



Universidade Estadual de Campinas
Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação
DSEE

**Computação Pervasiva e de Contexto, e sua Aplicação à Sistemas de
Potência, uma Análise.**

Autor: Francisco Eugenio de Andrade Leite

Trabalho apresentado no Curso Tópicos de Computação V como parte dos trabalhos exigidos
para aprovação.

Professores:

Thienne Johnson

Eleri Cardoso

Campinas, 15 de Novembro de 2008

Resumo

Este trabalho faz uma análise da aplicação dos sistemas de computação pervasiva e ciência de contexto em redes de energia elétrica. Para tanto foi considerado não apenas a visão tradicional deste conceito caso em que o ser humano passa a ser beneficiário de um sistema que se adapta a suas necessidades, mas também a abordagem de agentes inteligentes usada em sistemas de controle. Dentro deste contexto mais ampla a idéia de “smart grid”, analogamente à idéia de ambientes inteligentes, é apresentada bem como os elementos-chaves que compõe. Em seguida, um panorama de aplicações pervasivas relacionadas ao “smart grid” é mostrado, chegando por fim a conclusão do estado da arte da aplicação de sistemas pervasivos em sistemas de potência.

Abstract

This work makes an analysis of the application of pervasive computing and context awareness concepts in regard to electrical network grids. In order to do so, not only the traditional approach of above concepts is made, in which man benefits from an adapting environment, but also a the view of intelligent agents as depicted from control theory is considered. In this broader context, the idea of smart grid is presented as well as the elements that allow its implementaion. Aftewards, a view of current pervasive computing systems applied to power systems is assessed, allowing to make a conclusion of the state of art of this technology applied to power systems.

Sumário

Lista de Figuras.....	ii
Lista de Tabelas.....	iii
Lista de Siglas.....	iv
Introdução.....	1
1.1 Sistemas Pervasivos.....	1
1.2 Fatores de Mercado.....	2
1.3 Visão Conceitual do Sistema de Potência.....	4
Smart Grid.....	8
2.1 Conceito.....	8
Monitoramento de Dados.....	13
3.1 Característica dos Dados a Serem Coletados.....	13
Sistemas de Comunicação	15
4.1 Visão Geral	15
4.1.1 Ethernet	16
4.1.2 Wi-Fi.....	16
4.1.3 RFID Passivo.....	16
4.1.4 RFID ativo.....	16
4.1.5 ZigBee.....	16
4.1.6 Power Line Communications.....	17
4.1.7 WiMax.....	17
4.1.8 Serviço Público de Telefonia Celular (GSM e CDMA).....	17
4.1.9 Sistemas Móveis Privados	18
4.1.10 Outros Sistemas.....	18
Aplicações Dependentes de Contexto e Pervasivas.....	19
5.1 Introdução.....	19
5.2 Aquisição de Dados e Sistemas Automáticos.....	19
5.2.1 Automação na Distribuição.....	20
5.2.2 Automação na Transmissão.....	22
5.3 Gerenciamento da Demanda e Tarifação em Tempo Real.....	25
5.3.1 Tarifação por meio de “mobile software agents”.....	27
5.4 Gerência de Equipamentos.....	27
5.5 Implantação de “Smart Grid” no Brasil.....	29
Interoperabilidade.....	35
6.1 Conceito.....	35
6.2 Arquitetura de dados.....	36
6.2.1 Interface entre aplicativos.....	36
6.2.2 Modelando Devices através de Objetos.....	38
6.3 Casas Inteligentes versus gerenciamento de carga.....	39
Conclusões.....	41
Referências Bibliográficas.....	43

Lista de Figuras

Figuras

Sistemas de Potência.....	5
Smart Grid Framework.....	8
Agentes atuantes em sistema de energia.....	10
Agentes em um Sistema de Potência	12
Religamento automático de circuitos.....	21
Conceito do FACTS.....	24
Arquitetura de um sistema de gestão de demanda.....	26
Categorias de Interoperabilidade.....	36
Especificação GID.....	38
Sistemas de Automação Residencial.....	40

Lista de Tabelas

Índice de tabelas

Tabela 1: Elementos do Smart Grid Framework.....	9
Tabela 2: Sistemas do Smart Grid.....	11
Tabela 3: Tempos de Resposta em Religamento Automático.....	22
Tabela 4: Sistema de diagnóstico de falhas.....	30
Tabela 5: Sistema Inteligente para Detecção de Falhas.....	31
Tabela 6: Identificação de Equipamentos de Distribuição.....	32
Tabela 7: Inspeção de Redes.....	33
Tabela 8: Inspeção de chaves.....	33
Tabela 9: Monitoramento Inteligente de Equipamento.....	34

Lista de Siglas

AMI	Automatic Metering Infrastructure
AMR	Automatic Meter Reading
CIM	Common Information Model
FACTS	Flexible AC Transmission
GID	Generic Interface Definition
HV	High Voltage
M2M	Machine to Machine (communication)
PLC	Power Line Carrier (communication)
OMG	Object Modelling Group
OPC	OLE Process Control
T&D	Transmission and Distribuiton

Capítulo 1

Introdução

Este trabalho visa fazer uma análise da aplicação de paradigmas de computação pervasiva e computação ciente de contexto aplicados à indústria de energia elétrica, notadamente aos sistemas de potência, responsáveis por disponibilizar energia aos seus usuários, por meio de ações tomadas pelas responsáveis por esta operação.

Particularmente se pretende mostrar algumas soluções em aplicativos de software, controladores inteligentes e sistemas de comunicação que permitem realizar o conceito de “smart grid”, termo este análogo, por exemplo, ao conceito de “smart home”, permitindo criar uma visão do estado da arte de computação pervasiva aplicada a sistemas de potência.

Para tanto faz-se necessário introduzir os fatores de mercado e tecnológicos, bem como conceitos pertinentes a idéia de “smart grid”, o que é feito no restante deste capítulo. No Capítulo 2, a própria idéia de smart grid é mostrada. No capítulo 3, os tipos elementares de informações de contexto usadas em sistemas de potência são mostrados. No capítulo 4, os sistemas de comunicação que permitem a troca de dados entre os componentes inteligentes do sistema é apresentada. No capítulo 5 são mostradas os tipos de aplicações pervasivas pertinentes ao sistemas de potência. No capítulo 6 o modelo de informações que permite a realização da computação por contexto é apresentado.

1.1 Sistemas Pervasivos

Usualmente a idéia de casa e escritório inteligentes é empregada como uma vitrina para aplicações cientes de contexto e pervasivas, o uso de agentes inteligentes de sensoriamento inteligentes para monitorar atividades no ambiente e adequá-lo ao perfil de pessoas a certas atividades ocorrendo no escritório e outros ambientes semelhantes [HAN06] tem sido considerada uma aplicação típica de computação pervasiva e ciente de contexto. Além da integração destes dois conceitos com a idéia de computação móvel. Desta forma consegue-se a realização do conceito básico de computação pervasiva [KUR07], qual seja, de que este paradigma cria ou é parte de um sistema computacional totalmente conectado e infiltrado no ambiente ao qual este sistema está associado. O conceito de ciência de contexto vem complementar o paradigma de computação pervasiva, que dotado desta característica, passa agora a reagir aos possíveis estados e propriedades que o ambiente possa gerar, permitindo que o usuário interaja de forma mais amigável com o ambiente ou que este se adapte ao usuário, criando uma simbiose ambiente-usuário. Por fim, o dispositivo móvel manipulado pelo usuário, no caso, o ser humano, passa um novo elemento deste sistema computacional pervasiva. Em resumo, esta é uma das aplicações tradicionais de computação pervasiva. No caso deste trabalho o uso de computação móvel é feito tanto no sentido de integrar os recursos humanos e usuários ao sistema de computação pervasivo, caso de equipes de manutenção (5.4) e usuários interagindo on-line (5.3) com sistemas de controle de energia, bem com ao uso desta para permitir acesso remoto a sensores e atuadores do sistema.

Por outro lado, o conceito de computação pervasiva não se aplica apenas a interação entre seres humanos e máquinas inteligentes, mas também a interação máquina-máquina. Notadamente, quando esta máquina passa a ser representada pelo conceito de agente da forma descrita em [CAM99], qual seja, qualquer entidade, independente do nível de inteligência, capaz de implementar e tomar decisões. Segundo esta idéia, a interação máquina-máquina passa a ter um caráter ainda mais ubíquo do interação homem-máquina. Contexto neste caso, passa a representar a função e localização que um agente possui dentro do ambiente, bem a evolução das condições locais e globais deste sistema, o que é uma extensão do conceito tradicional já visto. A essa visão de computação pervasiva daremos o nome de conceito estendido para diferenciar do uso considerado tradicional. No restante deste trabalho, o termo computação pervasiva, em geral, significará o sentido estendido.

Dentro desta visão mais estendida de sistemas pervasivos e ciência de contexto, este trabalho irá fazer uma análise das aplicações destes paradigmas aplicadas à sistemas de potência. Assim, da mesma forma como a interface homem-máquina de sistemas pervasivos é construída em relação a um “framework” de agentes de software, sensores e aparelhos de comunicação que interagem para promover a transparência de serviços, também a interface máquina-máquina requer um “framework” sistêmico semelhante, que para o caso do sistemas de potência esboçado no próximo capítulo, qual seja, ganha o nome de “smart grid”.

Retornando ao problema da evolução dos sistemas de potência, a idéia de sistema pervasivo e ciência de contexto [AMI01] passa a ter uma importância renovada, uma vez que os atuais agentes atuantes, embora dotados de capacidade computacional para executar ações transparentes aos usuários, em geral tem apenas atuação local ao invés de um conhecimento mais global do estado do sistema, o que pode levar este último a estados indesejáveis de operação na ocorrência de alguma falha. Caso estes agentes tivessem um nível de cooperação e conhecimento mais global do sistema proporcionado por uma rede de comunicação eficaz tal estado indesejável poderia ser evitado, tornando assim mais simplificada a operação do sistema de potência, bem como evitando que o usuário final sinta menos os distúrbios deste sistema, bem como permita que o próprio sistema se adeque de forma mais amigável às necessidades dos usuários e da sociedade. No escopo deste trabalho tanto aplicações no sentido tradicional de computação pervasiva serão vistos, quanto aplicações no sentido estendido.

1.2 Fatores de Mercado

Mercado Europeu

Cerca de 246 milhões de usuários estão conectados a redes de electricidade, apenas na europa. Os países mais populosos são os maiores mercados. Alemanha tem 43 milhões de usuários clientes, contra 30 milhões na França, 34 milhões na Itália, 28 milhões no Reino Unido e quase 24 milhões de euros em Espanha. A estrutura da indústria de distribuição de eletricidade varia significativamente de país para país. Alguns países como a Grécia, Irlanda, Letónia e Portugal tem monopólios nacionais ou uma concessionária dominante, como no caso da França e da Itália.

Outros mercados possuem estrutura mais fragmentada, como a Alemanha, Suíça e os países nórdicos. Na Alemanha, assim como os países nórdicos, existe uma combinação de alguns grandes grupos nacionais e regionais de energia, funcionando lado a lado com centenas de concessionárias municipais. Áustria e Bélgica também estão relativamente diversificados, considerando que o Países Baixos e do Reino Unido evoluem no sentido crescente consolidação. De qualquer forma, independente da forma como é repartido o mercado de energia entre as empresas deste segmento, o fato é que apenas contando o número de medidores de energia elétrica seu número é igual de usuários do sistema, qual seja, 246 milhões. Sem contar o possível uso de medidores em sistema de iluminação pública [AMP], transformadores, subestações entre outros elementos, dando uma idéia do volume de dados a ser obtido por uma concessionária para realizar suas ações de operação e manutenção.

Além dos fatores de mercado, fatores regulatórios criados pela comissão Européia em 2006, basicamente para diminuir a emissão de poluentes e aumentar a participação de fontes renováveis de energia na matriz de geração, bem como aumentar a eficácia da eficiência energética, criaram a necessidade para uma nova arquitetura de redes de potência e seu gerenciamento. Dentro deste contexto concessionárias têm vários motivos para realizar a leitura automática de dados (AMR). Razões essenciais incluem:

- Aumento de volume e a quantidade de dados que pode ser obtido a partir desta medição.
- As economias de custos em relação à métodos manuais.
- A comunicação bidirecional possível com tecnologia avançada .

AMR é o segredo que permite às concessionárias aumentar o seu conhecimento das informações dos usuários e melhorar a gestão global de energia. A combinação de tecnologia, regulamentações econômicas, geopolíticas, e os fatores ambientais foram e continuam a ser as forças motrizes para apoiar implementações de AMR.

Mercado Americano

[AMIN05] Por outro lado, apesar da computação agora ser utilizada em todos os níveis de uma rede de potência, seja para planejamento e otimização, rápido controle local dos equipamentos em campo e de processamento de dados. A coordenação destes elementos acontece em toda a rede sobre um horizonte de tempo lento. Alguns destes eventos ocorrem sobre controle computacional, mas a maior parte dele ainda está baseada em chamadas telefônicas entre os operadores de rede e os centros de controle das concessionárias, mesmo-ou-especialmente durante as emergências. Considerando que o funcionamento do sistema de energia é crítica para economia do país, o departamento de Defesa dos Estados Unidos iniciou um conjunto de pesquisas para dotar sistemas de infra-estrutura críticos com uma capacidade para se reajustar na presença de distúrbios.

Este fato do lado americano, como as características de alta demanda das redes européias, têm levado aos pesquisadores da área e elaborar o plano de que: “No futuro cada nó da rede de energia será, consciente de contexto, reativo e adaptativo a eventos, “price-smart”, ecologicamente correto, flexível, com funcionamento em tempo real e interligado a tudo”.

Noção essa que advém do estudo de sistemas inteligentes para controle de vóo aplicada `a sistemas de potência. Onde no caso os aplicativos que controlam este sistema tem por objetivo

manter o mesmo operando de forma estável mesmo que ocorra uma ou mais contingências, criando-se assim um “Smart Grid”.

Mercado Brasileiro

O mercado nacional tem acompanhado, de certa forma, alguns dos desenvolvimentos na área de “smart grids”, notadamente no que tange a automação da distribuição e automação da medição [FIG08,GAR04,NAV08] de forma a reduzir custos e/ou melhorar o desempenho da operação do sistema. Do lado regulatório a ANEEL pretende introduzir tarifas diferenciadas o que faz com que as concessionárias de energia procurem soluções que permitam implementar este tipo de serviço.

