



MINISTÉRIO DA FAZENDA
SEAE – SECRETARIA DE ACOMPANHAMENTOS ECONÔMICOS
COGEN – COORDENADORIA GERAL DE ENERGIA ELÉTRICA
MF - DF
SEAE – DF
INTERCÂMBIO – JULHO/2012

SMART GRID: O MODELO BRASILEIRO

Intercambista: Alinne Almeida Pauli
Orientadores: Jossifram Almeida Soares
Cláudio Evangelista de Carvalho

BRASÍLIA
2012

ALINNE ALMEIDA PAULI

SMART GRID: O MODELO BRASILEIRO

Artigo científico apresentado à Secretaria de Acompanhamento Econômico – SEAE para o Programa de Intercâmbio – Estágio junto à Coordenadoria Geral de Energia Elétrica – COGEN, sob a orientação dos coordenadores Jossifram Almeida Soares e Claudio Evangelista de Carvalho.

**BRASÍLIA - DF
2012**

RESUMO

Este estudo apresenta uma análise do setor elétrico brasileiro para entendimento do conceito de Smart Grid (Rede Inteligente), o qual em termos gerais pode ser definido como a aplicação de tecnologia da informação para o sistema elétrico de potência, integrado aos sistemas de comunicação e infraestrutura de rede automatizada.

Haverá uma breve caracterização do setor elétrico brasileiro, com destaque para a estrutura tarifária vigente, em seguida será apresentado o Smart Grid, o medidor eletrônico, passo inicial para o início da mudança tecnológica e a proposta de pré-pagamento que a tecnologia permite. E também serão apresentados os projetos-piloto mundiais e nacionais, com foco para a troca de medidores e início da viabilização da nova tecnologia. Os desafios são (i) elencar os benefícios para compará-los ao custo de implantação, (ii) apresentar o marco regulatório e (iii) conhecer as formas de financiamento para a aplicação da tecnologia no Brasil.

Palavras- Chave: Smart Grid, Tarifas, Medidor Eletrônico, Regulação.

ABSTRACT

This study presents an analysis of the Brazilian electric sector to understand the concept of Smart Grid, which can be broadly defined as the application of information technology for the electric power system, integrated communications systems and infrastructure automated network.

There will be a brief characterization of the Brazilian electric sector, with emphasis on the existing tariff structure, then you'll see the Smart Grid, the electronic meter, an initial step towards the beginning of technological change and the pre-payment. The study will also present the pilot projects worldwide and national, with a focus on the exchange of meters and the beginning of the viability of new technology. The challenges are (i) list the benefits to compare them to the cost of implementation, (ii) provide the regulatory framework and (iii) finding ways of funding for the application of technology in Brazil.

Keywords: Smart Grid, Rates, Smart Meter, Regulation.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	
1. ENERGIA	1
1.1 O Setor de Energia no Brasil	2
1.2 As Tarifas de Energia Elétrica	4
1.3 As Tarifas do Grupo A.....	5
1.4 As Tarifas do Grupo B.....	6
2. SMART GRID.....	7
2.1 Medidor Eletrônico.....	7
2.2 Geração Distribuída.....	8
2.4 Pré-Pagamento	7
3. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL E PROJETOS NO BRASIL	8
3.1 EUA	8
3.2 Portugal.....	8
3.3 Projetos Piloto no Brasil: MG – SP – RJ – PR.....	8
4. ALTERNATIVAS DE FINANCIAMENTO.....	9
4.1 BNDES	9
4.2 P&D	9
4.3 Debêntures	9
4.4 USTDA	9
4.5 REPNBL – REDES	9
CONCLUSÃO	11
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	12

INTRODUÇÃO

A pesquisa aborda o a nova tecnologia de gerenciamento de sistemas de distribuição denominado Smart Grid (Redes Inteligentes) e destaca a experiência internacional e os projetos pilotos em andamento no Brasil. Assim foi possível identificar alguns dos desafios a serem enfrentados pelo país para a viabilização dessa tecnologia, os quais envolvem desde alterações no marco regulatório à disponibilização de diferentes formas de financiamento.

O conceito de Smart Grid a ser apresentado na pesquisa considera sua coexistência com o atual modelo de distribuição de energia elétrica. Desse modo, a tecnologia é um complemento que agrega novas capacidades e funcionalidades, as quais permitirão um gerenciamento mais eficaz do sistema.

O modelo de Smart Grid para o Brasil não é único, o modelo externo sofre modificações e adaptações para sua viabilidade no país que possui diferenças geográficas, baixa renda, regiões de difícil acesso, carência de investimentos e uma grande necessidade de inovação tecnológica.

O estudo está estruturado da seguinte forma: (i) Especificidades do setor energético brasileiro, com destaque para o cenário local e seus modelos tarifários. (ii) Conceito das Redes Inteligentes, abordando os benefícios, os desafios e os custos, agregado a caracterização do medidor eletrônico e a proposta de pré-pagamento. (iii) Experiência internacional e os projetos pilotos em andamento no Brasil e por fim (iv) As alternativas de financiamento.

1. ENERGIA

O conceito de energia está relacionado à capacidade de produzir trabalho. A energia elétrica é a fonte mais utilizada no mundo e pode ser obtida por meio da transformação de outras fontes de energia como as hidrelétricas, termelétricas, solar, nuclear, eólica, biomassa, dentre outras.

A Primeira Lei da Termodinâmica afirma que a energia não pode ser criada, como também não pode ser destruída, mas sim apenas transformada de uma modalidade para outra, o que é conhecido como o princípio de conservação de energia, formulado pelo físico alemão, Helmholtz em 1847.

Esse princípio estabelece que a quantidade total de energia em um sistema isolado permanece constante. Neste caso a energia é tida no seu conceito amplo: cinética, térmica, potencial e nuclear.

1.1 O SETOR DE ENERGIA NO BRASIL

Os choques do petróleo em 1973-74 e 1979-81 além de revelarem a escassez do recurso e forçarem a alta dos preços, abriram espaço para estudos de eficiência energética e conservação de energia dos seus derivados. Causando um forte impacto na corrida pela diversificação da matriz energética de diversos países, para que o atendimento da demanda de energia não sofresse tantos danos.

A partir da década de 1990, o Estado Brasileiro vivenciou uma fase de crise fiscal, resultante das opções das empresas estatais, que com o objetivo de fomentar o crescimento econômico durante as décadas de 1970 e 1980 contraíram dívidas através do II PND (Plano Nacional Desenvolvimentista), impossibilitando assim, o investimento em infraestrutura no país. Outro fator que inviabilizou os investimentos foi a declaração da moratória em 1987, que gerou um descontrole inflacionário, atrelada à promulgação da Constituição de 1988, a qual estipulou a transferência das receitas para os estados e municípios, com a concentração das despesas na esfera federal.

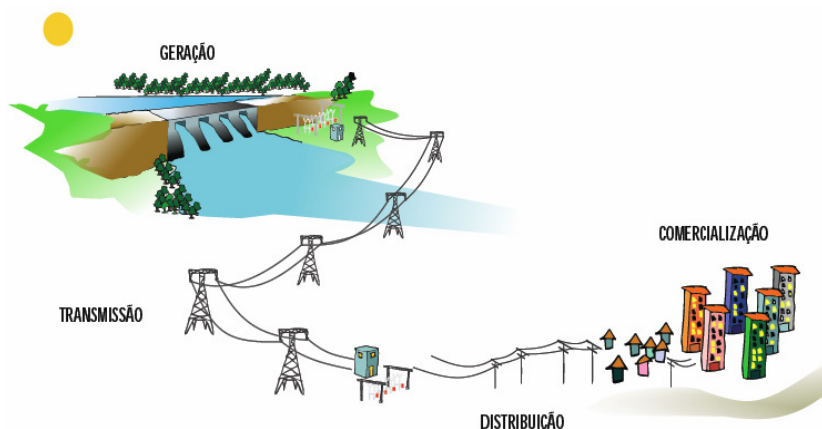
Desde a década de setenta, o setor elétrico no Brasil apresenta uma queda nos investimentos em comparação com o PIB, conforme os dados apresentados no livro de Schechtman Pires (2005): 1970 (3%), 1980 (2,7%) e 1990 (1,2%).

Com este cenário, o governo iniciou o processo de privatização do setor elétrico, com falhas expressivas, como por exemplo, a ausência de critério na

avaliação do retorno dos investimentos e a economia de escala¹. A ausência de inovação tecnológica na relação distribuidora – consumidor, a ameaça à segurança, os altos picos de demanda, as diversas interrupções no fornecimento de energia.

Em pleno século XXI, o país vive com o atraso tecnológico em que as empresas de distribuição dependem dos clientes para tomar conhecimento das falhas energéticas, segundo dados da ANEEL, estas perdas de fornecimento elétrico atingem a média de 16%, apontando a necessidade de investimentos em infraestrutura, o que melhoraria a qualidade e a quantidade do fornecimento.

No atual sistema nacional de energia elétrica, a energia sai de uma ponta para atender a outra, caracterizando o sistema como uma geração centralizada e uso de redes passivas de distribuição de energia elétrica. Com a figura abaixo é possível visualizar este modelo e entender o que ocorreu quando houve a “crise do apagão” no governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso em 2001 e 2002. A crise afetou o fornecimento e a distribuição de energia, quando devido a ausência de chuvas, as represas ficaram com níveis baixos de água nos reservatórios, que agregado à falta de planejamento e investimentos, resultou na ausência de geração de energia e, portanto, o consumidor no dia 1 de julho de 2001 e no dia 27 de setembro de 2002 teve de aprender a racionalizar a energia consumida.



