



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
“JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
CAMPUS DE GUARATINGUETÁ

VITOR GIBRAIL DE OLIVEIRA CAMARGO

Medidores Inteligentes – O Primeiro Passo em Direção às Redes Inteligentes

Guaratinguetá

2011

VITOR GIBRAIL DE OLIVEIRA CAMARGO

Medidores Inteligentes – O Primeiro Passo em Direção às Redes Inteligentes

Trabalho de Graduação apresentado ao Conselho de Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Graduação em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Agnelo Marotta Cassula

Guaratinguetá
2011

Camargo, Vitor Gibrail de Oliveira

C17 Medidores inteligentes - o primeiro passo em direção as
2m redes inteligentes / Vitor Gibrail de Oliveira Camargo . –
Guaratinguetá : [s.n], 2011
58 f. : il.

Bibliografia : f. 55-56

Trabalho de Graduação em Engenharia Elétrica –
Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia
de Guaratinguetá, 2011

Orientador: Prof. Dr. Agnelo Marotta Cassula

1. Redes eletricas I .Título.

CDU 621.3.011.7

**MEDIDORES INTELIGENTES: O PRIMEIRO PASSO EM DIREÇÃO ÀS
REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES**

VITOR GIBRAIL DE OLIVEIRA CAMARGO

ESTE TRABALHO DE GRADUAÇÃO FOI JULGADO ADEQUADO
COMO PARTE DO REQUISITO PARA A OBTENÇÃO DO DIPLOMA DE
GRADUADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

APROVADO EM SUA FORMA FINAL PELO CONSELHO DE CURSO
DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Prof. Dr. Samuel Euzédice de Lucena
Coordenador

BANCA EXAMINADORA:


Prof. Dr. AGNELO MAROTTA CASSULA
Orientador/UNESP-FEG


Prof. Dr. DURVAL LUIZ SILVA RICCIULLI
UNESP/FEG


Prof. Msc. FERNANDO RIBEIRO FILADELFO
UNESP/FEG

Dezembro de 2011

DADOS CURRICULARES

VITOR GIBRAIL DE OLIVEIRA CAMARGO

NASCIMENTO	18.03.1988 – SÃO PAULO/SP
FILIAÇÃO	Paulo Roberto de Camargo Maria Cecilia Gibrail de Oliveira Camargo
2007/2011	Curso de Graduação em Engenharia Elétrica Universidade Estadual Paulista – Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá

DEDICATÓRIA

A todos meus amigos e familiares, que tanto me apoiaram ao longo desses 5 anos.

AGRADECIMENTOS

Dedico este trabalho a todos que me incentivaram durante esses 5 anos. Agradeço à Deus por estar sempre presente e me auxiliando nas horas difíceis.

Agradecimento especial aos meus pais Paulo e Ciça, que sempre me apoiaram, incentivaram e aconselharam durante toda a minha vida, principalmente desde o colégio até essa buscada graduação.

À família Ama-zonas, que me ensinou a viver em grupo e onde vivi os 5 melhores anos da minha vida, considerando todos os que moraram comigo e os ex-moradores com quem tive contato, todos esses foram essenciais na conclusão desse curso.

Ao pessoal de São Paulo que tanto conviveu comigo desde a época do colégio até agora, sempre incentivando e dando os conselhos necessários para a vida.

EPÍGRAFE

“Nunca deixe que o medo de errar te impeça de jogar.”
(Einstein)

CAMARGO, V. G. O. **Medidores Inteligentes: O Primeiro Passo em Direção às Redes Inteligentes**, 58p, 2011. Trabalho de Graduação (Graduação em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2011.

RESUMO

Redes elétricas inteligentes é foco de grande estudo nos dias atuais, devido à necessidade de se modernizar os sistemas elétricos e reduzir as emissões de gases que aumentam o efeito estufa. Para se chegar ao melhor método de implantação, é necessário primeiro conhecer o sistema elétrico atual e como se pode utilizá-los em benefício dessa nova tecnologia.

Para analisar o método de abordagem, devem-se conhecer os pontos principais das redes elétricas inteligentes em cada etapa do sistema elétrico – geração, transmissão e distribuição. Analisados esses tópicos, esse trabalho foca no primeiro passo de implementação do *Smart Grid*: os medidores inteligentes, ferramenta essa que já vem sendo implementada em território brasileiro. São apresentadas as principais características e aplicações desses dispositivos, bem como sua estrutura de comunicação com as centrais distribuidoras.

Para finalizar, é apresentado um estudo de caso onde são comentados e analisados os resultados obtidos com a implantação dos medidores inteligentes na cidade de Vancouver, Canada, onde estima-se uma economia considerável já para o primeiro ano, pagando totalmente o investimento inicial e ainda obtendo lucro.

PALAVRAS-CHAVE: Redes Elétricas Inteligentes. Medidores Inteligentes. Sistema Elétrico Brasileiro.

CAMARGO, V. G. O. **Smart Meters: The First Step Through the Smart Grid**, 58p, 2011. Graduate Work (Graduate in Electrical Engeneering) – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2011.

ABSTRACT

Smart grids are the focus of major study today because of the necessity of modernization in electrical systems and reduction of greenhouse gas emissions that increases global warming. Reaching the best deployment method, you must first of all know the current electrical system and how to use them for the benefit of this new technology.

Preparing the action plan we should be aware of the main points of smart grids in each step of the electricity system - generation, transmission and distribution. Analyzed these topics, this work will focus on the first step in the implementation of the smart grids: the smart meters, tool which is already being implemented in Brazil. The main characteristics and applications of these devices, as well as their communication structure with the core distributors will be showed during the paper.

Finally, we present a case study which will be discussed and analyzed based in the results obtained with the implementation of smart meters in the city of Vancouver, Canada, where we have a considerable savings already in the first year, with fully paying the initial investment and still have a profit.

KEYWORDS: Porous medium. Couette flow. Tribology. Hydrodynamic.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Custos da produção de energia elétrica no Brasil (ANEEL, 2008)	22
Figura 2 - Diagrama do SIN e previsão para 2012 (ANEEL, 2010)	23
Figura 3 - Centrais elétricas que compõem os Sistemas Isolados em out/2008 (ANEEL, 2008)	24
Figura 4 - Composição geral dos sistemas elétricos (ANEEL, 2008)	25
Figura 5 - Principais encargos inseridos nas tarifas (ANEEL, 2008).....	30
Figura 6 - Distribuição de custos da conta de energia elétrica (ANEEL, 2008)	30
Figura 7 - Evolução do sistema elétrico ao longo do tempo (SIEMENS, 2010).....	34
Figura 8 - Novo modelo do sistema elétrico (SIEMENS, 2010).....	34
Figura 9 - Seqüência para isolação automatizada de uma falta em uma LT (SIEMENS, 2011)	37
Figura 10 - Esquema de funcionamento Transmissão Concentrada (SIEMENS, 2010).....	47

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Unidades Consumidoras - variação de 2006 para 2007 por região geográfica (em 1.000 unidades).....	19
Tabela 2 - Acréscimo anual da geração (em MW).....	20
Tabela 3 - Indicadores de qualidade - Média anual do Brasil	26
Tabela 4 - Perdas Não-técnicas (2010).....	41
Tabela 5 - Economia com a utilização dos Smart Meters	50

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABCEE	-	Associação Brasileira de Concessionárias de Energia Elétrica
AC	-	<i>Alternated Current</i> (Corrente Alternada)
ACL	-	Ambiente de Contratação Livre
ACR	-	Ambiente de Contratação Regulada
AMM	-	<i>Automatic Meter Management</i> (Controle de Energia Automático)
AMR	-	<i>Automatic Meter Reading</i> (Leitura Automática de Energia)
ANEEL	-	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	-	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CGH	-	Central Geradora Hidrelétrica
CNAEE	-	Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
DC	-	<i>Direct Current</i> (Corrente Direta)
DEC	-	Duração Equivalente por Unidade Consumidora
DIC	-	Duração de Interrupção por Unidade Consumidora
DMIC	-	Duração Máxima de Interrupção por Unidade Consumidora
DNAEE	-	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
FEC	-	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC	-	Frequência de Interrupção por unidade Consumidora
GCOI	-	Grupo Coordenador de Operação Interligada
GD	-	Geração Distribuída
GPRS	-	<i>General Packet Radio Service</i> (Serviço de Rádio de Pacote Geral)
IBGE	-	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
LAN	-	<i>Local Area Network</i> (Area Local de Rede)
ONS	-	Operador Nacional do Sistema
P&D	-	Pesquisa e Desenvolvimento
PCH	-	Pequena Central Hidrelétrica
PLC	-	<i>Power Line Communications</i> (Comunicação via Cabos de Energia)
RF	-	Rádio Frequência
SIN	-	Sistema Interligado Nacional

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
1.1 História das Redes Elétricas Inteligentes	14
1.2 Estrutura	15
2 O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	16
2.1 Estrutura do Setor Elétrico	18
2.2 Geração	19
2.3 Transmissão	20
2.3.1 O Sistema Interligado Nacional	21
2.3.2 Sistemas Isolados	23
2.4 Distribuição.....	24
2.5 Comercialização	27
2.5.1 Consumidor Cativo	27
2.5.2 Consumidor Livre	27
2.6 Tarificação	29
2.6.1 Encargos e tributos.....	29
2.6.2 Classificação das unidades consumidoras.....	31
2.7 Evolução das Redes Elétricas	33
3 SMART GRID	35
3.1 Redes Elétricas Inteligentes – O <i>Smart Grid</i>	36
3.2 Geração Distribuída.....	38
4 O Medidor Inteligente de Energia	40
4.1 Telecontagem	40
4.2 Detecção de Furtos de Energia.....	40
4.3 Ativamento Remoto.....	41
4.4 Controle de Fluxo	42
4.5 Detecção de Falhas	43
4.6 Comunicação dos <i>Smart Meters</i>	43
4.6.1 Power Line Communications	43
4.6.2 Rede GPRS.....	44
4.6.3 Comunicação via Ondas de Rádio	45
4.6.4 Transmissão Ponto-a-ponto.....	45
4.6.5 <i>ZigBee</i>	45

4.6.6 Transmissão Concentrada.....	46
4.7 Unificação de Medidas e Serviços	47
4.8 Legislação brasileira	47
5 ESTUDO DE CASO.....	49
6 CONCLUSÃO	52
BIBLIOGRAFIA.....	54

1 INTRODUÇÃO

Na história, a maior parte da população sempre se concentrou no campo quando comparada à concentração urbana. Com o passar do tempo, isso foi se alterando, conforme mostram os números: em 1800, a população do campo era de 97%; em 1950, 72%. Mas, em 2007 o número de habitantes da área urbana ultrapassou o de pessoas que vivem na zona rural (ONU 2007).

Entre tantas outras consequências, o aumento acarretou na elevação de gases do efeito estufa. Pesquisas indicam que apesar das cidades ocuparem apenas 2% da superfície da Terra, elas são responsáveis pela emissão de 85% de todos os gases que contribuem para o aumento do efeito estufa. Esses números são preocupantes, pois, com o crescente aumento do tamanho das cidades - em 1950, apenas 83 cidades em todo o mundo possuíam mais de 1 milhão de habitantes, hoje são 470 -, a demanda energética irá crescer e, se forem mantidas as matrizes energéticas usadas atualmente a emissão de gases do efeito estufa também aumentará drasticamente (ONU 2008).

As abordagens para os problemas atuais são diversas, visto que nossas cidades são construídas até hoje com base nas cidades do século passado. Utiliza-se o mesmo princípio de infraestrutura para tudo, desde os sistemas de distribuição de água e esgoto até o motor de combustão e a lâmpada incandescente, princípios utilizados há mais de 100 anos.

Essas tecnologias ultrapassadas, porém ainda de suma importância para a atual sociedade, vêm de uma época em que não se tinha consciência dos impactos ambientais causados e não se importava com a perda durante os processos, principalmente na transmissão de recursos.

Projetar cidades inteligentes, sustentáveis, e que sejam livres nas emissões de gases do efeito estufa é o grande desafio do mundo atual. Ferramentas existem, a tecnologia está sendo aprimorada e investimentos estão sendo feitos nesse âmbito.

As redes elétricas inteligentes, também denominadas *Smart Grids* (em inglês) se apresentam como uma boa alternativa para ajudar a solucionar o problema da geração de energia elétrica através de combustíveis fósseis.

O *Smart Grid* pode ser entendido como uma rede que tem poder para controlar suas cargas de acordo com sua geração, e que eleva o consumidor à condição de gerador de energia.

