convencional para o inteligente é acelerada principalmente pela geração distribuída, sistemas de comunicação, inserção dos veículos elétricos ou híbridos, automação e medição inteligente [1].

A continuidade no fornecimento de energia para o consumidor é um alvo permanente das concessionárias, pois torna-se uma necessidade cada vez maior nas atividades comerciais e industriais, devido ao comprometimento da sua produção. Porém, é inevitável que interrupções ocorram, pois são necessárias obras de expansão e manutenção preventiva

ou corretiva, e também que os dispositivos de proteção atuem em decorrência de defeitos, o que coloca a rede em condição de contingência. Por isso, a continuidade é regulada através de indicadores específicos, que determinam o tempo máximo de interrupção e o número máximo de interrupções em determinado conjunto de unidades consumidoras (UCs), para intervalos mensais, trimestrais e anuais, sendo que os consumidores recebem compensações financeiras no caso de ultrapassagem dos limites estabelecidos.

No caso de contingência, a restauração da energia é muito importante para as distribuidoras. Por isso, procura-se tornar esse processo mais ágil, reduzindo o impacto da interrupção para os consumidores. Com a automação da rede, existe a possibilidade de que o processo ocorra de forma automática para parte das áreas afetadas, com manobras automáticas de isolamento do defeito, no caso de chaves telecomandadas [1]. Além disso, a implantação de medição inteligente facilita que a equipe de manutenção encontre o local exato da falha, reduzindo o tempo de interrupção através da redução do tempo de localização do defeito. O tempo de atendimento a ocorrências emergenciais é enviado pela concessionária para a ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, todos os meses, e reflete também a qualidade do serviço prestado. Esse tempo não possui limites, logo, não gera multas, mas influencia os indicadores individuais de interrupções, com consequente redução das multas geradas por estes.

Considerando a redução no tempo de atendimento a ocorrências emergenciais, e consequentemente uma redução nos indicadores de continuidade, está sendo realizado um estudo em uma concessionária de distribuição de energia do interior do Rio Grande do Sul. O objetivo é estabelecer o ganho em confiabilidade com a implantação de medidores inteligentes. O foco do estudo se encontra na redução do DEC através da redução do tempo de atendimento a ocorrências emergenciais.

² REDE ELÉTRICA INTELIGENTE

Rede Elétrica Inteligente (REI) ou Smart Grid é a denominação que caracteriza uma série de técnicas, metodologias e procedimentos que procuram responder às novas demandas do Sistema Elétrico de Potência, resultando em uma transformação na sua forma de planejamento,

operação e controle [1]. Possibilita a integração e ações de todos os usuários, inclusive o controle do consumidor final sobre o seu consumo, fornecendo uma energia sustentável, econômica e segura [2].

O conceito de REI foi empregado pela primeira vez no ano de 2005 em um artigo escrito por S. Massoud Amin e Bruce F. Wollenberg, publicado na revista IEEE P&E, com o título de "Toward A Smart Grid" [3]. Existe uma gama de definições para o conceito de Redes Elétricas Inteligentes (REI), mas todas convergem para o uso de elementos digitais e de comunicações nas redes que transportam a energia.

Em [4], são destacadas algumas características atreladas a Smart Grid:

- Auto recuperação: capacidade de analisar, detectar, responder e reparar possíveis falhas, automaticamente;
- Qualidade de Energia: aumento da qualidade da energia disponibilizada;
- Empoderamento do consumidor: possibilidade de incluir novos equipamentos e analisar o comportamento dos consumidores no planejamento e operação do sistema;
- Tolerância a ataques externos: capacidade própria de mitigar e resistir a ataques físicos e cyber ataques;
- Favorecer o mercado varejista e a micro geração;
- Possibilitar a inserção de geração distribuída;

Segundo [5], as REIs abrangem sete principais domínios interligados entre si: geração, transmissão, distribuição, consumidor, mercados, operadores de rede e provedores de serviço. A Fig. 1 ilustra esse modelo.

