



**XXIII SNTPEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

**GRUPO VI
COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (GCR)**

**AValiação dos Mecanismos de Gestão pelo Lado da Demanda Utilizados nos Mercados
de Energia Elétrica e Oportunidades de Evolução para o Setor Elétrico Brasileiro**

Evelina M. A. Neves(*)
CCEE

Carlos Dornellas(*)
CCEE

João Carlos de Oliveira Mello
Thymos Energia

José Marangon Lima
UNIFEI

Luiz Augusto Barroso
PSR

Ana Maria Pimenta de Almeida
ONS

Joísa Dutra
FGV

Ricardo Cunha Perez
PSR

Roberto Mayo
Arroba Engenharia

Helder Sousa
ABRACE

Alan Henn
Thymos Energia

RESUMO

O objetivo deste trabalho é avaliar os mecanismos de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) com foco na Resposta da Demanda (RD), existentes no Brasil e no mundo, bem como a importância destes mecanismos para o funcionamento eficiente dos mercados de energia elétrica no atacado e no varejo. São identificadas as principais barreiras e oportunidades de evolução dos mecanismos de RD para o Setor Elétrico Brasileiro (SEB).

PALAVRAS-CHAVE

Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD), Resposta de Demanda (RD), Eficiência Energética (EE)

1. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, a participação ativa da demanda vem conquistando um importante papel em diversos mercados de energia elétrica do mundo, por meio da utilização de mecanismos de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) que buscam garantir o atendimento da demanda por eletricidade com qualidade, confiabilidade, economia, segurança e de forma ambientalmente sustentável. O termo Gerenciamento pelo Lado da Demanda ou *Demand Side Management* foi criado durante a crise do petróleo de 1973 quando houve uma maior percepção dos custos crescentes dos combustíveis fósseis bem como dos impactos ambientais do seu uso, sendo o termo posteriormente apresentado publicamente pelo *Electric Power Research Institute* nos anos 1980 (1).

Mais recentemente, com o tema mudanças climáticas e a necessidade de redução das emissões dos gases de efeito estufa cada vez mais em pauta no cenário mundial e nacional, existe uma pressão por uma mudança de paradigma referente à produção e consumo de energia elétrica em que mecanismos de gerenciamento ocorram

(*) Evelina Neves – evelina.neves@ccee.org.br - Carlos Dornellas – carlos.dornellas@ccee.org.br
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE – São Paulo-SP

não apenas pelo lado da oferta, mas também pelo lado da demanda, visando uma maior eficiência e menores impactos ambientais. Do lado da oferta há um maior incentivo ao desenvolvimento de novas tecnologias de geração e armazenamento de energia elétrica visando ampliar a segurança energética, e à utilização de fontes renováveis como a solar, termossolar, eólica e biomassa, menos prejudiciais ao meio ambiente. Adicionalmente, a redução de custo de pequenos empreendimentos de geração vem permitindo um aumento crescente da Geração Distribuída (GD), mais próximas aos centros de carga. Do lado da demanda prevê-se uma expansão de mecanismos de gerenciamento da demanda onde o consumidor pode assumir uma função ativa e alterar seu padrão de consumo por meio de algum estímulo ou incentivo planejado a fim de participar ativamente da operação do sistema, juntamente com as novas modalidades de geração e com o desenvolvimento sustentável.

Os mecanismos de GLD podem então ser definidos como processos que visam modificar o comportamento da demanda pelo consumidor de energia, **de forma voluntária**, por meio de sinais de preços, incentivos financeiros e ações de conscientização, entre outros mecanismos. O termo GLD é bem abrangente e pode se referir tanto às ações de longo prazo (de efeitos duradouros) tais como os programas de Eficiência Energética (EE) como também às ações temporárias de Resposta da Demanda (*Demand Response*) no curto prazo. Este trabalho foca a Resposta da Demanda (RD).

A Resposta da Demanda (RD) refere-se à capacidade de responder de forma coordenada às condições do mercado ou do sistema no curto prazo, com o objetivo de prover um melhor aproveitamento da estrutura disponível de transporte e geração de energia, aprimorar a segurança da operação e a qualidade de fornecimento, bem como promover a eficiência econômica visando a otimização do uso dos recursos e redução dos custos.

