

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO**  
**PECE – PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA**  
**ESCOLA POLITÉCNICA DA USP**

**MAYRA LUCY GUIMARÃES CASTRO DE SANTANA**

**Análise regulatória do programa da Resposta da Demanda no Brasil**

São Paulo

2018

## Análise regulatória do programa da Resposta da Demanda no Brasil

Monografia apresentada ao PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia da Escola Politécnica da USP para conclusão do curso de especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética

Área de Concentração: Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Dr. Roberto Castro

São Paulo

2018

## **AGRADECIMENTOS**

Ao professor Roberto Castro pela orientação e ajuda durante todo o trabalho.

À minha mãe, Elda Guimarães, por me proporcionar todas as oportunidades e educação para que meu caminho pudesse chegar até esta especialização. Ao meu namorado, Alex Wang, por todo apoio e incentivo e ao meu grande amigo Caio Cesar por topar me acompanhar em mais uma aventura acadêmica.

As provas têm por fim exercitar a inteligência, tanto quanto a paciência e a resignação.

(Allan Kardec)

## RESUMO

A resposta da demanda é uma importante alternativa para otimização do custo de operação do sistema em detrimento do despacho termelétrico fora da ordem de mérito. Por meio desta ferramenta é possível obter resultados mais vantajosos, tanto para a confiabilidade do sistema elétrico, como para a modicidade tarifária dos consumidores finais

Este trabalho apresenta uma análise regulatória da estruturação do programa piloto de gerenciamento pelo lado da demanda implementado no Brasil. Ao longo do trabalho são apresentados os conceitos envolvidos durante a concepção do programa, sua estrutura de funcionamento, adesão de consumidores e resultados obtidos.

**Palavras-chave:** gerenciamento lado da demanda, resposta da demanda, programa piloto, Brasil

## **ABSTRACT**

The demand response is an important alternative to optimize the cost of operating the system in detriment of the thermoelectric dispatch outside the order of merit. By means of this tool it is possible to obtain more advantageous results, both for the reliability of the electric system, and for the tariff modality to the final consumers.

This paper presents a regulatory analysis of the structure of the pilot program of demand side management implemented in Brazil. Throughout this paper are presented the concepts involved during the design of the program, its structure of operation, consumer adhesion and results obtained.

**Key words:** demand side management, pilot program, Brazil

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRACE	Associação Brasileira de Grandes Consumidoras Industriais de Energia e Consumidores Livres
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
CAR	Curva de Aversão ao Risco
CCEE	Câmara de Energia Elétrica
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CPSA	Contrato de Prestação de Serviços Ancilares
CVU	Custo Variável Unitário
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargo de Serviço de Sistema
GLD	Gerenciamento pelo Lado da Demanda
GSF	Generation Scaling Factor
MCP	Mercado de Curto Prazo
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
REN	Resolução Normativa

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1</b> - Representação gráfica das possibilidades de alterações de curva de carga.	13
<b>Figura 2</b> - Geração de Energia Elétrica no Brasil por fonte - data base 2016	19
<b>Figura 3</b> - Fluxograma para formação de PLD	20
<b>Figura 4</b> - PLD médio histórico de 2016 a Julho/2018	20
<b>Figura 5</b> - Histórico de Geração e Garantia Física das usinas hidráulicas participantes do MRE em 2014	22
<b>Figura 6</b> - Histórico de Geração e Garantia Física das usinas hidráulicas participantes do MRE em 2015	23
<b>Figura 7</b> - Histórico de Geração e Garantia Física das usinas hidráulicas participantes do MRE em 2016	23
<b>Figura 8</b> - Evolução de liminares do GSF 2017/2018	25
<b>Figura 9</b> - Valores Liquidação Financeira de 2018	25
<b>Figura 10</b> - Inserção de geração eólica no Subsistema Nordeste. Índices que quantificam o tempo em que a geração eólica do Subsistema (em MW) foi maior que determinados percentuais da carga do Subsistema (em MW) no mês.	29
<b>Figura 11</b> - Inserção de geração eólica no Subsistema Norte. Índices que quantificam o tempo em que a geração eólica do Subsistema (em MW) foi maior que determinados percentuais da carga do Subsistema (em MW) no mês.	29
<b>Figura 12</b> - Geração eólica média horária nos últimos 6 meses no subsistema Norte.	30
<b>Figura 13</b> - Geração eólica média horária nos últimos 6 meses no subsistema Nordeste.	30
<b>Figura 14</b> - Ilustração de definição de grade horária em dias úteis.	32
<b>Figura 15</b> - Ilustração de definição de grade horária em sábados.	32
<b>Figura 16</b> - Exemplo de linha base com inserção da tolerância.	33
<b>Figura 17</b> - Exemplificação de atendimento ao despacho.	36
<b>Figura 18</b> - Exemplo de não atendimento ao despacho.	36
<b>Figura 19</b> - Exemplo de ultrapassagem de banda superior.	37
<b>Figura 20</b> - Exemplificação de descumprimento de despacho	39



## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>10</b>
<b>2</b>	<b>ESTADO DA ARTE .....</b>	<b>12</b>
<b>3</b>	<b>PRINCIPAIS CONCEITOS .....</b>	<b>16</b>
<b>3.1</b>	<b>Despacho de Energia.....</b>	<b>16</b>
3.1.1	<i>Despacho Térmico por ordem de mérito .....</i>	<i>17</i>
3.1.2	<i>Despacho fora da ordem de mérito .....</i>	<i>17</i>
<b>3.2</b>	<b>Encargo de Segurança Energética (ESS).....</b>	<b>18</b>
<b>3.3</b>	<b>Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) .....</b>	<b>19</b>
<b>3.4</b>	<b>Mercado de Curto Prazo (MCP).....</b>	<b>21</b>
3.4.1	A inadimplência do MCP .....	21
<b>3.5</b>	<b>Sistema de Comércio de Cotas Negociáveis .....</b>	<b>26</b>
<b>4</b>	<b>DESENVOLVIMENTO.....</b>	<b>27</b>
<b>4.1</b>	<b>Região de Aplicação .....</b>	<b>28</b>
<b>4.2</b>	<b>Consumidores elegíveis à participação .....</b>	<b>30</b>
<b>4.3</b>	<b>Procedimento de habilitação .....</b>	<b>31</b>
<b>4.4</b>	<b>Definição da Grade Horária .....</b>	<b>31</b>
<b>4.5</b>	<b>Linha Base .....</b>	<b>33</b>
<b>4.6</b>	<b>Produtos Ofertados.....</b>	<b>33</b>
4.6.1	<i>Processo de participação .....</i>	<i>34</i>
<b>4.7</b>	<b>Gatilho para acionamento e Despacho ONS .....</b>	<b>35</b>
	De acordo com a REN ANEEL nº 792/2017: .....	35
<b>4.8</b>	<b>Apuração das reduções.....</b>	<b>35</b>
<b>4.9</b>	<b>Remuneração pelo despacho da carga .....</b>	<b>37</b>
<b>4.10</b>	<b>Penalidade .....</b>	<b>38</b>
<b>4.11</b>	<b>Observações Gerais.....</b>	<b>39</b>
<b>5</b>	<b>RESULTADOS E CONSIDERAÇÕES DO PROGRAMA PILOTO .....</b>	<b>40</b>
<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES.....</b>	<b>42</b>
<b>7</b>	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>45</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Este trabalho tem como objetivo analisar, sob o ponto de vista regulatório brasileiro, o programa de gerenciamento pelo lado da demanda a partir de análises sobre o programa piloto recentemente implementado.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou em dezembro de 2017, a Resolução Normativa nº 792/2017 que teve com objetivo regulamentar os critérios e as condições para a implementação de projeto piloto de programa de Resposta da Demanda.

Nos termos do art. 2º, inciso I da REN nº 792/2017, a Resposta da Demanda é definida como:

“I - Resposta da demanda - redução do consumo de consumidores previamente habilitados, como recurso alternativo ao despacho termelétrico fora da ordem de mérito, de modo a se obter resultados mais vantajosos tanto para a confiabilidade do sistema elétrico como para a modicidade tarifária dos consumidores finais;”

Desta forma, tal mecanismo tem por objetivo, dentre outros, reduzir o consumo de energia total, eliminar o despacho de usinas de alto custo para eliminar os problemas associados ao atendimento à demanda de pico e acompanhar a disponibilidade de fontes de energia renováveis, aumentando a confiabilidade geral do sistema, com redução de custo operativo.

Neste mecanismo há a diminuição voluntária do consumo de energia elétrica, por parte dos consumidores, em determinados períodos do dia em troca de incentivo financeiro por cada MWh não consumido.

Destaque-se que a apuração e a remuneração da energia não consumida, em resposta ao programa de redução voluntária de consumo não é tarefa simple. É necessário definir-se claramente o montante de energia não consumida, com base na expectativa de consumo de modo a garantir-se simultaneamente, a precificação adequada e a quantidade de energia associada ao programa, fruto da redução voluntária.

A seguir serão apresentados os principais conceitos relativos ao tema, as características do programa e os resultados observados no programa piloto implementado.

## 2 ESTADO DA ARTE

De acordo com Neves et al (2015) nos últimos anos, a participação ativa da demanda vem adquirindo 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 por Clark W. Gellings no início da década de 70, época em que o aumento do preço dos combustíveis e derivados do petróleo na crise de 1973 resultou num ambiente propício para a criação de novas alternativas para o atendimento da crescente demanda por energia (Soares, 2017).

Segundo Gellings (1993) as atividades de gerenciamento pelo lado da demanda são aquelas que dependem de ações pelo lado dos consumidores com o intuito de mudar a configuração ou magnitude da curva de carga, ou seja, a curva do consumo de energia.

Considerando o contexto de remodelação da curva de carga são possíveis seis possibilidades, de acordo com Campos (2004):

- i. Rebaixamento de pico (*peak clipping*): definido como redução da carga no horário de ponta, sendo que seu uso pode trazer redução de custos de operação e dependência de fatores como combustíveis e água;
- ii. Preenchimento de vales (*valley filling*): preencher com consumo os momentos em que existem vales de disponibilidade fora do horário de pico;
- iii. Mudanças de carga (*load shifting*): envolve o deslocamento da carga do horário de pico para o horário de fora pico, com por exemplo o descolamento do uso do chuveiro elétrico no Brasil;
- iv. Conservação estratégica (*strategic conservation*): é a eficiência energética, onde a mudança de aparelhos por modelos mais novos traz uma economia energética. Nesta modalidade a empresa deve considerar que a conservação ocorre naturalmente por meio de substituição tecnológica;

- v. Crescimento estratégico de carga (*strategic load growth*): crescimento global do consumo de forma a preencher os vales de demanda existentes; e
- vi. Curva de carga flexível (*flexible load shape*): conceito relacionado à confiabilidade considerando que no planejamento futuro a carga poderá ser flexível se for dado aos consumidores opções de qualidade do serviço, que variam conforme o preço;

A figura 1 abaixo representa cada uma dessas possibilidades.

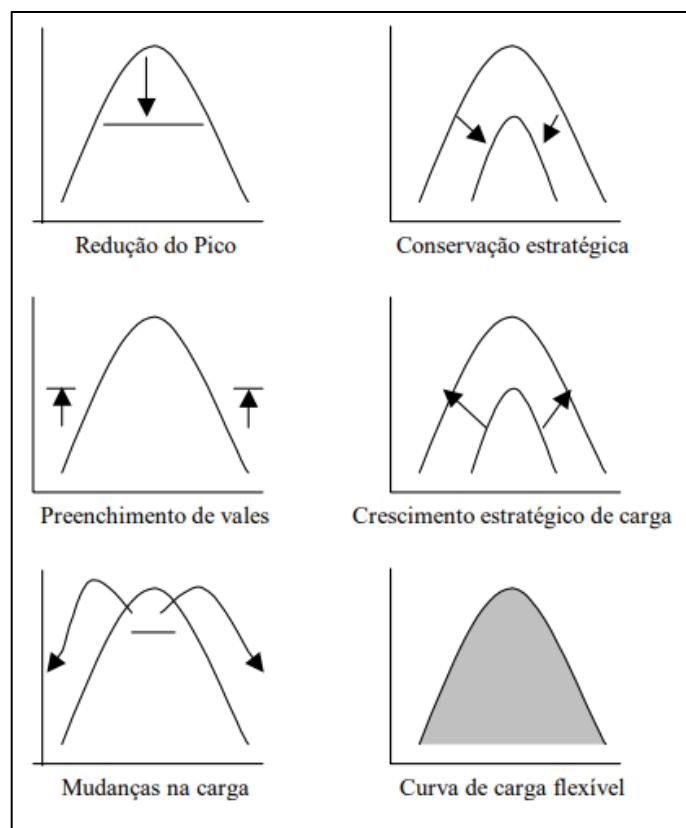


Figura 1 - Representação gráfica das possibilidades de alterações de curva de carga.  
Fonte: Campos (2004).

