

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLÓGICA DE SANTA  
CATARINA  
CÂMPUS FLORIANÓPOLIS  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA  
CURSO SUPERIOR DE TECNOLOGIA EM SISTEMAS DE ENERGIA**

**RENATA NASCIMENTO MANICARDI**

**ANÁLISE ECONÔMICA DE UMA PEQUENA CENTRAL  
HIDRELÉTRICA PARTICIPANDO DO MECANISMO DE  
REALOCAÇÃO DE ENERGIA E MERCADO DE CURTO PRAZO.**

**FLORIANÓPOLIS, DEZEMBRO DE 2017.**

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLÓGICA DE SANTA  
CATARINA  
CÂMPUS FLORIANÓPOLIS  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA  
CURSO SUPERIOR DE TECNOLOGIA EM SISTEMAS DE ENERGIA**

**RENATA NASCIMENTO MANICARDI**

**ANÁLISE ECONÔMICA DE UMA PEQUENA CENTRAL  
HIDRELÉTRICA PARTICIPANDO DO MECANISMO DE  
REALOCAÇÃO DE ENERGIA E MERCADO DE CURTO PRAZO.**

Trabalho de Conclusão de Curso  
submetido ao Instituto Federal de  
Educação, Ciência e Tecnologia de Santa  
Catarina como parte dos requisitos para  
obtenção do título de Tecnólogo em  
Sistemas de Energia.

Professor Orientador: Rubiara Cavalcante  
Fernandes, Dr. Eng.

**FLORIANÓPOLIS, DEZEMBRO DE 2017.**

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

Manicardi, Renata

**ANÁLISE ECONÔMICA DE UMA PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA PARTICIPANDO DO MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA E MERCADO DE CURTO PRAZO** / Renata Manicardi ; orientação de Rubiara Cavalcante. - Florianópolis, SC, 2017.  
102 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) - Instituto Federal de Santa Catarina, Câmpus Florianópolis. CST em Sistemas de Energia. Departamento Acadêmico de Eletrotécnica.  
Inclui Referências.

1. Mecanismo de Realocação de Energia. 2. Mercado de Curto Prazo. 3. Generation Scaling Factor. 4. Garantia Física. 5. Análise Econômica . I. Cavalcante, Rubiara. II. Instituto Federal de Santa Catarina. Departamento Acadêmico de Eletrotécnica. III. Título.

**ANÁLISE ECONÔMICA DE UMA PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA  
PARTICIPANDO DO MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA E  
MERCADO DE CURTO PRAZO.**

**RENATA NASCIMENTO MANICARDI**

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do Título de Tecnólogo em Sistemas de Energia e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Curso Superior de Tecnologia em Sistemas de Energia do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

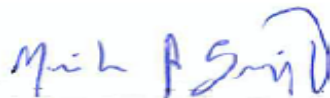
Florianópolis, 14 de dezembro, 2017.

Banca Examinadora:



---

Rubiara Cavalcante Fernandes, Dr. Eng.  
Orientador IFSC



---

Murilo Reolon Scuzziato, D. Eng. IFSC



---

Leciane Patrícia Budal, Adm.

Paradgma Business Solutions

Dedico esta monografia a meu querido pai Geraldo e a todos que sempre acreditaram e me incentivaram a conquistar meus objetivos.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a Deus, por me dar força e fé para seguir a cada dia confiante e determinada a atingir meus objetivos pessoais e profissionais.

Ao meu pai Geraldo pelo incentivo e motivação nos dias difíceis e por sempre acreditar em meu potencial.

Agradeço aos meus colegas de trabalho, sempre dispostos a ajudar em momentos de dúvidas.

A todos os professores por compartilharam um pouco de seu conhecimento técnico, profissional e pessoal, me permitindo acreditar e criar maiores expectativas para as novas etapas de minha vida.

Agradeço aos meus colegas de turma, pelo espírito de união, cumplicidade e amizade, trabalhamos como uma grande equipe. Foram sem dúvida a base para conquista de minha formação.

Enfim, a todos os amigos presentes e distantes que torcem pela minha felicidade!

*“A maneira de se conseguir boa reputação reside no esforço em se ser aquilo que se deseja parecer.”*  
**Sócrates**

## RESUMO

A crise financeira vivenciada pelos agentes de geração hídrica em meados de 2015 gerou uma série de dúvidas e discussões a respeito do modelo aplicado aos participantes do Mecanismo de Realocação de Energia. Deixando aos agentes unicamente o bônus das flutuações hidrológicas. Após diversas audiências e discussões entre agentes e entidades que administram o SEB. Surgiram diversas propostas para mudanças do modelo. E dentre as alternativas apresentadas, a mais segura e completa foi a proposta da transferência do risco hidrológico dos geradores hídricos aos consumidores, conforme discutido na Audiência Pública 32/2015 e posteriormente publicado na MP 688. Com base na crise hidrológica e as mudanças no modelo, o presente trabalho propõe analisar o comportamento financeiro e operacional de um empreendimento hídrico, que obedece as regras do Mecanismo de Realocação de Energia. Comparando os possíveis cenários caso o agente migrasse para o Mercado de Curto Prazo. Quais foram os ambientes de comercialização praticados e qual seria o melhor cenário financeiro de participação para o ano de 2018?

**Palavras-chave:** Mecanismo de Realocação de Energia. *Generation Scaling Factor*. Análise Econômica. Mercado de Curto Prazo. Garantia Física.



## **ABSTRACT**

The financial crisis for hydro generation agents in mid-2015 has generated a number of doubts and discusses a reference model for participants in the Energy Reallocation Mechanism. Leaving to agents only the bonus of hydrological fluctuations. After several meetings and discussions between agents and entities that manage SEB. Several proposals for model changes have emerged. And among the alternatives, the most secure and complete proposal was to transfer hydrological risks from hydro generation to consumers, as published in MP 688. Based on the hydrological crisis and how to change without a model. The present work proposes an analysis of the financial and operational behavior of a hydro company, comparing the possible scenarios taking into account the agent migrates to the Spot Market. What were the marketing environments practiced and what is the best financial scenario for 2018?

**Keywords:** Energy Reallocation Mechanism. Generation Scaling Factor. Economic analysis. Short Term Market. Physical Warranty.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Processo de Sazonalização e Modulação da Garantia Física. ....	22
Figura 2 - Esquema Geral de Penalidades de Energia. ....	25
Figura 3 - Recursos e requisitos a serem considerados na apuração do saldo do lastro de energia.....	27
Figura 4 - Apuração da insuficiência de lastro de energia.....	27
Figura 5 - Esquema Geral do Módulo de Regras: “Mecanismo de Realocação de Energia”.....	32
Figura 6 - Representação do processo de alocação de energia para cobertura de garantia física.....	34
Figura 7 - Representação do processo de alocação da energia secundária.....	35
Figura 8 - Evolução da capacidade instalada entre 2001 e 2014.....	51
Figura 9 - Evolução do consumo de 20entre 2001 e 2014.....	51
Figura 10 - GSF potencial considerando a evolução da matriz. ....	52
Figura 11 - GSF potencial com redução de 10% da garantia física. ....	55
Figura 12 - Custo Marginal de Operação de janeiro de 2014 a junho de 2015. ....	57
Figura 13 - Comprometimento comercial estimado para a fonte hidráulica em 2014	58
Figura 14 – Atendimento de carga ano de 2014. ....	59
Figura 15 – Efeito na receita de uma redução de 10% do preço.....	64
Figura 16 - Efeito na receita de uma redução de 10% da garantia física .....	64
Figura 17 - Efeito na receita de um aumento de 10% da garantia física .....	65
Figura 18 - Efeito na receita de uma energia secundária de 10%.....	65
Figura 19 - Efeito na receita de um GDF de 90%.....	66
Figura 20 - Gráfico de Projeção do PLD região sul. ....	71
Figura 21 - Média de Longo Termo na PCH.....	73
Figura 22 - Projeção de Energia Natural Afluente .....	74

Figura 23 - Projeção Geração (MLT x Média Geração) .....	78
Figura 24 - Benefícios e Malefícios MRE .....	79
Figura 25 – Reação SIN X Afluência .....	80
Figura 26 - Comportamento MRE .....	81
Figura 27 - Histórico Energia Secundária MRE com relação ao PLD .....	82
Figura 28 - Geração/Garantia Física (%) x PLD.....	82
Figura 29 - Vazão Afluente x MLT da PCH (m <sup>3</sup> /s).....	83
Figura 30 – Geração Mensal (MWmed) x PLD de 2014.....	84
Figura 31 - Geração/Garantia Física x PLD (Jul/2016 à Jul 2017) .....	85
Figura 32 – Gráfico Balanço Financeiro Modelo Praticado x Melhor Cenário .....	86
Figura 33 Projeção Geração x PLD x PPA.....	89
Figura 34 - Projeção Resultados 2018 .....	90
Figura 35 - Balanço Financeiro (2018).....	91

## LISTA DE TABELAS

Tabela 4 - Ambiente de Contratação Regulada. ....	29
Tabela 5 - Ambiente de Contratação Livre. ....	29
Tabela 6 - Meta Índice de Geração .....	37
Tabela 7 - Histórico de valores de GSF .....	42
Tabela 8 - Valores mensais de GSF no período de janeiro de 2014 a maio de 2015. .....	42
Tabela 9 - Histórico de consumo e participação das fontes de geração no atendimento da carga no período de 2004 a 2015.....	43
Tabela 10 – Comparativo entre cobertura tarifária e custos incorridos pelas distribuidoras (processos tarifários realizados no 1º trimestre de 2013) .....	46
Tabela 11 – Comportamento dos consumidores de energia elétrica em 2014. ....	47
Tabela 12 – Comportamento dos consumidores cativos a partir de fevereiro de 2015. .....	48
Tabela 13 - Valores realizados de GSF e uso de outras fontes .....	53
Tabela 14 - Comportamento do consumo em relação às variações da tarifa. ....	56
Tabela 15 - Efeito do racionamento na exposição ao MCP. ....	59
Tabela 16 – Efeito financeiro do racionamento no MCP .....	60
Tabela 17 – Efeitos da alocação do risco sem repactuação. ....	67
Tabela 18 – Efeitos da alocação do risco com repactuação. ....	67
Tabela 19 - Tabela de Projeção do PLD região sul.....	72
Tabela 20 - Dados Técnicos da PCH. ....	75
Tabela 21 - Previsão de geração MLT .....	77
Tabela 22 - Previsão de Geração média.....	78
Tabela 23 - Vazão Afluyente x MLT (m <sup>3</sup> /s).....	83
Tabela 24 - Modelo para o cenário x Praticado.....	86

Tabela 25 – Tabela Balanço Financeiro Modelo Praticado x Melhor Cenário .....	87
Tabela 26 - Tabela de preços.....	88
Tabela 27 - Projeção Resultados 2018 .....	90
Tabela 28 - Balanço Financeiro (2018) .....	91

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABIAPE - Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia

ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica

ABRAGE - Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica

ABRAGEL – Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulada

ANACE – Associação Nacional dos Consumidores de Energia

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

APINE - Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica

CCEARs – Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

CMO – Custo Marginal de Operação

CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

Coner - Conta de Energia de Reserva

CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz

ENA – Energia Natural Afluyente

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

IFSC – Instituto Federal de Santa Catarina

IGer – Índice de Geração de Energia

MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica

MLT – Média de Longo Termo

MME – Ministério de Minas e Energia

MRE – Mecanismo de Realocação de Energia

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PCH – Pequena Central Hidroelétrica

PdCs – Procedimentos de Comercialização

PIE – Produtor Independente de Energia

PLD – Preço de Liquidação das Diferenças

PMO – Programa Mensal da Operação

PPA – *Power Purchase Agreement* (Acordo de compra de energia)

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes de Energia Elétrica

RE-SEB – Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

SEB - Setor Elétrico Brasileiro

TEO – Tarifa de Otimização de Energia

UNICA – União da Indústria de Cana de Açúcar.

SEM – Superintendência de Estudos Econômicos do Mercado

SRG – Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>16</b>
1.1	PROBLEMA DA PESQUISA .....	18
1.2	JUSTIFICATIVA .....	18
1.3	OBJETIVO GERAL .....	18
1.4	OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	18
1.5	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	19
<b>2</b>	<b>MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICO BRASILEIRO</b> .....	<b>20</b>
2.1	GARANTIA FÍSICA (ENERGIA ASSEGURADA) .....	20
2.1.1	<b>Sazonalização e Modulação da Garantia Física</b> .....	<b>21</b>
2.1.2	<b>Revisão da Garantia Física</b> .....	<b>22</b>
2.1.3	<b>Penalidades por Insuficiência de Lastro de Energia</b> .....	<b>23</b>
2.1.4	<b>Apuração por Insuficiência de Lastro de Energia</b> .....	<b>26</b>
2.2	AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA .....	28
2.2.1	<b>Ambiente de Contratação Regulada</b> .....	<b>28</b>
2.2.2	<b>Ambiente de Contratação Livre</b> .....	<b>29</b>
2.2.3	<b>Mercado de Curto Prazo (MCP)</b> .....	<b>30</b>
2.3	PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DE DIFERENÇAS (PLD) .....	30
2.4	MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA (MRE) .....	31
2.5	PARTICIPAÇÃO NO MRE .....	33
2.6	COBERTURA DE GARANTIA FÍSICA E ALOCAÇÃO DE ENERGIA.....	33
2.7	ENERGIA SECUNDÁRIA.....	34
2.8	COMPENSAÇÃO DOS CUSTOS DE GERAÇÃO .....	35
2.9	EXPOSIÇÃO .....	36
2.10	REGRAS PARA PARTICIPAÇÃO DO MRE .....	36
2.10.1	<b>Portaria nº 463/2009 MME</b> .....	<b>36</b>
2.10.2	<b>Resolução Normativa nº 409/2010 ANEEL</b> .....	<b>37</b>
<b>3</b>	<b>RISCO HIDROLÓGICO NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO</b> .....	<b>39</b>
3.1	CONTRIBUIÇÃO À AUDIÊNCIA PÚBLICA ANEEL N. 32/2015 – APINE..	40
3.1.1	<b>Proteção contra o risco hidrológico</b> .....	<b>40</b>
3.1.2	<b>Geração hidrelétrica no cenário atual e o GSF</b> .....	<b>41</b>
3.1.3	<b>Fatores estruturais e conjunturais</b> .....	<b>43</b>
3.1.3.1	Fatores Estruturais.....	43
3.1.3.1.1	<i>Alterações na composição da matriz energética</i> .....	43
3.1.3.1.2	<i>Despacho de Usinas Termelétricas fora da ordem de mérito.</i> .....	44
3.1.3.1.3	<i>Contratação de energia de reserva</i> .....	44
3.1.3.1.4	<i>Atraso em Obras de Transmissão</i> .....	45
3.1.3.2	Fatores Conjunturais .....	45
3.1.3.2.1	<i>Inversão do sinal Custo de geração</i> .....	45
3.1.3.2.2	<i>Aportes do Tesouro Nacional e utilização de recursos de fundos setoriais.</i> .....	46
3.1.3.2.3	<i>Indução ao consumo de energia</i> .....	46



3.1.3.2.4	<i>Sinal econômico errado</i> .....	47
3.2	<b>CONTRIBUIÇÃO À AUDIÊNCIA PÚBLICA ANEEL N. 32/2015 – ABRAGE</b> .....	48
3.2.1	<b>Acionamento de termelétricas fora da ordem de mérito</b> .....	48
3.2.2	<b>Expansão Energia Reserva</b> .....	49
3.2.3	<b>Redução Estimulada da Carga</b> .....	49
3.3	<b>ANÁLISE DAS CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS DA AUDIÊNCIA PÚBLICA N° 32/2015</b> .....	50
3.3.1	<b>Expansão da Matriz Energética</b> .....	50
3.3.2	<b>Cenários de hidrologia favorável e desfavorável</b> .....	52
3.3.3	<b>Limites de GSF</b> .....	54
3.3.4	<b>Variação da Carga</b> .....	55
3.3.5	<b>Racionamento</b> .....	57
3.3.6	<b>Alternativas de Repactuação do Risco</b> .....	60
3.4	<b>PROPOSTA DE REPACTUAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO</b> .....	63
3.4.1	<b>Metodologia de redução de preço</b> .....	63
3.4.2	<b>Efeitos ao Consumidor</b> .....	66
3.5	<b>MEDIDA PROVISÓRIA N° 688</b> .....	67
3.6	<b>REVISÃO GARANTIA FÍSICA DE USINAS HIDRELÉTRICAS (UHE)</b> .....	68
3.7	<b>SUSPENSÃO DA REDUÇÃO GARANTIA FÍSICA DE PCHS</b> .....	69
4	<b>ANÁLISE ECONÔMICA DE UMA PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA PARTICIPANDO DO MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA E MERCADO DE CURTO PRAZO</b> .....	70
4.1	<b>ACOMPANHAMENTO OPERACIONAL</b> .....	70
4.2	<b>PROJEÇÃO DO PLD</b> .....	71
4.3	<b>PROJEÇÃO DA AFLUÊNCIA</b> .....	72
4.3.1	<b>Média de Longo Termo</b> .....	72
4.3.2	<b>Projeção afluência Submercado Sul</b> .....	73
4.4	<b>PROJEÇÃO DA GERAÇÃO</b> .....	74
4.4.1	<b>Metodologia de cálculo do montante da garantia física</b> .....	75
4.4.2	<b>Índice de Geração (IGer)</b> .....	76
4.4.3	<b>Projeção com base na MLT individual</b> .....	76
4.4.4	<b>Projeção com base na média de geração individual</b> .....	77
4.5	<b>MENSURAR OS IMPACTOS FINANCEIROS DOS MONTANTES CONTRATUAIS E AMBIENTES COMERCIAIS PRATICADOS</b> .....	79
4.5.1	<b>Prós e Contra do MRE</b> .....	79
4.5.1	<b>Histórico Operacional</b> .....	81
4.5.2	<b>Análise Financeira</b> .....	85
4.6	<b>ESTIMAR OS IMPACTOS FINANCEIROS DA PCH COM BASE NAS PROJEÇÕES PARA 2018</b> .....	88
5	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b> .....	92
6	<b>METODOLOGIA</b> .....	93
7	<b>CONCLUSÃO</b> .....	94
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	95
	<b>BIBLIOGRAFIA COMPLEMENTAR</b> .....	98

# 1 INTRODUÇÃO

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) sempre almejou uma estruturação sólida e eficiente em suas operações, com a missão de garantir a continuidade no fornecimento de energia elétrica com qualidade.

Até 1995 os segmentos do setor elétrico eram verticalizados, ou seja, os setores de geração, distribuição e transmissão eram prestados por empresas estatais e seus recursos eram destinados a financiamentos públicos. Não existia competição nos segmentos do SEB, e o mercado de compra e venda era completamente regulado.

Com o passar dos anos, o setor começou a apresentar sinais de estagnação, uma vez que os investimentos em expansão foram reduzidos drasticamente (CCEE, 2010, p.4). Surgiu então a preocupação em aperfeiçoar os processos de alguns segmentos do setor, visando aumentar a oferta e demanda de energia.

Dessa forma, o governo federal publicou as Leis nº 8.631/93 e nº 9.074/95, com a criação da figura do Produtor Independente de Energia (PIE), estimulando a iniciativa privada no segmento de geração de energia. E a criação do Consumidor Livre, com liberdade na negociação e escolha de seu fornecedor de energia.

Em 1996 foi implantado o projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), com uma equipe de técnicos brasileiros e a participação da empresa inglesa Coopers & Lybrand. O projeto tinha como objetivo nortear o desenvolvimento do setor elétrico (CCEE, 2010, p.5).

O projeto teve fim em 1998, com a implantação do novo modelo para o setor. Uma das principais alterações foi a desverticalização das empresas de energia, dividindo-as, nos segmentos de geração, transmissão e distribuição. E a criação das entidades como o órgão regulador do sistema (a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL), um operador para o Sistema Elétrico Nacional (SIN) (Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS), e um ambiente para contabilização e liquidação de compra e venda de energia elétrica (O Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE).

Em 2001, o setor elétrico sofreu uma grave crise de abastecimento que resultou em um plano de racionamento<sup>1</sup>. Gerando preocupação e dúvidas sobre o futuro do setor elétrico. Foi então criado um Comitê de Revitalização do Modelo do setor, que tinha como missão, recomendar propostas de aperfeiçoamento do modelo até então vigente.

Durante os anos de 2003 e 2004 o Governo Federal implantou a estrutura do novo modelo, com a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pelo planejamento do setor em longo prazo, do Comitê de Monitoramento do Setor (CMSE) com a função de garantir o suprimento de energia elétrica e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para dar seguimento às atividades de comercialização realizadas pelo MAE.

No segmento de comercialização foram criados dois ambientes de contratação. O Ambiente de Contratação Regulada (ACR) onde participam os agentes de geração, comercialização e distribuição. E o Ambiente de Contratação Livre (ACL) composto pelos agentes de geração, comercialização, importadores, exportadores e consumidores Livres (CCEE, 2010, p.7).

Mesmo com todas as modificações e aperfeiçoamentos do modelo do setor, o SEB em meados de 2015 quase vivenciou uma experiência semelhante a de 2001, apresentado baixas incidências de chuvas, principalmente na região centro oeste e sudeste. Com isso, as usinas termelétricas de alto custo precisaram ser despachadas fora da ordem de mérito<sup>2</sup> por um longo período de tempo, desestabilizando financeiramente grande parte dos agentes de geração hídrica. Aumentando assim a preocupação sobre o risco financeiro existente, fazendo os agentes sentirem desprotegidos e inseguros quanto ao cumprimento de suas relações contratuais.