O Setor de energia elétrica no Brasil compreende quatro segmentos de negócio: geração, transmissão, distribuição e comercialização. O segmento de distribuição se caracteriza como o segmento do setor elétrico dedicado à entrega de energia elétrica para um usuário final. Segundo a ANEEL, o sistema de distribuição pode ser considerado como o conjunto de instalações e equipamentos elétricos que operam, geralmente, em tensões inferiores a 230 kV, incluindo os sistemas de baixa

¹ Economia de escala consiste na produção de bens em larga escala, visando a redução dos custos.

tensão. Atualmente, o Brasil possui 63 concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, além de um conjunto de permissionárias (cooperativas de eletrificação rural que passaram pelo processo de enquadramento como permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica)

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), criada através do Decreto nº 2.335 de 6 de outubro de 1997, exige que sejam efetivados os princípios de concorrência sempre que possível, como ocorre no segmento geração e comercialização. O mesmo, porém já não ocorre no segmento transmissão e distribuição, caracterizado como monopólio natural². A agência reguladora tem como objetivo reduzir a assimetria de informação e disseminar a cultura de regulação.

No Brasil, a hidroeletricidade é a principal fonte de geração de energia, a qual, segundo a ANEEL, responde por 71% da capacidade instalada em operação no país, em segundo lugar estão às termelétricas com 28%. O restante, 1%, corresponde às usinas eólicas e demais fontes.

Segundo dados do governo, a capacidade instalada da matriz de energia elétrica do Brasil alcançou, em agosto de 2011, 115 mil megawatts (MW), potência 54% maior do que os 74,8 mil MW instalados em dezembro de 2001. Considerando esse aumento, o Sistema Interligado Nacional (SIN) exige uma coordenação sistêmica para assegurar que a energia gerada pelos 2.475 empreendimentos em operação (Boletim Mensal de Monitoramento – julho/2011) chegue ao consumidor com segurança, além de garantir o suprimento de forma contínua, com qualidade e com preços acessíveis para todos (universalização do atendimento).

A função do Operador Nacional do Sistema (ONS) é além de coordenar e controlar a operação eletro-energética das instalações de geração e de transmissão de energia elétrica no SIN.

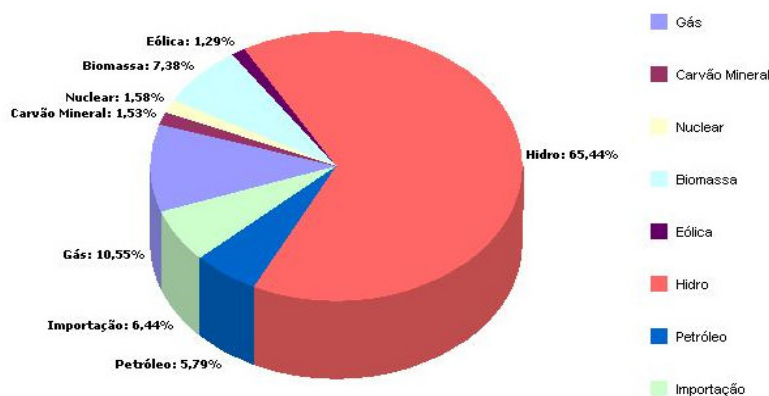
A corrida pela sustentabilidade tem sido a força motriz para o aumento da participação de fontes renováveis de energia na matriz energética global. O país possui uma forte base hidráulica em sua matriz elétrica e uma carência em fontes de energia “modernas”, o que vem sendo trabalhando pelo governo através do PROINFA e por leilões de energia específicos para fontes alternativas.

² O monopólio natural ocorre, quando a estrutura dos custos de produção de um determinado bem é tal que é mais barato para a sociedade a situação de que apenas uma única firma opere neste mercado. Tem o objetivo de produzir ao menor custo possível.

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), criado no Ministério de Minas e Energia (MME) pela Lei nº 10.438, e revisado pela Lei nº 10.762, é uma forma de incentivo do governo para aumentar a participação de energia elétrica produzida por empreendimentos com base em fonte eólica, biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) no Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN).

A matriz elétrica brasileira é fortemente baseada em fontes energéticas renováveis, devido à grande disponibilidade de recursos hídricos, há também a participação das fontes eólicas e biomassa com crescimento significativo nos últimos anos, dado o incentivo para o aumento da participação da comercialização de energias renováveis. O setor energético brasileiro ainda tem espaço para crescer e modernizar, tendo em vista os trabalhos realizados por meio de projetos piloto para implantação de redes inteligentes, micro e mini geração (geração distribuída) e migração para o medidor eletrônico.

A figura a seguir ilustra as fontes em operação no país, em termos de capacidade instalada, considerando o número de 1.001 usinas no país, dados da ANEEL, atualizados em 18 de Julho de 2012:



Para o setor de energia elétrica, o Brasil tem como desafios o aumento do uso de energias alternativas e intermitentes, a criação de metas de economia de energia para redução dos picos de demanda, o investimento em controles digitais e segurança. A corrida pelos investimentos em infraestrutura já foi iniciada, tem em vista a criação do Grupo de Trabalho (Portaria Nº 440, de 15 de abril de 2010) para implementação do Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente – Smart Grid, bem como os investimentos feitos pelas concessionárias, através dos recursos com Pesquisa e Desenvolvimento – P&D nos projetos piloto em andamento no país.

1.2 AS TARIFAS DE ENERGIA

Os custos gerenciáveis (investimentos, custos operacionais e depreciação) mais os custos não-gerenciáveis (encargos setoriais, energia comprada e encargos de transporte) compõem as tarifas de energia elétrica pelas concessionárias de distribuição. A tarifa de energia elétrica paga pelos consumidores corresponde à quantidade de energia elétrica consumida no mês anterior na unidade de quilowatt-hora (kWh) multiplicada pelo valor unitário (tarifa) medido em reais por quilowatt-hora (R\$/kWh), ou seja, corresponde ao valor de 1 quilowatt (kW) consumido em uma hora.

A fatura de energia elétrica é calculada por grupos, há os consumidores de baixa tensão (Grupo B – baixa tensão), que em geral estão conectados em 127/220 V e os grandes consumidores, que estão conectados à rede de distribuição em níveis de tensão mais elevados (Grupo A – alta tensão). Para os consumidores de baixa tensão há a tarifação monômnia, onde há apenas tarifa para a energia elétrica consumida, definida em R\$.kWh³. Já para os grandes consumidores, de alta tensão há a tarifação binômnia, onde há tarifa para a energia elétrica consumida (R\$.kWh) e tarifa para a demanda solicitada da rede (R\$.kW).

O nível das tarifas é determinado por um conjunto de fatores, dentre os quais pode-se destacar: disponibilidade de capital a baixo custo, disponibilidade de recursos energéticos, características do mercado, eficiência operacional dos agentes, qualidade e confiabilidade do fornecimento, natureza e estabilidade do marco regulatório, política social e ambiental e por fim a política tributária e de encargos setoriais (recolhidos pelas distribuidoras e correspondentes a quase 40% da conta do consumidor)

No caso brasileiro, a ANEEL atua como agente regulador para estabelecer as tarifas de modo a atingir o pagamento justo ao consumidor e assegurar o equilíbrio econômico – financeiro da concessionária de distribuição, para que a mesma ofereça um serviço com qualidade, confiabilidade e continuidade. A tarifa de energia elétrica definida pela ANEEL, representa a soma de todos os componentes do processo industrial de geração, transmissão, distribuição e comercialização, com o acréscimo de encargos ao custeio da aplicação de algumas políticas públicas relacionadas ao setor de energia elétrica, como a tarifa social.

³ Recentemente, a Aneel publicou a Resolução Normativa – REN nº 464, que abre a possibilidade para o consumidor de baixa tensão ter uma tarifa diferenciadas nos horários de ponta e fora de ponta.

Por regulação econômica entende-se a ação do governo em restringir as decisões individuais dos agentes econômicos, suportada por alguma ameaça de sanção, que possui, dentre diversas dimensões, as seguintes: preço, quantidade, qualidade e segurança. A regulação dos preços é a mais relevante, pois garante a rentabilidade do investidor e o bem-estar dos consumidores.

A necessidade de regular deve-se à existência de assimetria de informação entre os agentes econômicos, externalidades e a existência de monopólio natural. A regulação tarifária busca mitigar a tendência à ineficiência dos monopólios naturais (transmissão e distribuição), com o dever de resolver a tensão entre as eficiências alocativa, distributiva e produtiva.

O regime tarifário deve estabelecer o preço, o mecanismo de (re) ajuste do preço, o mecanismo de revisão do preço e, o grau de liberdade da variação dos preços, de modo a permitir a manutenção do equilíbrio econômico financeiro das concessionárias. Além disso o regime tarifário por meio de mecanismos diversos, deve estimular a eficiência das empresas (distribuidoras) de modo a beneficiar os consumidores. O objetivo do reajuste anual, o qual ocorre na data de “aniversário” do contrato de concessão é repassar os custos não gerenciáveis e revisar monetariamente os custos gerenciáveis. Já a revisão tarifária periódica ocorre a cada quatro anos para preservar o equilíbrio econômico financeiro da concessão.

O processo de revisão tarifária é efetuado pela ANEEL para revisão dos valores das tarifas cobradas pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica e pagas pelos consumidores. O objetivo é garantir uma tarifa mais justa tanto para o consumidor quanto para o investidor, de acordo com as eventuais mudanças ocorridas nos custos e no mercado das empresas, de modo a fomentar o grau de eficiência e qualidade do serviço ofertado pela concessionária de distribuição de energia.