No contexto convencional, e utilizado até hoje, a relação geração/consumo é equilibrada, com a geração que seguindo o consumo. Com o *Smart Grid*, o consumo irá seguir a geração. Antes do *Smart Grid*, o equilíbrio geração/consumo era mantido da seguinte forma: à medida que aumenta o consumo, aumenta a geração, primeiro nos geradores mais eficientes, seguindo então, para os menos eficientes. Para evitar falta de energia na rede, toda a geração deve contar com uma reserva. Essa reserva não é uma usina específica, mas sim o somatório de toda a capacidade de consumo extra das unidades geradoras. A essa reserva distribuída, dá-se o nome de Reserva Girante.

Ao se utilizar energias renováveis como solar e eólica, uma nova variável é introduzida no sistema, pois não há como prever as condições meteorológicas para utilização dessas fontes, e também não há uma maneira eficiente para armazenar essa energia quando ela não for utilizada.

1.1 História das Redes Elétricas Inteligentes

O conceito de *Smart Grid* começou a ser construído há mais de dez anos, quando se buscava aprimorar a telecontagem – leitura automática do consumo de energia de cada imóvel. As vantagens nesse ponto seria eliminar a leitura manual devido ao seu alto custo e baixa eficiência. A esse sistema, foi dado o nome de “*Automatic Meter Reading*” (AMR – Leitura de Energia Automática). Outro ponto que pesou a favor dessa tecnologia foi o fato de que, com a medição remota, o consumo medido seria o real, e não apenas uma aproximação.

A evolução do AMR ficou conhecida como AMM – *Automatic Meter Management* (Controle de Energia Automático). O AMM permitia, além de realizar a medida da energia, “gerenciar o cliente”, ou seja, ligar/desligar o fornecimento de energia, alterar a quantidade de potência disponibilizada a ele e até mesmo, verificar a qualidade da energia que está sendo entregue ao cliente e o número de interrupções que aconteciam.

No caso do AMM, para se realizar a comunicação entre o dispositivo situado no cliente e a central, era feito através do sistema chamado PLC – *Power Line Communication*, sistema de transmissão de informação através das linhas de energia.

Um dos casos de utilização desse sistema aconteceu na Suécia, quando em 2003, o governo obrigou que, até 2009, todas as faturas de consumo de energia fossem reais, e não uma aproximação visual e sem período exato determinado entre as medições. Isso aumentou a necessidade de serem instalados os chamados “*Smart Meters*”. Com a instalação dos medidores inteligentes, foi possível registrar o consumo com uma resolução horária – e não

mensal como era feito até então – e cobrar a energia conforme o horário, aplicando tarifas mais baixas e vantajosas para quem consumisse energia fora do horário de pico da rede.

A tecnologia do *Smart Grid* surgiu no começo dos anos 90 e permite começar a analisar a rede elétrica com uma nova perspectiva, introduzindo as fontes de energia renováveis, em pontos centralizados - por conta da concessionária – ou distribuída em toda rede, sendo gerada em diversos pontos.

1.2 Estrutura

Essa dissertação está dividida em 5 capítulos. O capítulo atual trata da história, evolução e principais motivadores para a instalação das redes elétricas inteligentes no mundo.

O capítulo 2 mostra o funcionamento do sistema elétrico brasileiro. Neste capítulo são tratadas todas as etapas, desde a geração até a comercialização final da energia entre as concessionárias e o consumidor final.

No capítulo seguinte, é apresentado o conceito de Rede Elétrica Inteligente, suas vantagens, história, desafio e sua aceitação pelo mundo. Também será apresentado o conceito de geração distribuída.

Na seção 4, mostra-se em detalhe a primeira etapa de implementação do *Smart Grid*, o Medidor de Energia Inteligente, que entrará em operação no Brasil a partir de 2013 (ANEEL 2010). Neste capítulo são apontadas suas vantagens, funcionalidades e principais meios de comunicação central-residência.

No capítulo 5 será mostrado um estudo de caso de uma implantação de *Smart Meters* na cidade de Vancouver, no Canadá, com a análise dos gastos e retorno de investimentos.

O capítulo 6 apresenta a conclusão deste trabalho, citando as tendências de implantação deste sistema e o procedimento brasileiro para dar o primeiro passo: a implantação dos medidores inteligentes.

2 O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

O setor elétrico brasileiro nasceu no início do século 20 (ANEEL 2010), com a chegada de empresas estrangeiras que exploravam o serviço de fornecimento de energia para os principais municípios brasileiros da época. Na década de 30, o governo brasileiro iniciou uma forte centralização político-administrativa e o setor elétrico foi um dos alvos dessa intervenção. Nessa época, a entidade responsável pelo setor elétrico brasileiro era o Ministério da Agricultura, através da Divisão de Águas.

Em 1944, foi criado o *Código de Águas*, que reafirmava o controle da energia pelo governo, dando a ele direito a regulamentar as indústrias de energia elétrica do país. Nesse mesmo código, foi estabelecido um regime de concessões e autorizações e a criação de dois novos órgãos: a Associação Brasileira de Concessionárias de Energia Elétrica (ABCEE) e o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE), sendo este último o responsável pela regulamentação dos serviços de energia elétrica.

O período seguinte, entre os anos de 1945 e 1962, apresentou um cenário político que fortaleceu as concessionárias estatais tendo criado, em 1961, o Ministério de Minas e Energia, novo administrador do setor elétrico brasileiro e, em 1964, a Eletrobrás, responsável pela coordenação e operação do setor elétrico. A Eletrobrás chegou, inclusive, a possuir 50% da capacidade de geração do mercado brasileiro da década de 90.

Ainda na década de 60, o crescimento da capacidade instalada e das redes de transmissão exigiram uma interligação dos sistemas elétricos existentes. Essa interligação ocasionou uma melhora no aproveitamento das fontes de energia e na qualidade dos serviços. Afim de utilizar os recursos interligados presentes nas regiões Sul e Sudeste de maneira racional e eficiente, foi criado o GCOI – Grupo Coordenador de Operação Interligada. Nesse momento, o setor energético tinha uma política definida pelo Ministério de Minas e Energia, executada pela Eletrobrás e fiscalizada pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) – substituto do CNAEE. Nas décadas seguintes, de 70 e 80, o Brasil promove suas maiores obras de geração hidrelétrica, bem como o início de seu programa nuclear.

Nos anos 80, o modelo institucional brasileiro estava em total declínio, devido a diversos fatores, como a crise financeira da união – o consumo era maior que a produção e não havia recursos para expandir seguindo a demanda; e má gestão dos recursos presentes, ocasionada também pela falta de investimentos da união.

Para o setor energético, a década de 1990 é marcada pela reestruturação do setor, tirando parte do poder das mãos do governo e transferindo para o capital privado. No começo da década de 90 a situação havia chegado a um ponto insustentável, com uma inadimplência intra-setorial muito grande, com quase todas as empresas incapacitadas de pagar suas dívidas e uma paralisação quase total do parque de obras de novas unidades.

Em 1995, no governo Fernando Henrique Cardoso, foram assinadas duas importantes leis visando regulamentar o setor elétrico. Essas duas leis iniciaram definitivamente o processo de privatização do setor, utilizando grandes incentivos à competição. A primeira dessas leis ficou conhecida como Lei das Concessões e estabelece a licitação para concessão de serviços públicos. A segunda, Lei 9.074¹, regulamenta o produtor independente de energia elétrica, dando liberdade para que o consumidor escolha de quem comprar a energia.

Em seguida, é extinto o DNAEE e criada a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, moldando assim uma estrutura regulatória mais consistente, tendo como objetivo, conforme cita (Araújo, 2005): regular e fiscalizar todos os setores (geração, transmissão, distribuição e comercialização); atender reclamações de agentes consumidores; mediar os conflitos de interesse entre os agentes do setor elétrico e entre eles e os consumidores; garantir tarifas justas, entre outros.

Já em 1997, é assinada uma medida provisória que dá liberdade para os agentes do setor comercializar a energia livremente, seja importando ou exportando-a, sem a necessidade de consumi-la. Essa resolução confirmou o caráter comercial das atividades energéticas.

A lei 9.648, de 1998, criou o ONS – Operador Nacional do Sistema, que assumiu progressivamente as funções do GCOI, como operar o Sistema Interligado Nacional (SIN) e administrar a rede de transmissão do país, seguindo as regras aprovadas pela ANEEL.

Nota-se que o sistema elétrico brasileiro vem sofrendo, desde 1995, uma grande reestruturação, substituindo o modelo estatal e implantando a privatização, além da desverticalização das atividades em todos os setores energéticos, trazendo uma concepção que estimula a competição na oferta e comercialização da energia elétrica.

Outro fato que marcou o setor energético brasileiro foi o apagão de 2001/2002, causado devido à falta de estrutura brasileira associada a uma estiagem atípica para a época. Após esse apagão, que obrigou os consumidores a fazerem um racionamento de energia, foi iniciada uma nova expansão, necessária para garantir o fornecimento de energia elétrica ao

¹ Lei 9.074/95, Art. 11. Considera-se produtor independente de energia elétrica a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

mercado. Essa expansão estava vinculada a algumas definições, conforme exemplifica Araújo, (2005):

- Modicidade tarifária através do respeito aos contratos existentes e a minimização dos custos durante a implantação;
- Universalização do acesso à energia elétrica por meio da ausência de pressões tarifárias adicionais;
- Incentivo a retomada de investimentos afim de preservar a qualidade da prestação de serviços;
- A implantação gradual de forma a não comprometer uma remuneração justa aos investidores.

Nesse novo sistema, foi criado um órgão responsável por regular a comercialização da energia, promovendo leilões de compra e venda de energia, acordos operacionais com o ONS e manutenção de contratos de comercialização, como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao Ministério de Minas e Energia e tem com finalidade pesquisar e estudar o planejamento do setor energético em geral e a CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, responsável por gerenciar e fiscalizar a compra e venda de energia elétrica.

2.1 Estrutura do Setor Elétrico

O sistema elétrico, em seu conceito universal, é composto por quatro etapas principais:

- **Geração:** baseia-se na utilização de recursos naturais – água, gás natural, vento, irradiação solar e outros – para movimentar turbinas e gerar energia elétrica.
- **Transmissão:** etapa onde se leva a energia gerada para as proximidades dos centros consumidores em cabos de alta tensão suportados por torres.
- **Distribuição:** conexão final da rede onde a energia é distribuída, em valores de tensão adequada, para ser utilizada pelos consumidores finais.
- **Comercialização:** métodos para compra e venda de energia entre as companhias distribuidoras e os consumidores.

O Brasil, um país com cerca de 192 milhões de habitantes segundo informa o IBGE (2010), leva energia elétrica a 99% dos municípios e abrange 95% da população, sendo o serviço o mais difundido entre os serviços de infraestrutura básicos.

As regiões não atendidas pelo sistema elétrico se devem às dificuldades encontradas tanto físicas quanto econômica. O Brasil, por ser um país de grande extensão territorial e de variada densidade demográfica ao longo de seu território, tem a difícil tarefa de levar energia elétrica a todos os consumidores

Mesmo com essa dificuldade territorial, o acesso da população à energia elétrica está constantemente crescendo, principalmente nas regiões Norte e Nordeste, como ilustra a Tabela 1, através da variação absoluta e em porcentagem:

Tabela 1 - Unidades Consumidoras - variação de 2006 para 2007 por região geográfica (em 1.000 unidades) (ANEEL 2008)

Região	2006	2007	Variação	
			Absoluta	%
Norte	2.620	2.745	125	4,8
Nordeste	12.403	13.076	674	5,4
Sudeste	24.399	25.101	702	2,9
Sul	7.319	7.520	201	2,8
Centro-Oeste	3.579	3.703	125	3,5
Brasil	50.319	52.146	1827	3,6

2.2 Geração

Ponto inicial de todo o sistema elétrico, a geração caracteriza-se pela transformação de diversos tipos de energia em elétrica. Essa energia pode ser potencial, gravitacional e térmica, entre outras. No Brasil, até 2008, havia 1.768 usinas geradoras em operação, com capacidade instalada de 104.816 MW - excluindo a parte paraguaia da Usina Hidrelétrica de Itaipu. Desse total de usinas, há o predomínio das usinas térmicas em número (1.042); porém, ao se analisar em termos de potência instalada, as hidrelétricas levam grande vantagem: 77.152 MW ou 73,6% de toda energia gerada no país (ANEEL 2008).

Essa potência instalada no país está em constante aumento desde 1999, conforme mostra a figura a Tabela 2 (ANEEL 2008):

Tabela 2 - Acréscimo anual da geração (em MW) (ANEEL 2008)

Ano	Potencia (MW)
1999	2.840,3
2000	4.264,2
2001	2.506,0
2002	4.638,4
2003	3.998,0
2004	4.234,6
2005	2.425,2
2006	3.935,5
2007	4.028,0
2008	860,5 (até out)

Todas as etapas das obras de novas usinas são fiscalizadas e autorizadas pela ANEEL. No caso da construção de usinas térmicas, a autorização se caracteriza por ser um ato administrativo mais simples. Já as hidrelétricas, que causam impacto ao ambiente e utilizam recursos naturais – considerados bens da União – deve haver um inventário realizado pela ANEEL, constando os impactos e os resultados dessa construção.

