

ANTONIO PAULO DA CUNHA

**Bases Conceituais da Implantação de Redes Elétricas
Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica**

São Paulo
2011

ANTONIO PAULO DA CUNHA

**Bases Conceituais da Implantação de Redes Elétricas
Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica**

Tese apresentada à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção
do Título de Doutor em Engenharia.

São Paulo
2011

ANTONIO PAULO DA CUNHA

**Bases Conceituais da Implantação de Redes Elétricas
Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica**

Tese apresentada à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção
do Título de Doutor em Engenharia.

Área de Concentração:
Energia e Automação.

Orientador:
Prof. Dr. Marcos Roberto Gouvêa

São Paulo
2011

Este exemplar foi revisado e alterado em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, de julho de 2011.

Assinatura do autor _____

Assinatura do orientador _____

FICHA CATALOGRÁFICA

Cunha, Antonio Paulo da

**Bases conceituais da implantação de redes elétricas inteli -
gentes de distribuição de energia elétrica / A.P. da Cunha. -- ed.
rev. -- São Paulo, 2011.**

114 p.

**Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de
São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automa-
ção Elétricas.**

**1. Redes de distribuição de energia elétrica (Implantação)
I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento
de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II. t.**

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho à minha filha Juliana, como incentivo ao aperfeiçoamento e busca de novos conhecimentos.

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Marcos Roberto Gouvêa, cuja orientação e apoio permitiram a realização deste trabalho.

Aos colegas da Sinapsis Inovação em Energia pelo apoio e sugestões.

RESUMO

As redes elétricas inteligentes significam um novo paradigma de fornecimento de energia, cuja concepção integra várias áreas de concentração, novas funcionalidades e funções até então não realizáveis, bem como uma pluralidade de tecnologias e a necessidade de infraestrutura de apoio para a sua realização.

A transição das redes elétricas atuais para o modelo de rede inteligente constitui-se num processo complexo, que envolve aspectos técnicos, econômicos, regulatórios e sociológicos.

Esta pesquisa visa contribuir significativamente para a solução dessa questão pela proposição das bases conceituais para realizar efetivamente um plano de implementação, respeitando condições vigentes e impostas por cenários de outros setores.

O modelo proposto, centrado na expansão da automação, lança as bases para a análise dos impactos da rede elétrica inteligente, para a formulação, análise e seleção de alternativas de implementação.

É introduzido o conceito e forma de avaliação de uma rede por meio da definição de um índice de inteligência de uma rede elétrica, composto de vários indicadores, de forma a expressar padrões de eficiência energética e operativa, aspectos de gestão de ativos e da qualidade do serviço.

A proposta de alternativas para evolução da automação se baseia em um conjunto de funções pré-estabelecidas, que melhoram os indicadores de desempenho e apresentam custos e benefícios quantificáveis.

Palavras chave: Automação da Distribuição. Distribuição de Energia Elétrica. Redes Elétricas Inteligentes.

ABSTRACT

The smart grids mean a new paragon for energy supply, whose concept integrates several areas of concentration, functionalities and functions non achievable up to now, as well as a plurality of technologies and the need of supporting infrastructure for its accomplishment.

The transition of the present electrical networks to the smart grid model constitutes a complex process, which involves technical, economical, regulatory and sociological aspects.

This research aims to contribute significantly to the solution of this issue by proposing the conceptual basis for effectively perform an implementation plan taking into account the constraints imposed by scenarios from other sectors.

The proposed model, focused in automation expansion, launches the basis for the impact analysis of Smart Grid in order to formulate, analyze and selection alternatives of implementation.

The concept and evaluation method of grid through the definition of a grid intelligence index, composed by several indicators is introduced in order to express standards of energy and operational efficiency, asset management and quality of supply.

The proposal of alternatives for automation evolution is based on a set of pre established functions, which improve the performance indicators and present valuable costs and benefits.

Keywords: Distribution Automation. Electric Energy Distribution. Smart Grid.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

| | |
|---|--|
| Figura 1 – Barramento para integração de aplicativos e sistemas legados e novos .47 | |
| Figura 2 – Oferta interna de energia elétrica no Brasil.52 | |
| Figura 3 – Modelo de avaliação de alternativas74 | |

LISTA DE TABELAS

| | |
|--|-----|
| Tabela 1- Etapas para evolução das redes elétricas..... | 19 |
| Tabela 2– Esquema de organização conceitual das características das REI. | 27 |
| Tabela 3 – Atributos de algumas tecnologias de telecomunicações. | 43 |
| Tabela 4- Percentual de domicílios atendidos por tipo de serviço..... | 51 |
| Tabela 5 – Número de consumidores por empresa (dados de 2008). | 55 |
| Tabela 6- Indicadores de continuidade de serviço do ano de 2008. | 56 |
| Tabela 7- Analogia entre a expansão da distribuição e plano de automação. | 69 |
| Tabela 8 - Funções e níveis de complexidade. | 76 |
| Tabela 9 – Dados de uma concessionária com dois SES..... | 89 |
| Tabela 10 – Resultados dos índices de redes inteligentes. | 89 |
| Tabela 11- Exemplos de gases dissolvidos no óleo em casos de falhas | 113 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|----------------|--|
| ABRADEE | <i>Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica</i> |
| ADA | <i>Advanced Distribution Automation</i> |
| AMI | <i>Advanced Metering Infrastructure</i> |
| AMM | <i>Advanced Metering Management</i> |
| AMR | <i>Advanced Metering Reading</i> |
| ANEEL | <i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i> |
| BAU | <i>Business As Usual</i> |
| BPL | <i>Broadband Power Line</i> |
| CAPEX | <i>Capital Expenditures</i> |
| CDC | <i>Common Data Class</i> |
| CIM | <i>Common Information Model</i> |
| DEC | <i>Duração Equivalente de interrupção por unidade Consumidora</i> |
| DIC | <i>Duração de Interrupção por unidade Consumidora</i> |
| DMIC | <i>Duração Máxima de Interrupção por unidade Consumidora</i> |
| DMS | <i>Distribution Management System</i> |
| DOE | <i>Department Of Energy</i> |
| DTS | <i>Distributed Temperature System</i> |
| EMS | <i>Energy Management System</i> |
| END | <i>Energia Não Distribuída</i> |
| EPRI | <i>Electric Power Research Institute</i> |
| ERAC | <i>Esquema Regional de Alívio de Carga</i> |
| ERP | <i>Enterprise Resource Planning</i> |
| ESB | <i>Enterprise Service Bus</i> |
| EUA | <i>Estados Unidos da América</i> |
| FEC | <i>Freqüência Equivalente de interrupção por unidade Consumidora</i> |
| FIC | <i>Freqüência de Interrupção por unidade Consumidora</i> |
| GD | <i>Geração Distribuída</i> |
| GIS | <i>Geographic Information System</i> |
| GPRS | <i>General Packet Radio Service</i> |
| GPS | <i>Global Positioning System</i> |
| GSM | <i>Global Service for Mobile Communications</i> |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|----------------|--|
| HAN | <i>Home Area Network</i> |
| IED | <i>Intelligent Electronic Devices</i> |
| IHM | <i>Interface Homem Máquina</i> |
| LAN | <i>Local Area Network</i> |
| LED | <i>Light-Emitting Diode</i> |
| MAN | <i>Metropolitan Area Network</i> |
| MEMS | <i>Micro-Electro-Mechanical Sensor</i> |
| NRECA | <i>National Rural Electric Cooperative Association</i> |
| ONS | <i>Operador Nacional do Sistema</i> |
| OPEX | <i>Operational Expenditures</i> |
| PLC | <i>Power Line Communications</i> |
| PNAD | <i>Plano Nacional por Amostragem de Domicílios</i> |
| PRODIST | <i>Procedimentos de Distribuição</i> |
| PROINFA | <i>Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de energia elétrica</i> |
| REI | <i>Redes Elétricas Inteligentes</i> |
| REIDE | <i>Redes Elétricas Inteligentes de Distribuição de Energia</i> |
| SCL | <i>System Configuration Language</i> |
| SDAT | <i>Sistema de Distribuição em Alta Tensão</i> |
| SDBT | <i>Sistema de Distribuição em Baixa Tensão</i> |
| SDMT | <i>Sistema de Distribuição em Média Tensão</i> |
| SED | <i>Subestações de Distribuição</i> |
| SIN | <i>Sistema Interligado Nacional</i> |
| SOA | <i>Service Oriented Architecture</i> |
| TI | <i>Tecnologia da Informação</i> |
| TIR | <i>Taxa Interna de Retorno</i> |
| TUSD | <i>Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição</i> |
| TUSDg | <i>Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição para Geração Distribuída</i> |
| TUST | <i>Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão</i> |
| VMU | <i>Valor de Mercado em Uso</i> |
| VPL | <i>Valor Presente Líquido</i> |
| V2G | <i>Vehicule to Grid</i> |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|-------------|---|
| XML | <i>Extensible Markup Language</i> |
| WACC | <i>Weighted Average Capital Cost</i> |
| WAN | <i>Wide Area Network</i> |
| 3G | <i>3rd Generation mobile communications</i> |

SUMÁRIO

| | |
|--|-----------|
| 1. INTRODUÇÃO E OBJETIVOS | 14 |
| 1.1. Histórico | 14 |
| 1.2. Objetivos | 16 |
| 2. ANÁLISE DO ESTADO DA ARTE | 17 |
| 2.1. As redes elétricas do futuro | 17 |
| 2.2. Definições e conceitos associados às redes elétricas inteligentes..... | 23 |
| 2.3. Áreas de concentração das redes elétricas inteligentes | 26 |
| 2.3.1. <i>Infraestrutura avançada de medição</i> | 27 |
| 2.3.2. <i>Automação avançada da distribuição</i> | 30 |
| 2.3.3. <i>Recursos distribuídos de geração e armazenagem</i> | 35 |
| 2.3.4. <i>Conservação de energia</i> | 39 |
| 2.4. Tecnologias de componentes e infraestrutura | 39 |
| 2.4.1. <i>Tecnologias aplicáveis a equipamentos e componentes de rede</i> | 40 |
| 2.4.2. <i>Telecomunicações</i> | 42 |
| 2.4.3. <i>Tecnologia da Informação</i> | 45 |
| 2.4.4. <i>Ferramentas de simulação</i> | 49 |
| 3. SITUAÇÃO DAS REDES ELÉTRICAS BRASILEIRAS | 50 |
| 3.1. Capilaridade da rede de distribuição | 50 |
| 3.2. Oferta de energia elétrica por tipo de fonte | 52 |
| 3.3. Sistema interligado de transmissão | 53 |
| 3.4. Porte das distribuidoras | 54 |
| 3.5. Qualidade do fornecimento | 55 |
| 3.6. Perdas técnicas e comerciais das distribuidoras..... | 57 |
| 3.7. Segurança patrimonial..... | 58 |
| 3.8. Políticas de incentivo e iniciativas..... | 58 |
| 3.9. Resumo e comentários | 59 |
| 3.10. Barreiras e oportunidades | 60 |
| 3.10.1. <i>Regulação da distribuição</i> | 60 |
| 3.10.2. <i>Estrutura do mercado de energia</i> | 63 |
| 3.10.3. <i>Custos e fatores de escala</i> | 63 |
| 3.10.4. <i>Infraestrutura para integração e interoperabilidade</i> | 64 |
| 3.10.5. <i>Engajamento dos consumidores</i> | 64 |
| 4. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA E DIRETRIZES PARA SOLUÇÃO | 66 |
| 4.1. Conceitos e terminologia..... | 66 |
| 4.1.1. <i>Automação da Distribuição</i> | 66 |
| 4.1.2. <i>Plano de Automação da Distribuição</i> | 67 |
| 4.2. Formulação do problema e proposta de diretrizes para solução | 69 |
| 4.2.1. <i>1ª Etapa – Caracterização do sistema objeto</i> | 70 |
| 4.2.2. <i>2ª Etapa – Definição de cenários</i> | 70 |
| 4.2.3. <i>3ª Etapa – Estabelecimento de critérios de avaliação e aceitação</i> | 71 |

SUMÁRIO

| | | |
|-------------|---|------------|
| 4.2.4. | 4ª Etapa – Portfólio de recursos de automação | 71 |
| 4.2.5. | 5ª Etapa – Formulação de alternativas..... | 72 |
| 4.2.6. | 6ª Etapa – Avaliação de alternativas | 72 |
| 4.2.7. | 7ª Etapa – Seleção de alternativas e elaboração do plano de automação | 73 |
| 5. | MODELO DE AVALIAÇÃO DE ALTERNATIVAS..... | 75 |
| 5.1. | 1ª Etapa – Caracterização do sistema objeto..... | 75 |
| 5.1.1. | Cálculo dos indicadores..... | 77 |
| 5.2. | 2ª Etapa – Definição de cenários..... | 85 |
| 5.3. | 3ª Etapa – Critérios de avaliação e aceitação | 86 |
| 5.3.1. | Exemplo de aplicação..... | 88 |
| 5.4. | 5ª Etapa – Formulação de alternativas | 90 |
| 5.5. | 6ª Etapa – Avaliação de alternativas | 91 |
| 5.5.1. | Custos, benefícios e externalidades..... | 91 |
| 5.5.2. | Modelo de cálculo | 93 |
| 6. | COMENTÁRIOS FINAIS..... | 96 |
| 7. | CONCLUSÕES E CONTRIBUIÇÕES..... | 98 |
| 7.1. | Conclusões | 98 |
| 7.2. | Contribuições | 100 |
| 7.3. | Sugestões de prosseguimento da pesquisa..... | 100 |
| | BIBLIOGRAFIA | 102 |
| | ANEXO A – VISÃO GERAL DE NOVAS TECNOLOGIAS | 105 |
| A.1 | Geração e cogeração..... | 105 |
| A.2 | Equipamentos | 108 |
| A.3 | Sensores, transdutores e medidores..... | 109 |
| A.4 | Técnicas de diagnóstico | 113 |

1. INTRODUÇÃO E OBJETIVOS

1.1. Histórico

Na maioria dos países o sistema elétrico de potência é operado por um grande número de empresas independentes, mas que cooperam entre si, através de interligações que permitem a troca de energia e sinergias técnico-econômicas. Estas características, além da sua vasta extensão geográfica e índices de confiabilidade elevados de um modo geral, tornam as redes elétricas sistemas únicos, cujos benefícios para a vida moderna são amplamente reconhecidos, a ponto de serem consideradas como uma das grandes realizações da engenharia dos últimos cem anos (1).

Todavia, os sistemas elétricos de potência existentes - em qualquer parte do mundo - não são fruto de um planejamento perfeitamente pré-concebido e ordenado, mas sim o resultado de uma obra coletiva, empreendida por diversos agentes, a qual veio sofrendo diversas melhorias incrementais ao longo de mais de um século.

Não obstante, desde o seu início, no final do século XIX, e mais fortemente após sua consolidação a partir da segunda metade do século XX, o desenvolvimento e a expansão dos sistemas elétricos de potência, incluindo a geração, transmissão e distribuição, fundamentaram-se em esquemas pouco flexíveis e reservas de capacidade instalada, onde a geração é controlada de forma centralizada e a potência flui somente no sentido das cargas, com o despacho e o consumo necessariamente bem ajustados, com o objetivo de garantir a sua estabilidade e operabilidade, tanto nas condições normais, como de emergência.

As anormalidades, como instabilidades e faltas, são sanadas através do isolamento das partes defeituosas do sistema, consistindo basicamente no desligamento, com lógicas concebidas para afetar o menor número possível de consumidores, e seu religamento paulatino, após reparo da origem do problema.

As melhorias e os desenvolvimentos tecnológicos realizados em muitas décadas foram fundamentalmente direcionados a novos materiais e equipamentos, recursos de simulação, supervisão e controle, além de outros mais que, embora tenham

contribuído para o avanço técnico e redução dos custos, essencialmente, não provocaram alterações na concepção original do sistema elétrico de potência.

Este esquema se mostrou bem sucedido em universalizar o suprimento de energia para o conforto pessoal e desenvolvimento econômico, além de lidar adequadamente com controles que atuam de forma local e instalações distribuídas ao longo de distâncias geográficas significativas.

Mesmo assim, uma convergência de fatores tecnológicos, econômicos e sócio-ambientais despertaram as discussões para outro modelo de rede elétrica.

É conveniente considerar que a evolução do sistema elétrico de potência atual deve envolver, de fato, duas etapas (2).

A primeira delas, que já está em curso em algumas localidades ou é realizável num futuro próximo, consiste em adaptações sobre as redes atuais, que se tornariam “mais inteligentes”, enquanto que a segunda, de médio e longo prazo, representa a mudança para um novo paradigma, chamado de *Smart Grid*, muito mais eficiente e confiável, compatível com um cenário de fontes de geração renováveis e alocadas em qualquer parte da rede, custos crescentes de produção e entrega de energia, uso extensivo de tecnologia de informação e interatividade com os consumidores.

Nessa visão, muito do que tem sido apresentado recentemente como *Smart Grid* ou Rede Elétrica Inteligente (REI) consiste apenas em melhorias sobre a rede atual, por vezes chamada, em contraste, de *Dumb Grid*, tanto no sentido de não incorporar recursos com capacidade de processamento para operação autônoma, como pela inabilidade de seus elementos constituintes de se comunicarem entre si (ambos os significados da palavra *dumb* em inglês).

Como as mudanças envolvidas são vistas como uma resposta às pressões ambientais e fundamentais para a sustentabilidade econômica de grandes economias, elas têm sido apoiadas por órgãos governamentais (3) (4).

Todavia, o processo de transição para um novo modelo de redes elétricas, ainda apresenta diversas dificuldades de execução, o que requer pesquisas e desenvolvimentos adicionais.

Em particular a Automação da Distribuição é vista como o núcleo central das REI, com elevado potencial de alteração do nível de serviço prestado aos consumidores.

1.2. Objetivos

Esta tese visa desenvolver as bases conceituais de um modelo para elaboração de um plano de automação para os sistemas de distribuição de energia elétrica, contemplando a incorporação de tecnologias de redes elétricas inteligentes.

O plano de automação da distribuição consiste no cronograma de implantação de uma ou mais funções especificadas para aumentar o “grau de inteligência” da rede, considerando-se os seus custos, benefícios e externalidades.

O “grau de inteligência” é entendido, neste texto, como sendo o resultado da composição de um conjunto de indicadores aplicáveis à realidade brasileira, que explicam e caracterizam o desempenho da rede, a eficiência e eficácia operacional da concessionária e a qualidade do serviço prestado, cuja melhoria produz benefícios econômicos quantificáveis.

2. ANÁLISE DO ESTADO DA ARTE

A quantidade de publicações envolvendo o tema *Smart Grids* nos últimos anos é substancial e este trabalho não pretende ser exaustivo na sua análise.

Além disso, os termos *smart* e, mais recentemente também *advanced*, tornaram-se quase um prefixo para diferenciar as novas aplicações, dispositivos e tecnologias daquelas atualmente existentes, referidas como o “negócio usual” (ou BAU de *business as usual*). Isso reflete um posicionamento de mercado de diversos agentes como concessionárias, fabricantes de equipamentos, fornecedores de infraestrutura e aplicativos computacionais, sem necessariamente acrescentar informações relevantes ao estado da arte.

Desta maneira, o levantamento do estado da arte deste item compreende a análise bibliográfica relevante para as motivações para a mudança do paradigma vigente, os conceitos e definições de uma rede elétrica inteligente e uma proposta de organização das funções e tecnologias.

2.1. As redes elétricas do futuro

Os conceitos iniciais de uma rede elétrica cuja supervisão e controle se estendessem além das fronteiras das subestações, para toda a sua extensão, até chegar aos consumidores, propiciando os meios para que a mesma fosse auto-gerida por aplicativos computacionais dedicados a reconfigurar e restabelecer o fornecimento em função das variações de carga, contingências, manutenções, fatores climáticos, bem como de modular a sua utilização pelos clientes através da disponibilização em tempo real do nível de preços do suprimento de energia, tiveram sua origem em diversos trabalhos realizados nos EUA, com o intuito de preparar as redes para uma economia cada vez mais dependente de processos digitais (5) (6).

A busca para soluções de grandes eventos de falta de energia, como o *black out* de 2003 nos EUA, tornou-se um catalisador de iniciativas de “aperfeiçoamento da

energia”, de modo a torná-la sem falhas de suprimento, “portátil” e centrada nas necessidades do consumidor (7).

A partir de então, muitos trabalhos e estudos foram realizados, ampliando ou modificando os conceitos originais.

A visão das “redes do futuro” apresentada pelo Departamento de Energia dos EUA (3) considera três etapas:

- a) até 2010, projeto e ensaios;
- b) desenvolvimento de tecnologias e aceitação do mercado entre 2010 e 2020;
- c) fabricação e ganhos de escala a partir de 2020.

Por sua vez, cada etapa trata de assuntos referentes a cinco vertentes:

- a) projeto da arquitetura das redes de 2030;
- b) desenvolvimento das tecnologias críticas;
- c) aceleração da aceitação das tecnologias;
- d) fortalecimento das operações de *marketing*;
- e) construção de parcerias.

A tabela 1 apresenta um resumo dos objetivos deste estudo inicial, que tem um caráter de desenvolvimento de novos negócios para a economia norte-americana, além do suprimento interno de energia naquele país.

Tabela 1- Etapas para evolução das redes elétricas.

| | Etapa I: Projeto e ensaios | Etapa II: Desenvolvimento tecnológico e aceitação | Etapa III: Produção e aumento de escala |
|--|--|--|--|
| Arquitetura das redes em 2030 | Projeto Protótipos Provas de campo | Provas de campo e demonstrações Desdobramento regional | Desdobramento regional Rede nacional |
| Desenvolvimento das tecnologias críticas | Condutores especiais Armazenagem Monitoramento Eletrônica de potência | Provas de campo e demonstrações incluindo Geração Distribuída Desdobramento regional | Expansão de aplicações nacionais e internacionais |
| Aceitação das tecnologias | Transferência de tecnologias Educação e extensão | Técnicas de produção Canais de distribuição e O&M | Infraestrutura de fabricação, de distribuição e serviços |
| Operações de <i>marketing</i> | Análise de mercados e sistemas Alocação e permissões Reformas regulatórias | Questões de jurisdição Planejamento regional Mecanismos de prevenção do mercado de energia | Equilíbrio entre mercado e regulação |
| Construção de parcerias | Coordenação federal Coordenação industrial Cooperação internacional | Parcerias público-provadas com alta alavancagem e compartilhamento de custos | Parcerias público-privadas eficientes e com alcance global |

É interessante observar que, decorridos sete anos desse planejamento, a situação encontra-se ainda muito próxima da Etapa I.

A expectativa otimista, por analogia com a expansão da *Internet*, é que esta rede elétrica do futuro representará uma transformação no modo de vida das pessoas.