De acordo com Neves et al (2015) os mecanismos de gerenciamento pelo lado da demanda têm por objetivo modificar o comportamento da demanda do consumidor, de forma voluntária, por meio de sinais de preços, incentivos financeiros e ações de conscientização.

Tal gerenciamento pode tratar de ações de longo prazo como programas de eficiência energética, novos hábitos de consumo, alteração nos processos produtivos ou ações temporárias de resposta da demanda no curto prazo. Neste último caso há

o envolvimento ativo e voluntário dos consumidores em troca de benefícios financeiros – via tarifa ou incentivos – e podem envolver corte de carga, postergação do consumo ou suprimento por meio de geração própria (geração distribuída, armazenamento ou backup).

Segundo Neves et al (2015) os mecanismos de redução de demanda além de contribuir com a redução das necessidades de investimentos na expansão do setor de energia elétrica, contribuem com a segurança do sistema, com a operação das novas modalidades de geração e com a eficiência econômica do mercado.

A ANEEL em sua Nota Técnica nº 100/2017 elenca que, dentre os objetivos da Resposta da Demanda, há destaque para os que seguem:

- i. Redução do consumo de energia, sendo vantajoso tanto para o sistema elétrico como para os consumidores, sendo que esta redução deverá ocorrer na carga do consumidor como também nas perdas do sistema de transmissão;
- ii. Redução da geração de energia, atingido por meio da aplicação de um esquema de Resposta da Demanda, onde seria eliminada a necessidade de despacho de usinas com alto custo para atendimento da demanda de pico;
- iii. Aplicação da Resposta da Demanda de modo a acompanhar a oferta de geração disponível – em especial em regiões com fontes renováveis, como eólica e solar – e maximizar a confiabilidade do sistema; e
- iv. Redução de sobrecargas no sistema. Este objetivo pode ser atingido por meio da operação de um sistema de gestão de distribuição que monitora o funcionamento do sistema elétrico, tomando decisões em tempo real.

Outro ponto observado pela ANEEL nesta Nota técnica é que a Resposta da Demanda tem o benefício de, frente à atual estrutura de preços e tarifas, promover os incentivos e sinais econômicos adequados para permitir alteração do comportamento do consumidor em decorrência da racionalização dos recursos disponíveis.

Os mecanismos de gestão pelo lado da demanda são ferramentas frequentemente utilizadas por operadores de sistemas de vários países, em diferentes

níveis de abrangência e complexidade, como um eficiente recurso para tornar a operação do sistema mais econômica.

No caso do Brasil, o mecanismo de Resposta da Demanda tem como objetivo reduzir a carga de consumidores previamente habilitados para substituir o despacho termelétrico fora da ordem de mérito, visando melhorar a confiabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN) e contribuir para a modicidade tarifária.

Nos próximos capítulos será explorada a forma como o Programa piloto de Resposta da Demanda está sendo implementado no Brasil.

### **3 PRINCIPAIS CONCEITOS**

#### **3.1 Despacho de Energia**

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país.

Foi criado em 1998, pela Lei nº 9.648/1998, com as alterações introduzidas pela Lei nº 10.848/2004 e regulamentado pelo Decreto nº 5.081/2004.

O ONS tem como principal atividade gerenciar as diferentes fontes de energia e a rede de transmissão, de forma a garantir a segurança do suprimento contínuo em todo o país, com os objetivos de:

- i. Promover a otimização da operação do SIN, visando ao menor custo para o sistema;
- ii. Garantir que todos os agentes do setor elétrico tenham acesso à rede de transmissão de forma não discriminatória; e
- iii. Contribuir, de acordo com a natureza de suas atividades, para que a expansão do SIN se faça ao menor custo e vise às melhores condições operacionais futuras.

O ONS também tem como escopo de atividades a coordenação, definição, programação, supervisão e controle da quantidade de energia que as usinas conectadas no sistema de transmissão irão produzir.

Este conceito é denominado despacho, que nada mais é que a definição, pelo ONS, da quantidade de energia que uma usina irá gerar em um determinado momento.

De acordo com a ANEEL (2007) o ONS utiliza como definição de ordem de despacho das usinas seus respectivos custos de produção, ou seja, a energia com menor custo associado será a primeira despachada.



Por esta razão, geralmente, o despacho é iniciado pela geração de energia da fonte hidráulica e, na sequência, a geração pelas térmicas de menor custo, desde que a usina tenha condições técnicas para atendimento.

Neste trabalho o conceito de despacho será também aplicado para o acionamento de cargas consumidoras para diminuição do consumo, de acordo com o ofertado no programa de Resposta da Demanda.

#### *3.1.1 Despacho Térmico por ordem de mérito*

O ONS despacha semanalmente para atendimento da carga, as térmicas por ordem de mérito, ou seja, aquelas usinas que apresentam custo variável unitário (CVU) menor do que o custo marginal de operação (CMO) são despachadas com prioridade.

O CMO nada mais é do que a base para a formação do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), e este representa qual é o custo de atender uma unidade adicional de carga, sendo que normalmente possui um valor próximo da última térmica despachada.

#### *3.1.2 Despacho fora da ordem de mérito*

Esse tipo de despacho térmico é aquele não considerado no modelo de formação de preços e que tem como objetivo atender a segurança energética do SIN.

A depender do motivo o despacho fora da ordem de mérito pode ser classificado como:

- i. Despacho por restrição elétrica: despacho de usinas termelétricas por necessidade do SIN ou por restrições elétricas no SIN determinados para garantia da confiabilidade e estabilidade do sistema elétrico.
- ii. Despacho fora da ordem de mérito de custos: usinas termelétricas, fora da ordem de mérito de custo, de modo a compensar antecipadamente eventuais indisponibilidades por falta de combustível de usinas termelétricas despachadas centralizadamente com CVU declarado diferente de zero.

### 3.2 Encargo de Segurança Energética (ESS)

O encargo de segurança energético foi estabelecido pela Lei nº 10.848/2004 e devem ser pagos aos geradores térmicos que atendem a despacho do ONS para gerarem fora da ordem de mérito de custo.

De acordo com a CCEE (2018) existem três tipos de encargos classificados pelo ONS conforme sua finalidade, sendo eles:

- i. Encargo por Restrição Elétrica: acontecerá quando há alguma restrição operativa que afeta o atendimento da demanda ou a estabilidade do sistema. Essas restrições operativas acarretam duas situações possíveis, sendo elas:
  - a. *Constrained-on*: quando a usina térmica não está programada, pois sua geração é mais cara. Entretanto, devido a restrições operativas, o ONS solicita sua geração para atender a demanda de energia. Neste caso, o ESS é usado para ressarcir a geração adicional da usina.
  - b. *Constrained-off*: a usina térmica está despachada. Entretanto, devido a restrições operativas, o ONS solicita a redução de sua geração. Neste caso, o ESS é usado para ressarcir o montante de energia não gerado pela usina.
- ii. Encargo por Segurança Energética: acontece quando o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) determina ao ONS que solicite a geração de usinas térmicas para garantir a segurança do suprimento energético.
- iii. Encargo por Ultrapassagem da Curva de Aversão ao Risco (CAR): utilizado para ressarcir a geração de usinas termelétricas despachadas para garantir o suprimento energético quando o nível dos reservatórios está próximo a ultrapassar a CAR.

Além dos tipos de ESS pagos acima, que são exclusivamente aos agentes geradores térmicos, existe também o Encargo por Serviços Ancilares, destinados a garantir a qualidade e a segurança da energia gerada no SIN.

Com o advento do programa piloto de Resposta da Demanda o ESS passou a ter outra utilidade, além do acima exposto, que é o pagamento dos consumidores que

forem chamados ao despacho de redução de consumo, conforme será explicado mais a frente neste trabalho.

### 3.3 Preço de Liquidação de Diferenças (PLD)

Como a matriz energética brasileira é predominantemente hídrica são utilizados modelos matemáticos para o cálculo do PLD, que têm por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício do uso da água no presente *versus* o benefício do uso da água no futuro (armazenamento), por meio de medição da economia esperada do uso da água em comparação com o custo dos combustíveis das usinas de fonte térmicas.

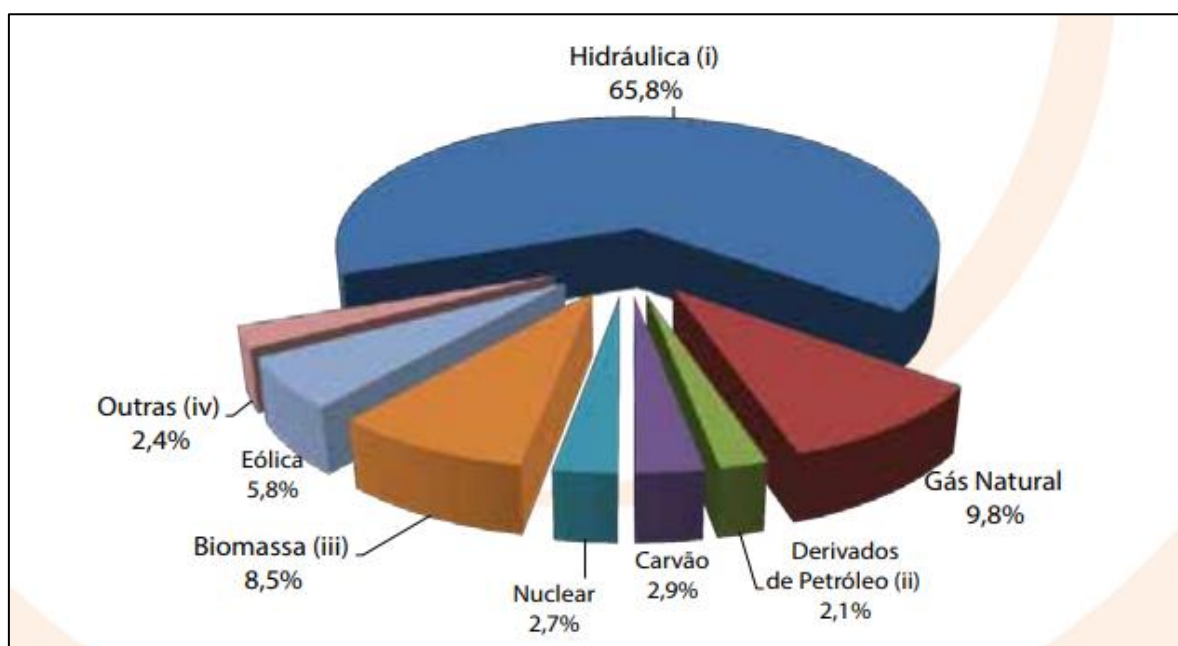


Figura 2 - Geração de Energia Elétrica no Brasil por fonte - data base 2016  
Fonte: EPE (2017)

Com base nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços de combustível, no custo de déficit, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão, o modelo de precificação obtém o despacho de geração ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado.

Como resultados desse processo são obtidos os Custos Marginais de Operação (CMO) para o período estudado, para cada patamar de carga (Leve, Médio e Pesado) e para cada submercado (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste).

O processo completo de cálculo do PLD consiste na utilização dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, os quais produzem como resultado o Custo Marginal de Operação de cada submercado, respectivamente em base mensal e semanal, seguindo a ordem demonstrada na Figura 3.