O atual regime tarifário dos contratos de concessão de serviço público no segmento de distribuição de energia elétrica no país tem como princípio o aumento da eficiência energética e a melhoria da qualidade do serviço ofertado, atendendo ao princípio da modicidade tarifária, segundo o artigo 14 da Lei nº 9.427, de dezembro de 1996, conforme abaixo:

“Art. 14. O regime econômico e financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica, conforme estabelecido no respectivo contrato, compreende:

I - a contraprestação pela execução do serviço, paga pelo consumidor final com tarifas baseadas no serviço pelo preço, nos termos da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;

II - a responsabilidade da concessionária em realizar investimentos em obras e instalações que reverterão à União na extinção do contrato, garantida a indenização nos casos e condições previstos na Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e nesta Lei, de modo a assegurar a qualidade do serviço de energia elétrica;

III - a participação do consumidor no capital da concessionária, mediante contribuição financeira para execução de obras de interesse mútuo, conforme definido em regulamento;

IV - apropriação de ganhos de eficiência empresarial e da competitividade;

V - indisponibilidade, pela concessionária, salvo disposição contratual, dos bens considerados reversíveis.”

O princípio da modicidade das tarifas estabelece que os valores destas devam ser acessíveis aos usuários, no caso, usuários da rede elétrica, de forma que os mesmos não sejam onerados em excesso, pois o serviço público, em sua definição, está relacionado com a satisfação de uma necessidade ou conveniência básica dos membros da sociedade.⁴ A modicidade tarifária impede que o fator econômico (custos) reflita numa fuga da população para com o serviço público, ela obriga que a política tarifária acompanhe o poder econômico daqueles que partilham do serviço público.

1.3 AS TARIFAS DO GRUPO A

As tarifas do grupo A são direcionadas para consumidores de alta tensão, de 2,3 a 230 kV (quilovolts) e estão divididas em três modalidades de fornecimento: convencional, horo-sazonal azul e horo-sazonal verde.

O grupo A é composto pelos seguintes subgrupos, de acordo com o nível de tensão:

A1 230 kV ou mais;

A2 entre 88 e 138 kV;

A3 69 kV;

A3a entre 30 e 44 kV;

⁴ MELLO, Celso Antônio Bandeira de. Curso de direito administrativo. 25ª ed. rev. e atual. São Paulo: Malheiros, 2008. p. 723.

- A4** entre 2,3 e 25 kV;
- AS** sistema subterrâneo.

A tarifa convencional é a aplicação de tarifas de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência elétrica que independe da hora de utilização do dia e dos períodos do ano. Apresenta um valor para demanda expresso em reais por quilowatt e outro valor para o consumo de energia expresso em reais por megawatt-hora. Para se enquadrar nessa estrutura tarifária o consumidor deve ser atendido em tensão de fornecimento abaixo de 69 kV, sempre que contratado uma demanda inferior a 300 kW.

A estrutura tarifária horo-sazonal caracteriza-se por ser uma estrutura flexível, onde ocorre a aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, de acordo com o período de utilização do dia e do ano. Através da racionalização do consumo de energia ao longo do dia e do ano, este modelo tende a incentivar o consumidor a mudar os hábitos comuns e consumir energia fora dos horários de pico, de modo a não sobrecarregar o sistema.

A aplicação da tarifa horo-sazonal depende da delimitação dos períodos para que a mesma possa ser praticada, sendo assim foi definido dois postos tarifários, tidos como “ponta” e “fora de ponta”, em que o primeiro corresponde ao horário de pico (18h às 21h) dos dias úteis e o segundo, por sua vez, compreende o intervalo de 21h às 18h dos dias úteis, além dos finais de semana e feriados.

Além dos períodos do dia, a estrutura tarifária horo-sazonal também possui, no ano, a caracterização de dois períodos, o “período de seca” (maio a novembro) e o “período úmido” (dezembro a abril), relacionados com a ausência e excesso de chuva. Como no Brasil, a energia elétrica é dependente das hidroelétricas, nos períodos de seca, as tarifas tendem a ter seu valor elevado, dado o aumento no custo de produção pelo baixo nível de água nos reservatórios das usinas, levando o governo a solicitar energia das térmicas, que por sua vez é uma energia mais cara.

Definida a estrutura tarifária horo-sazonal, os consumidores com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada inferior a 300 kW podem optar pela tarifa horo-sazonal azul ou verde.

A tarifa horo-sazonal azul, compreende o mesmo princípio estabelecido, sendo que esta é aplicável obrigatoriamente a todas as unidades consumidoras

atendidas pelo sistema elétrico interligado, e com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV.

Sendo assim, a tarifa horo-sazonal azul esta estruturada do seguinte modo:

Demanda de potência (R\$/kW):

Um valor para o horário de ponta (P)

Um valor para o horário fora de ponta (FP)

Consumo de energia (R\$/MWh):

Um valor para o horário de ponta em período úmido (PU)

Um valor para o horário fora de ponta em período úmido (FPU)

Um valor para o horário de ponta em período seco (PS)

Um valor para o horário fora de ponta em período seco (FPS)

Por sua vez, a tarifa horo-sazonal verde é tida como a modalidade de fornecimento estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia, partindo do mesmo principio da estrutura tarifária horo-sazonal, bem como de uma única tarifa de demanda de potência.

A tarifa horo-sazonal verde tem a seguinte estrutura:

Demanda de potência (R\$/kW): valor único

Consumo de energia (R\$/MWh):

Um valor para o horário de ponta em período úmido (PU)

Um valor para o horário fora de ponta em período úmido (FPU)

Um valor para o horário de ponta em período seco (PS)

Um valor para o horário fora de ponta em período seco (FPS)

1.4 AS TARIFAS DO GRUPO B

Segundo a definição da ANEEL, as tarifas do grupo B, consumidores de baixa tensão, estão estabelecidas apenas para o componente de consumo de energia, em reais por megawatt-hora, e consideram que o custo da demanda por potência está incorporado ao custo do fornecimento de energia em megawatt-hora.

Sendo assim, podem-se classificar as tarifas do grupo B do seguinte modo:

B1 Classe residencial e subclasse residencial baixa renda;

B2 Classe rural;

B3 Outras classes: industrial, comercial, serviços e outras atividades, poder público, serviço público e consumo próprio;

B4 Classe de iluminação pública.

Por estrutura tarifária entende-se a forma como os diversos tipos de consumidores (residenciais, industriais e comerciais) são segregados em grupos (A e B), subgrupos e modalidade tarifária de acordo com o horário de uso, nível de uso e localização. Em 2011 a ANEEL aprovou a alteração da estrutura tarifária aplicada ao setor de distribuição de energia, onde está previsto a aplicação de tarifas diferenciadas por horário de consumo, ofertando tarifas mais baratas em horários fora de ponta.

A criação da tarifa branca, a ser aplicada a cada distribuidora, previsto para implantação no ciclo de revisão tarifária de 2012 a 2015, modifica o padrão ainda em curso desde a década de oitenta. Ela passa a considerar as mudanças que ocorreram na oferta e demanda energética, como por exemplo, a desverticalização das atividades de distribuição, geração e transmissão de cada empresa, o livre acesso dos consumidores às redes, a criação do mercado livre e a diferenciação de tarifas.

A modalidade de tarifação branca, tida pela ANEEL como opcional, abrange os consumidores de baixa tensão, dentre eles os residenciais, comerciais, industriais e de área rural. A aplicação desta tarifa ofertará três diferentes níveis, de acordo com o horário de consumo. Nos dias úteis haverá a aplicação de uma tarifa mais barata durante o dia, o segundo patamar corresponde ao início da noite, considerando um período de três horas dentro do intervalo de 17h às 22h, a ser definido pela distribuidora, em que valerá uma tarifa mais elevada e o terceiro patamar, tido como intermediário, compreende o intervalo entre os dois primeiros horários. Já aos finais de semana e feriados aplicar-se-á uma tarifa mais barata para todas as horas do dia.

A proposta da tarifa branca, segundo a ANEEL, é de incentivar o consumo de energia no patamar mais barato, estimulando, portanto, um consumo de energia mais eficiente, de modo a não sobrecarregar o sistema, reduzindo a conta mensal do consumidor, além de postergar a necessidade de expansão da rede da distribuidora para o atendimento no horário de pico.

A criação da tarifa branca depende da troca do medidor eletromecânico, usado atualmente, para o medidor eletrônico. Diversos países da Europa e os EUA,

já lançam mão deste dispositivo, enquanto no Brasi sua implantação só foi efetuado em alguns projetos piloto.

Além disso, a tarifa branca não se aplica à iluminação pública e também não é válida para os consumidores de baixa renda, para os quais há uma tarifa diferenciada, conhecida como tarifa social de baixa renda. O desconto tarifário em relação à tarifa da classe residencial B1 se dá, conforme a tabela abaixo:

Faixa de Consumo	Desconto Tarifário (%)
0 - 30 kWh	65%
31 - 100 kWh	40%
101 - Limite Regional	10%

O beneficiário da aplicação desta tarifa, depende da comprovação de inscrição junto ao Cadastro Único de Programas Sociais do Governo Federal, bem como a apresentação de um consumo mensal inferior a 80 kWh ou um consumo dentro do intervalo de 80 kWh e 220 kWh/mês.

O desconto tarifário é relativo à tarifa aplicada a uma unidade consumidora residencial, sendo que o limite regional, a faixa de consumo máximo estabelecida pela concessionária e os valores excedentes a esse limite devem ser faturados dentro da tarifa plena B1, aplicada as unidades residenciais do grupo B.