Com respeito a esta comparação, conforme (2), a expansão da rede elétrica inteligente (REI) poderá ser fortemente impulsionada, à medida que exista uma aplicação de alta adesão pelos consumidores (*killer application*) como foi o caso do *e-mail* para a *Internet*.

A possibilidade da venda de energia de unidades de microgeração, instaladas nas casas dos consumidores, e a difusão de veículos elétricos plugáveis às redes, são apontadas como potenciais exemplos de *killer applications*, desde que envolvam custos competitivos e procedimentos simples e confiáveis que conquistem os usuários.

Os aspectos sociológicos e ambientais associados ao consumo energético, que passaram a ser difundidos também fora do meio técnico-científico ao cidadão

comum, são igualmente relevantes no processo de adesão aos novos conceitos pelos clientes, como, por exemplo:

- a) o aumento da percepção do impacto dos hábitos de consumo, não necessariamente apenas de energia, no crescimento da poluição, na produção de gases estufa, quantidade de desmatamento, etc;
- b) a limitação de recursos naturais, com necessidade de uso mais eficiente e reciclagem das matérias primas;
- c) a importância da sustentabilidade dos negócios;
- d) a disposição de contribuir com a preservação ambiental, de modo proporcional ao grau de conscientização e padrão de vida.

Por outro lado, para agentes como as concessionárias e órgão regulador, tal nível de mudanças tecnológicas precisa ser justificado por benefícios econômicos e não apenas pela sua inovação.

Embora as motivações econômicas sejam sujeitas a uma certa volatilidade, num horizonte de médio e longo prazo elas tendem a se tornar um fator de pressão para modificação da forma atual de produção, entrega e consumo de energia. Nesse contexto pode-se destacar:

- a) a escassez de recursos energéticos convencionais nos países mais desenvolvidos, com perspectiva de elevação dos preços pela oferta reduzida de novas fontes;
- b) as restrições a novas usinas nucleares em muitas partes do mundo;
- c) o envelhecimento e obsolescência dos ativos instalados em grande parte das redes atuais, com a conseqüente discussão sobre a melhor forma de substituí-los;
- d) a necessidade de eficiência para conter a expansão do consumo e redução da demanda num cenário de alta dependência da energia elétrica;
- e) a manutenção da vanguarda tecnológica, com a criação de novos paradigmas que aumentem a competitividade global e a diferenciação entre as economias;
- f) o aumento do custo percebido das interrupções de energia, devido à proliferação de atividades com elevada sensibilidade em setores como o mercado financeiro, produção de semicondutores, indústrias com controles digitais de processo, entre outros.

Cada um destes aspectos tem maior ou menor relevância, dependendo de características locais.

Assim sendo, nos EUA aparecem em destaque a redução da dependência energética de fontes fósseis, a liderança tecnológica e o aumento da segurança das redes elétricas a atos de terroristas pela maior distribuição de fontes de suprimento (8).

É relevante citar as medidas governamentais de incentivo à modernização do SEP norte-americano, com referências explícitas a técnicas e conceitos de REI, a saber:

- a) 2005 *Energy Policy Act* o qual contempla:
 - i. medidores inteligentes e tarifas variáveis;
 - ii. incentivos para a redução da demanda;
 - iii. tecnologias mais avançadas para transmissão.
- b) 2007 *Energy Independence and Security Act* com diversos aspectos específicos referentes às REI:
 - i. apoio à modernização dos sistemas de transmissão e distribuição que caracterizem o *smart grid*;
 - ii. incremento do emprego de tecnologias digitais para melhorar a confiabilidade, segurança e eficiência das redes elétricas;
 - iii. otimização dinâmica da operação e recursos com segurança cibernética;
 - iv. desenvolvimento e integração de geração renovável;
 - v. incorporação de resposta à demanda e recursos eficientes do lado da demanda;
 - vi. disponibilização de tecnologias inteligentes para medição, comunicação e automação;
 - vii. integração de eletrodomésticos inteligentes;
 - viii. integração de tecnologias avançadas de armazenagem e redução de picos de demanda, contemplando veículos plugáveis, ar condicionado e armazenagem térmica;
 - ix. disponibilização tempestiva de informações aos consumidores;
 - x. desenvolvimento de normas de comunicação e interoperabilidade;
 - xi. identificação e redução de barreiras desnecessárias ou pouco razoáveis para adoção das tecnologias de *smart grid*.
- c) 2009 *American Recovery and Reinvestment Act*

- i. volume de financiamento de US\$ 4,5 bilhões para *smart grid* e programas de redução de demanda;
 - ii. acima de US\$ 30 bilhões controlados pelo Departamento de Energia em benefícios fiscais e garantias de empréstimo ao setor elétrico
- d) 2009 *American Clean Energy and Security Act*:
- i. estabelecimento de metas de redução de demanda para concessionárias;
 - ii. criação de um programa de identificação de eletrodomésticos inteligentes e de substituição daqueles ineficientes;
 - iii. planejamento da transmissão e distribuição para o impacto dos veículos elétricos;
 - iv. autorização de estímulo financeiro aos projetos;
 - v. incentivo a pesquisa interdisciplinar, em centros de pesquisa.
- e) *American Clean Energy Leadership Act* (proposta)
- i. plano de otimização do planejamento e operação do sistema elétrico;
 - ii. financiamento de projetos estaduais de eficiência energética.

Na Comunidade Européia, por sua vez, as aplicações de REI estão fortemente associadas com as preocupações com mudanças climáticas, declaradas no pacote de clima e energia (*climate and energy package*), sintetizado pelas diretrizes para 2020, com respeito ao nível de 1990, conhecidas como “meta 20-20-20”, isto é:

- a) redução de 20 % das emissões de CO₂, o que impacta fortemente a geração termoelétrica;
- b) aumento de 20 % da eficiência energética, envolvendo redução das perdas nos sistemas elétricos e cogeração;
- c) incremento de 20 % nas fontes de geração renováveis, incluindo fontes eólicas *off shore*.

As REI são atualmente um conceito, sem que sua realização completa exista em qualquer país ou região.

A título de exemplo, existem diversas iniciativas importantes, de programas de pesquisa ou aplicações em larga escala, que podem contribuir para demonstrar funcionalidades específicas ou a integração entre várias delas:

- a) substituição de mais de 30 milhões de medidores convencionais por outros inteligentes, com definição de novas tarifas, pela Enel na Itália (9);
- b) *SmartGridCity*, na cidade de Boulder, estado do Colorado nos EUA;
- c) diversas outras aplicações recentes de uso intensivo de geração distribuída de energia de origem eólica, vista como a mais madura das tecnologias renováveis, em diversos países (Alemanha, Espanha, Inglaterra, China)
- d) incentivos à microgeração fotovoltaica (Espanha, Itália) e a veículos híbridos e elétricos em Portugal e nos EUA.

No Brasil, caracterizado por uma matriz energética com percentual elevado de fontes renováveis para a geração de energia elétrica, as questões de maior interesse associadas às REI não são de caráter ambiental.

Não obstante, existem benefícios que precisam ser avaliados nas condições específicas brasileiras, de modo a priorizar os investimentos e os impactos nas tarifas. Outro motivador para o presente trabalho são as oportunidades que podem advir do emprego das novas tecnologias, proporcionando soluções mais eficientes para os problemas atuais.

2.2. Definições e conceitos associados às redes elétricas inteligentes

A expressão em inglês *Smart Grid* é aplicável de um modo geral aos segmentos de Geração, Transmissão e Distribuição, bem como aos consumidores (cargas).

No entanto, esta tese é primariamente voltada à Distribuição de Energia Elétrica, considerada como sendo composta de:

- a) sistema de distribuição em alta tensão (SDAT) e eventuais consumidores;
- b) subestações de distribuição (SED);
- c) sistema de distribuição em média tensão (SDMT), com os respectivos consumidores;
- d) sistema de distribuição de baixa tensão (SDBT), incluindo os consumidores.

Embora alguns conceitos gerais sejam também aplicáveis à Geração e à Transmissão, o tratamento dos tipos de funções, com seus custos, benefícios e externalidades, justificam a limitação do escopo.

Ao longo do texto a expressão Redes Elétricas Inteligentes (REI) tem abrangência geral, enquanto que Redes Elétricas Inteligentes de Distribuição de Energia (REIDE) referem-se aos segmentos SDAT, SED, SDMT e SDBT.

Por envolver uma série de novas funções, a definição de REI não é única e nem perfeitamente estabelecida.

Num dos livros voltados ao assunto (10) a definição é restrita a alguns aspectos relacionados mais especificamente com Automação: *“a rede inteligente é a utilização de sensores, comunicação, habilidade computacional e controle [...] para melhorar a funcionalidade geral do sistema elétrico de fornecimento de energia”*.

Segundo uma citação no trabalho do Comitê Consultivo de Eletricidade dos EUA (11):

“A Rede Inteligente utiliza tecnologia digital para melhorar a confiabilidade, segurança e eficiência do sistema elétrico, da geração de grande porte, passando pelo sistema de entrega de eletricidade aos consumidores e um crescente número de recursos de geração distribuída e armazenagem”.

Usualmente prefere-se definir as REI através de um conjunto de características ou portfólio de tecnologias e funcionalidades que as compõem.

No texto introdutório do Departamento de Energia dos EUA (2) apresenta-se o que pode ser considerada uma definição por atributos representativa da visão norte-americana, a qual considera a REI como:

- a) inteligente, pela capacidade de antecipar sobrecargas e contingências e encontrar autonomamente uma forma de redirecionar o fluxo de potência;
- b) eficiente, ao atender aumentos de demanda sem adição de ativos;
- c) flexível, ao prover a conexão de qualquer tipo de fonte de geração ou elemento de armazenagem;
- d) motivadora, pela sinalização instantânea de preços aos consumidores;
- e) criadora de oportunidades e de novos mercados através do canal de comunicação com os clientes;
- f) orientada para a qualidade do produto e serviço, de forma consistente com a economia digital;
- g) resiliente à ação de ataques cibernéticos e desastres naturais;

h) ambientalmente de menor impacto.

De um modo geral aceita-se que as redes inteligentes são também caracterizadas pelos conceitos que as diferenciam das redes convencionais, ou seja:

- a) redes ativas, pela presença de geradores do lado da carga e operação em malha;
- b) auto-restabelecimento de trechos da rede em caso de faltas;
- c) auto-reconfiguração para atendimento de objetivos como a minimização de perdas, melhoria do perfil de tensão, etc;
- d) elevada penetração de recursos distribuídos de geração e de armazenagem de energia;
- e) alimentação de veículos elétricos;
- f) comunicação bidirecional entre os dispositivos eletrônicos inteligentes (IED – *intelligent electronic devices*) como medidores, sensores, relés e controladores de demanda e um ou mais centros de operação para supervisão e telecomando;
- g) realização de monitoramento e diagnóstico dos ativos críticos, para planejamento da manutenção, utilização da máxima capacidade e substituições antes de falhas;
- h) maior eficiência energética nos seus componentes;
- i) infraestrutura de medição como unidade remota no cliente, capaz de operar com tarifas dinâmicas e funções de limitação de demanda e corte de consumo.

A realização prática das funções anteriores requer o uso intensivo e complementar de tecnologias já disponíveis ou emergentes, mas nem sempre integradas, como automação, medição eletrônica, geração distribuída, cogeração, veículos elétricos plugáveis à rede, armazenagem de energia, monitoramento e diagnóstico da condição dos ativos, telecomunicações e tecnologia da informação.

Todavia, embora estes conceitos e definições sejam suficientes para uma diferenciação entre as REI e as redes convencionais, eles carecem de uma organização para seu tratamento, o que será apresentado nos itens que se seguem.

2.3. Áreas de concentração das redes elétricas inteligentes

Devido à multiplicidade de características possíveis para uma REI, é conveniente propor uma organização conceitual das mesmas em áreas de concentração, as quais sejam representativas de grupos de funcionalidades com afinidades entre si.

Neste trabalho serão consideradas quatro grandes áreas de concentração:

- a) infraestrutura avançada de medição;
- b) automação avançada da distribuição;
- c) recursos distribuídos de geração e armazenagem de energia;
- d) conservação de energia;

Por sua vez uma funcionalidade compreende uma característica específica, a qual, porém, pode ser realizada com diversos graus de complexidade para atender as especificações desejadas. Na nomenclatura aqui adotada a característica mais específica de uma REI é uma função.

A implementação de uma função compreende, em geral, a utilização de várias tecnologias.

Não obstante, áreas de concentração, funcionalidades e funções distintas podem compartilhar as mesmas tecnologias, particularmente aquelas com características de infraestrutura de apoio às demais, como é tipicamente o caso de telecomunicações e tecnologia da informação.

Para maior clareza, a organização conceitual adotada nesse texto está apresentada esquematicamente na Tabela 2.

Tabela 2– Esquema de organização conceitual das características das REI.

| Área de concentração | Funcionalidade | Função | Tipos de tecnologias | | | | | | | | | | |
|-----------------------|------------------------|------------------------|----------------------|-----------------------|--|-------------------------|---------------------------------------|-------------------------------|-------------|--------------|--------------------|----------------------|------------------|
| | | | Equipamentos de rede | Condutores inovadores | Equipamentos de seccionamento e proteção | Sensores e Transdutores | Dispositivos Eletrônicos Inteligentes | Geração Distribuída/Cogeração | Armazenagem | Microgeração | Veículos elétricos | Iluminação eficiente | Telecomunicações |
| Infraestr. de Medição | Medição Eletrônica | Consumo | | | | | X | | | X | | X | X |
| | | Qualidade | | | | | X | | | | | X | X |
| | | Serviços | | | | | X | | | | | X | X |
| Automação | Operação | Autom. Alim. | X | X | X | | X | | | | | | |
| | | Loc. Faltas | X | | | X | X | | | | | | |
| | | Volt-var | X | | | | X | | | | | | |
| | | Auto-reconfiguração | X | X | X | | X | | | | | X | |
| | Gerenciamento | Corte cargas | X | | X | | X | X | X | | | | |
| | | Monitoramento | X | X | X | X | | | | | | X | |
| | | Diagnóstico | X | X | | X | | | | | | | |
| | | Vigilância | X | | | | X | | | | | X | X |
| Rec. Distribuídos | Ger. Distr. | Média/grande | | | | | | X | X | | | | |
| | | Microgeração | | | | | | X | X | X | | | |
| | Armazenagem | Pequeno porte | | | | | | | X | X | | | |
| | | Grande porte | | | | | | X | X | | | | |
| | Veículos | Plugáveis | | | | | | | | X | X | | |
| | | <i>Vehicle to grid</i> | | | | | | | | | X | | |
| Conservação | Cogeração | Cogeração | | | | | | X | | | | | |
| | | Edifícios | | | | | X | X | | | X | X | |
| | Habitacões individuais | Iluminação | | | | | | | | | X | X | |
| | | Eletrodomésticos | | | | | X | | | | | X | X |

2.3.1. Infraestrutura avançada de medição

A infraestrutura avançada de medição envolve funcionalidades associadas com a medição do consumo e demanda, registro de qualidade da distribuição de energia

elétrica (como serviço e como produto) e, pelo menos potencialmente, a oferta de novos serviços.

As funções associadas são principalmente:

- a) medição remota do consumo;
- b) corte e religamento da ligação de consumidores;
- c) gerenciamento do lado da demanda;
- d) levantamento das curvas de carga características dos consumidores;
- e) venda de energia microgerada;
- f) registro de indicadores de continuidade individuais (DIC, FIC);
- g) avaliação da qualidade do produto energia elétrica;
- h) oferta de novos serviços ligados ao suprimento de energia.

Não é surpreendente que a medição do consumo de energia elétrica e o faturamento, pela sua importância no negócio de uma concessionária, venham sendo, ao longo dos últimos anos, objeto de melhorias e evoluções para torná-los mais eficientes, rápidos e de menor custo.

Embora os medidores eletromecânicos ainda sejam a grande maioria dos equipamentos instalados, foram realizadas sucessivas etapas de atualização da tecnologia nos últimos anos:

- a) eliminação da mão-de-obra através da leitura automatizada de medição (AMR – *automated meter reading*) com transmissão unidirecional dos valores medidos;
- b) gestão da medição (AMM – *automated meter management*) onde intervenções e interrogações eram possíveis pelo emprego de comunicação bidirecional;
- c) medição inteligente (*smart metering* ou AMI – *advanced metering infrastructure*) a qual contempla, além das características anteriores, tarifas dinâmicas e uma integração com a infraestrutura de TI.

A AMI, portanto, compreende não somente a substituição de medidores eletromecânicos por eletrônicos – os quais, por sua vez incorporam novas funcionalidades como o corte e religamento remoto de consumidores ou o registro de indicadores de continuidade - como também a sua comunicação bidirecional com

um centro de medição, de forma a propiciar a adequação dinâmica das tarifas, bem como o envio de informações e outros serviços da concessionária aos clientes.

A importância da AMI estende-se além dos medidores em si, pois propicia a integração de recursos de geração e armazenagem distribuída residencial, conexão de veículos elétricos plugáveis, bem como coopera com os controladores de cargas e os eletrodomésticos inteligentes (2).

O medidor inteligente atua, de fato, como uma unidade terminal remota no cliente e sua constituição básica inclui, no mínimo:

- a) elemento de medição de energia elétrica (opcionalmente em quatro quadrantes, isto é, energia ativa e reativa em qualquer sentido, além de demanda ou incorporação de medição do consumo de gás natural);
- b) disjuntor para seccionamento e religamento remoto;
- c) microprocessamento e memória local de dados;
- d) módulo de comunicação bidirecional;
- e) interface de visualização ao usuário (IHM) com eventual conexão a eletrodomésticos inteligentes.

A medição inteligente é apontada em alguns trabalhos (3) como a primeira funcionalidade a ser implementada num processo de evolução das redes elétricas, uma vez que sua implementação requer uma infraestrutura de telecomunicações conectando os consumidores, que poderia ser vantajosamente utilizada para outras aplicações, além de permitir a comercialização da energia produzida em unidades de microgeração.

A primeira aplicação em larga escala de AMI foi realizada na Itália (9) contemplando 30 milhões de medidores e 350 mil concentradores de dados a um custo total de 2 bilhões de euros (ou cerca de 67 € por ponto).

Além da aplicação à rede italiana, o projeto, conhecido como “Telegestore”, gerou uma tecnologia proprietária já comercializada com outros países e que inclui a especificação dos medidores e um sistema de gestão e leitura remota. A arquitetura de comunicações baseia-se na conexão entre medidores e um concentrador via PLC (*power line communications*) de banda estreita. A partir daí as informações são enviadas para centros de aquisição que formam uma rede local com outros sistemas legados de dados de consumidores. Nesse nível as informações são acessíveis pela *intranet* da empresa. A taxa de acesso bem sucedido é superior a 97 %.

Dentre as características do medidor utilizado, que pode ser monofásico ou trifásico, podem ser citadas: medição de energia ativa e reativa, vida útil de 15 anos, armazenagem do perfil das cargas com capacidade para cinco semanas com medições a cada 15 min, proteções anti fraude, configuração de tarifas múltiplas, desconexão remota com disjuntor interno e registro de dados de qualidade do suprimento.

Os benefícios esperados com a implementação da AMI são: (12)

- a) eliminação de leituras e erros associados;
- b) redução do consumo pela possibilidade de acompanhamento dos gastos pelos clientes;
- c) modulação do consumo, principalmente em horários de ponta, em resposta a níveis de preço diferenciados;
- d) integração na rede de geração distribuída renovável de micro porte;
- e) redução de fraudes;
- f) redução de inadimplência pela facilidade de corte remoto;
- g) eliminação de custos de religamento de consumidores cortados;
- h) levantamento de curvas de carga reais;
- i) monitoramento dos indicadores de continuidade individuais;
- j) aumento da comunicação com os clientes;
- k) oferta de outros serviços ligados ou não ao consumo de energia;

2.3.2. *Automação avançada da distribuição*

No contexto das REIDE a automação da distribuição pode desempenhar funções avançadas autonomamente em intervalos de tempo impraticáveis para operadores humanos, constituindo-se na assim chamada Automação Avançada da Distribuição (ADA – *advanced distribution automation*). (13)

Essa área pode contemplar diversas funcionalidades e funções, incluindo algumas com elevado grau de complexidade e integração de grande quantidade de recursos. Com o intuito de ressaltar as diferentes características das funcionalidades de automação, as mesmas serão divididas em dois subgrupos no presente trabalho.

O primeiro deles compreende aspectos da operação de redes e subestações e está apresentado a seguir:

- a) automação de alimentadores;
- b) isolamento e localização de faltas com auto-restabelecimento do serviço;
- c) reconfiguração de alimentadores;
- d) análise de contingências e corte de cargas
- e) controle dos níveis de tensão e reativos (conhecida como *Volt-Var* ou *Volt-Var-Watt*);
- f) operação da distribuição em tempo real;
- g) parametrização remota de relés;
- h) processamento inteligente de alarmes;
- i) realização de medições que contribuam para a estimação de estados de toda a rede, com identificação de pontos com problemas;

O segundo subgrupo está associado com o gerenciamento da topologia das ligações elétricas, bem como o controle de grandezas importantes para a operação e para a condição dos ativos. Suas funções principais são as seguintes:

- a) monitoramento do estado de dispositivos de seccionamento e proteção;
- b) carregamento dinâmico de condutores e transformadores através do monitoramento de temperaturas;
- c) diagnóstico da condição real dos ativos com medições específicas;
- d) vigilância remota de ativos e instalações.

Historicamente a automação nos sistemas de distribuição teve início com a introdução de sistemas de supervisão e controle (SCADA) nas subestações, com o objetivo de torná-las não assistidas. Tais sistemas permitiam a um operador localizado num Centro de Operações a execução telecomandada de ações de abertura ou fechamento de seccionadoras ou chaves de transferência, após a confirmação de dados de estado e valores medidos de tensões ou correntes.

Um segundo passo, ainda dentro dos limites de uma subestação e que até hoje tem difusão restrita, foi a implantação de esquemas automáticos de transferência de cargas ou de cortes seletivos de consumidores, de acordo com critérios pré-estabelecidos, nas situações de contingência que não possam ser suportadas pela capacidade remanescente.

Este nível de automação já apresentava interessantes benefícios de redução de custos operacionais e melhoria dos indicadores de continuidade do fornecimento de energia, tanto da subestação automatizada, quanto da concessionária como um todo.