Uma das metas do plano de expansão brasileiro é incluir outras matrizes energéticas, diminuindo assim a dependência das hidrelétricas, regidas por condições meteorológicas e que variam a cada época do ano e entre um ano e outro.

Com essa expansão, a dependência das usinas hidrelétricas já diminuiu de 90%, há alguns anos, para o estado atual de 73,6% das fontes de energia, conforme consta em ANEEL (2008). Esse aumento na participação de outras fontes de energia ocorre principalmente pelo ritmo de construção mais acelerado das termoeletricas quando comparado com o ritmo de construção das hidrelétricas.

2.3 Transmissão

Em 2008, o Brasil contava com uma rede de transmissão com mais de 90 mil quilômetros de extensão. Essas linhas são operadas por 64 concessionárias, que são responsáveis por ligar as fontes geradoras às companhias distribuidoras, localizadas próximas aos centros consumidores - centros de carga (ANEEL 2008).

O sistema de transmissão de energia elétrica brasileiro possui como característica principal a divisão entre dois blocos: o Sistema Interligado Nacional (SIN), que abrange quase a totalidade do território nacional, e os Sistemas Isolados, presentes principalmente na região Norte.

2.3.1 O Sistema Interligado Nacional

Responsável por abranger mais de 89,2 mil quilômetros de linhas e 96% da capacidade de geração de energia elétrica nacional, o Sistema Interligado Nacional (SIN) conecta os principais sistemas de geração de energia nacional, como as hidroelétricas de Itaipu (região Sul) e Tucuruí (região Norte).

Esse sistema de interligação ocorre em diversas tensões de transmissão: 230, 345, 440, 500 e 750 kV de corrente alternada (AC). Há ainda uma linha que sai da hidroelétrica de Itaipu, através da concessionária de Furnas e chega ao estado de São Paulo que é transmitida com uma tensão de 600 kV, com corrente direta (DC).

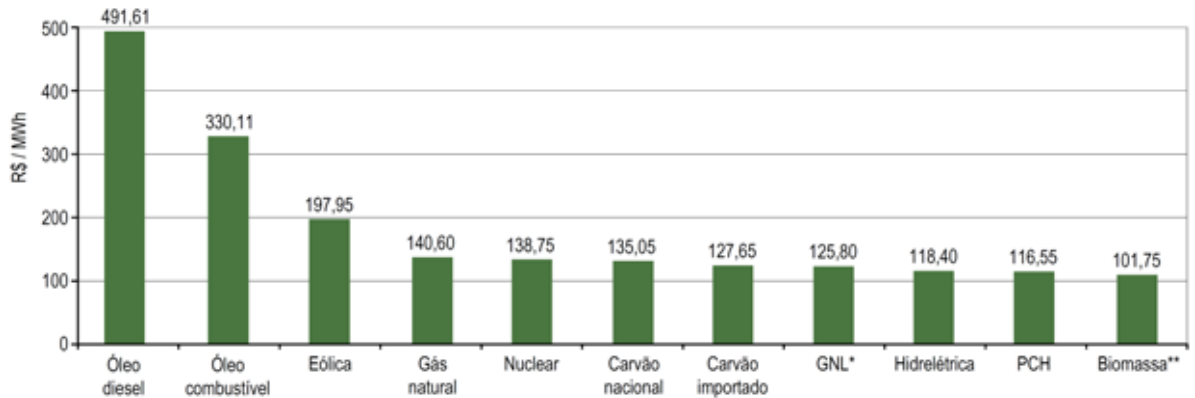
Essa complexa interligação se torna importante devido à principal matriz de geração energética nacional ser as hidroelétricas. Esse tipo de fonte de energia é dependente dos regimes hidrológicos de cada região, que varia durante todo o ano. A época chuvosa de uma região pode corresponder à estiagem de outra, e com o SIN se torna possível a troca de energia entre as regiões, enviando energia de um reservatório mais cheio para um que possua um lago mais vazio.

O órgão responsável por administrar e gerenciar a geração e transmissão de energia através do SIN é o ONS – Operador Nacional do Sistema, sob regulação da ANEEL. Outro ponto de importância da interligação do sistema é a opção de incluir na rede usinas termoeletricas para complementar a geração em horários de pico. Essa inclusão é benéfica para toda a rede, pois pode colaborar nos seguintes pontos:

- Controle de custos de geração de energia, pois cada fonte geradora tem um custo associado. Esse custo reflete ao consumidor final, que pode ter sua tarifa alterada conforme os custos de geração;
- Manter uma reserva de água nos reservatórios das hidroelétricas – o chamado estoque de energia – quando o nível de chuva do período se apresenta menor do que o necessário;
- Complementar a geração em horários de pico de demanda.

Como citado acima, os custos de geração variam conforme a matriz energética utilizada. O custo é um importante fator a ser considerado, porém, nos últimos anos, tem se levado como quesito primordial as “energias verdes” – fontes de geração de energia elétrica

com baixa emissão de poluentes para o meio ambiente. Na Figura 1, uma comparação sobre o custo de geração de cada fonte:



*Gás Liquefeito do Petróleo

**Bagaço de cana

Figura 1 - Custos da produção de energia elétrica no Brasil (ANEEL, 2008)

Através da Figura 1, percebe-se que os custos de geração das hidroelétricas – principal fonte brasileira – é um dos menores, perdendo apenas para a biomassa; a geração através de PCH (Pequenas Centrais Hidrelétricas) é largamente utilizada nos Sistemas Isolados. A biomassa, porém, esbarra na grande emissão de gases e partículas poluentes no ar, não podendo ser utilizado como fonte principal.

Outra fonte bastante discutida é a nuclear. Além de ela apresentar um baixo custo de geração, seu impacto no ambiente é quase zero. Em contraponto, caso haja um acidente com o reator nuclear, os danos à população e ao ambiente são da magnitude de uma tragédia. Os recentes desastres ocorridos com a usina nuclear de Fukushima no Japão, em consequência dos tsunamis que atingiram o país, colaborou ainda mais para que se evite utilizar esse tipo de geração.

A Figura 2 ilustra resumidamente a magnitude do SIN, e as perspectivas de crescimento para os próximos anos:

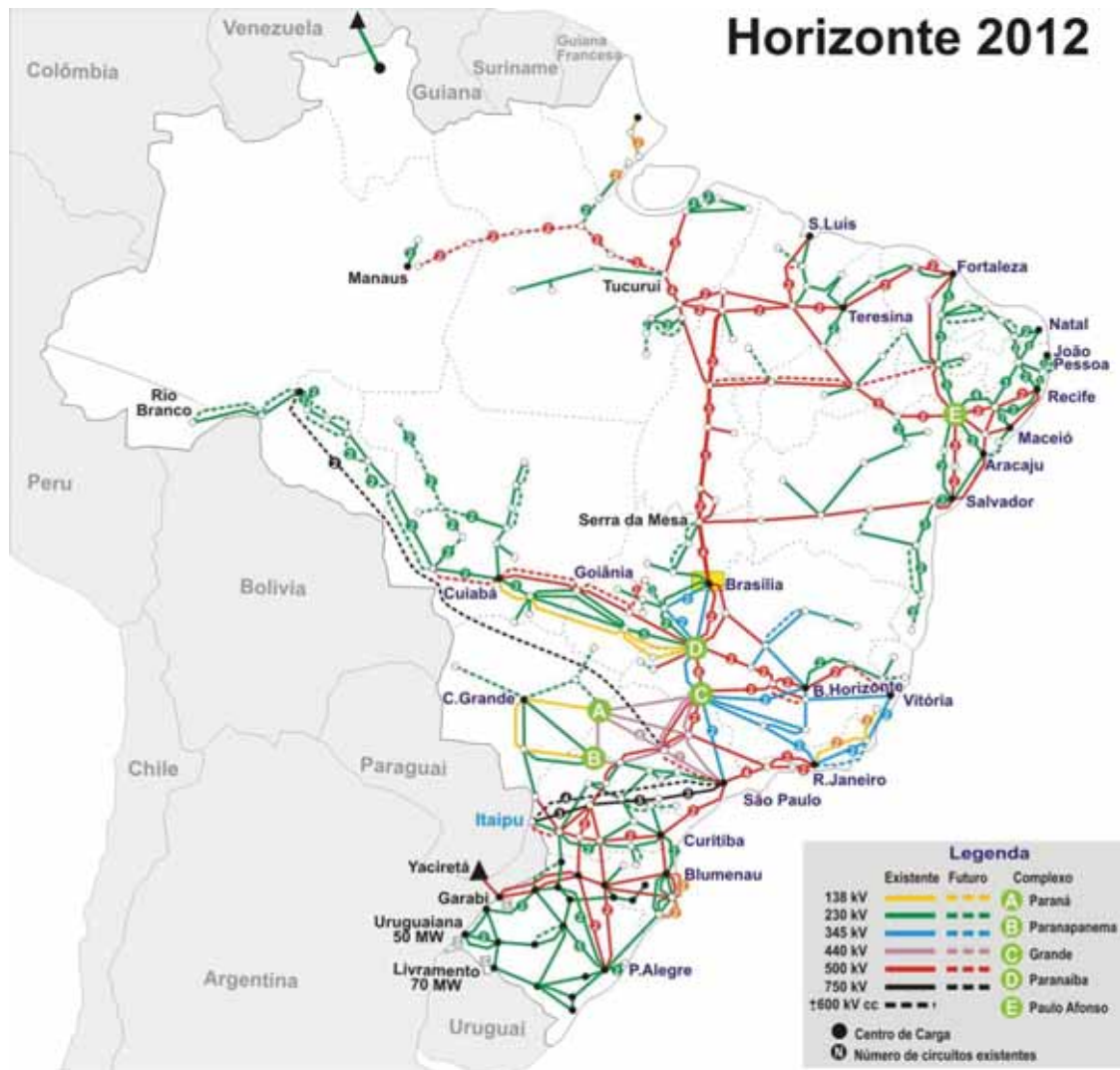


Figura 2 - Diagrama do SIN e previsão para 2012 (ANEEL, 2010)

2.3.2 Sistemas Isolados

Os sistemas isolados (SI) são aqueles que não possuem interligação com o SIN e abastecem apenas uma pequena região. Eles atendem 45% do território nacional e apenas 3% da população, em 380 localidades. Respondem ainda a 3,4% da energia gerada no país. Os maiores sistemas isolados se encarregam de suprir as capitais: Rio Branco (Acre), Macapá (Amapá), Manaus (Amazonas) e Porto Velho (Rondônia) (ANEEL 2008).

Nesses sistemas, predomina o uso de termelétricas, principalmente as movidas a óleo diesel e óleo combustível, mas conta também com algumas PCH's (Pequenas Centrais Hidroelétricas) e CGH's (Centrais Geradoras Hidroelétricas). Uma PCH é uma hidroelétrica com potência instalada entre 1MW e 30MW, com uma área de reservatório inferior a 3km². Já

a CGH é definida como uma usina hidroelétrica com potência máxima de 1MW, usualmente com barragem somente de desvio, em rio com acidente natural. A distribuição das centrais geradoras dos SI's é ilustrada abaixo; nota-se que, com exceção de 5 centrais, todas as demais se localizam nas regiões Centro-Oeste e Norte.



Figura 3 - Centrais elétricas que compõem os Sistemas Isolados em out/2008 (ANEEL, 2008)

2.4 Distribuição

Distribuição é o elo final para fazer a energia elétrica gerada nas usinas chegar ao consumidor. Essa interligação é feita por empresas distribuidoras, companhias de grande porte que recebem a energia elétrica das empresas transmissoras e a repassa para o consumidor final.

Após a etapa de geração, a energia é elevada a tensões que variam de 88 kV a 750 kV. Na chegada à empresa distribuidora, a energia é reduzida em sua subestação para as tensões de 2,3 kV, 11 kV, 13,2 kV e 13,8 kV, dependendo da região e da empresa distribuidora. Essa

energia trafega dentro dos centros consumidores através de cabos fixados em postes, que são conectados a diversos transformadores localizados nas ruas que reduzem a tensão para 127 V ou 220 V – e é essa tensão que chega à casa do cliente residencial. A exceção a essa regra são algumas indústrias que operam em tensões mais elevadas e, em alguns casos, possuem subestações próprias para converter a energia à tensão desejada.