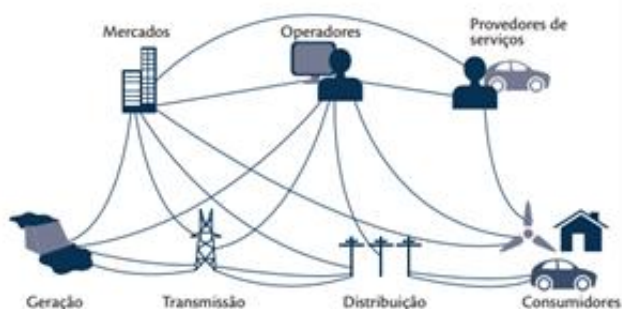


Fig. 1-Modelo conceitual de REI. Obtido de [5]

Dentro do Sistema de Distribuição de Energia, para que seja implantada a REI, é necessário que haja uma estrutura avançada de medição, que possibilite entre outras propriedades, a comunicação entre consumidor e concessionária, de forma bidirecional. É essa estrutura que possibilita manobras automáticas e controle do usuário sobre seu consumo, entre outros.

Estrutura Avançada de Medição

A expressão Infraestrutura Avançada de Medição (*Advanced Metering Infrastructure - AMI*) envolve todos os elementos necessários para a comunicação entre consumidores e concessionárias ou fornecedores. A

comunicação é bidirecional e permite que a concessionária informe ao consumidor, por exemplo, o valor da sua energia em tempo real [6]. Sua base consiste do Medidor Inteligente (*Smart Meter*), que possibilita a medição em tempo real e recebimento de comandos da concessionária de energia [1].

Os medidores podem se comunicar e executar comandos através de controle remoto ou localmente, sendo ainda utilizados, de forma mais avançada, para monitorar e controlar os dispositivos eletrônicos instalados no cliente. É responsável por coletar informações de diagnóstico da rede e se comunicar com outros medidores. Ainda podem limitar o máximo consumo de energia elétrica e desligar ou religar o fornecimento de energia remotamente [2] [7] [8] [9], alertam para a falta de energia e alertam fraudes (desvios de energia) [1].

As principais diferenças entre medidores convencionais e os inteligentes são apontadas na Fig. 2 [10].

Medidores convencionais de energia fazem a leitura do consumo e a registram de modo contínuo, sendo que o responsável pela leitura necessita ir até a residência e verificar o consumo acumulado apresentado em sua interface. Com medidores inteligentes, a leitura é realizada instantaneamente e enviada a central de monitoramento, na concessionária, e também apresentada no próprio medidor, a fim de manter o consumidor atento e no controle do seu consumo. Tudo automaticamente.

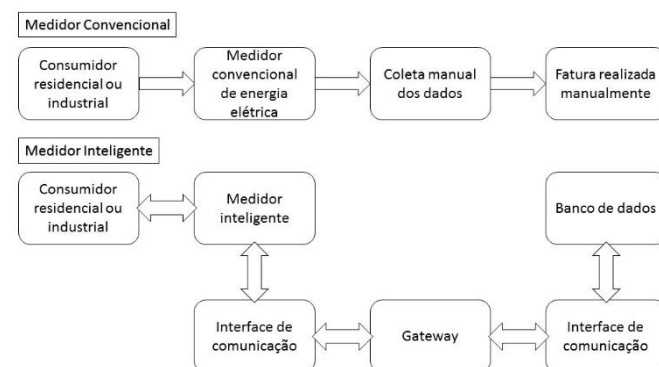


Fig. 2-Diferenças entre medidores convencionais e inteligentes. Adaptado de [10]

Além do que foi citado acima, existe a possibilidade de serem realizados cortes e religamentos a distância, e no caso de faltas, o local exato do problema pode ser localizado com maior rapidez, tudo devido ao fluxo bidirecional de informações, que possibilita que a concessionária seja avisada pelo sistema imediatamente.

³ INDICADORES DE CONTINUIDADE

Um dos fatores que mais influencia na confiabilidade do sistema é a qualidade da energia. Por isso, o monitoramento da qualidade da energia é crucial para manter a confiabilidade de redes elétricas. Por isso, o módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (ProDist) normatiza e padroniza as atividades técnicas relacionadas à Qualidade da Energia.

O módulo 8 do Prodist é dividido em duas seções: qualidade do serviço e qualidade do produto. A qualidade do produto “define a terminologia, caracteriza os fenômenos e estabelece os parâmetros e valores de referência relativos à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda de tensão”; enquanto a qualidade do serviço “estabelece os procedimentos relativos aos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento a ocorrências emergenciais” [11].

É definida como ocorrência emergencial o atendimento realizado inclusive em dias críticos - dias em que a quantidade de ocorrências emergenciais superar a média acrescida de três desvios padrões dos valores diários(...) - e decorrentes de natureza impropriedade, por defeito interno na unidade consumidora (UC) ou endereço de reclamação não localizado. São consideradas interrupções as ocorrências em que a tensão de fornecimento seja igual ou inferior a 70% da tensão nominal [11].