Em termos de automação de alimentadores as aplicações tradicionais de religadores automáticos e chaves seccionadoras automáticas, originalmente com tecnologia hidráulica, tinham caráter de proteção, para evitar o desligamento desnecessário em caso de faltas temporárias, bem como isolar o menor trecho possível do alimentador. Todavia, essa aplicação tradicional diferencia-se da automação devido às seguintes limitações:

- a) exposição desnecessária de várias partes do circuito a tantos esforços térmicos e mecânicos sucessivos quanto forem os religamentos em caso de defeito permanente;
- b) inexistência de sensores de tensão e corrente que podem ser utilizados para registro, operação da rede e estabelecimento de lógicas de atuação locais entre dispositivos;
- c) ausência de processamento de informações e registro sobre a falta que poderiam vantajosamente ser utilizadas para classificar e localizar o defeito;
- d) tempo mais longo de isolamento do trecho defeituoso;
- e) falta de comunicações para operação com lógica centralizada ou telecomando para reconfiguração das redes.

De um modo geral, até meados dos anos 90 do século XX as restrições de sistemas de comunicação limitavam aplicações abrangentes de automação que incluíssem a rede primária.

Paralelamente os religadores e chaves automáticas, passaram a ser fabricados com tecnologias mais avançadas, confiáveis e econômicas, incorporando sensores de tensão e corrente, mecanismos de processamento e acionamento alimentados por baterias de longa vida útil, interrupção da corrente de curto circuito sob vácuo e isolamento elétrica sólida.

Em um passado recente iniciou-se a disseminação da automação nos alimentadores de distribuição (*feeder automation*), fornecendo maior flexibilidade à rede elétrica e melhorando ainda mais os indicadores de qualidade do fornecimento.

Nos sistemas atuais muitas redundâncias, reservas de capacidade instalada ou fatores de segurança são adotados nos projetos como uma consequência do baixo grau de conhecimento da real condição da rede e seus ativos.

Assim sendo, o conhecimento do estado das chaves em tempo real contribui para a realização de simulações de carga e tensão mais fidedignas, bem como para uma análise das contingências.

O monitoramento em tempo real de alguns parâmetros de operação dos transformadores de potência, disjuntores, linhas aéreas e cabos pode aumentar a qualidade do serviço oferecido pelas concessionárias de energia elétrica, reduzindo as sobrecargas desconhecidas e limitando o número de interrupções no fornecimento de energia provocadas por falhas no funcionamento de componentes fundamentais para o sistema.

A variação destes parâmetros pode levar à detecção de possíveis mecanismos de falha e direcionar os trabalhos de manutenção preventiva, ou mesmo determinar o momento mais adequado para estas manutenções.

O caso acima corresponde às situações em que o monitoramento colabora também para o diagnóstico do estado operativo do equipamento.

O diagnóstico pode ser realizado de forma *on-line*, ou, mais frequentemente, com técnicas que exijam o desligamento do equipamento, ou ainda, de forma periódica pré-estabelecida, a qual não está associada a um monitoramento.

As técnicas de monitoramento e diagnóstico vêm encontrando aplicações cada vez mais disseminadas como forma de reduzir as interrupções, tanto não programadas, como programadas, em decorrência de permitirem uma estimativa da condição dos equipamentos, bem como criarem novos critérios de reposição baseados em riscos. Tanto para fins de controle das condições de operação dentro de limites estabelecidos como para gerenciamento da vida útil remanescente de componentes a temperatura é uma das grandezas chave a ser monitorada.

A operação das redes pelo controle da temperatura, ao invés da carga aplicada, é uma mudança conceitual que só pode ser realizada com sensores adequadamente distribuídos associados a algoritmos de cálculo que reavaliem a cada instante a situação frente aos limites térmicos, com uma adequada antecipação para a solução de sobrecargas evitáveis, com benefício tanto para as perdas técnicas como para a vida útil.

O anexo A apresenta algumas considerações adicionais sobre estas funções.

Além disso, para que a rede elétrica seja realmente inteligente, é necessária a adoção de técnicas e algoritmos computacionais para a identificação antecipada do comportamento do sistema e o fornecimento de informações para a tomada de decisão da automação com a integração dos equipamentos de seccionamento e interrupção - chaves seccionalizadoras e religadoras – através de uma rede de comunicações bidirecional.

Outro aspecto é o aproveitamento dos elementos de medição de tensão e corrente incorporados nos dispositivos de automação contemporâneos para o aumento do número de trechos e barras monitorados da rede.

A automação envolve todos os segmentos (Geração, Transmissão e Distribuição), bem como os consumidores, podendo-se ser adicionada ou incorporada a eletrodomésticos (*smart appliances*) ou iluminação predial.

A automação dentro de residências e edifícios comerciais, que contribua para o gerenciamento da demanda e eficiência energética também pode ser considerada parte das REIDE.

Como benefícios da Automação podem ser citados: (12)

- a) o auto-restabelecimento mais rápido e de um maior número de consumidores em caso de faltas;
- b) a redução dos custos de operação e manutenção;
- c) a melhoria dos indicadores de continuidade coletivos (DEC e FEC) ou individuais (DIC, FIC e DMIC) e redução da energia não distribuída (END);
- d) a auto-reconfiguração para o atendimento de contingências ou, ainda com o objetivo de otimizar níveis de tensão ou perdas em correspondência com as variações de carga;
- e) controle dos níveis de tensão em qualquer condição de carregamento.
- f) melhor utilização da capacidade instalada;
- g) localização de faltas inevitáveis mais rápidas e com menor tempo de restabelecimento;
- h) diagnóstico da condição dos ativos;
- i) prevenção de danos e furtos pela vigilância remota de instalações;
- j) controle da demanda residencial e comercial.

Notas:

DEC: duração equivalente de interrupção por unidade consumidora;

FEC: frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora;

DIC: duração de interrupção por unidade consumidora;

FIC: frequência de interrupção por unidade consumidora;

DMIC: duração máxima de interrupção por unidade consumidora.

A abrangência da automação com o envolvimento no controle das cargas e ativos, utilização de infraestrutura de telecomunicações e tecnologia da informação, apresenta evidentes sinergias de implementação com as demais funcionalidades, justificando o seu papel central no conceito de REIDE.

2.3.3. Recursos distribuídos de geração e armazenagem

As funcionalidade envolvidas neste caso são:

- a) geração distribuída (GD);
- b) armazenagem de energia;
- c) veículos com algum tipo de conexão às redes elétricas.

Pelas suas características, estas funcionalidades apresentam uma complementaridade que justifica o seu enquadramento numa única área.

A falta de controle centralizado do despacho das unidades de geração distribuída, bem como o descompasso de algumas formas de GD com o perfil das cargas, requer a armazenagem da energia excedente. Por sua vez os veículos com propulsão elétrica dotados de baterias podem ser carregados nesses momentos, contribuindo para a redução dos investimentos em armazenagem energética.

Outras denominações por vezes utilizadas para a GD são geração embutida, geração dentro da rede ou geração do lado da carga ou, ainda, geração descentralizada.

Nos Procedimentos da Distribuição – PRODIST - a Geração Distribuída foi definida conforme abaixo (14):

“Centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo ONS”

De um modo geral admite-se que uma GD tem como características:

- a) potência baixa quando comparada com a geração convencional;
- b) despacho não centralizado, muito embora possam vir a ser criados centros regionais;
- c) conexão à rede de distribuição (SDAT, SED, SDMT ou SDBT);
- d) não serem parte das previsões realizadas no planejamento das redes de distribuição (15).

A geração distribuída de energia vem sendo utilizada de forma cada vez mais intensa no mundo todo, por motivos como:

- a) aproveitamento de fontes renováveis de energia, usualmente de menor porte que as grandes gerações centralizadas;
- b) necessidade de novas formas de produção energética com redução ou eliminação da emissão de gases estufa;
- c) esgotamento das fontes convencionais;
- d) maior prazo de construção das grandes usinas com controle centralizado;
- e) redução do preço da geração por fontes alternativas, devido ao avanço tecnológico e ganhos de escala;
- f) incentivos governamentais;
- g) abertura do mercado de geração à participação de investidores privados.

Em função de sua proximidade das cargas, com menores perdas de transporte e transformação, além de efeitos sobre a redução da ponta, o EPRI (15) afirma que 1 kWh injetado na distribuição vale aproximadamente o mesmo que 2 kWh de geração centralizada a longa distância.

No que tange aos benefícios ou impactos positivos da GD pode ser citados:

- a) regulação de tensão;
- b) redução de perdas;
- c) liberação de capacidade da transmissão e distribuição;
- d) melhoria de confiabilidade e qualidade do fornecimento de energia;
- e) diferimento de investimentos de expansão;
- f) dependendo do tipo de geração substituída ou insumo primário utilizado, redução das emissões de gases estufa;

- g) e, principalmente na visão dos EUA, menor vulnerabilidade a ações terroristas e atentados quando comparada a uma grande planta geradora (8).

Existem, todavia, impactos críticos ou negativos para o sistema que devem ser adequadamente estudados e gerenciados quando da inserção de unidades de GD:

- a) variações de tensão de curta duração devido a partida ou parada dos geradores;
- b) controle de tensão em operação, uma vez que as formas de regulação convencionais assumem o fluxo de potência da subestação para as cargas apenas;
- c) eventual aumento temporário de perdas em períodos de carga baixa em que a GD continue despachando;
- d) ajustes nas proteções e incompatibilidade com religamento automático;
- e) harmônicos, nos casos de ligação com inversores;
- f) problemas de estabilidade, em função da penetração da GD (percentual injetado em relação à carga suprida) e amortecimento dos circuitos;
- g) riscos operacionais com geração ilhada.

Uma forma particular de utilização de geração distribuída de grande interesse são as microrredes, constituídas por sistemas ilhados com vários geradores de porte reduzido, mas com capacidade de atender cargas de padrão residencial, notadamente quando estes consumidores utilizem gás natural para fins de aquecimento e disponham de equipamentos e controladores que aumentem a eficiência energética e reduzam a demanda necessária.

Em função da utilização de geração fotovoltaica, existem propostas para microrredes em corrente contínua, com vantagens de eliminação das conversões para corrente alternada da energia gerada por inversores e alguma redução nas perdas.

Como a curva de despacho da geração distribuída pode não corresponder à variação da demanda, torna-se necessária a instalação de recursos de armazenagem de energia para absorver a geração excedente, de modo a otimizar o nível de perdas técnicas, evitar elevação excessiva dos níveis de tensão nos consumidores e prover eventual reserva energética nos momentos de pico de carga. A incorporação de recursos distribuídos de armazenagem energética muda completamente o paradigma atual de projeto e operação das redes, tratadas até

então, com poucas exceções de instalações de usinas reversíveis, como processos produtivos perfeitamente *just in time* com o consumo, sem um estoque regulador para contingências.

Os veículos elétricos podem ser enquadrados nesta categoria, com a carga de suas baterias sendo realizadas em períodos convenientemente fora da ponta, para o armazenamento de energia que poderia vir a ser devolvida à rede em caso de necessidade.

Este último conceito corresponde ao chamado “veículo para a rede” (*vehicle to grid* ou V2G) que aproveitaria o longo tempo em que, principalmente automóveis de uso individual, permanecem estacionados para tratá-los como um recurso de armazenagem.

Num horizonte de tempo mais curto, contudo, os veículos elétricos plugáveis (tanto aqueles cuja propulsão é somente elétrica como os híbridos, isto é com motor alternativo de combustão interna e elétrico, mas sempre utilizando a rede para recarga de baterias) são vistos como uma carga.

O tempo de recarga das baterias e o horário em que esta operação é realizada são determinantes para o impacto na demanda total da rede. Assim, recargas fora do horário de ponta podem contribuir para a melhoria da utilização das instalações, enquanto que cargas em tempos curtos próximas do horário de pico podem se constituir num acréscimo indesejável de demanda dependendo do tamanho da frota considerada.

Como avaliação inicial estima-se que demanda associada a um veículo elétrico é da mesma ordem de grandeza de uma residência cujo aquecimento seja feito com chuveiro elétrico (cerca de 4 kW).

Realizando-se uma comparação simples entre um veículo elétrico alimentado por baterias e outros a gasolina ou etanol resulta:

- a) veículo elétrico: consumo de 0,2 kWh/km, custo de cerca de R\$ 0,08 R\$/km;
- b) veículo a gasolina: consumo de 10 km/l, custo de cerca de 0,25 R\$/km;
- c) veículo a etanol: consumo de 6 km/l, custo de cerca de 0,27 R\$/km.

Além do custo por quilômetro, existem muitas questões adicionais para discussão, como preço, autonomia dos veículos elétricos, redução da poluição e emissão de gases estufa, descarte das baterias ao final de sua vida útil.

2.3.4. *Conservação de energia*

Esta área de concentração não é foco principal do presente trabalho, mas devem ser mencionados os esforços para redução do consumo de energia em instalações industriais, comerciais e residenciais, através de funcionalidades:

- a) cogeração;
- b) edifícios energeticamente auto-sustentáveis;
- c) eletrodomésticos, lâmpadas e sistemas de ar condicionado de alta eficiência;
- d) habitações “inteligentes” no controle da demanda.

A cogeração consiste no processo de produção simultânea ou sequencial de duas formas de energia a partir de um insumo primário. Usualmente a cogeração é associada às gerações distribuídas com fontes não necessariamente renováveis e visa a produção simultânea de energia elétrica e frio para sistemas de ar condicionado.

Atualmente existe, em alguns casos, a trigeração que é o processo de cogeração que fornece simultaneamente energia, calor e frio.

A eficiência energética de iluminação tem se beneficiado de novos tipos de lâmpadas de baixo consumo como os LED (*light emitting diode*) e a iminente interrupção da produção de lâmpadas incandescentes, que já ocorreu em alguns países, foi apontado como o início de uma nova era para a utilização de energia.

Existem sinergias dessa área com a de geração distribuída, porém ela também pode ser considerada separadamente, uma vez que muitas instalações apenas se preocupam com a redução da sua própria demanda, sem produção de energia excedente para injeção na rede elétrica.

2.4. Tecnologias de componentes e infraestrutura

Embora a simples incorporação de equipamentos, componentes ou infraestrutura mais avançadas que as existentes não constituam uma REI, a realização prática das funcionalidades precedentemente descritas requer a disseminação intensiva de

algumas tecnologias já disponíveis, bem como a aplicação de outras em estágio emergente.

A enumeração e descrição de tecnologias envolvidas numa REI pode ser feita de diversas formas, dependendo da fonte consultada (7) (16).

Além disso, a prospecção tecnológica tem incertezas associadas ao sucesso ou não de pesquisas e desenvolvimentos e novas descobertas que suplantem as existentes com vantagens.

Por estes fatos e outros mais, a adoção de novas tecnologias é vista como uma oportunidade de solução mais eficiente dos problemas das concessionárias, mas também como uma ameaça à confiabilidade e modicidade tarifária. A solução usual para este conflito é a adoção gradual das tecnologias, aplicações piloto e seleção inicial daquelas mais maduras.

2.4.1. *Tecnologias aplicáveis a equipamentos e componentes de rede*

Os principais campos de aplicações de novas tecnologias estão citados a seguir:

- a) proteção;
- b) supercondutividade;
- c) sensores e transdutores;
- d) novas formas de geração de energia;
- e) armazenagem;
- f) eletrônica de potência.

A melhoria nos sistemas de proteção visa dotar das redes elétricas de capacidade auto-adaptativa a situações variáveis, como as cargas e condições meteorológicas, de modo a limitar os desligamentos aos trechos estritamente necessários.

A supercondutividade ganhou impulso com o desenvolvimento de materiais de alta temperatura (isto é, temperatura do nitrogênio líquido), porém ainda não atingiu o estágio de substituir os condutores tradicionais, com resistência elétrica e perdas, nas aplicações convencionais.

Todavia, existem dispositivos limitadores de corrente baseados em tecnologia supercondutora que apresentam perspectivas otimistas de aplicação nas redes do

futuro, com topologias em malha e unidades de GD que contribuem para elevação dos níveis de curto-circuito. A supercondutividade permite naturalmente que esses limitadores variem a resistência de um valor nulo em operação normal para um valor elevado após o início de um defeito.

A disseminação de automação e supervisão de redes deve aumentar sensivelmente o número de sensores instalados nas redes, justificando pesquisas para sua redução de custo, tamanho e princípios de operação.

Destacam-se os sensores passivos, isto é que não requerem fonte de alimentação própria, como os MEMS (*micro electro-mechanical sensors*) que podem ser aplicados para monitoramento de correntes ou outras grandezas, bem como sensores ópticos, com uma variedade de aplicações e a vantagem de serem dielétricos por natureza.

A armazenagem de energia tem sido realizada com bancos de baterias de diversos tipos, usinas reversíveis, magnetos supercondutores, volantes (*flywheels*), técnicas baseadas no uso de ar comprimido, etc. (17)

Cada técnica apresenta uma faixa de aplicação, vida útil e eventualmente inconvenientes ambientais no momento do descarte.

Em particular as baterias podem ser de grande porte (unidades de sódio sulfúrio, NaS) ou pequenas e leves como aquelas para utilização em veículos elétricos (íon de lítio, Li-ion).

As melhorias nesse setor devem permitir aumento do número de ciclos de carga e descarga para valores acima de 5000 e vida útil superior a 10 anos, com reduções de custo da ordem de 50 %. (18)

A eletrônica de potência tem uma variedade de aplicações para chaveamento estático, conversão CA/CC e CC/CA, injeção de reativos e outras, sendo um complemento natural de outras funcionalidades.

Para fins informativos, o anexo A apresenta um resumo das novas tecnologias associadas às REI, com base em algumas prospecções da literatura. (16) (5)

2.4.2. Telecomunicações

O setor de telecomunicações é frequentemente comparado com o setor elétrico em termos de inovações experimentadas nas últimas décadas, motivadas por fatores econômicos, bem como surgimento e a expansão da *internet*.

Os avanços significativos das comunicações envolveram diversas tecnologias de equipamentos e sistemas, com enorme melhoria das larguras de banda, latência e nível de serviço.

Mesmo assim, o nível de serviço de algumas formas de comunicação, ainda não se presta a algumas aplicações do setor elétrico - como proteção - o que justifica os investimentos das concessionárias em linhas e canais de comunicação dedicados.

No conceito das REI as comunicações aplicáveis devem ser bidirecionais, mesmo que em algumas situação não permitam o trânsito simultâneo dos sinais em ambos os sentidos (isto é, podem ser tanto *half duplex* como *full duplex*).

Uma divisão básica entre os tipos de tecnologia classifica a forma de transmissão dos sinais:

- a) sobre meio de transmissão:
 - i. fibras ópticas;
 - ii. *Power Line Communications (PLC)/Broadband Power Line (BPL)* utilizando a própria rede elétrica;
 - iii. cabos de cobre coaxiais ou a pares.
- b) sem meio de transmissão:
 - i. celular GPRS/GSM ou 3G nas diversas bandas disponíveis;
 - ii. rádio de diversas tecnologias e faixas de frequência;
 - iii. outras tecnologias como ondas na faixa do infravermelho.

Para entender a aplicabilidade das diferentes tecnologias a Tabela 3 apresenta uma breve comparação de alguns atributos. (19)

Adicionalmente aos atributos e utilização de meio de transmissão ou não, existem ainda questões de confidencialidade e segurança das informações, que requerem tratamento específico dos dados como a encriptação, autenticação e certificação digital.

Tabela 3 – Atributos de algumas tecnologias de telecomunicações.

| | Espectro | Velocidade | Alcance | No. de nós | Topologia | Aplicação | Observações |
|-------------------|------------------|---------------|------------|------------|---------------|--|------------------------|
| Celular | 824 a 1900 MHz | 60 a 240 kbps | Variável | NA | Ponto a ponto | Telemetria e controle na última milha | |
| <i>Radio mesh</i> | 900 a 2400 MHz | --- | --- | --- | Malha | --- | |
| WiFi | 2,4 a 5,875 GHz | 2 a 248 Mbps | 75 a 150 m | > 100 | Estrela | Telemetria e comunicação entre dispositivos | |
| WiMax | 2 a 66 GHz | Banda larga | 50 km | NA | Estrela | Telemetria e comunicação entre dispositivos Conexão entre SED | IEEE 802.16 |
| Bluetooth | 2.4 a 2.4835 GHz | 720 kps | 1 a 100 m | 8 | Ponto a ponto | | IEEE 802.15.1 |
| ZigBee | 868 a 2400 MHz | 20 a 250 kbps | 75 m | 65000 | Malha | Telemetria e comunicação entre dispositivos | IEEE 802.15.4 |
| IrDA | 750 nm a 1 mm | --- | --- | --- | --- | | Requer espaços abertos |
| PLC | | --- | NA | --- | Estrela | Telemetria e comunicação entre dispositivos | EN 50065-1 |
| BPL | | Banda larga | NA | --- | Estrela | Telemetria e comunicação entre dispositivos | |
| Fibra óptica | 160 a 500 MHz/km | Banda larga | 70 km | | | Conexão entre SED | |

NA: não aplicável

As redes de comunicação são classificadas como em função da área por elas abrangida como WAN (*wide area network*), LAN (*local area network*), MAN (*metropolitan area network*) e HAN (*home area network*).

Uma questão fundamental correlata às telecomunicações são os protocolos.

Com o intuito de garantir o princípio de interoperabilidade entre equipamentos e dispositivos de diversos fabricantes, foram dispendidos esforços nos últimos anos com o objetivo de conceber padrões de tráfego e interpretação de informações cuja forma de organização fosse mais intuitiva.

Como resultado deste esforço foi concebida a norma IEC 61850 , composta de várias partes, a qual vem ganhando adesão em aplicações de automação de subestações e considerável difusão no mercado de equipamentos e dispositivos voltados ao setor elétrico.

Basicamente, a norma IEC 61850 define o padrão para a criação de uma réplica virtual das instalações físicas existentes em uma subestação. Para entendimento da estrutura de dados utilizada por este protocolo é necessário o entendimento dos elementos que o compõem.

O “sistema virtual” considerado pela IEC 61850 (20) é composto dos seguintes itens básicos:

- a) dispositivo físico (*physical device*) o qual corresponde ao equipamento onde os dados estão armazenados (IED) e que pode ser desde um relé de proteção digital até controladores de *bay* microprocessados com funções de proteção incorporadas;
- b) dispositivo lógico (*logical device*) que corresponde ao sistema controlado pelo IED, podendo ser um único disjuntor em casos em que o IED é um relé digital ou um *bay* da subestação quando o IED for uma unidade de controle de *bay* e assim por diante;
- c) nó lógico (*logical node*) que significa o menor “elemento lógico” existente, ou seja, a menor entidade cujos dados devam ser intercambiáveis com os demais nós lógicos e que representa os equipamentos primários (disjuntor, etc) ou uma determinada função (proteção, por exemplo).

Cada nó lógico é caracterizado por uma série de dados e parâmetros. A definição da estrutura destes dados é feita de acordo com a classificação dada para o referido nó lógico.

Cada dado cadastrado para um nó lógico deve ter sua estrutura definida através de uma caracterização a qual se dá o nome de *Common Data Class* (CDC). Através do CDC os atributos de cada dado são caracterizados quanto a sua natureza e formato de leitura (texto, valor binário, etc).