1.3 Visão Conceitual do Sistema de Potência

Sistemas de potência são tido como a mais complexa obra de engenharia feita pelo homem, influenciando em vários aspectos as sociedades humanas, desta forma é importante apresentar conceitualmente este sistema com seus principais elementos, o que é feito na Fig. 1: Sistemas de Potência, que mostra ilustrativamente o “smart grid”.

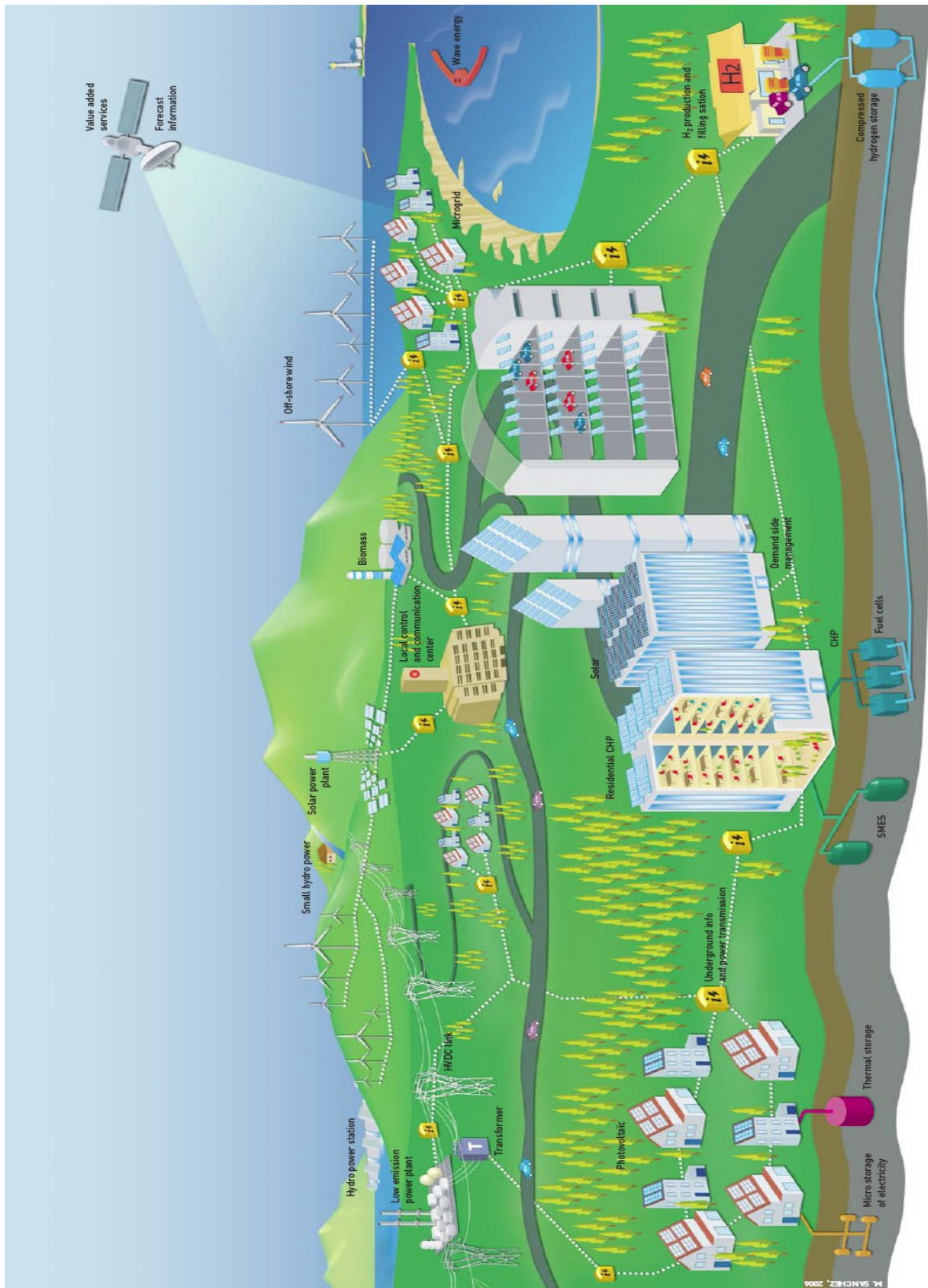


Fig. 1: Sistemas de Potência

Conforme se observa na Fig. 1: Sistemas de Potência, os sistemas de energia são constituídos por macro-elementos, que por sua vez são constituídos de elementos básicos a saber:

Centrais Elétricas:

São os elementos chaves do sistema, responsáveis por produzir energia elétrica a partir de algum tipo de energia mecânica, usando basicamente o princípio da conservação da energia, onde energia potencial é convertida em cinética, que por meio de leis da física de campos eletromagnéticos, será convertida em eletricidade. A energia elétrica por sua vez é constituída por dois elementos básicos, tensão (voltagem) e corrente.

As centrais elétricas podem usar água (hidro-eletricidade) calor, (termo-eletricidade na forma de vapor) ou fontes renováveis como luz solar, vento, movimento das marés, etc.

Seus elementos básicos são:

- Turbinas: responsável por converter energia potencial em cinética.
- Gerador: responsável pela conversão de energia cinética em elétrica.
- Transformadores: Elevam a tensão, diminuindo a corrente. Uma vez que correntes elevadas causam perda de potência (energia).
- Relays: equipamentos de proteção dos sistemas elementos anteriores.
- Medidores: Equipamentos responsáveis por fazer sensoriamento de grandezas elétricas e mecânicas, que serão usadas por relays e centros de controle.

Subestações: Subestações são pontos de entrocamento em que as linhas de transmissão são divididas ou unidas, de forma a distribuir a energia gerada para diferentes áreas geográficas. Elas existem no início e no final das linhas de transmissão.

Seus elementos básicos são:

- Transformadores.
- Relays.
- Disjuntores: Basicamente chaves para ligar e desligar linhas de transmissão enquanto estas estão energizadas.
- Chaves: Usadas em conjunto com disjuntores após as linhas de transmissão estarem desenergizadas.
- Medidores.

Linhas de Transmissão: Transportam energia gerada para grandes centros consumidores, em geral cidades ou grandes indústrias como siderúrgicas.

Seus elementos básicos são:

- Cabos.
- Torres.

Sistema de Distribuição: Transportam energia do sistema de transmissão até o consumidor final.

Seus elementos básicos são:

- Cabos.
- Postes.
- Chaves
- Relays.
- Medidores.

Consumidores: São as entidades finais responsáveis por criar a demanda por energia elétrica.

Seus elementos básicos são:

- Cabos.
- Postes.
- Transformadores.
- Medidores. Neste caso os medidores podem ter função de relay embutida.
- Relays.

Centros de Controle: Unidades operacionais que possuem infraestrutura de TI capaz de receber dados de medição de qualquer um dos elementos acima e realizar ações de tarifação, planejamento, correção de falhas e compatibilização da geração de energia com a demanda.

Capítulo 2

Smart Grid

2.1 Conceito

O conceito de “smart grid” [ALI07] está relacionada com uma visão holística de políticas de gerenciamento de energia, tecnologias para este fim e novos processos de negócios, conforme descrito na Tabela 1: Elementos do Smart Grid Framework todos associados em um framework (Fig. 2: Smart Grid Framework) que permita a realização do “smart grid”.

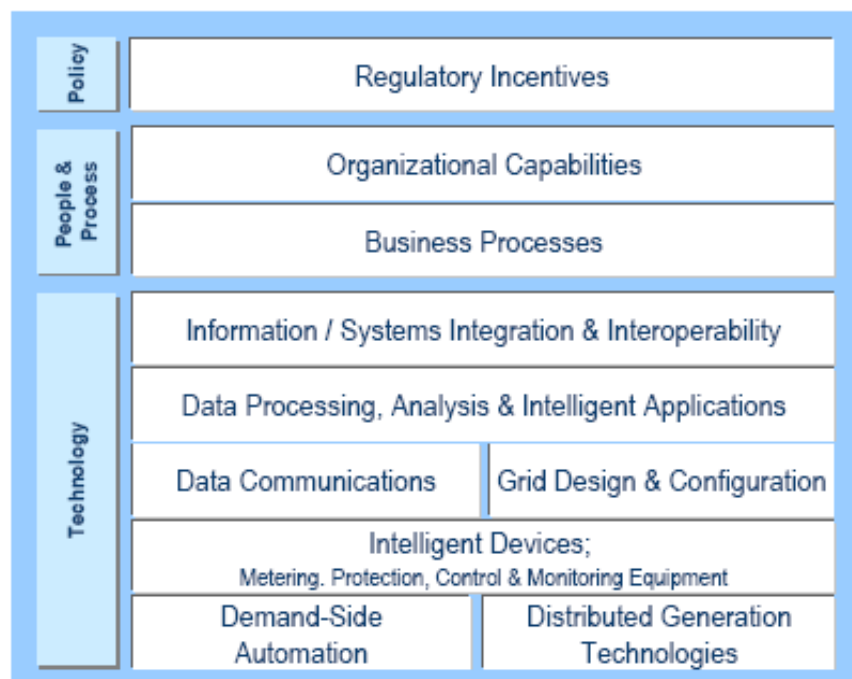


Fig. 2: Smart Grid Framework

Incentivos regulatórios	Refere-se a políticas que determinam o funcionamento da empresa e que balizam o seu desenvolvimento e crescimento.
Capacidade Organizacional	Elementos que caracterizam a empresa em si. Seus recursos humanos, divisão em departamentos, unidades, formas de funcionamento da empresa. A forma como a empresa é estruturada e suas políticas internas influencia os sistemas de operação por ela adotados. Pode-se destacar ainda, neste item, a eventual influência de acionistas e principalmente da participação da empresa em mercado livre de energia, cuja dinâmica pode afetar diretamente a operação do seu sistema.
Processos de negócios	
Sistemas de Informação	Compõe-se das bases de dados de equipamentos, usuários, cobrança, etc.
Interoperabilidade	Refere-se a capacidade de integração entre diversos sistemas de uma empresa e até mesmo a integração entre organizações (por exemplo entre concessionárias de energia ou entre estas e provedores de acesso a comunicação).
Aplicações e processamento de dados	Compõe-se das aplicações de operação e controle do sistema
Comunicações de Dados	Sistemas de comunicação que permitem tanto aos sensores como a aplicações de alto nível ter acesso ao estado do sistema elétrico.
Design e configuração do sistema de potência	A topologia da rede afetar a forma como a energia é distribuída, sua operação, manutenção, etc.
Equipamentos (inteligentes)	Elementos de sensoriamentos espalhados seja na rede que leva energia aos usuários ou dentro das instalações dos próprios usuários (medidores, p. exemplo).
Automação da demanda	Equipamentos instalados nos consumidores finais residenciais ou comerciais.
Geração distribuída	Uso de micro-geradores, células solares e fontes alternativas de energia para uso doméstico ou de um única empresa.

Tabela 1: Elementos do Smart Grid Framework

Os elementos do framework podem ser, por sua vez, decompostos em sistemas que passam a representar o funcionamento, em termos de software, do Smart Grid desde o nível administrativo até os elementos responsáveis pela distribuição e transmissão de energia tal como se observa na Fig. 3: Agentes atuantes em sistema de energia e respectiva Tabela 2.

De forma a integrar os sistemas de informação descritos anteriormente é necessário uma interoperabilidade de sistemas, por meio integração de dados através do uso de sistemas de comunicação apropriados, como se deriva das diversas relações da Fig. 3: Agentes atuantes em sistema de energia. Além do uso de componentes de medição e controle.

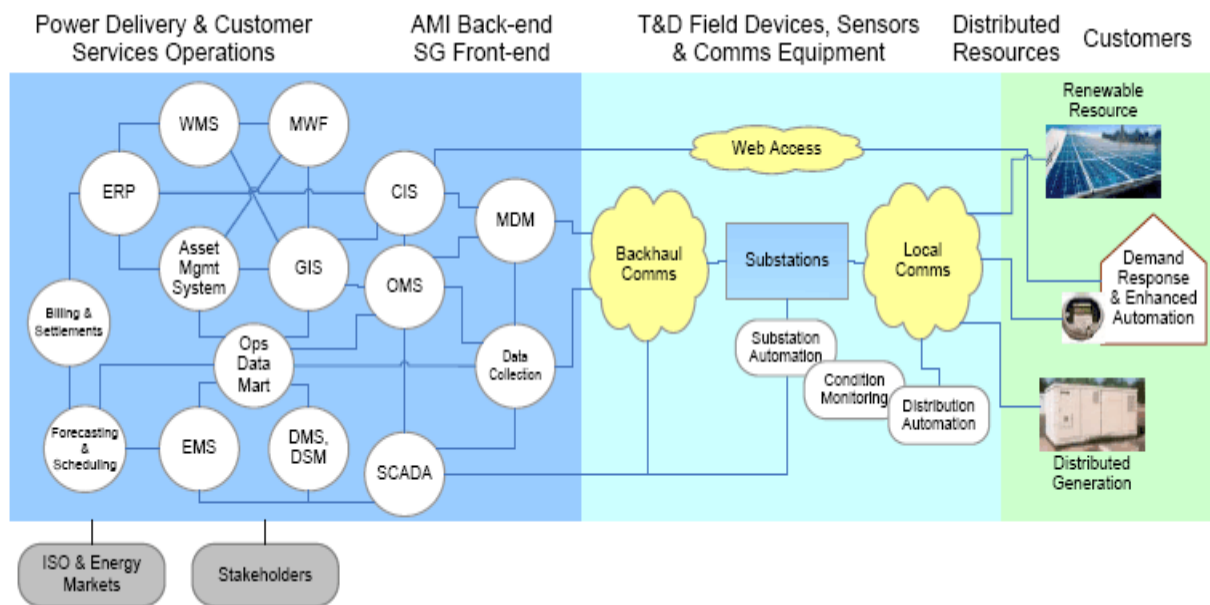


Fig. 3: Agentes atuantes em sistema de energia

OMS	Sistema de gerenciamento de falhas
EMS	Sistema de gerenciamento de energia
DSM	Sistema de gerenciamento de demanda
DMS(DA)	Sistema de gerenciamento da distribuição (automação da distribuição).
SCADA	Sistema de supervisão, controle e aquisição de dados.
GIS	Sistema de informação geo-espacial
ERP	Sistema de gestão empresarial
WMS	Gerenciamento de equipes
MWF	Equipe (móvel) de manutenção em campo
CIS	Sistema de informação do usuário
MDM	Gerenciamento de dados da medição, junto com sistema de coleta de dados compõe o AMI (Advanced Metering Infrastructure).
Backhaul communications	Equivale a uma WAN
Local communications	Equivale a uma LAN
Web Services	Refere-se tanto ao uso da Web por parte dos consumidores (tal como conta de luz), como ao uso da operação para monitoramento do sistema.