As apurações dos tempos de atendimento são realizadas mensalmente, expressas em minutos, sendo avaliados:

Tempo médio de preparação (TMP): tempo decorrido entre o recebimento da reclamação de falta de energia e a alocação da equipe de atendimento;

Tempo médio de deslocamento (TMD): tempo decorrido entre a equipe ser alocada e encontrar o provável defeito/falha;

Tempo médio de execução (TME): Tempo decorrido entre a equipe localizar o defeito/falha e restabelecer o fornecimento de energia;

O somatório destes tempos resulta no Tempo Médio de Atendimento à Emergências (TMAE). Essas informações permanecem em meio digital por pelo menos 5 anos, para o acesso da ANEEL e dos consumidores [11].

A qualidade dos serviços prestados pela distribuidora é avaliada através de indicadores de continuidade, também encontrados no Módulo 8 [11]. São quatro indicadores individuais, calculados para cada UC, considerando interrupções de longa duração (maior ou igual a 3 minutos):

DIC (Duração de Interrupção Individual por UC), dado em horas, representado pela equação 1;

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (1)$$

FIC (Frequência de Interrupção Individual por UC), dado em número de interrupções, conforme a equação 2;

$$FIC = n \quad (2)$$

DMIC (Duração Máxima de Interrupção por UC), dado em horas, calculado pela equação 3;

$$DMIC = t(i)_{máx} \quad (3)$$

DICRI (Duração de Interrupção em Dia Crítico), dado em horas, representado pela equação 4.

$$DICRI = t_{crítico} \quad (4)$$

Sendo:

DIC = duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora; FIC = frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em número de interrupções; $DMIC$ = duração

máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora; $DICRI$ = duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora; i = índice de interrupções da unidade consumidora no período de apuração, variando de 1 a n ; n = número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração; $t(i)$ = tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada ou ponto de conexão, no período de apuração; $t(i)_{máx}$ = valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua (i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora considerada, expresso em horas e centésimos de horas; $t_{crítico}$ = duração da interrupção ocorrida em dia crítico.

Os indicadores de conjuntos de UCs, calculados normalmente por subestação (SE), são apenas dois:

DEC (Duração Equivalente de Interrupção por UC, em horas), conforme a equação 5;

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} DIC(i)}{Cc} \quad (5)$$

FEC (Frequência Equivalente de interrupção por UC, em número de interrupções), calculado através da equação 6;

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} FIC(i)}{Cc} \quad (6)$$

Em que:

DEC = duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora; FEC = frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções; i = índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto; Cc = número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT.

Os indicadores anuais são calculados através das equações 7 e 8.

$$DEC_{Anual} = \frac{\sum_{n=1}^{12} [DEC_n \cdot Cc_n]}{Cc_{MED_ANUAL}} \quad (7)$$

$$FEC_{Anual} = \frac{\sum_{n=1}^{12} [FEC_n \cdot Cc_n]}{Cc_{MED_ANUAL}} \quad (8)$$

DEC_n = valor mensal do DEC apurado no mês n , com 2 (duas) casas decimais; FEC_n = valor mensal do FEC apurado no mês n , com 2 (duas) casas decimais; DEC_{Anual} = valor do DEC no período de apuração anual, com 2 (duas) casas decimais; FEC_{Anual} = valor do FEC no período de apuração anual, com 2 (duas) casas decimais; Cc_n = número de unidades consumidoras do conjunto faturadas e atendidas em BT ou MT informado no mês n ; Cc_{MED_ANUAL} = média aritmética do número de unidades consumidoras atendidas

em BT ou MT, faturadas no período anual, com 2 (duas) casas decimais.

Os limites dos indicadores de conjuntos de UCs são disponibilizados através de audiência pública e publicados em resolução específica, já os limites dos indicadores individuais são definidos de acordo com a localização e tensão contratada de cada UC. A violação dos limites individuais de continuidade implica em compensações financeiras da distribuidora ao consumidor, também definidas pelo Módulo 8 do ProDist [11].