Além disso, é necessária a definição de como se dará o acesso a este dado pelas lógicas implementadas nos diversos IED componentes do sistema de automação de determinada subestação.

Os diversos objetos definidos pela norma relacionam-se de forma hierárquica, na qual o nó lógico representa o dispositivo real. Acima dele estão os IED e endereço de rede de comunicações e abaixo dele os dados.

A modelagem de dados exposta, juntamente com o modelo de transmissão de dados e com os diversos serviços definidos e padronizados na mesma norma, define uma estrutura tal que permite a viabilização do “*plug and work*” na inserção de novos dispositivos ao sistema.

Ademais, a norma define uma linguagem de parametrização - baseada em XML (*Extensible Markup Language*) - do sistema de automação de forma a garantir a interoperabilidade entre os dispositivos de diversos fornecedores, chamada SCL (*Systems Configuration Language*).

Tais recursos reduzem consideravelmente os custos iniciais de engenharia, assim como os custos de manutenção do sistema, que poderiam atingir valores extremamente altos com a inserção em larga escala de diversos novos equipamentos e dispositivos de automação nas REI.

A adoção de protocolos normalizados em todas as aplicações ainda está longe de ocorrer, mas apresenta vantagens inegáveis que tendem a impulsioná-la nos próximos anos.

2.4.3. *Tecnologia da Informação*

Os sistemas de informação têm se tornado parte integrante dos processos operacionais em praticamente todos os tipos de negócio, sendo, em geral, considerados como atividades com potencial de agregar valor aos processos convencionais.

Muitas distribuidoras possuem atualmente em seu Centro de Operação, diversos aplicativos e sistemas com funcionalidades diferentes para o suporte ao gerenciamento das ações operativas, entre os quais podem ser citados:

- a) GIS (*Geographic Information System*) com informações georreferenciadas de cadastro das redes de distribuição;
- b) SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*) para supervisão e controle em tempo real;
- c) OMS (*Outage Management System*) para o gerenciamento das faltas de energia.

Além desses, existem sistemas corporativos de gestão (ERP, *Enterprise Resource Planning*) com dados sobre os consumidores ou da estrutura interna da própria concessionária.

A combinação e integração dos módulos acima com aplicativos de cálculo elétrico, bem como confiabilidade e otimização para simulações de redes, pode prover novas funcionalidades com potencial para aumento da agilidade e eficiência da Operação da Distribuição, mensuradas pela redução de despesas operacionais (OPEX) e melhoria dos indicadores de continuidade.

Além disso, a tendência de incorporação de mais recursos de Automação da Distribuição requer uma estrutura com capacidade de integrar os sistemas existentes com os novos, com elevada flexibilidade, interoperabilidade e longevidade.

A norma IEC 61968-1 (21), apresenta uma estrutura básica de integração, baseada numa arquitetura orientada a serviços, como representado na Figura 1.

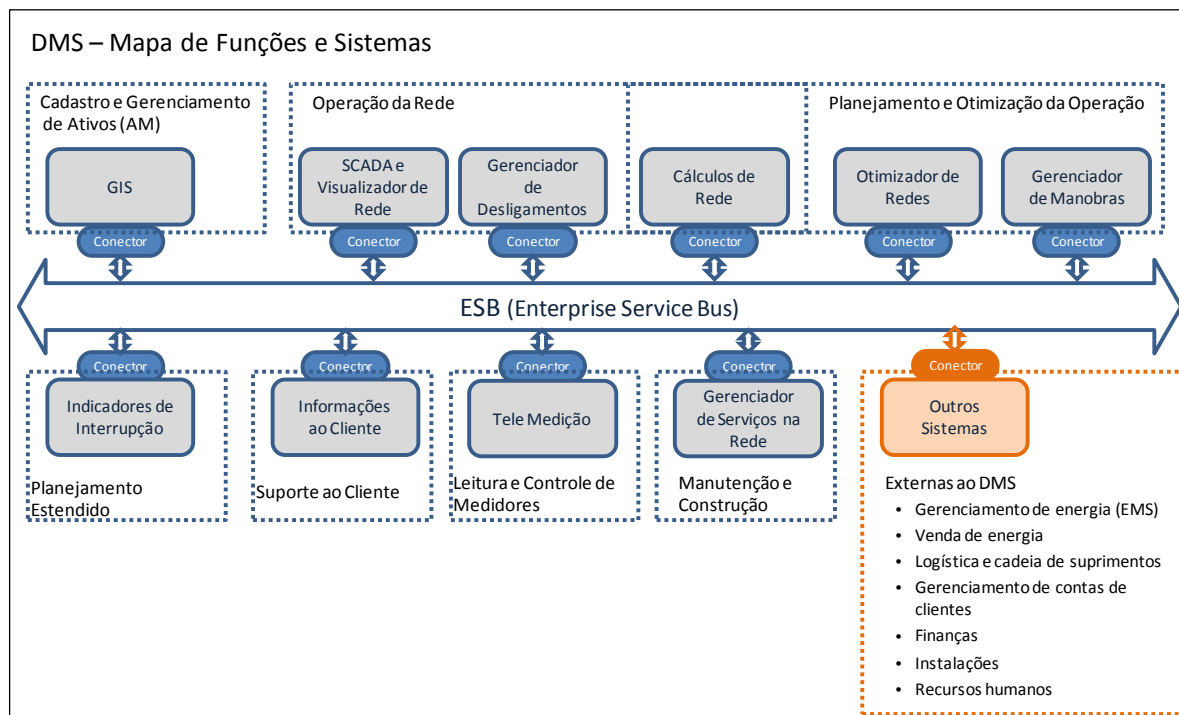


Figura 1 – Barramento para integração de aplicativos e sistemas legados e novos

Nesta arquitetura, os aplicativos são conectados a um elemento de comunicação chamado ESB (*Enterprise Service Bus*) o qual gerencia as trocas de mensagens entre eles.

Os conectores são os elementos que permitem a integração de qualquer tipo de aplicativo ou dado ao barramento comum.

Um sistema como este é conhecido como DMS (*Distribution Management System*) e permite a Operação da Distribuição com diversos benefícios:

- agilidade nas ações operativas, com todas as consultas e localizações de equipamentos feitas numa IHM amigável, sem uso de mapas em papel;
- visibilidade instantânea do estado real da rede e eliminação de retrabalhos para atualização de estados de chave não automatizadas conforme as manobras executadas;
- realização de cálculos elétricos, diagnosticando o estado atual e futuro da rede em termos de tensões, correntes e perdas;
- unificação das interfaces gráficas, facilitando a operação e treinamento dos despachantes;
- melhoria dos processos de trabalho;

- f) aumento da eficiência das turmas de serviço, pela localização mais rápida dos pontos de intervenção e alocação dinâmica para atendimento com menor tempo de deslocamento;
- g) gestão dos indicadores de continuidade;
- h) convivência entre sistemas legados e novas aplicações.

Existe também o EMS (*Energy Management System*) com função de consistir medições por algoritmos de estimação de estados e identificar problemas de leituras em grandes consumidores.

Note-se que a integração dos dados e medições com o processamento em tempo real (ou quase real) de algoritmos específicos é que realmente diferenciam as redes inteligentes das atuais.

Neste cenário, decisões antes impossíveis ou tomadas apenas com base em critérios pré-definidos para situações típicas ou críticas, passam a ser avaliadas quase que instantaneamente, tendo como dados de partida a condição vigente da rede, indicadores acumulados, previsão meteorológica, etc.

Complementarmente, desenvolvimentos atuais visando a normalização do gerenciamento e da utilização de dados e informações acerca do sistema elétrico vêm sendo realizados com base em uma estrutura de dados definida.

Um exemplo disto é o *Common Information Model* (CIM). Este modelo, definido pelas normas IEC (22) (23), tem por objetivo viabilizar a utilização dos dados coletados do campo pelas ferramentas computacionais utilizadas para a realização de estudos referentes ao desempenho do sistema.

O modelo CIM foi originalmente concebido para a Transmissão e tem recebido evoluções e complementações para maior aplicabilidade aos segmentos da Distribuição. Em particular a iniciativa conhecida como *Multispeak* (marca registrada da NRECA – *National Rural Electric Cooperative Association*) tem sido advogada como uma forma de dispor de um modelo mais abrangente, se incorporada ao CIM.

2.4.4. Ferramentas de simulação

As ferramentas computacionais de simulação de redes tiveram avanços concomitantes com a melhoria da capacidade de processamento e memória, além de redução dos custos, experimentada pelos sistemas de computação nas últimas décadas.

Atualmente existem *softwares* para modelagem e simulação de redes para cálculos em regime ou condições transitórias com interfaces cada vez mais amigáveis para os usuários.

Todavia, estes aplicativos precisam ser adaptados às novas estruturas das REI, de modo a não apresentarem limitações de representação e modelagens.

Em particular a possibilidade de integração de medições cuja disponibilidade esperada será cada vez maior, além da modelagem de unidades de geração distribuída, armazenagem de energia elétrica e características variáveis de carregamento dos veículos elétricos devem ser adequadamente tratadas para que seus impactos possam ser simulados fidedignamente.

Cabe ainda observar que, para fins de operação das redes em tempo quase real, como parte de um Sistema de Gerenciamento da Distribuição ou DMS com volumes de dados significativos, o desempenho dos cálculos deve ser otimizado para a obtenção de tempos compatíveis com esta aplicação.

3. SITUAÇÃO DAS REDES ELÉTRICAS BRASILEIRAS

Tendo em vista que a bibliografia sobre o tema é voltada principalmente à realidade de outros países, com aspectos não necessariamente relevantes no Brasil, apresenta-se também uma análise das barreiras e oportunidades para implementação e o levantamento da situação vigente considerando as redes de distribuição brasileiras.

Os possíveis interesses e ganhos em eventuais implementações de REI, em qualquer região, devem considerar a situação vigente das redes atuais e os respectivos mercados por elas atendidos como ponto de partida.

Embora os conceitos fundamentais introduzidos pelas REI - com a modificação das formas de produção e consumo mais eficiente de energia elétrica, capacidade de operação autônoma, comunicações em ambos os sentidos e supervisão dos ativos instalados em qualquer local – sejam de aplicabilidade universal, as particularidades regionais devem ditar as prioridades dos investimentos em novas tecnologias.

Para caracterizar a situação das redes brasileiras apresentam-se a seguir alguns aspectos relevantes divididos por atributos.

3.1. Capilaridade da rede de distribuição

Segundo a Pesquisa Nacional por Amostragem de Domicílios (PNAD) a distribuição de energia elétrica é o serviço mais universalizado do país (24) conforme mostrado na Tabela 4.

Tabela 4- Percentual de domicílios atendidos por tipo de serviço.

| | Rede geral de água | Rede de esgoto | Fossa séptica | Coleta de lixo | Iluminação elétrica | Telefone |
|---------------------|--------------------|----------------|---------------|----------------|---------------------|----------|
| Rondônia | 42,3 | 2,8 | 0,9 | 72,9 | 95,9 | 73,3 |
| Acre | 56,8 | 28,8 | 7,9 | 81 | 94,3 | 77,3 |
| Amazonas | 73,2 | 20,6 | 6,6 | 84,7 | 96,4 | 75 |
| Roraima | 85,7 | 11,7 | 8,6 | 85 | 97,3 | 73,1 |
| Pará | 49,2 | 3,9 | 6,9 | 79 | 94,2 | 70,8 |
| Amapá | 75,1 | 4,0 | 1,5 | 98,4 | 99,6 | 73,2 |
| Tocantins | 79 | 15,4 | 1,1 | 75,5 | 91,5 | 71 |
| Maranhão | 69,9 | 13,4 | 2,2 | 66,7 | 93,2 | 54,3 |
| Piauí | 69,2 | 2,8 | 2,4 | 56,2 | 92,2 | 56,1 |
| Ceará | 80,7 | 29,9 | 3,4 | 76,1 | 97,9 | 70,6 |
| Rio Grande do Norte | 87,9 | 17,7 | 3,2 | 84,4 | 99 | 74,3 |
| Paraíba | 77,7 | 40,9 | 2,5 | 80,5 | 99,5 | 72,2 |
| Pernambuco | 77 | 42,4 | 3,6 | 79,4 | 99,3 | 72,8 |
| Alagoas | 73,8 | 13,1 | 6,6 | 75,2 | 98,7 | 60,1 |
| Sergipe | 88,5 | 34,1 | 13,8 | 85,4 | 99,4 | 82,9 |
| Bahia | 79,6 | 45,3 | 1,5 | 75,3 | 95,8 | 64,3 |
| Minas Gerais | 87,6 | 77,8 | 0,5 | 87,9 | 99,5 | 82,8 |
| Espírito Santo | 82,8 | 57,3 | 5,2 | 86,1 | 99,7 | 86,8 |
| Rio de Janeiro | 87,1 | 69,2 | 13,3 | 98,1 | 99,9 | 89,9 |
| São Paulo | 96,5 | 88,5 | 2,7 | 98,5 | 99,9 | 91,6 |
| Paraná | 86,6 | 55,5 | 4,3 | 89,9 | 99,2 | 87,2 |
| Santa Catarina | 79,1 | 28,2 | 24,3 | 92 | 99,8 | 89,4 |
| Rio Grande do Sul | 84,4 | 15,8 | 37,6 | 90,8 | 99,4 | 92,5 |
| Mato Grosso do Sul | 83,5 | 18,1 | 0,8 | 89,3 | 99,6 | 91,1 |
| Mato Grosso | 69,4 | 18,5 | 7,0 | 79,5 | 97,5 | 79,8 |
| Goiás | 80,8 | 35,4 | 0,2 | 90,2 | 99,6 | 86,9 |
| Distrito Federal | 95,3 | 85,5 | 1,9 | 98,3 | 100 | 97,2 |

Conseqüentemente, as redes elétricas têm um elevado potencial de integração dos consumidores e inclusão digital, caso passem a ser dotadas de infraestrutura de comunicações bidirecional, especialmente em localidades onde a redundância das redes elétrica e de telecomunicações não seja economicamente atrativa.

Esse fato pode ser levado em conta no estabelecimento de políticas públicas ou em investimentos privados.

Em ambos os casos as decisões das tecnologias a serem adotadas, quanto à latência, largura de banda, custo e outros aspectos, bem como a modalidade de levantamento de recursos financeiros podem sofrer alterações comparativamente àqueles necessários unicamente para a operação da rede elétrica.

Sob o enfoque regulatório, contudo, é necessário ter autorização para realização de outros serviços não inerentes à concessão por parte das concessionárias de energia elétrica.

3.2. Oferta de energia elétrica por tipo de fonte

Segundo o Balanço Energético Nacional (25), a oferta interna de energia elétrica no Brasil, incluindo a energia importada, é cerca de 90 % proveniente de recursos renováveis (Figura 2).

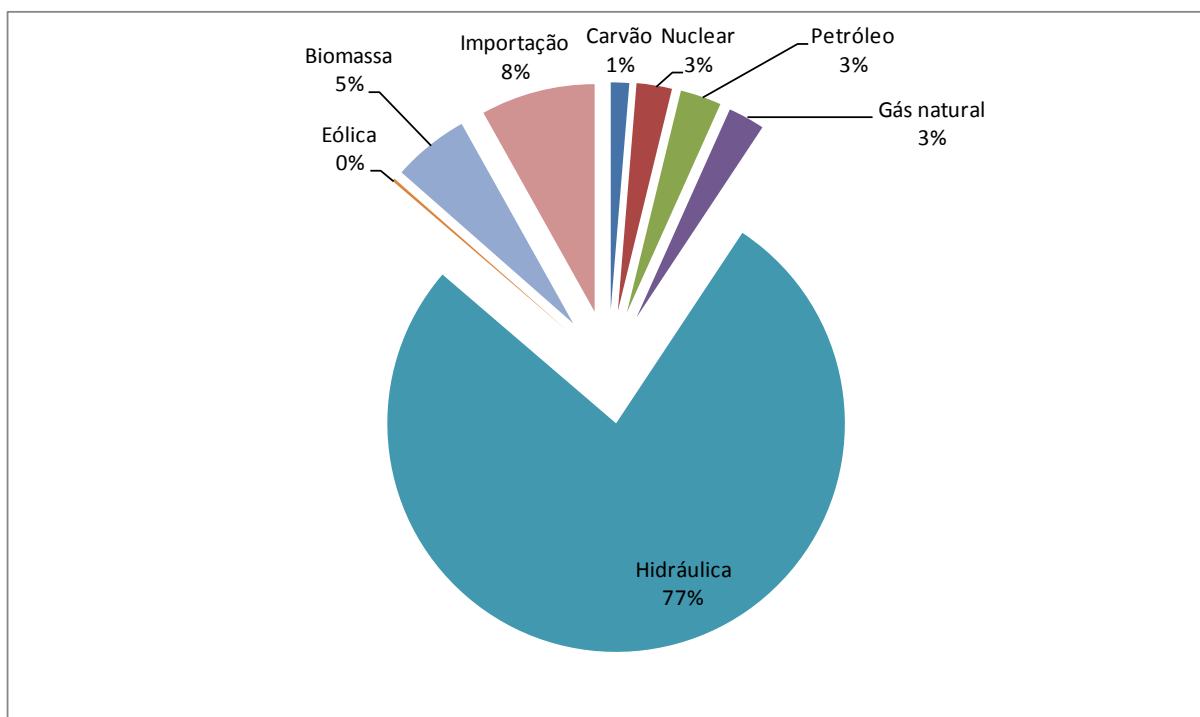


Figura 2 – Oferta interna de energia elétrica no Brasil.

Assim sendo, a contribuição do setor elétrico para a redução da emissão de gases estufa e seus impactos sobre clima, com o aumento de fontes renováveis, é limitada e não se encontra no foco das ações como em diversos outros países, especialmente do hemisfério norte.

A prevalência das fontes hidráulicas, todavia, tem impactos na configuração e tecnologias do Sistema Interligado Nacional (SIN) de transmissão, bem como

impactos ambientais consideráveis, uma vez que os novos grandes empreendimentos estão situados no Norte (rios Madeira e Xingu) e distantes dos maiores centros de carga.

Economicamente, os custos de geração hidráulica ainda são inferiores àqueles das fontes alternativas de energia com potencial relevante no território brasileiro, como biomassa, eólica e fotovoltaica.

3.3. Sistema interligado de transmissão

O SIN do Brasil é constituído por mais de 95 mil km de linhas de transmissão e tem capacidade instalada de cerca de 92 GW.

Atualmente apenas pouco mais de 3 % de toda a capacidade instalada não está interligada no SIN.

Para a gestão de um sistema de tal porte, o Operador Nacional do Sistema (ONS) foi ao longo do tempo implantando diversas tecnologias inovadoras, muitas delas que caracterizam as REI.

Como exemplos podem ser citados:

- a) operação com características autônomas de alívio de cargas suportadas por esquemas regionais de alívio de cargas (ERAC);
- b) operação em tempo real;
- c) interligação com fibras ópticas nos cabos pára-raios, para proteção, comunicação interna e aluguel de fibras excedentes como serviço agregado;
- d) interconexões entre várias bacias de geração hidráulica e também usinas termelétricas, tanto em corrente alternada e como em corrente contínua;
- e) medição fasorial sincronizada;
- f) emprego de condutores para alta temperatura (termoresistentes ou com elementos poliméricos);
- g) aplicações de dispositivos de eletrônica de potência para aumento da estabilidade e flexibilidade operativa.
- h) estruturas projetadas para maximizar a capacidade de transmissão (linhas de potência naturalmente elevada);
- i) estudo de transmissão com linhas longas de 1/2 comprimento de onda.

Tais características não significam que o SIN não deva ser objeto de outras inovações ou expansão das melhorias já aplicadas em escala reduzida, mas que ele já incorpora tecnologia atualizadas, como resultado de investimentos recentes na geração e transmissão para reduzir os riscos de falta de energia e demanda nos horários de pico.

3.4. Porte das distribuidoras

Segundo dados de 2008 da Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica, vinte e duas concessionárias brasileiras têm mais de um milhão de consumidores (Tabela 5).

Como o desenvolvimento das REIDE requer a instalação de um grande número de sensores, medidores e outros dispositivos inteligentes, o número de dados disponíveis tende a aumentar, particularmente em empresas que atendam muitos consumidores. Nesse sentido a estrutura dos sistemas de informação precisa ser cuidadosamente dimensionada, para que não se obtenha um desempenho insatisfatório por falta de capacidade.

Por outro lado, o porte elevado das concessionárias representa uma oportunidade de ganhos de escala nas implementações, com impactos positivos sobre os custos.

Tabela 5 – Número de consumidores por empresa (dados de 2008).

| Empresas | Número de Consumidores dez/2008 | | | | |
|------------------|---------------------------------|--------|---------|---------|-----------|
| | Res. | Ind. | Com. | Rural | Total |
| CEMIG | 5.476.063 | 75.754 | 587.088 | 484.194 | 6.690.019 |
| AES ELETROPAULO | 5.418.048 | 31.191 | 364.264 | 816 | 5.830.735 |
| COELBA | 3.842.821 | 20.216 | 287.351 | 192.904 | 4.407.551 |
| COPEL | 2.782.404 | 63.641 | 294.866 | 335.666 | 3.523.543 |
| LIGHT | 3.243.726 | 10.583 | 240.430 | 10.385 | 3.516.935 |
| CPFL PAULISTA | 3.026.257 | 40.819 | 266.122 | 63.916 | 3.427.765 |
| CELPE | 2.469.009 | 12.950 | 185.382 | 123.001 | 2.818.512 |
| COELCE | 2.132.492 | 5.943 | 151.276 | 303.994 | 2.629.661 |
| AMPLA | 2.127.165 | 4.993 | 145.301 | 57.823 | 2.351.229 |
| CELESC | 1.717.734 | 70.204 | 175.730 | 222.663 | 2.207.029 |
| CELG | 1.777.755 | 11.606 | 171.973 | 154.930 | 2.133.438 |
| ELEKTRO | 1.763.950 | 22.056 | 139.733 | 120.116 | 2.067.317 |
| CELPA | 1.303.789 | 3.902 | 127.544 | 99.730 | 1.550.562 |
| CEMAR | 1.351.284 | 9.396 | 108.518 | 45.461 | 1.535.235 |
| BANDEIRANTE | 1.318.912 | 9.587 | 92.030 | 8.215 | 1.438.743 |
| CEEE | 1.200.275 | 11.647 | 111.206 | 80.311 | 1.410.811 |
| CPFL PIRATININGA | 1.224.136 | 8.152 | 81.367 | 5.955 | 1.328.081 |
| RGE | 915.383 | 21.553 | 103.974 | 139.812 | 1.192.810 |
| ESCELSA | 894.805 | 10.868 | 95.703 | 138.596 | 1.150.848 |
| AES SUL | 926.698 | 8.217 | 82.820 | 101.986 | 1.128.238 |
| ENERGISA PB | 850.587 | 4.776 | 73.488 | 72.683 | 1.016.076 |
| COSERN | 866.235 | 5.075 | 67.547 | 51.221 | 1.006.804 |

3.5. Qualidade do fornecimento

Ainda conforme dados de 2008 da ABRADÉE a qualidade do fornecimento no Brasil, medida pelos índices DEC e FEC, está em torno de 16 h/ano e 11 vezes/ano, respectivamente, com grandes variações regionais (Tabela 6).