Tabela 2: Sistemas do Smart Grid

Por outro lado, Para adicionar inteligência ao sistema de transmissão de energia elétrica, é necessário que se tenha processamento independente em cada componente da rede, subestações e centrais de energia elétrica, além dos próprios aplicativos de software localizados em centros de controle e departamentos da concessionária de energia elétrica. Estes componentes devem ser capazes de atuar como agentes independentes Fig. 4: Agentes em um Sistema de Potência que possam comunicar e cooperar com os outros, formando uma grande plataforma de computação distribuída. Cada agente (a definição de agente foi feita no capítulo 1.1) tem de estar ligado a sensores associados com o seu próprio componente ou a sua própria subestação, de forma a poder avaliar suas próprias condições de funcionamento e reportá-los para seus vizinhos através de um meio de comunicação. Deste modo, por exemplo, um processador associado a um disjuntor teria a capacidade de comunicar com os sensores dentre deste e comunicar estes valores a outros agentes semelhantes por meio de transmissão de dados. Este par agente sensor forma então a espinha dorsal do “smart grid”, uma vez que cada agente passa agora a ter conhecimento do seu próprio estado, bem como do estado de outros agentes, permitindo-os realizar novas funções até agora não realizadas seja pelo sistema central de controle ou pelo sistema de proteção.

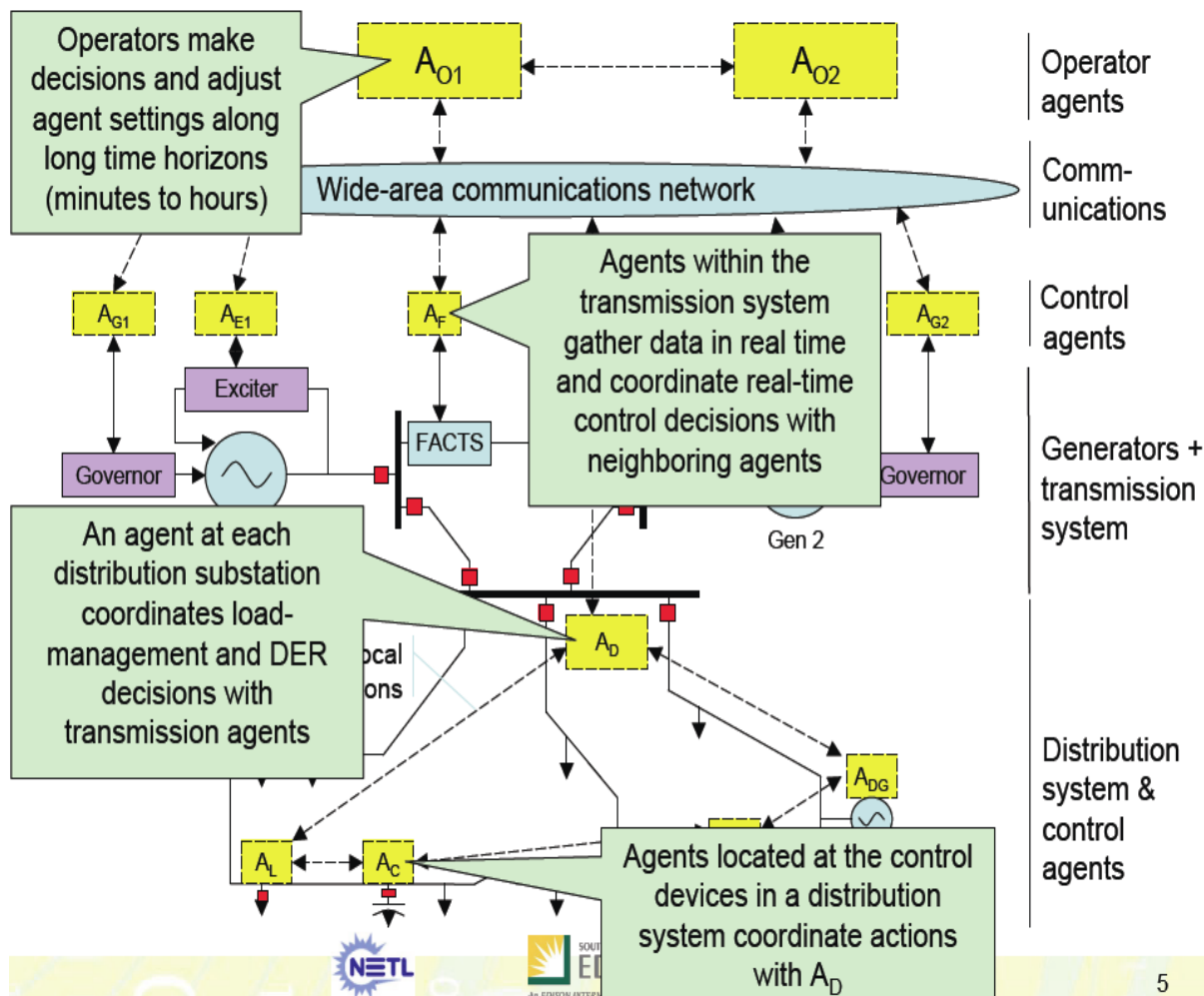


Fig. 4: Agentes em um Sistema de Potência

Assim, por exemplo, em um sistema de gerenciamento de falhas, dados da infra-estrutura de medição, interface com usuário para reporte de falhas, sistema de informação de usuários e informação geo-espacial seriam combinados de tal forma a garantir um menor tempo de resolução de falhas. Dados de sistemas já existentes mostram que a redução vai de 60 min (europa) até 5 min (ásia). O próprio fato de prover inteligência aos equipamentos em campo faz com que os mesmos possam iniciar uma seqüência de alarmes ao invés de deixar esta tarefa aos softwares de supervisão do sistema, bem como as medidas corretivas, criando assim uma característica de sistema auto-ajustável.

Esta nova visão de sistema de potência também será capaz de migrar de um sistema de energia hoje provida por meio de um sistema radial de fluxo de potência unidirecional da usina para o consumidor, para um sistema de energia distribuído, descentralizado, com acesso a fontes renováveis de energia e de armazenamento de energia, tais como células de combustível e carros elétricos e cujo fluxo de potência seja bi-direcional, podendo criar assim, o conceito de fonte de energia, ao invés de usina. Isso ainda possibilitará aos sistemas de gerenciamento de demanda a

oferecer serviços com valor adicionado ao cliente final, tal como precificação diferenciada de energia de acordo com horário do dia ou dia da semana.

Outro item que o “smart grid” deverá melhor considerar é o gerenciamento dos elementos do próprio grid, uma vez que seu uso acaba levando ao desgaste e eventual falha dos mesmos. Um “smart grid” com sua rede de sensores e medição disposta em torno destes equipamentos permitirá uma melhor análise das suas condições de operação, melhorando seu processo de manutenção e troca, bem como também permitir a correta parametrização dos mesmos equipamentos, situação esta aplicável aos relays de proteção, que poderiam se beneficiar de um sistema de auto-verificação e se necessário reparametrização de seus dados.

Também é possível fazer com que a adição de novos elementos ao sistema de potência tenha uma característica do tipo “plug and play”[AMIN05], assim a base de dados dos elementos empregados seria atualizada on-line, ao invés, de ser atualizada manualmente. Esta última situação sujeita a discrepância de dados entre os elementos que estão em operação e aqueles mantidos em registro.

Capítulo 3

Monitoramento de Dados

3.1 Característica dos Dados a Serem Coletados

Uma concessionária de tamanho típico com 25 000 Km linhas HV ($>69\text{Kv}$) possui centenas de elementos de rede como transformadores, chaves, etc, espalhados por uma área de 20-80 Km², necessitando de mais de 100000 monitoradores de dados. O que torna o uso de tecnologias convencionais de monitoramento proibitivo, desta forma, o conceito de redes de sensores [YAN07] passa a ser atraente, devido ao fato de conceitualmente a mesma suportar transmissão de dados descentralizada por meio de hopping, funcionamento sem intervenção humano, tolerante a falhas entre outras características.

Os potenciais tipos de dados a serem medidos são:

1. Inclinação, temperatura e capacidade dinâmica do condutor em linhas aéreas.
2. Integridade de chaves, disjuntores e capacitores de linhas
3. Temperatura e capacidade de condutores em redes subterrâneas.
4. Indicação de falha de circuito em linhas aéreas e subterrâneas.
5. Monitoramento de transformadores
6. Monitoramento de contato com vegetação e outros obstáculos.
7. Monitoramento de medidas tradicionais de corrente, tensão e fase.

Para cada um dos itens acima, alguns equipamentos existem no mercado que permitem fazer a medição de dados e outros que permitem tomar ações de controle. Assim pode-se citar os seguintes exemplos de uso.

1. medição de inclinação – esse dado pode ajudar a atuar o equipamento que diminui a inclinação da linha ou gerar uma notificação de que a distância da linha ao solo pode estar inadequada (usado para fins de isolamento).
2. medição de temperatura – permite melhor adequação da capacidade de carga destinada à linha.
3. condições mecânicas de poste e torres – permite identificar equipamentos que possam apresentar fadiga e evitar sua queda.
4. contato com vegetação e fumaça – este monitoramento permite a retirada do obstáculo prevenindo curto circuitos. Incêndios podem piorar a capacidade térmica das linhas e assim levar a sua falência e falha no circuito. Sua detecção pode fazer a operação usar outro circuito.
5. indicador de circuito com falha – acesso a esta medição pode reduzir o tempo para restaurar o serviço, bem como permitir melhor análise pós-falta.
6. medidas tradicionais (corrente, tensão, potência) – apesar de estas medidas já serem feitas. Novos equipamentos usando técnicas de prevenção de erro de medida pode tornar mais confiável a estimativa do estado do sistema e portanto sua operação.
7. medição de dados de transformador – a medição do óleo isolante pode permitir verificar transformadores que estejam necessitando de recondicionamento e evitar desligamento desnecessário de linhas por causa de sua falha ou contaminação ambiental.

É possível separar os sensores por categoria quanto ao tipo de aplicação. Assim, por exemplo, tem-se:

- Monitores de Subestação
- Monitores do Usuário.
- Monitores de Cabos de Alimentação.
- Monitores de Equipamentos de Centrais Elétricas.

Tradicionalmente as grandezas medidas eram encapsuladas em um protocolo específico e enviadas ao sistema SCADA. Contudo, devido a maior interoperabilidade [GOO04] de aplicativos usados pelas concessionárias, há uma maior necessidade de inserir as grandezas medidas dentro de modelos, usualmente objetos ver Modelando Devices através de Objetos. Essas medidas podem então ser usadas por equipamentos eletrônicos inteligentes para realização de funções automáticas (5.2.1) ou de manutenção (5.4).

Para ter acesso a estes dados tanto tecnologia wireless (Wimax, redes celulares, ethernet, IEEE802.15.4 e IEEE1777) como PLC podem ser usadas. As redes wireless sofrem o problema de atenuação de sinal, interferência eletromagnética, etc. O uso de PLC tem custo elevado e pode sofrer problemas de interferência também.

Por fim cabe considerar que o sistema SCADA deve ser capaz de lidar com o aumento no volume de dados, requerendo assim técnicas de compactação de dados e garantia de sua segurança. O

custo final de cada sensor, bem como sua manutenção anual também tem que ter um valor aceitável.

Capítulo 4

Sistemas de Comunicação

[BRN08,RYB08]

4.1 Visão Geral

Entre os sensores e as aplicações centralizados de controle, administração, supervisão de um “smart grid” e mesmo do sistema convencional de operação de uma concessionário, é necessário o uso de alguma meio de comunicação seja por linha fixa ou rádio. Este serviço vem ganhando no mercado o nome de comunicação M2M (machine-to-machine). Uma vez que ele integra computadores centrais a sistemas remotos e os próprios sistemas remotos entre si.

A funcionalidade e custo de um serviço de M2M são, em grande parte, determinados pelo meio comunicações utilizado para se conectar ao dispositivo remoto. Os tipos principais de comunicações M2M, são listados logo abaixo, sendo que destes, o uso de PLC e soluções wireless estão entre os mais praticados para o setor de concessionárias de energia.

Cabe ressaltar ainda que a solução final para comunicação M2M, conforme sugerida por [RYB08] em geral possui um caráter híbrido, onde o sistema público de telefonia móvel, usualmente GPRS, é usado para transmitir os dados de um concentrador ou servidores de base de dados.

- Ethernet
- Wi-Fi
- RFID Passiva
- RFID Ativa
- ZigBee
- Power Line Communications
- WiMax
- Redes Públicas de telefonia móvel GSM e CDMA.
- Redes Móveis privadas.
- Outras (telefonia comutada, TV a cabo)

4.1.1 Ethernet

Ethernet é o meio preferido de escolha para máquinas que estão colocadas em um local fixo, como um escritório, fábrica ou hospital, onde há acesso fácil a conectividade IP. Esta forma de M2M geralmente utiliza tecnologia padrão PC e tem a vantagem de utilizar uma tecnologia que já está normalmente presente no dispositivo sem necessidade de hardware adicional ou uma solução de design M2M. Em geral esta solução conecta equipamentos seja de medição, médicos e servidos e daí a equipamentos Frontend tipo PC.

4.1.2 WiFi

Wi-Fi é particularmente útil no varejo e para terminais portáteis de logística que podem ser usados para digitalizar produtos e obter acesso a informações mais detalhadas a partir de uma base de dados centralizada. O uso de handheld barcode scanner é um exemplo típico. No entanto, Wi-Fi consome muita potência e não é adequada para aparelhos com limitação de bateria ou que requerem uso contínuo da mesma.