A Figura 4 representa a configuração básica do sistema de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica brasileiro:

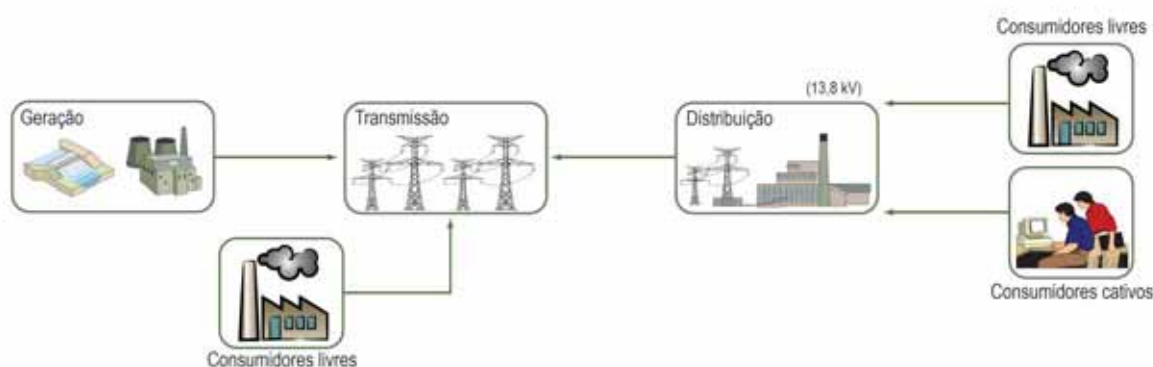


Figura 4 - Composição geral dos sistemas elétricos (ANEEL, 2008)

Para controlar a energia da rede utilizada por cada consumidor, a concessionária instala no poste de entrada de cada ponto consumidor um medidor de energia. Esses relógios funcionam, atualmente, de maneira totalmente analógica: a corrente, ao passar pelos cabos de entrada de força da casa, induz uma corrente em um disco, que gira, marcando, por exemplo, a cada dez voltas 1 kWh consumido pelo cliente. Para verificar quanto o consumidor gastou em um período - geralmente um mês, a distribuidora envia um funcionário para realizar a leitura desse medidor e registrar em seu sistema, para que seja feita a cobrança.

Essas companhias distribuidoras também são reguladas pela ANEEL, e devem cumprir suas obrigações em relação a continuidade de fornecimento, respeitando alguns índices, como, por exemplo, o DEC – Duração Equivalente por unidade Consumidora, que mede a duração das interrupções de energia e o FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por unidade Consumidora, que mede a frequência com que as faltas de energia ocorrem. Com a integração de mais unidades ao SIN, esses índices apresentam melhora significativa nos últimos anos, conforme índices analisados pela ANEEL, mostrado na Tabela 3:

Tabela 3 - Indicadores de qualidade - Média anual do Brasil (ANEEL 2008)

	DEC	FEC
1997	27,19	21,68
1998	24,05	21,69
1999	19,85	17,59
2000	17,44	15,29
2001	16,57	14,56
2002	18,07	14,84
2003	16,66	13,12
2004	15,81	12,12
2005	16,83	12,62
2006	16,33	11,71
2007	16,08	11,72

Além do DEC e do FEC, no ano 2000 a ANEEL implantou mais 3 índices destinados a medir a qualidade do serviço entregue ao cliente: o DIC – Duração de Interrupção por Unidade Consumidora e o FIC – Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora, que indicam por quanto tempo e o número de vezes respectivamente que uma unidade consumidora ficou sem energia elétrica durante um período considerado. O DMIC – Duração Máxima de Interrupção por Unidade Consumidora, um indicador que limita o tempo máximo de cada interrupção, impedindo que a concessionária deixe o consumidor sem energia elétrica durante um período muito longo. Esse indicador passou a ser controlado a partir de 2008.

Além desses índices de falhas, a empresa concessionária é obrigada a cumprir alguns pontos com relação à qualidade da energia, como variação de tensão (limites de variação de -5V e +10V em relação à tensão contratada), além de controlar outros pontos da qualidade da energia, como a quantidade de harmônicos e o fator de potência entregues às residências e observar a ocorrência de distúrbios, como *Sag* (afundamento da tensão por alguns ciclos) e *Swell* (elevação de tensão durante alguns ciclos).

Segundo norma da ANEEL, as companhias distribuidoras são responsáveis por implementar projetos de eficiência energética e de Pesquisa e Desenvolvimento, sendo elas obrigadas a destinar um percentual mínimo de sua receita líquida para esse fim. Esse percentual obrigatório é de 0,5%, mas em valores brutos pode chegar na casa de dezenas de milhões de reais em alguns anos.

2.5 Comercialização

Para se realizar a compra da energia, existem duas modalidades disponíveis: ser um consumidor cativo, que deve comprar a energia obrigatoriamente da empresa distribuidora de sua região ou ser consumidor livre, que pode comprar a energia de qualquer agente.

2.5.1 Consumidor Cativo

O consumidor cativo utiliza o Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Conforme cita Maia (2011), “(...) clientes cativos são todos aqueles que, a despeito de preencherem os requisitos legais, não optaram pela condição de consumidor livre, ou aqueles que não puderam optar por tal condição”. Isso pode ser interpretado como os consumidores residenciais, indústrias e comércio de pequeno porte, além dos grandes consumidores que não migraram para o ambiente livre.

Esses clientes cativos devem comprar obrigatoriamente a energia elétrica da concessionária que ele está conectado, obedecendo às tarifas regulamentadas pela ANEEL. Nesse mercado, há uma grande presença do Estado, supervisionando os contratos e os preços, bem como seus reajustes. A cobrança da concessionária é feita através de uma única conta, diferente do consumidor livre.

Como no caso do consumidor cativo não há a opção de selecionar quem será seu fornecedor de energia, a companhia distribuidora que atende aquela região é obrigada a fornecer energia a todos os consumidores cativos e está sujeita ao contrato padrão e aos índices de qualidade controlados pela ANEEL.

2.5.2 Consumidor Livre

O consumidor livre utiliza o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Eles são empresas autorizadas a escolher seu fornecedor de energia elétrica que lhes oferecerem as melhores condições. Para ser um consumidor livre, é necessário atender as especificações da ANEEL:

- Consumidor com carga igual ou maior a 3.000kW, com tensão maior ou igual a 69kV ou consumidores com carga superior a 3.000kW atendidos em qualquer tensão, instalados após 1995.
- Unidades consumidoras com carga superior a 500kW, atendidos em qualquer tensão, desde que comprem energia proveniente de CGH's e centrais geradoras de

fonte solar, eólica, biomassa cuja potência injetada nas redes de transmissão e distribuição seja menor ou igual a 50.000kW.

O consumidor que atender esses requisitos mínimos deverá solicitar aos órgãos responsáveis sua alteração para a condição de consumidor livre, visto que todo consumidor em sua origem é considerado consumidor cativo. As unidades consumidoras que atenderem os requisitos para ingressarem no ACL, mas não o fizeram são chamados de consumidores potencialmente livres.

Quando o consumidor ingressar no ACL, ele estará apto a firmar contratos de compra e venda de energia elétrica com os agentes autorizados pela ANEEL e/ou com produtores independentes de energia elétrica. O consumidor livre tem liberdade para negociar a quantidade e o preço da energia e assim firmar um Contrato Bilateral

². Esse contrato formaliza a disponibilização da energia elétrica pelo gerador ao consumidor livre.

Para que o consumidor livre receba essa energia, ele deve firmar outros acordos essenciais para esse fornecimento. O consumidor livre necessita firmar dois contratos com a empresa local de transmissão/distribuição, conforme cita Maia (2011): “a) Contrato de Conexão às Instalações de Distribuição (CCD) ou de Transmissão (CCT) e b) Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) ou de Transmissão (CUST).”

Pode-se notar que a entrega da energia ao consumidor livre é realizada pela empresa de transmissão/distribuição com a qual ele assinou o acordo, enquanto a energia é comprada do Agente Gerador.

O órgão responsável por fiscalizar e gerenciar essa compra e venda de energia é a CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, e todas as partes envolvidas devem participar dessa câmara ou serem representadas por um agente. Todas as operações de compra e venda de energia estão sujeitas à liquidação financeira da CCEE; essas operações se concretizam através do registro da transação na CCEE por parte do vendedor e validação do comprador.

Como exemplo de compra e venda, vamos supor que um consumidor livre do estado de São Paulo compre energia de um gerador localizado no estado do Mato Grosso, isso não

² A propósito, é de se estranhar a denominação "Contrato Bilateral" citada no Decreto 5.163/04, haja vista que a bilateralidade é da essência de todo contrato com obrigações recíprocas. Porém, ao que nos parece, ao reservar a utilização de tal expressão para os contratos celebrados no ACL, o Legislador pretende deixar claro que esses contratos privilegiam os acordos bilaterais mantidos entre o vendedor da energia e o consumidor, sem a participação do Estado, na linha oposta dos contratos celebrados no ACR, onde a relação existente entre a Distribuidora e o Consumidor tem forte interferência do Estado.

significa que a energia desse gerador irá percorrer todo o caminho do gerador até o consumidor; na verdade, o consumidor estará recebendo energia do SIN e o gerador estará entregando a mesma quantidade a ele.

2.6 Tarifação

A tarefa de fazer a cobrança sobre o consumidor fica a cargo da companhia distribuidora. Essas empresas registram a quantidade de energia consumida através dos medidores de energia instalados na entrada dos consumidores; esse consumo é medido em kWh (quilowatt-hora).

A empresa distribuidora cobra do cliente a soma de três fatores: a energia consumida multiplicado pela tarifa do kWh; os encargos do setor elétrico e os tributos determinados por lei. Os encargos do setor elétrico são transparentes ao consumidor e têm aplicação específica – são destinados para cobrir os custos operacionais, remunerar os acionistas, expandir e realizar a manutenção da rede, entre outras coisas. Os tributos determinados por lei são destinados ao governo.

Desse modo, os tributos pagos não cobrem somente a distribuição da energia, e sim toda a cadeia, desde a geração até a chegada da energia ao consumidor. Essa tarifação varia para cada concessionária, levando em conta seu nível de eficiência e sua abrangência de atendimento, além de outros fatores estruturais (comprimento das linhas, por exemplo).

Esse tipo de tarifação foi instituído em 1993. Antes disso, a tarifação era única para todas as concessionárias, independente da qualidade de seu serviço e da sua abrangência. Esse modelo era extremamente prejudicial, pois não havia incentivo para melhorias, visto que, independente das melhorias e da qualidade do serviço prestado, o valor de sua receita seria igual.

2.6.1 Encargos e tributos

Embutidos na tarifa elétrica, os encargos setoriais tem como principal finalidade subsidiar alguns programas do setor elétrico definidos pelo Governo Federal/ANEEL. A ANEEL é responsável, também, por determinar qual a porcentagem da tarifa que será destinada aos programas e para cada programa.

A finalidade dos principais encargos é financiar fontes de energia alternativa e viabilizar o acesso de pessoas de baixa renda à energia elétrica; o mais recente programa do

governo federal nesse sentido é o chamado Luz Para Todos. Na figura abaixo, pode-se visualizar os principais encargos:

Encargo	Finalidade	2007 - Valores em milhões de R\$
CCC Conta de Consumo de Combustíveis	Subsidiar a geração térmica na região Norte do país (Sistemas Isolados)	2.871
CDE Conta de Desenvolvimento Energético	Propiciar o desenvolvimento energético a partir das fontes alternativas; promover a universalização do serviço de energia, e subsidiar as tarifas da subclasse residencial Baixa Renda	2470
RGR Reserva Global de Reversão	Indenizar ativos vinculados à concessão e fomentar a expansão do setor elétrico	1317
CFURH Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos	Compensar financeiramente o uso da água e terras produtivas para fins de geração de energia elétrica	1244
P&D Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	Promover pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à eletricidade e ao uso sustentável dos recursos naturais	667
PROINFA	Subsidiar as fontes alternativas de energia	635
TFSEE Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	Prover recursos para o funcionamento da ANEEL	327
ESS Encargos de Serviços do Sistema	Subsidiar a manutenção da confiabilidade e estabilidade do SIN	86
TOTAL		9.617

Figura 5 - Principais encargos inseridos nas tarifas (ANEEL, 2008)

Já os tributos são valores impostos pelo Governo para garantir seus recursos e poder desenvolver suas atividades. Esses impostos agem nos três níveis hierárquicos: Federal (PIS e COFINS); estadual (ICMS) e municipal (CIP). Na Figura 6, está apresentada a distribuição de custos de uma conta mensal de energia elétrica, que possui um valor total de R\$100,00:

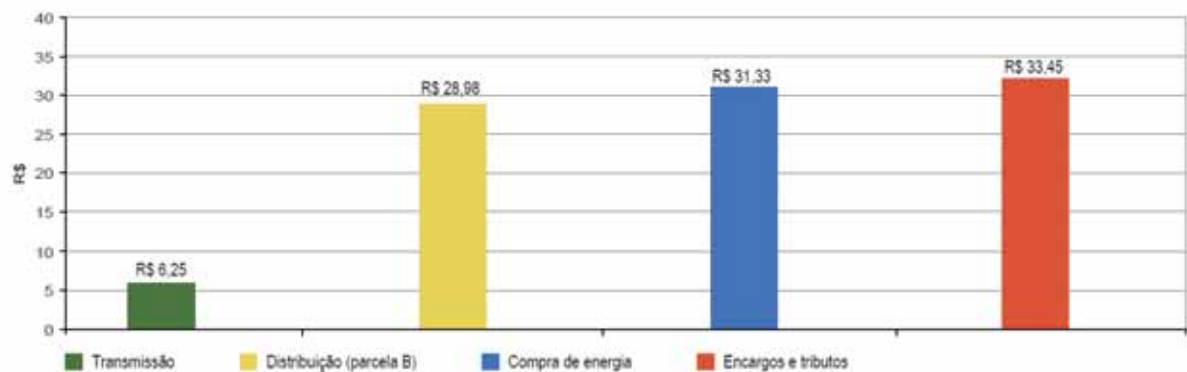


Gráfico 1.1 – Anatomia da conta de luz.