---

<sup>1</sup> **Racionamento** – Período no qual vigorou a redução de consumo de energia elétrica imposta em função do Programa Emergencial de Redução de Consumo de Energia Elétrica (PERCEE), disciplinado pela Medida Provisória nº 2.198-5/01.

<sup>2</sup> **Ordem de Mérito** – O despacho das Usinas realizado pelo ONS é definido pela geração de menor custo, com vistas à otimização dos recursos eletroenergéticos para atendimento aos requisitos de carga considerando as condições técnicas e econômicas do SIN (CCEE, 2010, p.34).

## 1.1 PROBLEMA DA PESQUISA

Quais as medidas estratégias comerciais podem ser tomadas em uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) a fim de diminuir exposições financeiras e garantir o atingimento das metas contratuais?

## 1.2 JUSTIFICATIVA

O SEB vivenciou um período instável quanto ao aspecto econômico e financeiro do *Generation Scaling Factor* (GSF) dos agentes de geração hídrica. Muito se discutiu sobre quais os fatores alavancaram um déficit bilionário nos anos de 2014 e 2015.

O estudo contribui propondo possíveis medidas a serem planejadas e analisadas pelo agente de geração hídrica, apresentando um estudo dos impactos financeiros baseados no histórico dos montantes contratuais firmados desde 2007. Definindo qual a alternativa entre Mercado de Curto Prazo (MCP) e Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) seria a melhor negociação comercial para o ano de 2018, com o objetivo de diminuir exposições financeiras e cobrir possíveis déficits em situações de elevados riscos hidrológicos.

## 1.3 OBJETIVO GERAL

Estimar o impacto financeiro de uma PCH participando do MRE ou não. Analisando os prejuízos e benefícios econômicos para os diferentes períodos desde sua operação comercial até o ano subsequente, 2018. Com o objetivo de embasar o planejamento e definições estratégicas.

## 1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a) Levantamento das mudanças nas metodologias para revisão da garantia física e repactuação do risco hidrológico;
- b) Apresentar a projeção da geração, afluência e Preço da Líquida das Diferenças (PLD) individual e do Submercado Sul para o ano 2018;

- c) Mensurar os impactos financeiros da PCH com bases no histórico dos montantes contratuais e ambientes comerciais praticados. Identificar quais seriam os melhores cenários entre os mercados comerciais em que a usina poderia participar para auferir ganhos;
- d) Estimar os impactos financeiros da PCH com base nas projeções de geração, afluência e PLD e definir qual o melhor cenário para o ano de 2018.

## 1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

O 2º capítulo apresenta um breve resumo sobre o conceito de Garantia Física, exemplificando os procedimentos e regras da sazonalização, revisão e penalidades em casos de insuficiência de lastro.

O 3º capítulo apresenta o conceito do Mercado de Curto Prazo e PLD, definido para transações de compra e venda entre agentes geradores, consumidores e comercializadores.

O 4º capítulo resume as formas de celebrações para compra e venda de energia nos ambientes de contratação no ACL e ACR. O conceito de Energia de Reserva, e sua criação para assegurar os montantes de energia contratados no ACR.

O 5º capítulo resume o funcionamento no Mecanismo de Realocação de Energia, suas regras e procedimentos para participação quando vigentes. Detalhando itens pertinentes da Resolução 409/2010 ANEEL e Portaria 463/2009 para a participação de empreendimentos não despachados centralizadamente.

O 6º capítulo aborda sobre a crise hídrica e financeira vivenciada em meados de 2014 e 2015 pelos agentes de geração hídrica. Resumindo os temas discutidos na Audiência Pública 32/2015, como também, as tramitações para mitigação das exposições financeiras dos agentes participantes do MRE e suspensão das portarias que reduziram a garantia física de PCHs.

O 7º capítulo apresenta a análise financeira de uma PCH localizada no submercado Sul, propondo cenários de participação entre MRE e MCP. Com o intuito de auferir ganhos financeiros com uma abordagem estratégica.

No 8º capítulo comenta-se os pontos adicionais necessários para uma análise eficaz, intensificando a ideia de um bom planejamento estratégico para atingimento de metas.

O 9º capítulo aborda sobre a metodologia aplicada no trabalho e de forma foram desenvolvidas as etapas até a conclusão.

No capítulo 10 é apresentada a conclusão do trabalho, colaborando com os objetivos da pesquisa, processos para desenvolvimento da análise e conhecimentos adquiridos.

## **2 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICO BRASILEIRO**

### **2.1 GARANTIA FÍSICA (ENERGIA ASSEGURADA)**

Durante anos o planejamento da expansão do SEB se baseou em um cenário de energia firme<sup>3</sup>, ou seja, considerava-se a maior capacidade de geração do sistema de forma contínua, sem déficit de energia por risco hidrológico.

A estratégia para o planejamento de expansão do SEB foi modificada, adaptando-se ao real cenário hidrotérmico do setor. Dessa forma a política de planejamento passou a considerar um critério diferente para a previsão de geração. O antigo critério até então determinístico passou a ser probabilístico, ou seja, no planejamento do SEB passou-se a considerar a máxima capacidade de geração do sistema com a provável ocorrência de déficit, surgindo assim o conceito Garantia Física ou Energia Assegurada, que representa a quantidade máxima de energia que o agente de geração pode comprometer em seus contratos de venda. Conforme CCEE, no documento Regras de Comercialização.

A Lei nº 10.848/04, regulamentada pelo art.2º do Decreto nº 5.163/04 estabelece a Garantia Física como:

A quantidade máxima de energia elétrica associada ao empreendimento, incluindo importação, que poderá ser utilizada para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos (CCEE, 2010, p.7).

---

<sup>3</sup> **Energia Firme** - Maior valor possível de energia capaz de ser gerada pelo sistema continuamente sem ocorrência de déficit.

A partir de estudos e análises do comportamento hídrico do sistema elétrico, foi pré-fixado uma margem de não suprimento de 5% em relação à capacidade máxima dos empreendimentos.

O Decreto nº 5.163/04 estabeleceu que a definição da forma de cálculo da Garantia Física dos empreendimentos de geração é de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia (MME) e a execução do cálculo realizada pela EPE. Assim, a Portaria nº 303 do MME, de 18 de novembro de 2004 e a Portaria nº 258 do MME, de 28 de julho de 2008 estabeleceram a nova metodologia e as diretrizes para se determinar a Garantia Física das usinas do SIN (CCEE, 2010, p.43).

A energia é rateada entre todos os empreendimentos de geração que constituem o sistema (CCEE, 2010, p.8). E os empreendimentos são classificados como hidráulicos e não hidráulicos. Além da diferença quanto ao tipo, existir ainda à definição de sua garantia física para fins de lastro para comercialização, considerando sua participação ou não no MRE, a modalidade de despacho<sup>4</sup> e se possuem sua garantia física estabelecida pelo MME.

### **2.1.1 Sazonalização e Modulação da Garantia Física**

A Garantia Física de uma usina é definida em valores anuais médios e posteriormente é sazonalizada pelos agentes em valores mensais.

A sazonalização para fins de lastro e realocação de energia no MRE de usinas totalmente motorizadas deve ser realizada a partir do mês seguinte ao mês de motorização até dezembro do ano de referência. Como procedimento, a CCEE comunica aos agentes os prazos para a realização da sazonalização até o dia 1º de dezembro de cada ano. E o agente tem o prazo de envio até o terceiro dia útil do último Programa Mensal da Operação (PMO) de cada ano. Caso o agente não cumpra os prazos a sazonalização será realizada pela CCEE de forma *flat*<sup>5</sup>.

---

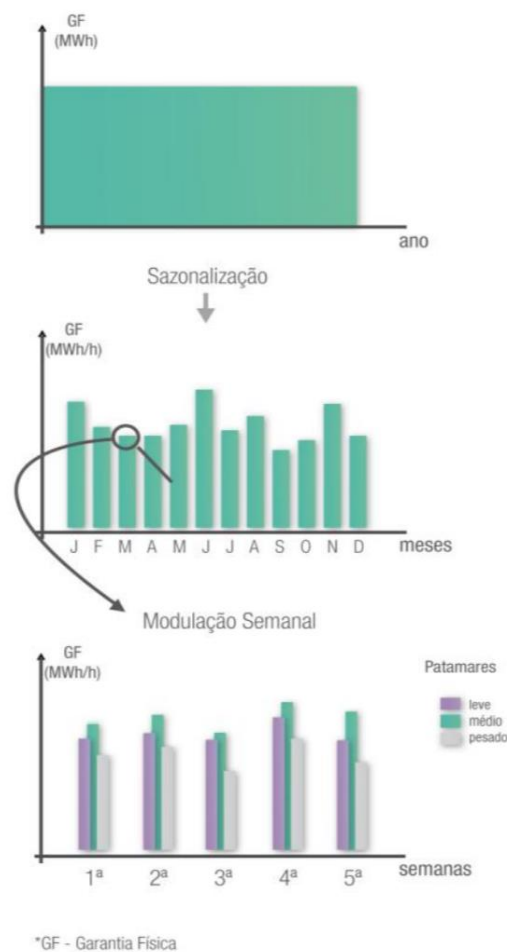
<sup>4</sup> **Despacho** – Definido pelo ONS como a quantidade de energia que uma usina irá produzir em um determinado período (ABRADEE, 2016).

<sup>5</sup> **Sazonalização Flat** – Divisão do bloco anual de energia proporcionalmente ao número de horas de cada mês (Mercado Livre de Energia, 2016).

A modulação é o processo pelo qual a garantia física de uma usina é distribuída em valores horários por patamar de carga (leve, médio e pesado), de acordo com a capacidade de instalada da usina.

A Figura 1 apresenta o processo de sazonalização e modulação da Garantia Física das Usinas Participantes do MRE.

Figura 1 - Processo de Sazonalização e Modulação da Garantia Física.



Fonte: CCEE (2010).

### 2.1.2 Revisão da Garantia Física.

Segundo o Decreto nº2.655 de julho de 1998 a revisão da garantia física das usinas hidrelétricas é realizada a cada cinco anos ou na ocorrência de fatos relevantes. Denominado como Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia a revisão a cada 5 anos e Revisão Extraordinária de Garantia Física para fatos



relevantes (MME, 2014, p.8). O relatório disponibilizado anualmente pelo MME sobre as situações das usinas contempla somente dados de usinas despachadas centralizadamente.

O Decreto nº 2.655 também determina os limites de redução para usinas participantes do MRE, limitado em cinco por cento do valor estabelecido na última revisão e em dez por cento da sua garantia física, inicialmente definida. Conforme definido em seu art.21:

§ 5 ° As revisões de que trata o parágrafo anterior não poderão implicar redução superior a cinco por cento do valor estabelecido na última revisão, limitadas as reduções, em seu todo, a dez por cento do valor de base, constante do respectivo contrato de concessão, durante a vigência deste.

A metodologia empregada na revisão da garantia física é baseada na mesma utilizada para o cálculo das garantias físicas de energia de novos empreendimentos de geração de energia elétrica no SIN.

Para revisão das garantias físicas em 2014 e 2015 foi utilizada um novo sistema, denominado Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas de Subsistema Hidrotérmico Interligado (SUIISHI). Uma das principais simulações que pode ser realizada pelo SUIISHI, é o cálculo de energias firmes das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente e expectativa de geração das usinas não despachadas centralizadamente. A ferramenta foi criada pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) e têm como base os dados dos resultados obtidos através do modelo NEWAVE<sup>6</sup>, que é utilizado na etapa de planejamento energético de curto e longo prazo do SIN (MME, 2015, p.17).

### **2.1.3 Penalidades por Insuficiência de Lastro de Energia**

As penalidades técnicas foram instituídas com o objetivo de garantir o cumprimento da legislação setorial, além de proporcionar maior segurança às operações de comercialização de energia (CCEE, 2011, p.3).

---

<sup>6</sup> **NEWAVE**: Modelo de otimização para o planejamento de Médio Prazo (até cinco anos), com discretização mensal e representação a sistemas equivalentes, considerando-se todas as usinas de um submercado agregadas em um único reservatório (CCEE, 2010, p28).

Em janeiro de 2005 o Decreto nº5.163/04 estabeleceu que os agentes de distribuição, os consumidores livres e especiais deveriam estar 100% cobertos em termos de energia e potência, e os agentes vendedores com lastro para venda de energia e potência para suprir 100% de seus contratos.

Quando identificado o não cumprimento dos limites de contratação e lastro, o agente é notificado pela Superintendência da CCEE e fica sujeito à aplicação de penalidades técnicas. O agente tem direito de contestar a decisão caso sofra a penalidade, e cabe ao Conselho da CCEE analisar e deliberar a aplicação ou cancelamento da penalidade.

As receitas de penalidades calculadas a partir de 2005 são revertidas para abatimentos das exposições negativas dos Agentes Distribuidores em seus CCEARs, devido à diferença de preços entre submercados (CCEE, 2010, p.70).

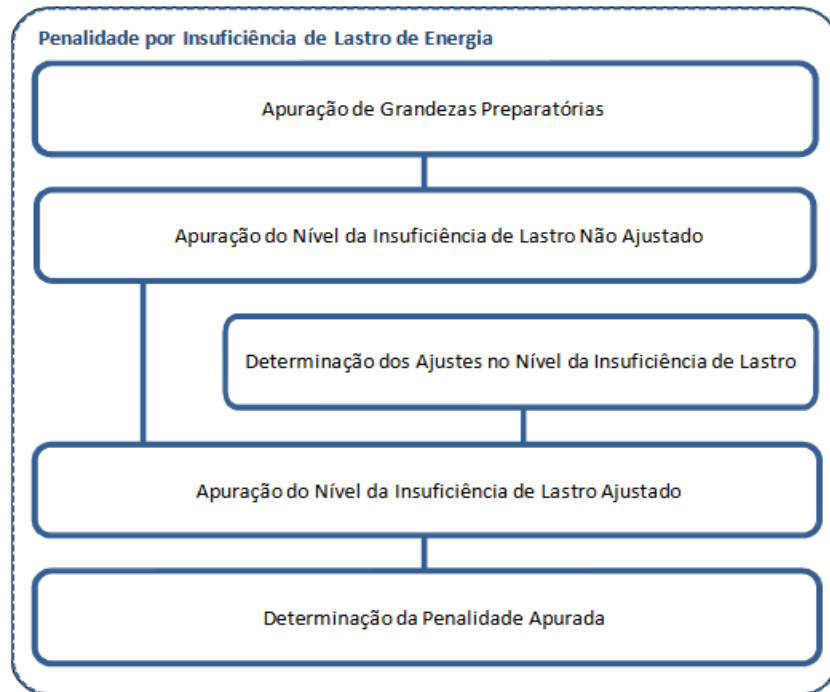
Conforme Decreto nº 5.163/04 às distribuidoras de energia podem incluir em suas tarifas de energia as tais exposições financeiras. Dessa forma, as receitas de penalidades contribuem positivamente para a modicidade tarifária<sup>7</sup>, possibilitando menores tarifas aos consumidores finais.

As penalidades podem ser aplicadas em casos de falta de combustível e insuficiência de lastro de energia. O presente trabalho abordará somente sobre as penalidades aplicadas por insuficiência de lastro. Abaixo segue esquema geral e as etapas de apuração das Penalidades de Energia, conforme explanado nas Regras de Comercialização da CCEE.

---

<sup>7</sup> **Modicidade Tarifária** – Critério para definir tarifas que sejam viáveis para o consumidor pagas e que sejam capazes de assegurar retorno satisfatório do investimento, realizado pelos agentes do setor elétrico, além de viabilizar a expansão da economia, qualidade de vida e desenvolvimento para a sociedade.

Figura 2 - Esquema Geral de Penalidades de Energia.



Fonte: CCEE (2011).

Abaixo segue a descrição de cada etapa da apuração das penalidades de energia, conforme Regras de Comercialização<sup>8</sup> de Energia da CCEE, no documento Penalidades de Energia:

a) Apuração das Grandezas Preparatórias:

Determina o total de garantia física, consumo e contratos (compra e venda) para cada agente.

b) Apuração do Nível da Insuficiência de Lastro Não ajustado:

Recursos e requisitos necessários para apuração do nível de insuficiência de lastro de energia para cada agente.

c) Determinação dos ajustes no Nível da Insuficiência de Lastro de Energia:

<sup>8</sup> **Regras de Comercialização** – Conjunto de regras operacionais e comerciais e suas formulações algébricas definidas pela ANEEL, aplicáveis à comercialização de energia elétrica na CCEE (CCEE, 2010, p.15).

Consolida para os agentes pertencentes à categoria de Distribuição os ajustes decorrentes do resultado da aplicação do Mecanismo de Sobre e Déficit (MCSD) Ex-Post<sup>9</sup> e eventuais exposições involuntárias.

d) Apuração do Nível da Insuficiência de Lastro Ajustado:

Apura o nível de insuficiência de lastro de energia para o histórico de 12 meses anteriores ao mês de referência, considerando todos os ajustes existentes.

e) Determinação da Penalidade Apurada:

Valora o nível de insuficiência de lastro de energia em função do preço para aplicação da penalidade.

#### **2.1.4 Apuração por Insuficiência de Lastro de Energia**

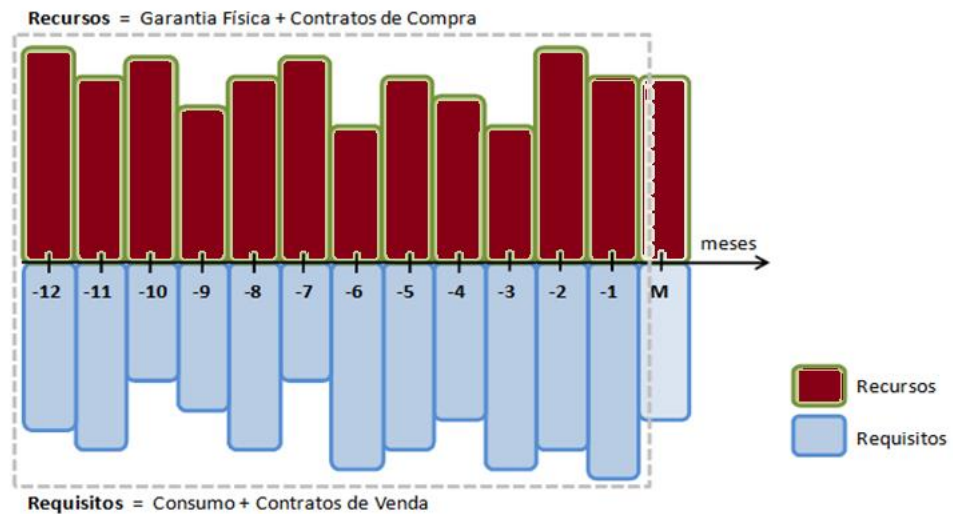
Mensalmente, a CCEE apura a penalidade por insuficiência de lastro de energia, com base nas exposições dos 12 meses precedentes ao mês de apuração (CCEE, 2011, p.8).

A Figura 3 ilustra a apuração realizada pela CCEE para cálculo do saldo lastro de energia:

---

<sup>9</sup> **MCSD EX-Post:** Mecanismo executado em janeiro de cada ano pela CCEE, antes do cálculo da penalidade de cobertura de consumo para agentes de distribuição e tem como objetivo alocar as sobras de CCEARs das distribuidoras para atendimento aos déficits de CCEARs de outras distribuidoras dentro do período de 12 meses do ano civil anterior (CCEE, 2010, p.75).

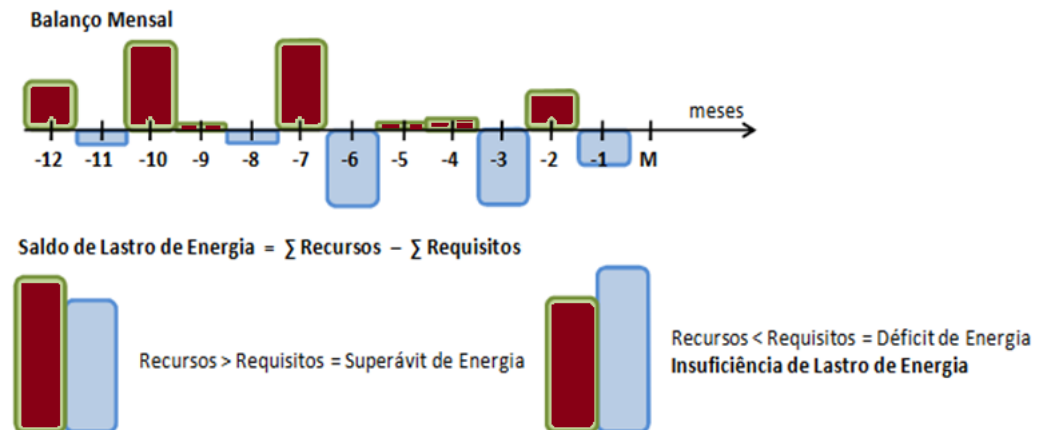
Figura 3 - Recursos e requisitos a serem considerados na apuração do saldo do lastro de energia



Fonte: CCEE (2011).

Caso o total de requisitos for superior ao de recursos, o agente apresentará insuficiência de lastro, conforme ilustrado na Figura 4.

Figura 4 - Apuração da insuficiência de lastro de energia



Fonte: CCEE (2011).