2. SMART GRID

Conhecido como Rede Inteligente, o Smart Grid é a nova tecnologia para a gestão do sistema elétrico nacional, desenvolvida a partir de componentes digitais e de comunicações nas redes que transportam energia possibilitando o envio de dados em larga escala e informações para os centros de controle. Auxilia nas operações e controle do sistema, permitindo uma análise das informações de modo eficiente e confiável.

A nova tecnologia, formada a partir da criação de uma nova infraestrutura de distribuição de energia elétrica, permite o desenvolvimento, a modernização da capacidade instalada, a aplicação de tecnologias da comunicação, informática e eletrônica nas gerações distribuídas. O objetivo das redes inteligentes é o de otimizar o controle e a operação das redes elétricas junto ao uso de medidores eletrônicos, monitorando o consumo e demanda em tempo real.

O Smart Grid é uma importante ferramenta auxiliar para o desenvolvimento do setor elétrico na corrida pela redução de gases de efeito estufa (GEE), redução na emissão de gás carbono (CO₂), desenvolvimento de fontes renováveis, melhorias no fornecimento (qualidade e quantidade) de energia elétrica, de modo a atender os interesses tanto dos consumidores (redução das tarifas), quanto dos produtores de energia elétrica.

A nova tecnologia compreende toda a cadeia do setor elétrico desde a geração até a comercialização, tanto para o segmento residencial, quanto comercial, industrial e agrega como inovação ao setor o monitoramento em tempo real, a transparência dos dados, auto recuperação do sistema, maior participação do consumidor, fornecimento de energia de melhor qualidade (redução de falhas). Ou seja, o foco principal dessa inovação tecnológica é a maximização da utilização do sistema elétrico, por meio de estímulos direcionados para o consumo racional de energia e a redução de perdas de energia.

A aplicação da inovação tecnológica no Brasil provocará uma mudança a ser observada, na estrutura atual do sistema elétrico, onde ocorrerá a migração de uma geração centralizada para um modelo de geração caracterizado pelo gerenciamento e controle de geração, favorecendo a redução das perdas e o aumento da eficiência energética. Esta será realizada pelo uso de novas fontes (eólica, solar) que poderá ser gerada através das microrredes (baixa tensão) conectadas de forma distribuída a rede elétrica, e do controle do fluxo da carga pela rede de transmissão e distribuição, tida como macrorede.

Os objetivos e razões que envolvem a aplicação do Smart Grid no mundo e no Brasil partem de realidades diferentes, porém não se pode dizer que sejam opostas, elas se complementam. Em primeiro lugar pelo fato do Brasil ser um país considerado emergente em comparação com os EUA e países da Europa como, por exemplo, Inglaterra, França, Alemanha e Suíça, nações economicamente conceituadas como de primeiro mundo, portanto partem de realidades diferentes em busca de uma mesma tecnologia que fornece benefícios amplos.

De acordo com os diversos estudos publicados pela IEEE Smart Grid, percebe-se que os principais benefícios motivadores do mercado internacional quanto à aplicação das redes inteligentes permeiam três pontos: **a redução da emissão de CO₂** (Sustentabilidade Ambiental), **redução do consumo de energia** (eficiência energética) e por fim, a **redução no custo operacional** (eficiência

econômica). A questão de sustentabilidade ambiental e eficiência energética até poderia ser elencada para o Brasil, pois são metas globais, mas o custo operacional para o nosso país é baixo o que não causa tanto impacto em comparação com as tarifas.

Pode-se elencar como benefícios motivadores relacionados ao uso de redes inteligentes no Brasil, a confiabilidade do serviço e qualidade de energia elétrica (distribuidora), a redução de perdas não técnicas (comerciais) e a redução da demanda de pico. Diferentemente dos países economicamente de primeiro mundo, o Brasil crescer no consumo de energia elétrica, requer uma busca maior pelo consumo racional e eficiente. Há no país um “descontrole” quanto ao nível de tensão entregue abaixo do regulado e um problema de continuidade no serviço relacionado a interrupções no fornecimento, que muitas vezes só é informado à distribuidora quando o próprio consumidor faz uma ligação para comunicar a falha.

Foram identificados, segundo o relatório de estudo sobre Smart Grid elaborado pelo Grupo de Trabalho elencado pelo Ministério de Minas e energia, os seguintes benefícios para o Brasil:

- ✓ Postergação de investimentos na expansão das redes;
- ✓ Postergação de investimentos em expansão e geração;
- ✓ Redução de perdas técnicas na transmissão e distribuição
- ✓ Redução de perdas não-técnicas;
- ✓ Geração de empregos;
- ✓ Formação de conhecimento nacional;
- ✓ Aumento da arrecadação de impostos;
- ✓ Redução nas emissões de gases efeito estufa (GEE);
- ✓ Melhoria na qualidade dos serviços prestados;
- ✓ Criação de novos mercados

Considerando que a tecnologia das redes inteligentes envolve investimentos em telecomunicações, pois esta utilizará dos seus serviços, ocorrerá, portanto, benefícios para a mesma, como por exemplo, o uso de cabos de fibra ótica que favorecem o Plano Nacional de Banda Larga, dentre outras melhorias das atividades dos serviços de telecomunicações que o Smart Grid pode estimular no setor de telecom. Além disso, os benefícios do uso da rede inteligente se estendem também para a economia, uma vez que requer mão de obra qualificada, fomento na geração de empregos tanto nas indústrias que oferecem equipamentos de automação e

telecomunicação como nas fábricas de medidores eletrônicos. Com a criação do Programa Brasileiro de Redes Inteligentes os investimentos tanto em Pesquisa e Desenvolvimento – P&D, como na indústria para ampliação da capacidade instalada tem grandes perspectivas de expansão, dado o potencial do país voltado para exportação da tecnologia, serviços e produtos ofertados.

O consumidor por sua vez tem além dos benefícios citados anteriormente, os seguintes benefícios:

- ✓ Monitoramento da qualidade da energia (controle de interrupções e nível de tensão, eliminando a necessidade de entrar em contato com a distribuidora para comunicar eventuais falhas e interrupções de energia;
- ✓ Flexibilidade na escolha de modalidades tarifárias, como por exemplo, a opção pela tarifa branca;
- ✓ Uso de telemetria e atuação remota, para ligar e desligar aparelhos domésticos, reduzindo o consumo;
- ✓ Redução com gasto em leitura, evitando contato com o operador (melhoria para residências e estabelecimentos comerciais em casas);
- ✓ Facilidade no acesso às informações, mais precisas, confiáveis e claras, em tempo real;

Tais benefícios permitem ao consumidor um maior controle sobre a conta de energia elétrica, bem como um melhor conhecimento sobre o consumo e os valores das tarifas praticadas, e o consumo por eletrodoméstico, dentre outros aparelhos ligados a energia, incentivando o uso racional e eficiente desta e a redução da demanda per capita de energia.

2.1 MEDIDOR ELETRÔNICO

Hoje o Brasil possui cerca de 67 milhões de medidores eletromecânicos, que envolvem a leitura de um mostrador, tido como totalizador, causando o deslocamento do funcionário da concessionária até o local (residencial, comercial, industrial) para realizar a coleta das informações.

A ação do funcionário da concessionária compreende três etapas: o deslocamento, a coleta e a transferência da informação coletada em papel para o

sistema, esta última feita por um segundo funcionário. A possibilidade de incidência de um erro operacional, neste sistema é grande.

Com a implementação do medidor eletrônico, os custos são reduzidos, uma vez que a informação é coletada por um sistema no computador, reduzindo os gastos operacionais, com pagamento de funcionários, transporte e material. E a coleta das informações tem seu tempo reduzido, torna-se mais eficaz o processo e as eventuais falhas com leitura e registro da informação são eliminadas.

A ANEEL prevê a troca pelo medidor eletrônico dentro de um período de longo prazo, de aproximadamente dez anos com o custo estimado por aparelho de R\$200, portanto, o custo total seria de R\$13,4 bi. O custo elevado deve-se a baixa escala de produção e as especificidades técnicas do produto, o qual possui componentes de grande precisão.

O medidor eletromecânico possui vida útil regulatória de 25 anos, enquanto o medidor eletrônico o prazo estipulado é de 13 anos, o que deve ser revisto para adequar-se a tecnologia de redes inteligentes.

O medidor eletrônico é capaz de medir tanto a energia reativa (kVArh) quanto a energia ativa (kWh) e apresenta as informações das duas energias na conta do consumidor. A energia ativa é responsável pela execução do trabalho e pelo funcionamento de aparelhos e equipamentos elétricos, enquanto a reativa é a energia gerada durante o funcionamento e consumo dos equipamentos elétricos, como por exemplo, motores e transformadores.

O medidor eletrônico associado à rede inteligente possibilitará uma série de benefícios tanto para o operador como para o consumidor, a sociedade em geral, além de permitir ao consumidor produzir ou vender na forma de crédito à concessionária de distribuição, a sua própria energia (microgeração). Dentre os diversos benefícios, pode-se destacar a suspensão e o restabelecimento remoto do fornecimento de energia, a obtenção de informações da qualidade da oferta de energia, o auxílio ao consumidor para estabelecer e cumprir metas de consumo, a redução no tempo de reparos em casos de falhas ou interrupções na oferta de energia e a aplicação de tarifas com flexibilidade de postos tarifários (tarifa branca).

A Ecil Informática em parceria com a Bandeirante Energia desenvolveu três medidores eletrônicos nacionais de energia inteligentes e que agregarão ao projeto de Smart Grid no Brasil. A família de medidores compreende modelos monofásicos (MD 1200 e MD1400), bifásico e, trifásico que apresentam como característica o

combate a fraudes (perdas não técnicas), medição de corrente neutro, corte e, religamento remoto e comunicação sem fio.