A infraestrutura de transporte e geração de energia elétrica, por exemplo, é dimensionada para atendimento da demanda máxima, mesmo que ela ocorra em apenas algumas horas do ano, em função de temperaturas elevadas ou muito baixas. Dessa forma, um mecanismo de RD que estimule a redução do consumo de energia na ponta e o deslocamento do consumo para períodos fora da ponta possibilitam uma melhor utilização das instalações e o adiamento de novos investimentos de redes (de transmissão e distribuição) e usinas, revertendo em menores custos de energia para o consumidor.

Os mecanismos de RD representam uma fonte potencial de flexibilidade para o sistema elétrico e de uma forma geral podem resultar em aumento, redução, corte ou deslocamento temporal da carga. Apesar de a RD estar normalmente associada à redução e não ao aumento de consumo, cada vez mais tem sido necessária uma maior flexibilidade na operação e consequentemente na modulação do consumo em ambas as direções, devido à crescente inserção das fontes renováveis no sistema.

Outra forma de RD ocorre quando o consumidor utiliza algum tipo de geração própria local (GD, armazenamento ou geração de *backup*) reduzindo a demanda de energia elétrica para o sistema. Neste caso, ainda que não haja uma mudança do padrão de consumo, no sistema ocorre uma redução do consumo líquido que este consumidor demanda da rede. Além de reduzir as perdas, aliviar a demanda do sistema, postergar investimentos em redes, prover serviços ancilares, diversificar a matriz energética e minimizar impactos ambientais, esta forma permite, por exemplo, que o gás natural seja usado em cogeração pelas indústrias, tecnologia com mais elevada EE.

Uma participação da demanda bem sucedida requer uma combinação correta de características dos agentes e consumidores finais, incentivos econômicos, medição e controle eletrônico dos sistemas, tecnologia de comunicação, estrutura de mercado e políticas específicas.

Com o advento das redes elétricas de transmissão e distribuição inteligentes (*smart grids*) notadamente com as informações do status das redes fornecidas pelos medidores inteligentes que combinam tecnologia da informação, e comunicação com capacidade embutida de controle em tempo real, abrem-se novas oportunidades para a) manutenção do equilíbrio entre a oferta e a demanda através da flexibilização da carga em vez do tradicional ajuste dos níveis de geração; b) aplicações que favoreçam a integração de fontes renováveis de energia, GD e dos veículos elétricos à rede elétrica; e c) participação mais ativa dos consumidores, não apenas através de maior controle sobre o seu consumo de energia, mas também permitindo que ajam como produtores de energia, os chamados “prosumidores”, vendendo seus excedentes de energia para a rede. O progresso das redes é a rota natural e facilitadora da RD.

A reação da demanda não é um conceito novo e as tecnologias necessárias à sua implementação já estão disponíveis; entretanto, o emprego de mecanismos de RD no contexto mundial tem ocorrido lentamente, com maior ênfase nas classes industrial e comercial. Por outro lado, evidências empíricas em relação à evolução desses mecanismos, principalmente nos Estados Unidos, Canadá e em algumas partes da Europa, comprovam o fato de que a RD é uma indústria em constante crescimento, o que é evidenciado pelo aumento da quantidade de instituições que oferecem programas dessa natureza aos mercados de energia elétrica. De forma geral os principais entraves encontrados nos mercado são ainda de natureza regulatória. Muitas questões têm sido levantadas no sentido de identificar como a estrutura regulatória atual pode evoluir de forma a considerar novas soluções de RD que envolvam uma maior participação voluntária (com base em mercado ou novas práticas comerciais).

O objetivo deste trabalho, elaborado no âmbito da Força Tarefa do Grupo C5 do Cigré Brasil “Gestão pelo lado da Demanda”, é realizar uma primeira avaliação dos mecanismos de GLD com ênfase em RD que podem ser adotadas no Brasil bem como a importância destes mecanismos para o funcionamento eficiente dos mercados de energia elétrica no atacado e no varejo. Como principal contribuição do trabalho, serão identificadas as principais barreiras bem como as oportunidades de evolução dos mecanismos de RD para o SEB.

2. MECANISMOS DE RESPOSTA DA DEMANDA

Além de contribuir com a redução das necessidades de investimentos na expansão do setor de energia elétrica, os mecanismos de RD podem contribuir com a segurança do sistema, com a operação das novas modalidades de geração e com a eficiência econômica do mercado. Do ponto de vista da segurança da operação, os mecanismos de RD podem ser utilizados para tornar o sistema mais confiável e flexível para apoiar a integração de novas capacidades de geração intermitente, no gerenciamento das restrições da rede, no atendimento a situações de emergência (*blackout*) e na prestação de serviços auxiliares para balanceamento e estabilidade do sistema.