4 METODOLOGIA

Toda ocorrência emergencial gera um tempo de preparação (TP), de deslocamento (TD) e de execução (TE). Atualmente, o TP é contabilizado a partir da ligação do consumidor à concessionária até o despacho da equipe de manutenção, o TD abrange o tempo de locomoção da equipe a partir do seu despacho até a localização da falha que gerou a ocorrência, e o TE se dá a partir da localização do defeito até a energização do sistema. Após a instalação dos medidores inteligentes, o TD será reduzido, pois o tempo de localização da falha tende a zero, sendo considerado igual a zero nesse estudo. A Fig. 3 apresenta o fluxograma da metodologia utilizada.



Fig. 3-Metodologia utilizada

A determinação da redução de DEC obtida com a instalação dos medidores só pode ser feita com a determinação do tempo de localização de cada ocorrência. Para tanto, é estimado o tempo médio de deslocamento por localização do defeito (TMD_l). Esta definição é registrada pela equipe de manutenção. O tempo de localização é encontrado através da equação 9.

$$t_{local} = TD_i - TMD_l \quad (9)$$

Sendo: t_{local} – tempo de localização do defeito; TD_i – tempo de deslocamento registrado na interrupção i ; TMD_l – tempo médio de deslocamento definido por localidade;

Tendo-se o tempo de localização do defeito por ocorrência, com os medidores convencionais, utiliza-se a equação 10 para a obtenção do tempo de deslocamento após a instalação dos medidores inteligentes. O tempo de localização é considerado nulo, pois o Medidor Inteligente informa o ponto do defeito.

$$TD_{novo} = TD_i - t_{local} \quad (10)$$

Sendo TD_{novo} o tempo de deslocamento após a instalação dos medidores, calculado por interrupção;

A partir daí, calcula-se o novo DEC, aplicando a equação 5 para cada ocorrência de interrupção, considerando TP, TE e TD_{novo} . O DEC mensal é a soma dos DEC's de cada interrupção ocorrida dentro do mesmo mês, e o DEC anual é obtido através da equação 7.

Tendo-se o DEC depois da instalação dos medidores, calcula-se o DEC antes dessa instalação, e então torna-se possível obter a nova ENS e a perda financeira provocada por ela. Utilizando-se a equação 11 encontra-se o faturamento mensal perdido após os medidores, e a equação 12 apresenta o faturamento mensal perdido antes dessa instalação.

$$Fat_{ENS,m}(R\$) = \frac{ENS_{total,m}}{DEC_{inicial,m}} \cdot (DEC_{final,m}) \cdot T \quad (11)$$

$$Fat_{ENSantes,m}(R\$) = ENS_{inicial,m} \cdot T \quad (12)$$

Sendo: $Fat_{ENS}(R\$)$ - Perda de faturamento depois dos medidores inteligentes; $Fat_{ENSantes,m}(R\$)$ - Faturamento não realizado antes dos medidores inteligentes; $ENS_{total,m}$ - Energia não suprida total no mês m ; DEC_m - DEC do mês m ; $DEC_{inicial,m}$ - DEC antes da instalação dos medidores no mês m ; $DEC_{final,m}$ - DEC depois da instalação dos medidores no mês m ; T - tarifa mensal estipulada anualmente, sem impostos;

Para encontrar o faturamento anual perdido, aplicam-se as equações 13 e 14.

$$Fat_{ENS,a}(R\$) = \sum_{m=1}^{12} Fat_{ENS,m}(R\$) \quad (13)$$

$$Fat_{ENSantes,a}(R\$) = \sum_{m=1}^{12} Fat_{ENSantes,m}(R\$) \quad (14)$$

Em que: $Fat_{ENS,a}(R\$)$ - faturamento perdido no ano a , depois dos medidores inteligentes; $Fat_{ENSantes,a}(R\$)$ - faturamento perdido no ano a , antes dos medidores inteligentes.

5 ESTUDO DE CASO

O estudo é realizado com base em um banco de dados de uma concessionária do interior do Rio Grande do Sul. Esse banco de dados possui informação de todas as interrupções de longa duração ocorridas na área de concessão, composta de um conjunto de UCs, desde janeiro de 2011 até dezembro de 2015.

Os tempos de atendimento são obtidos por interrupção, divididos em TP, TD e TE. O DEC mensal é calculado através da soma dos DEC's por interrupção dentro do mesmo mês, e o DEC anual é encontrado utilizando-se a equação 7. A Tabela 14 informa os DEC's mensais obtidos.