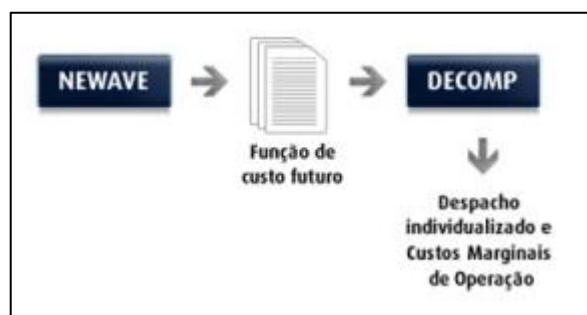


Figura 3 - Fluxograma para formação de PLD  
Fonte: CCEE (2018)

Na Figura 4 é apresentado o PLD médio mensal dos últimos 2 anos.

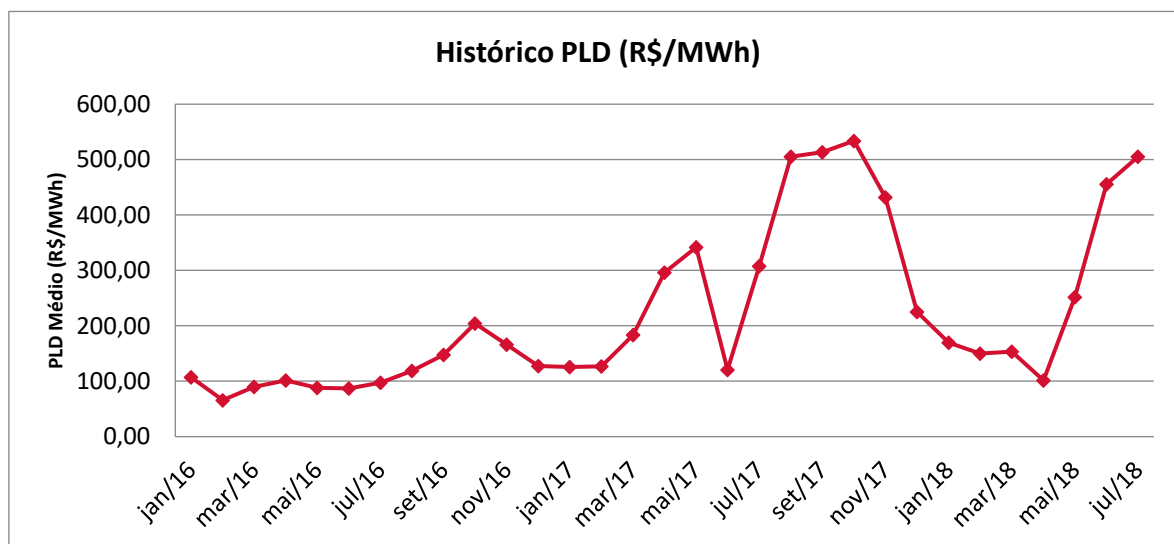


Figura 4 - PLD médio histórico de 2016 a Julho/2018  
Fonte: Do Autor (2018)

### 3.4 Mercado de Curto Prazo (MCP)

De acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 622/2014 Mercado de Curto Prazo (MCP) é a:

“(...) denominação do processo em que se procede à contabilização e liquidação financeira das diferenças apuradas entre os montantes de energia elétrica seguintes:

a) contratados, registrados e validados pelos agentes da CCEE, cujo registro tenha sido efetivado pela Câmara; e

b) de geração ou de consumo efetivamente verificados e atribuídos aos respectivos agentes da CCEE;”

Todos os contratos de compra e venda de energia celebrados no mercado - tanto no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) como no Ambiente de Contratação Livre (ACL) - devem ser registrados na CCEE, que realiza a medição dos montantes efetivamente produzidos/consumidos por cada agente. As diferenças apuradas, positivas ou negativas, são valoradas ao PLD e contabilizadas para posterior liquidação financeira no Mercado de Curto Prazo.

De acordo com a CCEE (2017) o MCP “pode ser definido como o segmento da CCEE onde são contabilizadas as diferenças entre os montantes de energia elétrica contratados pelos agentes e os montantes de geração e de consumo efetivamente verificados e atribuídos aos respectivos agentes”.

#### 3.4.1 A inadimplência do MCP

O setor elétrico brasileiro é composto, em sua maioria, por usinas hidrelétricas despachadas de forma centralizada pelo ONS e quando há escassez de chuvas, o ONS despacha menos usinas hidrelétricas e aumenta a geração térmica, de modo a garantir o suprimento do consumo do SIN.

O GSF (Generation Scaling Factor) é um fator utilizado para usinas hidrelétricas que realiza uma relação entre a quantidade de energia gerada em um determinado

mês e a garantia física das usinas, sendo que este cálculo é realizado mensalmente pela CCEE.

Se o resultado desta relação for inferior a “1”, as usinas hidrelétricas estão gerando abaixo de suas garantias físicas. Com isso, as usinas comprometidas com contratos de venda precisam comprar energia no MCP, valorada ao PLD, para honrar seus compromissos.

O histórico hidrológico extremamente ruim ocorrido entre 2014 e 2015 acarretou um déficit de geração hídrica e a permanência do GSF inferior a 1 por três anos consecutivos, conforme pode ser observado na Figura 5, Figura 6 e Figura 7.

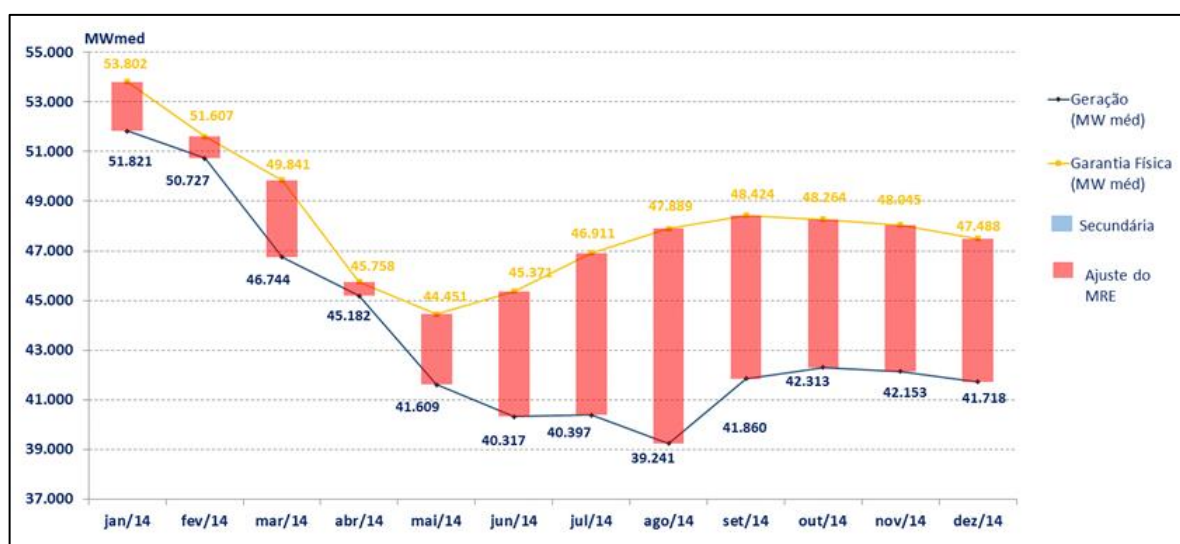


Figura 5 - Histórico de Geração e Garantia Física das usinas hidráulicas participantes do MRE em 2014  
Fonte: CCEE (2014)

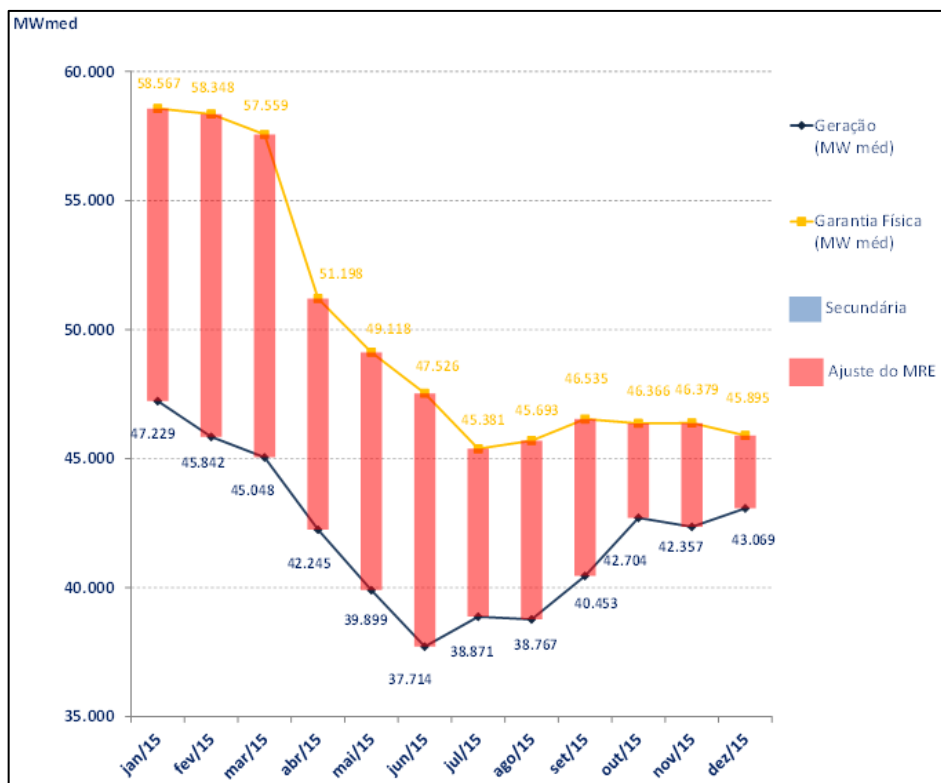


Figura 6 - Histórico de Geração e Garantia Física das usinas hidráulicas participantes do MRE em 2015

Fonte: CCEE (2015)

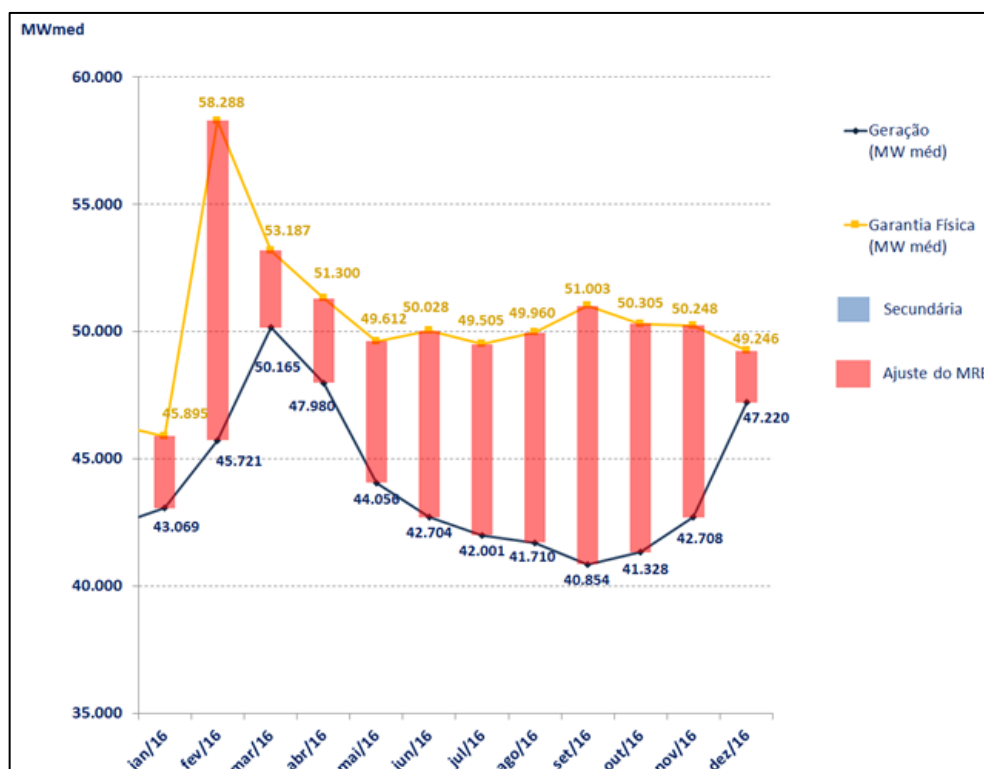


Figura 7 - Histórico de Geração e Garantia Física das usinas hidráulicas participantes do MRE em 2016

Fonte: CCEE (2016)

Com essa situação hídrica ruim o ONS, para garantir o suprimento da carga do sistema, teve que aumentar o despacho de geração térmica e este cenário fez com que o PLD atingisse o seu preço teto de R\$822,83/MWh em fevereiro de 2014.