Do ponto de vista da eficiência do mercado, os mecanismos de RD permitem que os consumidores possam reagir de forma eficiente aos sinais de preço, tanto no atacado quanto no varejo, ou seja, os consumidores são induzidos a atuar para que possam reduzir o consumo no momento de escassez ou elevá-lo nos momentos de maior disponibilidade dos recursos. Em mercados tradicionais, o processo de otimização do despacho e formação de preço considera a demanda como inelástica, logo a demanda não reduz o seu consumo em períodos de pico de carga ou da ponta. É possível melhorar a gestão da ponta e tornar a formação de preço mais eficiente por meio de um mecanismo de Oferta de Redução de Carga (*demand side bidding*). Este mecanismo de RD geralmente é oferecido aos grandes consumidores que ofertam redução de carga (preço e quantidade) no despacho com base nos preços do mercado atacadista. Quando considerada no processo de formação de preços, a redução da demanda viabiliza uma melhor utilização dos recursos de geração no atendimento à demanda com consequente redução dos custos de aquisição da energia.

2.1. Classificação dos Mecanismos de Resposta da Demanda

Basicamente existem dois tipos principais de programas de RD: Programas Baseados em Tarifação Diferenciadas (PBDT) para cargas não despacháveis, e Programas Baseados em Incentivos (PBI), para cargas despacháveis. Os PBDT são baseados no conceito de tarifação dinâmica ou inteligente onde as tarifas são desenhadas de forma que a utilização dos ativos do sistema elétrico seja otimizada. Estes programas são chamados de não despacháveis porque cabe ao consumidor responder à sinalização dada a partir de regras pré-definidas. São exemplos deste programa:

- **Tarifa por Horário de Uso (*Time of Use*) ou Tarifa Horo-sazonal:** Consiste na precificação da capacidade ou da energia consumida durante diferentes blocos de tempo (determinadas horas do dia, dias da semana ou períodos no ano). O desenho mais simples deste tipo de tarifação considera dois postos tarifários: ponta e fora da ponta. O objetivo da sinalização econômica é estimular o consumidor a deslocar seu consumo no tempo para evitar que seja necessário investir em capacidade adicional.

- **Tarifação de Ponta Crítica (*Critical Peak Pricing*):** Representa um valor adicional definido previamente que se sobrepõe às outras tarifas *Time of Use* ou *flat*, em momentos de contingência ou quando os preços de curto prazo estão elevados, para um número limitado de dias ou horas do ano.
- **Precificação em Tempo Real (*Real Time Pricing*):** Refere-se a um sistema de tarifação que busca refletir as reais condições do mercado, onde o preço de energia varia a cada hora ou a cada dia de antecedência (*hour-ahead* ou *day-ahead*).

Os PBI normalmente são utilizados para melhorar a confiabilidade do sistema ou para aprimorar a eficiência econômica influenciando na formação dos preços do mercado. Uma característica destes programas é que a demanda é tratada como oferta. A adesão dos consumidores aos PBI depende da assinatura de um contrato com o operador ou distribuidor local. A RD pode se dar automaticamente por meio de um sistema de controle pelo operador/distribuidor ou manualmente após o consumidor ser avisado. São exemplos deste programa:

- **Controle Direto da Carga:** é um programa em que a concessionária desconecta o consumidor ou reduz a sua demanda através de um sistema de controle associado a sistemas não vitais como ar condicionado e aquecimento mediante um aviso de intervenção minutos antes do seu acionamento.
- **Programas de Interruptibilidade:** São oferecidos a grandes consumidores ou centros comerciais em que as unidades consumidoras participantes recebem um incentivo financeiro ou um crédito aplicado à fatura por responder à redução de demanda pré-definida em contrato, nos momentos de contingência.
- **Programas Emergenciais:** Oferecem incentivos aos consumidores para alívio de carga em momentos críticos de interrupções de fornecimento causadas por uma falha na transmissão ou interrupção repentina de grande volume de geração que resultam em sobrecargas em pontos do sistema.
- **Mercado de Capacidade** – Consumidores normalmente industriais oferecem redução de carga na forma de capacidade adicional para substituir a geração tradicional, contribuindo para o equilíbrio da operação do sistema e assegurando a confiabilidade da rede. Os consumidores são avisados com um dia de antecedência e recebem um pagamento antecipado, estando sujeitos a penalidades no caso de descumprimento.
- **Mercado de Serviços Ancilares:** O consumidor faz uma oferta para redução de seu consumo de forma a operar como regulador da frequência do sistema ou aumentar a reserva. Se a oferta for aceita, os consumidores recebem um valor fixo por estarem disponíveis para reduzir a sua carga a qualquer momento e se for chamado pelo operador ele é remunerado, por exemplo, pelo preço de curto prazo. Consumidores que provêm produtos de regulação são certificados pelos operadores para reduzir ou elevar seu consumo de forma acompanhar o sinal de controle automático de geração, emitido pelo sistema de gerenciamento de energia do operador.
- **Oferta de Redução de Carga** – Grandes consumidores ofertam uma determinada redução de seu consumo a um valor que ele está disposto a receber por ter sua carga reduzida. Uma vez aceita a oferta, o consumidor deve reduzir o seu consumo ou sofrerá a penalidade aplicável.

3. PRÁTICA INTERNACIONAL

Os Estados Unidos possuem o maior e mais atuante mercado de reação da demanda do mundo. Há uma vasta quantidade de Programas de RD baseados em incentivos adotados por operadores independentes, distribuidoras, e transmissoras de energia elétrica. O Plano de Ação Nacional de Reação da Demanda foi produzido pela autoridade máxima de regulação do setor de energia dos EUA - FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*), por determinação do Congresso americano com o objetivo de maximizar o potencial de reação da demanda, contemplando modelo de provisão regulatória, suporte técnico, programa de comunicação em escala nacional, ferramentas analíticas, modelos contratuais, e outros materiais de suporte a todos os envolvidos. Além do plano de ação os EUA fazem periodicamente o diagnóstico do potencial total de reação da demanda. Em 2013 foi estimado potencial de redução de 29 GW no horário da ponta do sistema (2). Estes resultados são utilizados pelo governo no planejamento da expansão da geração e das redes.

Um exemplo de modelo adotado no mercado americano PJM (*PJM Load Response*) foi desenhado para prover incentivo aos consumidores para reduzirem carga quando os preços de curto prazo encontram-se elevados ou em situações emergenciais. Para fins de formação de preço e contabilização, as ofertas de redução de carga são

tratadas exatamente como as ofertas de geração. Neste modelo os consumidores são intermediados por um provedor de redução de carga (*Curtailment Service Provider*) que são membros especiais do PJM, que participam do mercado exclusivamente com a finalidade de agregar resposta da demanda. Além de reduzir carga em períodos emergenciais, a resposta da demanda pode determinar o preço de curto prazo. Em 2014 a estimativa de resposta da demanda no PJM foi de 10 GW(3).

Outro exemplo de destaque é a Energy Pool, líder europeia em RD, com atuação desde 2008. A ideia desta empresa partiu dentro de uma indústria de alumínio que usava a sua demanda para colaborar e negociar remuneração com o sistema interligado. Esta iniciativa foi expandida para outros consumidores e a Energy Pool se tornou uma agregadora de cargas com possibilidade de fazer gerenciamento da demanda. A Companhia hoje gerencia através do centro de operações na França uma capacidade de RD da ordem de 1.200 MW, proporcionando alívio para a rede ao agregar e gerenciar grande volume de carga industrial e comercial. O corpo técnico da empresa visita os clientes industriais e comerciais de médio e grande portes interessados em economizar no consumo de energia, de modo a identificar quais processos fabris/comerciais podem ser cortados, em quais volumes e por qual período de tempo, sem muito comprometimento da atividade econômica principal. São então firmados contratos de RD com tais clientes, pois uma vez ofertados ao sistema, os montantes de corte devem ser rigorosamente respeitados, para evitar o colapso do sistema. A receita a ser auferida pelos consumidores envolvidos é composta por uma parte fixa, e outra variável, que depende do volume de ajuste do seu consumo. A Energy Pool, por sua vez, recebe receita do Operador do Sistema na França, RTE - *Réseau de transport d'électricité*, que faz uso dos benefícios energéticos, elétricos e ambientais do serviço de RD.