Tabela 14-DEC mensal calculado

Ano	Mês	DEC antes	DEC depois	Ano	Mês	DEC antes	DEC depois
11	Jan	1,08	0,95	12	Jan	0,69	0,59
	Fev	3,77	3,23		Fev	1,59	1,32
	Mar	1,00	0,86		Mar	0,30	0,27
	Abr	5,16	4,86		Abr	2,17	2,04
	Mai	1,25	0,97		Mai	0,81	0,70
	Jun	0,61	0,38		Jun	0,48	0,33
	Jul	3,58	3,21		Jul	0,42	0,35
	Ago	0,81	0,53		Ago	0,77	0,64
	Set	3,45	3,16		Set	0,49	0,35
	Out	0,80	0,71		Out	2,27	1,97
	Nov	0,51	0,43		Nov	1,50	1,34
	Dez	0,60	0,34		Dez	1,19	0,97
13	Jan	1,42	1,21	14	Jan	0,53	0,45
	Fev	1,12	1,00		Fev	1,76	1,51
	Mar	0,45	0,34		Mar	0,65	0,47
	Abr	6,46	6,34		Abr	0,21	0,17
	Mai	0,44	0,38		Mai	0,61	0,43
	Jun	0,53	0,48		Jun	0,11	0,09
	Jul	0,15	0,13		Jul	0,25	0,18
	Ago	0,39	0,26		Ago	0,40	0,32
	Set	0,62	0,44		Set	0,64	0,50
	Out	0,85	0,73		Out	1,10	0,88
	Nov	1,34	1,08		Nov	1,00	0,74
	Dez	0,55	0,49		Dez	1,26	0,98
15	Jan	1,05	0,87	15	Jan	1,05	0,87
	Fev	0,62	0,36		Fev	0,62	0,36
	Mar	0,97	0,81		Mar	0,97	0,81
	Abr	0,45	0,23		Abr	0,45	0,23
	Mai	0,37	0,32		Mai	0,37	0,32
	Jun	0,08	0,07		Jun	0,08	0,07
	Jul	0,12	0,10		Jul	0,12	0,10
	Ago	0,46	0,42		Ago	0,46	0,42
	Set	0,76	0,67		Set	0,76	0,67
	Out	0,87	0,73		Out	0,87	0,73
	Nov	1,93	1,86		Nov	1,93	1,86
	Dez	1,34	1,09		Dez	1,34	1,09

Os DEC's anuais são obtidos através da equação 7 e encontram-se na Tabela 2.

É possível observar a extrapolação da meta nos anos de 2011 e 2013, e que há realmente uma redução no DEC com a instalação dos novos medidores. Comparando-se o DEC antes e depois, encontra-se uma redução de 13,25% em 2011, 14,17% em 2012, 10,04% em 2013, 20,87% em 2014 e de 16,54% em 2015.

Tabela 15-DECs anuais e meta estipulada

Ano	2011	2012	2013	2014	2015
DEC antes	22,54	12,69	14,26	8,51	9,03
DEC depois	19,55	10,89	12,82	6,74	7,53
Meta	14	13	13	13	11

A ENS é obtida com base no consumo médio de cada transformador da rede, sendo encontrada também no banco de dados, por ocorrência. Para encontrar a ENS anual, somam-se todas as ENS das ocorrências de cada ano.

Além da ENS anual em kW, tem-se os dados da ENS em R\$, gerada pela tarifa de energia repassada à concessionária, sem impostos. Com esses dados, realiza-se um novo cálculo, para a obtenção aproximada da redução da perda de energia e o aumento do faturamento. O cálculo é realizado através das equações 13 e 14, determinando a ENS anual, antes e depois da medição inteligentes, em R\$, conforme a Tabela 3.

Tabela 16-ENS anual, em kW e em R\$

Ano	Tarifa (R\$/kW)	ENS (R\$) antes	ENS (R\$) depois	Ganho de faturamento (R\$)
2011	0,39024	160.598,41	140.411,80	7.877,62
2012	0,41122	103.581,51	89.235,35	5.899,43
2013	0,35004	66.854,09	56.125,01	3.755,61
2014	0,38604	75.034,90	59.862,21	5.857,27
2015	0,47132	72.339,39	57.980,82	6.767,48

Nos cinco anos considerados, através da instalação dos medidores inteligentes, seria possível aumentar em média 16% o faturamento da concessionária ao ano. Além disso, o DEC do conjunto de UCs é reduzido em média 14% ao ano.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Pode-se citar muitas vantagens de se realizar trocas de medidores convencionais por inteligentes. Estes permitem que o usuário controle o seu consumo com maior eficácia, por possuir os seus dados instantâneos de consumo; também é possível realizar ligamento e desligamento remoto de consumidores, devido ao fluxo bidirecional de informações, e o faturamento é realizado automaticamente.