Tabela 6- Indicadores de continuidade de serviço do ano de 2008.

| EMPRESA | DEC (h/ano) | FEC (vezes/ano) |
|------------------|--------------------|------------------------|
| AES ELETROPAULO | 9,20 | 5,20 |
| AES SUL | 19,51 | 12,37 |
| AMPLA | 13,21 | 10,06 |
| BANDEIRANTE | 11,37 | 6,30 |
| CEAL | 19,62 | 15,32 |
| CEB | 16,06 | 16,95 |
| CEEE | 24,51 | 16,52 |
| CELESC | 14,39 | 10,54 |
| CELG | 23,43 | 21,05 |
| CELPA | 76,93 | 50,22 |
| CELPE | 15,61 | 8,04 |
| CEMAR | 27,19 | 16,75 |
| CEMAT | 27,86 | 23,79 |
| CEMIG | 13,66 | 6,53 |
| CEPISA | 51,55 | 36,35 |
| COELBA | 14,01 | 7,01 |
| COELCE | 8,18 | 6,78 |
| COPEL | 12,23 | 10,73 |
| COSERN | 13,73 | 8,22 |
| CPFL PAULISTA | 6,85 | 5,87 |
| CPFL PIRATININGA | 6,54 | 5,36 |
| ELEKTRO | 8,52 | 6,02 |
| ENERGISA PB | 34,47 | 18,17 |
| ENERGISA SE | 21,92 | 12,68 |
| ENERSUL | 11,98 | 7,80 |
| ESCELSA | 10,67 | 6,93 |
| LIGHT | 11,06 | 6,74 |
| MANAUS | 54,02 | 29,26 |
| RGE | 15,42 | 9,67 |
| BOA VISTA | 13,74 | 35,60 |
| BORBOREMA | 16,02 | 11,77 |
| BRAGANTINA | 11,60 | 11,54 |
| CAIUÁ | 7,23 | 5,87 |
| CEAM | 87,35 | 92,58 |
| CELTINS | 46,00 | 33,87 |
| CERON | 36,80 | 45,66 |
| CFLO | 3,33 | 4,00 |
| CHESP | 18,97 | 39,17 |
| CPFL LESTE | 8,73 | 8,86 |
| DME P. CALDAS | 5,45 | 6,43 |
| ELETROACRE | 15,29 | 19,61 |
| ENERGISA MG | 15,67 | 13,10 |
| IGUAÇU | 7,64 | 11,46 |
| NACIONAL | 8,04 | 13,98 |
| NOVA FRIBURGO | 20,58 | 22,99 |
| PANAMBI | 17,61 | 19,00 |
| PARANAPANEMA | 6,33 | 6,91 |
| SANTA MARIA | 10,57 | 8,25 |
| SULGIPE | 21,52 | 17,63 |
| BRASIL | 16,63 | 11,35 |

A DEC é o índice de confiabilidade que reflete a indisponibilidade média experimentada por um cliente brasileiro. Embora deficiente se comparado com países mais desenvolvidos, ou até algumas economias emergentes, o valor médio de 16,63 h corresponde a uma disponibilidade de aproximadamente 99,8 %.

Para se obter uma disponibilidade 99,9 % é preciso reduzir o valor médio atual de DEC para menos da metade (8 h ou 480 min), enquanto que 99,99 % de disponibilidade corresponde a 50 min de DEC, ou seja, uma ulterior redução por um fator de 10 vezes para se aproximar dos níveis internacionais.

Evidentemente tais melhorias de desempenho requerem mudanças profundas na concepção, operação e manutenção das atuais redes elétricas.

Embora também sejam necessárias mudanças de topologia e padrões construtivos, sem uso de automação uma melhoria de ordem de grandeza não é viável.

3.6. Perdas técnicas e comerciais das distribuidoras

As perdas técnicas e comerciais têm valores variáveis numa ampla faixa no Brasil, estimando-se faixas de aproximadamente 2 a 20 % e 0 a 30 %, respectivamente.

Embora existam aspectos como longa distância de alguns alimentadores, uso de transformadores fora do seu intervalo de melhor rendimento, seções padronizadas de condutores e qualidade de materiais, as perdas técnicas podem ser positivamente impactadas por um maior controle dos picos de demanda, bem como pela eliminação das perdas não técnicas.

Estas últimas são fortemente influenciadas por fraudes e inadimplência. Os medidores eletrônicos, com esquemas de tarifação dinâmica e corte e religamento remoto podem aumentar o controle sobre o consumo e conta a pagar, bem como dificultar a realização de fraudes no medidor.

Da mesma forma gerações distribuídas com curvas de despacho convenientemente adequadas às variações das cargas podem ter efeito redutor sobre as perdas técnicas.

3.7. Segurança patrimonial

Se, por um lado, a questão de ataques às instalações elétricas com motivações políticas está distante da atual realidade brasileira, os ativos das redes de distribuição, embora não sejam facilmente acessíveis pela altura ou profundidade de instalação, ocupam grandes extensões e acabam ficando expostos a furtos, roubos ou vandalismo.

Notadamente nos sistemas de distribuição em tensões mais baixas, mas ocasionalmente também em tensões primárias ou dentro de subestações, existem furtos de condutores de cobre ou alumínio para venda posterior como sucata metálica.

Parte dessas perdas patrimoniais, cuja reposição impacta todos os consumidores, tanto na qualidade do serviço prestado como na tarifa, poderiam ser inibidas ou controladas com tecnologias de condutores de menor valor ou com vigilância eletrônica remota.

3.8. Políticas de incentivo e iniciativas

Até o presente momento não existe um plano nacional de implementação de REI.

As iniciativas existentes no Brasil, como na maior parte do mundo, referem-se a incentivos pontuais (como o PROINFA, Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia) e consultas públicas da ANEEL sobre medição, tarifas e geração distribuída.

Estas ações não se constituem, até o presente momento, numa política sistêmica para transição da situação atual em redes inteligentes.

Através de iniciativas de órgãos de classe, a ANEEL publicou editais para o empreendimento de projetos de P&D estratégicos, com o intuito de indicar rumos para a implementação das redes inteligentes no Brasil.

3.9. Resumo e comentários

Tendo em vista os aspectos precedentes, muitas concessionárias brasileiras tendem a confrontar os benefícios previstos das REIDE como uma alternativa para a solução dos problemas atuais:

- a) diminuição sensível das perdas não técnicas;
- b) redução das perdas técnicas;
- c) melhoria dos indicadores de continuidade;
- d) eficiência operacional, pela substituição de tarefas manuais por operações automáticas com despesas operacionais (OPEX) substituídos por investimentos (CAPEX) com efeito positivo na tarifa;
- e) redução do problema de ter que realizar investimentos para atendimento da demanda máxima, enquanto o faturamento ainda é fortemente condicionado ao montante de energia;
- f) aproveitamento da capilaridade da rede elétrica como recurso complementar para o fornecimento de novos serviços em locais não atendidos pela rede de comunicações.

Ao contrário dos países que formularam políticas de governo para ampliar as REIDE como forma de redução da dependência de combustíveis fósseis e redução de gases estufa, no Brasil esse motivador não é fundamental.

Assim, de um modo geral, o estado atual de implementação de aplicações típicas de REIDE é ainda restrito e desuniforme no Brasil.

Destacam-se atualmente aplicações de geração distribuída de médio e pequeno porte e a automação de alimentadores de distribuição, como ações pontuais e não integradas entre si.

Em particular, as limitações de infraestrutura de comunicações e de tecnologia da informação não permitem a elaboração de funções integradas e com nível elevado de “inteligência”.

As demais funcionalidades encontram-se em fase de estudos, consultas públicas ou projetos de pesquisa e desenvolvimento, não afetando sensivelmente a situação vigente. (26) (27)

3.10. Barreiras e oportunidades

A forma de produção, transporte e comercialização de energia, bem como o arcabouço regulatório que regem estas atividades, apresentam algumas características incompatíveis com as novas funcionalidades requeridas pelas redes inteligentes.

Da mesma maneira, os fornecedores que atendem o setor elétrico refletem as necessidades atuais de produtos e serviços, em termos de capacidade instalada e preços.

O comportamento dos consumidores é ainda condicionado pela baixa interatividade com a empresa supridora.

Assim, a evolução ou substituição das redes atuais por REIDE tem que superar os obstáculos de natureza tecnológica, econômica, regulatória ou sociológica, representados por um modelo substancialmente consolidado e bem sucedido na universalização dos serviços.

Embora algumas dessas barreiras tenham a tendência de cair naturalmente com o crescimento do mercado para tecnologias inteligentes, outras requerem ações específicas, as quais demandam pesquisas, estudos e avaliações.

Por outro lado, como evidenciado no levantamento da situação vigente das distribuidoras brasileiras, funcionalidades de redes inteligentes podem contribuir para a melhoria da qualidade do serviço prestado aos consumidores, bem como redução de perdas, constituindo-se numa oportunidade de afrontar de forma mais eficiente alguns problemas que persistem no cenário brasileiro.

3.10.1. *Regulação da distribuição*

O modelo regulatório vigente no Brasil, como em alguns outros países, é baseado em um teto de preço (*modified price cap*), o qual remunera, periodicamente, os investimentos (CAPEX – *capital expenditures*) considerados como prudentes.

Neste modelo as ações dos gestores tendem a atender as necessárias expansões para atendimento do crescimento das cargas e também a solução de problemas de qualidade de serviço, não privilegiando inovações com benefícios de longo prazo.

Por outro lado, há um grande incentivo à eficiência operacional ao se adotar um modelo de empresa de referência com um nível limitado de despesas operacionais (OPEX – *operational expenditures*) como meta a ser perseguida.

Estas regras visam garantir a modicidade tarifária, conforme (28):

“A tarifa deve ter o valor necessário para garantir o fornecimento de energia, assegurar aos prestadores de serviços ganhos suficientes para cobrir os custos operacionais eficientes, remunerar adequadamente os investimentos necessários para a expansão da capacidade e garantir a boa qualidade de atendimento.”

A receita requerida (RR) depende de uma parcela não gerenciável (PA) e outra gerenciável pela distribuidora (PB) conforme as equações apresentadas a seguir.

$$RR = PA + (IGPM - X)PB \quad \text{Eq. (1)}$$

$$PA = PE + TUST + ES \quad \text{Eq. (2)}$$

$$PB = OPEX + BRR_{bruta}QR + BRR_{liquida}WACC \quad \text{Eq. (3)}$$

Sendo:

$IGPM$: índice geral de preços, usado para o reajuste;

X : fator que leva em conta os ganhos de eficiência, os quais devem ser incorporados periodicamente à tarifa;

PE : preço da energia;

$TUST$: tarifa de uso do sistema de transmissão;

ES : encargos setoriais;

BRR : base de remuneração regulatória (bruta ou líquida);

QR : quota de reintegração;

$WACC$: custo médio ponderado de capital (*weighted average capital cost*).

Um dos componentes da parcela B é a Base Regulatória de Remuneração (BRR) a qual incorpora somente ativos que prestam serviço com seu valor de mercado em

uso (*VMU*) e no, caso de subestações, com limite ditado pelo seu índice de aproveitamento num horizonte de crescimento de cargas de dez anos.

Diante dessa situação, o aumento do valor da base regulatória de remuneração, com a adição de novos ativos, que, ao mesmo tempo, reduzam os custos operacionais é incentivado.

Outro aspecto é a substituição de ativos depreciados por outros novos, o que aumenta a base líquida que tem melhor remuneração.

Observa-se que, nesse contexto, a automação acaba sendo uma função com benefícios regulatórios sob o ponto de vista da concessionária.

Por outro lado existe, uma limitação de tipos de tarifas, que, para consumidores residenciais, devem necessariamente envolver custo da demanda como forma de controle e incentivo do uso racional.

Recentemente a ANEEL colocou em consulta pública a possibilidade de extensão dos tipos de tarifas para permitir que os consumidores respondam a incentivos de demanda.

Outro aspecto a ser comentado é a prestação de serviços considerados atípicos para uma distribuidora, mas previamente autorizados pelo órgão regulador, para a exploração de uma oportunidade de mercado vislumbrada pela concessionária, uma vez que os mesmos não são obrigatórios pelos contratos de concessão (29).

Nesses casos a ANEEL prevê a divisão em partes iguais do lucro líquido entre a concessionária e os consumidores (isto é, uma contribuição à modicidade tarifária).

Por sua vez o lucro líquido depende de despesas adicionais sobre a receita líquida para cada uma das atividades identificadas pelo regulador.

Como exemplo, no caso de comunicações considera-se um percentual de 20 % de despesas adicionais, enquanto que para outros serviços a porcentagem é de 80 %.

Nessa última situação resulta, portanto, o percentual de lucro líquido para a concessionária de 10 % do lucro líquido.

Conseqüentemente, não há incentivo na regulação vigente em prover outros serviços a partir da rede elétrica.

3.10.2. *Estrutura do mercado de energia*

O mercado de energia atual não está preparado para incentivar a inclusão de gerações distribuídas, uma vez que a contratação de energia de fontes convencionais tem que ser feita com antecedência e é financeiramente vantajosa.

Da mesma forma a inclusão de pequenos produtores também implica em adaptações no mercado de energia atual.

Estes pequenos produtores, normalmente consumidores residenciais com telhados dotados de painéis fotovoltaicos e medidores bidirecionais, são por vezes chamados de *prosumers* (produtores e consumidores).

Dentre as propostas de um novo modelo de mercado energético consta a existência de um agregador, que, ao concentrar os excedentes dos pequenos consumidores-produtores, permite uma comercialização em escala compatível com o mercado vigente.

De um modo geral unidades de GD são tratadas dentro de uma política de consultas públicas para a busca de interessados no aumento da oferta de suprimento energético em função dos insumos disponíveis, sem considerar as necessidades locais das concessionárias de atendimento da demanda.

3.10.3. *Custos e fatores de escala*

Muitas das novas tecnologias precedentemente apresentadas ainda têm custos elevados comparativamente aos equipamentos consolidados, produzidos em linhas amortizadas, com processos e materiais maduros.

Assim como em outros mercados, existe grande interesse dos fornecedores do setor elétrico em substituir os produtos consolidados por outros de maior valor agregado e, que pelo menos durante alguns anos, tenham menos concorrentes.

Por outro lado, o setor elétrico é usualmente conservador nas escolhas e privilegia a confiabilidade, o que se constitui em uma barreira ao aumento de escala das novas tecnologias.

Enquanto não se estabelecer equilíbrio entre oferta e demanda do volume de vendas, o preço de equilíbrio para as novas tecnologias tende a ser elevado e não fornecer um retorno suficiente para os investimentos.

Contudo, a médio e longo prazo, espera-se que, com a adoção gradativa das novas tecnologias existam ganhos significativos de escala com redução de preços, de forma a direcionar naturalmente o mercado para as funcionalidades de redes inteligentes, como a solução de menor custo.

3.10.4. *Infraestrutura para integração e interoperabilidade*

Considerando-se o grande número de fornecedores envolvidos, as diferentes tecnologias proprietárias e as incertezas de cenários futuros, existe um grande desafio técnico para garantir a integração e a interoperabilidade do elevado número de componentes requeridos pela REIDE.

Mesmo resolvida a questão técnica, existem os custos de implantação e de operação e manutenção a serem mantidos em níveis aceitáveis.

A utilização conjunta de protocolos de comunicação conforme IEC 61850 e arquitetura orientada a serviços com modelos de dados padronizados (IEC 61968 e IEC 61967) vêm sendo advogadas como a solução tanto para os sistemas legados quanto para os novos (30). Todavia, a demonstração de viabilidade, considerando-se simultaneamente a aplicação massiva e o porte de muitas concessionárias, ainda precisa ser verificada.

3.10.5. *Engajamento dos consumidores*

A aceitação dos consumidores deve ser, até que se tenham mais estudos ou resultados de aplicações piloto, tratada com uma barreira potencial à disseminação das REIDE.

Muitos benefícios das REIDE estão baseados na interatividade com os consumidores. Isso representa um grande contraste com a situação vigente na qual

o cliente apenas recebe uma conta mensal e se comunica com a concessionária apenas em caso de reclamações.

A manutenção da simplicidade do relacionamento entre a concessionária e o cliente é defendida como uma forma de obter o engajamento dos consumidores (2).

Por outro lado, a maior flexibilidade de tarifas e a ampliação da comunicação devem ser exploradas.

Recentemente também têm sido levantadas questões sobre a invasão de privacidade e segurança decorrente do monitoramento dos hábitos de consumo (horários e dias da semana em que o cliente utiliza energia elétrica).

Estes fatores precisam melhor avaliados em pesquisas e aplicações piloto, bem como devem ser objeto de ampla divulgação nas novas aplicações para evitar resistências e dificuldade de operação.

4. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA E DIRETRIZES PARA SOLUÇÃO

4.1. Conceitos e terminologia

4.1.1. Automação da Distribuição

A Automação da Distribuição pode ser definida como “um conjunto de tecnologias que permitem a uma concessionária de energia elétrica monitorar, coordenar e operar componentes de distribuição em tempo real a partir de locais remotos” (*IEEE PES Working Group on Distribution Automation*).

Para os propósitos do presente trabalho a automação da distribuição é definida como um:

“Conjunto de algoritmos e de processos aplicados ao sistema de distribuição, suportados por equipamentos, dispositivos, sistemas de informação e infraestrutura de telecomunicações, capaz de executar autonomamente ações para medição, monitoramento, controle e comando em tempo quase real com o intuito de melhorar:

- a) a eficiência operacional;
- b) a qualidade de serviço, sobretudo no que diz respeito aos índices de continuidade;
- c) a gestão dos ativos, contribuindo para o diagnóstico da condição e o monitoramento do estado e o grau de utilização;
- d) a integração de dados provenientes de diversos agentes internos e externos à concessionária, como consumidores e geradores distribuídos.”

Para a realização da automação da distribuição são considerados três tipos principais de componentes:

- a) equipamentos, que são os componentes de potência, responsáveis pela distribuição de energia, propriamente dita, aos consumidores, tais como: transformadores, linhas elétricas, disjuntores, chaves, religadores, bancos de capacitores, etc;

- b) dispositivos de supervisão e controle ou IED (*intelligent electronic devices*), como medidores, transdutores microprocessados, transmissores e receptores de dados que, usualmente, operam com tensões e correntes reduzidas, não raro com alimentação em corrente contínua, constituindo-se sistemas elétricos acessórios àquele de potência, podendo incorporar aplicativos proprietários do fabricante;
- c) sistemas de informação, *softwares* e *hardwares* que contribuem para o monitoramento, o comando e o controle dos equipamentos, armazenagem de dados e, desde que adequadamente projetados, para a integração e interoperabilidade dos sistemas corporativos (GIS, ERP, Billing) e sistemas técnicos (SCADA, EMS, DMS, OMS).

4.1.2. Plano de Automação da Distribuição

De um modo geral, um plano de expansão se fundamenta na especificação do incremento da oferta de algum produto ou serviço para atender uma motivação, que, em geral, é a demanda de um público alvo, respeitando critérios pré-estabelecidos de desempenho e qualidade e buscando selecionar a alternativa de menor custo.

Alguns outros condicionantes como flexibilidade operativa, adequação à evolução tecnológica, otimização de desembolsos, imprevisibilidade de fatores que pressionam a intensidade da demanda futura, também devem ser considerados, por vezes subjetivamente, pelo executor do planejamento na elaboração do plano.

O planejamento das redes elétricas de distribuição, que objetiva a adequação da oferta de energia a uma projeção de mercado, é um exemplo usual de plano de expansão.

Nesse caso há uma projeção de demanda de energia que deve ser atendida, respeitando-se os critérios de tensão, de carregamento e de continuidade de fornecimento, fazendo uso de um portfólio de recursos (por exemplo, novas subestações, novas linhas, ampliação de subestações, “recondutoramento” de linhas, instalação de bancos de capacitores, etc).

São estudadas alternativas de expansão, que incluem esses recursos, cobrindo o período até o horizonte de estudo. As alternativas são submetidas a estudos de

análise do desempenho da rede em várias situações operativas para seleção daquelas que atendem os critérios pré-estabelecidos. Além disso, são estimadas outras características técnicas com impacto econômico mensurável como perdas e continuidade do serviço.

Finalmente, as alternativas tecnicamente aceitáveis são avaliadas por meio de uma métrica de avaliação econômica que consiste, em geral, no valor presente líquido (VPL) e taxa interna de retorno (TIR) do fluxo de caixa descontado dos custos e benefícios no horizonte de estudo, cronograma de desembolsos. A alternativa de melhor VPL e TIR é priorizada.

De um modo geral, portanto, um plano de expansão é constituído das seguintes partes:

- a) motivadores;
- b) objeto da expansão;
- c) critérios de aceitação de alternativas pré-estabelecidos;
- d) portfólio de recursos;
- e) métrica de avaliação de desempenho quanto ao atendimento dos critérios pré-estabelecidos;
- f) métrica de avaliação econômica;
- g) critério de priorização e seleção da alternativa.

Para maior clareza da aplicação dos conceitos precedentes, na Tabela 1 está apresentada a analogia proposta do plano de automação (PAD), com o planejamento da expansão de redes de distribuição.

Tabela 7- Analogia entre a expansão da distribuição e plano de automação.

| | Planejamento da expansão da rede de distribuição | Plano de Automação da Distribuição |
|------------------------------------|--|---|
| Motivador | Requisitos de demanda e energia do mercado atendido | Melhoria da qualidade do serviço, eficiência operacional, gestão de ativos, integração de informações |
| Objeto | SDAT, SED, SDMT e SDBT e eventualmente novas fontes de suprimento | SDAT, SED, SDMT e SDBT |
| Critérios pré-estabelecidos | Procedimentos regulatórios, normas e especificações técnicas de equipamentos e limites de operação em regime normal e de contingência | Procedimentos regulatórios, normas e especificações técnicas de equipamentos e limites de operação em regime normal e de contingência |
| Portfólio de recursos | Ampliação de SED "Recondutoramento" de linhas Novas SED Novas linhas | Equipamentos, dispositivos e infraestrutura de TI e telecomunicações combinados para executar funções definidas na Tabela 8 |
| Métrica de avaliação de desempenho | Tensões e carregamentos obtidas a partir do fluxo de potência em condição normal e de contingência, estimativas <i>a priori</i> de indicadores de continuidade | Estimativas <i>a priori</i> de indicadores de continuidade "Grau de inteligência" |
| Métrica de avaliação econômica | VPL, TIR considerando variações de CAPEX e OPEX, bem como custo das perdas e da END | VPL, TIR considerando variações de CAPEX e OPEX, bem como custo das perdas e da END e eventuais externalidades |
| Critério de priorização | Melhor VPL e TIR, desde que os critérios técnicos sejam atendidos | Melhor VPL e TIR, desde que os critérios técnicos sejam atendidos |

4.2. Formulação do problema e proposta de diretrizes para solução

A questão central que esta tese se propõe solucionar é desenvolver um modelo para a definição de um plano de automação (PAD) que atenda critérios técnico-econômicos pré-estabelecidos para um dado um sistema de distribuição de energia elétrica com um determinado nível de automação inicial, definido por um índice que caracterize o seu "grau de inteligência".