*Em que:*

Recursos: Provenientes de sua geração própria, energia recebida no MRE e contratos de compra;

Requisitos: Provenientes do consumo de suas usinas, consumo de suas cargas, energia cedida ao MRE e contratos de venda.

Os valores das penalidades de energia são calculados multiplicando-se o consumo de energia não coberto, ou a venda não lastreada, pelo maior valor entre o PLD médio e o Valor de Referência<sup>10</sup> (VR). (CCEE, 2010, p.71).

## 2.2 AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA

A comercialização de energia no Brasil é realizada em duas esferas de mercado: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). E todos os seus contratos devem ser registrados na CCEE, servindo de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo. (CCEE, 2017).

### 2.2.1 Ambiente de Contratação Regulada

Podem participar do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) agentes vendedores e agentes de distribuição, através de contratos bilaterais regulados, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) (CCEE, 2010, p.15).

Os Agentes de Distribuição podem adquirir energia, por meio de leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração novas ou existente, geração distribuída e usinas contratadas na primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)<sup>11</sup> (CCEE, 2010, p.15). A Tabela 1 apresenta um resumo sobre as formas de contratação, tipos de contratos, definição de preços e possíveis participantes:

---

<sup>10</sup> **Valor de Referência (VR)** - Valor utilizado para regular o repasse às tarifas dos consumidores finais dos custos de aquisição de energia elétrica. (ANEEL, 2018).

<sup>11</sup> **PROINFA** - Programa criado pela Lei nº 10.438/02, revisado pela Lei nº 10.762/03, que tem por objetivo a diversificação da matriz energética nacional através da contratação de 3.300 MW de capacidade no Sistema Interligado Nacional (SIN), produzidos por fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), sendo previsto inicialmente um valor de 1.100 MW de cada fonte.(CCEE, 2010, p.15)

Tabela 1 - Ambiente de Contratação Regulada.

<b>Ambiente Regulado</b>	
Participantes	Geradoras, distribuidoras e comercializadoras. As comercializadoras podem negociar energia somente nos leilões de energia existente – (Ajuste e A-1).
Contratação	Realizada por meio de leilões de energia promovidos pela CCEE, sob delegação da Aneel.
Tipo de Contrato	Regulado pela Aneel, denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR).
Preço	Estabelecido no leilão.

Fonte: adaptado CCEE (site).

### 2.2.2 Ambiente de Contratação Livre

Os contratos de compra e venda de energia no Ambiente de Contratação Livre é celebrado entre Agentes de geração, comercializadores, importadores e exportadores de energia elétrica, além dos consumidores livres e especiais. Neste ambiente há liberdade para se estabelecer volumes de compra e venda de energia e seus respectivos preços (CCEE, 2010, p.16). A Tabela 2 apresenta um resumo sobre as formas de contratação, tipos de contratos, definição de preços e possíveis participantes:

Tabela 2 - Ambiente de Contratação Livre.

<b>Ambiente Livre</b>	
Participantes	Geradoras, comercializadoras, consumidores livres e especiais.
Contratação	Livre negociação entre os compradores e vendedores.
Tipo de Contrato	Acordo livremente estabelecido entre as partes.
Preço	Acordado entre comprador e vendedor.

Fonte: adaptado CCEE (2016).

A todos os agentes participantes do SIN com perfil de consumo, é cobrado um Encargo de Energia de Reserva (EER), que é recebido pela CCEE, responsável pelo pagamento aos agentes vendedores. O EER visa cobrir todos os

custos obtidos através da contratação de energia de reserva. O encargo pago pelas distribuidoras é repassado na tarifa do mercado cativo, mediante reajuste tarifário das concessionárias. (CCEE, 2010, p.87).

### **2.2.3 Mercado de Curto Prazo (MCP)**

O Mercado de Curto Prazo (MCP) é um segmento da CCEE que realiza o processo de contabilização e liquidação dos montantes de energia elétrica contratados pelos agentes e os montantes de geração e consumo efetivamente verificados, como também recebimentos e pagamentos de encargos, exposições financeiras, MRE e os ressarcimentos por indisponibilidade e inflexibilidade. No MCP não existem contratos, ocorrendo à contratação multilateral.

Todos os participantes da CCEE possuem contratos no Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL). O resultado da contabilização é disponibilizado ao agente, que conclui o processo pagando ou recebendo os valores devidos na Liquidação Financeira do Mercado de Curto Prazo.

## **2.3 PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DE DIFERENÇAS (PLD)**

O Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) é utilizado para valorar os montantes liquidados no MCP. Anualmente a ANEEL estabelece um preço máximo e mínimo para o PLD, que são calculados semanalmente por submercado e patamar de carga (leve, médio e pesado) determinado com base no Custo Marginal de Operação <sup>12</sup>.

O PLD utiliza uma série de modelos matemáticos para encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medidos em termos de economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas.

A máxima utilização da energia hidrelétrica disponível em cada período é a premissa mais econômica, do ponto de vista imediato, pois minimiza o custo de

---

<sup>12</sup> **Custo Marginal de Operação** – Custo para se produzir o próximo MWh necessário o sistema elétrico (CCEE,2010, p.22).



combustível. No entanto, esta premissa resulta em maiores riscos de déficits futuros. (CCEE, 2010, p.27).

## 2.4 MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA (MRE)

A produção elétrica de uma usina está diretamente relacionada ao despacho centralizado<sup>13</sup> realizado pelo ONS. Esse despacho considera as disponibilidades de cada uma das usinas em condições de operação no SIN (CCEE, 2010, p.4). Como as usinas são despachadas pelo ONS os agentes de geração não possuem controle sobre o nível de produção do empreendimento.

O ONS realiza o despacho das usinas com o objetivo de diminuir os custos operacionais envolvidos, considerando as restrições hidrológicas, operacionais e os preços ofertados pelas usinas termelétricas.

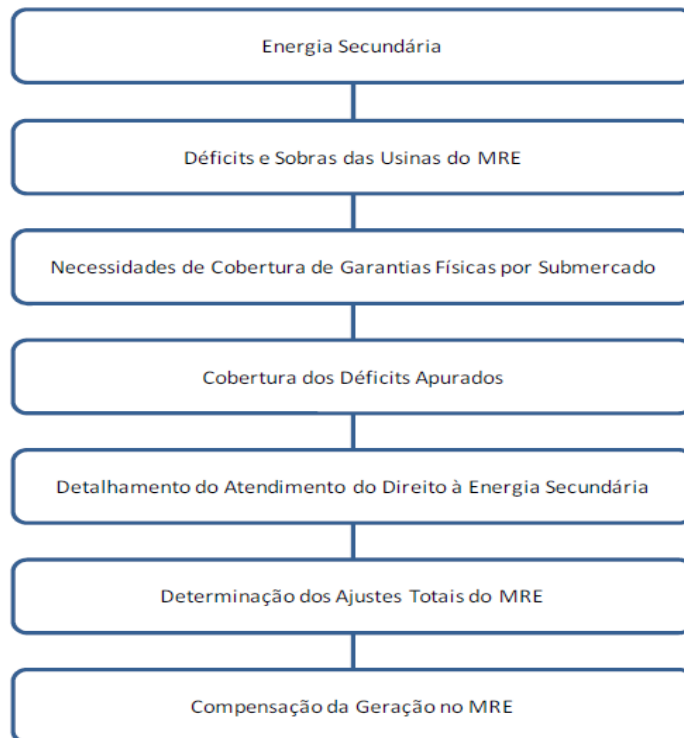
Outro aspecto considerado pelo ONS é a dimensão territorial do Brasil, possuindo condições climáticas e hidrológicas distintas, ou seja, os períodos secos e úmidos de diferentes regiões não se coincidem. Uma região, em período seco, deve produzir energia abaixo da média para armazenamento do reservatório, enquanto a região em período úmido produz acima da média.

Com o intuito de mitigar o risco das usinas contra períodos secos prolongados foi criado o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Permitindo que todas as usinas participantes do mecanismo recebam seus níveis de Garantia Física (GF) independente de seus níveis reais de produção de energia desde que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da GF do sistema. (CCEE, 2010, p.44). Outro fator que explica a criação do MRE é a operação de várias usinas em cascata. Onde a operação ótima de uma usina necessariamente não corresponde ao ótimo global do sistema. Como a água é compartilhada por todos e o seu uso não é gerido pelo proprietário da usina, o MRE minimiza e compartilha entre os agentes integrantes o risco de venda de energia em longo prazo (CCEE, 2013, p.4). Abaixo segue esquema geral e etapas dos processos efetuados no MRE, conforme explanado nas Regras de Comercialização da CCEE:

---

<sup>13</sup> **Despacho centralizado** – Conjunto de instruções, de ações e o controle da operação de um sistema eletroenergético integrado (CCEE, 2010, p.45).

Figura 5 - Esquema Geral do Módulo de Regras: "Mecanismo de Realocação de Energia"



Fonte: CCEE (2013).

a) Energia Secundária:

Etapa que calcula o valor da garantia física ajustada para o MRE e o direito à energia secundária das usinas participantes do MRE;

b) Déficits e Sobras das Usinas do MRE:

Define as sobras e déficits de geração das usinas participantes do MRE em relação à sua garantia física;

c) Necessidade de Cobertura de Garantias Físicas por submercado:

Determina sobra e déficit totais de geração em relação às garantias físicas do sistema, para cada submercado, semana e patamar de carga;

d) Cobertura dos Déficits Apurados:

Identifica a quantidade de geração disponível para a cobertura de garantia física de usina que apresenta déficit de geração.

e) Atendimento do Direito à Energia Secundária:

Calcula a sobra disponível para alocação de energia secundária em cada submercado e a cobertura disponível para cada usina participante do MRE.

f) Determinação dos Ajustes Totais do MRE:

Calcula os ajustes totais representados pelo fluxo de energia apurado no MRE para cada empreendimento participante do mecanismo

g) Compensação da Geração no MRE:

Estabelece a compensação financeira a ser realizada por usina em função de sua participação no MRE. A compensação deve ser proporcional à energia recebida ou fornecida ao MRE ao longo de um mês de apuração.

## 2.5 PARTICIPAÇÃO NO MRE

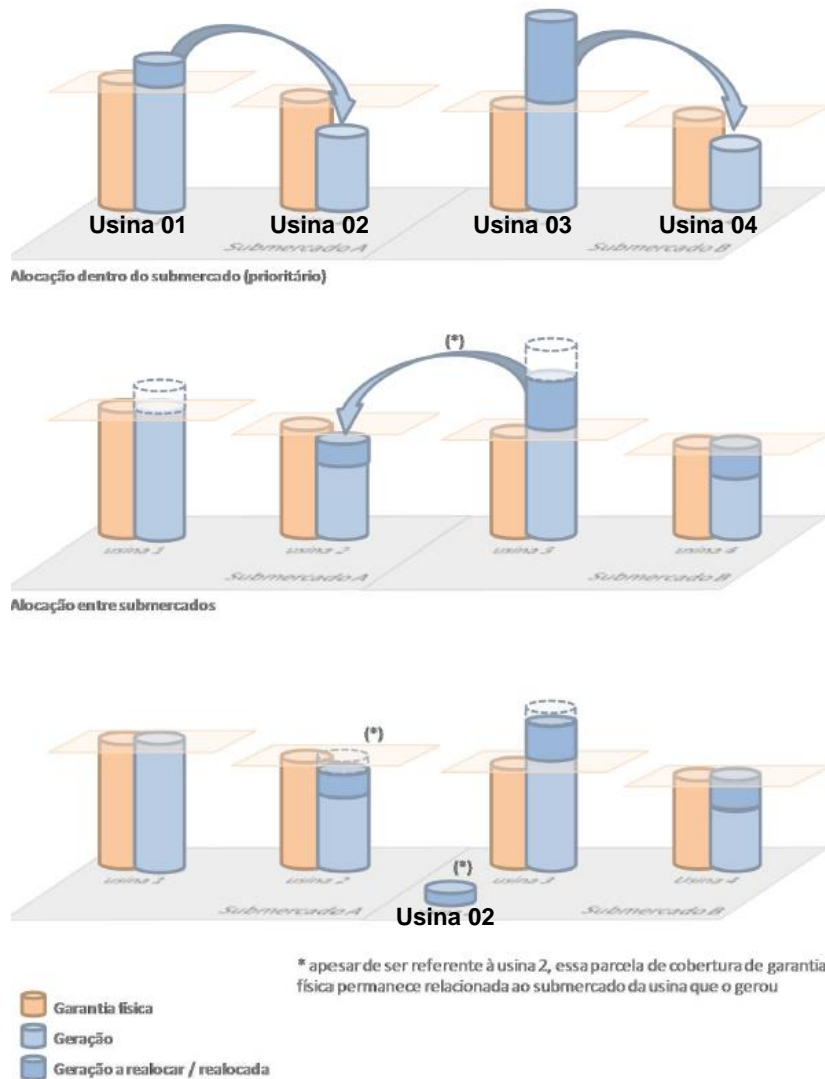
A participação no MRE é compulsória para usinas hidrelétricas sujeitas a despacho centralizado e opcional para usinas não despachadas centralizadamente, respeitando os módulos específicos dos Procedimentos de Comercialização (PdCs).

## 2.6 COBERTURA DE GARANTIA FÍSICA E ALOCAÇÃO DE ENERGIA

O MRE possibilita que todas as usinas integrantes cubram seus níveis de GF independente de seus níveis reais de produção de energia, desde que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da GF, pois o mecanismo é executado apenas quando a geração total do MRE é maior ou igual ao total da GF modulado no sistema.

A alocação de energia das usinas com excedente de geração em relação à GF para aquelas que apresentam déficit de geração em relação à GF é feita, prioritariamente, entre usinas em um mesmo submercado (CCEE, 2013, p.8).

Figura 6 - Representação do processo de alocação de energia para cobertura de garantia física



Fonte: CCEE (2013).

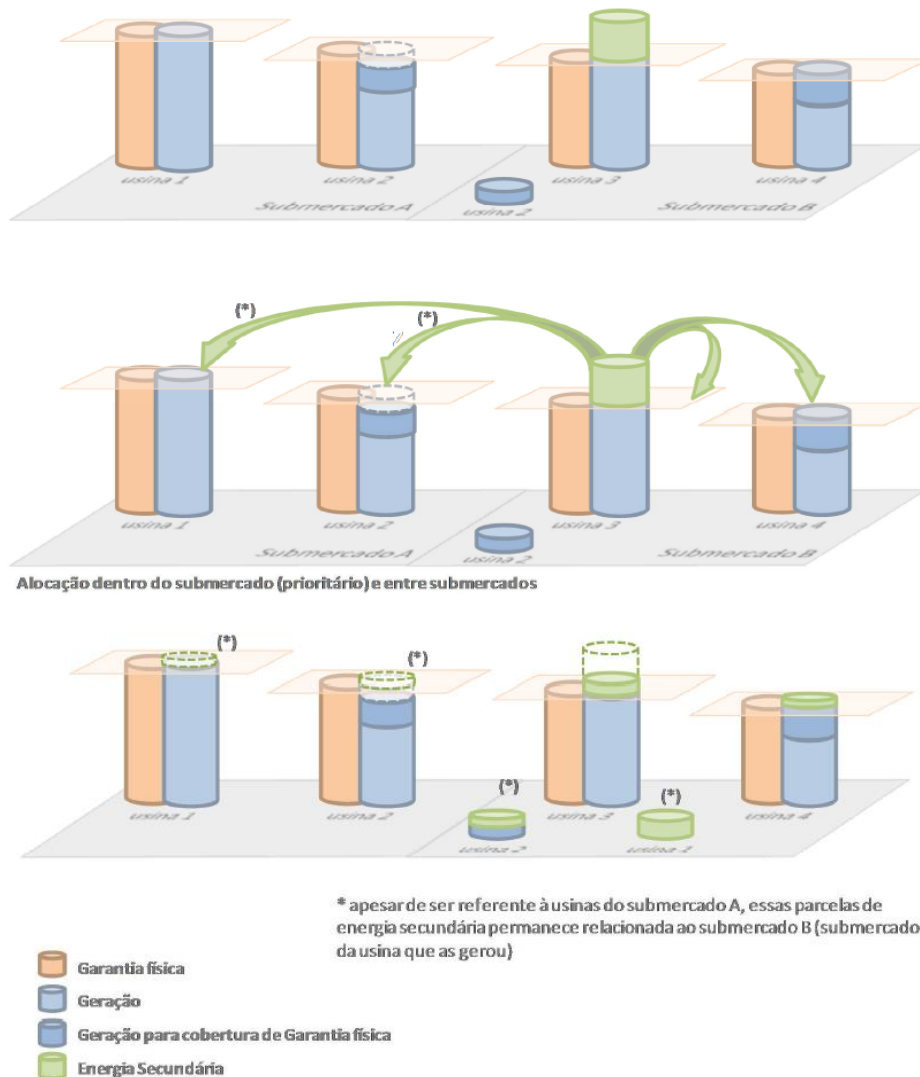
## 2.7 ENERGIA SECUNDÁRIA

Quando a geração total das usinas integrantes do MRE for superior a GF total, serão distribuídas as usinas integrantes uma parcela proporcional à contribuição da GF da usina na GF do sistema. Esse excedente é denominado como Energia Secundária. Conforme documento da CCEE, Visão Geral de suas Operações:

O excedente remanescente é alocado a partir dos submercados superavitários para os deficitários, até o preenchimento dos níveis de Garantia Física de todas as usinas. A quantidade total de energia remanescente após a Garantia Física ter sido alocada, interna e

externamente para as usinas deficitárias em todos os submercados, em cada patamar de carga, constitui a energia secundária total do sistema, que será alocada proporcionalmente à Garantia Física de cada usina (CCEE, 2010, p.46).

Figura 7 - Representação do processo de alocação da energia secundária.



Fonte: CCEE (2013).

## 2.8 COMPENSAÇÃO DOS CUSTOS DE GERAÇÃO

Anualmente a ANEEL disponibiliza o valor da tarifa relacionada aos custos variáveis de operação e compensação financeiras pelo uso da água, denominada como Tarifa de Energia de Otimização (TEO) expressa em R\$/MWh. Ela é paga pelos agentes proprietários de usinas participantes do MRE que se

tornam receptores líquidos de energia elétrica, seja em função da cobertura de GF ou relativo à alocação de energia secundária. (CCEE, 2013, p.11).

## 2.9 EXPOSIÇÃO

Se a usina participante do MRE necessitar cobrir sua garantia física alocando energia de outro submercado, o mesmo pode ficar vulnerável a exposições financeiras. Pois a alocação dessa energia é valorada ao PLD, podendo este ser diferente de seu submercado, acarretando em ganhos ou prejuízos.

## 2.10 REGRAS PARA PARTICIPAÇÃO DO MRE

### 2.10.1 Portaria nº 463/2009 MME

A (Portaria nº 463/2009 – PRT MME 463/2009) foi criada com o intuito de estabelecer a metodologia para o cálculo dos montantes de garantia física de energia de usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente pelo ONS, para fins de participação no MRE.

Porém em agosto de 2015 a PRT 463 MME sofreu algumas alterações após a publicação da PRT MME 376 que, instituiu a criação do (Grupo de Trabalho – GT) formados por órgão e entidades do SEB com o objetivo de analisar e propor aprimoramentos necessários à metodologia de cálculo e revisão de garantia física de energia de Usinas Hidrelétricas não despachadas centralizadamente pelo ONS, independentemente de ser um empreendimento participante do MRE, suspendendo a aplicação do art. 6º, incisos I e II da Portaria MME nº 463:

I - o empreendimento apresentar uma geração média de energia elétrica nos seus primeiros quarenta e oito meses de operação comercial inferior a oitenta por cento ou superior a cento e vinte por cento da garantia física de energia vigente;

II - o empreendimento apresentar uma geração média de energia elétrica a partir dos seus sessenta meses de operação comercial inferior a noventa por cento ou superior a cento e dez por cento da garantia física de energia; (MME, 2015).

A PRT MME 376/2015 passou a vigorar a metodologia para o cálculo e revisão dos montantes de garantia física de energia de Usinas Hidrelétricas não despachadas centralizadamente pelo ONS.

### 2.10.2 Resolução Normativa nº 409/2010 ANEEL

Em 2010 a ANEEL publicou a Resolução Normativa 409 apresentando os critérios e procedimentos para os empreendimentos hidrelétricos não despachados centralizadamente participantes do MRE. Dentre os itens citados, destaca-se:

- a) A opção de adesão ou desligamento do MRE poderá ocorrer a qualquer momento e deverá ser mantida por um período mínimo de 12 meses consecutivos;
- b) Contabilização se inicia após os registros do décimo segundo mês de operação comercial;
- c) Poderão ser desconsiderados os meses impactados por obras de modernização ou de reforma do empreendimento;
- d) Índices de geração definidos conforme Tabela 3:

Tabela 3 - Meta Índice de Geração

Número de meses registrados na CCEE posteriores ao décimo segundo mês de operação comercial (m)	$\frac{GM}{GF} * 100$
$24 \leq m < 36$	$\geq 10\%$
$36 \leq m < 48$	$\geq 55\%$
$48 \leq m < 60$	$\geq 60\%$
$60 \leq m < 72$	$\geq 65\%$
$72 \leq m < 84$	$\geq 70\%$
$84 \leq m < 96$	$\geq 75\%$
$96 \leq m < 120$	$\geq 80\%$
$m \geq 120$	$\geq 85\%$

Fonte: ANEEL (2010)

*Em que:*

m – quantidade de meses até o último mês do período de análise, múltiplo de 12;

GM – geração média de energia elétrica;

GF – garantia física do empreendimento;

- e) Caso o agente não atinja as metas conforme definido na Tabela 3, o empreendimento é excluído do MRE;
- f) O empreendimento só poderá voltar ao MRE, caso apresente maiores valores de geração até o próximo período de revisão da garantia física;



### 3 RISCO HIDROLÓGICO NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O Setor Elétrico Brasileiro em meados de 2013 iniciou um cenário crítico em relação aos níveis de chuvas nas principais bacias do sistema, apresentando um dos piores índices desde o racionamento em 2001. Os agentes de geração integrantes do MRE tiveram impactos negativos. Expostos a elevados valores de PLD para suprir a garantia física não atingida, durante vários meses.