Com a redução do DEC, é muito provável que haja impacto sobre as compensações financeiras aos consumidores, já que estas são guiadas pela extrapolação dos limites fixados pela ANEEL para os indicadores equivalentes e individuais. Os cálculos de compensações financeiras não foram realizados, não sendo objetivo do trabalho, mas uma possibilidade de continuidade.

O estudo realizado considera a redução no tempo de localização do defeito no caso de uma interrupção, o que afeta o DEC e a ENS. O aumento do faturamento da concessionária através da redução da ENS é considerável e pode ser utilizado na melhoria da própria rede.

O estudo ainda está em desenvolvimento, portanto, trata-se de resultado parcial. Serão determinados cenários de trocas de medidores, através de Simulação de Monte Carlo, obtendo-se a confiabilidade do sistema através desses diferentes cenários.

REFERÊNCIAS

- [1] D. P. Bernardon, L. L. Pfitscher, L. N. Canha, A. P. C. Mello, A. R. Abaide, M. Sperandio, V. J. Garcia e M. J. S. Ramos, *Sistemas de distribuição no contexto das redes elétricas inteligentes: uma abordagem para reconfiguração de redes*, 1 ed., Santa Maria: AGEPOC, 2015, p. 163.
- [2] CGEE, “Redes Elétricas Inteligentes: Contexto Nacional,” CGEE, Brasília, 2012.
- [3] S. M. Amin e B. F. Wollenberg, “Toward a Smart Grid,” *IEEE Power & Energy Magazine*, pp. 34-41, 2005.
- [4] R. Galvin e K. Yeager, *Perfect Power: How the Microgrid Revolution Will Unleash Cleaner, Greener, and More Abundant Energy*, New York: McGraw-Hill, 2009.
- [5] NIST, “NIST & The Smart Grid,” NIST, 2012. [Online]. Available: <http://www.nist.gov/smartgrid/nistandsmartgrid.cfm>. [Acesso em Outubro 2014].
- [6] F. Bouhafs, M. Mackay e M. Merabti, “Links to the future: Communication Requirements and Challenges in the Smart Grid,” *IEEE Power & Energy Magazine*, vol. 10, nº 1, pp. 27-28, 2012.
- [7] A. Vojdani, “Smart Integration,” *IEEE Power & Energy Magazine*, pp. 71-79, Novembro 2008.
- [8] D. G. Hart, “Using AMI to realize the smart grid,” em *Proc. IEEE Power & Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy*, 2008.
- [9] J. Zheng, L. Lin e D. W. Gao, “Smart Meters in Smart Grid: An Overview,” em *IEEE Green Technologies Conference*, 2013.
- [10] S. S. S. R. Depuru, L. Wang e V. Devabhaktuni, “Smart meters for power grid: challenges, issues, advantages and status,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, nº 6, pp. 2736-2742, Agosto 2011.
- [11] Aneel, “PRODIST Módulo 8, Rev. 6,” 2015. [Online]. Available: http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1877. [Acesso em 11 Setembro 2015].



Oferta e Demanda de Energia – o papel da tecnologia da informação na integração dos recursos

26 a 28 de setembro de 2016

Gramado – RS

Impacto da medição inteligente na confiabilidade do sistema de distribuição de energia

RESUMO

Interrupções de energia são necessárias para que se façam obras de melhorias na rede de distribuição de energia, e também para que dispositivos de proteção atuem quando ocorre um defeito. Porém, é possível reduzir o tempo de interrupção no caso de uma ocorrência de longa duração se a concessionária obtiver a localização exata do problema. A troca de medidores convencionais por inteligentes deve proporcionar essa localização, com a consequente redução do indicador de duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC) e da energia não suprida (ENS) do sistema. Este trabalho tem como objetivo verificar o ganho em confiabilidade com a troca de medidores convencionais por inteligentes, através de cenários de trocas determinados pelo Método de Monte Carlo, verificando o seu impacto no DEC e ENS em um determinado conjunto de UCs.

Palavras-chave: Sistema de Distribuição; Confiabilidade; Medidores Inteligentes.