4.1.3 RFID Passivo

RFID passivo pode ser anexado a quase qualquer coisa e usada como meio de identificação. O RFID passivo foi demonstrado em 1971 e usa um sinal de interrogação e um scanner para energizar o dispositivo RFID, que simplesmente responde com um sinal modulado contendo seu número de identidade número. Tão vida útil quase ilimitada e alcance de dezenas de centímetros. RFID passivo pode ser encontrando em diversos setores, tais como fabricação e logística. Os scanners mais modernos podem ser capazes de fazer leitura de milhares de tags de RFID.

4.1.4 RFID ativo

A diferença para RFID passiva reside no fato desta solução possuir uma bateria e alguma memória para armazenamento de alguns dados, como temperatura por exemplo, e que possam posteriormente serem lidos. RFID ativas podem ter uma vida operacional de até dez anos e um alcance de até 100 metros.

4.1.5 ZigBee

ZigBee é uma solução sem fio de baixa taxa de dados, e é usado para fornecer comunicações bidirecional de foma semelhante ao Wi-Fi.. No entanto, ZigBee requer muito menos energia do que Wi-Fi ou Bluetooth. Menciona-se que duas baterias AA são capazes de alimentar o aparelho por vários anos. Dispositivos ZigBee podem ser usados em soluções M2M seja como um único dispositivo ou uma série de dispositivos conectados em malha com um dispositivo podendo se conectar a internet e sendo o concentrador de dados. As vantagens do ZigBee são: custo relativamente baixo, comunicações wireless com capacidade de mobilidade,

baixo consumo de bateria. A capacidade de se conectar malha amplifica o valor de soluções ZigBee, onde por exemplo:

- Interruptores de luz, alarmes e termostatos em casas e escritórios podem ser conectados em malha.
- Medidores de energia residenciais podem se conectar em uma malha e seus dados serem repassados a um nó concentrador.

4.1.6 Power Line Communications

A tecnologia Power Line Communications (PLC) usa a alimentação elétrica como um canal de comunicações entre dispositivos. Conceitualmente, a tecnologia é relativamente simples, usando frequências mais elevadas do que a transmissão de energia elétrica, para transmitir e receber dados.

Isso pode ser usado para transferir informações entre dispositivos em um edifício ou enviar informações de dispositivos dispersos em uma determinada área geográfica para um ponto de concentração, que pode estar localizado em uma subestação, daí a preferência de uso desta tecnologia em áreas urbanas. A tecnologia PLC pode ser usada para fornecer sistemas de comunicação de custo relativamente barato, mas a sua capacidade de transmissão de dados é limitada e está sujeita a interferência elétrica, sendo desta forma inconveniente para aplicações de tempo real, bem como para uso em dispositivos atuantes na rede elétrica propriamente dita, como disjuntores, por usarem fio terra. Contudo, ela tem sido usada com sucesso pela Echelon na Itália para obtenção de medição elétrica residencial.

4.1.7 WiMax

Serviço público de WiMax por operadores de redes celulares existentes, bem como novos operadores de redes por possibilitar novos serviços de M2M, ao solucionar três questões críticas na área:

- Custo de equipamento mais barato se comparado com dispositivo móvel convencional.
- Custo de rede mais barato por permitir compartilhamento de conexão.
- Oferece banda larga a baixo custo.
- Integração de sistemas mais simples por usar padrões comuns.

4.1.8 Serviço Público de Telefonia Celular (GSM e CDMA)

Este tipo de conexão M2M difere das demais nos seguintes aspectos:

- Fornece cobertura global.
- Utiliza faixa de frequência licenciada.

-
- Depende de um contrato como operador de telefonia celular.

A comunicação M2M tanto pode ser efetivada por meio de “polling” pro um servidor central como ser feito através de transmissão espontânea por um equipamento móvel. Apesar de envolver um volume de dados relativamente pequeno por mês, em torno de 3M de dados, seu custo de implementação por equipamento é relativamente elevado comparado a outras soluções.

Desta forma, este meio de comunicação deve ser cuidadosamente pensado e em geral justificável penas quando o equipamento a ser monitorado tem custo elevado ou seu uso é feito para obter dados de medição elétrica ou informações indicadores de alarmes, situações estas em que os benefícios são superiores aos custos envolvidos. Dado sua característica de comunicação ponto-a-ponto também é a solução adotado quando se deseja ler dados de alguma área remota, como zonas rurais, ou situações em que o uso das outras tecnologias não é possível.

4.1.9 Sistemas Móveis Privados

Este sistema semelhante ao GSM é usado na Europa e conhecido por TETRA (Terrestrial Trunked Rádio também conhecida como Trans Europeia Trunked Rádio), oferece as vantagens de : suportar grandes áreas geográficas, suporta encriptação, possui faixa própria de frequência. A cobrança também é feita pelo pagamento de taxas anuais fixas ao invés do pagamento pelo uso da rede, sendo contudo usado para comunicação por voz. No caso de M2M, a comunicação teria que ocupar slots de tempo livres.

4.1.10 Outros Sistemas

Basicamente, para o caso específico de aquisição remota medição de energia elétrica outros sistemas de comunicação disponíveis são a rede fixa de telefonia, através do uso de modems e uso do sistema de TV a cabo. Apesar do uso da rede de telefonia fixa ser a mais antiga solução para medição remota automática, seu uso tem se restringido a consumidores comerciais e industriais e aquisição de dados de subestações ou outros pontos importantes da rede elétrica, uma vez que sua extensão a um elevado número de consumidores tem sido considerada operacionalmente difícil.

O uso de sistemas da TV a cabo [NAV08] ou seu meio físico de distribuição, a fibra ótica, constitui numa nova alternativa para o problema de medição automática, sendo sua viabilidade tanto mais acentuada quanto maior a disponibilidade da rede de TV a cabo. Por ser um protótipo, não é possível afirmar ainda o quão adequada esta tecnologia é para resolver o problema de telemedição. Contudo por permitir elevada taxa de transmissão de dados, a mesma possui grande potencial e pode ser um novo driver de negócios para empresas do setor.

Capítulo 5

Aplicações Dependentes de Contexto e Pervasivas

5.1 Introdução

Apesar da realização da arquitetura geral de um “smart grid” estar longe de estar totalmente implementada, várias aplicações já existem que fazem uso de sistemas pervasivos e principalmente conhecimento de contexto, para gerar ações de controle automático do sistema e monitoramento. O objetivo deste capítulo é mostrar algumas destas aplicações e permitindo assim traçar uma direção para o desenvolvimento de aplicativos relacionados a “Smart Grid”. Cabe ressaltar que a maioria delas se relacionam a problemas usualmente importantes para concessionárias de energia e que tradicionalmente são foco de pesquisa e desenvolvimento.

5.2 Aquisição de Dados e Sistemas Automáticos

A idéia da supervisão remota de equipamentos em sistema de potência, principalmente os de transmissão de energia, e outros sistemas industriais em si é antiga, anterior mesmo aos conceitos de computação pervasiva e ciência de contexto, e formam a base dos primeiros sistemas de controle e supervisão automáticos SCADA existentes. Em geral, antes do advento de redes wireless e principalmente do sistema de telefonia móvel, apenas equipamentos caros gozavam deste tipo de supervisão, tais como centrais elétricas e subestações, onde localmente os equipamentos eram e são conectados por redes ethernet ou até padrões de comunicação serial do tipo RS232 e a partir daí, usando canais de rádio dedicados ou sistema de telefonia pública PSTN, os dados mais relevantes são enviados a centros de controle onde operadores, munidos dos principais dados relativos ao estado do sistema de potência e auxiliados por softwares de controle, tomam decisões acerca de um novo estado de operação que o sistema necessita estar e enviam de volta às mesmas centrais elétricas e subestações mensagens de controle a atuadores que acionados permitem ao sistema melhorar o fluxo de potência de uma linha de transmissão ou a tensão na mesma.

Em última instância, os sistemas de potência nada mais são do que redes de circuitos elétricos interconectados e a operação deste tipo de sistema consiste no chaveamento destes circuitos. Assim, os dados levados aos operadores do sistema através de uma interface gráfica, eram e são basicamente a tensão, corrente e os estados das chaves (em geral representados de forma binária do tipo ON/OFF. Em sistemas mais modernos existe ainda o estado “não confiável”, em geral devido à falha de comunicação).

Por outro lado, com a necessidade de algumas concessionárias de energia [GHA01] de melhorarem o controle do uso de energia elétrica na distribuição, uma nova aplicação de sistema

SCADA e seus benefícios para controle de redes de distribuição surgiu, primeiramente usando sistema de comunicação PSTN ou a versão inicial do PLC, tendo se estendido para os sistemas de telefonia móvel [COS01,GAR04], este último sendo aplicado por ser mais simples e de aplicação mais rápida e eficiente, aumentando ainda mais a capacidade de monitoramento do sistema de distribuição. O advento do conceito de “smart grid” e a própria maturação de tecnologias de comunicação e monitoramento vem trazendo para o sistemas de energia os conceitos de computação pervasiva e ciência de contexto, de tal forma que algumas das tarefas antes realizadas passivamente, nos sistemas SCADA, de acordo com decisões do operador, passam agora a serem feitas a um nível local com ou sem intervenção do sistema SCADA.

5.2.1 Automação na Distribuição

Alguns exemplos interessantes dessa transição do sistema SCADA [GOO04,GOO05] simples para um mais sofisticado, contendo um certo nível informação sensível ao contexto serão apresentados a seguir:

A concessionária Georgia Power lançou um programa de eficiência energética, cujo objetivo era reduzir a energia gasta em horários de pico sem afetar a energia disponível fora deste horário e se possível sem ter gastos com novos sistemas de geração. Este feito foi possível colocando um série de bancos de capacitores ao longo da rede de distribuição, cujo efeito final foi o de consumir potência reativa. Isso fez com que a queda de tensão entre a subestação e o extremo aposto dos cabos de alimentação dos consumidores fosse reduzida. Quer dizer salvou-se potência efetiva, reduzindo-se a potência perdida nos cabos. Em termos computacionais, os bancos de capacitores monitoram a tensão e de acordo com parâmetros pré-definidos entram em operação ou não ao longo da rede de distribuição. Esta solução não prevê a colaboração dos bancos de capacitores entre si, porém vários deles passaram a ser monitorados, usando rádio, pelo sistema SCADA e sob comando de um operador um série destes bancos podem ser inseridas ou não na rede.

O sistema automático para chaves religadoras e seccionadoras desenvolvido no “Virginia Polytechnic Institute” usa comunicação ethernet ponto-a-ponto e agentes inteligentes para implementar um sistema automático de localização e isolamento de falhas na rede de energia. Essa aplicação em si é bastante tradicional em sistemas de distribuição. A chave seccionadora é responsável por desconectar o circuito com falha, enquanto que a chave religadora procura restabelecer a energia neste circuito, à medida que a chave religadora opera as chaves seccionadoras vão abrindo os circuitos na direção S2 à S1, conforme mostrado na figura Fig. 5: Religamento automático de circuitos

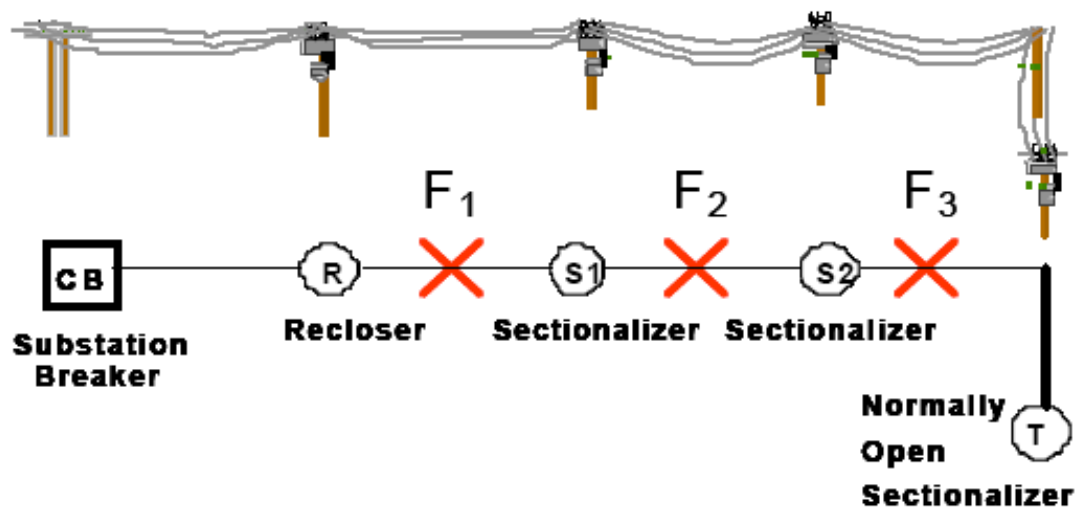


Fig. 5: Religamento automático de circuitos

O problema na solução tradicional é que como não é conhecido o local da falha a chave religadora opera várias vezes, em geral três, causando stress térmico tanto nos cabos quanto na chaves, reduzindo tempo de vida de equipamento bem como desligando desnecessariamente grandes trechos de circuitos.

A solução proposta por [DEP99] permite às seccionadoras via comunicação ethernet, e com apenas uma operação da chave religadora detectar qual dos circuitos F1, F2 ou F3 está em falta e desconectar apenas este circuito, diminuindo assim o número de operações e área afetada. É prevista ainda um a interface Web para monitoramento remoto, bem como um “fall back” para operação tradicional no caso do sistema de comunicação falhar. A tabela 3 mostra a comparação de performance favorável ao sistema automático.

Traditional Protection System			
Fault Location	Reclosing Operations	Unfaulted Losses	Recovery Time
F1	3	100%	N/A
F2	2	50%	180 Sec
F3	1	0%	45 Sec
Peer-Peer Communication Based Protection System			
Fault Location	Reclosing Operations	Unfaulted Losses	Recovery Time
F1	1	0%	10 Sec
F2	1	0%	10 Sec
F3	1	0%	10 Sec

Tabela 3: Tempos de Resposta em Religamento Automático

Um sistema semelhante usando rádio como meio de comunicação também é empregado pela empresa S&C Electric [S&C99] com bons resultados.