Em meados de 2015 os agentes integrantes do MRE questionaram e buscaram por meio de liminares, não serem impactados pela baixa garantia física dentro do MRE. Com base nas disputas judiciais e requerimentos administrativos sobre o assunto, a ANEEL em maio de 2015 determinou a abertura da Audiência Pública – AP nº 032/2015, no intuito de obter subsídios e informações adicionais para discussão do tema. Estipulando o prazo para entrega das contribuições até julho de 2015.

Em 5 de agosto de 2015 a ANEEL emitiu a Nota Técnica nº 134/2015-SEM/SRG/ANEEL, com análise e conclusões sobre as contribuições recebidas, enfatizando itens apresentados nas contribuições da APINE e ABRAGE.

Em 12 de agosto de 2015 a ANEEL emitiu a Nota Técnica nº 146/2015-SEM/SRG/ANEEL, apresentando a visão das superintendências sobre a possibilidade de repactuação do risco hidrológico.

Em 18 de agosto de 2015 foi publicada a Medida Provisória<sup>14</sup> nº 688 autorizando a repactuação do risco hidrológico aos agentes participantes do MRE.

Entre a data de abertura e fechamento da AP nº 32/2015, foram realizadas diversas reuniões com Associações Setoriais<sup>15</sup> e instituições do setor elétrico com o objetivo de discutir o tema.

---

<sup>14</sup> **Medida Provisória** - A Medida Provisória (MP) é um instrumento com força de lei, adotado pelo presidente da República, em casos de relevância e urgência. (Câmara dos Deputados, 2017).

<sup>15</sup> ABRAGE, ABIAPE, APINE, ABRAGEL, ABRADDEE, ANACE, CCEE e MME.

### 3.1 CONTRIBUIÇÃO À AUDIÊNCIA PÚBLICA ANEEL N. 32/2015 – APINE

A carta encaminhada pela APINE teve como objetivo identificar as razões determinantes da frustração da geração hidrelétrica e demonstrar a necessidade de intervenção da ANEEL. Um das considerações apresentadas no documento são:

- a) A análise de como o atual modelo protege os geradores hidrelétricos contra o risco hidrológico;
- b) A apresentação quanto ao atual cenário da geração hidrelétrica, revelado no GSF;
- c) Apresentação dos fatores estruturais e conjunturais que levaram aos atuais e inéditos valores de GSF;

#### 3.1.1 Proteção contra o risco hidrológico.

Segundo a APINE o MRE e a metodologia de cálculo de garantia física, possibilitam uma previsibilidade quanto ao fluxo de receita dos projetos de geração considerando as previsões legais de otimização do uso dos recursos eletroenergéticos e ao custo do déficit de energia.

Conforme a Lei n. 10.848/2004, artigo 1º, § 4º, a operação do Sistema Interligado Nacional, deve considerar:

§ 4º Na operação do Sistema Interligado Nacional – SIN serão considerados: I - a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para o atendimento aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho das usinas; III - os mecanismos de segurança operativa, podendo incluir curvas de aversão ao risco de déficit de energia; V - o custo do déficit de energia; [...]

Onde comenta sobre o documento publicado pelo MME denominado “Modelo Institucional do Setor Elétrico”, definindo a nova estrutura do SEB, formalizado na Medida Provisória n. 144, de 11 de dezembro de 2003 ao qual expressa à limitação do risco dos geradores hidrelétricos. Convertida na Lei 10.848/2004 onde estabelece que, ocorrendo à decretação de racionamento, os contratos de energia deveriam “ter seus volumes ajustados na mesma proporção da redução de consumo verificado”. Conforme dispõe o artigo 22:

Art. 22. Ocorrendo a decretação de racionamento de energia elétrica pelo Poder Concedente em uma região, todos os contratos por quantidade de energia do ambiente de contratação regulada, registrados na CCEE, cujos compradores estejam localizados nessa região, deverão ter seus volumes ajustados na mesma proporção da redução de consumo verificado.

De fato, caso houvesse a decretação do racionamento a quantidades de energia nos ambientes de contratação seriam ajustados e os agentes teriam seus níveis de GSF reduzidos comprometendo em menores parcelas seus déficits. Porém a redução de suas GSF também acarretariam em menores ganhos de receitas, podendo não ser tão vantajoso.

### **3.1.2 Geração hidrelétrica no cenário atual e o GSF**

Segundo a APINE diversas medidas adotadas como mecanismo para proteção dos geradores elétricos foram alteradas ou não observadas, culminando na frustração da geração hidrelétrica verificada nos últimos anos. Essa frustração foi desencadeada pelos baixos valores de GSF.

O GSF anual do MRE fechou sempre acima de 100% entre 2005 e 2012, apresentando valores levemente inferiores a 100% em apenas em 17 (dezenove) dos 96 (noventa e seis) meses compreendidos nesse período (APINE, 2015).

Se agravando severamente em meados de 2014, apresentando um GSF abaixo de 100% em todos os meses, fechando o ano em 90,6%. Em 2015, o GSF atingiu valores até então jamais registrados, entre 78% e 83% aproximadamente, já no primeiro quadrimestre do ano.

A Tabela 4 e Tabela 5 apresentam o histórico dos valores de GSF médios na base anual e mensal no período de 2005 a 2012 e 2014 a 2015 respectivamente, indicando os meses em que se registrou GSF menores que 100%:

Tabela 4 - Histórico de valores de GSF

Ano	GSF médio anual	Número de meses do ano em que o GSF foi menor do que 100%	Valor médio do GSF nos meses em que foi menor do que 100%
2005	maior que 100%	4 meses	97,8%
2006	maior que 100%	2 mês	95,6%
2007	maior que 100%	1 mês	99,6%
2008	maior que 100%	2 meses	97,8%
2009	maior que 100%	nenhum mês	–
2010	maior que 100%	4 meses	98,1%
2011	maior que 100%	nenhum mês	–
2012	maior que 100%	4 meses	95,5%

Fonte: APINE (2015).

Tabela 5 - Valores mensais de GSF no período de janeiro de 2014 a maio de 2015.

Mês	Carga (MW <sub>méd</sub> )	Geração UTEs (MW <sub>méd</sub> )	Geração MRE (MW <sub>méd</sub> )	Garantia Física MRE (MW <sub>méd</sub> )	Excedente MRE (MW <sub>méd</sub> )	GSF (%)
Jan/14	66.240	12.637	51.821	53.802	-1.981	96,3%
Fev/14	68.484	15.734	50.727	51.607	-880	98,3%
Mar/14	64.555	16.148	46.744	49.841	-3.097	93,8%
Abr/14	62.205	15.363	45.182	45.758	-576	98,7%
Mai/14	59.571	16160	41.609	44.451	-2.842	93,6%
Jun/14	57.638	15348	40.317	45.371	-5.054	88,9%
Jul/14	57.726	15140	40.397	46.911	-6.514	86,1%
Ago/14	58.005	16446	39.241	47.889	-8.648	81,9%
Set/14	60.180	16179	41.860	48.424	-6.564	86,4%
Out/14	61.403	16849	42.313	48.264	-5.951	87,7%
Nov/14	61.138	17122	42.153	48.045	-5.892	87,7%
Dez/14	60.670	17289	41.718	47.488	-5.770	87,8%
Jan/15	66.080	16.556	47.229	58.567	-11.338	80,6%
Fev/15	64.550	16.703	45.842	58.348	-12.506	78,6%
Mar/15	64.691	16.861	45.048	57.559	-12.511	78,3%
Abr/15	61.177	15.933	42.245	51.198	-8.953	82,5%
Mai/15	57.719	14.643	39.694	50.094	-10.400	79,2%
<b>Média</b>	<b>61.884</b>	<b>15.948</b>	<b>43.773</b>	<b>50.213</b>	<b>-6.440</b>	<b>87,4%</b>

Fonte: APINE (2015) apud InfoMercado CCEE (2015).

Apesar da contribuição da APINE salientar sobre as alterações e medidas tomadas não observando as frustrações para os participante do MRE, o risco do negócio existi e é de conhecimento dos agentes. Com as ocorrências de déficits constantes talvez é de optar por medidas de proteções individuais além do MRE. As

variáveis para operação do SEB não são constantes e medidas de segurança podem ser analisadas e implantadas.

### 3.1.3 Fatores estruturais e conjunturais

#### 3.1.3.1 Fatores Estruturais

##### 3.1.3.1.1 Alterações na composição da matriz energética

Quando a Lei n. 10.848/2004 foi editada, a geração termelétrica correspondia em aproximadamente 9,3% na participação para atendimento do consumo. Apresentando um crescimento considerável em 2015, respondendo a aproximadamente 25%, conforme ilustrado na Tabela 6.

Tabela 6 - Histórico de consumo e participação das fontes de geração no atendimento da carga no período de 2004 a 2015

Ano	Consumo (MW <sub>méd</sub> )	Participação das fontes de geração (%)		
		Hidrelétrica	Termelétrica	Demais fontes
2004	43.732	90,6%	9,3%	0,1%
2005	45.713	92,5%	7,4%	0,1%
2006	47.478	91,9%	8,0%	0,1%
2007	49.736	93,0%	6,9%	0,1%
2008	51.015	88,8%	11,1%	0,1%
2009	50.618	93,3%	6,6%	0,1%
2010	54.252	89,0%	10,9%	0,1%
2011	56.100	91,4%	8,5%	0,1%
2012	58.461	85,9%	13,5%	0,6%
2013	60.074	78,8%	20,5%	0,7%
2014	61.484	73,0%	25,8%	1,2%
2015*	62.843	72,3%	25,7%	2,0%

Fonte: APINE (2015) apud ONS (histórico da operação).

A matriz energética com uma maior participação de usinas termelétricas possibilita a redução da geração de usinas hidrelétricas e conseqüentemente, impacta de forma negativa no GSF. Segundo contribuição da APINE sobre a NT 32/2015:

A maior participação de usinas termelétricas faz com que o Sistema tenha maior capacidade de suportar cenário de escassez hidrológica, ou seja, a maior participação de usinas termelétricas posterga a necessidade de se decretar racionamento, prejudicando os geradores hidrelétricos, os quais ficam sem a medida expressamente concebida pela Lei n. 10.848/2004 como proteção contra o risco hidrológico (APINE, 2015).

A matriz energética tende a se desenvolver aumentando a oferta para atendimento da demanda energia e isto é previsto pelos agentes. O controle e operação do SEB realizada pelo ONS considera o despacho ótimo, objetivando um menor custos da operação. De fato, o despacho das térmicas tiveram uma participação superior nos anos de 2014 e 2015. Mas elas não poderiam deixar de serem acionadas pensando exclusivamente na segurança dos agentes hídricos em relação a seu atendimento contratual. O crescimento e despacho das térmicas não é a causa do problema. Alterações nos modelos comerciais podem ser a solução.

#### ***3.1.3.1.2 Despacho de Usinas Termelétricas fora da ordem de mérito.***

Segundo a APINE, aumentou-se o acionamento de geração térmica fora da ordem mérito, por restrição elétrica no sistema, por razão de segurança energética (Resolução CNPE n. 8/2007) e para compensação de indisponibilidades futuras de combustível (Resolução Normativa n. 272/2007).

Em virtude de existirem essas três modalidades de despacho fora da ordem de mérito, a frustração de geração acaba por refletir não apenas o risco hidrológico, porquanto os despachos fora da ordem de mérito, desvinculados da otimização, obstam a geração hidrelétrica por razões alheias às oscilações hidrológicas (APINE, 2015).

#### ***3.1.3.1.3 Contratação de energia de reserva***

Outro ponto apresentado pela APINE foi a contratação de energia reserva, que atualmente apresenta uma parcela significativa na matriz energética, correspondendo a aproximadamente 6% de todo o consumo.

E relata também que a produção da energia de reserva deveria ser utilizada em condições restritivas de geração, porém na prática as mesmas

produzem sem restrições e de forma contínua, em detrimento da geração pelas usinas do MRE.

A redução da geração pelas usinas do MRE, nesse caso, tem caráter estrutural, porquanto: (i) os montantes contratados como energia de reserva são expressivos, mais de 3.300 MW<sub>méd</sub>, com potencial de promover redução do patamar do GSF em mais de 6 pontos percentuais, (ii) o prazo de suprimento da contratação de energia de reserva é de, no mínimo, quinze anos, e (iii) não há limite para contratação sob essa modalidade (APINE,2015).

Assim como o MRE é um aporte de seguro para os agentes hídricos, a energia de reserva contempla a matriz energética e assegura a transferência via *hedge* para as distribuidoras. Com base nas contribuições entrou em vigor a MP688, objetivando mitigar os riscos estabelecendo mudanças no modelo, com a transferência de riscos e pagamentos de bônus na conta da energia de reserva.

#### **3.1.3.1.4 Atraso em Obras de Transmissão**

Segundo a APINE os atrasos nas obras da UHE Santo Antônio e UHE Teles Pires, contribuíram para o baixo índice GSF, ao qual se basearam em notas apresentadas pelo Tribunal de Contas da União (TCU).

#### 3.1.3.2 Fatores Conjunturais

##### **3.1.3.2.1 Inversão do sinal Custo de geração.**

A APINE relata sobre os custos de geração para atendimento aos consumidores cativos, em média 93% superior a revisão extraordinária praticada pelas concessionárias de distribuição, expondo as mesmas a preços elevados no mercado de curto prazo. A situação agravou-se com a aprovação da redução tarifária em média 20% da revisão extraordinária, em janeiro de 2013 pela ANEEL.

Tabela 7 – Comparativo entre cobertura tarifária e custos incorridos pelas distribuidoras (processos tarifários realizados no 1º trimestre de 2013)

Mês do reajuste tarifário	Janela temporal considerada (12 meses subsequentes)	Cobertura tarifária (RS/MWh)	Custo efetivamente incorrido* (RS/MWh)	Nível de cobertura tarifária (%)
Janeiro de 2013	Fev/13 a Jan/14	135	260	52%
Fevereiro de 2013	Mar/13 a Fev/14	127	310	41%
Março de 2013	Abr/14 a Mar/14	219	350	63%

Fonte: APINE (2015).

### 3.1.3.2.2 Aportes do Tesouro Nacional e utilização de recursos de fundos setoriais.

Para se alcançar a redução média das tarifas em 20% operações de créditos extrapolaram as previsões da Medida Provisória 579. Conforme comentário na contribuição da NT 32/2015 da APINE:

A Medida Provisória n. 579/2012 havia garantido a recontração de apenas parte da energia requerida pelas distribuidoras, pois a energia disponibilizada pelas usinas cujas concessões foram prorrogadas foi insuficiente para compensar a descontração acumulada há alguns anos. Por consequência, as distribuidoras permaneceram com parte de seus mercados descobertos, sem a cobertura de contratos de compra de energia elétrica, o que implicou exposição ao mercado de curto prazo.

Dos 11,8 GW médios de garantia física das geradoras que poderiam acatar a antecipação da renovação, apenas 7,8 GW médios foram cobertos com as adesões à proposta da MP nº 579/2012. ... o montante total das cotas de energia foi inferior ao volume de contratos de energia existente que expiraram em dezembro de 2012. "Para repor a energia descontração, as distribuidoras foram obrigadas a recorrer ao mercado de curto prazo." (TCU, Acórdão n. 2.565/2014)

No ano de 2013 foram repassados às distribuidoras de energia, pelo Tesouro Nacional, R\$ 14 bilhões, dos quais R\$ 3,7 bilhões a fundo perdido e R\$ 9,9 bilhões serão repassados à tarifa de energia. (APINE, 2015).

### 3.1.3.2.3 Indução ao consumo de energia

O resultado da combinação entre, redução de tarifas que já não refletiam o efetivo custo de geração, consumo elevado e intenso despacho de usinas termelétricas foi o dispêndio de 59,6 BILHÕES de reais (APINE, 2015).

Os consumidores cativos apresentaram aumento em seu consumo por iniciativa do governo devido há baixas tarifas de energia aplicadas, enquanto os consumidores livres responderam de forma contrária, reduzindo seu consumo devido o preço da energia no mercado de curto prazo.



Tabela 8 – Comportamento dos consumidores de energia elétrica em 2014.

Mês	ACL*			ACR**			SIN (ACL + ACR)		
	Carga 2014 (MW <sub>méd</sub> )	Carga 2013 (MW <sub>méd</sub> )	Var. (%)	Carga 2014 (MW <sub>méd</sub> )	Carga 2013 (MW <sub>méd</sub> )	Var. (%)	Carga 2014 (MW <sub>méd</sub> )	Carga 2013 (MW <sub>méd</sub> )	Var. (%)
Jan	15.931	15.369	+3,7%	48.712	44.086	+10,5%	64.643	59.455	+8,7%
Fev	16.199	16.163	+0,2%	50.377	45.918	+9,7%	66.577	62.081	+7,2%
Mar	16.104	16.053	+0,3%	47.020	45.077	+4,3%	63.124	61.130	+3,3%
Abr	15.728	16.373	-3,9%	45.881	43.839	+4,7%	61.610	60.212	+2,3%
Mai	15.413	16.078	-4,1%	44.428	42.827	+3,7%	59.841	58.905	+1,6%
Jun	14.873	15.985	-7,0%	43.615	42.348	+3,0%	58.488	58.333	+0,3%
Jul	15.003	16.162	-7,2%	43.684	42.559	+2,6%	58.687	58.721	-0,1%
Ago	15.008	16.302	-7,9%	44.384	43.672	+1,6%	59.392	59.974	-1,0%
Set	15.164	16.191	-6,3%	46.299	44.383	+4,3%	61.463	60.573	+1,5%
Out	15.241	16.335	-6,7%	47.699	44.965	+6,1%	62.940	61.300	+2,7%
Nov	15.314	16.311	-6,1%	47.079	45.618	+3,2%	62.393	61.929	+0,7%
Dez	14.144	15.300	-7,6%	47.391	45.845	+3,4%	61.535	61.145	+0,6%
<b>Média</b>	<b>15.337</b>	<b>16.049</b>	<b>-4,4%</b>	<b>46.355</b>	<b>44.250</b>	<b>+4,8%</b>	<b>61.693</b>	<b>60.299</b>	<b>+2,3%</b>

\* consumidores livres, consumidores especiais, autoprodutores e consumidores atendidos de forma regulada por geradores de serviço público

\*\* consumidores cativos de distribuidoras

Fonte: APINE (2015) apud Relatórios da CCEE.

Portanto, a reação dos consumidores do ACL foi neutralizada e superada pelo comportamento do consumidor cativo, o qual, com sinal de custo invertido, aumentou seu consumo quando deveria tê-lo reduzido (APINE, 2015).

### 3.1.3.2.4 Sinal econômico errado

Considerando que a utilização plena do parque térmico ocorre desde outubro de 2012, o Governo Federal, em vez de sinalizar o custo efetivo de geração aos consumidores, optou por reduzir as tarifas (APINE, 2015).

Em 2015 a aplicação das bandeiras tarifárias forçou os consumidores cativos a reduzirem seu consumo pelos valores elevados das tarifas.

Tabela 9 – Comportamento dos consumidores cativos a partir de fevereiro de 2015.

<b>Mês</b>	<b>ACR 2015 (MW<sub>méd</sub>)</b>	<b>ACR 2014 (MW<sub>méd</sub>)</b>	<b>Variação (%)</b>
Fevereiro	48.546	50.302	-3,5%
Março	47.661	47.020	+1,4%
Abril	45.672	45.881	-0,5%
Maio	41.890	44.428	-5,7%
<b>Média</b>	<b>45.942</b>	<b>46.908</b>	<b>-2,1%</b>

Fonte: APINE (2015) apud InfoMercado CCEE.

Segundo a APINE, a resposta dos consumidores ao aumento das tarifas prova que poderia ter sido evitado o deplecionamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas, se fossem repassados os valores adequados dos custos de geração em 2013.

### 3.2 CONTRIBUIÇÃO À AUDIÊNCIA PÚBLICA ANEEL N. 32/2015 – ABRAGE

A ABRAGE em suas considerações manifesta-se com ênfase sobre a não previsibilidade dos agentes de geração hídrica sobre fatores não relacionados diretamente ao risco hidrológico e que esses devem ser expurgados do cálculo da GSF, como:

- a) Acionamento de termelétricas fora da ordem de mérito;
- b) Expansão da energia de reserva;
- c) Redução estimulada da carga.

#### 3.2.1 Acionamento de termelétricas fora da ordem de mérito

A ABRAGE não questiona sobre o uso estratégico do despacho fora da ordem de mérito das usinas termelétricas, mas sim a imprevisibilidade pelos agentes de geração hídrica e até mesmo de agentes do setor sobre o seu dimensionamento a curto e longo prazo. E que a mesma não é modelada em programas computacionais, dependendo da decisão do CMSE sobre avaliações conjunturais.