Figura 6 - Distribuição de custos da conta de energia elétrica (ANEEL, 2008)

No contrato de concessão dado pelo Governo às companhias distribuidoras, estão previstos três tipos de reajustes, sendo eles anual, revisão tarifária periódica e revisão tarifária extraordinária. Esses reajustes obedecem à determinação da ANEEL e podem variar de concessionária para concessionária.

No caso do reajuste anual, ele ocorre sempre no aniversário do contrato, exceto no ano em que há revisão tarifária. Esse reajuste obedece a uma fórmula já prevista no contrato, que leva em conta índices de análise de mercado, entre outros.

A revisão tarifária periódica analisa os custos eficientes e remuneração dos investimentos feitos, a cada quatro ou cinco anos. Esse reajuste é mais amplo, levando em consideração todos os custos, receitas e investimentos realizados pela empresa.

No caso da revisão tarifária extraordinária ocorre em caráter emergencial, quando há um desequilíbrio justificado para tal.

2.6.2 Classificação das unidades consumidoras

A tarifação é feita de maneira diferente dependendo do tipo de consumidor. Cada classe tem uma estrutura tarifária exclusiva, acordando com suas peculiaridades e demandas.

Abaixo, podem ser vistas as classes e subclasses de classificação:

Alta tensão:

A1 – tensão de fornecimento igual ou superior a 230kV;

A2 – tensão de fornecimento de 88kV a 138kV;

A3 – tensão de fornecimento de 69kV;

A3a – tensão de fornecimento de 30kV a 44kV;

A4 – tensão de fornecimento de 2,3kV a 25kV;

AS – tensão de fornecimento inferior a 2,3kV atendida a partir de sistema subterrâneo de distribuição faturada no Grupo A excepcionalmente.

Baixa tensão:

B1 – residencial e residencial de baixa renda;

B2 – rural, cooperativa de eletrificação rural e serviço público de irrigação;

B3 – demais classes;

B4 – iluminação pública.

Na classificação residencial, ela ainda pode ser classificada por: monofásica (uma fase com neutro), bifásica (duas fases com neutro) e trifásica (três fases com neutro).

A estrutura tarifária atual é chamada de Horo-sazonal, pois as tarifas são diferenciadas de acordo com a hora do dia. Esse modelo está em vigor desde 1982 e tem suas divisões baseado no horário do dia e no período do ano.

- Conforme horário do dia:
 - o Horário de Ponta: Intervalo de 3h consecutivas, no período entre 17h a 20h e no horário de verão entre 18h e 22h.
 - o Horário fora de ponta: Horas complementares ao horário de ponta.
- Quanto à época do ano:
 - o Período Seco: Intervalo entre os meses de maio a novembro de cada ano.
 - o Período Úmido: Compreende o intervalo entre dezembro de um ano a abril do ano seguinte.

O sistema horo-sazonal possui 2 tipos de tarifas possíveis de ser aplicadas: Azul e Verde. A tarifa Azul se aplica aos consumidores que possuem produção contínua e se enquadram no Grupo A, sendo obrigatória aos consumidores dos grupos A-1, A-2 e A-3 e opcional aos demais.

A tarifa verde se aplica a consumidores com autonomia para adequar sua produção e é opcional aos consumidores dos grupos A3a, A4 e AS. A Tarifa Azul será aplicada utilizando a seguinte estrutura, conforme a Portaria ANEEL N° 33, de 3 de fevereiro de 1998:

- Demanda de potência (kW):
 - o Um preço para horário de ponta;
 - o Um preço para horário fora de ponta.
- Consumo de energia (kWh):
 - o Um preço para ponta em período úmido;
 - o Um preço para fora de ponta em período úmido;
 - o Um preço para ponta em período seco;
 - o Um preço para fora de ponta em período seco.

Do mesmo modo, a portaria da ANEEL define a tarifa verde com a estrutura:

- Demanda de potência (kW):
 - o Preço único;
- Consumo de energia (kWh):
 - o Um preço para ponta em período úmido;
 - o Um preço para fora de ponta em período úmido;
 - o Um preço para ponta em período seco;
 - o Um preço para fora de ponta em período seco.

2.7 Evolução das Redes Elétricas

Desde o começo da utilização da energia elétrica as matrizes energéticas e a configuração do sistema passaram por mudanças. Enquanto no século 19 a energia era gerada perto do consumidor utilizando termoelétricas a base de carvão e utilizando o conceito de geração e transmissão coordenadas de perto, no século 20 a geração se tornou centralizada, utilizando diversas matrizes, como termoelétricas a base de gás, carvão e óleo, hidrelétricas e nuclear, com o conceito de “a geração segue a carga”.

Agora no início o século 21, o sistema elétrico está sendo marcado por passar por mais um período de transição, entre a geração centralizada para um cenário de geração distribuída, que utiliza, além das matrizes energéticas “antigas”, novas fontes renováveis – solar, eólica, biomassa, entre outras. Esse período é marcado pela transformação dos consumidores em *produconsumidores* (tradução livre do inglês *prosumer*) – pessoas que além de consumir também produzem sua energia e vendem o excedente.

Após esse período de transição, estima-se que o sistema será composto quase totalmente de geração distribuída, com esta respondendo por até 20% da energia consumida. Esse modelo energético utilizará o conceito de que a carga acompanhará a geração – nos horários onde há maior geração de energia (durante o dia, no caso da solar, por exemplo) o sistema ligará automaticamente algumas cargas e quando houver baixa oferta de energia ou ela estiver em seu horário mais caro (horário de ponta), o sistema desligará automaticamente cargas não prioritárias. Na Figura 7, uma linha do tempo mostra a evolução citada:



Figura 7 - Evolução do sistema elétrico ao longo do tempo (SIEMENS, 2010)

A figura 8 mostra como ficará o sistema na nova era, com as cargas interligadas através dos *Smart Meters*, trocando informações com as centrais geradoras afim de coordenar o consumo com a geração. Nota-se que há um fluxo indo no sentido distribuição-geração que se deve à presença de geração distribuída no sistema e isso cria a capacidade de injetar na rede de transmissão energia extra para os horários de pico.

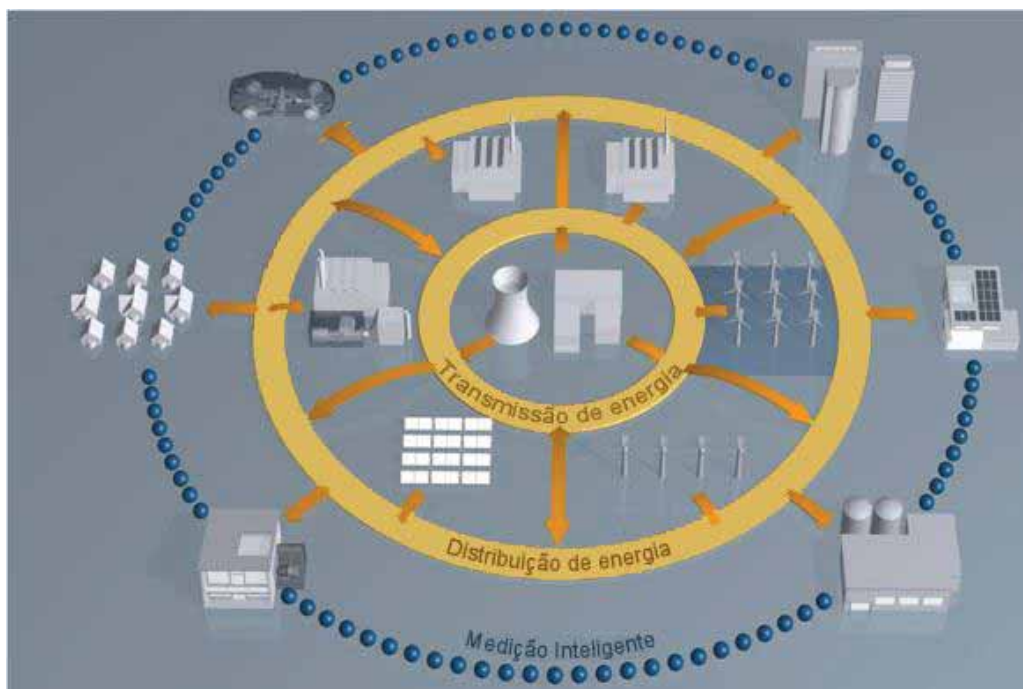


Figura 8 - Novo modelo do sistema elétrico (SIEMENS, 2010)

3 SMART GRID

A evolução da rede elétrica, com a utilização da geração distribuída e o conceito de “a carga segue a geração”, se tornou necessária devido a vários motivos, dentre os quais pode-se citar:

- Necessidade de reduzir a demanda de energia consumida das usinas geradoras;
- Independência energética;
- Crescente preocupação com o meio ambiente e necessidade de introduzir fontes de energia sustentáveis e renováveis;
- Aumento de qualidade de parâmetros físicos e de disponibilidade de entrega de energia, bem como a diferenciação de produtos e nível de qualidade;
- Segurança da rede;
- Automatização da rede e conseqüente eficiência operacional.

De posse desses motivadores e com o conceito de geração distribuída, foram estudadas as ferramentas necessárias para sua implantação, e as redes elétricas inteligentes surgiram como solução a essa necessidade.

Além da preocupação com o meio ambiente, há a tendência de não depender exclusivamente de uma fonte de energia. No caso do Brasil, conforme comentado, mais de 73% de nossa energia vem de hidrelétricas, e o restante principalmente de termoeletricas, que não são fontes de energia limpa. No caso da geração distribuída, as matrizes energéticas são, em sua maioria, limpas e renováveis.

Os resultados principais obtidos após implantar o Smart Grid são:

- Redução nos custos e conseqüentemente nas tarifas ao consumidor;
- Confiança na rede;
- Eficiência operacional;
- Novos segmentos de mercado.

3.1 Redes Elétricas Inteligentes – O *Smart Grid*

Rede elétrica inteligente pode ser entendida como uma rede que tem poder para controlar suas cargas de acordo com sua geração, e que eleva o consumidor à condição de gerador de energia. Abaixo, uma frase de Hans de Keulenaer³ que exemplifica o cenário típico de um sistema *Smart Grid*:

Smart Grid significa que você abastece seu carro com hidrogênio, mas não pode dirigi-lo no dia seguinte, pois sua filha adolescente vendeu o hidrogênio como eletricidade num pico de tarifa pela internet e usou a receita para colocar créditos em seu celular. (Hans de Keulenaer).

A citação acima resume o conceito de *Smart Grid*: um cenário onde todas as pessoas geram energia em suas residências, comprando o necessário da rede e vendendo para ela o excedente de energia. Porém, esse mecanismo não funciona simplesmente comprando ou vendendo energia; ele avalia o melhor momento para fazer isso, de modo a reduzir os custos e reduzir os desperdícios.

Rede Elétrica Inteligente é o termo utilizado para designar uma rede elétrica otimizada pela aplicação integrada de diversas tecnologias, existentes e em desenvolvimento, e pela reformulação do sistema regulatório e de mercado.

A Rede Elétrica Inteligente propõe uma rede interligada, no âmbito da informação, do controle e do fluxo de energia, desde as fontes geradoras até os consumidores (ou *produconsumidores*). Nesse novo modelo, os consumidores terão um importante papel no controle da demanda, através de um sistema aberto de preços e medição inteligente de consumo e da energia vendida para a rede.