2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Segundo a ANEEL, geração distribuída pode ser conceituada, de modo genérico, como sendo a geração localizada próxima aos centros de carga, conectada ao sistema de distribuição ou do lado do consumidor, de pequeno porte e não despachada pelo Operador Nacional do Sistema – ONS. Não há um consenso quanto ao tamanho da geração e não se pode excluir do conceito macro, os pequenos gerados que possuem como fonte os combustíveis fósseis.

A geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis é uma realidade em países de primeiro mundo, como por exemplo, Austrália, EUA e os países membros da União Européia. A adoção de políticas públicas nesses países é reflexo da busca pela diversificação da matriz energética, da redução da dependência externa de combustíveis fósseis, do combate ao aquecimento global (Protocolo de Quioto) e da liderança no desenvolvimento de tecnologias para produção eficiente de energia elétrica.

Os principais marcos legais voltados para a geração distribuída no Brasil são a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 e o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, bem como as resoluções da ANEEL relacionadas à geração distribuída.

Segundo o Decreto nº 5.163, de 2004, entende-se por geração distribuída aquela proveniente de fontes renováveis de energia e com potência instalada inferior a 30MW.

As tecnologias empregadas na geração distribuída a partir das fontes renováveis compreendem: Pequena Central Hidrelétrica (PHC), Central Geradora Hidrelétrica (CGH), Biomassa, Eólica, Solar Fotovoltaico e Resíduos Urbanos.

A geração distribuída tem como benefícios: o baixo impacto ambiental, a redução de perdas, redução no carregamento das redes, melhoria do nível de tensão da rede no período de carga pesada, geração de energia reativa, diversificação da matriz energética, o aumento da confiabilidade do atendimento e a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão.

Por outro lado, pode ter algumas desvantagens, como o alto custo de implantação, o tempo de retorno elevado para o investimento, falha dos

equipamentos, aumento da complexidade de operação da rede de distribuição (fluxo bidirecional de energia), alterações nos procedimentos das distribuidoras com a operação, controle e proteção às suas redes, alterações dos níveis de curto-circuito das redes, entre outros.

A preocupação que o governo brasileiro deve ter com relação a produção residencial de energia é a criação de uma política pública na qual tanto a concessionária quanto o prosumidor, conceito de consumidor que produz e consome seu bem, possuam diretrizes quanto a venda da energia, uma vez que a energia ofertada pela distribuidora tem custos que envolvem a geração e distribuição, enquanto o custo do consumidor ao vender a energia para a distribuidora tem intrínseco a esta apenas o valor da geração.

2.3 PRÉ – PAGAMENTO

A modalidade de pré-pagamento faz parte da realidade brasileira desde o fim da década de 80 e pode ser observado nos serviços de telefonia, cartão de crédito, transporte público, por exemplo, o uso do bilhete único na cidade de São Paulo, cartões de estacionamentos de shoppings, dentre outros. O conceito de pré-pagamento está ligado ao pagamento realizado anteriormente ao efetivo consumo ou utilização. No que diz respeito ao serviço privado essa modalidade pode ser observada na telefonia móvel, serviço de maior crescimento no Brasil, nos cartões de estacionamentos de shoppings e no uso de cartões de créditos. Já no serviço público, esta modalidade ocorre nos transportes urbanos, com o uso de um cartão, o qual mediante o pagamento prévio de um valor monetário, o usuário pode obter descontos nas tarifas e ou utilizar mais de um transporte público num determinado intervalo.

O conceito de pré-pagamento é de origem britânica, antes da 2ª Guerra, e seu uso era restrito ao serviço de gás, sendo os primeiros instrumentos de medição eletromecânicos, operados com o uso de moedas, já na América do Sul, Colômbia, Peru e Argentina, o pré-pagamento teve início na década de 90, nas cooperativas de eletrificação rural. A utilização dessa ferramenta para o setor de energia elétrica, bem como demais setores só foi viabilizada no final da década de 80, devido à evolução da eletrônica e dos sistemas de informática.

No Brasil, o pré-pagamento no setor de energia elétrica iniciou no primeiro trimestre de 2009 com a AMPLA Energia e Serviços S.A. - AMPLA concessionária

que atende parte do Rio de Janeiro. Com o objetivo de fomentar o tema, a ANEEL, através da Resolução Autorizativa n 391, de 22 de dezembro de 2005, autorizou à distribuidora implantar o sistema de faturamento na modalidade pré-pago, em caráter experimental, em áreas específicas predefinidas de sua área de concessão. Durante o período de desenvolvimento do projeto, relatórios trimestrais de acompanhamento foram encaminhados à ANEEL pela distribuidora. Outras duas resoluções normativas do mesmo ano permitiram a CELPA (Centrais Elétricas do Pará) e a Amazonas Distribuidora de Energia S.A. – ADESA a implantação de projetos-piloto no qual estava previsto a adoção de faturamento pré-pago.

A modalidade de faturamento tradicional ou pós-paga, é caracterizada pela medição da energia consumida a posteriori, e o pagamento desta é realizado por meio de uma fatura no período seguinte. Já no pré-pagamento, o cliente paga um valor monetário antes de usufruir da oferta de energia elétrica para consumo, neste caso surge um primeiro benefício para o consumidor: definição do montante de energia elétrica, o qual pretende consumir ao pagar antecipadamente por este.

Para a aplicação do pré-pagamento em energia elétrica é necessário a mudança para o medidor eletrônico inteligente, por meio do qual o cliente ao comprar crédito de energia a ser consumida no futuro, receberá um código, protocolo STS (standard transfer specification), e assim deverá digitar a sequência de dígitos numéricos no próprio medidor. Depois de concluída a digitação do código o medidor codificará de modo a registrar (creditar) a quantidade de energia (kWh) que foi comprada.

Como vantagens o consumidor tem a flexibilidade de decidir o quanto e como consumir sua energia, gerando um consumo mais eficiente, o uso mais racional da energia, pois ele irá gerenciar e administrar a própria conta, evitando eventuais “surpresas” no final do mês”. Na outra ponta, a concessionária ganha com o fim da necessidade de cortes e religamentos do serviço, reduzindo, portanto, seus custos de operação, financeiros e de fraudes (perdas não técnicas) decrescem, há a possibilidade de retorno dos clientes inativos e a utilização racional dos recursos energéticos.

A modalidade de pré-pagamento para o setor de energia elétrica já é uma rotina em diversas cidades na Argentina, com o uso de “caixas eletrônicas” das próprias concessionárias para venda dos créditos, pontos de vendas em postos de gasolina e shoppings; os medidores alcançam as regiões mais remotas, abrangendo

desde a classe alta até a população de baixa renda. Já no Brasil os projetos-piloto para implantação da modalidade ocorrem em alguns casos em paralelo com o Projeto Luz Para Todos do Governo Federal, onde os primeiros testes ocorreram na região amazônica, na Vila de São Tomé, município de Maracanã, Pará.

As desvantagens do pré-pagamento encontradas estão relacionadas ao alto custo dos medidores eletrônicos e a falta de regulamentação do serviço, uma vez que eventuais lacunas no marco regulatório podem prejudicar o consumidor. No caso de um esgotamento dos créditos o consumidor com a falta de conhecimento terá sua energia cortada, portanto, percebe-se a necessidade de um período de conscientização maior antes da migração para a opção da modalidade, bem como a necessidade de divulgação nos diversos meios de comunicação, de modo a garantir o conhecimento da ferramenta por todos os clientes.

O pré-pagamento, segundo dados da ANEEL, através dos projetos-piloto, apresentou uma grande aceitação por parte da população participante dos testes, além de mostrar-se como um instrumento sustentável e de conteúdo social, pois permite o acesso ao serviço de energia elétrica por todos, conforme a sua real possibilidade de pagamento.

Segundo a proposta do Regulamento Técnico Metrológico – RTM, para medidores de Pré-Pagamento, o medidor, deve possuir como funções opcionais a cobrança baseada no tempo, a função de crédito de emergência, os períodos de não suspensão, as múltiplas tarifas, a dívida pré-acordada, o modo limite de carga e o crédito social.

A função de cobrança baseada no tempo permite registrar o consumo de energia durante um determinado período de tempo e o transforma em créditos disponíveis. Adicionalmente, esta função permite aplicar tarifas diferenciadas em função de períodos de tempo pré-determinados.

A função de crédito de emergência permite ao cliente restabelecer temporariamente o fornecimento de energia, após o término dos créditos inseridos anteriormente, evitando o corte automático do fornecimento de energia elétrica promovido pelo próprio medidor, podendo o crédito de emergência ser implementado por tempo ou por consumo. Uma vez esgotado o crédito de emergência, o qual deve possuir um limite de utilização entre recargas de créditos, o relé de carga suspende o fornecimento de energia, podendo ser religado através de uma nova recarga de créditos suficientes.

Os períodos de não compensação garantem ao consumidor que o medidor não corte sua energia em períodos pré-estabelecidos, como por exemplo, feriados e finais de semana. A energia consumida no período é transformada em crédito negativo a ser descontado na recarga seguinte. No término do período de não compensação, o relé de carga suspende o fornecimento de energia, até que uma nova recarga de créditos suficientes seja efetuada.

A função de múltiplas tarifas permite a adoção de tarifas diferenciadas ao longo do dia, podendo ser ou não relacionada ao tempo. Exemplo: Tarifa Branca.

A dívida pré-acordada permite que, uma vez esgotados os créditos, o relé de carga não suspenda o fornecimento de energia até atingir um valor de dívida (em R\$ ou kWh) pré-acordado entre o consumidor e a concessionária.