No que toca à geração fora da ordem de mérito, não se questiona sua legitimidade como ferramenta para que o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico responda às suas atribuições de supervisão da operação do SIN. No entanto, não é possível, para qualquer agente do setor - e aqui não nos limitamos aos geradores, mas até mesmo aos órgãos oficiais como CCEE, EPE e ANEEL – prever qual será a decisão de geração fora da ordem de mérito no futuro próximo, ou futuro distante. De qualquer forma previsível ou não, a incerteza sobre essa fonte de exposição do gerador hidráulico não é de natureza hidrológica, mas sim de caráter regulatório, e deveria ser, portanto, expurgada do cálculo do GSF (ABRAGE, 2015).

### **3.2.2 Expansão Energia Reserva**

A ABRAGE reitera sobre a importância da energia de reserva como mecanismo para equilíbrio da segurança do SIN. No entanto o mesmo não permite nenhuma previsibilidade pelos agentes de geração hidráulica. Conforme posicionamento na Contribuição da AP 032/2015:

Na verdade, nenhum agente ou organismo do setor elétrico, incluindo a própria EPE, é capaz de antecipar alguma informação sobre a energia de reserva quanto a montantes contratados, geração ou custos. E ainda que previsível fosse, a incerteza sobre essa fonte de exposição do gerador hidráulico não é de natureza hidrológica, mas sim de caráter regulatório, e deveria ser, portanto, expurgada do cálculo do GSF (ABRAGE, 2015, p.1).

### **3.2.3 Redução Estimulada da Carga**

A ABRAGE afirma ser de conhecimento de todos os agentes a redução do consumo no futuro, devido o incentivo de diversos programas de eficiência. No entanto, a redução de carga verificada recentemente não foi prevista nem mesmo pelo ONS ao final de 2014, pois é um fenômeno de efeitos similares aos de uma redução compulsória (ABRAGE, 2015, p.2). E acredita que seus efeitos não podem ser considerados como risco hidrológico, devendo estes serem expurgados do cálculo do GSF.

### 3.3 ANÁLISE DAS CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS DA AUDIÊNCIA PÚBLICA Nº 32/2015

Por meio da Nota Técnica<sup>16</sup> nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL – NT 134/2015, foram apresentadas as análises das contribuições de todos os participantes da AP nº 32/2015, com enfoque aos pleitos da ABRAGE e APINE apresentando simulações sobre questões específicas explanadas por estes. No total foram recebidas 28 contribuições, dentre geradores, associações, consumidores e academia, porém apenas 19 contribuições foram aceitas totalmente ou parcialmente.

Sobre as contribuições encaminhadas pelas Associações APINE e ABRAGE, conforme a NT nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL:

A APINE, por meio da Carta PRE 352/14, de 18 de novembro de 2014, encaminhou proposta para mitigação do deslocamento da geração hidrelétrica participante do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE em função do despacho de geração termelétrica fora da ordem de mérito de custo (ANEEL, 2015).

A ABRAGE, por meio da Carta nº 018/2015, de 5 de março de 2015, também encaminhou proposta de mecanismo de ajuste para compensação dos efeitos da substituição da geração das usinas hidrelétricas pelas usinas termelétricas fora da ordem de mérito de custo (ANEEL, 2015).

De forma geral a ANEEL em sua contribuição concorda que o modelo até então praticado precisava de revisões e as tomadas de decisões foram definidas seguindo como ponto principal a continuidade de abastecimento e menor custo de operação. Salientando que a crise vivenciada em meados de 2012 e 2015 foi acarretada mais pelo modelo praticado do que pelas tomadas de decisões. E que o risco do negócio é de conhecimento dos agentes e esses cenários eram previstos.

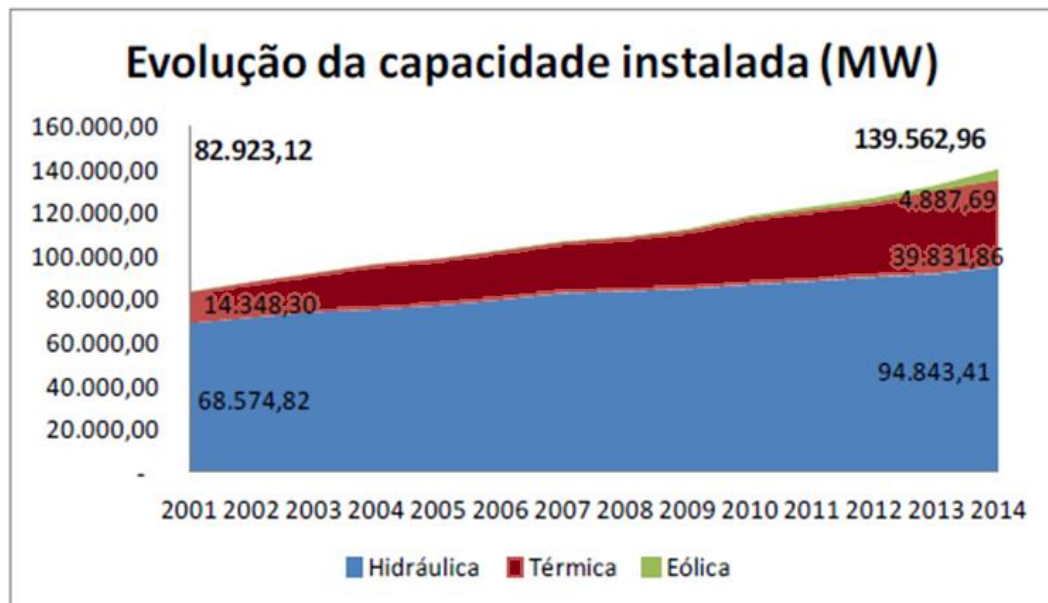
#### 3.3.1 Expansão da Matriz Energética

Um dos principais temas abordados nas contribuições da AP 32/2015 foi alteração da matriz energética do SIN, com uma crescente e acelerada participação de fontes térmicas. A ANEEL ilustrou a evolução da capacidade instalada e consumo do SIN de 2001 ao ano de 2014 conforme ilustra a Figura 8 e Figura 9:

---

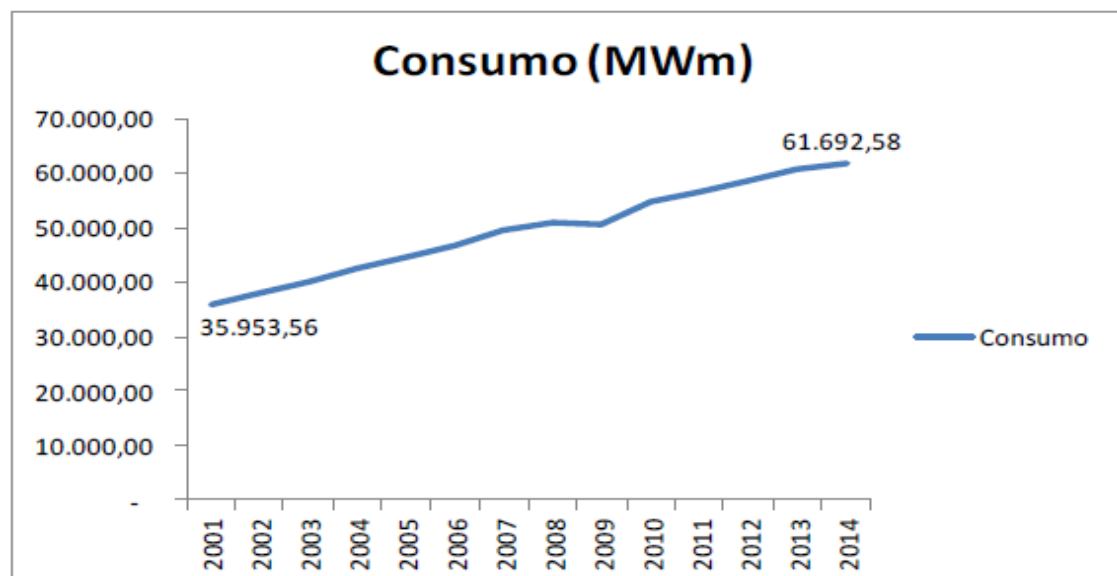
<sup>16</sup> **Nota Técnica** - Documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2015).

Figura 8 - Evolução da capacidade instalada entre 2001 e 2014.



Fonte: ANEEL (2015).

Figura 9 - Evolução do consumo de 20entre 2001 e 2014.



Fonte: ANEEL (2015).

Todavia, em cenários de hidrologia desfavorável é esperado que o Operador do Sistema utilize com maior intensidade as demais fontes disponíveis na matriz contribuindo para o maior deslocamento do bloco hidráulico (ANEEL,2015).

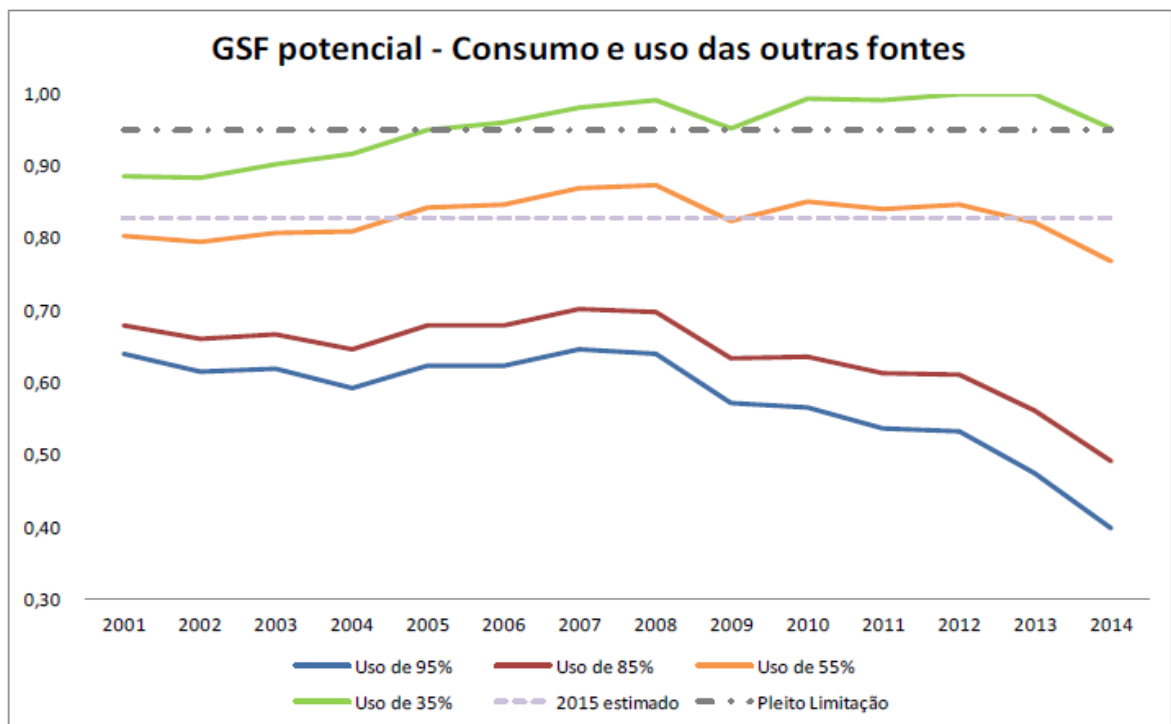
A ANEEL em sua contribuição defende a operação realizada, salientando que não houve despacho fora da ordem de mérito e que a expansão era prevista

pelos agentes e que consequente haveria uma maior participação das térmicas obedecendo as regras de despacho.

### 3.3.2 Cenários de hidrologia favorável e desfavorável

A ANEEL simulou diferentes cenários de GSF críticos, comparando os dados de oferta e consumo no período de 2001 à 2014 com a matriz disponível em cada ano, identificando cada nível de uso da capacidade instalada de outras fontes, conforme ilustra a Figura 10.

Figura 10 - GSF potencial considerando a evolução da matriz.



Fonte: ANEEL (2015).

A ANEEL através do gráfico defende a hipótese que a expansão de fontes não hidráulicas não justificou os baixos níveis de GSF registrados nos anos de 2014 e 2015. Conforme parágrafos 29 e 30 da NT nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL:

A hipótese de haver um limite de 95% (ou mesmo 90%) de GSF, conforme pleito dos agentes pressupõe um cenário no qual as fontes não hidráulicas apresentam fator de capacidade inferior a 35%. Ou seja, caso o Operador

necessitasse do máximo esforço das outras fontes, a resposta obtida seria 65% inferior à potência instalada.

Caso o conjunto das fontes não hidráulicas registrasse fator capacidade médio superior a 55%, os níveis de GSF crítico seriam inferiores a 80% em todo o histórico. Ou seja, para o nível de GSF esperado em 2015, de aproximadamente 83%, não entendemos razoável a alegação de que a alteração da matriz teria relevância, dado que a realização do cenário atual só é possível com baixo uso da capacidade instalada de outras fontes (ANEEL, 2015).

E intensifica afirmando que o a alteração da matriz não agravou o problema atual tendo em vista que o fator de capacidade das outras fontes se manteve baixo mesmo com a expansão do parque gerador, constatando ainda a possibilidade de explorar o uso das fontes não hidráulicas sem gerar GSFs mais críticos, conforme ilustra a Tabela 10:

Tabela 10 - Valores realizados de GSF e uso de outras fontes

<b>GSF</b>	<b>Valor realizado</b>	<b>Uso realizado de outras fontes</b>
2001	0,86	aprox. 15%
2002	0,89	aprox. 15%
2003	0,93	aprox. 15%
2004	0,96	aprox. 15%
2013	0,99	aprox. 35%
2014	0,91	aprox. 35%

Fonte: ANEEL (2015).

Quanto a questão da previsibilidade a ANEEL cita o Banco Santander, a qual realizou uma simulação com uma previsão mais crítica que a atual, considerando uma previsão otimista à hidrologia crítica de 2001, simulando possíveis cenários com dados a partir do ano de 2003, mostrando obter informações necessárias para previsão.

E ainda que o cenário atual apresente PLD mais altos, em função da alteração do modelo de formação de preço em 2013, houve limitação do PLD teto e aumento do mínimo, mitigando de maneira importante os efeitos financeiros do cenário atual (ANEEL, 2015).

### 3.3.3 Limites de GSF

Os agentes em suas contribuições argumentam se o risco de déficit em 5% é limite de GSF, a ANEEL por sua vez afirma que:

O GSF pode ser inferior a 95% sem que qualquer risco de déficit seja verificado, bastando para isso que o Custo Marginal de Operação – CMO se situe na faixa entre a térmica mais cara e o primeiro patamar de corte de carga indicado pelos modelos de formação de preço (ANEEL, 2015).

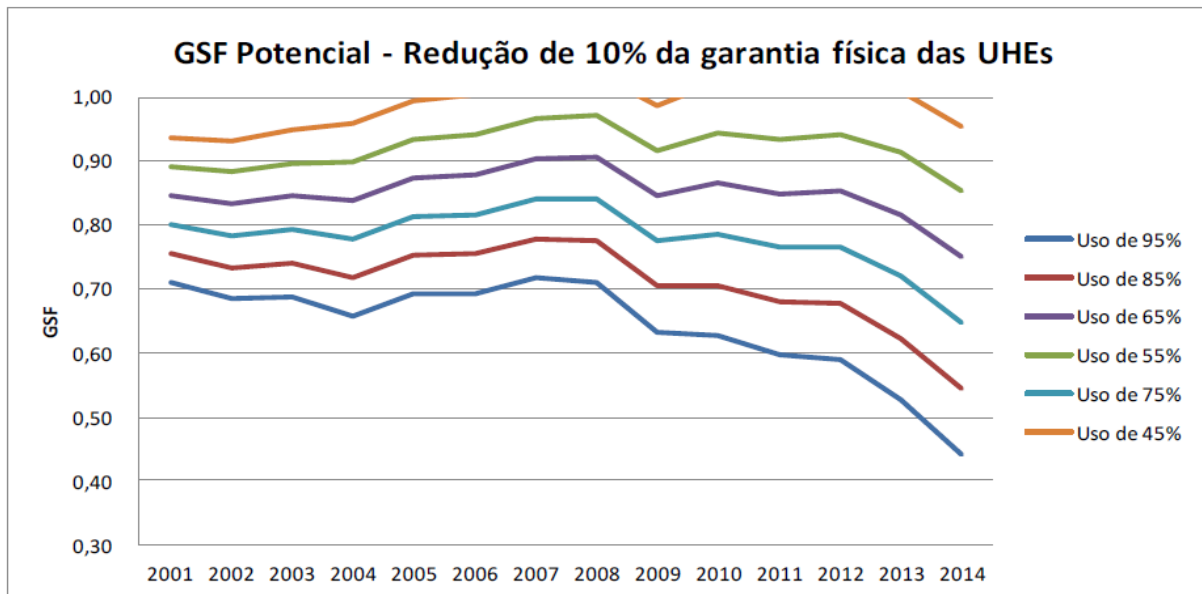
Com relação ao argumento de que o limite de redução da Garantia Física das UHEs vincularia a ocorrência máxima do GSF esperado. A ANEEL esclarece que a redução da Garantia Física das UHEs não possui relação com o regime hidrológico desfavorável, conforme parágrafo 51 da NT nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL:

As estratégias comerciais envolvem a definição de preços, prazos e montantes vendidos, de modo que a redução da Garantia Física das UHEs não possui relação com a ocorrência ou não de um regime hidrológico desfavorável. Essa redução significa apenas que o agente terá menor disponibilidade de montantes para contratar a alocação dos riscos decorrentes das variações naturais de afluência e pluviometria (ANEEL, 2015).

A ANEEL realizou uma simulação estimando o GSF potencial para determinados fatores de capacidade considerando uma redução de 10% na garantia física das usinas hidrelétricas, com despacho máximo de outras fontes para produção de energia, no período de 2001 a 2014 conforme ilustrada na Figura 11:



Figura 11 - GSF potencial com redução de 10% da garantia física.



Fonte: ANEEL (2015).

Conforme observado no gráfico uma produção de 55%, por exemplo, já resultaria num GSF de 85%, muito próximo do valor esperado para 2015 (ANEEL, 2015).

A ANEEL afirma que mesmo havendo a redução de garantia física e despacho máximo de fontes não hidráulicas os níveis de críticos GSF tende a ser naturalmente mais acentuado em cenários de escassez hídrica.

### 3.3.4 Variação da Carga

Sobre os argumentos que afirmam que as programas de eficiência energética e o aumento das tarifas de energia dos consumidores ensejariam em reduções dos contratos por quantidade firmados pelos geradores hidrelétricos. A ANEEL manifesta que outros fatores colaboraram para a resposta da variação da carga além da tarifa, tais como:

O comportamento da economia, especialmente para consumidores de alta tensão cativos ou livres, e temperatura para consumidores de baixa tensão, tendo em vista que a temperatura ocasiona flutuações na intensidade de uso de aparelhos de ar condicionado. Como noticiado exaustivamente no verão de 2014, as temperaturas atingiram níveis elevadíssimos no Brasil, batendo recordes históricos (ANEEL, 2015).

A Tabela 11 com comportamento da variação das cargas nos anos de 2011 à 2014:

Tabela 11 - Comportamento do consumo em relação às variações da tarifa.

<b>Comportamento do consumo no ACR vis-à-vis a tarifa</b>			
Ano	Carga MWm	Variação Carga	Variação da tarifa média do mercado cativo
2011	41.661,30	-	-
2012	43.180,97	3,65%	5,31%
2013	44.270,94	2,52%	-12,38%
2014	46.354,93	4,71%	20,52%

Fonte: ANEEL (2015).

No próprio ano de 2013, que contou com a redução das tarifas em janeiro e depois conviveu com reposicionamentos tarifários positivos no resto do ano, não há uma variação relevante (ANEEL, 2015).

Os dados disponibilizados pela APINE, conforme Tabela 8, sustentam a hipótese que os aumentos expressivos de consumo do ACR se deram durante o verão, quando se verificaram picos históricos de carga para todos os submercados em função do calor. (ANEEL, 2015).

A ANEEL argumenta sobre a tese de que o sinal de preço equivocado teria acelerado o uso dos reservatórios e piorado a situação vivenciada em 2014 e 2015, e destaca que não é possível afirmar que a variação da carga seria outra, caso as tarifas tivessem assumido outro comportamento, dada a influência significativa de outros fatores, como temperatura e atividade econômica. E a queda da carga em 2014, suavizou um nível de PLD elevado, uma vez que a carga é influência diretamente na formação do preço.

Diferente do que os agentes geradores argumentam que teria sido melhor se a carga tivesse respondido adequadamente a situação de escassez já em 2014 ou que cortes tivessem sido implementados naquele ano (ANEEL, 2015). E segundo a ANEEL conforme parágrafo 76 e 77 da NT nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL:

Os agentes teriam incorrido em GSFs menores (mais críticos) em 2014 a um PLD médio de R\$ 688 (ou R\$ 822, no caso de o modelo apontar corte de carga), ampliando os efeitos financeiros por eles suportados, sem necessariamente evitar os GSFs baixos de 2015, precificados no limite a R\$ 388.