O conceito de *Smart Grid* se torna presente em toda a rede, desde a automatização das fontes geradoras, das subestações, das linhas de transmissão, das redes de distribuição e do consumidor.

A aplicação do *Smart Grid* nas usinas geradoras, redes de transmissão e subestações consiste basicamente em automatizá-las por completo, permitindo a operação da unidade remotamente e obtendo dados sobre a energia transmitida, bem como algumas falhas que

³ Hans de Keulenaer é um executivo belga da área de marketing, que atualmente atua como gerente do programa de Eletricidade e Energia da European Copper Institute.

podem ocorrer. Nas centrais geradoras, a automação serve também para coordenar a quantidade de energia gerada de acordo com a demanda nos centros consumidores, complementando a energia criada na geração distribuída.

Nas redes de transmissão a automação tem como função detectar o lugar da falha, isolar essa área e fazer a conexão de outra subestação para que as cargas fora da área isolada pela falta não fiquem sem energia. A sequência ilustrada pela Figura 9 como é feita essa isolamento:

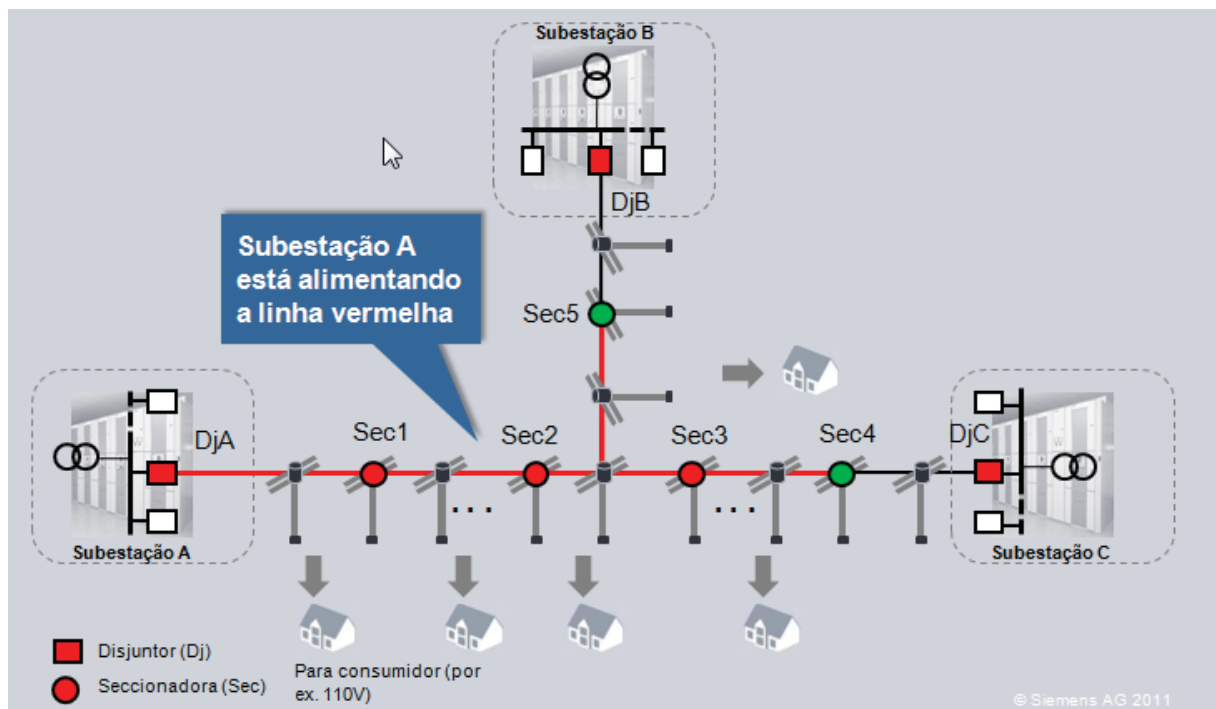


Figura 9 - Sequência para isolamento automatizada de uma falha em uma LT (SIEMENS, 2011)

Nas imagens acima está ilustrada a situação em que uma subestação está alimentando uma linha quando uma falha permanente ocorre entre as seccionadoras 1 e 2. Nesse momento, o disjuntor da subestação (djA) se abre deixando diversos consumidores sem energia. Na presença da rede elétrica inteligente, o sistema detecta automaticamente o local da falha, isola esse ponto desconectando as seccionadoras (Sec 1 e Sec2) da rede de transmissão, fecha o disjuntor da subestação (DjA) para alimentar as cargas que se encontram antes do ponto da falha e fecha automaticamente as seccionadoras das outras subestações (Sec4 e Sec5) para que os clientes que não estão em contato direto com a falha recebam energia, fazendo assim com que apenas uma pequena parcela dos consumidores permaneça sem fornecimento de energia.

No caso das redes de distribuição é onde se aplica o conceito de Rede Elétrica Inteligente propriamente dito, com automação total das redes de distribuição, das centrais de

geração localizadas próximas aos centros de carga, dos edifícios (*Smart Buildings*) e de cargas geradoras, como o carro elétrico.

3.2 Geração Distribuída

A geração distribuída também é chamada de geração descentralizada, conforme escrevem El-Kattan e Salama, 2004. Segundo Ackermann, 2001, a geração distribuída (GD) pode ser definida como uma fonte de geração conectada diretamente na rede de distribuição ou ao consumidor. A publicação separa ainda, segundo a realidade americana, a GD em função da potência: micro (até 100kW), pequena (5kW a 5MW), média (5MW a 50MW) e grande (50MW a 300MW).

A GD inclui sistemas como:

- Cogeneradores;
- Geradores que usam como fonte de energia resíduos combustíveis de processo;
- Geradores de emergência;
- Geradores para operação no horário de ponta;
- Painéis foto-voltaico;
- Turbinas eólicas;
- PCH's.

Segundo Silva (2002), as energias distribuídas representarão até 20% da capacidade de geração quando estiver completamente instalada, ou seja, 35GW. Levar a geração de energia para perto do consumidor traz, além das vantagens já citadas anteriormente, economia de investimentos em transmissão e reduz perdas nesses sistemas, melhorando a estabilidade e a qualidade do serviço de energia elétrica.

Quando se fala em aplicar o conceito de geração distribuída no *Smart Grid*, especificamente em sua aplicação nas cidades, os principais sistemas utilizados são pequenos painéis foto-voltaico instalados nos telhados das residências e pequenas turbinas eólicas, instaladas em locais estratégicos, como no alto de prédios.

Esses sistemas apresentam ainda uma grande vantagem para sua utilização: devido às pequenas dimensões da potência nas residências, eles se tornam de fácil e rápida instalação, principalmente se comparado ao tempo e investimento para construir uma hidrelétrica ou mesmo uma PCH.

Para a inclusão da geração distribuída nas residências, não basta apenas instalar o sistema, é necessário um rigoroso controle do fluxo de energia se relacionando com demanda solicitada, analisando se a residência necessitará ou não adquirir energia extra da rede.

Além da dificuldade encontrada no próprio controle, a aplicação desse conceito necessita de grande atenção com relação aos sistemas de produção e monitoramento. Essa preocupação com a proteção da rede requer a instalação de alguns equipamentos adicionais, como reguladores de tensão (para casos em que há excesso de energia sendo injetada na rede causando sobretensão) e sistemas de seccionamento e desarme automatizados (em caso de faltas em algum gerador da rede). Há ainda, com o aumento das fontes geradoras, o aumento do nível de curto-circuito do sistema e os harmônicos da rede. (SENJYU, 2008).

Com a instalação de uma fonte geradora nas residências, deve-se atentar aos sistemas de proteção utilizados, visto que terão duas entradas de energia para alimentar as mesmas cargas. O sistema de proteção instalado deve ser capaz de desarmar as duas fontes de alimentação em um possível curto-circuito interno e/ou caso haja a necessidade de realizar manutenção em algum ponto da residência. O sistema de proteção deve monitorar também a fonte geradora, para que a desconecte caso ocorram transitórios que possam comprometer a rede.

Com a inserção de outras fontes geradoras no sistema, deve haver uma análise prévia sobre a bitola dos condutores para os horários onde grande parte da energia será vendida para a rede. Caso os cabos não suportem esse excesso de corrente, há duas saídas possíveis: trocar os condutores atuais por bitolas maiores ou realizar um controle conjunto de todas as fontes geradoras para evitar que elas injetem na rede simultaneamente. A primeira solução é muito mais cara, pois envolve troca de centenas de milhares de quilômetros de cabos, enquanto a segunda solução é mais barata, porém muito mais complexa e de difícil implementação.

4 O Medidor Inteligente de Energia

Considerado o primeiro passo para a implementação do Smart Grid, o Medidor Inteligente (*Smart Meter*) possui diversas funções e aplicações recomendadas. Os medidores inteligentes são aparelhos extremamente versáteis, podendo unir vários tipos de equipamentos, funções e operações. Abaixo serão exemplificados algumas dessas funções e sua importância para a operação do *Smart Grid*.

4.1 Telecontagem

A Leitura Automática de Energia (AMR) foi o precursor dos *Smart Meters* conhecidos hoje. Essa função ajuda a reduzir os custos das distribuidoras, pois dispensa o uso de pessoas para realizar a leitura do consumo nas residências e ajudam a reduzir o custo devido às perdas não-técnicas.

Os medidores atuais apresentam evoluções nesse sentido: o consumo agora pode ser medido em períodos menores, de hora em hora, por exemplo. Esse tipo de medição ajuda tanto ao consumidor que pode analisar qual é o horário de maior consumo em sua residência quanto a concessionária, que tem a sua disposição dados reais do consumo ao longo do dia. A medição com maior resolução para os consumidores residenciais permite que a tarifação da energia também esteja condicionada ao horário: horários de ponta com tarifação maior e horário de baixo consumo com uma tarifa mais vantajosa ao cliente.

O *Smart Meter* para consumidores residenciais contar também com um sistema de medição de harmônicos que, em um futuro próximo, serão regulamentados e terão limites aceitáveis. Caso o consumidor ultrapasse esse limite, haverá multa e tarifas extras

4.2 Detecção de Furtos de Energia

O princípio de AMR pode ser aplicado também na detecção de furtos de energia (os chamados “gatos”): ao se instalar os *Smart Meters* nas saídas dos transformadores de distribuição e nas residências, podem-se comparar quanta energia é entregue pelos transformadores e quanta energia é consumida pelas residências. Caso essa conta não se equilibre (excluindo-se as perdas), é sinal de que naquele ponto há uma perda não-técnica. A perda não-técnica pode ser caracterizada pela ligação da carga diretamente na rede ou pela

adulteração do medidor de energia elétrica, fazendo com que ele registre menos energia do que o real consumido.

Segundo dados da ANEEL, em 2010, 8% do consumo do mercado cativo foi considerado como perda não-técnica, essa porcentagem equivale a mais de 27mil GWh. Essa energia seria suficiente para abastecer os 774 municípios atendidos pela CEMIG e as 217 cidades atendidas pela Companhia Energética do Maranhão (CEMAR). A tabela 4 (ANEEL 2011) ilustra as 15 concessionárias que apresentam maior porcentagem de perdas não-técnicas:

Tabela 4 - Perdas Não-técnicas (2010)

Posição	Distribuidora	Perdas Não-técnicas (%)
1	CELPA	24,4%
2	LIGHT	24,2%
3	CERON	22,0%
4	CEMAR	17,8%
5	AMPLA	17,1%
6	CEAL	17,0%
7	AMAZONAS ENERGIA	16,8%
8	ELETROACRE	15,9%
9	CEPISA	15,8%
10	ENERGISA PARAIBA	11,2%
11	ELETROPAULO	10,8%
12	CEEE	10,5%
13	BANDEIRANTE	10,1%
14	ESCELSA	10,0%
15	BOA VISTA	10,0%

4.3 Ativamento Remoto

Também chamado de AMM – *Automatic Meter Management* (ou Controle de Energia Automático), o conceito de ativamento remoto pode ser interpretado de duas maneiras: a primeira seria a aplicação clássica, onde a concessionária pode realizar a operação de ligar ou desligar o fornecimento a um cliente, devido à inadimplência, ausência da residência, entre outros, reduzindo também os custos operacionais de enviar uma equipe ao local para realizar essas atividades.

A segunda aplicação está voltada totalmente para o conceito de *Smart Grid* e age diretamente nas cargas consumidas dentro das residências, e não no fornecimento de energia. Combinado com a medição de energia em intervalos de tempo menor (hora em hora, por

exemplo), o *Smart Meter* tem a capacidade de desligar cargas não prioritárias nos horários de ponta, evitando assim que o consumidor pague mais caro pela energia consumida nesse período e que o pico de consumo na rede ainda mais.