4. RESPOSTA DA DEMANDA NO BRASIL E OPORTUNIDADES DE EVOLUÇÃO PARA O SEB

O Brasil apresenta um sistema de geração de energia predominantemente hidrelétrico, entretanto a geração termelétrica, de maior custo, vem aumentando sua participação na matriz brasileira, tanto em capacidade instalada quanto em geração de energia, e representa um importante respaldo da energia hidrelétrica, permitindo uma maior confiabilidade na ocorrência de hidrologias desfavoráveis. O Operador Nacional do Sistema (ONS) é responsável pelo planejamento e a programação centralizados da operação, com vistas à otimização da operação eletro-energética do Sistema Interligado Nacional (SIN). Para determinar quando e em quais quantidades devem ser acionadas as usinas hidrelétricas e termelétricas do sistema, o ONS dispõe de uma cadeia de modelos matemáticos computacionais NEWAVE/DECOMP que determinam o despacho hidrotérmico por ordem de mérito de custo e o custo marginal de operação (CMO) que serve como base para o cálculo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) utilizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para realizar a contabilização do mercado de curto prazo (MCP).

Em situações de hidrologia adversa, o ONS, por determinação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), pode estabelecer despacho termelétrico preventivo, fora da ordem de mérito definida pelos modelos de otimização, com objetivo de aumentar a segurança de abastecimento energético do SIN. Os custos operativos adicionais são cobertos por meio de encargos de serviços do sistema e não são incorporados na formação do PLD), causando algumas distorções no sinal de preço, além de pagamento significativo de encargos.

Devido ao fato das afluições hidrológicas no SIN estarem baixas desde outubro de 2012, tem havido uma elevação significativa do despacho termelétrico inclusive por razões de segurança energética. Com o agravamento da situação hidrológica em 2014, as termelétricas foram despachadas na base para preservar ao máximo os reservatórios. O PLD médio do submercado sudeste em 2014 ficou próximo a 700,00 R\$/MWh, atingindo em muitas semanas o PLD teto estipulado pela ANEEL em 822,83 R\$/MWh. O alto valor do PLD em 2014 incentivou os agentes a liquidarem suas sobras de geração e contratos no MCP. No mercado livre houve uma reação da demanda: alguns consumidores livres (indústrias cimenteiras, siderúrgicas e de papel e celulose) optaram por reduzir a produção industrial/consumo de forma a vender sobras contratuais e/ou capacidade de geração no MCP visando lucrar com o PLD elevado. A Figura 1 apresenta como foi a RD mercados livre e cativo em 2014. Conforme pode ser visto, o mercado livre respondeu aos preços elevados e o mercado cativo aumentou seu consumo neste período, apesar das condições hidrológicas críticas. Isso pode ter acontecido pelo fato do mercado

cativo não ter recebido nenhuma sinalização econômica do que estava acontecendo no sistema e no mercado atacadista.

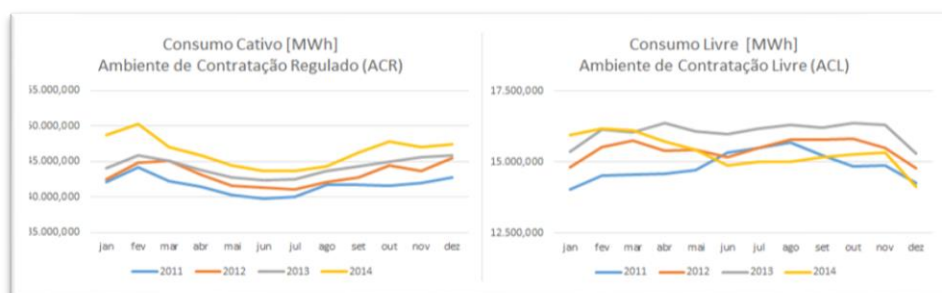


Figura 1 – Reação da Demanda em relação aos preços do mercado atacadista em 2014

Em 2015 a situação hidrológica permanece crítica, o volume de chuvas no sudeste em janeiro foi o pior do histórico de 85 anos. O governo já anuncia medidas de racionalização para mitigar um possível racionamento. Diante deste cenário estima-se que este ano também haverá necessidade de despacho termelétrico na base e geração por segurança energética de custo elevado para economizar água nos reservatórios. Nesse sentido abre-se uma excelente oportunidade para ampliar mecanismos que tenham como o foco o lado da demanda que contribuem para um uso eficiente da energia, e que resultem no fornecimento de uma energia elétrica confiável, renovável, seguro e com preços competitivos a toda sociedade brasileira.