O modo limite de carga suspende o consumo quando a potência instantânea consumida ultrapassar um valor pré-determinado (em kW).

Por fim, o crédito social autoriza sem ônus ao cliente, um valor determinado de créditos disponíveis no medidor durante um período de tempo pré-definido (por exemplo, diário, semanal ou mensal).

De acordo com a Lei Federal 8.078/90, o Código de Defesa do Consumidor, no artigo nº 22 declara que os órgãos públicos, por si ou suas empresas, concessionárias, permissionárias ou sob qualquer outra forma de empreendimento, são obrigados a fornecer serviços adequados, eficientes, seguros e, quanto aos essenciais, contínuos, ou seja, não é aceita a interrupção do serviço.

Sendo assim, pode-se concluir que a aplicação da modalidade de pré-pagamento no Brasil requer uma legislação e regulamentação específica para a viabilização da modalidade, uma adequação na forma de tributação e cobrança, bem como necessita de uma adequação dos sistemas para atendimento aos consumidores de baixa renda (tarifa social) e consumidores de baixo consumo (<100kwh).

3. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL E PROJETOS NO BRASIL

3.1 EUA

O setor elétrico nos Estados Unidos é caracterizado pela presença de um regulador em nível federal, o FERC – Federal Energy Regulatory Commission, por reguladores estaduais, as State Public Utility Commissions, que regulam os serviços de utilidade pública, por exemplo, os segmentos de distribuição de energia elétrica, representadas em nível federal pela National Association of Regulatory Commissions (Naruc).

A Lei de Independência e Segurança Energética de 2007 é considerada um marco importante para a promoção das redes inteligentes, pois definiu os objetivos e características específicas, além de fomentar a necessidade de identificação de eventuais barreiras à sua implementação como, por exemplo, a regulação à adoção de padrões técnicos nacionais e as formas de financiamento do Smart Grid. Com a crise americana de 2008, o governo norte americano aprovou um pacote de estímulos à economia, o qual alocava US\$4 bilhões a recursos direcionados para projetos de Smart Grid, bem como o financiamento de projetos via bancos públicos, benefícios fiscais e garantias de empréstimos para outras áreas do setor elétrico.

O objetivo da implantação do modelo de redes inteligentes – smart grid nos E.U.A. difere dos objetivos do Brasil, uma vez que a preocupação maior deles é com relação a vulnerabilidade do sistema a ataques terroristas, hackers, desastres naturais, falhas mecânicas, riscos de blecautes, ou seja, o foco principal é a segurança do sistema elétrico. Há também uma preocupação ambiental, com a necessidade de redução de emissão de gases efeito estufa, crises energéticas (Califórnia) e o aumento da geração distribuída.

Até o ano de 2007 o país contava com 36 projetos em desenvolvimento, atualmente o país conta com 99 projetos, desde medidores inteligentes ao smart grid como um todo.

Dentre os benefícios esperados, pode-se considerar a criação de novos empregos, fomentando a economia, o aumento da eficiência do capital investido, a redução da demanda de consumo por energia nos horários de pico, a redução do

risco de blecautes, a redução do tempo de reestabelecimento da energia, o aumento da segurança e os benefícios ambientais.

Em 2007 o projeto da SDG&E Transmission and Distribution System em San Diego, Califórnia, abrangeu quase dois milhões de consumidores e permitiu ganhos anuais de US\$ 140 milhões. Enquanto isso no Texas, o projeto Texas Utility atuou na medição automática e monitoramento remoto da rede, no desenvolvimento tecnológico acelerado e na utilização de cabos de fibras ópticas e PLC (BPL).

3.2 PORTUGUAL

Em março de 2011, Portugal iniciou a implementação em larga escala das redes elétricas inteligentes, através do consórcio liderado pela EDP Distribuição juntamente com as empresas com competências nas áreas da medição e comunicações (Janz), automação de sistemas de energia, comunicações, SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) e automação de subestações (EFACEC), sistemas de informação (Edinfor/ LOGICA CMG) e institutos de investigação (INESC Porto), com o suporte da noLimits Consulting.

O projeto conhecido como InovCity, ocorre no Concelho de Évora, teve como primeira fase, a migração para os medidores eletrônicos inteligentes em cerca de trinta mil casas, de clientes de baixa tensão, além de prever a cobertura de seis milhões de clientes no período de 7 anos. O projeto InovGrid constitui um grande desafio tecnológico, com o objetivo de implementar um novo paradigma de redes elétricas, permitindo a integração dos processos de medidores inteligentes e comerciais definidos pelos reguladores ibéricos [ERSE07] potenciando a eficiência e a flexibilidade da operação da rede e a melhoria da qualidade de serviço. O desenvolvimento está focado na instalação de uma rede elétrica ativa, incluindo soluções de self-healing (auto-recuperação), estratégias de controle de microgeração e recuperação de serviço após apagões, gestão da procura, etc.

O grande foco do InovCity consiste na redução de emissões de CO₂, fomento às energias renováveis e melhora na eficiência energética, dependentes, portanto, da capacidade de redução de consumos, transferências de consumos do horário de pico para horário fora de ponta e o aumento da geração distribuída.

3.3 PROJETOS PILOTO NO BRASIL: MG – SP – RJ – PR

Há hoje no Brasil projetos pilotos em andamento, cujo custo é arcado pelas distribuidoras, entre eles estão o da Eletrobrás em Parintins (AM); o da Cemig em Sete Lagoas (MG); o da Light no Rio de Janeiro (RJ); o da EDP em Aparecida (SP); e o da Copel na Fazenda Rio Grande, região metropolitana de Curitiba (PR).

O Projeto Cidades do Futuro da Cemig trata-se de um projeto de pesquisa e desenvolvimento das redes inteligentes elaborado em parceria com a Fundação Centro de Pesquisa e Desenvolvimento em Telecomunicações (CPqD) e a Fundação para Inovações Tecnológicas (FITec) voltado para a cidade de Sete Lagoas, na região metropolitana de Belo Horizonte, Minas Gerais. O projeto abrange 3.800 clientes e tem início em Julho de 2012. A cidade foi escolhida a partir da consideração de 3 fatores: presença da Universidade Cemig, universidade corporativa da Cemig a qual possui uma rede modelo e um laboratório para testes de tecnologia e capacitação da equipe, além de possuir um contingente populacional e de consumidores que permite uma considerável amostra do mercado. Estão sendo avaliados produtos, serviços e soluções inovadoras do ponto de vista técnico, econômico e social. O início do projeto compreende a troca de medidores e modernização do sistema de telecomunicações, o qual permite a troca de informações entre os equipamentos em campo e os equipamentos computacionais instalados na Cemig.

O Projeto Pioneiro em São Paulo e prestes a ser concluído é o da empresa ECIL em parceria com a EDP Bandeirante, do Grupo EDP Energias de Portugal, na cidade de Aparecida, conhecido como “InovCity Aparecida”. Tida como a primeira rede inteligente implementada no país, a iniciativa contará com a tecnologia dos medidores eletrônicos inteligentes, iluminação pública eficiente, geração de energia com fontes renováveis, mobilidade elétrica e ações de eficiência energética. O projeto teve início em outubro de 2011 e a meta é concluí-lo em dezembro de 2012, sua viabilidade deve-se a aprovação do primeiro medidor inteligente nacional (MD – 1400), pelo INMETRO, obtida no segundo semestre de 2011 pelo Grupo EDP.

O MD-1400 é um medidor de energia inteligente monofásico, utilizado para medições residenciais e possui como principal característica a comunicação sem fio via Zigbee, corte e religamento remoto.

Há um segundo projeto na Cidade de São Paulo, no Bairro do Morro Doce (SP), onde a AES Eletropaulo e a Silver Spring Networks, fornecedora de soluções e

plataforma de rede para Rede Inteligente estão à frente de um projeto de P&D em parceria com a empresa Senergy (Grupo Nansen), desenvolvedora nacional de medidores eletrônicos. O Projeto está voltado para a implementação de uma plataforma de medição inteligente do consumo de energia em mil clientes residenciais, a partir da tecnologia wireless para medição, supervisão e comandos remotos com o objetivo de reduzir os custos operacionais e as perdas não técnicas, além de atualizar os serviços de eletricidade. Em abril de 2012 foi finalizada a troca dos medidores, o próximo passo é a coleta das informações e a avaliação junto aos clientes dos resultados obtidos, proposto para abril de 2013.

O Programa de P&D da Light é voltado para mil clientes do Rio de Janeiro, compreende um conjunto de projetos em redes inteligentes com tecnologias de automação e medição com aplicações desde as redes de distribuição até o cliente final (residências). A Light é uma empresa holding que controla integralmente subsidiárias que participam em três segmentos de negócio: a Light SESA, em distribuição de energia, a Light Energia, em geração de energia e, em comercialização e serviços de energia, com a Light Esco e a LightCom. O projeto da Light em comparação com o da Cemig em Minas está mais avançado, pois a Light já desenvolveu medidores inteligentes com certificação digital, assim como serviços e canais de interação com o consumidor.

O Projeto da Light permite uma maior participação do consumidor, além da instalação dos medidores inteligentes, os consumidores poderão acompanhar o consumo através de mídias, tais como, telefone, celular, TV e internet. Serão fornecidos gráficos, relatórios, calendário de consumo com indicações do consumo diário, configuração de uma meta de consumo. O uso de tais benefícios pode variar de cliente para cliente na fase dos testes, uma vez que depende dos recursos disponibilizados pelos mesmos, por exemplo, a visualização das informações na TV requer a tecnologia digital. Além disso será testada a forma de pré-pagamento e a aplicação facultativa de tarifa branca.