5.2.2 Automação na Transmissão

Diferentemente de um sistema de distribuição que se refere a uma abrangência geográfica contendo algumas cidades até regiões de um estado (no caso brasileiro). Sistemas de transmissão envolvem várias estados e são o elo vital entre as empresas de distribuição de energia e as grandes usinas geradoras. Uma falha nestes sistemas em geral afetam grandes regiões e causam prejuízos de milhões de dólares. Desta forma, é desejável que aplicações automáticas para correções de falhas graves sejam criadas, dando ao sistema de transmissão uma característica “auto-reconfigurável”. Em geral a tecnologia usada para este fim é o FACTS (flexible AC transmission system) [AMI00,HUE07], além dos tradicionais relays de proteção.

Neste capítulo, será dada uma visão conceitual do uso de FACTS, sem entrar nos detalhes matemáticos que permitem uma melhor compreensão do seu uso. Será também apresentada uma ferramenta de auxílio na restauração de um sistema de transmissão no caso de uma falha implementada pela CHESF.

Informações de contexto e FACTS

Cabe ressaltar ainda que apesar da tecnologia FACTS já ser usada, não se encontrou durante o curso deste trabalho a descrição de implementação de um sistema automático, o que sugere que o uso do FACTS é realizado por meio de operadores através do sistema SCADA. Simulações sugerem que o uso de FACTS tem um efeito satisfatório no controle do sistema, cabe ressaltar [AMI00] que o tempo de atuação do mesmo, no caso de uma falha (Fig. 6: Conceito do FACTS) na linha AB deveria ser de 1.5s, demonstrando assim a alta confiabilidade que o sistema requer.

FACTS [HUE07] se refere a um grupo de equipamentos usado para superar certas limitações na capacidade de transmissão estática e dinâmica das redes elétricas. O IEEE define os FACTS como “sistemas de transmissão de corrente alternada que incorporam fundamentos de eletrônica de potência e outros controladores estáticos para incrementar o controle e a capacidade de transferência de potência de sistemas de transmissão”. A principal função dos FACTS é injetar na rede, no menor espaço de tempo possível, potência ativa ou reativa de forma a atingir objetivos de controle específicos, conseguindo também melhorar a qualidade e a eficiência no estágio de transmissão da energia elétrica pelo sistema.

Graficamente, este conceito pode ser demonstrado pela rede hipotética [HIN93] da Fig. 6: Conceito do FACTS, que mostra o fluxo de potência entre barramentos A, B e C. Aqui geradores A e B alimentam uma carga em C de 3000 MW de carga a via linhas de transmissão AB, e AC. Com as impedâncias mostradas, BC vai estar sobrecarregado com uma carga de 1600 MW (1a figura). Diferentes tecnologias FACTS, a saber Thyristor trifásico em série controlado com capacitores na linha CA [superior, à direita], reatores (indutores) na linha BC [inferior, esquerdo], deslocadores de fase na linha AC [inferior, direito] podem restaurar o fluxo na linha BC ao seu valor máximo de 1250 MW.

Da figura, pode-se inferir que a informação de contexto eventualmente utilizada em um sistema automático, são as informações de impedância, corrente e tensão do sistema. As mesmas usadas para resolver a distribuição de potência da figura no canto [superior,esquerdo]. A esta informação de contexto, um sistema de análise de tempo real terá que ser capaz de verificar qual das três técnicas descritas podem resolver satisfatoriamente o fluxo de potência.

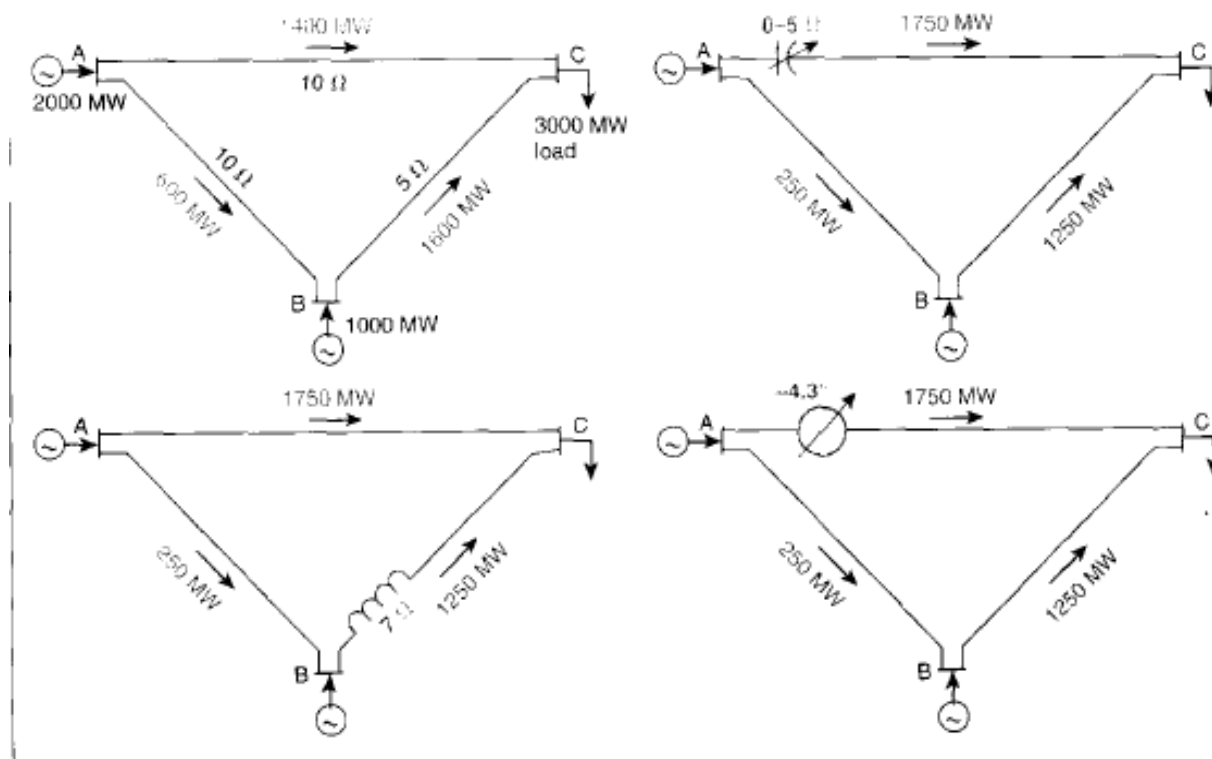


Fig. 6: Conceito do FACTS

Uma das idéias da tecnologia FACTS é auxiliar a execução de projetos de expansão das redes existentes para diminuir congestionamentos e aumentar o nível de segurança, uma vez que construção de sistemas de transmissão exige uma estratégia de longo prazo e de alto custo. Em termos de curto e médio prazo, a inclusão de tecnologias FACTS pode ser empregada com baixo custo, comparativamente à expansão da rede, propiciando bons resultados em termos do aumento da capacidade de transferência de potência de linhas existentes, diminuição de congestionamentos e perdas, amortecimento de oscilações de baixa frequência nos fluxos de potência ativa, melhoria de estabilidade transitória, melhoria da estabilidade de tensão, rápida regulagem de tensão e maior flexibilidade no controle da rede. Em termos de operação da transmissão, essa tecnologia permite

Ferramenta de auxílio à restauração do sistema.[FIG08]

Em geral, na ocorrência de uma falha uma série de eventos (alarmes) é gerada pelo sistema SCADA ou por aplicativos a ele anexados, as quais farão o operador executar uma série de ações no sistema no sentido de restaurar o sistema de transmissão a um estado de operação normal, quer dizer a carga demandada pelos usuários finais é atendida pela geração e transmissão. No caso, a informação de contexto passivo são os alarmes. É interessante comparar essa solução com o uso de reajuste automático feito pelo FACTS.

A restauração do sistema transmissão é feita segundo planos de restauração pré-definidos através de estudos do fluxo de potência no sistema da CHESF, no caso, feitos off-line. Estes planos de restauração prevêm um conjunto de ações a serem executadas segundo uma sequência definida.

Essa sequência pode ser uma informação do tipo: desligar o transformador da linha 1, aumentar a geração na linha 2, etc. Uma vez que para uma determinada falha é possível existir mais de um plano de restauração, fica claro que a um potencial de erro na execução da restauração. Cabe ressaltar ainda que o processo todo pode ser bastante lento.

A ferramenta de auxílio à restauração, que usa uma interface Web baseada em java, tem por objetivo apresentar ao operador qual (ou quais) plano de restauração deve ser usado, auxiliando o operador a executar as ações associadas ao plano, através de cross-checks com dados do sistema. Assim, por exemplo, se uma ação indica aumentar a tensão de um transformador, após o comando de aumentar a tensão ser dado, o sistema irá apresentar um indicativo de a tensão chegou àquele valor, permitindo a continuação da execução do plano. A que se ressaltar que há um ganho nesta função de cross-check em relação ao uso do sistema SCADA, onde seria necessário procurar o dado dentre as diversas telas de monitoramento. Os planos de restauração são codificados para uma linguagem de auto-nível semelhante ao XML.

O aplicativo é constituído pelos agentes abaixo e é realizada em três camadas: apresentação, lógica e dados.

- SCADA: que provê os dados.
- Smart Alarm: usa os alarmes para fazer diagnósticos e é usado pelo smart model.
- Smart model: contém uma representação dos elementos, atributos e status.
- Smart Action: Executa a linguagem de alto-nível e usa um sub-sistema SisRTM, que permite contém scripts de religamento de subestações e linhas de transmissão.

5.3 Gerenciamento da Demanda e Tarifação em Tempo Real

O Gerenciamento da demanda corresponde à empresa concessionária de energia ou usuário disponibilizar uma informação de controle que permita reduzir a carga consumida por uma determinada unidade residencial, comercial ou industrial, sendo os dois últimos casos os mais comuns. Essa gerência pode ser manual, quando o usuário recebe alguma mensagem da concessionária de energia para reduzir carga e ele desliga o equipamento, semi-automático, situação em que o usuário apenas permite ou não que a carga seja reduzida, a forma pela qual este usuário realiza essa interação pode ou não envolver computação móvel. Sendo que os passos seguintes para redução de carga são feitos de forma automática sem qualquer intervenção humana, a menos de algum contrato prévio, consistindo assim em um sistema pervasivo (tradicional) de tarifação. A arquitetura [PIE07] de um tal sistema é exemplificada a seguir Fig. 7: Arquitetura de um sistema de gestão de demanda. Nela pode-se notar que o usuário necessita ter algum tipo de sistema de gerência de energia EMCS, bem como acesso a internet e seu funcionamento ocorre da seguinte forma.

1. Operadora define evento de controle de carga e preço.
2. Evento de controle e preço fica disponibilizado no servidor.
3. Cliente faz um request ao servidor e obtém novo nível de preço.
4. Software no cliente executa estratégia pré-programada de acordo com preço recebido.
5. Equipamentos são operados de acordo com o programa executado.

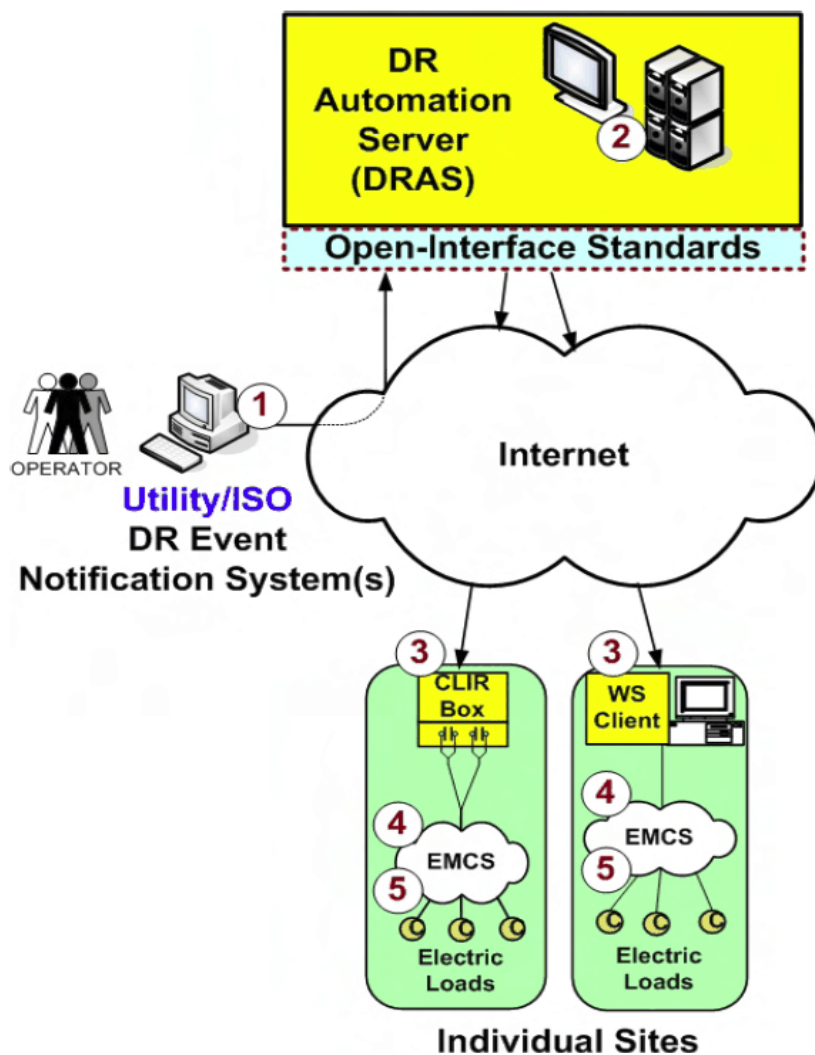


Fig. 7: Arquitetura de um sistema de gestão de demanda

Em geral os equipamentos a serem operados são os responsáveis pela iluminação e/ou condicionamento de ar e aquecimento. Para o caso da arquitetura apresentada foi observada uma redução de energia de até 14%.

As estratégias de preço citadas na literatura [GOO04,PIE07] se referem em geral ao preço de pico da energia ou à precificação em tempo real, que usualmente ocorrem em mercados desregulados. Preços de Pico ocorrem em épocas de alta demanda de energia, na qual o preço de venda pelas unidades geradoras é mais elevado. Precificação em tempo real, ocorre ao longo de um dia, uma vez que a demanda de energia elétrica varia ao longo deste segundo uma curva de demanda e portanto a tarifação é maior nos máximos da curva. Em ambas estratégias, o consumidor final é corresponsável pelo preço da energia elétrica distribuída. Assim em períodos de preço caro ele paga mais caro e em períodos de preço barato ele paga mais barato. Comparada com a estratégia de precificação em tempo real, que seria uma cobrança do preço na forma de energia consumida por hora ao longo do dia, a estratégia de preço de pico é bem mais simples, pois só existem dois

tipos de preço: preço no pico e fora deste, os quais ocorrem com menor frequência e seu acontecimento é conhecido. Ela pode, assim, ser implementada por qualquer consumidor, chegando a representar uma economia de até 2% do custo anual com eletricidade. Pelo fato da ocorrência do preço de pico ser conhecida, é possível notificar o consumidor com antecedência no caso de se usar gerência da carga manual o semi-automática.