4.1. Programas Baseados em Tarifação Diferenciada

No Brasil os mecanismos de RD existentes são baseados no conceito de tarifação diferenciada:

Estrutura Tarifária: No Brasil a estrutura tarifária vigente para o ambiente regulado definida em 1998 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para consumidores de alta tensão (grupo A) estabeleceu a sinalização horária com dois postos tarifários (ponta e fora da ponta). O horário de ponta e fora da ponta é determinado pela ANEEL para cada área de concessão como sendo um período composto de três horas consecutivas entre 17 e 22 horas. As tarifas horo-sazonais adotadas no Brasil apenas são aplicadas aos consumidores conectados à alta tensão (acima de 2,3 mil Volts). Isso significa que os consumidores conectados à baixa tensão, mesmo tendo grande responsabilidade pela formação da ponta do sistema, têm uma tarifa constante que não varia no tempo e, portanto, não recebem estímulos econômicos para utilizar a rede elétrica de forma eficiente.

Tarifa Branca: Em 2013 foi aberta AP ANEEL nº 43/2013 que prevê o estabelecimento de uma nova modalidade tarifária denominada Tarifa Branca, com sinalização horária do tipo horo-sazonal, para os consumidores da baixa tensão (por exemplo, 127, 220, 380 ou 440 V). A Tarifa Branca será composta por três postos tarifários: ponta – três horas consecutivas, geralmente entre 18h e 21h; intermediário – uma hora anterior ao horário de ponta e uma hora logo após; fora ponta – demais horas do dia. A adesão é voluntária, e só será possível após a substituição dos medidores eletromecânicos, por medidores eletrônicos. Se o consumidor não desejar modificar seus hábitos de consumo, a tarifa convencional continua disponível. Indefinições de prazos para viabilização dos medidores pelas Distribuidoras e problemas na homologação dos equipamentos junto ao INMETRO impactam a implantação das tarifas brancas e a abertura de mercado para consumidores de menor porte.

Bandeiras Tarifárias: Até 2014, os custos de energia pagos pelas distribuidoras eram incluídos no cálculo de reajuste das tarifas e repassados aos consumidores um ano depois de ocorridos, quando a tarifa reajustada passava a vigorar. Dessa forma, o sinal econômico dado ao consumidor não refletia as condições reais do sistema no curto prazo. A partir de 1º de janeiro de 2015 passou a vigorar o sistema de Bandeiras Tarifárias, de acordo com a REN ANEEL nº 547/13 que determina que os valores a serem pagos por todos consumidores poderão sofrer um acréscimo de acordo com a bandeira tarifária vigente (verde, amarela ou vermelha), em função das

condições de geração de eletricidade (hidrologia). Em janeiro e fevereiro de 2015 o acionamento das bandeiras tarifárias foi definido pela ANEEL, conforme as informações do ONS referentes às estimativas dos custos dos recursos termelétricos despachados na ordem de mérito e fora da ordem de mérito por razões de segurança energética. A partir de março de 2015, a REH ANEEL nº 1.859/15 revisou os critérios de acionamento das bandeiras e atualizou os valores que serão acrescidos nas bandeiras amarela e vermelha, conforme a seguir:

- **Bandeira Tarifária Verde:** será acionada nos meses em que o valor do Custo Variável Unitário – CVU da última usina a ser despachada for inferior ao valor de 200,00 R\$/MWh; A tarifa não sofre qualquer acréscimo;
- **Bandeira Tarifária Amarela:** será acionada nos meses em que o CVU da última usina a ser despachada for igual ou superior a 200,00 R\$/MWh e inferior ao valor-teto do PLD de 388,48 R\$/MWh; A tarifa sofre um acréscimo de 25 R\$ por MWh consumido;
- **Bandeira Tarifária Vermelha:** será acionada nos meses em que o valor do Custo Variável Unitário – CVU da última usina a ser despachada for igual ou superior ao valor-teto do PLD, de 388,48 R\$/MWh. A tarifa sofre um acréscimo maior de R\$ 55 por MWh consumido.

Com esta nova medida, o consumidor poderá fazer a gestão do seu consumo de forma mais racional, podendo reduzir o seu consumo quando observar o aumento na tarifa devido às condições hidrológicas na qual o sistema se encontra em cada momento. Trata-se de um primeiro passo na direção de mecanismos que reflitam custos.