O Smart Energy Paraná, por sua vez, é o projeto de P&D lançado em julho de 2012 a partir de uma parceria estabelecida entre o Instituto de Tecnologia do Paraná (Tecpar) e a Federação das Indústrias, incentivado pelo Governo do Estado com o objetivo de se tornar dentro de dez anos, o pioneiro em geração distribuída renovável interconectada às redes inteligentes. As fontes renováveis que o programa pretende fomentar são a solar, geotérmica, bioenergias e a eólica.

O projeto Eletrobras para implantação de equipamentos de comunicação nas redes para torná-las inteligentes e dotá-las de tecnologia de smart grid, tem o custo inicial avaliado em US\$709 milhões, sendo US\$495 milhões financiados via empréstimos junto ao Bando Interamericano de Desenvolvimento – BID, com prazo de pagamento em 13 anos e US\$214 milhões financiados pelo caixa da companhia. O objetivo da Eletrobras, bem como os das empresas do grupo é a redução das perdas não técnicas (furtos e roubos de energia).

O início do projeto é previsto para o segundo semestre de 2012 com duração de 4 anos, em média. As empresas do grupo a serem contempladas com a rede inteligente são da região Norte e Nordeste: Amazonas, Acre, Roraima, Rondônia, Piauí e Alagoas.

A Eletrobras é uma empresa de capital aberto, controlada pelo governo brasileiro, que atua nas áreas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Com foco em rentabilidade, competitividade, integração e sustentabilidade, a companhia lidera um sistema composto de 12 subsidiárias, uma empresa de participações (Eletrobras Eletropar), um centro de pesquisas (Eletrobras Cepel) e metade do capital de Itaipu Binacional.

Nesta sessão foram detalhados apenas alguns dos projetos em andamento no Brasil, há de se considerar os demais em andamento bem como futuros projetos.

4. ALTERNATIVAS DE FINANCIAMENTO

As principais fontes de financiamento conhecidas são o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, a Caixa Econômica Federal – CAIXA e a Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP. Outras fontes de recursos como a Reserva Global de Reversão (RGR), Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Programa de Eficiência Energética - PEE da ANEEL tem aplicações específicas.

A maior parte dos recursos parte do setor público via mecanismos compulsórios de mercado, percentual mínimo de investimento.

Visto que a tarifa de energia elétrica no Brasil se encontra em um nível elevado conta de energia elétrica do consumidor e que este possui níveis diferentes de poder de compra, não é recomendável, segundo o Ministério de Minas e Energia, o uso da mesma como fonte de financiamento para o Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente.

Seguindo a orientação do relatório formulado pelo Grupo de Trabalho do Ministério de Minas e Energia – MME, não será considerado como alternativa de financiamento, dada a natureza e a atual destinação legal dos recursos, os seguintes recursos:

- ✓ Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH
- ✓ Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE
- ✓ Conta de Desenvolvimento Energético – CDE
- ✓ Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA
- ✓ Encargo de Serviços do Sistema – ESS
- ✓ Encargos de Energia de Reserva - EER

Portanto, a seguir serão abordadas as formas de financiamento que tem sido utilizada nos projetos piloto em andamento no Brasil, bem como eventuais formas que não foram tratadas pelo MME no relatório informado anteriormente.

4.1 BNDES

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) é uma empresa pública federal, e a principal fonte de financiamento de longo prazo para projetos de investimentos, aquisição de equipamentos e exportação de bens e serviços em todos os segmentos da economia, social, regional e ambiental.

O BNDES é o principal agente financiador de empreendimentos de infraestrutura no Brasil, sendo o setor elétrico um dos setores mais beneficiados pela política. Segundo dados de desempenho setorial, no primeiro semestre de 2012 o BNDES desembolsou R\$ 5.892 milhões (13%) em operações de investimentos em infraestrutura do setor de energia elétrica, o que representa uma variação positiva de 68% com relação ao ano de 2011 de um total de R\$ 18.335 milhões de investimentos nos últimos 12 meses. Foi aprovado, para o período de janeiro a maio de 2012 o montante de R\$4.032 milhões (7%).

Considerando-se as políticas atuais do BNDES para energia elétrica, dentre as diversas linhas de créditos há para o segmento de distribuição:

- ✓ Prazo de amortização de até 6 anos – muito inferior aos prazos concedidos para geração – de 20 a 14 anos, e para transmissão – de 14 anos;
- ✓ Participação do BNDES de 60% a 80% - a participação acima de 60% implica remunerações diferenciadas (a taxas TJLP + 1% ou Cesta de Moeda e spread básico de 2,5%). É a menor participação do BNDES nas operações para o setor e suas condições só se equiparam aos financiamentos concedidos para geração térmica a carvão e a óleo;
- ✓ Moedas contratuais: se a participação do BNDES for mantida em até 60%, à operação pode-se aplicar 50% TJLP e 50% TJ-462 (que equivale a TJLP + 1%). É a mesma composição de moedas contratuais aplicadas à geração térmica a carvão e a óleo;
- ✓ Spread básico de 1,3% a.a. – também superior àquele aplicado para os segmentos de geração (exceto para térmicas a carvão e a óleo), de transmissão e de eficiência energética (de 0,9% a.a.).

Dentre as linhas de crédito voltadas especificamente para o apoio de projetos de eficiência energética, destaca-se o Programa de Apoio a Projetos de Eficiência Energética – PROESCO, no qual o público alvo são as Empresas de Serviços de Conservação de Energia – ESCOs (Energy Service Company), usuários finais de energia e empresas de geração, transmissão e distribuição de energia. Além disso o BNDES possui linhas de financiamento para a indústria, as quais se aplicam aos fornecedores de insumos para a implantação das redes inteligentes.

4.2 P&D

A criação da aplicação de recurso voltados para inovações no setor de energia elétrica via Pesquisa e Desenvolvimento – P&D, foi formulada pela Lei nº 9.991, de 24/07/2000 e homologada pela Resolução ANEL nº185, de 21/05/2001, conforme a citação abaixo:

“Em conformidade com a Lei no 9.991, de 24 de julho de 2000, o art. 24 da Lei no 10.438, de 26 de abril de 2002, o art. 12 da Lei no 10.848, de 15 de março de 2004, e o art. 1o da Lei no 11.465, de 28 de março de 2007, as concessionárias de serviços públicos de distribuição, transmissão ou geração de energia elétrica, as permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica e as autorizadas à produção independente de energia elétrica, excluindo-se, por isenção, aquelas que geram energia exclusivamente a partir de instalações eólica, solar, biomassa, cogeração qualificada e pequenas centrais hidrelétricas, devem aplicar,

anualmente, um percentual mínimo de sua receita operacional líquida em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica – P&D, segundo regulamentos estabelecidos pela ANEEL.”⁵

As concessionárias dos três segmentos do setor elétrico (geração, transmissão e distribuição) devem distribuir 1% de suas respectivas receitas líquidas operacionais para quatro setores, são eles:

- ✓ Projetos de pesquisa e desenvolvimento – P&D
- ✓ Projetos de eficiência energética - PEE
- ✓ Fundo Nacional de Desenvolvimento da Ciência e Tecnologia - FNDCT
- ✓ Ministério de Minas e Energia – MME

Estão salvas da obrigação de aplicar 1% de suas receitas, as empresas de geração de energia por meio de instalações eólicas, solares, de biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e de cogeração qualificada.

A tabela abaixo apresenta os percentuais mínimos de investimentos em programas de P&D, bem como programas de PEE pelas empresas de energia elétrica:

Empresa	Fase Atual			Fase Posterior		
	Pesquisa e desenvolvimento (% da ROL)	Eficiência energética (% da ROL)	Vigência	Pesquisa e desenvolvimento (% da ROL)	Eficiência energética (% da ROL)	Vigência
Geração	1,00	-	Até 31/12/2010	1,00	-	A partir de 1º /01/2011
Transmissão	1,00	-		1,00	-	
Distribuição	0,50	0,50		0,75	0,25	

Fonte: Lei no 9.991, de 24 de julho de 2000, com alterações dadas pela Lei no 11.465, de 28 de março de 2007.

O art. 12 da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, dispõe que os investimentos em pesquisa e desenvolvimento descritos na tabela acima devem ser realizados do seguinte modo:

40% (quarenta por cento) dos recursos devem ser recolhidos ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT;

40% (quarenta por cento) dos recursos devem ser destinados a execução de projetos de P&D regulado pela ANEEL;

⁵ Manual do programa de pesquisa e desenvolvimento do setor de energia elétrica / Agência Nacional de Energia Elétrica. – Brasília: ANEEL, 2008.

20% (vinte por cento) dos recursos devem ser recolhidos ao Ministério de Minas e Energia.

Sendo assim, pode-se considerar a possibilidade de financiamento de projetos de smart grid com os recursos do P&D, para o desenvolvimento de novas tecnologias, testes de conceito, projetos pilotos.

4.3 DEBÊNTURES

A Portaria do Ministério de Minas e Energia - MME nº47 de 6 de fevereiro de 2012, define os procedimentos para o enquadramento, dos projetos no setor de energia elétrica, cujas Sociedades de Propósito Específico (SPE) poderão emitir as debêntures nas condições estabelecidas pelo Decreto nº 7.603, de 2011, que regulamentou o art. 2º da Lei nº 12.431, de 27 de junho de 2011. Nela estão estabelecidos os procedimentos e os requisitos básicos para que projetos de transmissão outorgados por leilão e projetos de geração que tenham comercializado energia em leilão possam ser enquadrados como prioritários pelo MME.