5.3.1 Tarifação por meio de “mobile software agents”

Enquanto na Fig. 7: Arquitetura de um sistema de gestão de demanda, vê-se um exemplo que usa o modelo cliente servidor, [YAD07] explora o modelo de agentes software móveis para realizar o mesmo sistema, promovendo uma forma de tarifação online.

Um problema no modelo cliente servidor mostrado é que a tarifação é feita no modelo tradicional, o que significa que o usuário receberá uma conta no final do mês pelo correio ou outro meio eletrônico. Uma evolução desta idéia é a possibilidade de executar a tarifação como uma compra que o usuário realiza diariamente com um “smart card”. Assim, usando-se “mobile agents” resultaria em um ganho de comunicação e interoperabilidade em relação ao modelo cliente servidor.

Neste caso o DRAS enviaria um mobile agent ao equipamento de medição do usuário, conectado por tecnologia PLC, que faria uma requisição de pagamento. O usuário faria o pagamento e o mobile agent seria enviado de volta ao servidor, que então dispararia um novo mobile agent para o servidor bancário do usuário de forma a executar a cobrança.

O estudo ainda propõe uma capacidade de bloqueio automático, caso a conta não seja paga, bem como transferência automática de cobrança. Neste caso, o usuário simplesmente insere o “smart card” no medidor que se encarregará de atualizar automaticamente os dados de cobrança. Caso haja uma falha no medidor, um processador dual entrará em funcionamento e a central será notificada de falha.

5.4 Gerência de Equipamentos

Gerência de equipamentos, no escopo de deste trabalho, se refere à manutenção, modernização e incorporação de equipamentos, bem como seu descarte. A incorporação se deve a troca natural ou crescimento da empresa.

No setor de energia elétrica onde as concessionárias são empresas que basicamente possuem uma rede de equipamentos interconectados [DAV05] de forma a transferir energia dos geradores aos usuários finais, a gerência de equipamentos acaba se tornando um item de grande importância, uma vez que, com o número elevado de itens que fazem parte do ativo fixo da empresa, uma falha ou má licitação de uma certa quantia de equipamentos pode causar perdas econômicas razoáveis.

Por outro lado, um correto conhecimento do final da vida operacional de determinado aparelho ou findo seu prazo de uso sem manutenção pode permitir uma correta remoção deste do campo para uma oficina ou depósito. Fato este que não realizado pode levar a falha do equipamento e conseqüentemente um possível desligamento de circuitos, queima de outros equipamentos, etc. Desta forma não só é desejável saber qual estado operacional do equipamento, bem como sua localização. Além disso, a modelagem dos fatores econômicos relacionados ao equipamento tais como: depreciação e amortização, e, a partir daí, a avaliação do seu ciclo de vida útil, também fornece dados importantes para decisão de remoção do equipamento ou sua modernização, caso em que o equipamento pode possuir software embarcado ou ser constituído de partes independentes, como um transformador que contem carcaça e bobina que possam ser trocados.

Assim é necessário integrar o seguinte conjunto de agentes de software: ERP, GIS, MDM, MWF, Asset mgmt System. (AMS) e WMF (Fig. 3: Agentes atuantes em sistema de energia).

No caso específico do AMS, informações recebidas dos status do equipamento em campo (Implantação de “Smart Grid” no Brasil), bem como dados sobre sua localização (GIS), podem direcionar a equipe de manutenção diretamente para a localidade onde o mesmo se encontra, permitindo assim uma remoção programada do mesmo não só no sentido temporal (o equipamento ainda tem seu funcionamento garantido), como no sentido espacial (a equipe de manutenção vai ao lugar certo retirar o equipamento certo).

Um exemplo deste sistema pode ser obtido através do uso da tecnologia RFID conforme mencionado por [MEN08]. Quando da incorporação de um equipamento, o mesmo recebe um tag RFID e um status (*newcomer*). Quando da sua retirada de um depósito a emprego na sua posição definitiva ele passa pelos status (*transit* e *normal*). Essa informação é transmitida via SMS por um leitor de RFID até AMS que junto com o sistema GIS, usando um software de interface Web: WebGIS, permite saber o exato local onde o equipamento está sendo empregado. Não é definido a forma como o leitor RFID é usado, pode-se imaginar porém que o mesmo é um equipamento portátil carregado por pessoal de manutenção e conectado a um celular.

O exemplo pode ser estendido a peças que não possam receber uma tarjeta RFID, por exemplo cabos elétricos e isoladores. Neste caso, a identificação terá que ser manual, mas ainda assim o instalador poderá anotar a localização usando um GPS enviá-la ao AMS para processamento.

Neste caso específico, um aplicativo imbuído no AMS poderia identificar certos padrões de equipamentos defeituosos em determinada área geográfica, caso dos isoladores pertencentes a determinado cabo, e emitir algum alarme, que ajudaria a identificar situações de sobre-carga e algum fator externa afetando o funcionamento dos mesmos, umidade por exemplo

Cabo ressaltar que essa gestão integrada dos equipamentos que compõe um sistema de energia pode contribuir na redução dos custos operacionais da empresa, bem como melhorar significativamente seu desempenho de manutenção e operação do sistema elétrica, através da detecção preventiva de equipamentos faltosos. Ela, ainda, confere uma característica “plug-and-play” ao sistema conforme se vê no exemplo do uso de RFID. Nada impede contudo (Implantação de “Smart Grid” no Brasil), que sensores inteligentes instalados no equipamento ao comunicarem seus dados também enviem a identificação do próprio equipamento ao AMS, mantendo assim a integridade de sua base de dados, ou, de outra forma, a interoperabilidade entre

o AMS e identificação do sensor servirá também para garantir qual equipamento (ao qual o sensor será instalado) está sendo registrado. Por fim aplicação de computação pervasiva nesta área em geral empregam o sentido tradicional do termo, onde geralmente as equipes de manutenção podem possuir equipamento computacional portátil para acesso a dados.

5.5 Implantação de “Smart Grid” no Brasil

O objetivo deste capítulo é fazer um painel das aplicações relacionadas de alguma forma com o conceito e aplicações de “Smart Grid” mostradas anteriormente e que estão em fase de protótipo nas concessionárias de energia brasileiras. Toda informação foi obtida junto ao site da [ANEEL].

Na Tabela 4: Sistema de diagnóstico de falhas percebe-se a prototipagem de um sistema semelhante ao descrito no capítulo 5.2.1, o que também é mostrado na Tabela 5: Sistema Inteligente para Detecção de Falhas.

Nas tabelas: Tabela 6: Identificação de Equipamentos de Distribuição, Tabela 7: Inspeção de Redes, Tabela 8: Inspeção de chaves e Tabela 9: Monitoramento Inteligente de Equipamento são mostrados sistemas em desenvolvimento que são relacionam com a gestão de equipamentos mostrada no capítulo 5.4. Particularmente a tabela 6 se refere à gestão de inventário e as demais tabelas se referem a sistemas de manutenção inteligentes eventualmente integrados as outros sistemas de controle como SCADA. Cabe ressaltar, observando a descrição dos protótipos, o uso de computação pervasiva e móvel.

Projeto	Empresa	Característica Básica
Sistema Inteligente na Identificação e Diagnóstico de Falhas em Redes Elétricas	Centrais Ampla Energia e Serviços S/A - AMPLA	<ul style="list-style-type: none"> • Identificação de Falhas em Redes Elétricas • Diagnóstico de Falhas em Redes Elétricas • Sistemas Inteligentes para Identificação e diagnóstico de Falhas em Redes Elétricas • Redes Neurais Artificiais • Lógica Nebulosa
<p>O objetivo principal desse P&D é investigar um sistema inteligente de apoio à decisão para a identificação e o diagnóstico de falhas em redes elétricas. Nesse sentido pretende-se:</p> <p>1.0) Modelar e desenvolver um conjunto de Redes Neurais Artificiais (RNA's), visando identificar a ocorrência de falha ou a operação normal do sistema. 2.0) Desenvolver um sistema especialista Fuzzy com o objetivo de não só validar a identificação feita pelas RNA's mas também permitir o diagnóstico das ocorrências das falhas, sugerindo as ações corretivas a serem tomadas pelo operador. 3.0) Especificar ou desenvolver, caso necessário, o projeto de uma placa de aquisição de dados para treinamento das RNA's "on line". 4.0) Instalar o protótipo do sistema proposto em um computador dedicado, a ser especificado no decorrer do projeto e disponibilizado pela AMPLA para esse fim. 5.0) Executar, exaustivamente junto com a equipe da AMPLA, os testes necessários para verificar o pleno funcionamento do sistema proposto. 6.0) Comparar os resultados obtidos pelo protótipo com os disponíveis na concessionária, usando os métodos de uso corrente. Validar os resultados verificando-se a adequação da nova técnica usada no protótipo. 7.0) Transferir integralmente para concessionária, a tecnologia e o conhecimento empregado no protótipo proposto.</p>		

Tabela 4: Sistema de diagnóstico de falhas

Desenvolvimento de Sensores Inteligentes para Detecção de Falhas em Linhas Aéreas com Comunicação via PLC (Power Line Communications)	Centrais Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA	<ul style="list-style-type: none"> • Sinalização de faltas • Comunicação sem fio • Faltas em linhas aéreas de média tensão • Comunicação via PLC • Automação da rede de distribuição
<p>O objetivo principal deste projeto é desenvolver sensores inteligentes para linhas aéreas para detecção de faltas em redes de distribuição da COELBA com comunicação via PLC (Power Line Communications). Os objetivos específicos para a realização das contribuições propostas no objetivo principal são: 1 - Desenvolver um sistema de monitoramento de faltas e medição de tensão e correntes em linhas de média tensão, permitindo à COELBA ampliar a gama de detecção de eventos causadores de falhas em redes de distribuição com a inserção de sensores inteligentes, com maior capacidade de processamento local; 2 - Desenvolver um sensor que possa ter parte do processamento das informações nele próprio, onde o sistema decisório poderá discriminar a real falta ocorrida nas linhas, sem a necessidade de envio e análise de grandes quantidades de informações no centro de operações da COELBA. 3 - Desenvolver um sistema de comunicação de longa distância via PLC (power line communication) para os sensores de detecção de falta para operação na linha de distribuição da Rede COELBA. 4 - Construir uma planta piloto (implantação de um conjunto de 30 sensores) para linhas de média tensão (13,8kV) para permitir a validação do sistema proposto. 5 - Desenvolver a opção de sensores sem fio (wireless communication), permitindo a intercomunicação entre sensores através de protocolo que permita o redirecionamento automático de rotas de comunicação em caso de falha de alguns destes sensores; 6 - Implementar um sistema que seja autoalimentado, dispensando a troca periódica de baterias dos sensores; 7 - Desenvolver um sistema de troca de informação eficaz e seguro utilizando comunicação sem fio. 8 - Obter o reconhecimento do LACTEC como centro de excelência na área de pesquisa correlacionadas com o setor elétrico. 9 - Avançar na consolidação dos grupos de pesquisa do DEE-UFBA com competência nas áreas de instrumentação, processamento de sinais e agregar conhecimento na área PLC. 10 - Transferir tecnologia para a COELBA.</p>		

Tabela 5: Sistema Inteligente para Detecção de Falhas

Equipamento para Identificação e Cadastro de Equipamentos de Redes de Distribuição de Energia Elétrica via PDA	Centrais Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA	<ul style="list-style-type: none"> • Mapeamento de equipamentos de redes de distribuição elétrica • RFID tag • Segurança e Confiabilidade de Dados • Computadores de mão - PDA
<p>OBJETIVO GERAL Desenvolver um sistema de etiquetagem eletrônica de equipamentos da rede de distribuição de energia elétrica, usando tecnologia de etiquetas eletrônicas de rádio frequência (RF ID Tags) associada com computadores de mão, tipo PDAs, integrados aos sistema informático corporativo de gestão do cadastro e movimentação desses equipamentos. Almeja-se alanc�ar um novo patamar de agilidade e confiabilidade no cadastramento e no acompanhamento dos equipamentos da rede de distribuição, reduzindo riscos, custos operacionais e inconsistências em bancos de dados, melhorando a qualidade da energia fornecida e a imagem corporativa da concessionária perante seus clientes. OBJETIVOS ESPECÍFICOS Obter uma nova etiqueta eletrônica de RF (rádio frequência) que permita sua aplicação nos equipamentos de rede, adaptada às condições de campo. Será feita uma seleção da etiqueta, o desenvolvimento de um novo invólucro e de uma estrutura de fixação das etiquetas. Através desses, visa-se aumentar a vida útil e a confiabilidade de comunicação das etiquetas eletrônicas de RF. O custo reduzido da etiqueta personalizada � meta a ser alcançada. Desenvolver um leitor de etiquetas eletrônicas de RF adaptado � aplicação, apresentando um isolamento galvânico adequado e operação rápida e confiável no ambiente de alta tensão e elevada interferência eletromagnética. Este dispositivo deve ler as informações armazenadas nas etiquetas eletrônicas e transmit�-las ao computador de mão (PDA - Personal Data Assistant), aumentando a segurança do técnico e a robustez do leitor em leitura com linha viva mesmo sob condições climáticas adversas. Desenvolver um software aplicativo em PDA. Este software deve apresentar, entre outras características, uma interface humano-computador amigável e flexível, que atenda às necessidades de informação do sistema de manutenção da concessionária. Desenvolver um software corporativo de integração da base de dados do sistema de gerência de manutenção da concessionária, com os aplicativos desenvolvidos nos PDAs. Este software deve permitir a elaboração de rotas de manutenção, além de efetuar o protocolo de comunicação entre o sistema de gerência e o PDA, assegurando a consistência imediata entre os dados coletados em campo e os dados no sistema corporativo. Estabelecer uma planta piloto que permita a realização de testes e que forneça as informações necessárias para a validação do P&D e para aperfeiçoamento do protótipo do sistema de identificação e cadastro de equipamentos de redes de distribuição de energia elétrica via PDA.</p>		