A combinação de PLD alto com GSF inferior a 1 impactou negativamente o caixa financeiro das usinas hidrelétricas.

Essa situação resultou na manifestação dos geradores hídricos a fim de propor um mecanismo que transferisse o risco hidrológico ao consumidor, sem que oferecessem qualquer contrapartida.

O Governo em julho de 2015, por meio da MP 688, propôs uma solução para o problema, por intermédio da Repactuação do Risco Hidrológico que permitiu que as hidrelétricas comprassem um “seguro” e transfiram o risco hidrológico para o consumidor. Entretanto essa proposta apenas foi aceita por usinas que possuíam compromissos no mercado regulado (ACR). Já as usinas que negociam no mercado livre não aderiram a solução proposta.

A consequência deste cenário foi que mais de 100 produtores e associações de hidrelétricas entraram com ações judiciais para eliminar prejuízos decorrentes do GSF. Hoje essa situação ainda se arrasta e o mercado encontra-se muito judicializado e com altas inadimplências, conforme pode ser observado na Figura 8.



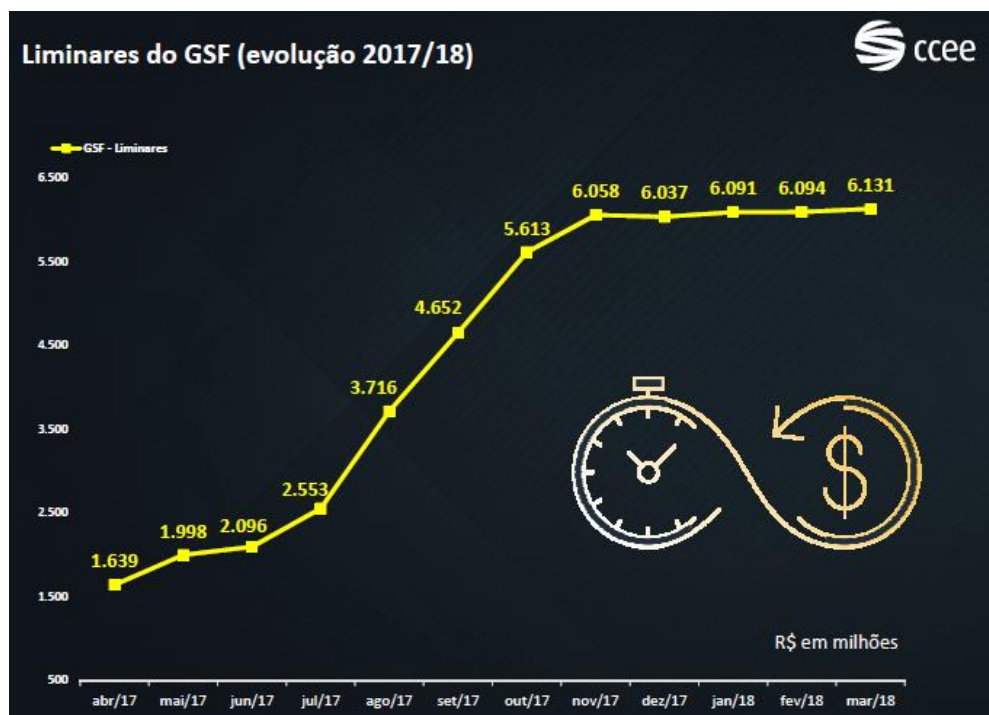


Figura 8 - Evolução de liminares do GSF 2017/2018  
Fonte: CCEE (2018)

Na liquidação financeira realizada pela CCEE, referente ao mês de Setembro de 2018, houve pagamento de apenas R\$ 3,86 bilhões dos R\$ 11,61 bilhões contabilizados, configurando uma inadimplência de R\$ 7,75 bilhões, ou 66,75%. Na Figura 9 é possível observar o histórico da inadimplência em 2018.

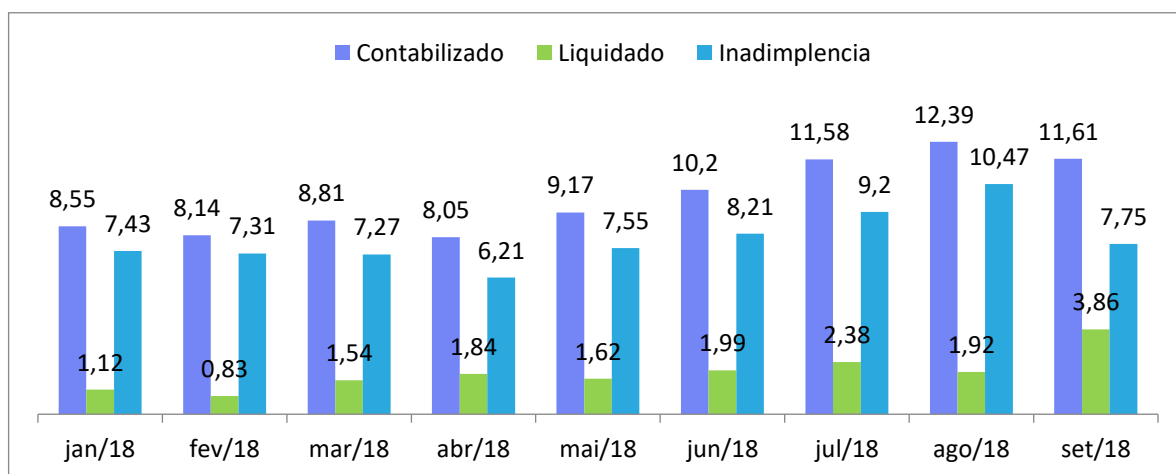


Figura 9 - Valores Liquidação Financeira de 2018  
Fonte: Do Autor (2018)

### **3.5 Sistema de Comércio de Cotas Negociáveis**

Os sistemas de comércio de cotas negociáveis são utilizados para controlar o nível de atividade de setores produtivos e seus impactos.

Este controle é realizado através da alocação de cotas, onde a autoridade regulatória determina de antemão o nível de atividade desejável para determinado setor, sendo que os participantes deste setor só podem produzir um montante igual ao do montante de cotas que receberam.

Em geral, tais sistemas permitem que os participantes vendam suas cotas entre si – aqueles que tiverem excedentes vendem a participantes que precisem de mais cotas.

Recentemente, este tipo de sistema foi adaptado para controlar impacto ambiental. No Brasil é utilizado para controle de emissões de CO<sub>2</sub>, por meio de créditos de carbono.

De acordo com a BVRio (2008) uma grande vantagem do uso de sistemas de cotas negociáveis é que estes permitem explorar as vantagens comparativas dos diversos participantes do setor envolvido. Aqueles que tem maior facilidade de prover um serviço ambiental investem em sua especialização e tornam-se vendedores. Aqueles que tem um maior custo marginal de prover este serviço ambiental tornam-se compradores, "terceirizando" esta atividade para os vendedores mais especializados.

#### 4 DESENVOLVIMENTO

No Brasil o Programa Piloto de Resposta da Demanda foi originalmente proposto pela ANEEL por meio da Nota Técnica nº 100/2017-SRG/ANEEL que trouxe alguns pontos discutidos com os agentes do mercado sobre este tema, agentes esses como a Associação Brasileira de Grandes Consumidoras Industriais de Energia e Consumidores Livres (ABRACE), o Ministério de Minas e Energia (MME), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o ONS e a Câmara de Energia Elétrica (CCEE).

Na época todos os agentes concordaram que o mercado brasileiro estava maduro o suficiente para implantação de mecanismos de Resposta da Demanda e que a implantação deste programa, por meio de projeto piloto em caráter experimental, poderia trazer diversos benefícios para o mercado brasileiro.

Sobre a regulamentação do tema a ANEEL apontou alguns itens a serem observados, sendo eles:

- i. A operação do SIN com a implantação da Resposta da Demanda deverá apresentar um custo total de operação menor que o atualmente observado;
- ii. O despacho da carga deve ser acionado em substituição aos despachos fora da ordem de mérito – que podem ser por segurança energética ou em razão elétrica devido a demanda na ponta; e
- iii. O ressarcimento devido às cargas que foram despachadas, em razão do Programa de Resposta da Demanda, deverá ocorrer por meio de pagamento de encargo para cobertura de custos dos sistemas, denominado Encargo de Serviço de Sistema (ESS).

Posterior à publicação da Nota Técnica acima referida instaurou-se processo de audiência pública, denominada Audiência Pública ANEEL nº43/2017, que tinha como objetivo receber contribuições da sociedade sobre a temática de regulamentação do Programa Piloto de Resposta da Demanda.

Nesta Audiência Pública foram recebidas 114 contribuições que foram analisadas por meio da Nota técnica ANEEL nº 152/2017 – SRG/ANEEL que, por fim,

originou a Resolução Normativa ANEEL nº 792/2017 que estabelece os critérios e as condições do programa da Resposta da Demanda.

Neste Resolução Normativa foi estabelecido que o programa terá vigência de 18 meses, iniciando em novembro de 2017 e finalizando em junho de 2019.

Basicamente a ordem para que um consumidor possa participar do programa Resposta da Demanda é:

- i. Habilitação para participação junto ao ONS;
- ii. Assinatura de Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA);
- iii. Análise da grade horária mensal, divulgada pelo ONS, para despacho de redução de demanda;
- iv. Os participantes realizam oferta de redução semanal, para os produtos oferecidos pelo ONS, com confirmação diária;
- v. Caso o consumidor seja chamado ao despacho, executa as ordens de despacho do ONS;
- vi. A CCEE, responsável pela verificação do atendimento dos requisitos durante o despacho, divulga os resultados do programa no Mercado de Curto Prazo (MCP) e publica relatórios do cumprimento da entrega do produto.

A seguir detalharemos a sistemática do programa piloto de Resposta da Demanda que está em aplicação no Brasil.

#### **4.1 Região de Aplicação**

O programa é aplicado na região norte e nordeste do país nos seguintes estados: Acre, Amapá, Amazonas, Pará, Rondônia, Roraima, Tocantins, Alagoas, Bahia, Ceará, Maranhão, Paraíba, Pernambuco, Piauí, Rio Grande do Norte e Sergipe.

Inicialmente pensou-se em aplicar apenas no Nordeste, mas foi estendido para região Norte do país em razão da facilidade da exportação de energia do Norte para o Nordeste.

Nestas regiões brasileiras a energia proveniente de geração eólica é bastante representativa. De acordo com o boletim mensal de operação do ONS a geração desta fonte nesta região chega hoje a atender, em base diária, até 56% da carga desta região, conforme pode ser observado nas Figura 10 e Figura 11.