4.2. Programas Baseados em Incentivos

No Brasil não existem programas estruturados baseados em incentivos, nem um mercado organizado para que a demanda venda sua flexibilidade em distintos horizontes de tempo e com distintos propósitos, de forma planejada, o que caracterizaria um processo sistemático e ordenado para RD, e aqui residem as grandes oportunidades de evolução para o SEB.

Existe uma variedade de programas de gerenciamento da carga que são feitos diretamente pelo ONS, por força da legislação em vigência, que são impositivos. Estes programas são principalmente utilizados em condições extremas do SIN devido às perturbações no sistema de geração e transmissão. Um exemplo que já perdura há três décadas é o Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) que é um sistema especial de proteção específico para corte de carga por sub frequência e/ou taxa de variação de frequência. Este esquema se faz necessário para evitar grandes colapsos no atendimento às cargas do SIN além de facilitar o processo de recomposição de cargas após perturbações. Nesta área o SEB pode evoluir no sentido de avaliar a possibilidade dos consumidores participarem de programas para cargas interruptivas. Em alguns países estes programas são realizados com sinais de preços criando um mercado de reserva operativa onde participam consumidores e agentes de geração que disponibilizam unidades sincronizadas para atender à solicitação do operador. Um exemplo bastante avançado na utilização de mecanismos de mercado para contratos de reserva é o Nord Pool onde são feitas ofertas de reserva no dia anterior e até no próprio dia da operação(4).

Tendo como objetivo o aumento da eficiência econômica e a segurança da operação, recomenda-se também a avaliação de um programa de RD em que as unidades consumidoras teriam incentivos financeiros para reduzir seu consumo, à princípio, em períodos de hidrologia desfavorável e contribuir com a segurança do suprimento de energia elétrica. Posteriormente, quando o mecanismo já estivesse mais maduro poderia se pensar em um mecanismo de Oferta de Redução de Carga em que a demanda tivesse a opção de reagir e participar do processo de formação de preço. Os grandes consumidores poderiam participar do mecanismo no atacado e os menores deveriam utilizar “agregadores” de carga. O grande obstáculo é a tecnologia de medição de eficiência da redução do consumo. Entretanto, novas tecnologias permitirão rapidamente que o padrão atual seja reformado.

4.3 – Geração Distribuída

A REN ANEEL nº 482/12 estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração (até 100 kW) e minigeração distribuída (de 100 kW até 1 MW) aos sistemas de distribuição e regulamentou o sistema de compensação de energia permitindo que o consumidor instale geradores de pequeno porte em sua unidade consumidora e injete energia na rede de distribuição em troca de créditos de energia que serão utilizados quando houver consumo, dentro do prazo de 36 meses. A regra é válida para geradores que utilizem fontes hídrica, solar, biomassa, eólica e cogeração qualificada. O consumidor terá que arcar com os custos de adequação do sistema

de medição e a distribuidora será responsável pela manutenção, incluindo os custos com eventual substituição. A ANEEL (CP nº 05/2014) avalia a possibilidade de estender o sistema de compensação para GD acima de 1 MW.

O sistema de compensação de energia é um tipo de mecanismo adotado por diversos países para incentivar a geração de energia a partir de fontes renováveis denominado *net metering*. Tal sistema consiste na medição do fluxo de energia em uma unidade consumidora dotada de pequena geração, por meio de medidores bidirecionais. Dessa forma, registra-se o valor líquido da energia no ponto de conexão, ou seja, se a geração for maior que a carga, o consumidor recebe um crédito em energia ou em dinheiro na próxima fatura (tipicamente ao valor da tarifa do cativo). No Brasil devido à incidência de ICMS sobre a parcela consumida, não existe paridade com os créditos gerados na conta de energia, como ocorre em outros países. Alguns estados como Minas Gerais e Ceará adotaram a isenção do ICMS como forma de estimular a microgeração e a minigeração distribuída.

Além das questões tributárias, outro ponto a ser equacionado para viabilizar a GD de pequeno porte é a criação de linhas de financiamento específicas para aquisição do sistema de medição requerido para o sistema de compensação. Recentemente o MME declarou que está em elaboração programa de incentivo à GD na ponta de carga no período da tarde, cujo potencial é de 3 GW de capacidade instalada em grandes consumidores, para atender às necessidades das distribuidoras. Outra forma de estímulo à GD anunciada é a atuação junto ao Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz) para limitar a incidência de ICMS no consumo líquido.