Tabela 6: Identificação de Equipamentos de Distribuição

Inspeção de Redes de Média e Alta Tensão Energizadas Utilizando Câmera de Vídeo Robotico em Vara de Manobra	Centrais Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN	<ul style="list-style-type: none"> • Wireless • Tratamento de Imagens • Robótica • Inteligência Artificial • Automação
<p>Desenvolver um sistema de inspeção utilizando câmera de vídeo com controle de movimentos e que será instalado na extremidade da vara de manobras o qual será responsável pela transmissão das imagens da estrutura para um monitor em solo. Objetivos Secundários: -Pesquisar formas de transmissão sem fio para preservar a isolação da vara de manobra, mas que possam ser utilizadas em áreas de alta interferência eletromagnética; -Desenvolver um sistema de controle robotizado sem fio de movimento da câmera, baseado em técnicas de IA; -Desenvolver programa para aquisição e tratamento de imagens em PDA's; -Implementar técnicas de inteligência artificial para reconhecimento de padrões de defeitos em imagens capturadas</p>		

Tabela 7: Inspeção de Redes

Desenvolvimento de subsistema de processamento digital de imagens para supervisão de chaves seccionadoras de 138 kV da ELEKTRO	Centrais Elektro Eletricidade e Serviços S/A. - ELEKTRO	<ul style="list-style-type: none"> • Supervisão • Processamento digital de imagens • Chaves seccionadoras
<p>Desenvolver um subsistema de supervisão dos chaveamentos das chaves seccionadoras de 138 kV, através do monitoramento visual em tempo real da operação das chaves seccionadoras de 138 kV nas SEs da ELEKTRO, incluindo o desenvolvimento de uma metodologia de análise das imagens utilizando técnicas de processamento digital e o desenvolvimento de algoritmos baseados no conceito de inteligência artificial. O subsistema de supervisão será composto por software e hardware específicos. 2 - Desenvolver a aplicação de um sensor mecânico/óptico para monitorar, em tempo real, a operação das chaves seccionadoras de 138 kV da ELEKTRO. Este sensor será integrado ao subsistema de supervisão, operando em conjunto com o monitoramento visual, aumentando expressivamente a confiabilidade do sistema. 3 - Também são objetivos do projeto: - Realizar levantamento do estado atual da técnica em análise e compressão de imagens, dentre outras; - Especificar e desenvolver um protótipo de subsistema computacional (software) para monitoração e supervisão; - Definir as alternativas técnica e economicamente mais viáveis para a montagem do protótipo do equipamento (hardware) de supervisão; - Montar o protótipo do equipamento de supervisão e validar o seu desempenho em laboratório e em campo; - Realizar teste piloto em uma SE utilizando as soluções desenvolvidas.</p>		

Tabela 8: Inspeção de chaves

Monitoramento e Diagnóstico Inteligente da Rede de Transformadores Distribuição	Centrais Manaus Energia S/A - MANAUS-ENERGIA	<ul style="list-style-type: none"> • Transformadores de Potência • Sistema de Distribuição de Energia • Computação Inteligente • Redes Neurais
<p>O objetivo geral deste projeto é desenvolver um sistema de monitoramento e diagnóstico de transformadores de distribuição que utilizando técnicas de computação inteligente tais como redes neurais e outras técnicas matemáticas necessárias seja capaz de determinar e indicar condição de sobrecarga e realizar um prognóstico da vida útil de transformadores de distribuição. Como objetivos específicos cita-se : 1 - Desenvolver um sistema de monitoramento microprocessado de baixo custo para o monitoramento de correntes, tensões e temperaturas do óleo no topo e na base do transformador. O sistema deverá informar através de uma porta de comunicação sem fio o estado das variáveis monitoradas do transformador, o que possibilitar a coleta de dados para o diagnóstico da unidade. 2 - Desenvolver modelos não lineares, baseado em modelos polinomiais NARMAX e Redes Neurais para modelagem do carregamento térmico de transformadores imersos em óleo isolante. A idéia básica dos algoritmos propostos será a de superar dificuldades quanto aos modelos convencionais, minimizar a quantidade de informação necessária para a modelagem do sistema, pela redução no número de variáveis monitorada com reduzido número de sensores. 3 - Integrar os algoritmos desenvolvidos em uma plataforma IHM (amigável com o usuário) desenvolvida em ambiente Windows Microsoft para realizar um diagnóstico geral dos transformadores do sistema de distribuição da Manaus Energia.</p>		

Tabela 9: Monitoramento Inteligente de Equipamento

Capítulo 6

Interoperabilidade

6.1 Conceito

Os diferentes sistemas de gestão de uma concessionária de energia em geral são usados de forma isolada, por exemplo, o sistema de informação do usuário não está conectado ao sistema de gerência de equipamentos, que por sua vez não tem acesso a informação geo-espacial. A estratégia de integração destes elementos de gestão empresarial e também de gestão da operação embutidas no conceito de “smart-grid” permitirá que os dados coletados isoladamente pelos sistemas da empresa sejam disponibilizados para outros sistemas permitindo uso mais racional e informação de maior qualidade. Os elementos chaves para gestão destes dados são:

Organização dos dados: refere-se a como os dados serão modelados e padronizados.

Propriedade dos dados: refere-se a definição do proprietário dos dados e possíveis usuários.

Gerenciamento de conteúdo dos dados: refere-se a processo de atualização e manutenção da confiabilidade dos dados.

Acesso aos dados: refere-se a métodos e ferramentas para acesso aos dados, bem como segurança e disponibilidade

Apresentação dos dados: refere-se à visualização, manipulação e conversão em informação útil.

É possível ainda definir categorias de interoperabilidade [GWI08], conforme mostrado na Fig. 8: Categorias de Interoperabilidade, à qual é uma releitura do framework mostrado na Fig. 2. Nela se destacam os seguintes grupos:

1. Técnico: O nível técnico se refere aos mecanismos que permitem a troca de dados entre equipamentos, redes e aplicativos. Bem como a formatação destes dados os protocolos de comunicação usados para transportá-los. Fazendo uma analogia com o modelo OSI, o nível técnico encorpora as 7 camadas do modelo OSI.
2. Informação: Neste nível os conceitos de informação relacionados aos sistemas e sua relação com as áreas de negócio de uma concessionária de energia são modelados segundo um conjunto de regras em geral usando orientação a objetos e a relação destes objetos com o negócio da empresa podem por exemplo seguir modelos tais como UNM (UN/CEFACT modelling methodology – <http://www.unece.org/cefact/>).
3. Organização: Este nível pouco se relaciona com tecnologia da informação e se refere aos acordos e contratos de serviço que a concessionária faz com seus usuários, parceiros outras empresas e órgãos de regulação. São estes acordos que, em última instância, definem quais áreas de negócio uma empresa possui, como ela irá funcionar e quais sistemas de informação serão constituídos para propiciar este funcionamento.



Fig. 8: Categorias de Interoperabilidade

Os próximos capítulos irão exemplificar formas de propiciar a integração e modelagem destes elementos chaves de dados relativos a sistemas de energia através de uma visão resumida dos padrões IEC 61970 e IEC 61850, que referem especificamente à categoria 4 da figura. É importante ressaltar que os outros padrões ou especificações proprietárias existem para a indústria de energia para este nível.

6.2 Arquitetura de dados

6.2.1 Interface entre aplicativos

O “Common Information Model” (CIM) e “Generic Interface Definition” (GID) aqui descrito [GOO06] se refere ao padrões IEC 61970, desenvolvidos a partir de pesquisas do EPRI sobre modelos para compartilhamento de dados entre aplicações empregadas no setor de energia e eletricidade, que dentre outros objetivos, procura: proteger o investimento feito em aplicações já existentes, diminuir o tempo de criação de novas aplicações e criar mecanismos que melhorem a troca de informações entre diferentes sistemas dentro e fora de um centro de uma concessionária.

Cabe ressaltar que a idéia do GID e CIM também é aproveitada pelo padrão IEC61698, a diferença é que este padrão não possui requisitos específicos para definição de API's, da forma como será visto a seguir. O IEC61698 cria um modelo de referência para interfaces (IRM) e as mensagens e dados trocados pelas aplicações devem estar de acordo com o IRM.

O CIM é baseado em dois tipos de padrões existentes na indústria:

- OPC: OLE for process control
- OMG: Object Management Group

OPC

O padrão OPC, por sua vez, advém dos padrões da Microsoft COM e .NET que definem como componentes de software interagem e trocam dados entre si. Para o caso específico de sistemas de potência as seguintes APIs são incorporadas no CIM.

Acesso de Dados: Define objetos para leitura e escrita de dados de medição contendo indicadores de tempo e qualidade.

Alarmes e Eventos: Define mecanismos para notificação de eventos e alarmes direcionados a clientes OPC.

Acesso a Dados Históricos: Define objetos para acesso a dados de séries temporais, bem como dados calculados a partir destas séries.

OMG

O OMG define regras para criação de objetos, bem como interfaces baseadas nestes últimos. O fundamento do OMG é baseado em arquiteturas multi-plataforma, sendo que uma especificação de software usando este conceito usa o padrão UML para definição do software e a partir se estende aos possíveis middlewares.

As especificações OMG incorporadas ao CIM incluem o seguinte:

- DAF (Acesso de Dados)-Fornece objetos só de leitura e acesso aos metadados e instâncias.
- DAIS (Aquisição de Dados de Sistemas Industriais)-Fornece uma API para uma eficiente troca de dados de medição de um processo industrial para uma ampla gama de clientes.
- HDAIS (Aquisição de Dados Históricos de Sistemas Industriais)- especifica uma API para a transferência eficiente de dados de séries temporais de um sistema industrial

O GID

A especificação GID é baseada no CIM e, portanto, no OPC e OMG. Ela define uma série de APIs genéricas usadas para serem usadas em softwares aplicativos usados em sistemas de potência.

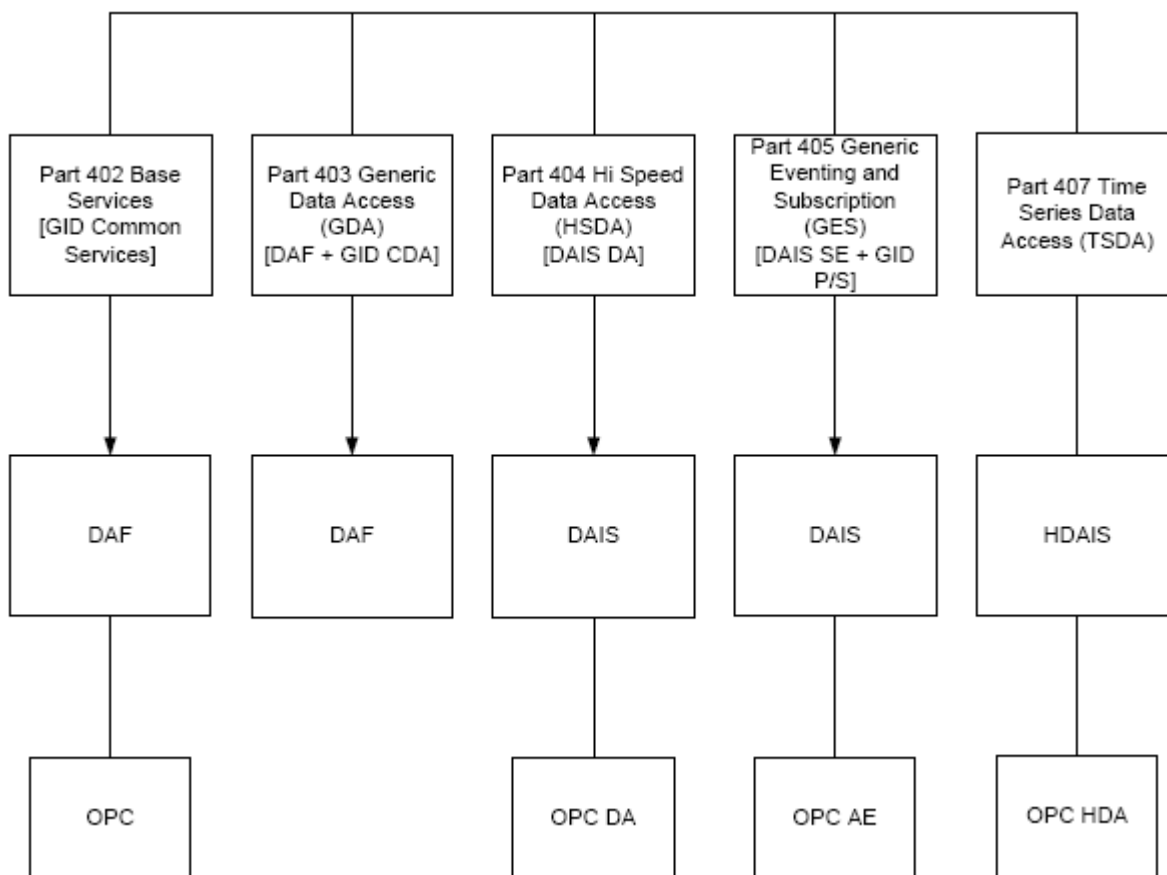


Fig. 9: Especificação GID

6.2.2 Modelando Devices através de Objetos

Além da importância de definir como dados são trocados entre aplicativos, também é importante padronizar a forma como estes dados são enviados em protocolos de comunicação e portanto usados pelos aplicativos. A recomendação (IEC 61850) é que os dados provenientes dos elementos do sistema de potência sejam modelados segundo o paradigma de orientação a objetos. Isso não apenas permite a criação de perfis como cria os seguintes benefícios na modelagem dos elementos:

- Capacidade de auto-definição: cada elemento possui identificação única sendo entendido por qualquer aplicação que use dados de monitoramento.
- Interoperabilidade.
- Processamento distribuído.
- Integração de todos os dados na empresa.

O conceito de comunicação do padrão 61850 é constituído por 4 camadas

Device Lógico: Provê dados e resposta a comandos, agindo como um servidor. Pode conter nós lógicos (device nodes), constituídos por atributos e modelados como objetos. O device lógico provê serviços de acesso aos nós lógicos.

Canal de Comunicação: provê acesso ao device lógico.