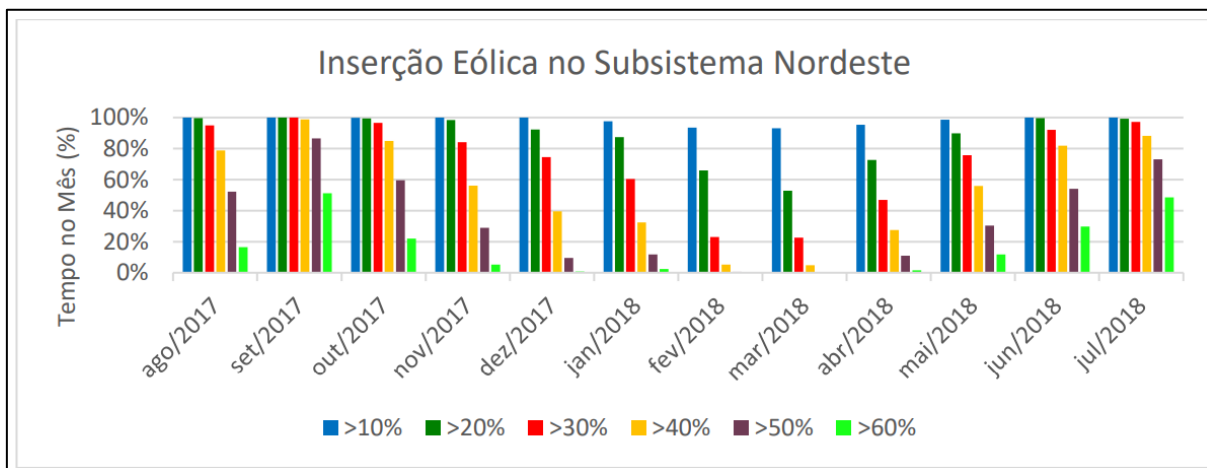


Figura 10 - Inserção de geração eólica no Subsistema Nordeste. Índices que quantificam o tempo em que a geração eólica do Subsistema (em MW) foi maior que determinados percentuais da carga do Subsistema (em MW) no mês.  
Fonte: ONS (2018)

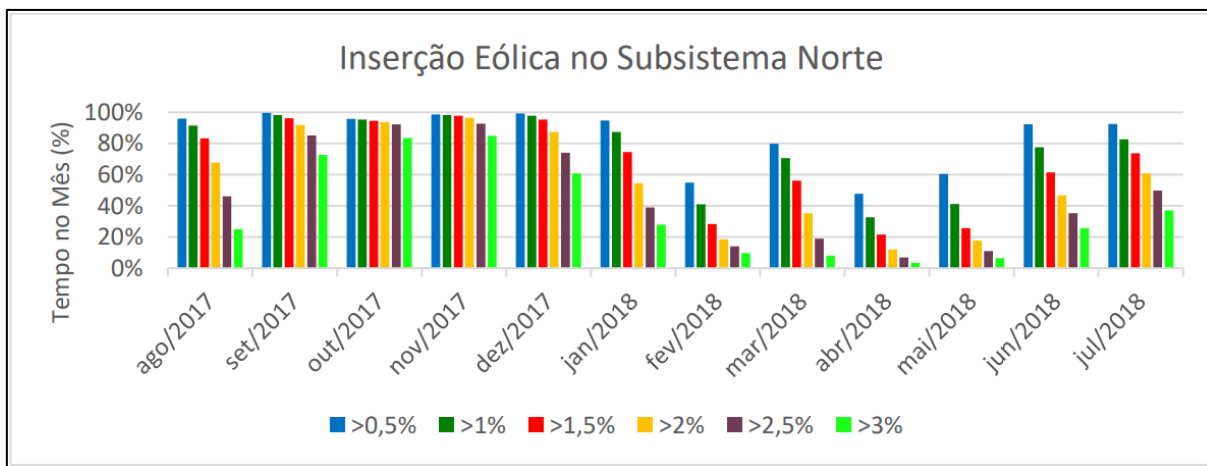


Figura 11 - Inserção de geração eólica no Subsistema Norte. Índices que quantificam o tempo em que a geração eólica do Subsistema (em MW) foi maior que determinados percentuais da carga do Subsistema (em MW) no mês.  
Fonte: ONS (2018)

Uma característica importante observada pelo ONS acerca deste tipo de geração é sua grande oscilação na produção: a geração chega a variar de 1.000 MW dentro de meia hora. Outro ponto que é existem diferenças entre os valores programados e averiguados de geração eólica na ordem de grandeza de 2.000 MW, conforme Figura 12 e Figura 13.

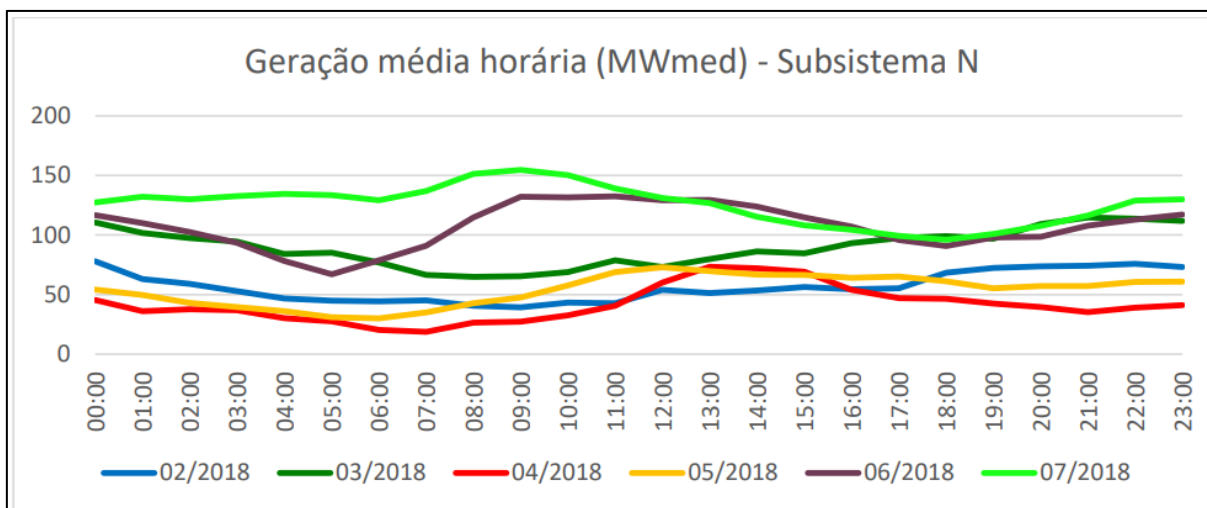


Figura 12 - Geração eólica média horária nos últimos 6 meses no subsistema Norte.  
Fonte: ONS (2018)

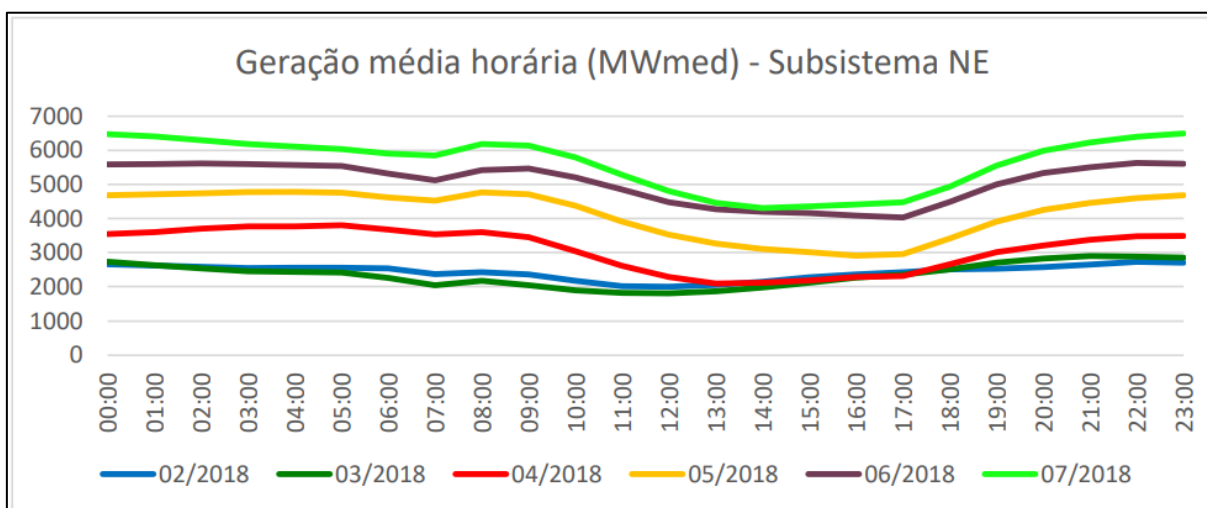


Figura 13 - Geração eólica média horária nos últimos 6 meses no subsistema Nordeste.  
Fonte: ONS (2018).

Considerando os pontos elencados e a intermitência deste tipo de fonte a alternativa utilizada hoje para atendimento desta região e de sua variação de carga, muitas vezes, é o despacho centralizado e fora da ordem de mérito, sendo uma alternativa para substituição deste despacho e minimização de custo seria programas de Resposta da Demanda.

## 4.2 Consumidores elegíveis à participação

De acordo com a Resolução Normativa nº 792/2017 poderão habilitar-se para participar do programa os agentes detalhados abaixo que estejam conectados na rede

de supervisão do ONS, sejam localizados nos subsistemas do Norte e Nordeste e estejam adimplentes no âmbito da CCEE.

- i. Consumidores livres;
- ii. Consumidores parcialmente livres, no limite da parcela de seu consumo livre;
- iii. Consumidores atendidos diretamente pela Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF); e
- iv. Agentes participantes CCEE, na função de agregadores das cargas desses consumidores (comercializadoras, por exemplo), conectados na rede de supervisão do ONS e localizados nos subsistemas Norte e Nordeste.

#### **4.3 Procedimento de habilitação**

Para habilitação no programa é necessário informar ao ONS do interesse de participação, solicitando a celebração de Contrato de Prestação de Serviços Ancilares. Em conjunto com o pedido deve ser encaminhado certidão de adimplemento da CCEE, para comprovação de que o agente interessado não possui pendências financeiras no mercado livre.

O ONS, então, verificará se o interessado em participação está localizado no submercado nordeste e se atende as condições para participação analisadas no item 3.2.

Vale lembrar que é possível a adesão de novos participantes ao longo de toda a vigência do programa, assim como é permitida a saída voluntária da unidade consumidora a qualquer tempo.

#### **4.4 Definição da Grade Horária**

De acordo com o Art. 5º da REN ANEEL nº 792/2017 o ONS deverá definir mensalmente a grade horária para despacho de redução da demanda.

Grade horária é definida pelo ONS como o período do dia com maior probabilidade de se despachar geração térmica adicional para atendimento das cargas das regiões afetadas, em função não somente do comportamento da carga na região, mas também das fontes intermitentes de energia, principalmente a eólica.

Um exemplo típico de definição de grade horária pode ser observado na Figura 14 e Figura 15, onde é definida a grade horária do mês. Vale destacar que durante domingo e feriados não é aplicável o despacho de carga.

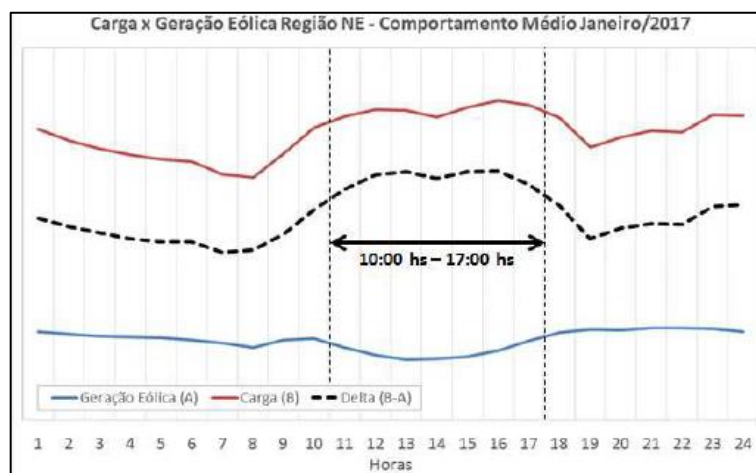


Figura 14 - Ilustração de definição de grade horária em dias úteis.  
Fonte: ONS (2018)

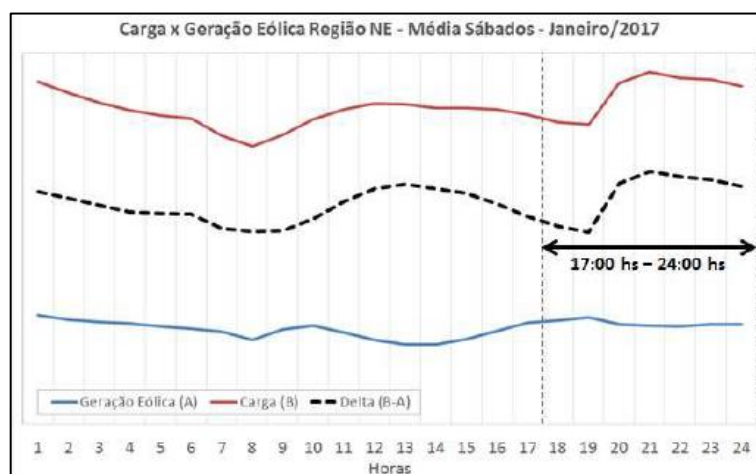


Figura 15 - Ilustração de definição de grade horária em sábados.  
Fonte: ONS (2018)



## 4.5 Linha Base

A linha base será a referencia utilizada para verificação da efetiva redução do consumo em atendimento ao despacho do ONS. Será calculada para se alcançar a estimativa de um dia típico de consumo do consumidor aderido no programa.