As diretrizes da solução proposta consistem no desenvolvimento de uma metodologia que contempla as seguintes etapas.

4.2.1. 1ª Etapa – Caracterização do sistema objeto

Uma região atendida por diversos tipos de rede e com vários perfis de consumo, evidentemente, requer diferentes planos de automação, cada um dedicado a uma situação relativamente homogênea.

Esta etapa envolve a formação de sub-redes, denominadas sistemas elementares semelhantes (SES) no que diz respeito à condição atual da automação por meio de atributos que quantifiquem os estágios de aspectos afetados pela implementação de novas funções com automatismo inteligente, como, por exemplo, eficiência operacional, continuidade de serviço, gestão e utilização de ativos.

Do processo de formação de *clusters*, resultam grupos de sub-redes homogêneas, quanto aos aspectos de automação, e correspondentes sub-redes representantes associadas.

Cada um dos representantes é um sistema objeto do PAD e para cada um deles devem ser determinados indicadores associados ao “grau de Inteligência” inicial, que se busca melhorar.

4.2.2. 2ª Etapa – Definição de cenários

Na programação das implementações das funções de automação, ao longo de um período de estudo, é importante considerar os fatores não controláveis e que podem influir nas decisões de escolha da melhor estratégia de evolução.

A técnica escolhida no modelo proposto é a montagem de cenários condicionados a aspectos internos e externos.

Dentre os fatores internos podem ser considerados expansões planejadas ou em curso para telecomunicações, infraestrutura de medições, sistemas de informação corporativos ou técnicos.

Os fatores externos são de natureza econômica, financeira ou regulatória, como taxa de atualização do capital, exigência de diferentes patamares mínimos de desempenho, alterações no panorama tecnológico e de escala dos equipamentos e dispositivos de automação.

4.2.3. 3ª Etapa – Estabelecimento de critérios de avaliação e aceitação

Além de critérios técnicos de operação em condição normal e de contingência, cujo atendimento não pode ser violado pelas implementações do PAD, a melhoria do “grau de inteligência”, calculado de forma padronizada constitui-se no critério de aceitação das alternativas.

Para maior consistência com objetivos técnicos, econômicos e regulatórios o critério de aceitação pode ser desdobrado em vários indicadores de desempenho (ID), cada um com seus valores mínimos aceitáveis em prazos definidos.

A combinação dos ID num índice de redes inteligentes (IRI) que expresse o grau de automação de um sistema objeto, permite obter a flexibilidade para se atingir a meta global estabelecida com diferentes alternativas de melhorias nos indicadores parciais.

4.2.4. 4ª Etapa – Portfólio de recursos de automação

O aumento da automação em uma rede pode ser obtido com a implementação de varias naturezas de funções que apresentam diferentes custos e benefícios, como por exemplo: desde a simples identificação e registro da operação de uma chave automática em um alimentador até a detecção e localização de uma falha num alimentador, o isolamento da falha e o restabelecimento do serviço no bloco de carga não atingido pelo defeito.

Por outro lado, uma mesma função pode oferecer diversos níveis de complexidade, como, por exemplo: a função “isolamento de um trecho com falha e restabelecimento do restante da rede automaticamente” pode ser realizada por um conjunto religador-seccionalizadora instalado na rede ou por um grupo de chaves automáticas controladas por um micro processador local ou, ainda, por um sistema centralizado de reconfiguração otimizada, acessado por uma rede de telecomunicação.

O custo, o benefício e a inteligência agregada à rede pela integração de uma função dependem não só das demais estruturas de telecomunicação, de medição e de

sistemas de TI existentes que possam potencializá-la, como também do nível de complexidade que a função oferece.

Cada função, quando aplicada na rede, representa de um lado um custo e de outro, oferecem melhorias simples ou avançadas de automação que representam benefícios que contribuem para o alcance dos motivadores da automação.

4.2.5. 5ª Etapa – *Formulação de alternativas*

A partir da caracterização inicial de um sistema objeto, o planejador deve propor alternativas de evolução do grau de automação da rede, expresso por um conjunto de funções extraídas do portfólio, ao longo do período coberto pelo Plano de Automação.

O domínio de alternativas possíveis pode ser muito extenso, uma vez que contém todas as combinações de recursos possíveis, aplicados em diferentes instantes ao longo do período de estudo. Não obstante o modelo proposto aceite qualquer alternativa proposta, é necessária alguma orientação para restringir a quantidade de alternativas a analisar.

Uma regra de formulação de alternativa, detalhada no capítulo seguinte, é aplicar recursos que melhorem a inteligência da rede nos aspectos mais críticos, por exemplo: se a continuidade do serviço não está adequada, devem ser propostos recursos a ela relacionados. Outra regra é buscar alternativas com recursos que ofereçam altas relações de ganho de inteligência por custo.

Vale lembrar que o bom senso do planejador que formula as alternativas também é um fator importante na escolha das alternativas a serem avaliadas.

4.2.6. 6ª Etapa – *Avaliação de alternativas*

Dois parâmetros de naturezas diferentes pontuam as alternativas: o índice de inteligência e o benefício-custo (VPL e TIR do fluxo de caixa descontado dos custos, benefícios e externalidades).

Tanto o custo-benefício como o índice de inteligência são calculados conforme métodos apresentados em capítulo subsequente, sendo que o custo e o benefício são expressos em termos monetários e o índice de inteligência é um número adimensional.

Em princípio, se a expectativa do índice de inteligência e os indicadores que o compõe igualarem ou superarem o nível mínimo aceitável disposto nos critérios pré-estabelecidos, durante todo o período de estudo, em todos os cenários, atingindo a meta de curto e longo prazos, a melhor alternativa é aquela que apresenta menor relação custo-benefício.

4.2.7. 7ª Etapa – Seleção de alternativas e elaboração do plano de automação

A seleção de alternativas constitui-se simplesmente em priorizar aquelas de melhor desempenho dentro dos critérios propostos para constituírem o PAD.

Para tanto o processo das etapas 5 e 6 é repetido diversas vezes dentro do horizonte de estudo.

A Figura 3 apresenta uma visão geral do modelo.

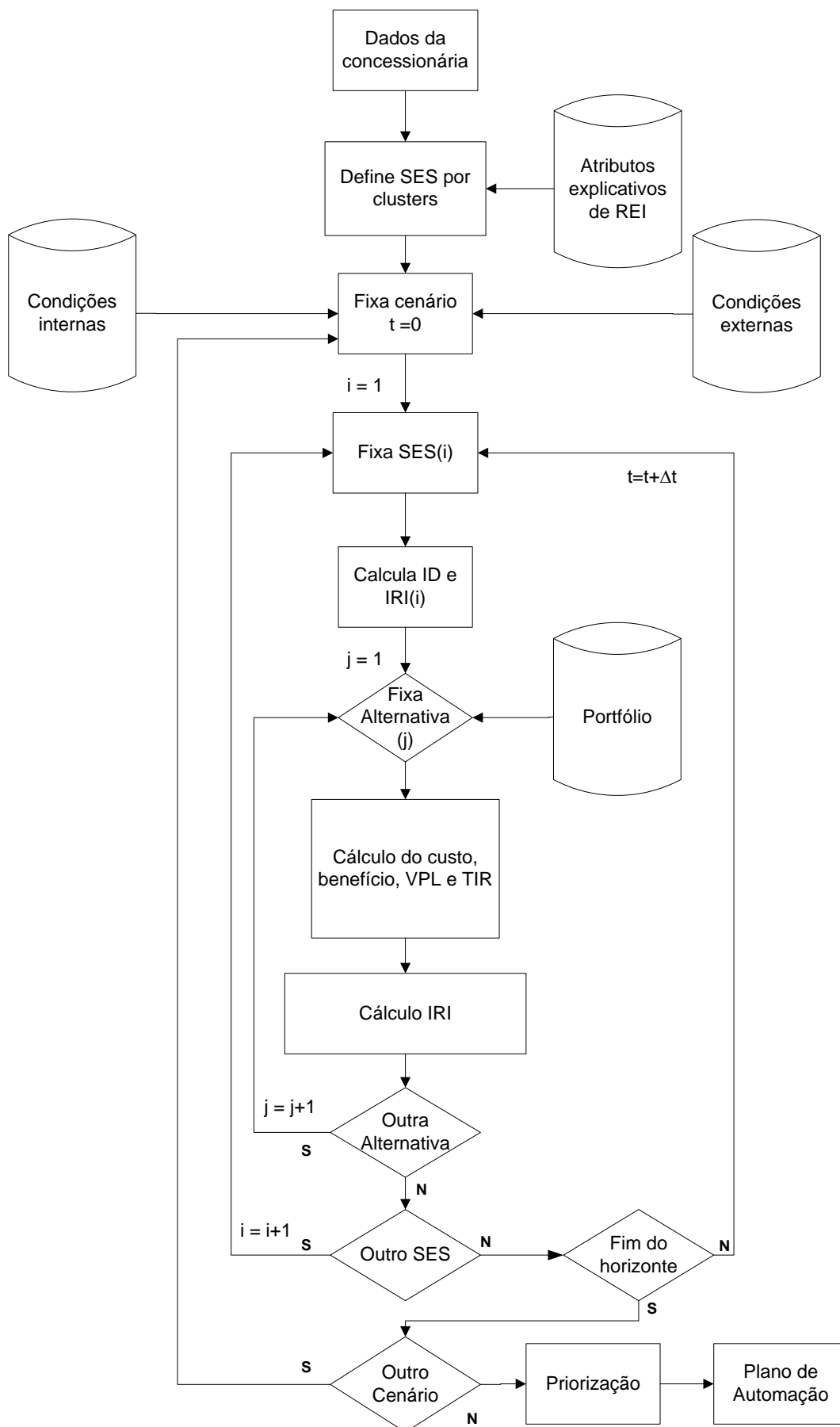


Figura 3 – Modelo de avaliação de alternativas

5. MODELO DE AVALIAÇÃO DE ALTERNATIVAS

5.1. 1ª Etapa – Caracterização do sistema objeto

A avaliação do estágio atual de uma rede de distribuição, bem como das novas funções de automação que a ela devem ser integradas, com conseqüente incremento do seu “grau de inteligência”, requer uma representação adequada para este fim.

Inicialmente definem-se redes elementares como sendo constituídas de cada subestação e seus alimentadores.

A cada uma das redes elementares estão associadas as funções de automação existentes e um correspondente “grau de inteligência” inicial, avaliado conforme item a seguir.

Cada uma das funções de automação pode apresentar diversos níveis de complexidade, associados ao seu “grau de inteligência”. A Tabela 8 apresenta várias funções de automação com os correspondentes níveis de complexidade considerados no modelo.

Do ponto de vista da automação, os sistemas elementares (SES) são representados por uma matriz que contém as funções de automação e respectivos níveis de complexidade. Essas matrizes são agrupadas por meio de um processo estatístico de formação de *clusters*, que permite compor subgrupos homogêneos, isto é, com funções de automação semelhantes.

Cada grupo de subsistemas homogêneos apresenta um subsistema representante, ao qual será associado um “grau de inteligência”.

Para tanto, define-se a seguir um conjunto de indicadores.

Tabela 8 - Funções e níveis de complexidade.

| Função | Nível de complexidade | | | | |
|--|-----------------------|-----------------------|---|---|--|
| | Sem inteligência | Sensor e ações locais | Ações coordenadas entre dois dispositivos | Ações coordenadas entre vários dispositivos | Ações coordenadas com centro de controle |
| Processamento de alarmes | | | | | |
| S Controle dos níveis de | | | | | |
| U tensão | | | | | |
| B Análise de contingências | | | | | |
| E Corte de cargas | | | | | |
| S Diagnóstico da condição | | | | | |
| T dos ativos | | | | | |
| A Ajuste remoto de relés | | | | | |
| Ç Carregamento de | | | | | |
| Ã transformadores <i>on-line</i> | | | | | |
| O Vigilância remota de ativos e instalações | | | | | |
| Operação de chaves automáticas | | | | | |
| A Isolação/localização de faltas | | | | | |
| L Isolação de faltas e <i>self-healing</i> | | | | | |
| M Reconfiguração | | | | | |
| E Controle de tensão | | | | | |
| N (capacitores e reguladores) | | | | | |
| T Carregamento dinâmico de condutores/trafo | | | | | |
| A | | | | | |
| D | | | | | |
| O Identificação de problemas <i>on-line</i> | | | | | |
| R | | | | | |
| E Processamento inteligente de alarmes | | | | | |
| S | | | | | |
| Ajuste remoto de relés, | | | | | |
| Vigilância de ativos e instalações | | | | | |

Função 3,2

Função 10,4

5.1.1. Cálculo dos indicadores

A gestão empresarial é baseada no controle de indicadores e metas que sejam especificamente definidos para os processos e negócios a eles correlatos.

Nesse sentido os indicadores propostos não visam ser completamente novos, e sim utilizar valores já levantados ou medidos numa empresa distribuidora de energia elétrica, fato que deve contribuir para viabilizar a aplicação da metodologia.

O estabelecimento de um conjunto de indicadores como o proposto também deve levar em conta alguns outros aspectos, como:

- a) simplicidade para levantamento de dados ou cálculos;
- b) consistência com as funcionalidades e características esperadas de uma REIDE;
- c) relevância para a situação típica das concessionárias brasileiras;
- d) correspondência com benefícios econômicos calculáveis ou mensuráveis.

Inicialmente recomenda-se a verificação da relação de cada um dos indicadores com as funções de REIDE mais importantes para a empresa em questão.

Certamente existirão outros indicadores relevantes e utilizados na gestão da empresa, porém, somente devem ser adotados aqueles que reflitam as melhorias e benefícios relacionados ao conceito de redes elétricas inteligentes.

Tendo em vista a situação vigente nas concessionárias brasileiras, o conjunto proposto de indicadores não contempla aspectos como, por exemplo, redução percentual de toneladas equivalentes de CO₂ em relação ao ano de referência, segurança cibernética, etc.

Salienta-se ainda que, a forma proposta para os indicadores tem como resultado um número entre 0 e 1, sendo tanto melhor a avaliação, quanto mais próximo da unidade estiver o valor.

Para tanto, alguns indicadores foram normalizados com a introdução de limites mínimos e máximos, os quais devem ser estabelecidos de forma a representar metas viáveis. Evidentemente estes limites devem ser mantidos constantes para não criar variações artificiais nos indicadores, as quais não se devam mudanças na rede. A descrição dos indicadores adotados está apresentada a seguir.

Eficiência energética

O indicador de eficiência energética da concessionária é calculado a partir da expressão:

$$ID_1 = \frac{IPT_{max} - IPT}{IPT_{max} - IPT_{min}} \quad \text{Eq. (4)}$$

Onde:

IPT é o índice de perdas técnicas de energia da região ou empresa considerada;

IPT_{min} é o índice mínimo de perdas técnicas de energia do SES considerado;

IPT_{max} é o índice máximo de perdas técnicas de energia do SES considerado.

O valor de IPT pode ser obtido por cálculos regulatórios ou por simulações de fluxos de potência em redes reais com acréscimo das perdas independentes do carregamento.

O valor mínimo leva em consideração que mesmo uma rede muito eficiente tem perdas não nulas.

Já o índice máximo objetiva estabelecer o patamar limite para o tipo de rede considerada.

Perdas comerciais

De modo similar ao subitem anterior este segundo indicador é calculado em função do nível de perdas comerciais da empresa, isto é:

$$ID_2 = \frac{IPC_{max} - IPC}{IPC_{max} - IPC_{min}} \quad \text{Eq. (5)}$$

Onde:

IPC é o índice de perdas comerciais de energia do SES considerado;

IPC_{min} é o índice mínimo de perdas comerciais de energia do SES considerado, sendo preferencialmente nulo;

IPC_{max} é o índice máximo aceitável de perdas comerciais de energia do SES considerado.

A estimativa de perdas comerciais decorre de realização de balanços energéticos e desconto das perdas técnicas calculadas, enquanto que o nível mínimo e o máximo podem levar em conta situações específicas regionais.

Eficiência da gestão operacional

Para este indicador adota-se a expressão:

$$ID_3 = \frac{OPEX_{max} - OPEX}{OPEX_{max} - OPEX_{min}} \quad \text{Eq. (6)}$$

Onde:

$OPEX$: são as despesas operacionais reais da empresa ou região considerada;

$OPEX_{min}$: é o nível mínimo de despesas operacionais que se deseja alcançar para o SES considerado;

$OPEX_{max}$: representa o máximo nível admissível de despesas operacionais para o SES considerado.

Ao contrário de outros indicadores que têm valores absolutos, as despesas operacionais de uma empresa necessitam ser avaliadas com base num nível de referência representativo das melhores práticas (*benchmarking*).

Embora o nível de despesas preconizado para a Empresa de Referência não tenha sido concebido tendo em vista os conceitos de uma REIDE, além de ser objeto de algumas reivindicações de mudanças e contestações, trata-se de um valor conhecido e com efeito direto sobre a tarifa.

Como este valor é único para a empresa, recomenda-se que o seu rateio regional seja realizado com base no faturamento e o estabelecimento do nível máximo e mínimo de OPEX a partir desse valor.

Qualidade do serviço

Existem vários indicadores de qualidade do serviço de suprimento de energia, relacionados com o tempo e frequência das interrupções, considerados em termos médios ou individuais.

O tempo médio de atendimento (TMA), que representa o período médio de indisponibilidade de fornecimento percebido por um cliente, depende dos índices de continuidade usualmente apurados pelas concessionárias, como DEC e FEC. Tem-se, portanto:

$$TMA = \frac{DEC}{FEC} \quad \text{Eq. (7)}$$

Sua apuração regional pode ser em geral realizada sem maiores dificuldades, considerando-se a localização dos circuitos e clientes.

O indicador de qualidade de serviço proposto avalia o desvio do TMA em relação a um nível de referência eficiente, por exemplo, a melhor empresa do setor e também com respeito a um limite máximo aceitável. Desta forma, resulta a equação:

$$ID_4 = \frac{TMA_{max} - TMA}{TMA_{max} - TMA_{min}} \quad \text{Eq. (8)}$$

Onde:

TMA : tempo médio de atendimento do SES considerado (min);

TMA_{min} : tempo médio de atendimento de referência adotado como padrão de eficiência no SES considerado (min);

TMA_{max} : valor máximo aceitável para o tempo médio de atendimento no SES considerado (min).

Penetração de geração distribuída

Este indicador avalia quanto do total de cargas atendidas provém de fontes de geração distribuída, isto é:

$$ID_5 = \frac{PGD}{PGD_{max}} \quad \text{Eq. (9)}$$

Onde:

$PGD = \frac{\sum S_{GD_{instalada}}}{S_{total}}$: é a penetração de fontes de GD no SES considerado;

$\sum S_{GD_{instalada}}$: representa a soma da capacidade instalada de todas as unidades de GD do SES considerado;

S_{total} : a capacidade firme instalada de todas as subestações compreendidas no SES considerado;

PGD_{max} : penetração máxima admissível de GD definida, por exemplo, em função de critérios de estabilidade.

Manutenção dos ativos

Um indicador da condição dos ativos é sua indisponibilidade em serviço, a qual é função da taxa de falhas e do tempo de restabelecimento.

Estes dados, além de nem sempre acessíveis, precisam ser combinados em função da topologia de rede para obtenção da indisponibilidade. Porém, em casos de redundâncias de conexões, a indisponibilidade de um ativo em particular pode não ser crítica.

Dessa maneira, como a duração equivalente por consumidor é um indicador associável a indisponibilidade média, adotou-se para este indicador a expressão:

$$ID_6 = \frac{DEC - DEC_{NP}}{DEC} \quad \text{Eq. (10)}$$

Onde:

DEC_{NP} : duração equivalente das intervenções não programadas num determinado SES (h);

DEC : duração equivalente por consumidor, isto é, o total entre o período não programado e aquele programado no SES considerado (h).

Assim como nos casos anteriores pode ser necessária uma apuração regional.

Reservas de capacidade

A existência de reservas de capacidade instalada nas redes constitui-se na forma adotada por redes convencionais para lidar com a falta de conhecimento sobre a condição operativa real dos ativos, bem como ausência de auto reconfiguração das ligações para atendimento das cargas em contingência.

Um indicador que avalie o quanto a rede é dependente das reservas de capacidade pode ser utilizado para caracterização da sua evolução no sentido de ter funcionalidades mais inteligentes.

A média dos fatores de utilização dos alimentadores e subestações da região ou concessionária envolvida pode ser adotada para este fim, de acordo com a seguinte fórmula:

$$ID_7 = \frac{\overline{FU}_{SE} + \overline{FU}_{Alim}}{2FU_{max}} \quad \text{Eq. (11)}$$

Onde:

\overline{FU}_{SE} : fator de utilização médio das subestações consideradas;

\overline{FU}_{Alim} : fator de utilização médio dos alimentadores considerados;

FU_{max} : fator de utilização máximo atingível (inferior a 100 %) arbitrado em função de considerações técnicas e regulatórias.

Por sua vez, o fator de utilização é calculado como a relação entre a potência aparente final prevista num horizonte de estudo (S) e a potência nominal instalada (S_{nom}):

$$FU = \frac{S}{S_{nom}} \quad \text{Eq. (12)}$$

Controle de reativos

Como o excesso de reativos pode comprometer a capacidade instalada, adota-se o indicador:

$$ID_8 = \frac{\overline{\cos\varphi}_{Alim} - \cos\varphi_{min}}{1 - \cos\varphi_{min}} \quad \text{Eq. (13)}$$

Onde:

$\overline{\cos\varphi}_{Alim}$ é o fator de potência médio de todos os alimentadores do SES objeto de análise, considerando-se que sejam tanto capacitivos como indutivos;

$\cos\varphi_{min}$ é o fator de potência mínimo admissível, com base em regulamentação e eventualmente divergências práticas encontradas no SES considerado.