Por exemplo, ao se considerar como horário de ponta das 17h às 20h (horário típico de ponta no Brasil), assim que o relógio do medidor marcar 17h e o consumo estiver acima da demanda contratada, ele desligará algumas cargas não essenciais, configuradas pelo próprio consumidor. Essas cargas podem ser de qualquer tipo: aparelhos de ar-condicionado, secadora elétrica de roupas, luzes externas, etc., isso fará que o consumo instantâneo da residência seja reduzido e o consumidor não arque com os custos extras devido a ultrapassagem da demanda contratada. Ao passar das 20h, o medidor inteligente religa automaticamente todas as cargas. Para a concessionária, esse tipo de controle reduzirá a demanda em horário de pico, dispensando gastos extras com reforços e ampliação do sistema elétrico.

4.4 Controle de Fluxo

A aplicação da GD em conjunto ao *Smart Grid* está diretamente ligada com a compra e venda de energia elétrica entre a rede e o *produconsumidor*. Para isso se tornar possível, é necessário o controle de quanta energia “entra” e “sai” da residência. O responsável por esse controle é o medidor inteligente. Ele se encarrega de informar a concessionária quanta energia foi absorvida da rede, quanta foi vendida e o horário que essa troca ocorreu.

Existem algumas abordagens para realizar esse controle, que dependem da quantidade de medidores e o local onde eles serão instalados. Abaixo a descrição de duas das instalações mais comuns:

- Um medidor instalado na entrada da residência: essa configuração é a mais defendida, pela redução de custo e centralização das informações. Nessa configuração, um único medidor é instalado na entrada da residência, e ele é o responsável por controlar o fluxo de energia de entrada e de saída, bem como os horários.
A dificuldade dessa instalação é que a medição do sentido fluxo é extremamente complexo para um só componente, o que dificulta a precisão.
- Dois medidores, um na entrada da residência e outro na saída da fonte geradora: nesse tipo de montagem, apesar de custo mais elevado, o sistema de medição é bem mais simples. Toda a energia que entra na casa é medida pelo medidor da entrada e a energia gerada internamente é calculada no medidor localizado na saída do gerador.

4.5 Detecção de Falhas

Atualmente, o sistema de distribuição elétrico não conta com um sistema de detecção de falhas obrigatório por lei, porém, algumas companhias contam com esse recurso em alguns pontos da rede. Caso haja algum problema em algum ponto da malha, a companhia somente será informada se possuir o sistema de detecção de falhas e se a falha ocorrer num ponto em que o sistema esteja presente, senão ela tem que esperar a ligação com reclamação dos clientes, mapeá-los e assim verificar os prováveis pontos problemáticos na malha. Esse é um processo extremamente lento, pois são necessárias diversas ligações para localizar a falha e somente depois enviar uma equipe técnica para solucionar o problema.

As empresas utilizam da legislação que não obriga a possuir um sistema de falhas para evitar que sejam cobradas multas sobre elas, pois o tempo de não-operação do serviço só começa a contar a partir da 5ª ligação de um consumidor relatando que está com seu serviço interrompido.

Como os *Smart Meters* estarão conectados com as centrais das distribuidoras, quando o sistema da central começar a perder a comunicação com as residências, ele mesmo já consegue identificar os pontos prováveis de danos na rede e emitir um aviso para envio de uma equipe técnica ao local. Simultâneo a isso, o sistema pode realizar manobras na rede a fim de deixar a menor área possível sem energia, prejudicando menos consumidores e reduzindo os eventuais encargos com multas.

4.6 Comunicação dos *Smart Meters*

Grande parte das funções do *Smart Meter* é baseada em comunicação com a central da empresa distribuidora. Para realizar essa comunicação, estão sendo estudadas diversas tecnologias e topologias de comunicação. Na escolha dessas tecnologias deve ser levado em consideração: qualidade da transmissão em comparação ao local, custo, capacidade do sistema suportar milhões de conexões simultâneas, quantidade de erros na transmissão, entre outros.

Abaixo, segue os principais tipos de comunicação estudados e utilizados atualmente para a comunicação *Smart Meters* – centrais distribuidoras.

4.6.1 Power Line Communications

A PLC – *Power Line Communications* (Comunicação por Linha de Força) baseia-se em enviar a informação através da rede elétrica, conforme cita BORGES (2005): “A PLC caracteriza-se como uma tecnologia de Rádio Frequência (RF) que utiliza a rede elétrica de

distribuição (tipicamente as redes de média e baixa tensão) como meio de transporte para a transmissão de dados em alta velocidade.”

A situação atual do sistema PLC permite uma comunicação com taxa de até 200Mbps, que possibilita acesso a internet, dados e distribuição de vídeo e áudio. Para se utilizar as redes elétricas, seria necessário acoplar equipamentos que inserem os dados na rede sem interferir no tráfego normal de energia, a própria rede de baixa tensão permite propagar essas informações por até 1,5km sem a utilização de repetidores (Borges, 2005).

Essa tecnologia não vem sendo muito usada devido à quantidade de interferências presente na rede, principalmente com relação à precariedade do sistema brasileiro. Essa interferência tende a aumentar com o uso da GD, devido ao fluxo contrário gerado na rede e ao aparecimento de harmônicos de alta frequência. Outro ponto que pesa contra a utilização da rede PLC é a inserção de uma intensa interferência RF nas redes elétricas, que podem interferir na utilização de equipamentos eletrônicos.

4.6.2 Rede GPRS

A comunicação via *General Packet Radio Service* – Serviço de Rádio de Pacote Geral utiliza a rede de celular já existente para enviar os dados até a central. Conforme cita Carvalho, essa rede permite a troca de informações em uma velocidade de até 171,2kbps, taxa três vezes superior a da telefonia fixa e possui disponibilidade imediata para acesso.

Para utilizar esse serviço, a concessionária deve contratar o serviço de uma das operadoras de celular presente na região. Esse é um ponto positivo, pois a concessionária não tem a necessidade de realizar grandes investimentos em estrutura de comunicação, apenas utilizará os serviços já existentes. O ponto a ser considerado é o custo atrelado à quantidade de informação trocada, pois será necessária uma troca de informação de hora em hora com a concessionária para monitorar o consumo da residência, e isso implicaria em uma enorme quantidade de envios e recebimentos da central em um mês (aproximadamente 700 comunicações).

O principal ponto de oposição sobre esse serviço, é que atualmente as companhias de celular (principalmente no Brasil) garantem apenas 10% de funcionabilidade do serviço. Essa indisponibilidade poderia, além de prejudicar o envio de dados ao final do mês, informar falsas perdas de comunicação à central. Essa falsa perda induziria o sistema a acreditar que há problemas com a rede de distribuição e cortar a energia do local ou enviar equipes técnicas.

4.6.3 Comunicação via Ondas de Rádio

O rádio é um sistema de comunicação através de ondas eletromagnéticas, onde um sinal é enviado por uma antena emissora e captado por uma antena receptora. Para realizar a comunicação, é necessário que o medidor emita uma onda portadora em uma frequência pré-determinada e essa onda seja captada pela antena receptora. Isso caracteriza uma desvantagem, pois caso haja obstáculos entre o aparelho emissor e a antena, a transmissão pode ser comprometida. No caso dos medidores, a solução para tal problema seria instalar uma antena externa à residência, conectada com o medidor.

O ponto positivo desse sistema é o baixo custo de operação e o fato da tecnologia já ser bastante conhecida. Um aspecto negativo desse sistema é a grande interferência nas transmissões devido à presença de rádios piratas e rádios amadores que operam em frequências não cadastradas, além de sua operação em terrenos acidentados não é favorável.

4.6.4 Transmissão Ponto-a-ponto

Alguns modelos de *Smart Meters* já desenvolvidos utilizam uma topologia de transmissão de dados no estilo ponto-a-ponto: cada medidor envia seus dados para outro medidor mais próximo à central, esse segundo medidor, repassa a informação a outro mais próximo ainda, e assim até chegar ao receptor final.

Essa é uma solução efetiva apenas para pequenas comunidades e, em que a única função do medidor é a de telecontagem, pois esse tipo de serviço não possibilita a detecção de falhas nem o desligamento remoto de modo rápido. Devido a essa limitação de função, esse sistema não está sendo muito cogitado para utilização em larga escala.

4.6.5 ZigBee

Ergen (2004) cita que o protocolo de comunicação *ZigBee* foi criado para disponibilizar uma rede com baixíssima potência de operação – e conseqüente baixo consumo de energia – para aplicações que não precisam de grandes taxas de comunicação. As principais características do *ZigBee* são:

- Diferentes frequências de operação: 868Mhz e 20kbps, 915Mhz e 40kbps, 2,4Ghz e 250kbps;
- Habilidade de se auto-organizar e auto-estruturar;
- Número elevado de dispositivos conectados à rede – 65.535 para cada dispositivo coordenador;

- Capacidade de se comunicar de forma transparente com outros sistemas (interoperabilidade).

O *ZigBee* pode ser aplicado principalmente em situações de ambientes já existentes que não são cabeados; situações em que a rede for necessária apenas para medidas e experimentos temporários e quando o baixo custo de manutenção for uma preocupação do projeto. O *ZigBee* possui atualmente um alcance máximo de 70m, quando operado na frequência de 2,4Ghz.

Sua utilização nos medidores inteligentes está crescendo no mercado para utilização em conjunto com a transmissão concentrada, em substituição à PLC, e tem como principal vantagem sua confiabilidade aliada a um baixo consumo.

4.6.6 Transmissão Concentrada

O tipo de transmissão de dados que atualmente está sendo mais defendida é, na verdade, uma mescla de alguns tipos de transmissão citados anteriormente: a chamada transmissão concentrada. Ela se baseia da seguinte forma: diversos *Smart Meters* transmitem a informação até um concentrador localizado próximo a eles via PLC ou *ZigBee*; em seguida, esse concentrador transmite todas as informações juntas para a central, através de outra tecnologia viável para o local (GPRS ou rádio, por exemplo). Ao chegar à central da companhia, os dados de diversos concentradores são acumulados em um concentrador de entrada e, logo após, são transmitidos via LAN para a rede interna da central. Esse sistema vem agradando, pois reduz os grandes investimentos em infraestrutura, já que concentra grandes informações em alguns pontos, e somente para esses pontos serão necessárias novas instalações de comunicação.

A tendência é que essa transmissão concentrador-central seja feita via fibra ótica, devido à alta qualidade e velocidade de transmissão, principalmente para grandes quantidades de dados. A seguir está ilustrado o funcionamento desse sistema.

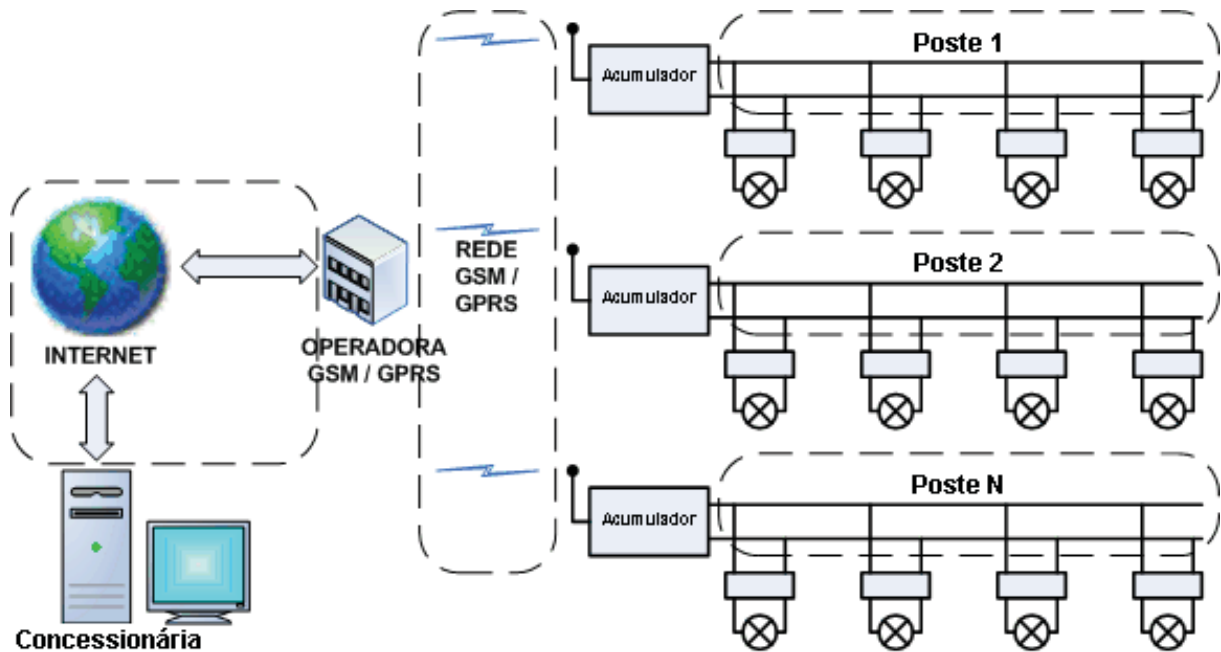


Figura 10 - Esquema de funcionamento Transmissão Concentrada (SIEMENS, 2010)

4.7 Unificação de Medidas e Serviços

Existe modelos de *Smart Meters* que, além de integrar serviços para a rede de energia elétrica, podem funcionar como AMM e até como gerenciamento de cargas para outros dispositivos, como para as redes de água e de gás encanado.