O primeiro cálculo da linha base será realizada com base no histórico de 10 dias de consumo do consumidor, do mesmo dia da semana, e a partir desta linha base será determinada as bandas de tolerância de consumo, percentual de 10% para mais e para menos, que corresponderão aos desvios que o consumo poderá apresentar.

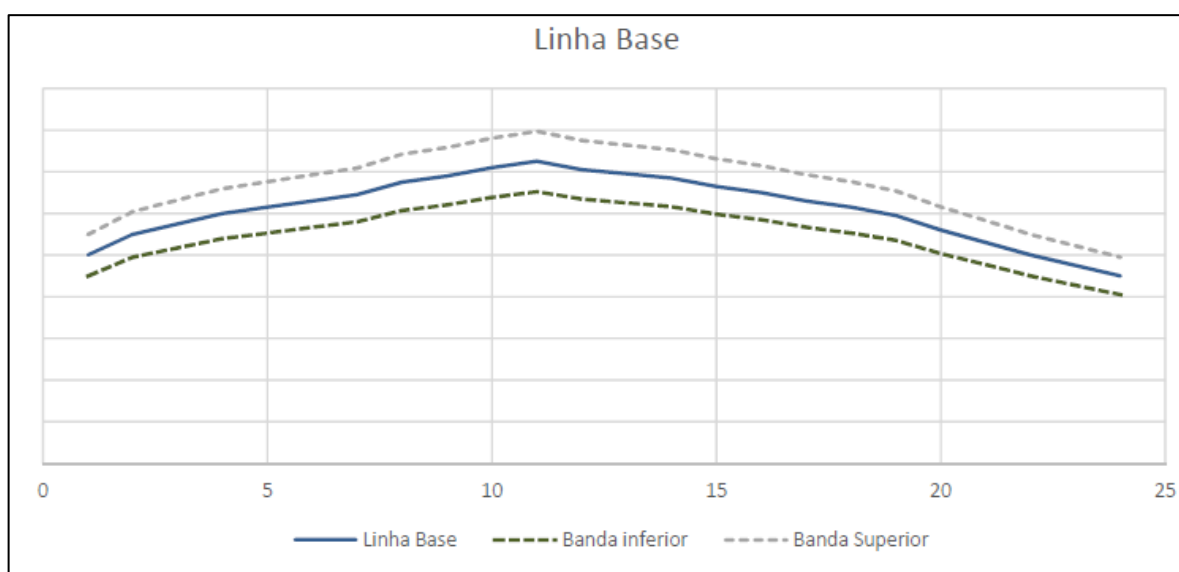


Figura 16 - Exemplo de linha base com inserção da tolerância.  
Fonte: CCEE (2018)

A determinação da linha base é importante para classificar se a redução do consumo despachado foi cumprida, sendo que o consumo do agente será classificado com típico se estiver contido dentro da faixa de tolerância. A tipicidade do consumo será utilizada para o pagamento da redução dos valores despachados, calculo da apuração das novas linhas base e verificação de ultrapassagem da base superior.

## 4.6 Produtos Ofertados

São previstos dois tipos de produtos a serem ofertados para redução de demanda, sendo eles:

- i. Operação Diária (D-1): até as 18h00h do dia anterior ao despacho, para o caso do despacho no dia seguinte; ou
- ii. Operação em tempo real (D-0): até as 9h00 do dia do despacho, para o caso de despacho no mesmo dia.

Os consumidores habilitados deverão, semanalmente até as 12:00 horas da quinta-feira, entregar ao ONS suas ofertas de preço e quantidade de energia a ser reduzida, e diariamente, até as 12:00 horas do dia anterior ao despacho, confirmar sua disponibilidade para a efetiva redução da demanda.

As ofertas constituem produtos com duração da redução da demanda em uma, duas, três, quatro ou sete horas, com volume padrão de 1 MWmédio e lote mínimo 5MWmédios.

O ONS poderá despachar os produtos D-0 após a utilização de todos os produtos D-1 e nos momentos em que ocorrerem desvios com relação a geração programada, o consumo e a disponibilidade dos sistemas de transmissão.

#### *4.6.1 Processo de participação*

Na última quinta feira de cada mês o ONS deverá disponibilizar a grade horária para despacho de redução de demanda para o mês subsequente.

Semanalmente, no penúltimo dia útil da semana, até às 12h00, os consumidores deverão ofertar seus produtos (D-1 e D-0) ao ONS, para a semana operativa subsequente (sábado a sexta-feira).

Para cada consumidor e para cada produto (D-1 e D-0), esta oferta constará da definição de apenas um dos cinco períodos possíveis de redução de demanda (1 hora, 2 horas, 3 horas, 4 horas ou 7 horas), com os respectivos volumes, em MWm, e preço, em R\$/MWh.

Em situações excepcionais em que for necessária antecipação da programação diária, tal confirmação da oferta, por parte dos consumidores, deverá respeitar cronograma de envio das informações, previamente disponibilizado pela área de programação diária do ONS.

## **4.7 Gatilho para acionamento e Despacho ONS**

De acordo com a REN ANEEL nº 792/2017:

“Art. 6º O ONS deverá efetuar os despachos de redução da demanda observando os requisitos necessários para atendimento ao Programa Diário de Produção - PDP, e sempre que o custo total da operação com as ofertas vencedoras do programa de Resposta da Demanda for inferior ao custo total da operação com despacho termelétrico fora da ordem de mérito”.

O ONS deverá, então, efetuar os despachos para a redução da demanda sempre que o custo total de operação, considerando esses despachos, for menor que o custo total de operação com o despacho termelétrico fora de ordem de mérito.

A otimização de atendimento deverá ser realizada através de um comparativo de custos entre o despacho de usinas térmicas fora da ordem de mérito e o custo, baseado no preço ofertado pelos participantes, da redução da carga dos consumidores participantes do programa, em que o menor custo, associado a condições operativas, são acionados pelo Operador.

A Nota técnica ANEEL nº 152/2017 – SRG/ANEEL ainda coloca que o “custo total da operação com a Resposta da Demanda deve ser inferior a 90% do custo total da operação com o despacho termelétrico fora da ordem de mérito”.

## **4.8 Apuração das reduções**

Semanalmente a carga poderá realizar ofertas de redução em cada um dos produtos (D-1 e D-0), sendo que no dia de atendimento do produto serão verificadas as horas que antecedem e sucedem o fim e início do produto, de modo a assegurar a tipicidade do consumo.

Pela regra a carga terá três horas para reduzir e retornar ao consumo de acordo com o despachado pelo ONS. Este período de 3 horas é chamado de Delta.

Outro ponto importante é que será permitido o consumo inferior que a linha base durante o período Delta conforme o demonstrado na Figura 17.

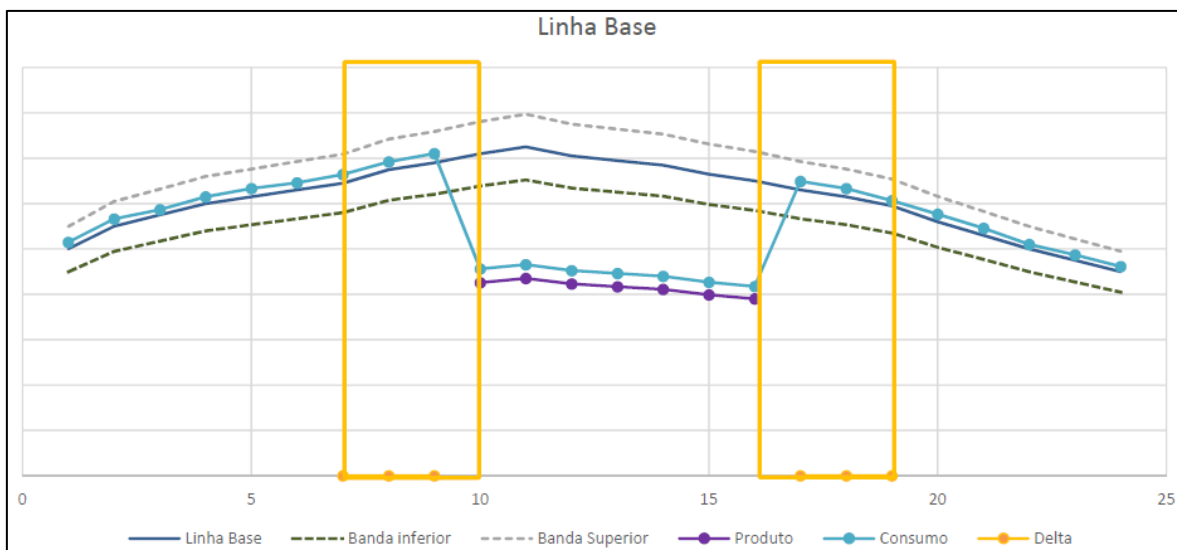


Figura 17 - Exemplificação de atendimento ao despacho.  
Fonte: CCEE (2018)

Para exemplificar a apuração do atendimento despacho serão apresentados alguns casos.

- i. Não atendimento do Delta: na Figura 18 é representada situação em que houve redução de consumo abaixo da banda inferior duas horas antes do período de redução (delta). Desta forma, esta carga não atendeu as condições do despacho (tipicidade do consumo) o que caracteriza este dia como atípico e o despacho do ONS como não atendido.

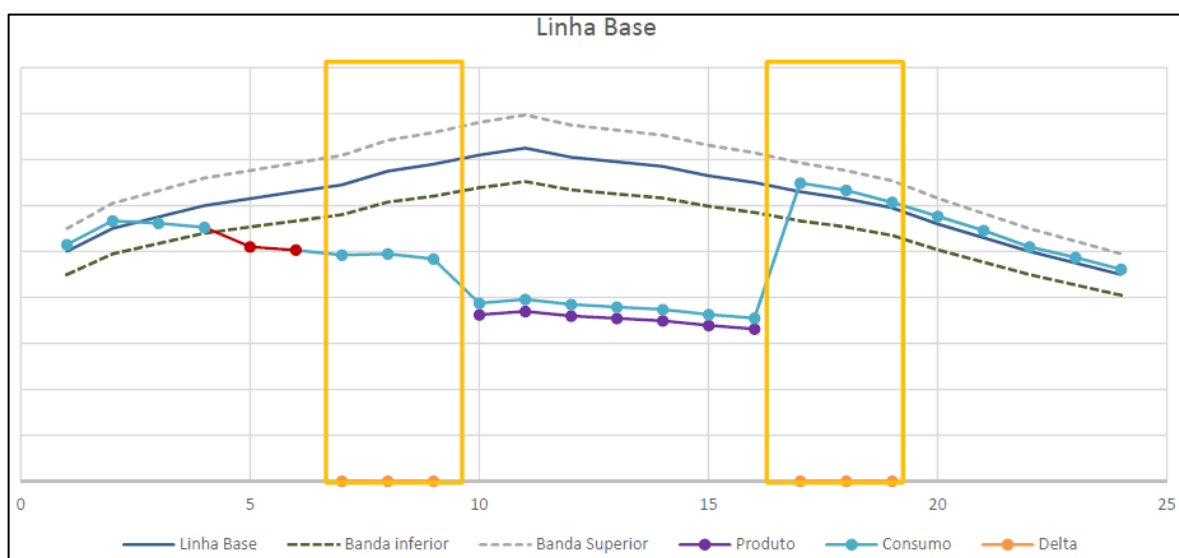


Figura 18 - Exemplo de não atendimento ao despacho.  
Fonte: CCEE (2018)

- ii. Ultrapassagem de banda superior: caso haja ultrapassagem de banda superior que acontecer em qualquer hora do dia em que a carga será despachada será descontada contabilmente a redução ocorrida.