Controle do pico de demanda

Este outro indicador também avalia a subutilização dos investimentos pelo uso concentrado dos ativos, o qual pode ser melhorado por incentivos para o consumo fora de ponta ou punições (na forma de tarifas elevadas) pela utilização de energia em atividades não essenciais no horário de pico.

Adota-se o indicador dado por:

$$ID_9 = \frac{\overline{f}_{cAlim} - f_{cmin}}{f_{cmax} - f_{cmin}} \quad \text{Eq. (14)}$$

Onde:

$\bar{f}_{c_{Atim}}$: é o valor médio dos fatores de carga do SES considerado;

$f_{c_{min}}$: é o fator de carga mínimo aceitável no SES considerado;

$f_{c_{max}}$: é o fator de carga máximo objetivado no SES considerado, tendo-se em conta suas características.

Gerenciamento da demanda

Para ser eficientemente realizado, o gerenciamento do lado da demanda está condicionado à medição eletrônica inteligente, isto é, dotada de telecomunicação bidirecional, uma vez que ela afeta a resposta dos consumidores a tarifas variáveis, a integração de micro unidades de geração distribuída que poderiam prover o suprimento ilhado da rede e, até mesmo, a possibilidade de cortes seletivos do serviço em momentos de pico ou contingências do sistema.

Assim sendo, define-se um indicador para gerenciamento da demanda, conforme a equação a seguir:

$$ID_{10} = \frac{NME}{NTPM} \quad \text{Eq. (15)}$$

Onde:

NME: número de medidores eletrônicos inteligentes, isto é com comunicação bidirecional e sujeitos a telecomando remoto, instalados nos consumidores do SES;

NTPM: número total de pontos de medição instalados nos consumidores do SES.

Segurança dos ativos

Este indicador avalia os prejuízos por vandalismo, roubos ou furtos que, com a utilização de modernas técnicas de monitoramento e vigilância, poderiam ser reduzidos.

O valor do indicador pode ser calculado de acordo com a fórmula:

$$ID_{11} = \frac{VMU_{total} - VMU_{drf}}{VMU_{total}} \quad \text{Eq. (16)}$$

Onde:

VMU_{drf} : valor de mercado em uso dos ativos danificados, roubados ou furtados no SES;

VMU_{total} : valor de mercado em uso total dos ativos do SES.

5.2. 2ª Etapa – Definição de cenários

O estabelecimento de cenários tem por objetivo levar em conta no modelo de análise de alternativas condições não totalmente controláveis, mas cujos limites de variação possam ser estimados com as respectivas probabilidades de ocorrência. Tais probabilidades tendem a ser mais incertas à medida que o horizonte de estudo é ampliado.

Os cenários podem considerar condições internas ou externas.

O primeiro visa ter em conta variações da situação vigente na concessionária ou SES considerado, no horizonte de estudo, não totalmente dependentes da gestão da empresa, tais como: instalações de grandes consumidores, migração de grandes clientes para o ambiente de contratação livre, conexão de fontes de GD, etc.

O cenário externo considera aspectos associados à economia como custo do capital, taxas de crescimento de carga, índice de reajustes de preços, variação de preços de equipamentos entre outros.

Usualmente estabelecem-se apenas alguns cenários de trabalho, como otimista, provável e pessimista, que contemplam combinações dos vários parâmetros adotados como relevantes, expressos em valores com as respectivas probabilidades de ocorrência.

5.3. 3ª Etapa – Critérios de avaliação e aceitação

Considerando-se as exigências da sociedade representadas pelo órgão regulador bem como os avanços tecnológicos, a automação dos sistemas de distribuição tende a ser crescente.

Por outro lado, a concessionária tende a buscar na automação formas de incremento de eficiência e lucratividade.

Antes de propor ações de evolução com o intuito de dotar as redes de distribuição atuais de funcionalidades características das REIDE, é necessário dispor de critérios de avaliação e aceitação.

A proposta do modelo desenvolvido neste trabalho é associar a cada grupo de SES (redes semelhantes quanto à automação) o seu Índice de Rede Inteligente (IRI), que consiste de uma combinação linear dos indicadores de aspectos específicos precedentemente apresentados.

Portanto, define-se o índice de rede inteligente (IRI), calculado como:

$$IRI_r = 100 \sum_{k=1}^{id} p_k ID_k \quad \text{Eq. (17)}$$

Onde:

ID_k : k -ésimo indicador de desempenho de um grupo de redes semelhantes em relação a funcionalidades inteligentes (etapa 1);

p_k : peso do indicador ID_k no índice global; como usual os pesos estão sujeitos à condição $\sum_{k=1}^{id} p_k = 1$;

id : número de indicadores.

O valor de $IRI = 100$ representa o conteúdo máximo de funções inteligentes nas condições de definição dos indicadores adotados.

O índice propicia a uma mesma empresa, ou aos seus SES, a comparação do estágio de implementação de funcionalidades de REIDE ao longo do tempo.

A utilização de índices assim construídos para comparação entre empresas não é o objeto principal da presente metodologia e, sem critérios adicionais bem definidos de compatibilização, isto pode produzir mais distorções e resultados inadequados do que contribuir para um *benchmarking*.

A escolha dos pesos p_k deve ser realizada de forma a aumentar a sensibilidade do índice aos indicadores de maior importância durante o período de apuração considerado.

A definição dos valores pode ser baseada em critérios de priorização de ações de melhoria para a implementação de funcionalidades alinhados com planos de gestão da empresa e ganho econômico que a variação incremental de cada indicador pode proporcionar.

A métrica proposta tem o objetivo de ser aplicada em sistemas elementares que apresentem características de automação semelhantes, ou seja funções de automação semelhantes.

Assim sendo, para uma determinada empresa, tem-se um índice global composto pelos índices de seus SES, ou seja:

$$IRI_{empresa} = \sum_{r=1}^R p_r IRI_r \quad \text{Eq. (18)}$$

Onde:

IRI_r : índice de rede inteligente do r -ésimo SES;

p_r : peso da r -ésimo SES no índice da empresa;

R : número de SES considerados.

Os pesos regionais podem ser determinados para refletir a participação no mercado total da concessionária em termos de energia ou faturamento.

Os indicadores que compõem o IRI , correspondentes a um grupo de sistemas elementares semelhantes (SES) quanto à automação são expressos em valores por

unidade. Quanto maior for o indicador, maior será o (*IRI*) índice de inteligência do SES.

Como anteriormente apresentado, os indicadores específicos adotados são referentes a:

- a) eficiência energética;
- b) perdas comerciais;
- c) eficiência da gestão operacional;
- d) qualidade do serviço;
- e) penetração da geração distribuída;
- f) manutenção dos ativos;
- g) reservas de capacidade;
- h) controle de reativos;
- i) utilização dos ativos;
- j) gerenciamento da demanda;
- k) segurança dos ativos.

5.3.1. Exemplo de aplicação

Considerem-se os seguintes dados da Tabela 9 como representativos de uma concessionária com dois sistemas elementares semelhantes.

Pela aplicação das equações precedentes é possível obter os indicadores individuais, índice de redes inteligentes de cada sistema semelhante e índice de rede inteligente da concessionária.

Nestas condições a Tabela 10 apresenta os resultados:

- a) IRI do SES 1 igual a 39,88;
- b) IRI do SES 2 igual a 32,27.

Considerando-se pesos de 0,7 e 0,3, respectivamente para o SES 1 e SES 2, o IRI total da concessionária é de 37,60.

Tabela 9 – Dados de uma concessionária com dois SES.

| | SES 1 | SES 2 |
|--|--------|--------|
| Índice de perdas técnicas | 0,085 | 0,1 |
| Índice de perdas comerciais | 0,05 | 0,1 |
| OPEX em função da ER | 1,5 | 1,3 |
| DEC (h/ano) | 10 | 13 |
| FEC (vezes/ano) | 6 | 7 |
| TMA (min) | 100 | 111,4 |
| Penetração de GD | 0,015 | 0,07 |
| DEC não programado (h) | 1,5 | 3 |
| Fator de utilização médio de SED | 0,8 | 0,66 |
| Fator de utilização médio de alimentadores | 0,75 | 0,75 |
| Fator de potência médio | 0,96 | 0,92 |
| Fator de carga médio | 0,68 | 0,59 |
| Número total de pontos de medição | 800000 | 300000 |
| Número de medidores eletrônicos | 5000 | 200 |
| VMUd&f/VMU | 0,005 | 0,012 |

Tabela 10 – Resultados dos índices de redes inteligentes.

| ID | SES 1 | | | | SES 2 | | | |
|----|----------|----------|-------|------|----------|----------|-------|------|
| | Lim. Min | Lim. Max | ID | Peso | Lim. Min | Lim. Max | ID | Peso |
| 1 | 0,03 | 0,12 | 0,389 | 0,1 | 0,03 | 0,12 | 0,222 | 0,1 |
| 2 | 0 | 0,12 | 0,583 | 0,1 | 0 | 0,15 | 0,333 | 0,1 |
| 3 | 0,8 | 1,5 | 0,000 | 0,1 | 0,8 | 1,5 | 0,286 | 0,1 |
| 4 | 60 | 120 | 0,333 | 0,1 | 60 | 120 | 0,143 | 0,1 |
| 5 | 0,01 | 0,1 | 0,056 | 0,08 | 0,01 | 0,1 | 0,667 | 0,08 |
| 6 | 1 | 3 | 0,850 | 0,1 | 1 | 3 | 0,769 | 0,1 |
| 7 | 0,75 | 0,95 | 0,816 | 0,1 | 0,75 | 0,95 | 0,742 | 0,1 |
| 8 | 0,92 | NA | 0,500 | 0,1 | 0,92 | NA | 0,000 | 0,1 |
| 9 | 0,6 | 0,9 | 0,267 | 0,1 | 0,59 | 0,9 | 0,000 | 0,1 |
| 10 | NA | NA | 0,006 | 0,1 | NA | NA | 0,001 | 0,1 |
| 11 | NA | NA | 0,995 | 0,02 | NA | NA | 0,988 | 0,02 |

NA: não aplicável.

5.4. 5ª Etapa – Formulação de alternativas

Inicialmente a formulação de alternativas depende de condições, favoráveis ou desfavoráveis, ditadas pelo cenário interno e pelo sistema objeto.

Uma alternativa é composta pela implementação de uma ou mais funções de REIDE, cada qual com início e prazos de conclusão definidos.

Por sua vez, as funções de automação são caracterizadas como uma posição na matriz da Tabela 8, onde a linha corresponde à função básica e a coluna ao nível de complexidade.

Assim, uma função pode ser proposta em uma alternativa que ainda não a dispõe ou pode ser aperfeiçoada em uma rede que já a tem, mediante a inclusão de níveis superiores de complexidade.

O portfólio de funções considerado no modelo proposto contém as principais funções de automação, mas pode ser estendido uma vez que o domínio da automação é muito amplo e as aplicações se multiplicam na medida que novas demandas e tecnologias surgem.

Para fins de comparação e análise da evolução deve-se partir de uma alternativa de referência que contempla a linha de base correspondente ao estado atual da rede sob análise. O cenário interno vigente, portanto, está contido na alternativa de referência.

A alternativa de referência também deve refletir os custos e benefícios operacionais da rede atual, sem custos incorridos ou novos investimentos para propiciar a avaliação comparativa entre as alternativas.

Dentre as diversas possíveis alternativas a serem apresentadas somente interessam aquelas que:

- a) elevem o índice de inteligência da rede;
- b) possuam valor presente do fluxo de caixa descontado superior ao valor presente da alternativa de referência.

Considerando-se somente três funções de automação - F1, F2 e F3 – definidas com seu respectivo grau de complexidade, resultam sete alternativas a serem comparadas com a alternativa de referência num mesmo cenário, isto é:

- a) somente F1;
- b) somente F2;

- c) somente F3;
- d) F1 e F2;
- e) F2 e F3;
- f) F1 e F3;
- g) F1, F2 e F3.

Estas alternativas estão, ainda sujeitas a variações de ordem e tempo de implementação de cada função.

Portanto, a formulação de alternativas pode ser melhorada com critérios que orientem a escolha daquelas mais promissoras.

Um primeiro critério pode ser a formulação de alternativas voltadas para a melhoria dos piores indicadores individuais num SES, desde que seu peso seja expressivo.

Outro critério é avaliar o benefício associado à variação incremental dos indicadores e priorizar aqueles com maior valor até o limite orçamentário disponível.

5.5. 6ª Etapa – Avaliação de alternativas

As alternativas são avaliadas pelo índice de inteligência e pelo valor presente dos benefícios e custos de seu fluxo de caixa descontado, conforme os procedimentos de cálculo apresentados a seguir.

5.5.1. Custos, benefícios e externalidades

Embora muitos trabalhos mencionem benefícios associados à implementação das REIDE, a maioria deles trata a questão qualitativamente ou com resultados de aplicações específicas. (31) (32) (33) (34) (35) (36) (37)

Para o estabelecimento de um Plano de Automação aplicável às redes brasileiras é necessário confrontar os benefícios e custos de alternativas de implementação de funcionalidades em diferentes cenários a partir de um modelo de cálculo bem definido.

Os custos contemplam:

a) CAPEX:

- i. equipamentos e componentes de rede e subestações
- ii. equipamentos de medição
- iii. infraestrutura de comunicação
- iv. infraestrutura de TI própria
- v. *softwares*

b) OPEX:

- i. manutenção
 - mão de obra própria
 - serviços de terceiros
 - licenças de *software*
- ii. operação
 - mão de obra própria
 - materiais de consumo
 - serviços de terceiros para operação
 - serviços de TI
 - despesas de comunicações
 - perdas técnicas
 - custo de energia não distribuída
- iii. penalidades
- iv. perdas comerciais

Os benefícios incluem:

a) receitas de uso dos sistemas:

- i. TUSD (tarifa de uso do sistema de distribuição)
- ii. TUSDg (tarifa de uso do sistema de distribuição para GD)
- iii. TUST (tarifa de uso do sistema de transmissão)
- iv. novos serviços

b) receitas regulatórias:

- i. WACC (custo médio ponderado de capital)
- ii. quota de reintegração

c) redução da demanda

As externalidades são os efeitos colaterais da produção de bens ou serviços sobre outras pessoas que não estão diretamente envolvidas com a atividade. Em outras palavras, as externalidades referem-se ao impacto de uma decisão sobre aqueles que não participaram dessa decisão.

De um modo geral, as externalidades podem ser positivas ou negativas, isto é, podem criar benefícios ou impor custos adicionais para a sociedade.

No caso das REI as externalidades são usualmente apontadas como positivas, chegando, em algumas situações, a serem apontadas como mais importantes que os benefícios em si.

De um modo geral devem ser analisadas a partir de uma linha de base que permita a comparação com a situação vigente sem implementação da funcionalidade de rede inteligente.

Exemplos típicos de externalidades a serem a serem consideradas são:

- a) ambientais
 - i. redução da emissão de gases estufa
- b) econômicas
 - i. redução de investimentos em geração centralizada
 - ii. geração de empregos
 - iii. impactos na tarifa
- c) sociais
 - i. inclusão digital

5.5.2. Modelo de cálculo

O modelo deve ainda considerar as sinergias existentes entre as funções no tocante a infraestrutura, mão de obra ou outros aspectos.

Considerando-se inicialmente os custos, tem-se que:

C_{ii} : valor presente dos custos para implementação da função i independentemente;

C_{ik} : valor presente dos custos para implementação da função i dado que a função k foi previamente implementada.

Nos casos em que não haja sinergia entre as funções i e k resulta $C_{ii} = C_{ik}$.

Caso contrário $\delta C_{ik} = C_{ii} - C_{ik}$ representa a sinergia entre os custos. Como $C_{ii} > C_{ik}$ tem-se que $\delta C_{ik} > 0$.

No caso particular em que todas as n funções fossem implementadas simultaneamente, o custo total da função i seria o seu valor de implementação independente diminuído de todas as sinergias existentes.

Todavia, isso não ocorre em geral, e os valores presentes são calculados em período distintos, isto é, C_{kk} refere-se ao ano a_k e C_{ik} ao ano a_i ($k \neq i$).

Onde a_i e a_k são, respectivamente, os anos iniciais de desembolsos referentes à implementação das funções i e k .

Deste modo, é necessário referir todos os valores ao mesmo ano base, através de fatores de valor presente, representados por:

$$f_i = \frac{1}{(1+d)^{a_i}} \quad \text{Eq. (19)}$$

Onde d é taxa anual de desconto do capital.

Assim sendo, o custo total da i -ésima função resulta:

$$C_i = C_{ii}f_i - \sum_{k \neq i}^n \delta C_{ik}f_k \quad \text{Eq. (20)}$$

De forma análoga, pode-se ter em conta os benefícios com suas sinergias, isto é:

B_{ii} : valor presente dos benefícios decorrentes da implementação da função i independentemente;

B_{ik} : valor presente dos benefícios decorrentes da implementação da função i , dado que a função k foi previamente implementada.

Caso haja sinergia entre os benefícios da funcionalidade i e k o termo $\delta B_{ik} = B_{ii} - B_{ik}$ torna-se não nulo. Como agora $B_{ii} < B_{ik}$ tem-se que $\delta B_{ik} < 0$.

A partir das mesmas considerações adotadas para a dedução da expressão do custo, resulta que o benefício total vale:

$$B_i = B_{ii}f_i - \sum_{k \neq i}^n \delta B_{ik}f_k \quad \text{Eq. (21)}$$

É conveniente associar as externalidades negativas a custos e aquelas positivas a benefícios, sem perda de generalidade para o equacionamento do modelo.

Note-se que o deslocamento temporal das implementações e, portanto, dos seus custos, benefícios e externalidades, é outro fator que diferencia as alternativas.

Combinando-se Eq. (20) e Eq. (21) obtém-se o valor presente da funcionalidade i como:

$$VPL_i = B_i - C_i = (B_{ii} - C_{ii})f_i - \sum_{k \neq i}^n (\delta B_{ik} - \delta C_{ik})f_k \quad \text{Eq. (22)}$$

O índice de mérito da alternativa (*IMA*) é obtido ao se considerar a soma dos valores presentes de todas as funcionalidades, isto é:

$$IMA = \sum_{i=1}^n (VPL_i) = \sum_{i=1}^n \left[(B_{ii} - C_{ii})f_i - \sum_{k \neq i}^n (\delta B_{ik} - \delta C_{ik})f_k \right] \quad \text{Eq. (23)}$$

6. COMENTÁRIOS FINAIS

As REI significam um novo paradigma de rede elétrica, cuja concepção integra várias áreas de conhecimento, novas funcionalidades e funções até então não realizáveis, bem como uma pluralidade de tecnologias e a necessidade de infraestrutura de apoio para a sua realização.

A transição das redes elétricas atuais para o modelo de REI constitui-se num processo complexo, que envolve aspectos técnicos, econômicos, regulatórios e sociológicos.

Embora o potencial para obtenção de um nível de qualidade de serviços sem precedentes seja elevado, por outro lado as mudanças impõem riscos pela adoção de tecnologias ainda não maduras, tanto no aspecto de confiabilidade, como de impacto negativo para a modicidade tarifária.

Todavia, as REI apresentam-se também como um instrumento de desenvolvimento econômico, pela criação de novos mercados e maior compatibilidade e suporte aos processos digitais que permeiam muitas das atividades econômicas atuais.

Nesse sentido há interessados no movimento pela modernização das redes fora dos fornecedores tradicionais do setor elétrico, além de usuários e clientes que vislumbram impactos nas suas próprias atividades.

A conciliação dos interesses passa por políticas públicas de coordenação e incentivo, que possam usufruir de sinergias com os recursos necessários, especialmente em áreas como a infraestrutura de telecomunicações e a conexão de gerações distribuídas.

Mesmo dentro de uma mesma concessionária existem áreas e funcionalidades concorrentes, além de exigências regulatórias e limitações orçamentárias, fatores que requerem uma abordagem organizada para o problema da implementação de funções inteligentes com o objetivo de obter o melhor benefício, considerando-se a situação presente.

O presente trabalho propõe uma abordagem com foco na automação de redes de distribuição de energia elétrica, embora pudessem ser consideradas também outras áreas de concentração com a mesma metodologia, como infraestrutura de medição e recursos distribuídos.

Sem prejuízo para a análise, contudo, as implementações previstas ou em curso em outras áreas de conhecimento, assim como de alguma infraestrutura decorrente de incentivos com motivações além daquelas do setor elétrico, podem ser levadas em conta no modelo proposto na forma de cenários e sinergias de custos e benefícios.

A metodologia proposta é tal que se adapta a concessionárias com diferentes estágios de implementação de funções inteligentes, ao mesmo tempo que permite a elas medirem os progressos realizados com base em critérios de avaliação padronizados.

7. CONCLUSÕES E CONTRIBUIÇÕES

7.1. Conclusões

Em consonância com a tendência mundial de pesquisa e implementação de Redes Elétricas Inteligentes, o setor elétrico brasileiro tem desenvolvido experiências pontuais nesse tema, ensaiando a ampla integração desses recursos a curto e médio prazo.

O desenvolvimento tecnológico de equipamentos e dispositivos de automação e medição, embarcando tecnologia digital para supervisão, controle e comando, tem motivado o aumento da eficiência operacional, a melhoria da qualidade de serviço de fornecimento de energia, a gestão de ativos e a integração de agentes.

Entretanto o caráter multidisciplinar e multisetorial das Redes Elétricas Inteligentes introduzem um alto grau de complexidade no plano de sua implementação, na medida em que, ao lado da sinergia dos recursos referentes aos setores envolvidos, fundamentais para a viabilidade, há objetivos específicos de cada um desses setores independentemente das metas pretendidas pelas Redes Elétricas Inteligentes.

Esta pesquisa vem contribuir significativamente para a solução dessa questão porquanto propõe as bases conceituais para realizar efetivamente um plano de implementação de Redes Inteligentes guiado por um Plano de Automação da Distribuição, respeitando os condicionantes impostos pelos outros setores, como telecomunicações, infraestrutura de medição e geração distribuída.

O modelo proposto, centrado na expansão da automação, lança as bases para a representação da rede para análise dos impactos da Rede Elétrica Inteligente, para a formulação, análise e seleção de alternativas de implementação de funções de automação, resguardando os condicionantes impostos pelos outros três setores da infraestrutura citados.

A representação da rede é realizada por meio de agrupamento de redes estatisticamente semelhantes, caracterizadas por atributos que explicam o seu comportamento quanto à automação. Esta é, dentre outras, uma contribuição desta

pesquisa ao setor, pela sua originalidade e utilidade nos estudos de automação de redes.

Outra interessante contribuição desta tese é a introdução do conceito e forma de avaliação de uma rede por meio da definição de um índice de inteligência de uma rede elétrica.

Este índice é composto de diversos indicadores, de forma a expressar padrões de eficiência energética e operativa, aspectos de gestão de ativos e da qualidade do serviço. O cálculo desses indicadores é realizado fundamentando-se em parâmetros usualmente disponíveis nas Distribuidoras, como *DEC*, *FEC*, *TMA*, fator de carga, fator de utilização, índices de perdas técnicas e comerciais, etc.