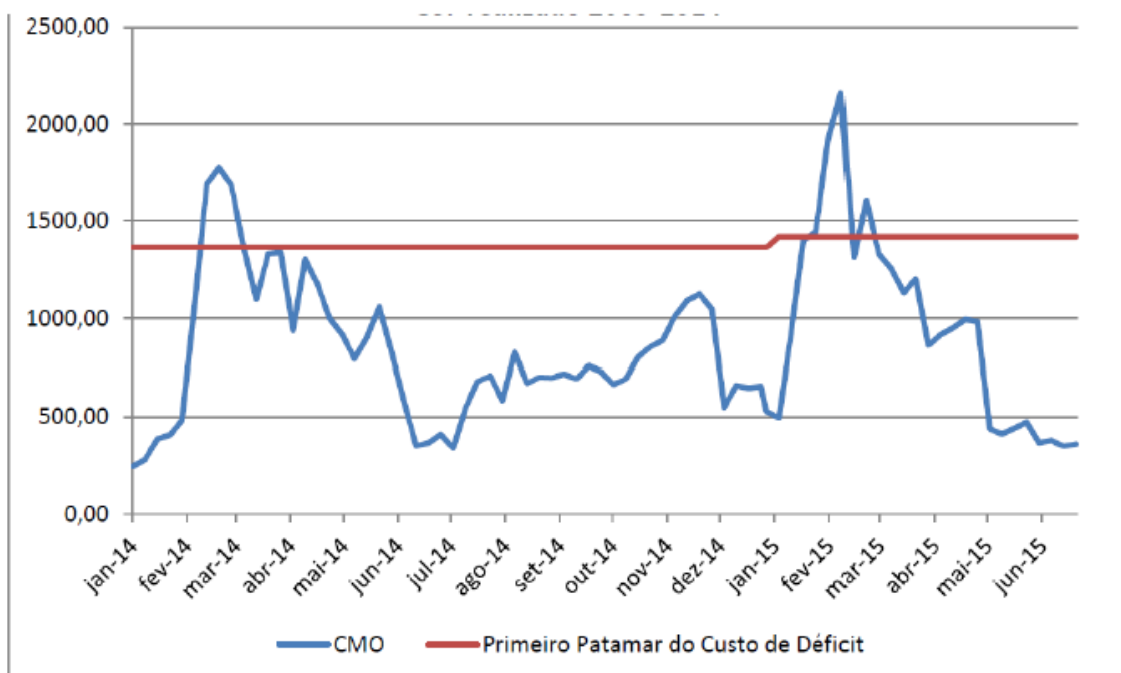
Caso tivesse havido alguma sinalização tardia de preço e assumindo ainda que essa sinalização seria capaz de impactar a carga de forma isolada de maneira relevante, esse suposto atraso beneficiaria os geradores, na medida em que a sinalização ocorreria coordenada com uma queda no PLD teto, reduzindo as perdas financeiras de quem estava contratado.

### 3.3.5 Racionamento

Sobre o argumento de que o corte de carga indicado pelos modelos computacionais deveria ter resultado em racionamento. Foi observado ao longo do ano de 2014, e o maior indicativo de corte de carga foi de 0,45% da carga do ano em MWh, sendo pouco razoável assumir que o racionamento dessa dimensão seria a medida mais prudente ou de melhor benefício para a sociedade (ANEEL,2015).

Através da contribuição da CPFL Energia foram extraídas as informações sobre o CMO, onde é possível observar a curta permanência de corte de carga, sendo muito maior o período em que o sistema operou com larga margem abaixo do patamar de déficit nos primeiro trimestre de cada ano (ANEEL, 2015), conforme ilustra a Figura 12:

Figura 12 - Custo Marginal de Operação de janeiro de 2014 a junho de 2015.

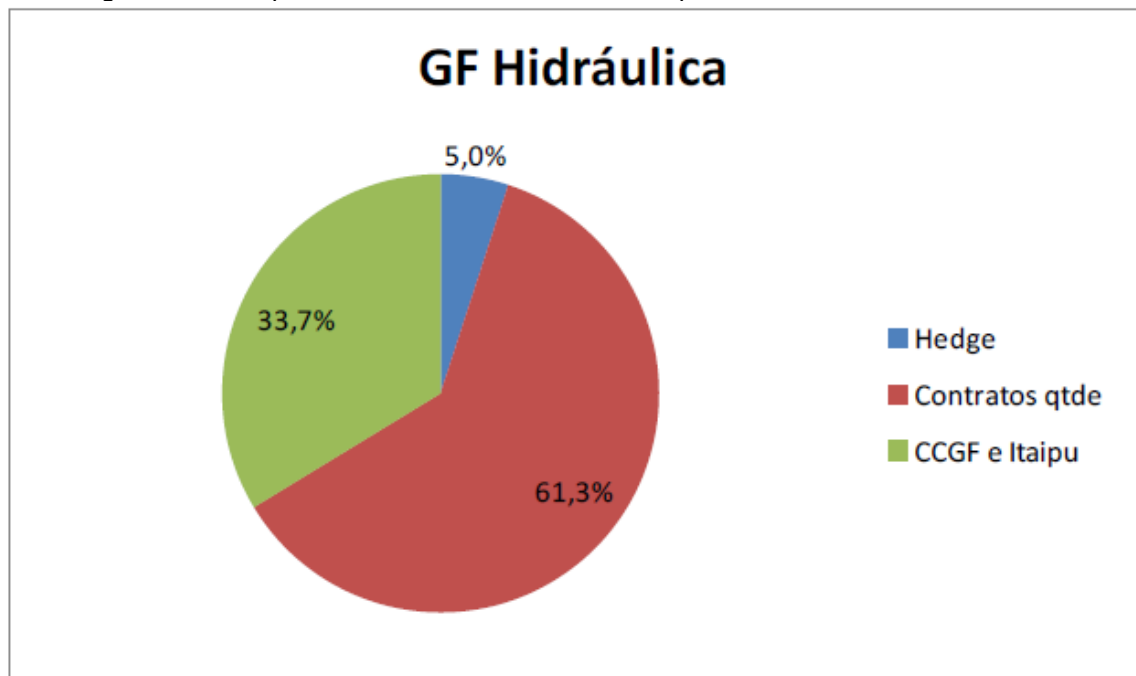


Fonte: ANEEL (2015) apud CPFL Energia (2015).

A ANEEL simulou o comportamento financeiro dos agentes com a hipótese de racionamento de 5% e 10%. Considerando um *hedge* dos geradores de 5% e que todos os contratos do ACL possuíssem cláusulas de redução em caso de racionamento, contratados na modalidade por quantidade (ANEEL, 2015).

O montante de garantia física das PCH's não participantes do MRE foi estimado em 2.600MWm, e para as demais hidrelétricas uma garantia física de 53.090MWm e um eventual racionamento contaria com a mitigação proporcional a até 61,3% da garantia física hidrelétrica. Conforme ilustra a Figura 13: (ANEEL, 2015).

Figura 13 - Comprometimento comercial estimado para a fonte hidráulica em 2014



Fonte: ANEEL (2015).

Com base no consumo registrado no ano de 2014, os contratos por quantidade de fonte hidráulica (CC-Q hidro) assumiu uma participação de aproximadamente 52,7% para atendimento da carga. Conforme ilustra Figura 14:

Figura 14 – Atendimento de carga ano de 2014.

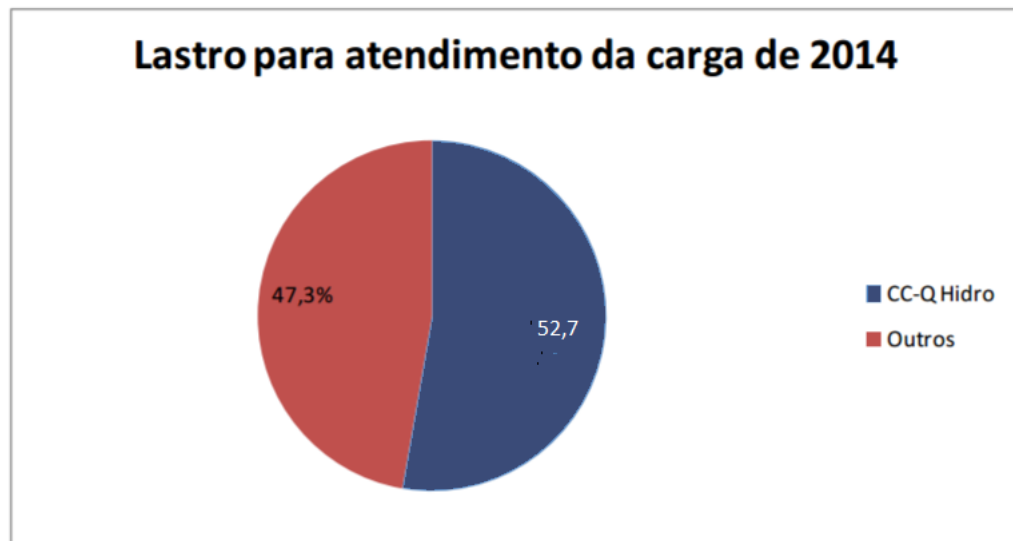


Gráfico 13 – Atendimento da carga de 2014

Fonte: ANEEL (2015).

A análise considerou hipóteses para dois diferentes cenários, caso houvesse racionamento em 5% ou 10%. Foi possível observar a redução da exposição do agente de geração no MCP. Conforme ilustra Tabela 12 **Error! Reference source not found.**:

Tabela 12 - Efeito do racionamento na exposição ao MCP.

Efeito do racionamento na exposição ao MCP		
Parâmetros	Racionamento de 5%	Racionamento de 10%
Efeito no GSF - redução da carga	-5,81%	-11,62%
Efeito CQ - redução da venda	3,06%	6,13%
Exposição contratual resultante	-2,75%	-5,49%
<b>Varição final de exposição ao MCP</b>	<b>0,32%</b>	<b>0,64%</b>

Fonte: ANEEL (2015).

Porém, observou-se que financeiramente, para o gerador não seria vantajoso o racionamento. E segundo a ANEEL conforme parágrafo 85 da NT nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL:

Sem a decretação de racionamento, o agente é obrigado a cobrir um contrato de venda equivalente a 5% ou 10% dos CC-Q vendidos a um preço de R\$388/MWh. Todavia, esse efeito é mitigado por uma receita média de R\$150/MWh. Quando o racionamento é decretado o agente perde 5% de receita dos CC-Q e continua com uma exposição quase equivalente à inicial, tendo como efeito líquido praticamente a perda da receita de venda do montante reduzido de contratos. (ANEEL, 2015).

A Tabela 13 apresenta as estimativas de efeito financeiro para dois possíveis cenários de racionamento, caso fosse decretado, com efeitos em 5% e 10%. A simulação foi baseada nos parâmetros de PLD a R\$388/MWh e preços médios de contratos por quantidade a R\$150/MWh.

Tabela 13 – Efeito financeiro do racionamento no MCP

<b>Efeito financeiro do racionamento (PLD=388 e PreçoCC-Q=150)</b>		
<b>Parâmetros</b>	<b>Racionamento de 5%</b>	<b>Racionamento de 10%</b>
<b>Resultado sem racionamento</b>	- <b>3.390.763.928,84</b>	- <b>6.781.527.857,68</b>
<b>Resultado com racionamento</b>	- <b>5.177.293.008,77</b>	- <b>10.354.586.017,53</b>
<b>Variação do resultado</b>	- <b>1.786.529.079,93</b>	- <b>3.573.058.159,85</b>

Fonte: ANEEL (2015).

A ANEEL comenta, que, caso fosse decretado racionamento, o efeito financeiro seria favorável somente se houvesse o deslocamento de carga no MRE. Assumindo um corte de carga com impacto significativo no PLD e sendo capaz de reduzir o CMO em alta intensidade. Porém é pouco provável que tal ação, atingem-se os níveis necessários para um ponto de equilíbrio. E a ANEEL reforça, conforme parágrafo 85 da NT nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL:

Não obstante, é possível argumentar que o racionamento não seria absorvido integralmente pelo MRE, de modo que por efeito da redução da carga, parte do parque termoeletrico seria desligada, reduzindo a pressão no GSF. Isso pode ocorrer de fato num primeiro momento, mas a menos que ocorra uma reversão na tendência de armazenamento e vazão do sistema, o custo marginal novamente se elevaria, não sustentando um efeito permanente de mitigação do GSF. (ANEEL, 2015)

### 3.3.6 Alternativas de Repactuação do Risco

A ANEEL em suas conclusões defende, que os itens alegados pelos agentes não podem ser classificados prejudiciais nem do ponto de vista econômico e nem financeiro. E reforça à afirmação, conforme parágrafo 109 da NT nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL:

É preciso ressaltar que o resultado atual encontra-se no universo das possibilidades. Bastaria olhar para o passado, com a matriz, carga e alternativa de operação de cada ano e assumir uma premissa simples, qual seja, a ocorrência de escassez hídrica que ensejasse o máximo esforço no

atendimento da demanda. Isso já implicaria GSFs muito mais críticos que o atual, sem qualquer premissa probabilística.

No entanto, apesar das conclusões apresentadas na nota técnica, a ANEEL não descarta a possibilidade de se discutir e revisar o modelo. Atualmente o risco hidrológico está alocado nos geradores hidrelétricos, com pactuação prevista nos contratos de venda na modalidade por quantidade. E segundo a ANEEL a discussão sobre o tema deixou claro, que, é melhor repactuar a alocação do risco do que deixar os geradores apenas com o bônus das flutuações hidrológicas.

E com base nas discussões e análise das contribuições de diferentes agentes, à ANEEL apresentou algumas alternativas para repactuação do risco. Uma das hipóteses apresentadas seria a transferência da compra de energia de reserva, passando a ser efetuada pelos participantes do MRE ao invés dos consumidores, juntamente com os encargos de energia de reserva. Mantendo os contratos por quantidade como instrumento de repactuação entre consumidores e geradores.

Dessa forma os riscos hidrológicos seriam reduzidos, uma vez que as fontes de energia de reserva não são diretamente relacionada com os eventos de escassez hídrica. Porém, em longo prazo não se poderia afirmar qual seria a reação do consumidor, pois dependeria da ocorrência e permanência de períodos em escassez hídrica. E sobre a alternativa à ANEEL conclui, conforme parágrafo 123 da NT nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL:

Essa proposta, portanto, mantém a figura dos contratos por quantidade, os quais inserem uma imperfeição do sinal de preço ao consumidor em um cenário de escassez hídrica, mas por outro lado intensifica moderadamente esse sinal ao retirar a receita de energia de reserva que o consumidor auferia justamente nesses períodos, a qual funciona como hedge parcial para o ACR em relação aos contratos de cotas da Lei 12.783, de 2013 e da energia de Itaipu. (ANEEL, 2015)

Uma segunda alternativa proposta, seria transferir o resultado financeiro das termelétricas no MCP e a receita fixa dessas usinas para os geradores hidrelétricos. Garantindo uma proteção por uma fonte inversamente correlacionada. Segundo a ANEEL essa alternativa funcionaria como hedge financeiro em eventos de crise hídrica, porém aumentaria o custo do gerador em cenários de hidrologia

favorável e reduziria o custo para o consumidor. No entanto, em um cenário de hidrologia ruim o consumidor deixaria de obter a receita do despacho dentro e fora da ordem de mérito e o gerador possuiria uma maior proteção do seu resultado financeiro. Porém essa medida teria efeito por um período pré-determinado, dando prazo para que os geradores hidrelétricos constituam seus próprios hedges aos riscos hidrológicos por meio da implantação de usinas termelétricas próprias. (ANEEL, 2015)

Outra alternativa apresentada na NT nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL, obtida através da contribuição da empresa Elektro, seria a contratação da fonte hidráulica com o risco hidrológico alocado ao comprador. E para demais contratações, bastaria uma previsão nos editais dos leilões de compra de energia especificando a modalidade contratual por disponibilidade.

Segundo a ANEEL essa proposta apresentaria uma série de vantagens como à retirada do preço de venda a parcela do risco hidrológico; previsibilidade de resultados aos geradores; e evitaria rediscussões futuras em caso de nova crise hídrica e melhoraria o sinal de preço ao consumidor. Porém, dependendo de como o mecanismo fosse implementado poderia trazer efeitos na negociação de financiamento entre bancos e credores. Como também incertezas quanto ao comportamento do ambiente livre e cativo, funcionamento do MRE e ACR.

Dentre todas as propostas de repactuação, a ANEEL considerou como a alternativa mais equilibrada e atendível a contratação da fonte hidráulica alocando o risco hidrológico ao consumidor. Conforme parágrafo 134 da NT nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL:

Dentre as alternativas de repactuação, entendemos que a solução mais completa é a contratação da fonte hidráulica alocando o risco hidrológico ao consumidor, tanto para a capacidade incremental quanto para a existente, nesse caso com a contrapartida de redução de preço. Assim, os agentes já contratados teriam uma opção de saída da posição de gerenciamento de risco e o consumidor teria a segurança de não ser mais exposto a tentativas de alocação do risco hidrológico apenas em sua manifestação onerosa. Essa alternativa tem ainda a vantagem de poder ser tratada por regulação da ANEEL. (ANEEL, 2015)



### 3.4 PROPOSTA DE REPACTUAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO

#### 3.4.1 Metodologia de redução de preço

A ANEEL por meio da Nota Técnica nº 146/2015-SRM/SGR/ANEEL fundamentou a proposta de repactuação de risco que transfere o risco hidrológico aos consumidores, mediante redução de preço.

Os valores de geração estão diretamente ligados ao cenário hidrológico, vinculados a um fenômeno natural, apresentando grandes variações e impossibilitando uma previsão de ganhos e perdas pelos agentes hídricos. No entanto, independente do cenário hidrológico, o agente pode sofrer uma redução em até 10% de sua garantia física, ou seja, em um campo de possibilidades, esse seria o maior impacto na receita do gerador hidráulico.

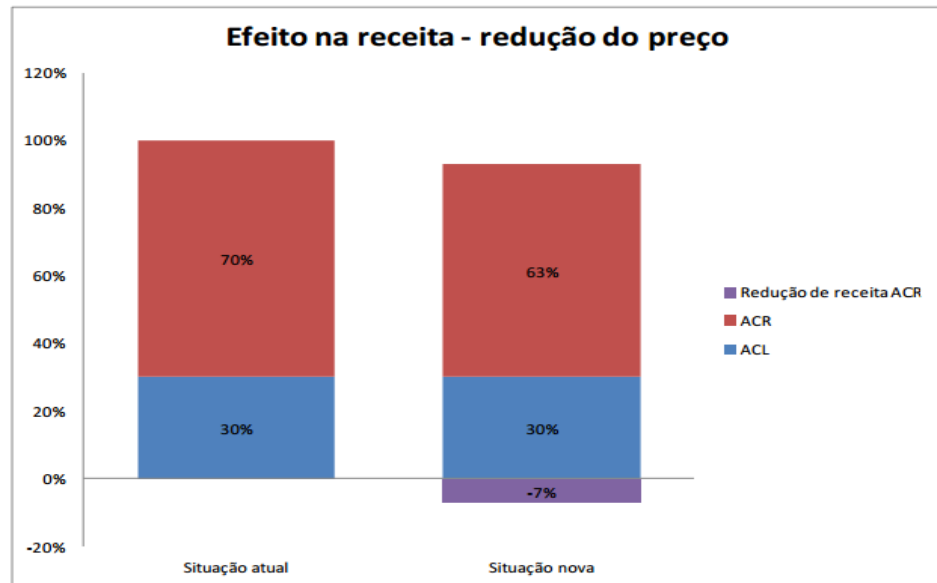
A proposta da ANEEL na NT 146/2015 se baseia na transferência voluntária do risco hidrológico, com a redução de 10% no preço vigente, ao consumidor. E se após a transferência do risco o gerador ainda assim sofrer uma redução de sua garantia física, o mesmo teria a possibilidade de repactuar, repassando ao consumidor os dois tipos de riscos: o risco hidrológico e o risco de redução de garantia física ao preço de 10% de redução da receita permanente. Segundo a ANEEL no parágrafo 15 da NT nº 146/2015–SRM/SGR/ANEEL:

O mecanismo poderia prever que a UHE repactuasse o risco total ou parcialmente ao consumidor, de modo que a aferição dos resultados apurados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica seria alocada ao ACR na proporção do risco repactuado. (ANEEL, 2015)

Para fins didáticos a ANEEL na NT nº 146/2015 apresentou um cenário hipotético, demonstrando os efeitos sobre uma UHE, caso a mesma sofresse uma redução de 10% de sua receita com contratos de venda em 70% no ACR e 30% no ACL, com repactuação integral do risco no ACR considerando o preço de venda igual em ambos ambientes de contratação e custo de exposição. Além de o agente estar 100% contratado.