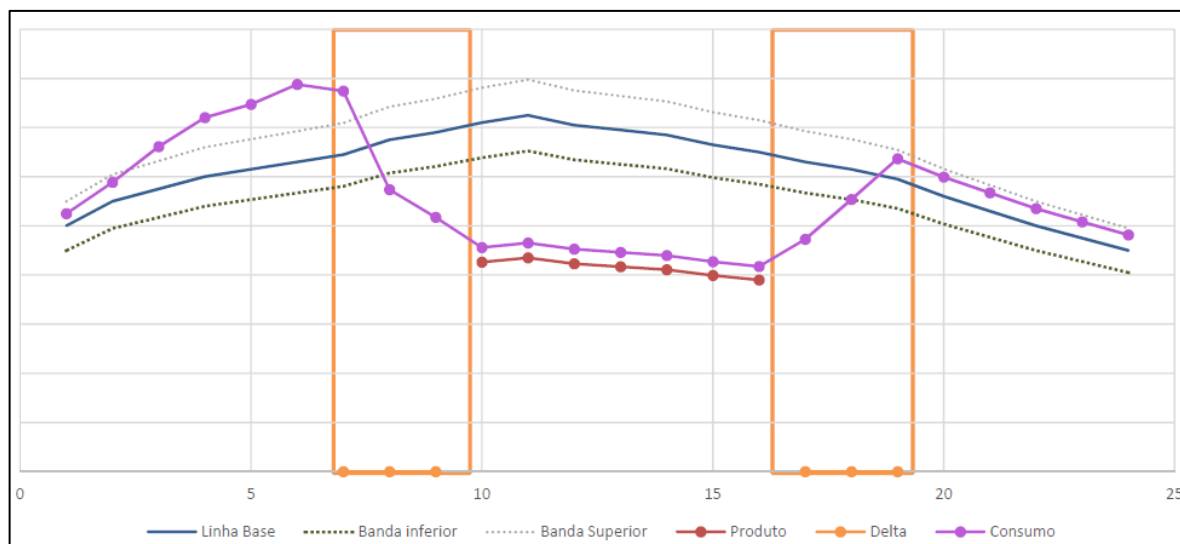


Figura 19 - Exemplo de ultrapassagem de banda superior.  
Fonte: CCEE (2018)

#### 4.9 Remuneração pelo despacho da carga

De acordo com o determinado no Art. 8º da REN ANEEL nº 792/2017 a remuneração dos consumidores que atenderem ao despacho do ONS será valorada, considerando o preço de sua oferta vencedora e o PLD vigente em cada hora do produto, sendo que:

- i. Caso a oferta do consumidor seja menor ou igual ao PLD, a remuneração será feita por meio da liquidação financeira da exposição positiva do consumidor no Mercado de Curto Prazo (MCP).
- ii. Caso a oferta seja maior que o PLD, a remuneração será feita tanto por meio da liquidação financeira no MCP quanto pelo pagamento dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS).

Vale ressaltar que o Custo do programa será arcado pelos consumidores que suportariam o despacho das usinas termoeletricas fora da ordem de mérito.

Nesta primeira fase do programa, enquanto piloto, não será considerado ressarcimento por descumprimento de despacho do ONS. Entretanto, caso a

Resposta da Demanda seja aplicada de forma definitiva, poderá existir penalidade ao consumidor que não atender ao despacho, uma vez que esse descumprimento pode ensejar em maior custo de operação do que o originalmente calculado com a redução de consumo.

#### **4.10 Penalidade**

De acordo com o definido no § 2º do Art. 6º da REN ANEEL nº 792/2017 o ONS deverá excluir do programa aquele consumidor que:

- i. Descumprir a entrega de três produtos despachados em um mês;
- ii. Se tornar inadimplente no âmbito da CCEE;
- iii. For desligado CCEE; e
- iv. Solicitar a saída voluntária do programa.

Para controle da quantidade de vezes em que determinado consumidor não atendeu ao despacho do ONS haverá um contador de exclusão.

O contador de exclusão irá verificar o atendimento ao produto, sendo que uma redução de consumo inferior ao despachado, com tolerância de 10%, será considerado com ocorrência para o contador.

Vale destacar que a contagem é realizada por produto. Logo, caso haja mais de dois produtos no mesmo dia poderá ocorrer mais de um não atendimento de despacho por dia.

Na Figura 20 é exemplificada situação em que existem quatro horas de consumo verificado de um determinado consumidor superior ao despachado pelo ONS. Neste caso, será considerado um descumprimento de despacho sendo que, se houver mais dois descumprimentos de despacho contabilizados no contador de exclusão, este consumidor será eliminado do programa de Resposta da Demanda.

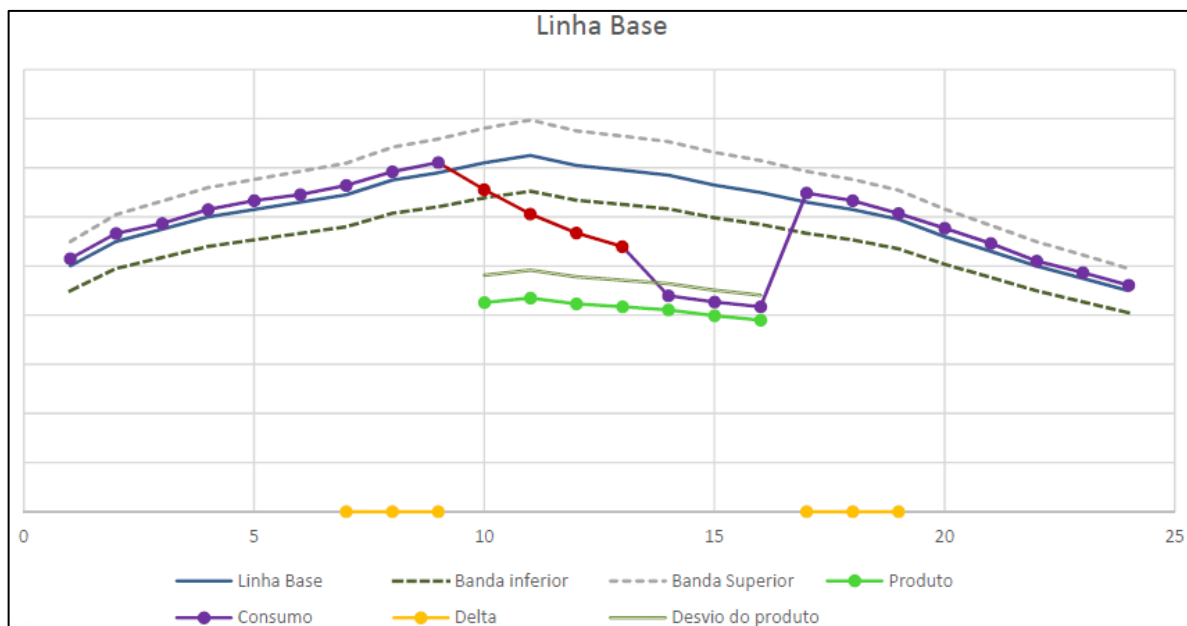


Figura 20 - Exemplificação de descumprimento de despacho  
Fonte: CCEE (2018)

#### 4.11 Observações Gerais

A redução da demanda ocorrida durante o programa da Resposta da Demanda, enquanto programa piloto, não será considerada na formação do PLD.

Cabe registrar que a estruturação da Resposta da Demanda em um programa piloto, conforme o registrado na Nota técnica ANEEL nº 100/2017, teve como objetivo:

- i. Testar o interesse e medir o potencial dos consumidores em relação à participação do programa por meio da redução de suas respectivas cargas;
- ii. Ampliar as medidas operativas para o ONS operar com segurança e confiabilidade o Sistema Interligado Nacional (SIN);
- iii. Analisar os impactos das medidas tomadas no item ii nas operações eletromagnéticas do SIN;
- iv. Fazer com que as instituições e empresas envolvidas tenham tempo para absorver os processos referentes ao despacho, redução da carga, contabilização e liquidação do serviço prestado;
- v. Aferir as vantagens para os consumidores finais em relação à minimização do custo total da operação do sistema.

## **5 RESULTADOS E CONSIDERAÇÕES DO PROGRAMA PILOTO**

O primeiro Contrato Temporário de Prestação de Serviços Ancilares para redução de demanda foi assinado pelo ONS em Maio de 2018.

O consumidor contraparte deste contrato é a empresa BRASKEM uma importante produtora de resina termoplástica na América Latina e grande produtora de polipropileno nos Estados Unidos (BRASKEM, 2018).

A carga consumidora foco do contrato é a usina UNIB BA, conectada à Subestação Camaçari no estado da Bahia.

A expectativa do ONS é que, agora, após a primeira adesão, mais agentes passem a integrar o programa. Um fato relevante apontado pelo órgão como estimulador de adesão de agentes é a figura do agregador de cargas que o está se estruturando.

Durante a elaboração deste trabalho haviam sido publicados os relatórios mensais do projeto piloto, elaborados e disponibilizados pela CCEE, dos meses de Maio a Setembro de 2018, sendo que nestes meses não houve despacho de redução da única carga aderida, a BRASKEM.

Considerando a forma como o programa piloto está sendo aplicado pode-se analisar que um possível entrave a adesão mais significativa dos agentes seja a inadimplência do Mercado de Curto Prazo observada nos últimos meses.

Isto porque parte dos recursos para pagamento dos consumidores que forem despachados pelo ONS proverá do Mercado de Curto Prazo e, em havendo inadimplência, os consumidores não serão pagos pela redução do consumo o que torna a adesão ao programa pouco atraente. Como sugestão de solução a este entrave seria colocar a remuneração do Programa de Resposta da Demanda fora do rateio da inadimplência do Mercado de Curto Prazo e, desta forma, garantir que os pagamentos referentes ao programa sejam realizados aos consumidores acionados.

Ainda, em minha opinião, a forma como o Programa Piloto foi desenhado apresenta alguns pontos de observação quando a sua estruturação.



O primeiro ponto é no que tange a limitação para participação, uma vez que apenas podem participar os consumidores livres. Desta forma, os consumidores cativos, que representam cerca de 70% da carga do Brasil, não podem participar.

Além disso, hoje apenas podem participar cargas que estão conectadas na rede de supervisão do ONS, ou seja, que em suma estejam conectadas em redes específicas de média tensão e na rede básica (alta tensão), sendo que há a possibilidade deste limitante ter tornado viável o enquadramento de poucos agentes do mercado.

Outro ponto é que o programa de resposta da demanda está muito vinculado ao ONS, pois é ele quem decide qual será a grade horária para ofertas de despacho de redução no mês. O despacho de redução apenas acontece quando há despacho fora da ordem de mérito e isto acaba por limitar a participação dos agentes. A melhor alternativa seria a carga poder participar com a proposta de redução a qualquer momento e, desta forma, conseguirmos atingir um menor custo de operação global para o sistema e melhor uso racional de recursos.

Por último, a precificação por posto tarifário atualmente aplicado, onde há diferentes preços de energia por patamar e semana, não consegue sinalizar o real valor da energia ao longo do tempo. Esta deficiência pode estar resultando em uma percepção errônea aos consumidores de que não há vantagens, ou economia, para adesão ao programa.

No próximo capítulo serão abortadas algumas sugestões e visões sobre o gerenciamento pelo lado da demanda e sua aplicabilidade no Brasil.