Esse modelo de medidor inteligente, no entanto, enfrenta grande dificuldade em inúmeros países devido a esses serviços pertencerem a diferentes companhias, o que dificulta bastante a unificação. Porém, acredita-se que em um futuro será possível utilizar esse único medidor principalmente para telecontagem, reduzindo os gastos em todos os serviços básicos.

Uma tendência é que estes serviços de coleta de dados em unidades consumidoras central seja realizado por uma outra empresa, especializada somente neste assunto. Assim, esta empresa poderia vender seus serviços para outras empresas interessadas, como concessionárias de energia, companhia de gás, serviços meteorológicos e outros.

4.8 Legislação brasileira

Atualmente, o *Smart Grid* brasileiro se encontra em processo de regulamentação por parte da ANEEL. O primeiro passo foi dado em 2010, quando o governo regulamentou o uso do PLC na rede, afim de viabilizar a comunicação do *Smart Meter*. Está em andamento a discussão para regulamentação do *Smart Meter* e, até o fim de 2012, serão iniciados os processos de licitação para substituição de todos os medidores analógicos do país. Essa

substituição está programada para ser concluída até 2020, com uma taxa de aproximadamente 10% ao ano. A expectativa para aprovação dessa legislação é grande, e já há diversas empresas focadas nas licitações, com produtos totalmente personalizados para atender a legislação local.

No Brasil, a grande tendência é que os medidores contem com quase todos os sistemas apresentados anteriormente, usando a transmissão concentrada com a fibra ótica (já presente nas grandes cidades) ou GPRS como principal meio de comunicação.

No dia 22/11/2011 foi aprovada a modalidade de tarifa branca para consumidores residenciais no Brasil. Essa tarifa será de caráter opcional e só valerá a partir de 2013 e para quem possuir o medidor inteligente já instalado em sua residência. Para consumidores residenciais, o sistema tarifário ficou da seguinte maneira:

- Horários fora da ponta: tarifa inferior à cobrada atualmente (tarifa normal);
- Horário de borda de ponta: tarifa aproximadamente o dobro da tarifa normal;
- Horário de ponta: aproximadamente 5 vezes a tarifa normal.

O próximo passo, que deverá ser concluído até o fim de 2013, é a aprovação da legislação para controle da geração distribuída, bem como seus valores e incentivos.

5 ESTUDO DE CASO

Para poder analisar os benefícios trazidos com os *Smart Meters*, irá ser analisado a implantação de um programa de substituição de medidores da empresa canadense *BC Hydro* (www.bchydro.com/). O programa *Power Smart* está realizando a substituição dos 1,8 milhões de medidores de energia convencional da cidade de Vancouver por medidores inteligentes. Essa substituição começou em julho de 2011 e será concluída ao final de 2012. O padrão do medidor que está sendo instalado é o seguinte:

- Medição de tensão, qualidade de energia e medição com resolução de hora em hora;
- Comunicação com a central via onda de rádio;
- Detecção de queda de fornecimento com registro de “último suspiro” e “primeira respiração”, ou seja, o último instante em que havia o fornecimento de energia e o primeiro momento após a interrupção do fornecimento;
- Detecção de furtos;
- Medidor do tipo AMM;

O sistema ainda disponibiliza via internet um *site* onde o consumidor pode acompanhar a quantidade de energia gasta naquele mês.

Até o dia 23/11/2011, mais de 350.000 medidores inteligentes já haviam sido instalados, e esse número aumenta em uma taxa de 6.000 medidores/dia. Curiosamente, no dia em que se atingiu essa marca, uma tempestade provocou a queda de uma árvore nos cabos de distribuição. Esse incidente ocorreu em uma área que já contava com os medidores inteligentes, e isso possibilitou um atendimento cerca de 5 vezes mais rápido em comparação a quando não se possuía o sistema de detecção de falhas.

De posse desses medidores já instalados, a *BC Hydro* realizou um levantamento da economia que já está ocorrendo e expandiu esses dados para o cenário de 100% dos medidores instalados. O resultado é mostrado na tabela 5:

Tabela 5 - Economia com a utilização dos Smart Meters

Benefício	Economia (em milhões de dólares)
Telecontagem	222
Aquisição de dados de qualidade automaticamente	61
Ligamento e desligamento automático de fornecimento	47
Expansão da rede de distribuição	15
Detecção de Falhas	10
Redução nos programas de pesquisa para otimização da rede	6
Gastos com as centrais telefonicas	2
Redução de perdas não-técnicas	732
Redução voluntária do consumo nos horários de ponta	110
TOTAL	1205,00

Pode-se notar que os gastos com as perdas não-técnicas são muito grandes, conforme ocorre no Brasil. Em seguida, vem a economia relativo à medição do consumo mensal, que é feita automaticamente. Nota-se ainda a grande economia gerada apenas pelo uso consciente da energia (US\$110 milhões), para alcançar essa marca, diversos consumidores participaram voluntariamente de treinamentos, palestras sobre os custos envolvidos e a melhor maneira de economizar energia em diferentes horários.

O relatório da concessionária cita ainda alguns benefícios que não podem ser avaliados, como a segurança para o consumidor em não ter uma pessoa estranha entrando em sua casa; melhora nos centros de atendimento ao cliente; preservação do meio-ambiente devido a um melhor uso da energia e geração de emprego direta (contratação de mão-de-obra para instalação dos medidores) e indireta (empresas poderão criar serviços voltados a economia verde).

No relatório do *Power Smart* emitido pela *BC Hydro*, os riscos do programa são classificados como baixos, e são eles:

- Atrasos por parte dos fornecedores na entrega dos medidores inteligentes;
- Risco da tecnologia utilizada atualmente se tornar obsoleta muito rápido;
- Atraso na instalação dos medidores;
- Custo ultrapassar o planejado;
- Receio dos consumidores em utilizar a nova tecnologia.
-

Para combater o receio do público, a *BC Hydro* está fazendo ampla divulgação dos benefícios e tem a promessa de repassar aos consumidores parte da economia adquirida reduzindo suas tarifas.

Comparando-se a economia anual de US\$1205 milhões com os US\$930 milhões de investimento do programa *Power Smart*, percebe-se que a concessionária obterá um rápido retorno – apenas um ano com todos os medidores instalados já é suficiente para recuperar todo o investimento e ainda obter lucro direto e indireto com a modernização da rede, tornando assim o investimento totalmente viável.

6 CONCLUSÃO

Investimentos em redes elétricas afim de criar um sistema mais confiável, sustentável e eficientes são cada vez mais crescentes. As ferramentas para criar esse ambiente já são conhecidas e estão se tornando cada vez mais populares: as redes elétricas inteligentes.

O ponto de partida para se implementar uma rede elétrica inteligente consiste na substituição dos medidores de energia atual por medidores inteligentes. Esses medidores executam diversas funções e sua implantação traz grandes benefícios para a eficiência da rede e para a redução de custos por parte das concessionárias e, na maioria das vezes, para o consumidor. No novo contexto das redes elétricas inteligentes, estes novos medidores tem papel fundamental, pois serão os responsáveis pela comunicação “on-line” entre os consumidores e a concessionária, informando o consumo atual, se existe disponibilidade de energia, o horário de consumo, a demanda utilizada no momento.

No caso do programa de *Smart Meters* da canadense *BC Hydro*, o *Power Smart*, está em fase de implantação, as projeções baseadas em números já obtidos mostram um cenário totalmente favorável à utilização desses medidores para controle de energia de consumidores residenciais e comprovam que esse primeiro passo para a transformação do cenário elétrico em uma rede inteligente está no caminho certo.

Apesar de este programa ter um investimento inicial alto, em torno de US\$930 milhões, já para o primeiro ano de implantação dos medidores inteligentes estima-se uma receita, devido às economias de diferentes setores, de aproximadamente US\$1205 milhões. Os setores que mais contribuíram para esta grande economia foram, pela ordem: redução de perdas não-técnicas (US\$732 milhões); telecontagem (US\$222 milhões); redução voluntária do consumo nos horários de ponta (US\$110 milhões). Neste último caso, obteve-se uma grande economia apenas devido ao uso consciente de energia, onde diversos consumidores participam voluntariamente de treinamentos e palestras sobre os custos envolvidos e a melhor maneira de economizar em diferentes horários.

No cenário brasileiro, a inclusão dos *Smart Meters* está próxima de acontecer, com data prevista para início em 2013. O medidor brasileiro deverá contar com praticamente todas as funcionalidades citadas, ficando a discussão apenas em qual será o meio de comunicação que melhor se encaixa ao Brasil. O padrão de RF usado em Vancouver não se encaixa à realidade brasileira, devido principalmente ao terreno muito acidentado.

Portanto, pode-se concluir que os medidores inteligentes são um investimento totalmente viável, visto que seu retorno de investimento se dá em menos de um ano após a instalação, além dos benefícios para o setor energético. Investir em medidores eletrônicos, além de preparar a rede para a implantação do *Smart Grid*, reduz custos e a necessidade de redimensionar as redes de transmissão e distribuição em um curto período de tempo.

BIBLIOGRAFIA

Ackermann, T., Anderson, G., Soder, L., "Distributed generation: a definition", 2001.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 1 – Introdução, dezembro de 2005

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Portaria N°33, de 11 de Fevereiro de 1988, disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt1988033.pdf>, acessado em 30/11/2011.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Consumo irregular de energia gera prejuízo de R\$ 8,1 bilhões ao ano (2011), disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=4160&id_area=90, acessado em 20/11/2011

Archangelo, Flávio. PLC/BPL: Uma Tecnologia Poluidora, disponível em http://archangelo.net/temp/plc/archangelo_plc_texto1.pdf, acessado em 30/11/2011.

BC Hydro, Smart Metering & Infrastructure Program Business Case, disponível em http://www.bchydro.com/etc/medialib/internet/documents/smi/smi_business_case.Par.0001.File.smi_business_case.pdf, acessado em 27/11/11.

Carvalho, Alan. O que é GPRS – General Packet Radio Service?, disponível em <http://www.wirelessbrasil.org/wirelessbr/colaboradores/alancarvalho/gprs.html>, acessado 30/11/2011

Depuru, S. S. S. R. et al, “Smart Meters for Power Grid – Challenges, Issues, Advantages and Status”, 2011.

El Hage, Fabio S., “A Estrutura Tarifária de Uso das Redes de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil: Análise Crítica do Modelo Vigente e Nova Proposta Metodológica”, 2011.

El Khatam, W., Salama, M.M.A., "Distributed generation technologies, definitions and benefits", 2004.

Ergen, S. C. ZigBee/IEEE 802.15.4 Summary, 2004

Garrido, Bruno. R. F., "Smart Grid", 2010

Kagan, N., Silva, J. C. B., Inclusão de geração distribuída na otimização do planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica, Latin Power & Gas Conference, Rio de Janeiro, 2001.

Maia, Daniel Netto. Compra e venda de energia elétrica. Novas perspectivas à luz do atual modelo do setor elétrico brasileiro. Jus Navigandi, Teresina, ano 16, n. 2921, 1 jul. 2011. Disponível em: <<http://jus.com.br/revista/texto/19455>>. Acesso em: 25 nov. 2011.

Senjyud D. et al, "Optimal control of distribution voltage profile by considering the number of operation of the distribution installations", Power and Energy Society General Meeting – Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE, pp. 1-8, July 2008

Silva, J. C. B., Otimização de sistemas de distribuição utilizando geração distribuída, Tese de Doutorado, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, 2002.

SMART Grid: Energia Inteligente no Brasil. Disponível em <<http://www.cpqd.com.br/solucoes-e-produtos/smart-grid.html>>. Acesso em 03 nov. 2011
SOUZA, Angelo R. R., "Conexão de Geração Distribuída em Redes de Distribuição", 2009.

[online] www.zigbee.ind.br, acessado em 26/11/2011

[online] <http://www.agais.com/eletrica.htm>, acessado em 20/11/2011