Conforme análise realizada pela ANEEL para simulação de diferentes cenários, demonstrando a metodologia aplicada para os efeitos na receita do gerador hídrico com a redução ou aumento da garantia física e a redução de preço:

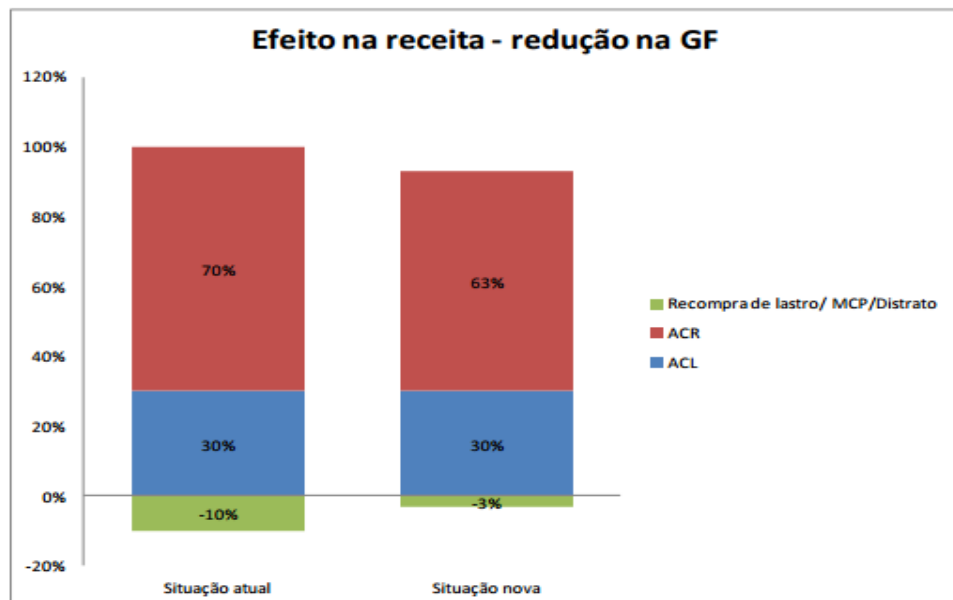
Figura 15 – Efeito na receita de uma redução de 10% do preço



Fonte: ANEEL (2015).

A Figura 15 ilustra os efeitos de uma redução de preço. Onde o agente perde 7% da sua receita total, e o consumidor se beneficia com a redução de preço em 10% do montante contratado.

Figura 16 - Efeito na receita de uma redução de 10% da garantia física

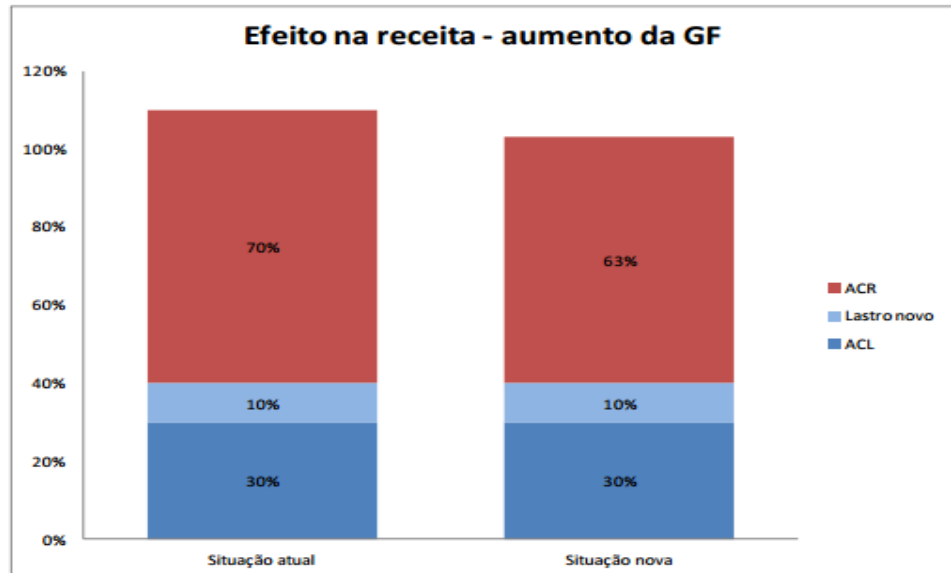


Fonte: ANEEL (2015).

A Figura 16 ilustra os efeitos de uma redução de 10% na garantia física, já com a redução permanente da receita. Nesse cenário, a redução da garantia física impacta a receita do agente apenas na parcela do contrato com o ACL. Já o

consumidor do ACR terá uma redução em seu montante contratado e a receita do consumidor não é rebaixada.

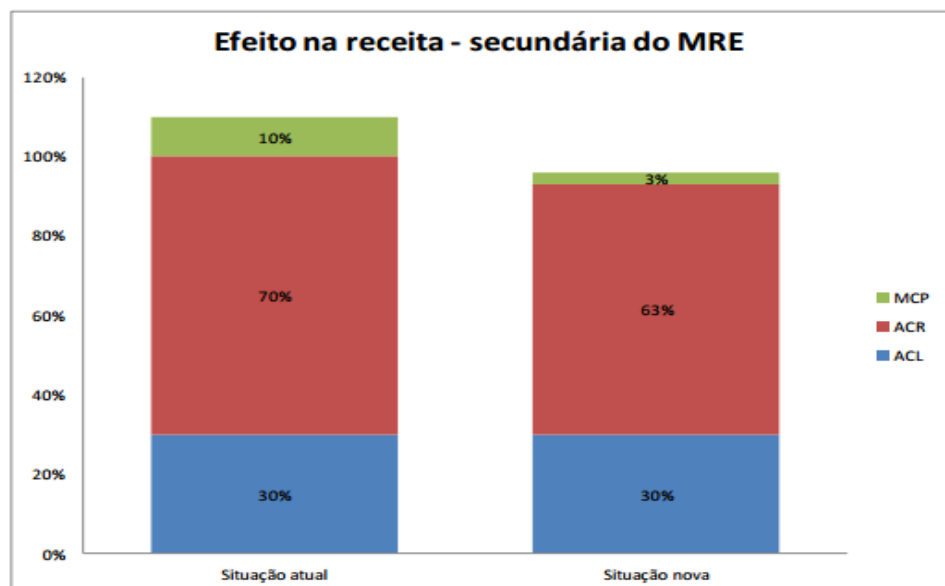
Figura 17 - Efeito na receita de um aumento de 10% da garantia física



Fonte: ANEEL (2015).

A Figura 17 apresenta os efeitos caso houvesse um aumento de 10% da garantia física. Nesse cenário, o gerador permanece com os benefícios do aumento de lastro e com liberdade para negociá-lo.

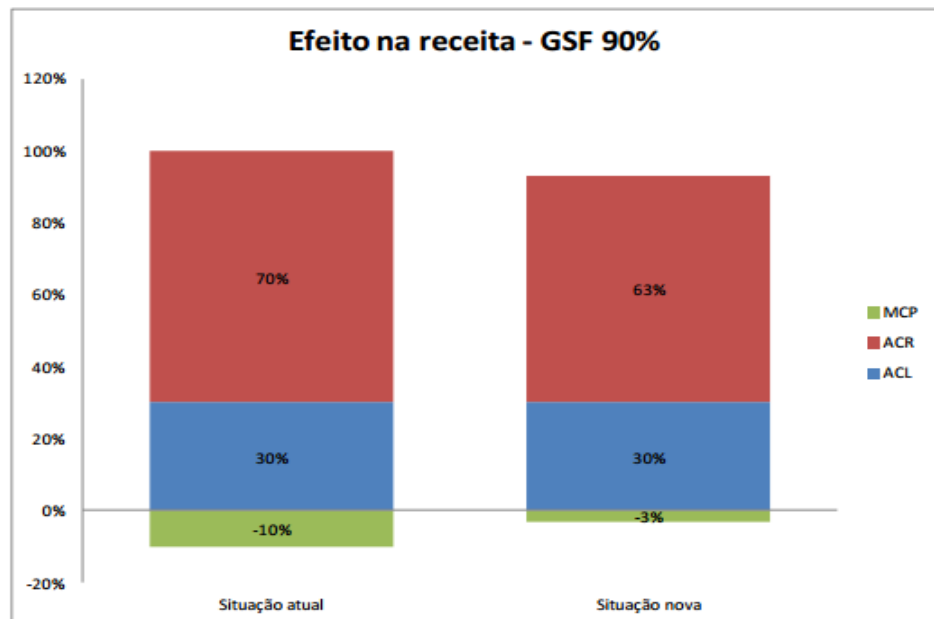
Figura 18 - Efeito na receita de uma energia secundária de 10%.



Fonte: ANEEL (2015).

A Figura 18 apresenta o cenário onde, o gerador recebe uma parcela da energia secundária e o consumidor do ACR absorve uma parte desse benefício, restando ao gerador os ganhos proporcionais à parcela de venda no ACL.

Figura 19 - Efeito na receita de um GDF de 90%



Fonte: ANEEL (2015).

A Figura 19 ilustra o efeito na receita caso o GSF fosse de 90%. Nessa situação o gerador fica exposto apenas na parcela de venda ao ACL.

### 3.4.2 Efeitos ao Consumidor

A ANEEL através da Nota Técnica nº 146/2015 admitiu que, sejam quais forem os critérios de alocação do risco hidrológico, sempre haverá a probabilidade de sucesso e de insucesso associadas ao negócio. E que de fato, a transferência do risco hidrológico pode produzir efeitos onde o consumidor pode ganhar ou perder, mesmo com o benefício permanente da redução de preço. E para o gerador, a repactuação se tornará um contrato de seguro, onde o ônus a ser pago é a redução do preço na parcela de contratos com o ACR, e o bônus é a proteção contra os riscos de flutuações hidrológicas e a redução da garantia física.

A Tabela 14 ilustra os efeitos para o consumidor e gerador sem a repactuação do risco hidrológico:

Tabela 14 – Efeitos da alocação do risco sem repactuação.

<b>Situação Sem Repactuação</b>		
<b>Evento</b>	<b>Consumidor</b>	<b>Gerador</b>
Aumento da GF	Indiferente	Ganho
Redução da GF	Indiferente	Perda
Energia Secundária	Indiferente	Ganho
GSF	Indiferente	Perda
Preço	Indiferente	Indiferente

Fonte: adaptado ANEEL (2015).

O consumidor sem a repactuação do risco se apresenta indiferente a todos os eventos, ou seja, não fica exposto a ganhos e perdas oriundas de flutuações hidráulicas. O gerador por sua vez, fica responsável por garantir o montante contratado pelo consumidor, ciente das variações de garantia física e riscos hidrológicos.

Tabela 15 – Efeitos da alocação do risco com repactuação.

<b>Situação Com Repactuação</b>		
<b>Evento</b>	<b>Consumidor</b>	<b>Gerador</b>
Aumento da GF	Indiferente	Ganho
Redução da GF	Perda	Indiferente
Energia Secundária	Ganho	Indiferente
GSF	Perda	Indiferente
Preço	Ganho	Perda

Fonte: adaptado ANEEL (2015).

No cenário com a repactuação do risco hidrológico, o consumidor deixa de ser indiferente em todos os eventos. Se tornando exposto a perdas e ganhos devido às flutuações hidráulicas. A questão, portanto, é saber se a redução de 10% do preço colocará os agentes e consumidores numa condição de indiferença. (ANEEL, 2015)

### 3.5 MEDIDA PROVISÓRIA N° 688

Em 18 de agosto de 2015 foi publicada a (Medida Provisória – MP 688) n° 688, de 18 de agosto de 2015, dispondo sobre a repactuação do risco hidrológico de

geração de energia elétrica e instituindo a bonificação pela outorga de concessão de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. (ANEEL, 2015).

O caput do art. 1º da MP 688 apresenta a possibilidade de repactuação nos seguintes termos:

Art. 1º O risco hidrológico suportado pelos agentes de geração hidrelétrica participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE poderá ser repactuado pelos geradores, desde que haja anuência da Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015, mediante contrapartida dos agentes de geração hidrelétrica. (ANEEL, 2015).

A MP 688 definiu o mecanismo de repactuação diferenciado para os ambientes de contratação livre e regulada. Onde a principal diferença está relacionada à proposta do ACR onde a transferência do risco é realizada entre as partes, e no ACL a transferência é via *hedge* representado pela energia de reserva. Conforme §4º da MP 688:

4º A parcela do risco hidrológico vinculado à energia não contratada no Ambiente de Contratação Regulada será repactuada por meio da assunção pelos agentes de geração de direitos e obrigações vinculados à energia de reserva de que trata o art. 3º-A da Lei no 10.848, de 2004, observadas as seguintes condições:

I - pagamento de prêmio de risco pelos geradores hidrelétricos a ser aportado na Conta de Energia de Reserva - Coner;

II - contratação voluntária pelos agentes de geração, de reserva de capacidade de geração específica para a mitigação do risco hidrológico, que poderá ser definida pelo Ministério de Minas e Energia, a partir de estudo realizado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, cujos custos não serão rateados com os usuários finais de energia de reserva do Sistema Interligado Nacional - SIN; e

III - ressarcimento da diferença entre as receitas e os custos associados à energia de reserva de que trata o inciso II por meio da extensão do prazo das outorgas vigentes, limitado há quinze anos.

### 3.6 REVISÃO GARANTIA FÍSICA DE USINAS HIDRELÉTRICAS (UHE)

Uma outra medida tomada além da publicação da MP688 para o realinhamento do SEB, foi a revisão ordinária da garantia física de grande parte das hidrelétricas. A medida entrará em vigor em janeiro de 2018, e resultam em uma redução de aproximadamente 1,4GW médio, ou 3% da energia do SIN.

Apresentando impactos significativos para a usina de Itaipu, que sofrerá uma redução de 14GW de capacidade para 7,8GW.

A revisão da garantia física tem como objetivo geral, diminuir a oferta de eletricidade no mercado e favorecer a retomada de leilões para contratação de novas usinas pelo governo.

### 3.7 SUSPENSÃO DA REDUÇÃO GARANTIA FÍSICA DE PCHS

Após a conversão da MP 688 em lei, novas regras entraram em vigor, como as tarifas em eventuais déficits hídricos repassadas aos consumidores. Em troca, os agentes de geração hídrica deveriam retirar as ações judiciais que paralisaram transações financeiras de contratos de energia para evitar novas perdas de faturamento com a escassez hídrica.

Com base nessas ações judiciais, liminares foram concedidas pela Justiça Federal suspendendo diversas portarias do MME que reduziram a partir de 2010 a garantia física de centenas de PCHs. Restabelecendo assim os limites originais de energia contratada das usinas, até o julgamento do tema em questão.

Os empreendedores acusaram o ministério de não considerar como atenuante o cenário hidrológico adverso e os impactos da própria operação do sistema elétrico em momentos de crise sobre a produção física das usinas. (Abragel, 2015).

Onde defenderam a tese de que a redução da garantia física afetaria diretamente na liberdade comercial dos agentes, e que as revisões não estavam sendo efetuadas conforme definido no Decreto 2.655, de 1998. Onde estabelece que as revisões ordinárias para PCH seriam realizadas a cada 5 anos, ou a qualquer momento de forma extraordinária, no entanto, a cada seis meses estavam sendo publicadas novas portarias alterando os montantes previstos, com base no desempenho dos empreendimentos.

## **4 ANÁLISE ECONÔMICA DE UMA PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA PARTICIPANDO DO MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA E MERCADO DE CURTO PRAZO**

Devido aos últimos anos de hidrologias desfavoráveis, entidades governamentais que administram o SEB realizaram algumas mudanças sobre regras e procedimentos associadas ao risco hidrológico dos participantes do MRE e usinas despachadas centralizadamente. O presente trabalho tem o intuito de analisar o impacto financeiro dos ambientes de compra e venda de energia através de seu histórico praticado e os possíveis cenários para o ano de 2018. Apresentando a metodologia da análise e definido as estratégias que podem ser utilizadas pelo agente para auferir ganhos nos diferentes ambientes comerciais.

O estudo de caso se baseou em dados técnicos e no histórico operacional de uma PCH localizada na região sul do Brasil. Esses dados foram obtidos através da disponibilização pelo agente e relatórios divulgados pela CCEE no InfoMercado Geral e Individual.

Os resultados financeiros foram calculados considerando os valores de PLD médio e a tarifas de otimização de energia, divulgadas pela ANEEL. Os preços dos contratos de venda, são valores hipotéticos aproximados, baseados na média de preço de energia vendidos no ACL.

### **4.1 ACOMPANHAMENTO OPERACIONAL**

Um bom planejamento estratégico e conhecimento das regulações, regras e procedimentos para atuações comerciais são importantes para bons resultados dentro da organização. Possuir ferramentas para análise de preços são fundamentais para mitigações de riscos e otimização do negócio. O Setor Elétrico é instável e expõe o agente hídrico a diferentes cenários, seja déficit ou superávit em um curto período tempo.

Os históricos operacionais individuais e gerais do sistema junto de ferramentas operacionais dedicadas para criação de projeções de preços, vazões



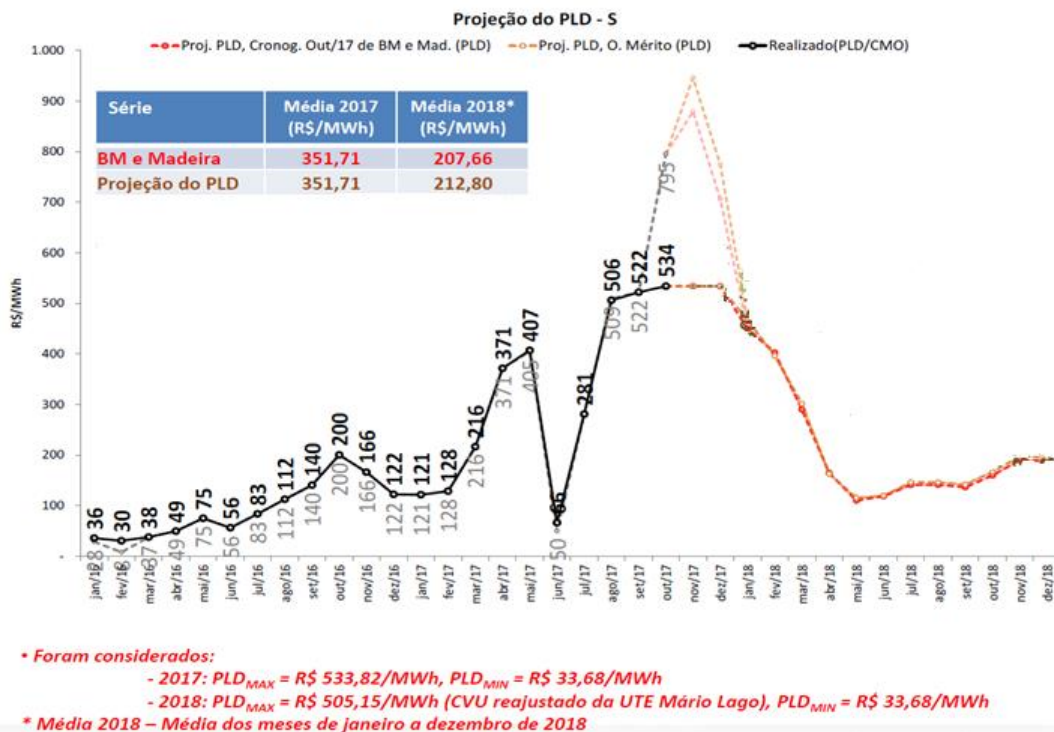
afluentes, armazenamento, GSF, dentre outros critérios contribuem para tomadas de decisões e definições estratégicas.

## 4.2 PROJEÇÃO DO PLD

Atualmente a CCEE calcula as projeções do PLD, simuladas a partir dos softwares NEWAVE e DECOMP e posteriormente são disponibilizadas através de um informe diário do mercado. Admitindo como premissas para a análise o despacho térmico por ordem de mérito, simulações sem tendência hidrológica e o cronograma do Bipolo de Belo Monte e Modelagem do Escoamento do Bipolo do Madeira.

As projeções realizadas pela CCEE para a região sul foram calculadas compreendendo o período de novembro de 2017 a dezembro de 2018 e foram apresentadas graficamente conforme Figura 20 e Tabela 16:

Figura 20 - Gráfico de Projeção do PLD região sul.



Fonte: adaptado Informaccee Acompanhamento diário do mercado (2017).

Tabela 16 - Tabela de Projeção do PLD região sul

Submercado Sul	nov/17	dez/17	jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18	ago/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18
Cronog. de Out/17 BM & Mad.	534	534	450	402	290	165	110	119	141	141	136	160	190	189
Projeção do PLD	534	534	467	396	301	163	115	120	146	146	142	167	197	195
P10%	534	534	505	505	505	505	505	505	505	505	505	505	505	502
P25%	534	534	505	505	505	406	359	315	307	309	288	260	235	235

Fonte: Informaccee Acompanhamento diário do mercado (2017).

A CCEE em sua análise considera três cenários para as projeções. A primeira série considera o cronograma do Bipolo de Belo Monte e Modelagem do Escoamento do Madeira de outubro de 2017, a segunda série o cronograma e Escoamento de novembro de 2017 e a terceira a simulação do NEWAVE sem tendências hidrológicas.

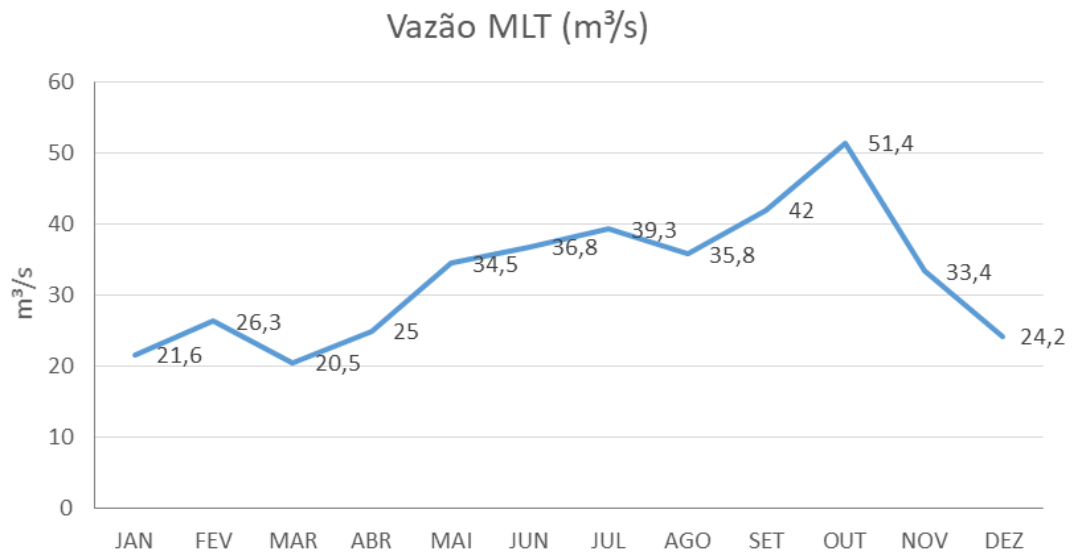
### 4.3 PROJEÇÃO DA AFLUÊNCIA

#### 4.3.1 Média de Longo Termo

A Média de Longo Termo (MLT)<sup>17</sup> é a média de energia natural afluyente calculada com base em uma série histórica desde 1931. Essa média é definida mensalmente e são utilizadas para efeito de previsões das vazões afluentes das usinas, consideradas em suas fichas técnicas.