5. CONCLUSÕES

Conforme apontado neste trabalho, as ações de RD encontram-se bastante adiantadas em países mais desenvolvidos onde o preço é o sinalizador dos produtos e dos processos produtivos. Nestes países, o sinal de preço é o principal direcionador das ações de RD fazendo com que o consumidor possa tomar a sua decisão tanto nas atividades industriais e comerciais, mas também nas atividades associadas aos consumidores residenciais. O Brasil apresenta grandes oportunidades para adotar práticas de gestão pelo lado da demanda, tanto na operação como no planejamento. O principal vetor para o sucesso da RD é um sistema de preços eficiente capaz de sinalizar adequadamente o uso dos recursos do sistema. A reação da demanda bem ativa deve ajudar a afastar também situações de crise de abastecimento, que levem a uma alta nos preços. Para tal, o sinal econômico correto, em tamanho e no tempo certo, são fundamentais. Entretanto, será necessária a implementação de infraestrutura de medição e comunicação necessárias para a viabilização do mecanismo.

Tradicionalmente, a demanda é um novo “agente” que buscará participar no futuro modelo de comercialização, operação e planejamento. Com um conceito adequado de participação da demanda, as medidas extremas de racionamento, ou mesmo de utilização de fontes mais custosas para manter a segurança, poderão ser resolvidas com práticas de mercado, desde que o novo “agente demanda” possa contribuir de forma efetiva. Avanços na regulação são esperados para viabilizar a gestão pelo lado da demanda, de forma prática e objetiva. Para impulsionar o desenvolvimento da RD no atacado recomenda-se por meio da criação de um projeto piloto para avaliar as várias modalidades de participação da demanda no despacho do ONS, que poderá ser financiado, por exemplo, por meio de Projeto Estratégico Cooperado do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D). O projeto piloto pode viabilizar a construção de interfaces com as principais partes interessadas (MME, ONS, CCEE, ANEEL consumidores e potenciais agregadores de carga), e seus resultados podem subsidiar a regulamentação das novas regras pela ANEEL.

6. BIBLIOGRAFIA

- (1) Sousa, H.W.A.(2013) - Utilização de programas de RD como alternativa à necessidade de geração termelétrica complementar para garantia do suprimento de energia elétrica – Dissertação na UnB
- (2) <http://ferc-gov/legal/staff-reports/2014/demand-response.pdf>
- (3) <https://www.pjm.com/markets-and-operations/demand-response.aspx>
- (4) “Regulation C2 – The Balancing Market and Balance Settlement” www.energynet.dk.

7. DADOS BIOGRÁFICOS

Evelina Neves – É Mestre em Engenharia Elétrica e Doutora em Física Computacional pela Universidade de São Paulo e é Especialista em Desenvolvimento de Mercado na CCEE.

Carlos Dornellas é Mestre em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ, Doutorando em Engenharia Elétrica pela UNIFEI, e Gerente Executivo de Monitoramento e Gestão de Penalidades na CCEE.

João Carlos de Oliveira Mello é Doutor em Engenharia Elétrica pela PUC/RJ e é Presidente da Thymos Energia.

Luiz Augusto Barroso é Doutor em Otimização pela COPPE/UFRJ e é Diretor Técnico na PSR.

José W. Marangon Lima é Doutor em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ e Professor Titular da EFEI.

Joisa Dutra é Doutora em Economia pela FGV e Diretora do Centro de Regulação/FGV. Foi Diretora da ANEEL.

Helder Sousa é Mestre em Regulação Econômica pela UnB e atua como Especialista em Energia pela ABRACE.

Ricardo Cunha Perez é Mestre em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ e atua em estudos de geração e transmissão na PSR.

Alan Guidi Henn é graduado em Engenharia Elétrica com ênfase em Energia e Automação pela Escola Politécnica da USP e é Consultor da Thymos Energia.

Ana Maria Pimenta – Atua na área de programação da operação do ONS, é especialista em Sistemas de Potência pela PUC-Rio e mestranda em Economia Empresarial em Engenharia Elétrica pela FGV-RJ.

Roberto Mayo – Mestre em Engenharia Elétrica pelo *Illinois Institute of Technology*, Chicago. Atualmente é diretor da Arroba Assessoria e Consultoria.