A proposta de alternativas para evolução da automação se baseia em um portfólio de algumas dezenas de funções pré-estabelecidas, que melhoram o desempenho dos indicadores e, por outro lado, apresentam um custo e um benefício quantificáveis à distribuidora. As funções apresentam diferentes graus de complexidade, das mais simples que não contam com infraestrutura de comunicação àquelas mais elaboradas que requerem o processamento centralizado das informações.

Há que se destacar ainda, o modelo de relacionamento entre o Plano de Automação da Distribuição com outras iniciativas no campo das telecomunicações, infraestrutura de medição e geração distribuída. O efeito dessas implementações sobre o Plano de Automação da Distribuição, tido como núcleo de todo o processo, é obtido pela utilização de técnicas de criação de cenários, onde se considera a presença ou a ausência de recursos que possibilitam as diferentes funções de automação pré-estabelecidas. Não obstante, otimizações envolvendo a interação entre o plano de automação e os demais podem ser realizadas, alterando efetivamente os recursos para o alcance de objetivos comuns.

Finalmente, conclui-se que a pesquisa atingiu o seu objetivo e apresenta originalidade e efetivas contribuições de cunho técnico-científico em sua área de concentração.

7.2. Contribuições

Dentre as contribuições técnico-científicas efetivamente oferecidas por esta tese ao setor elétrico destaca-se:

- a) introdução de conceito de “inteligência de redes” fundamentado em indicadores que expressam os motivadores de implementação de Redes Elétricas Inteligentes;
- b) concepção de modelo de plano de implementação de Redes Elétricas Inteligentes com especificação das etapas de caracterização da rede, sob a ótica da automação, critérios de aceitação de alternativas, procedimento de formulação de alternativas, metodologia de avaliação e seleção de alternativa;
- c) modelo de avaliação do custo-benefício de uma função de automação, como insumo para seleção de alternativas;
- d) conceituação do impacto das funções de automação nos indicadores de inteligência da rede;
- e) abordagem da implementação de plano de implementação de Redes Elétricas Inteligentes, considerando a integração de planos de automação, medição inteligente e de penetração de geração distribuída, e a busca de sinergias de custos e benefícios.

7.3. Sugestões de prosseguimento da pesquisa

Ao longo do desenvolvimento desta pesquisa foram identificadas oportunidades de estudo em temas correlatos que não foram abordados por não pertencerem ao foco desta tese, sendo, entretanto, merecedores de atenção especial para estudos futuros desta linha de pesquisa. Deste modo, podem ser citados:

- a) procedimento detalhado de simulação do impacto de funções de automação na eficiência operacional ;
- b) procedimento detalhado de simulação do impacto de funções de automação na qualidade do fornecimento de energia;

- c) método de otimização de planos de expansão simultâneos de diferentes infraestruturas, onde as obras previstas em um plano impactam nas de outro;
- d) recomendações regulatórias para incentivar a implementação de redes inteligentes;
- e) barreiras e oportunidades de outros negócios suportados por redes elétricas inteligentes;
- f) sistemas de gerenciamento de demanda como recurso para auto-restabelecimento de interrupções causados por falhas;
- g) requisitos de sistema de automação para suportar a presença de microgeração e correspondentes impactos tarifários;
- h) metodologia de melhoria da utilização de ativos e minimização de risco pela reconfiguração automática da rede primária.

BIBLIOGRAFIA

1. **HAASE, PAUL.** *Intelligrid: a smart network of power.* 2005. pp. 27-32.
2. **U. S. DEPT. OF ENERGY.** *The Smart Grid: an introduction.* 2008.
3. —. *National Electric Delivery Technologies Road Map - Transforming the grid to revolutionize electric power in North America.* Jan. 2004.
4. **EUROPEAN COMMISSION.** *EUR 22040 — European Technology Platform SmartGrids - Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future.* Mar. 2006.
5. **ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE.** *Electricity Technology Roadmap: 2003 Summary and Synthesis - Power Delivery and Markets.* Nov. 2003.
6. **THE ELECTRICITY ADVISORY COMMITTEE.** *Keeping the Lights On in a New World.* Jan. 2009.
7. **GALVIN ELECTRICITY INITIATIVE.** *The Galvin Electricity Initiative Task 2 - Potential for End-Use Energy Technologies to Improve Functionality and Meet Consumer Expectations.* Fev. 2006. p. Vol. 1 a 3.
8. **MAZZA, P.** *Powering up the smart grid: A Northwest Initiative for Job Creation, Energy Security and Clean, Affordable Electricity.* Climate Solutions. 2005.
9. **BOTTE, B., CANNATELLI, V. e ROGAI, S.** *The Telegestore Project in ENEL's Metering System.* Turin : s.n., 2005.
10. **GELLINGS, C. W.** *The Smart Grid - Enabling Energy Efficiency and Demand Response.* 2009. p. 299.
11. **THE ELECTRICITY ADVISORY COMMITTEE.** *Smart Grid: Enabler of the New Energy Economy.* Dez., 2008.
12. **ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE.** *Benefits of Utilizing AMI Data in Distribution Automation Applications.* Dez. 2009.
13. —. *Technical and System Requirements for Advanced Distribution Automation.* Jun. 2004. Project 1010915.
14. **ANEEL.** *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - Módulo 1 - Introdução.* Jan. 2011.
15. **ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE.** *Integrating Distribution Resources into Electric Utility Distribution Systems.* Dez. 2001. EPRI White Paper 1004061.
16. **NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY.** *A Compendium of Smart Grid Technologies.* Jul. 2009.

17. **THE ELECTRICITY ADVISORY COMMITTEE.** *Bottling Electricity: Storage as a Strategic Tool for Managing Variability and Capacity Concerns in the Modern Grid.* Dez. 2008.
18. **NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY.** *Energy Storage—A Key Enabler of the Smart Grid.* Set. 2009.
19. **ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE.** *Wireless Connectivity for Electric Substations.* Dez. 2008.
20. **INTERNATIONAL ELETROTECHNICAL COMMISSION.** *IEC 61850 Communication networks and systems in substations - ALL PARTS.* 2011.
21. **INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION.** *IEC 1968-1 Application integration at utilities – System interfaces for distribution management, Part 1: Interface architecture and general requirements.* 2005.
22. —. *IEC 61970-301 Energy management system application program interface (EMS-API) – Part 301: Common Information Model (CIM) base.* 2003.
23. —. *IEC 61970-501 Energy management system application program interface (EMS-API) – Part 501: Common Information Model Resource Description Framework (CIM RDF) schema.* 2006.
24. **IBGE.** *Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios - Síntese de Indicadores 2009.* Rio de Janeiro : s.n., 2010.
25. **EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA.** *Balanço Energético Nacional 2010: Ano Base 2009.* 2010.
26. **ANEEL.** *Implantação de Medição Eletrônica em Baixa Tensão, Documento Anexo à Técnica n 0013/2009-SRD/ANEEL.* Jan. 2009.
27. —. *Instauração de Consulta Pública no intuito de coletar subsídios para formulação de regulamento acerca de implantação de medidores eletrônicos em unidades consumidoras de baixa tensão.* Jan. 2009.
28. —. *Perguntas e Respostas Sobre Tarifas das Distribuidoras de Energia Elétrica.* Brasília : s.n., 2007.
29. —. *Metodologia e critérios para apuração de outras receitas.* Ago. 2010. Nota Técnica nº 266/2010-SRE/ANEEL.
30. **ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE.** *Assessment of the Case for IEC 61850 in Advanced Distribution Automation.* Dez. 2008.
31. **DEASLEY, S. et al.** *Maximising the Benefit from a Smart Meter Roll.* Out. 2008.
32. **ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE.** *Characterizing and Quantifying the Societal Benefits Attributable to Smart Metering Investments.* Jul. 2008.

33. **FRONTIER ECONOMICS.** *Smart metering - A Report Prepared for Centrica.* Out. 2007.
34. **SAYAMANSKY, JOHN E. et al.** *SocioEconomic Analysis of Implementing Smart Grid Technologies.* Jun. 2010.
35. **ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE.** *Methodological Approach for Estimating the Benefits and Costs of Smart Grid Demonstration.* Jan. 2010. Project 1020342.
36. **GRIDWISE ALLIANCE.** *Handbook for Assessing Smart Grid Projects.* Nov. 2009.
37. **MACDONALD, MOTT.** *Appraisal of Costs & Bnefits of Smart Meter Roll Out Options.*

ANEXO A – VISÃO GERAL DE NOVAS TECNOLOGIAS

A.1 Geração e cogeração

Microturbinas a gás

As microturbinas são conhecidas há pelo menos três décadas, porém apenas mais recentemente têm encontrado aplicações para geração distribuída de pequeno porte. Tratam-se de turbo-alternadores de alta velocidade (40.000 a 90.000 rpm) com potência entre 25 e 300 kW. O conjunto contém um compressor e uma turbina radial em cujo eixo está acoplado um gerador com campo de ímã permanente.

O combustível preferencial é o gás natural devido ao menor nível de emissões.

A melhoria da eficiência energética é obtida com esquemas de reaproveitamento do calor residual. O calor recuperado na saída pode ser usado para cogeração com aquecimento de água.

Motor Stirling

O motor Stirling remonta ao início do século XIX e é outra tecnologia que tem recebido atenção e incentivo em aplicações de geração distribuída.

Conceitualmente trata-se de um motor alternativo de combustão externa, com sistema interno selado e preenchido com nitrogênio ou hélio, cuja expansão é provocada pelo aquecimento de um cilindro quente, enquanto outro é mantido frio.

Usualmente são motores de baixa potência, atingindo até 25 kW, com rendimento ditado pela diferença entre as temperaturas absolutas dos cilindros, podendo atingir até 30 %. O cilindro quente pode ser aquecido pela combustão de gás natural, mas também pela sua instalação no foco de um espelho que concentre os raios solares, o que consiste uma aplicação renovável.

Células a combustível

As células a combustível foram desenvolvidas para a missão Apollo pela Agência Espacial Norte Americana (NASA).

A diferença entre uma bateria e uma célula a combustível é que a primeira tem uma carga limitada, enquanto que a segunda gera oxigênio e hidrogênio num processo eletroquímico em presença de um catalisador, desde que seja alimentada por combustível (novamente o gás natural aparece como opção viável).

Existem células a combustível de ácido fosfórico (PAFC – *phosphoric acid fuel cell*), carbonato fundido (MCFC – *molten carbonate fuel cell*), óxido sólido (SOFC – *solid oxide fuel cell*) e com membrana para troca de prótons (PEMFC – *proton exchange membrane cell*).

Todas geram altas temperaturas, o que pode ser reaproveitado num processo de cogeração.

A eficiência alcança até 90% e a potência atinge até 20 MW.

Refrigeração por absorção

A refrigeração por absorção permite transformar o calor em frio através de *chillers* de absorção num processo de evaporação-absorção sob vácuo, que utiliza um sal (brometo de lítio ou outro similar) que se satura de água. O rendimento do processo atinge quase 80 %.

Estes sistemas são mais silenciosos e requerem menos energia que outros para a mesma função, embora sejam mais caros e ocupem mais espaço.

A cogeração com *chillers* de absorção tem sido a escolha principal em instalações de médio porte como, por exemplo, *shopping centers*.

Energia Eólica

A energia eólica é hoje a forma de geração renovável mais madura disponível, tendo larga aplicação em países como Alemanha, China, Estados Unidos, Dinamarca e Espanha.

As turbinas atuais apresentam altos fatores de capacidade para velocidades de ventos na faixa média entre 7 m/s a 8 m/s e têm pás com controle de ângulo de ataque e direção para um melhor rendimento.

O gerador é acoplado diretamente e usualmente assíncrono, com posterior conversão CA/CC e depois CC/CA para sincronização com a rede.

Uma fazenda eólica pode ter dezenas de aerogeradores ligados através de uma rede elétrica local que, por sua vez, se conecta ao sistema de distribuição.

As variações de produção de usinas eólicas, associadas às mudanças dos ventos representam um problema para a estabilidade das redes elétricas.

Energia Solar

A geração de energia elétrica a partir da conversão direta de radiação solar incidente em células fotovoltaicas é aplicável tanto para a geração concentrada a partir de grandes centrais, como a painéis de pequeno porte para a instalação em edificações, isto é, geração descentralizada, instaladas junto ao local de consumo.

Trata-se de uma tecnologia de geração de energia elétrica modular, com ausência de emissão de poluentes e ruídos, além de reduzida necessidade de manutenção.

A geração de energia a partir de grandes centrais foi a primeira a ser desenvolvida e possui centrais instaladas na Alemanha, Itália, Japão, Espanha, Suíça e Estados Unidos.

A geração descentralizada surgiu mais recentemente e consiste em placas de captação solar instaladas na cobertura de edificações. O uso de pequenos inversores para transformar a tensão contínua em alternada possibilitou o uso desta aplicação.

O uso desta tecnologia vem crescendo pela redução dos custos de aquisição dos equipamentos.

Energia de biogás

A geração a partir de biogás emprega motores alternativos de combustão interna (ciclo Otto) ou microturbinas, que, por sua vez, acionam os geradores.

A importância dessa forma de geração é a utilização do metano gerado em aterros sanitários e coletado por tubulações ou estações de tratamento através de um processo de digestão anaeróbica, o que reduz o impacto para o efeito estufa.

A.2 Equipamentos

No campo dos equipamentos de rede, a aplicação de eletrônica de potência tem ganhado espaço, com compensadores de reativos mais avançados (Statcom – *static synchronous compensator*), inversores e chaves estáticas.

As propostas de substituição de transformadores convencionais por equipamentos baseados em eletrônica de potência ainda são incipientes, mas podem encontrar aplicações específicas no futuro.

Já estão no mercado diversos condutores que incorporam polímeros como elementos resistentes (por ex., fibra de carbono) e apresentam baixa massa e fluência para operação em alta temperatura.

As aplicações de supercondutores para a realização de linhas estão em fase de protótipo ainda.

A.3 Sensores, transdutores e medidores

Uma vez que a base para a realização de funções inteligentes é o conhecimento e processamento de dados de sensores instalados ao longo da rede, existem muitos desenvolvimentos nessa área para propiciar aplicações massivas.

Sensores de corrente e tensão

Podem ser citados, por exemplo, bobinas de Rogowski, transformadores de corrente ópticos e micro-sensores eletromecânicos (MEMS – *micro electro mechanical sensors*).

Uma bobina de Rogowski consiste de um enrolamento helicoidal ao redor de um núcleo não magnético de seção transversal constante, o qual é fechado, de modo que o ponto inicial e o final se encontrem. Pode ser demonstrado que a tensão na saída dos terminais dessa bobina é proporcional à corrente eficaz por ela envolvida, com constante de proporcionalidade ditada pelo número de espiras e área da seção transversal.

A vantagem das bobinas de Rogowski é que podem ser feitas em diversos formatos, com materiais flexíveis ou articulados, para possibilitar sua instalação ao redor do elemento cuja corrente se deseja medir sem interrompê-lo.

Por outro lado, a exatidão das medições depende da posição relativa do condutor em relação ao centro da bobina e a reprodução do sinal de corrente requer o emprego de um circuito integrador.

Os transformadores ópticos aplicam o efeito Faraday para medição de corrente e efeito Pockels para medição de tensão.

O efeito Faraday consiste na rotação do plano de polarização de um feixe de luz guiada de forma proporcional ao campo magnético axial aplicado.

Os dispositivos de medição de corrente por efeito Faraday empregam fibras ópticas, com as vantagens inerentes de natureza dielétrica e compatibilidade eletromagnética. Outra vantagem, em algumas aplicações, é a linearidade numa ampla faixa de aplicação devido à inexistência de fenômenos de saturação.

A realização prática para instrumentação envolve a estabilidade das medições em relação a variações de temperatura e ainda é mais cara que os transformadores de corrente convencionais.

O efeito Pockels se caracteriza pela variação do índice de refração de um cristal proporcionalmente ao campo elétrico ao qual é submetido.

Como no caso do efeito Faraday, as vantagens são inerentes ao emprego de elementos ópticos não metálicos e lineares. No entanto, sua realização é mais complexa tecnologicamente.

Os micro-sensores eletromecânicos (MEMS) são realizados a partir de técnicas de confecção de semicondutores e consistem numa inovação para a medição de muitos pontos com custo relativamente baixo. Sua viabilidade em redes ainda precisa ser demonstrada.

Sensores ópticos de temperatura

Os sensores ópticos apresentam vantagens em sistemas elétricos pela sua imunidade à interferência eletromagnética e características intrinsecamente dielétricas.

Particularmente para a medição de temperaturas podem ser realizadas aplicações concentradas ou distribuídas.

Medições concentradas de temperatura

Estas medições consistem em aplicações dos princípios de decaimento fluorescente e de redes de Bragg.

A medição de temperatura pelo princípio do decaimento fluorescente utiliza a característica de alguns materiais emitirem luz depois de serem estimulados por um pulso de energia. A luz emitida por estes materiais após o estímulo decai de forma exponencial e este tempo de decaimento depende apenas da temperatura do sensor.

Por sua vez, os sensores com redes de Bragg requerem uma fonte de luz de grande largura espectral e uma alta resolução na detecção de deslocamentos de comprimentos de onda do sistema.

O comprimento de onda de Bragg é alterado quando a rede é submetida a ações externas, como deformação longitudinal ou variações de temperatura.

Como as dimensões da grade são pequenas, as redes de Bragg funcionam como sensores pontuais. A possibilidade de criar diversas redes ao longo de uma fibra, com diferentes comprimentos de onda de Bragg, permite utilizá-la como sensores multipontuais ou quase distribuídos.

Medições distribuídas de temperatura

Sempre que um pulso de luz é enviado através de uma fibra óptica e tem parte da sua energia original não transmitida ocorre o fenômeno de espalhamento, com parte da energia refletida de volta ao emissor.

Analisando-se o espectro do sinal de retorno, observa-se o aparecimento de raias de comprimentos de onda distintos do laser incidente. O desvio de frequência do espalhamento é função da ressonância com a estrutura do cristal do material que compõe a fibra (sílica).

O espectro do sinal de retorno apresenta picos de dois tipos, conhecidos como espalhamento de Raman e de Brillouin.

Como na prática os picos de Brillouin são mais difíceis de isolar, devido à proximidade com o comprimento de onda incidente, a maioria dos equipamentos comerciais utiliza os picos de Raman.

A intensidade do sinal de Raman recebido é o indicador da temperatura ao longo da fibra, enquanto o tempo entre a emissão do laser e a chegada do sinal indica a distância ao longo da fibra.

Desta forma, uma fibra óptica se comporta como um sensor distribuído de temperatura ao longo de seu comprimento. Embora possam ser utilizadas tanto fibras do tipo multimodo como monomodo como sensores, as primeiras, construídas com índice gradual, são em geral preferidas.

O DTS (*distributed temperature sensing*) consiste na aplicação do efeito Raman, onde um pulso de luz enviado dentro de uma fibra produz reflexões Stokes (associada a geração de fótons) e Antistokes (associada a destruição de fótons). A magnitude da reflexão Antistokes é diretamente proporcional à temperatura da fibra onde a reflexão se originou, enquanto que as reflexões do tipo Stokes são quase independentes da temperatura.

Medidores de qualidade de energia

Estes medidores encontram diversas aplicações para a obtenção de oscilografias de tensões e correntes com taxas de amostragem atuais de até 1024 amostras/ciclo, permitindo a análise de sinais para estudo de problemas de qualidade de energia ou algoritmos de localização ou classificação de defeitos.

Medição fasorial sincronizada

Enquanto a medição dos módulos das tensões pode ser feita localmente, a determinação das fases somente tem sentido ao se dispor de uma referência fixa.

As unidades de medição fasorial comerciais podem ser sincronizadas via GPS (*global positioning system*) entre duas ou mais localidades. Dentro de uma mesma instalação, a conexão de duas unidades de medição fasorial com um cordão óptico pode ser suficiente para estabelecer uma referência entre as tensões, pelo tempo de trânsito desprezível do sinal entre elas.

Note-se que, em 60 Hz, 1 ms corresponde a 21,6 graus, o que requer equipamentos de boa acurácia para resultados confiáveis.

A disponibilização de resultados de medição com sincrofasores em alguns pontos da rede pode ser combinada com os cálculos de fluxo de potência para estimação do estado de todas as barras da rede e identificação de problemas de medição.

A.4 Técnicas de diagnóstico

Análise de gases dissolvidos

Os tipos e quantidades de gases dissolvidos no óleo de um transformador são um indicador de alguns mecanismos de falha. Quanto maior a temperatura atingida, maior a energia fornecida à isolação, o que tem correspondência com os gases produzidos internamente na isolação (Tabela 11).

Usualmente, é realizada a coleta do óleo e sua análise por cromatografia gasosa em laboratório, mas sistemas de medição recentes combinam sensores para cromatografia gasosa *on-line*, com dados de carregamento e regras de sistemas especialistas para estabelecer correlações e fornecer um diagnóstico para fins de gestão de ativos.

Tabela 11- Exemplos de gases dissolvidos no óleo em casos de falhas

| Gás | Fórmula química | Origem |
|--------------------|------------------------|---|
| Hidrogênio | H_2 | Descargas parciais |
| Dióxido de carbono | CO_2 | Sobre aquecimento do papel isolante |
| Metano e etano | CH_4 C_2H_6 | Sobre aquecimento do óleo |
| Etileno | C_2H_4 | Temperaturas na faixa de 500 °C |
| Acetileno | C_2H_2 | Temperaturas acima de 800 °C, compatíveis com a ocorrência de arco voltaico no óleo |

Descargas parciais

Geralmente a falha do dielétrico é precedida por descargas parciais, isto é, descargas que não causam interrupção, mas geram cargas transferidas.

A medição de descargas parciais é um indicador da qualidade do dielétrico aceito em cabos e transformadores. Tal medição contribui para o diagnóstico do estado da isolamento e pode ser feita *off-line* ou *on-line*.

Os sistemas para detecção de descargas parciais monitoram e registram os dados de forma contínua, junto com os parâmetros de funcionamento, para analisar a tendência e comparar as descargas parciais obtidas com outras medições nas mesmas condições.

Os dados de descargas parciais resultantes da análise mostram claramente os sintomas iniciais de deterioração do isolamento.

A inteligência associada à interpretação dos registros de pulsos de descargas parciais depende de trabalho experimental e algoritmos para tratamento estatístico dos resultados.

Além disso, em medições de campo, é comum a necessidade de filtrar ruídos de fundo.

Existem diversos sistemas comerciais no mercado para detecção de descargas parciais com algoritmos proprietários. A eficácia desses sistemas pode variar em função do fabricante, tipo de descarga e nível de ruído de fundo.