## 6 CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES

A resposta da demanda é uma importante alternativa para otimização do custo de operação do sistema em detrimento do despacho termelétrico fora da ordem de mérito. Por meio desta ferramenta é possível obter resultados mais vantajosos, tanto para a confiabilidade do sistema elétrico, como para a modicidade tarifária dos consumidores finais.

No Brasil o projeto piloto foi um importante passo para o início da aplicação desta solução de gerenciamento pelo lado da demanda. Entretanto, até o momento, não houve muitas adesões ao programa.

O gerenciamento pelo lado da demanda, ou resposta da demanda, acontece quando o consumidor ajusta seu perfil de consumo em resposta a algum estímulo que pode ser aplicado de diversas maneiras. No Brasil já foram aplicados alguns programas de gerenciamento da demanda que obtiveram bons resultados, como por exemplo:

- i. O Programa de Racionamento de energia, ocorrido em 2001;
- ii. A introdução da tarifa horo-sazonal, as ditas tarifas Azul e Verde, onde houve um deslocamento da carga horária de ponta; e
- iii. Criação da Tarifa Branca, aplicada desde janeiro de 2018. Esta opção tarifária pode ser escolhida por consumidores com consumo superior a 500 kWh e possibilita o pagamento de valores diferentes pela energia consumida em função da hora e do dia da semana em que se consome.

Entretanto existem alguns conceitos e definições no mercado de energia brasileiro que podem estar impedindo maior aplicabilidade deste tipo de solução na operação do sistema. Alguns dos pontos observados são:

- i. A precificação por posto tarifário atualmente aplicado, onde há diferentes preços de energia por semana e patamar, não consegue sinalizar o real valor da energia ao longo do tempo. Neste ponto, existem perspectivas de ajustes, pois está definido que a partir de 2020 a precificação do custo da energia passará a ser realizada de modo horário (PLD horário).

Espera-se que com esta nova modalidade haja uma aproximação do custo da geração com o PLD, que ocorra a precificação correta do custo da geração de cada fonte, que diminua a cobrança de encargos aos consumidores e que haja maior viabilidade para programas de resposta da demanda, pois haverá uma sinalização de custos mais adequada.

- ii. Os submercados energéticos englobam grande número de estados e podem dar uma percepção distorcida sobre onde a redução de carga, ou seja, o acionamento do despacho, se faz necessária;
- iii. A estruturação da tarifa horo sazonal com intervalos de duração fixos e sem qualquer tipo de relação com a operação do sistema. Caso a definição dos postos tarifários fosse realizada “em tempo real”, incluindo aqui sua precificação aproximada do custo real do sistema, haveria a possibilidade de resposta imediata dos consumidores em busca por menores custos de fornecimento;

Existe, ainda, uma lacuna de aplicação de gerenciamento de demanda que vem sendo ignorado: a aplicação residencial. Hoje a tecnologia necessária para tornar o consumidor residencial inteligente existe e é representada por meio da chamada Rede Inteligente.

A Rede Inteligente, em termos gerais, é a aplicação de tecnologia da informação no sistema elétrico de modo integrado aos sistemas de comunicação e infraestrutura de rede automatizada. Este tipo de tecnologia permite que os consumidores acompanhem facilmente seu consumo e, desta forma, gerenciem de modo ativo e inteligente seu custo de fornecimento e possibilidades de redução de custo, por meio de corte seletivo.

Como recomendação, existem outras frentes de ação para aplicação da resposta da demanda que podem ser analisados, sendo eles:

- i. O Brasil poderia montar um mecanismo em que fosse transferida aos consumidores parte do risco da geração de energia elétrica por meio de mecanismos de comércio de cotas negociáveis, semelhante ao que aconteceu durante o racionamento e ao que acontece no comércio de crédito de carbono;

- ii. Atualmente os modelos de leilões de energia regulados contemplam apenas o atendimento da demanda indicada pelas distribuidoras por meio da contratação de geradores de energia que oferecem o menor preço de lance. Neste ponto, poderia ser avaliada a possibilidade de nos leilões de energia serem contemplados, além dos geradores, ofertas de redução de carga;
- iii. Além disso, um sistema de medição mais moderno pode dar aos consumidores residenciais mais consciência quanto aos níveis e padrões de consumo e, com o advento do PLD horário, tornar seu gerenciamento de custo mais ativo e inteligente.

## 7 REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

- [1] CAMPOS, Alexandre de. **Gerenciamento pelo lado da demanda: um estudo de caso**. 2004. 95 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia de Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004. Disponível em: <[http://www.iee.usp.br/producao/2004/Teses/AlexandreCampos\\_dissertacao.pdf](http://www.iee.usp.br/producao/2004/Teses/AlexandreCampos_dissertacao.pdf)>. Acesso em: 02 ago. 2018.
- [2] CUNHA, Murilo Vargas da. **Estratégias de Gerenciamento pelo lado da demanda aplicadas aos consumidores de baixa tensão considerando a tarifa branca e a geração distribuída**. 2016. 101 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2016. Disponível em: <<https://repositorio.ufsm.br/bitstream/handle/1/8587/CUNHA%2c%20MURILO%20VARGAS%20DA.pdf?sequence=1&isAllowed=y>>. Acesso em: 02 ago. 2018.
- [3] NEVES, Evelina M.a. et al. **Avaliação dos Mecanismos de Gestão pelo lado da demanda utilizados nos mercados de energia elétrica e oportunidades de evolução para o setor elétrico brasileiro**. São Paulo: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2015. 9 p. Disponível em: <[file:///C:/Users/Usuario/Downloads/Artigo\\_SNPTEE\\_Avaliacao\\_dos\\_Mecanismos\\_de\\_GLD\\_utilizados\\_nos\\_Mercados\\_de\\_EE\\_e\\_oportunidades\\_de\\_evolucao\\_para\\_o\\_SEB\\_26\\_03\\_15\\_eve.pdf](file:///C:/Users/Usuario/Downloads/Artigo_SNPTEE_Avaliacao_dos_Mecanismos_de_GLD_utilizados_nos_Mercados_de_EE_e_oportunidades_de_evolucao_para_o_SEB_26_03_15_eve.pdf)>. Acesso em: 02 ago. 2018.
- [4] SOARES, Fillipe Henrique Neves. **Resposta da Demanda industrial e sua influência na formação dos preços de curto prazo no mercado de energia elétrico: uma proposta**. 2017. 202 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017. Disponível em: <[www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde.../FillipeHenriqueNevesSoaresCorr17.pdf](http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde.../FillipeHenriqueNevesSoaresCorr17.pdf)>. Acesso em: 02 ago. 2018.
- [5] GELLINGS, C.W.; CHAMBERLIN, J.H. **Demand-Side Management, p. Concepts and Methods**, Oklahoma, p. PennWell Publishin Company, 1993
- [6] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica nº 152, de 27 de novembro de 2017. **Análise das Contribuições Recebidas na Audiência Pública Nº 43/2017**. Brasília, UF, Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2017/043/resultado/nt152\\_2017\\_srg.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2017/043/resultado/nt152_2017_srg.pdf)>. Acesso em: 02 ago. 2018.
- [7] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Constituição (2017). Resolução Normativa nº 792, de 28 de novembro de 2017. **Estabelece Os Critérios e As Condições do Programa da Resposta da Demanda**. Brasília, UF, Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2017/043/resultado/ren2017792.pdf>>. Acesso em: 02 ago. 2018.
- [8] CCEE, Gerência de Regras e Procedimentos. **Programa Piloto de Resposta da Demanda**. São Paulo: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2018. Color. Disponível em: <[file:///C:/Users/mayra.santana/Downloads/Programa%20Piloto%20de%20Resposta%20da%20Demanda\\_2.pdf](file:///C:/Users/mayra.santana/Downloads/Programa%20Piloto%20de%20Resposta%20da%20Demanda_2.pdf)>. Acesso em: 18 ago. 2018.
- [9] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **CADERNO DE REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO: Regras Provisórias de Comercialização**. 1 ed. São Paulo: N/a, 2018. 40 p. Disponível em: <[file:///C:/Users/mayra.santana/Downloads/25%20-%20Resposta%20da%20Demanda\\_2018.1.3.pdf](file:///C:/Users/mayra.santana/Downloads/25%20-%20Resposta%20da%20Demanda_2018.1.3.pdf)>. Acesso em: 18 ago. 2018.

[10] RIO DE JANEIRO. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA - ONS. **Programa de Resposta da Demanda**. 2018. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/programacao-da-operacao>>. Acesso em: 18 ago. 2018.

[11] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **PROCEDIMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO**: Procedimentos Provisórios de Resposta da Demanda. São Paulo: N/a, 2018. 13 p. Disponível em: <[file:///C:/Users/mayra.santana/Downloads/Resposta%20da%20Demanda\\_v2.1.pdf](file:///C:/Users/mayra.santana/Downloads/Resposta%20da%20Demanda_v2.1.pdf)>. Acesso em: 18 ago. 2018.

[12] SÃO PAULO. CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. . **Resposta da Demanda**. 2018. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/resposta\\_demanda?\\_afLoop=179352416985329&\\_adf.ctrl-state=2ps4majfr\\_1#!%40%40%3F\\_afLoop%3D179352416985329%26\\_adf.ctrl-state%3D2ps4majfr\\_5](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/resposta_demanda?_afLoop=179352416985329&_adf.ctrl-state=2ps4majfr_1#!%40%40%3F_afLoop%3D179352416985329%26_adf.ctrl-state%3D2ps4majfr_5)>. Acesso em: 18 ago. 2018.

[13] Operador Nacional do Sistema - ONS. **Boletim Mensal de Geração Eólica - Julho/2018**. Rio de Janeiro: N/a, 2018. 75 p. Disponível em: <[http://ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim\\_Eolica\\_jul\\_2018.pdf](http://ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim_Eolica_jul_2018.pdf)>. Acesso em: 18 ago. 2018.

[14] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (São Paulo). Agência Nacional de Energia Elétrica. **Encargos de Serviço do Sistema**. 2018. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/como\\_ccee\\_atua/ess\\_contab?\\_afLoop=82096964180929&\\_adf.ctrl-state=kjeogl92n\\_1#!%40%40%3F\\_afLoop%3D82096964180929%26\\_adf.ctrl-state%3Dkjeogl92n\\_5](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/ess_contab?_afLoop=82096964180929&_adf.ctrl-state=kjeogl92n_1#!%40%40%3F_afLoop%3D82096964180929%26_adf.ctrl-state%3Dkjeogl92n_5)>. Acesso em: 21 ago. 2018.

[15] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Boletim de Energia**. 2007. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/boletim277.htm>>. Acesso em: 21 ago. 2018.

[16] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **PROCEDIMENTO DE REDE - N° 10.13**: Apuração da Geração e de indisponibilidade de empreendimentos de geração. Rio de Janeiro: Ons, 2012. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2010%2FSubm%C3%B3dulo%2010.13%2FSubm%C3%B3dulo%2010.13.pdf>>. Acesso em: 21 ago. 2018.

[17] EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. . **Anuário Estatístico de Energia Elétrica**. Brasília: Epe, 2017. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anuario2017vf.pdf#search=matriz%20eletrica>>. Acesso em: 21 ago. 2018.

[18] MAURER, Luiz. **Tarifas que Incentivam a Resposta da Demanda (DR) = Eficiência Energética (EE) e o Gerenciamento da Carga (DSM)**. Brasília: International Seminar On Electricity Tariff Structure, 2009. 26 slides, color. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Luiz%20Maurer\\_Jun09\\_AneelSeminar.pptx.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Luiz%20Maurer_Jun09_AneelSeminar.pptx.pdf)>. Acesso em: 20 out. 2018.

[19] BV RIO. **Sobre Sistemas de Comércio de Cotas Negociáveis** (Cap & Trade Systems). Rio de Janeiro: Bv Rio, 2018. Color. Disponível em: <<http://www.bvrio.org/wp-content/uploads/2018/08/Sobre-sistemas-de-Come%CC%81rcio-de-Cotas-Negocia%CC%81veis.pdf>>. Acesso em: 20 out. 2018.