Segundo o Decreto nº 7.603, de novembro de 2011:

“Art. 2º São considerados prioritários os projetos de investimento na área de infraestrutura ou de produção econômica intensiva em pesquisa, desenvolvimento e inovação, aprovados pelo Ministério setorial responsável, que visem à implantação, ampliação, manutenção, recuperação, adequação ou modernização, entre outros, dos seguintes setores:

- I - logística e transporte;
- II - mobilidade urbana;
- III - energia;
- IV - telecomunicações;
- V - radiodifusão;
- VI - saneamento básico; e
- VII - irrigação.

Parágrafo único. No caso dos projetos de investimento na área de produção econômica intensiva em pesquisa, desenvolvimento e inovação, quando não consistirem também em projetos de investimento na área de infraestrutura, considera-se como Ministério setorial responsável o Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação.

Art. 3º Os projetos prioritários devem ser geridos e implementados por Sociedade de Propósito Específico - SPE, constituída para esse fim.”

As debêntures para infraestrutura podem ser consideradas um instrumento de financiamento, por meio do qual o investidor pessoa física não declara no imposto de renda e permite às empresas de investimento em infraestrutura a isenção de PIS, COFINS e IP na implantação de equipamentos e serviços, em áreas como energia, portos e aeroportos. Para incentivar a expansão dos negócios no mercado de títulos de renda fixa emitidos pelas empresas, o governo federal tem estudado a criação de um agente formador de preços, *market maker*, por meio do qual o investidor poderá comprar e vender a debênture por um preço justo. A ausência deste agente tem sido considerada pelo governo como um dos entraves para o desenvolvimento deste mercado.

4.4 AGÊNCIA DOS ESTADOS UNIDOS PARA O COMÉRCIO E DESENVOLVIMENTO (USTDA)

A USTDA é uma Agência Governamental dos Estados Unidos independente, financiada pelo Congresso dos Estados Unidos, e que faz parte da equipe de assistência externa do Governo dos Estados Unidos.

A agência disponibiliza verbas para financiamento a fundo perdido do governo norte americano aos patrocinadores, que podem ser instituições governamentais nacionais, estaduais, regionais ou municipais, ou mesmo uma empresa privada do país onde se irá realizar o projeto.

Os países a serem atendidos com esta modalidade de financiamento devem ser países em vias de desenvolvimento e ou de média renda, para o acesso à tecnologia e experiência norte americana. Os projetos devem fomentar o desenvolvimento de uma infraestrutura moderna e de um sistema de comércio aberto. Dentre as áreas ajudadas pela agência, destacam-se os setores de energia elétrica, transportes, telecomunicações, infraestrutura, serviços ambientais e saúde.

A USTDA avalia os projetos principalmente com base:

- ✓ Na prioridade dos projetos para os países onde eles irão ser realizados e na probabilidade de receberem financiamento para a implementação dos mesmos ou no caso das atividades de

capacitação em comércio, avançando esforços de liberalização comercial;

- ✓ No fato destes oferecerem vantagens econômicas mútuas para o país onde serão realizados e para os Estados Unidos, incluindo oportunidades para cooperação comercial com empresas norte-americanas, assim apoiando emprego nos Estados Unidos.

A Cemig e a Light, por meio de um acordo com o governo norte americano, através da agência USTDA, obtiveram como garantia de financiamento a fundo perdido para viabilizar seus projetos-piloto no Brasil, no Rio de Janeiro e na cidade de Sete Lagoas, o montante de US\$ 710 mil como recurso para introdução das tecnologias smart grid. Dado que as empresas americanas são líderes na tecnologia das redes inteligentes, o projeto permite um ganho para ambos.

4.5 REPNBL – REDES

““Smart Grid” ou rede inteligente, em termos gerais é a aplicação de tecnologia da informação para o sistema elétrico de potência, integrada aos sistemas de comunicação e infra estrutura de rede automatizada. Especificamente, envolve a instalação de sensores nas linhas da rede de energia elétrica, o estabelecimento de um sistema de comunicação confiável em duas vias com ampla cobertura com os diversos dispositivos e automação dos ativos.”⁶

A partir do conceito amplo de rede inteligente citado acima, pode-se avaliar a viabilidade de financiamento através do Regime Especial de Tributação do Programa Nacional de Banda Larga para Implantação de Redes de Telecomunicações (REPNBL-Redes).

O objetivo do REPNBL – Redes envolve projetos de implantação, ampliação ou modernização de redes de telecomunicações que suportem o acesso à internet por banda larga, que colabore com os objetivos de implantação do Programa Nacional de Banda Larga – PNBL.

Dentre os benefícios no caso de prestação de serviços, ou venda no mercado interno de máquinas, aparelhos, instrumentos e equipamentos novos e de materiais

⁶ Copyright © Smart Grid News - Provedor Lider em Informações sobre Redes Elétricas Inteligentes

de construção para utilização ou incorporação nas obras civis abrangidas pelos projetos acima referidos, pode-se destacar:

- ✓ A suspensão do PIS/PASEP e da COFINS incidentes sobre a receita da pessoa jurídica vendedora, quando a aquisição for efetuada por pessoa jurídica beneficiária do REPNBL-Redes;
- ✓ A suspensão do IPI incidente na saída do estabelecimento industrial ou equiparado, quando a aquisição no mercado interno for efetuada por pessoa jurídica beneficiária do REPNBL-Redes.

Tomando como base que a banda larga esta diretamente relacionada ao uso de energia elétrica, o compartilhamento da infraestrutura entre os segmentos de Telecom e concessionária de distribuição de energia elétrica atende aos interesses de ambos os setores e permite a princípio, o uso do instrumento de REPNBL – Redes como forma de financiamento para projetos de redes inteligentes, uma vez que a amplitude do smart grid provoca uma integração dos sistemas.

Dado que os contratos de concessão de serviço público para o setor de distribuição de energia elétrica têm o seu prazo de término previsto para os anos de 2015 e 2017, percebe-se uma oportunidade de revisão do marco regulatório, bem como dos aspectos da modicidade tarifária de modo a promover uma flexibilização e ampliação das outras receitas das distribuidoras como forma de incentivo para a concessionária investir no compartilhamento da infraestrutura (fibra ótica) através de uma revisão e elevação da parcela de apropriação de outras receitas por parte das distribuidoras.

CONCLUSÃO

Com o Smart Grid é possível pensar em crescimento com modernização. Um aspecto importante a se considerar é a necessidade da criação de uma política nacional, formulação do marco regulatório e da clara definição de como estas tecnologias serão financiadas: pelas tarifas, subsídios, concessionárias, BNDES, P&D, consumidor ou o contribuinte.

Fica em aberto para futuros estudos e projetos, a análise da viabilização de financiamento com recursos não reembolsáveis do BNDES, através das opções: Fundo Social, Fundo Tecnológico (BNDES Funtec) e o Fundo de Estruturação de Projetos (BNDES FEP).

A aplicação das redes inteligentes é carregada de diversos benefícios tanto para o setor elétrico, como para as distribuidoras, setor de telecomunicações, governo, ou seja, a sociedade como um todo, o que dificulta em alguns momentos mensurar, estimar valores, quantificar os benefícios e compará-los com os custos da sua implantação. Percebe-se, portanto, a necessidade de um aprofundamento do estudo e uma parceria com instituições que trabalham com modelagem macroeconômica, como o Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – IPEA, o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, além de empresas de consultorias para uma melhor avaliação e comparação com estudos abrangendo a experiência de outros países.

A experiência internacional permite observar a necessidade de envolver o cliente, para que este faça parte da mudança e transformação que a tecnologia trará para a sua rotina, quanto maior for o envolvimento com o cliente, maiores serão benefícios e maior será a satisfação do mesmo.

O fim dos contratos de concessão das distribuidoras de energia previstos para os anos de 2015 e 2017 deparam-se com a importância da revisão dos mesmos para viabilizar os projetos futuros de rede inteligente, como por exemplo, o estudo das possibilidades para as distribuidoras obterem um ônus maior da parcela de outras receitas, de modo a incentivar no futuro o compartilhamento da rede com as empresas de telecomunicação.

Por fim, a integração entre ministérios, o Ministério de Comunicação, Ministério de Minas e Energia, Ministério da Educação, Ministério da Ciência e Tecnologia, entre outros se mostrou como ponto importante, uma vez que o Smart Grid é amplo e não se limita a um único modelo, ele é heterogêneo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] LAMIN, HUGO (2009). Medição eletrônica em baixa tensão: aspectos regulatórios e recomendações para implantação. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.DM-381/09, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 184p.
- [2] IEEE Power & Energy Magazine.
- [3] Nota Técnica no 0044/2010–SRD/ANEEL, de 17/09/2010.
- [4] What The Smart Grid Means To You And The People You Serve. DOE Stakeholder book for Utilities 2009.
- [5] ANEEL: Agencia Nacional de Energia Elétrica “Consulta publica – Nº 0015/2009 – Acessado em: 10 de Julho de 2012.
- [6] Manual do programa de pesquisa e desenvolvimento do setor de energia elétrica / Agência Nacional de Energia Elétrica. – Brasília: ANEEL, 2008.
- [7] EPE [Empresa de Pesquisa Energética] “Cenários Econômicos Nacionais (2005-2030)”.
- [8] MME [Ministério de Minas e Energia]. Disponível em: <http://mme.gov.br>. - Acessado em: 12 de Julho de 2012.
- [9] Departamento de Energia do Governo Norte Americano: <http://energy.gov> – Acessado em: 19 de Julho de 2012.
- [10] www.abinee.org.br/ - Acessado em: 26 de Julho de 2012
- [11] www.inmetro.gov.br - Acessado em: 26 de Julho de 2012
- [12] http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l8078.htm - Acessado em: 26 de Julho de 2012