ABSTRACT

Power outages are necessary in order to make improvement works in power distribution system, and also for the operation of protective devices when a fault occurs. It is possible to reduce the time of maintenance if the utility obtains the exact location of the defect. The replacement of conventional meters to smart should (...)

CBPE, 2016

The Impact of the Installation of Smart Meters on Distribution System Reliability

Júlia R. Hammarstron [1], Alzenira da R. Abaide [2], Marcelo W. Fuhrmann [3], Elaine A. L. Vianna [4]
 Universidade Federal de Santa Maria - UFSM
 Santa Maria, Brasil

julia.rambo@hotmail.com [1], alzenira@ufsm.br [2], herr.fuhrmann@gmail.com [3], elainelimavianna@yahoo.com.br [4]

Resumo— Power interruptions cause losses, for consumers and for the utility, but it is necessary in order to make improvements in the power distribution system and also for protective devices operate when an outage occurs. Therefore, it is important that utilities perform the service for emergency occurrences as quickly as possible, reducing the time of the outage. Brazilian National Electric Energy Agency (ANEEL) requires the utilities send every month their average service time, regulating the quality of the service, and determines the maximum length of interruptions for each set of Consumer Units and also their maximum quantity of occurrences. Therefore, reducing measures in service time is a great interest of utilities. The installation of smart meters allows that the distribution company be informed of the interruption at the same time it occurs, also determining the fault location, everything because of two-way flow of information between the meter and the control center. Thus, the time of fault location is reduced, resulting in reducing the time of the occurrence service and total interruption time for those consumers achieved. Thus, there is impact on the system average interruption duration index (SAIDI), increasing system reliability. In addition to this gain, there is a reduction of expected energy not supplied (EENS). In this context, the evaluation of the SAIDI and EENS reduction because of the replacement of conventional meters with smart meters.

Index Terms—Distribution System; Reliability; Smart Grids; Smart Meters; SAIDI, EENS.

1 INTRODUCTION

Smart Grids are a frequent target of discussions and Congress all the world. There is a growing need for modification of the current system for the intelligent one, mainly because of the possibility of Distributed Generation (DG) integration, the two-way communication system, Electric Vehicle (EV) integration, automation and intelligent network measurement (Bernardon et al, 2015).

Power outages cause losses, especially talking of industry and commerce, who lose their production. Despite it is inevitable, because it is necessary to do expansion and Maintenance of system, and also the need of the protection devices operation, utilities are always looking for a better continuity of its service, which is regulated through specific indicators, that determine the maximum interrupt rate and maximum frequency of the interruptions of each set of consumer units.

The Smart Meter (SM) installation allows the automatic power restoration process for part of the affected

areas, with automatic maneuver fault isolation, in case of remote keys [1]. In addition to this, SM reports the location of the fault, reducing the time lost by the maintenance team looking for it, with consequent reduction of interruption time. The time of attendance of emergency service is send to ANEEL every month, reflecting the quality of provided services. This time do not have limits, but influence individual indicators os interruptions, whose extrapolation limits generates fines in favor of consumers.

Considering the reduction in emergency occurrences time, with a consequent reduction in continuity indicators, this is a study made in a power distribution utility of Brazil, which objective is to establish the gain in reliability with the energy meter exchange, by reducing the time of occurrence attendance. The focus of the study is the reduction of EENS and SAIDI.

2 SMART GRIDS

Smart Grid (SG) is a name that features many techniques, methodologies and procedures wanting to attend the new demands of power systems, resulting in a transformation in the way of planning, operating and controlling it [1]. It makes possible the integration and action of all users, including the consumer control on his consumption, providing a sustainable, economic and safe energy [2].

The concept of SG was first used in 2005 in an article by S. Massoud Amin and Bruce F. Wollenberg, published in the IEEE journal P&E, titled "Toward Smart Grid" [3]. There is a range of definitions for the concept of SG, but all converge to the use of digital elements and communication in energy transportation systems.

In [4], it is highlighted some characteristics of Smart Grid:

- Auto Recovery: ability of analysing, detecting, responding and repairing possible failures automatically;
- Power Quality: increased quality of available energy;
- Consumer Empowerment: possibility of including new equipment and analyse the behaviour of consumers in the planning and operation of the system;
 - external attacks tolerance: own ability of mitigate and withstand physical attacks and cyber-attacks;
 - Encourage the retail market and micro-generation;
 - Enable the insertion of distributed generation;