Sistemas de aquisição de dados e controle (DAC) : funcionam como agentes mapeadores servindo como clientes para os devices lógicos e servidores para os usuários.

Usuários: entidades que acessam informações dos devices lógicos para realizar leitura de dados e emissão de comandos, podendo ser aplicativos ou pessoas. Em geral, este acesso é feito via DAC, mas é possível o acesso direto ao device lógico.

Os nós lógicos são pré-definidos pelo padrão. Um exemplo de nomenclatura é dado a seguir:

- YPTR: transformadores.
- XCBR: chave seccionadora.
- MMXN: Medida elétrica de uma única fase.

6.3 Casas Inteligentes versus gerenciamento de carga

O mercado de casas inteligentes vem sendo explorado cada vez mais em países desenvolvidos por representarem um novo nicho para para empresas atuantes no segmento de eletrônica de consumo. De forma geral, os sistemas inteligentes empregados [PAR07] em automação residencial podem ser categorizadas na forma que segue e como mostrado na Fig. 10: Sistemas de Automação Residencial

1. Sistemas inteligentes de vigilância.
2. Sistemas para controle de ar condicionado, aquecimento e ventilação.
3. Sistemas de entretenimento.
4. Sistemas de controle de iluminação.

Há que considerar ainda, a possibilidade de existir um controlador central que administra os 4 sistemas supra-citados. Algumas soluções de mercado já existem que empregam esta idéia tais como o “HomeHeartBeat” da Eaton (www.homeheartbeat.com) ou o ATT Remote Monitor (www.attm.com), que basicamente oferecem serviços de vigilância remota, controle de temperatura e água. No caso destes dois serviços o usuário recebe mensagens no celular, produto da Eaton, ou pode receber vídeo no celular através de uma aplicativo e a partir daí escolher algumas opções de controle.

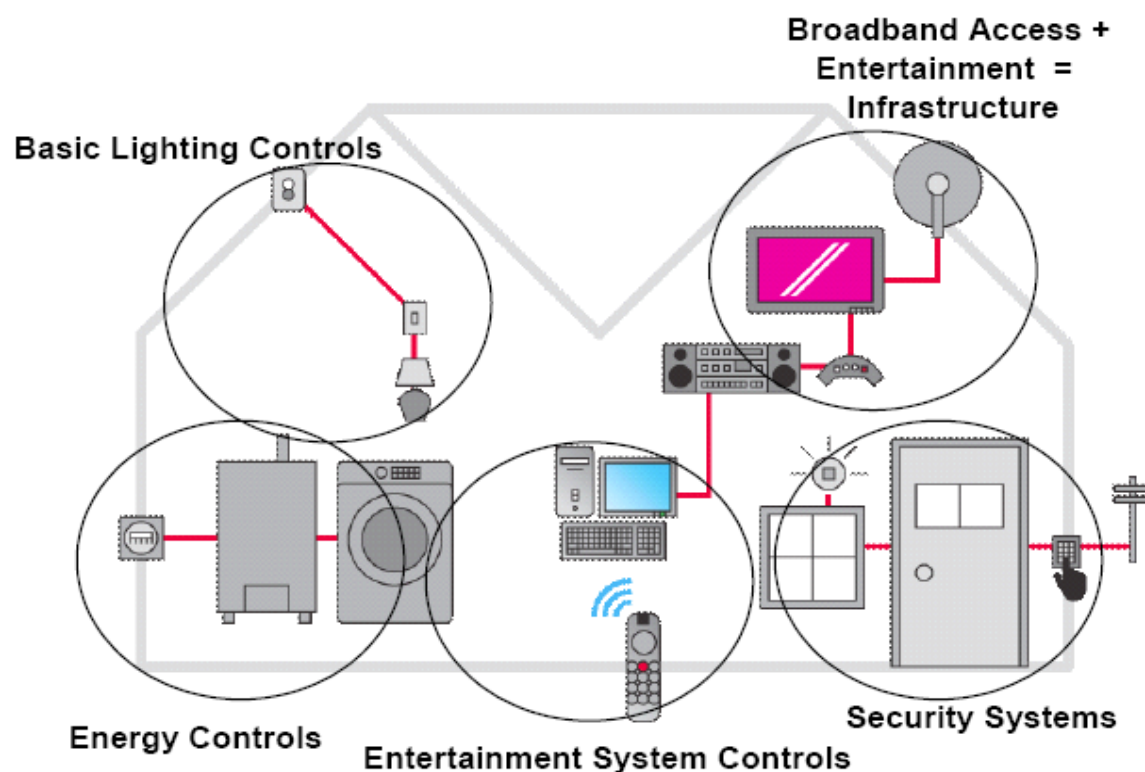


Fig. 10: Sistemas de Automação Residencial

Em ambos os casos, Eaton e ATT, a solução de monitoramento e controle emprega a rede de celular convencional para mostrar as informações ou portais Web. O uso de computação pervasiva não foi verificado, sendo que as aplicações usam aplicações ubíquas.

Apesar de o caso Eaton e ATT apresentarem soluções já prontas e de “prateleira”, percebe-se que ambas as ofertas, além de outros produtos existentes no mercado, usam tecnologias fechadas, baseando-se em alguns padrões conhecidos no mercado, tais como Home Power Line Carrier HPLC ou IEEE 802.15.4, criando-se assim um possível problema de interoperabilidade com outras soluções para automação residencial, bem como para concessionárias de energia elétrica, que porventura desejem oferecer serviços de gestão de demanda ao consumidor residencial tal como visto no capítulo 5.3. Para estes casos fechados o consumidor pode descobrir que o produto que ele comprou pode não se integrar facilmente ao serviço da concessionária, levando a um custo adicional de integração das soluções.

Uma solução parcial para este problema pode ser encontrada em [ANA] na qual os padrões DLNA (Digital Living Network Alliance) e HGI (Home Gateway Initiative) são integradas a uma solução IMS para promover acesso transparente à “Rede Residencial”, na qual os equipamentos são integrados permitindo ao usuário controlá-los via celular ou possivelmente outro equipamento (como notebook), localmente ou remotamente. Neste caso, todos os equipamentos deveriam suportar o padrão HGI ou se integrar ao mesmo, já os equipamentos de entretenimento também suportariam o padrão DLNA. A vantagem deste tipo de solução reside na possibilidade

de oferecer uma solução padronizada de acesso e controle aos equipamentos existentes em uma residência, inclusive àqueles pertinentes ao controle de demanda pela concessionária de energia. A desvantagem momentânea é que esta iniciativa é suportada basicamente por fornecedores de equipamentos de comunicação.

Conclusões

Neste trabalho a idéia de computação pervasiva e computação ciente de contexto aplicadas a sistemas de potência foram analisadas dentro do conceito de “smart grid”.

É possível verificar que apesar de algumas aplicações de computação pervasivas já existirem comercialmente ou em protótipo tais como as apresentadas no Capítulo Aquisição de Dados e Sistemas Automáticos. Percebe-se que ainda há um longo desenvolvimento para soluções pervasivas que afetem mais diretamente o usuário final, tais como o sistemas de gestão de demanda apresentados no capítulo de Gerenciamento da Demanda e Tarificação em Tempo Real.

Por outro lado, o uso de computação ciente de contexto em aplicações isoladas é bem mais visível tal como na aplicação de restauração automática dos sistema apresentada no Capítulo Aquisição de Dados e Sistemas Automáticos. Um modelo de informação que permite a realização de computação ciente de contexto aplicada a sistemas de potência também existe e foi mostrado no capítulo Arquitetura de dados, mas não foi possível analisar o quanto este modelo é totalmente empregado pela indústria, à exceção de [LON00] que apesar de não mencionar o modelo de dados usados, demonstra ter realizado um sistema que em seu aspecto sistêmico realiza a concepção de interoperabilidade tal como mostrada nas figuras Fig. 2: Smart Grid Framework e Fig. 3: Agentes atuantes em sistema de energia

Contudo, dadas as soluções isoladas e sem integração visível com os demais aplicativos usados por uma empresa de energia elétrica, pode-se inferir que ou o modelo de informação que permite uma melhor aplicação de computação ciente de contexto não está sendo utilizado ou está sendo subutilizado. Outro problema é a multiplicidade de sistemas de comunicação empregadas pelas diversas soluções, o que pode criar novos problemas de manutenção e de operação do próprio sistema de comunicação pelas concessionárias de energia elétrica. O fato das diversas aplicações que atuam no sistema de potência terem requisitos de tempo de resposta diferentes, que vão desde tempo real, passando pelo conceito de comunicação on-line, melhor esforço, até acesso sob demanda a base de dados históricas dificulta a adoção de uma única solução de comunicação.

Por fim nota-se que a idéia de computação pervasiva e ciente de contexto, lentamente vai sendo absorvida pelo setor de energia, tendo em vista os vários protótipos apresentados. Porém, muito desenvolvimento ainda há que ser feito até que os efeitos do conceito de “smart grid”, venham a realmente proporcionar maior conforto e flexibilidade aos seus usuários. Notadamente, oferecem oportunidades de melhoria são:

- Integração de sistemas de comunicação.
- Aumento de interoperabilidade entre aplicativos.
- Gerência de demanda.
- Gestão de estoque.

Referências Bibliográficas

Nota:

Todas as referências bibliográficas foram encontradas na internet, sendo a maioria obtida nos seguintes sites:

<http://www.epri.com>

<http://ieeexplore.ieee.org>

<http://www.gridwisearc.org>

[ALI07] Ali Ipakchi. Implementing The Smart Grid: Enterprise Information Integration. *Grid Interoperability Forum November, 2007*.

[AMI00] S. Massoud Amin. Context-Dependent Network Agents, EPRI Technical Report, *May, 2000*.

[AMI05] S. Massoud Amin, Bruce F. Wollenberg. Toward a smart Grid., *IEEE Power & Energy Magazine, September, 2005*.

[AMI01] S. Massoud Amin, Toward Self-Healing Energy Infrastructure System. *IEEE Computer Applications in Power, 2001*.

[AMP] Effective and Inexpensive Control of Street Lighting. Pervasive Internet In Practice.AMPLEX comercial brochure. <http://www.amplight.com>

[ANEEL] <http://www.aneel.gov.br>

[ANA] S. V. Anand, A DLNA Framework for NEXT GEN Mobile Terminals Conecting IMS Networks for Human Centered Digital Home Environment.

[BRN08] Andre Brown, John Moroney. A Brave New World in Mobile Machine-to-Machine (M2M) Communications, Strategy Analytics, July, 2008.

[CAM99] E. Camponogara and S. N. Talukda. Agent Cooperation: Distributed Control Applications, Proceedings of the International Conference on Intelligent System Application to Power System (ISAP), April, 1999.

[COS01] João Costa e outros. Control and Monitoring of Electrical Distribution Grid Using Automatic Reader Systems, *IEEE Porto Power Tech Conference, September, 2001*.

[DAV05] Innocente E. Davidson. Utility Asset Management in the Electrical Power Distribution Sector, *Inaugural PES 2005 Conference and Exposition in Africa, July, 2005*.

-
- [DEP03] Juan Carlos Depablos. Internet Peer-to-Peer Communication Based Distribution Loop Control System, Master Thesis, 2003.
- [FIG08] Jorge Figueiredo e outros. Smart Action: A Tool to Help Power System Restoration. *Proceedings of 41st Hawaii International Conference on Systems Science*, 2008.
- [GAR04] V. L. Guitte Gardiman e outros. Sistema de Telecomando e Monitoramento de Releigadoras Automáticas da Rede de M.T. Via Comunicação Celular - STMRA, *Controle e Instrumentação*, Outubro, 2004.
- [GHA01] M. Ghaly e outros, A Novel Microscada System for Midle Egypt Electricity Company
- [GOO04] F. Goodman. Technical and System Requirements for Advanced Distribution Automation, EPRI Technical Report, *June*, 2004.
- [GOO05] F. Goodman. Advanced Distribution Monitoring, EPRI Technical Report, *November*, 2005.
- [GOO06] F. Goodman. First Generation Monitoring Systems for ADA, Design Basis, *EPRI Technical Update*, *December*, 2006.
- [GWI08] GridWise Architecture Council. GridWise Interoperability Context Setting Framework, <http://www.gridwisearc.org>, *March*, 2008.
- [HAN06] T. R. Hansen. Moving Out of the Lab, Deploying Pervasive Technologies in a Hospital, *IEEE Pervasive Computing Magazine*, 2006.
- [HIN93] N. G. Hingorani. Flexible AC Transmission, *IEEE Spectrum*, *Abril*, 1993.
- [HUE07] W. G. Huerto. Melhoria do Desempenho do Sistema de Transmissão do Estado de São Paulo através de Dispositivos FACTS, Tese de Mestrado, UNICAMP, Campinas, 2006.
- [KUR07] S. Kurkovsky. Pervasive Computing: Past, Present and Future, *IEEE*, 2006.
- [LON00] C. A. Longue e outros. Integração e Automação dos Centros de Operação do Sistema e da Distribuição da Nova Centrl de Operações da Eletropaulo, *Anais do Encontro Nacional da Engenharia de Produção, ENEGEP2000*, 2000.
- [NAV08] Maristela Domeni Navarro. Telemedição de Medidores Eletrônicos de Energia na Rede de TV a Cabo, Tese de Mestrado, UNICAMP, Campinas, 2006.
- [MEN08] Shengguang Meng e outros. Automated Management of Assets Based on RFID, *IEEE International Conference on Sensor Networks, Ubiquitous and Trustworthy Computing*, 2008.
- [PAR07] Tricia Parks. Home Systems, Home Controls. Parks Associates, 2007.

-
- [PIE07] M. Ann Piette. Design and Implementation of An Open, Interoperable Demand Response Infrastructure. *Grid Interoperability Forum November, 2007*.
- [RYB08] Tobias Ryberg. Smart Metering and Wireless M2M, Fifth Edition, Bergh Insight, Europe, 2008.
- [S&C99] S&C Electric Company, Case Study, *December, 1999*,
http://www.sandc.com/edocs_pdfs/EDOC_001893.pdf.
- [YAD07] R. G Yadawad. Software Agents Based Home Automation An Intelligent Electrical Billing and Maintenance System. *IEEE, 2007*.
- [YAN07] Yi Yang. A Survey on Technologies for Implementing Sensor Networks for Power Delivery Systems. *IEEE, 2007*.