<sup>17</sup> **Média de Longo Termo** - É média aritmética das vazões naturais, correspondentes a um mesmo período, verificadas durante uma série histórica. A vazão média de longo termo é normalmente determinada para cada mês do ano e expressa em percentual. (AES Tietê, 2017)

Figura 21 - Média de Longo Termo na PCH



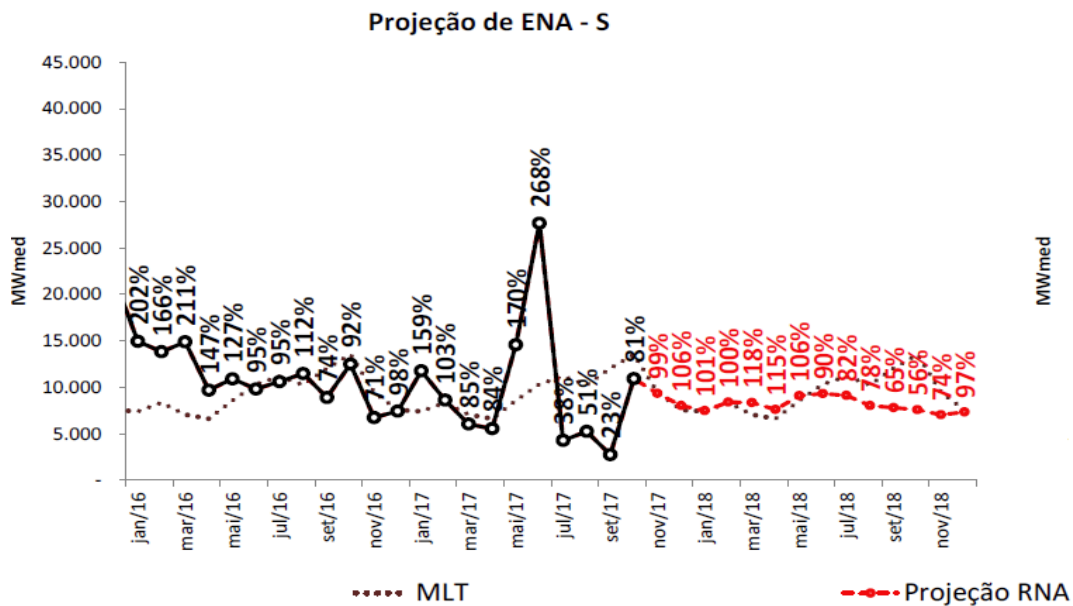
A MLT da PCH apresenta valores de vazões superiores no início do segundo semestre do ano. Dessa forma, podemos concluir que nesse período a usina apresentará os maiores valores de geração no ano, se a vazão afluente verificada atingir ou superar a MLT e se não houver desligamentos de indisponibilidade forçadas ou programadas que impactem significativamente na geração.

#### 4.3.2 Projeção afluência Submercado Sul

A CCEE em suas projeções simula a partir dos softwares NEWAVE e DECOMP a projeção de ENAs<sup>18</sup> para os diferentes submercados e disponibiliza graficamente, conforme Figura 22. Ilustrando a projeção da ENA compreendendo o período de novembro de 2017 a dezembro de 2018:

<sup>18</sup> **Energia Natural Afluente** - É a energia que pode ser produzida com a vazão de água de um determinado rio a um reservatório de uma usina hidrelétrica (UNICA,2016).

Figura 22 - Projeção de Energia Natural Afluente



Fonte: Informaccee Acompanhamento diário do mercado (2017).

Nota-se que nos anos de 2016 e 2017 houve períodos onde se admitiu ENAs verificadas próximas a MLT prevista para a maioria dos meses. No entanto, apresenta uma tendência pouco otimista para o ano de 2018, principalmente para o segundo semestre do ano.

Comparando a MLT individual com a ENA projetada pela CCEE para o Submercado Sul, é possível identificar que o período onde se espera uma maior geração para a PCH se projeta o pior período de geração para o submercado. Mas, é importante salientar que a projeção deve ser atualizada se possível mensalmente para obter-se estimativas o mais próximas do que realmente está sendo praticado nos submercados.

#### 4.4 PROJEÇÃO DA GERAÇÃO

Com a projeção da geração é possível analisar o comportamento da geração de forma individualizada. Os resultados são aproximados, pois existem variáveis que impactam diretamente na produção da usina que não são previsíveis,

como, indisponibilidade de máquina por condições forçadas ou sistêmicas ao até a assertividade nas previsões de vazões afluentes. Mas admite-se um grau de proximidade devido às considerações adotadas baseando-se nas médias de geração dos anos anteriores, a (Média de Longo Termo – MLT e limitações técnicas e operacionais).

Tabela 17 - Dados Técnicos da PCH.

Potência Instalada:	15 MW
Garantia Física:	7,99 MWmédio
Estimativa de Perdas + Consumo Interno	0,00501 %
Garantia Física Líquida:	7,95 MWmédio
N.A Normal Montante:	685 m
Coeficiente de Perdas:	0,001318
Vazão Nominal:	45,72 m <sup>3</sup> /s
Vazão Sanitária + Usos Consutivos:	0,5 m <sup>3</sup> /s
Rendimento médio Turbina-Gerador:	89%
Data Operação Comercial :	01/10/2007

#### 4.4.1 Metodologia de cálculo do montante da garantia física.

A portaria 463/2009 definiu a metodologia para o cálculo do montante de garantia física dos empreendimentos que até então haviam entrado em operação comercial há mais de quarenta e oito meses, a partir da data de solicitação da definição desse montante, com registros na CCEE, os valores mensais de energia elétrica medidos nesse período, seguia a seguinte formulação:

Equação 1 - Montante Garantia Física

$$GF_E = \frac{12}{8760} \times \frac{\sum_{i=1}^M (E_{geri})}{m} \text{ (MWmédio)}$$

*Em que:*

$i = 1, 2, 3, \dots, m$

$m$ : número de meses, múltiplo de doze, desde o décimo terceiro mês de operação comercial até o penúltimo mês do período em análise;

$GF_E$  (MW médio): montante de garantia física de energia; e

$Ener_i$  (MWh): quantidade de energia gerada no mês  $i$ , referida ao ponto de conexão.

#### 4.4.2 Índice de Geração (IGer)

O índice de geração representa o percentual entre o valor da Geração Média (MWmed) e a Garantia Física (MWmed) do empreendimento para um mesmo período de tempo. Através desse indicador pode-se observar qual a situação do agente quanto ao atingimento das metas definidas na Portaria 463/2009 e Resolução 409/2010 - ANEEL. O seu cálculo se baseia na seguinte equação:

$$IGer = \frac{GF_e}{GF} (\%)$$

*Em que:*

IGer (%): percentual entre o valor da Geração Média e a Garantia Física da central

$GF_E$  (MW médio): montante de garantia física de energia; e

$GF$  (MW médio): garantia física do empreendimento.

#### 4.4.3 Projeção com base na MLT individual

A projeção de geração com base na MLT é bastante utilizada por diversos agentes como uma previsão de longo prazo e curto prazo, porém os montantes de energia registrados na maioria das vezes são bastante diferentes das previsões calculadas. Abaixo segue previsões mensais com base na MLT, conforme a Tabela 18:

Tabela 18 - Previsão de geração MLT

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
<b>Vazões</b>	21,60	26,30	20,50	25,00	34,50	36,80	39,30	35,80	42,00	<b>51,40</b>	33,40	24,20
<b>E. Prevista</b>	5.089	5.597	4.830	5.700	8.128	8.390	9.259	8.434	9.576	<b>10.602</b>	7.615	5.702
<b>Eng. Máx.</b>	45											
<b>Pot. Inst</b>	15											

O mês de outubro apresenta uma vazão da MLT maior que o engolimento máximo da usina. Dessa forma, foram limitados os valores de energia de acordo com a máxima geração possível em relação à potência instalada da usina. O cálculo da energia prevista admitiu as seguintes equações:

Equação 2 - Cálculo Energia Prevista MLT maior que engolimento máximo

$$E. \text{ Prevista} = Pot. \text{ Instalada} * Horas \text{ do Mês} * Disponibilidade$$

Equação 3 - Cálculo Energia Prevista MLT menor que engolimento máximo

$$E. \text{ Prevista} = \left( \frac{Vazão \text{ MLT} * Pot. \text{ Instalada} * Horas \text{ do Mês}}{Eng. \text{ Máximo}} \right) * Disponibilidade$$

Em que:

Pot. Instalada: Capacidade instalada de geração elétrica;

Horas do Mês: Horas totais do mês (ex.: 720; 744);

Eng.Máx: Máxima vazão de engolimento das turbinas;

Disponibilidade: Desempenho previsto para o mês, em porcentagem.

#### 4.4.4 Projeção com base na média de geração individual

A projeção com base na média da geração dos anos anteriores possibilita uma segunda visão sobre o comportamento da geração.

Para isso foram desconsiderados os períodos onde o empreendimento apresentou vertimento ocasionados por indisponibilidade em atendimento a

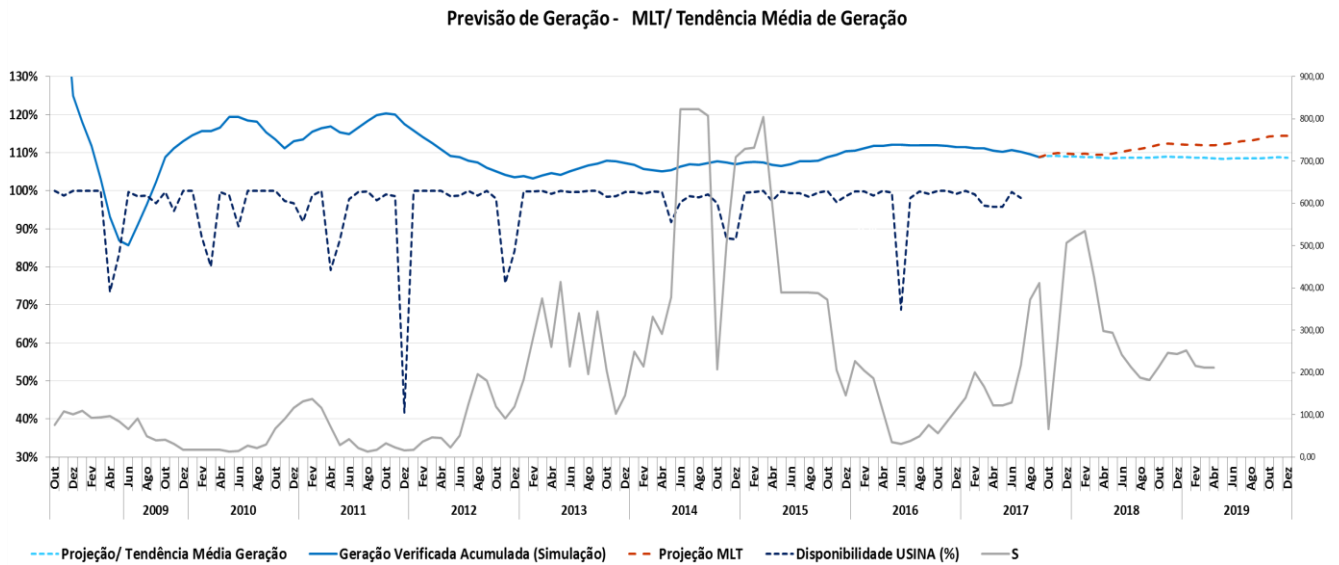
manutenções forçadas e programadas. Segue Tabela 19 com a projeção da geração com base na geração média:

Tabela 19 - Previsão de Geração média

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
<b>E.Prevista</b>	6.134	5.310	5.991	4.990	5.531	6.843	7.346	7.120	6.560	7.736	6.458	5.888

Na maioria dos casos a MLT apresenta uma tendência otimista, superior aos registrados na projeção com base na média dos meses anteriores. O que torna a segunda análise mais confiável, pois projeta cenários possíveis de serem alcançados. A Figura 23 ilustra a projeção da geração comparando as duas análises propostas até o ano de 2019:

Figura 23 - Projeção Geração (MLT x Média Geração)





Nota-se que o empreendimento possui um histórico positivo, com um índice acumulado de geração superior a garantia física. Atendendo com folga as metas definidas na Resolução 409/2010 e Portaria 463/2009 quando vigentes.

Na carência de informações e dados que possam auxiliar a projetar previsões mais assertiva a longo e curto prazo. A projeção com base na média da geração pode ser utilizada como auxílio, principalmente para as áreas de planejamento de manutenção e definições estratégicas.

#### 4.5 MENSURAR OS IMPACTOS FINANCEIROS DOS MONTANTES CONTRATUAIS E AMBIENTES COMERCIAIS PRATICADOS

##### 4.5.1 Prós e Contra do MRE

O MRE é um aporte de seguro para as usinas, pois mitiga o risco entre todos os agentes hidráulicos do sistema, frente ao despacho centralizado realizado pelo ONS. Com base nisso será exposto uma análise dos benefícios e malefícios de participação do MRE, conforme Figura 24:

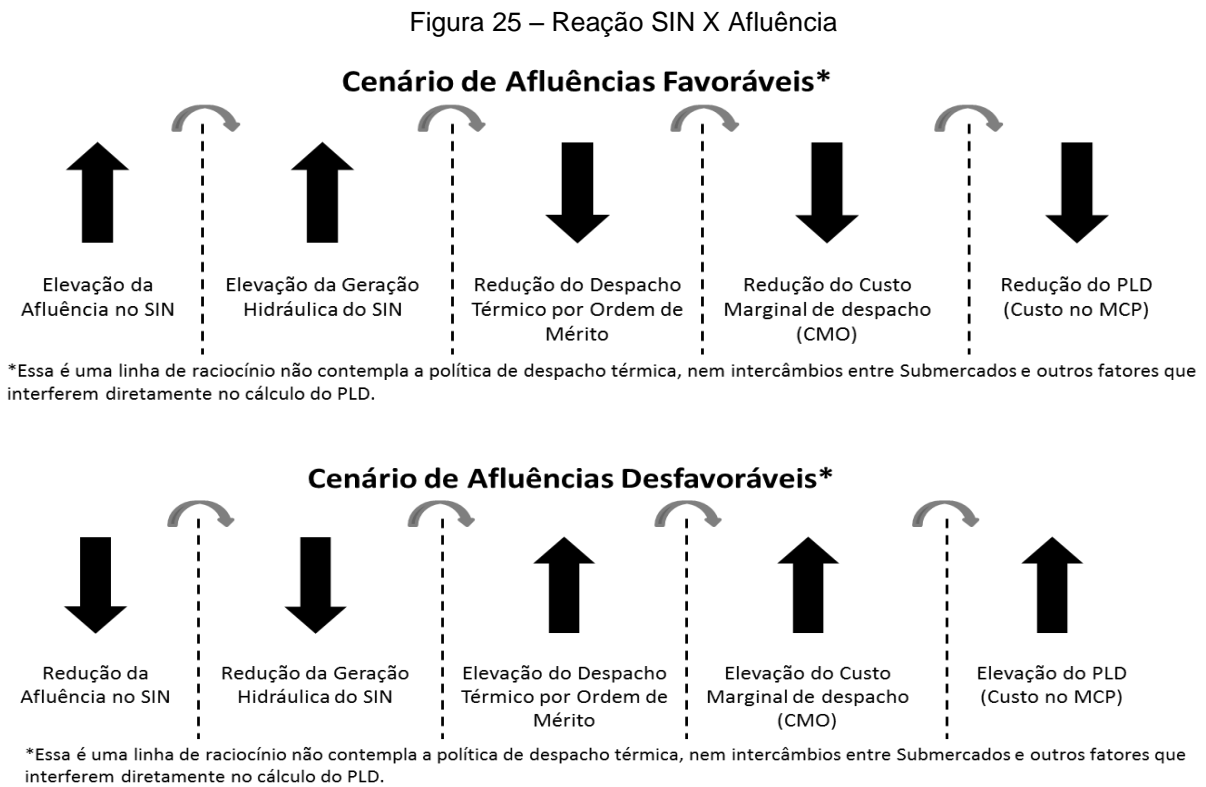
Figura 24 - Benefícios e Malefícios MRE

Benefícios MRE	Malefícios MRE
Redução de exposição do risco hidrológico	Impossibilidade de auferir ganhos ao dar prioridade na geração em patamares de maior custo (PLD)
Compra do déficit de geração valorada a TEO (vigente hoje a R\$ 11,58)	Deixar de obter ganhos expressivos em casos onde o desempenho do empreendimento for sempre ou em boa parte do tempo superior a sua garantia física
Estabilidade no Fluxo de Caixa da empresa	
Obtenção de financiamentos, devido a mitigação do risco hidrológico e conseqüentemente financeiro.	

Com base nas mudanças regulatórias e liminares de portarias, as usinas participantes MRE deixaram de ter o benefício de auferir ganhos em cenários hidrológicos favoráveis (Energia Secundária) conforme estabelecido na MP 688, mas em contra partida obtiveram ganhos com a suspensão da redução da garantia física mensalmente quando o cenário hidrológico do sistema se apresentava desfavorável.

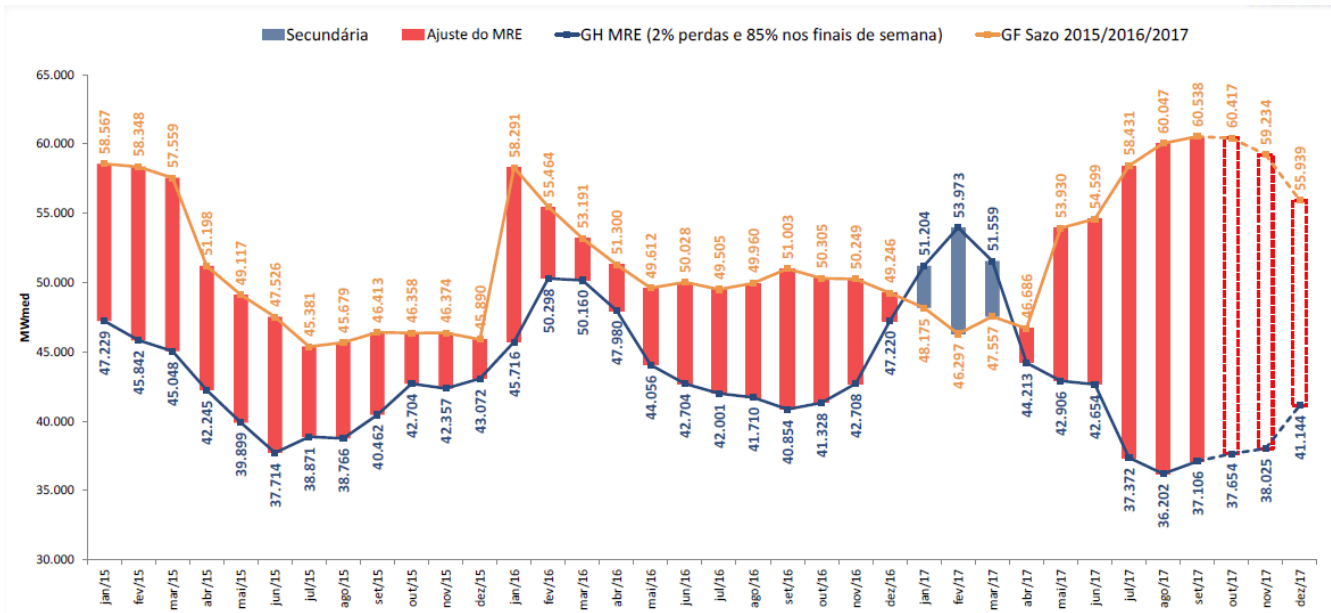
Com cenários de baixas afluências em meados de 2012 nas principais bacias do sistema, o MRE passou a se tornar menos atrativo, intensificando os pontos negativos do mecanismo. Devido às constantes ocorrências de geração inferior à garantia física, houve a contínua redução da garantia física, expondo os participantes a PLD elevados, gerando dívidas de bilhões para o SEB.

Levando em consideração a relação entre baixa afluência no sistema e aumento de preços definidos no mercado de curto, segue abaixo a reação do sistema para cenários favoráveis de desfavoráveis da afluência, conforme Figura 25:



Complementando o raciocínio apresentado para os cenários de afluência favorável e desfavorável, segue Figura 26 apresentando o comportamento do MRE entre o período de 2015 à 2017:

Figura 26 - Comportamento MRE



Fonte: Informaccee Acompanhamento diário do mercado (2017).

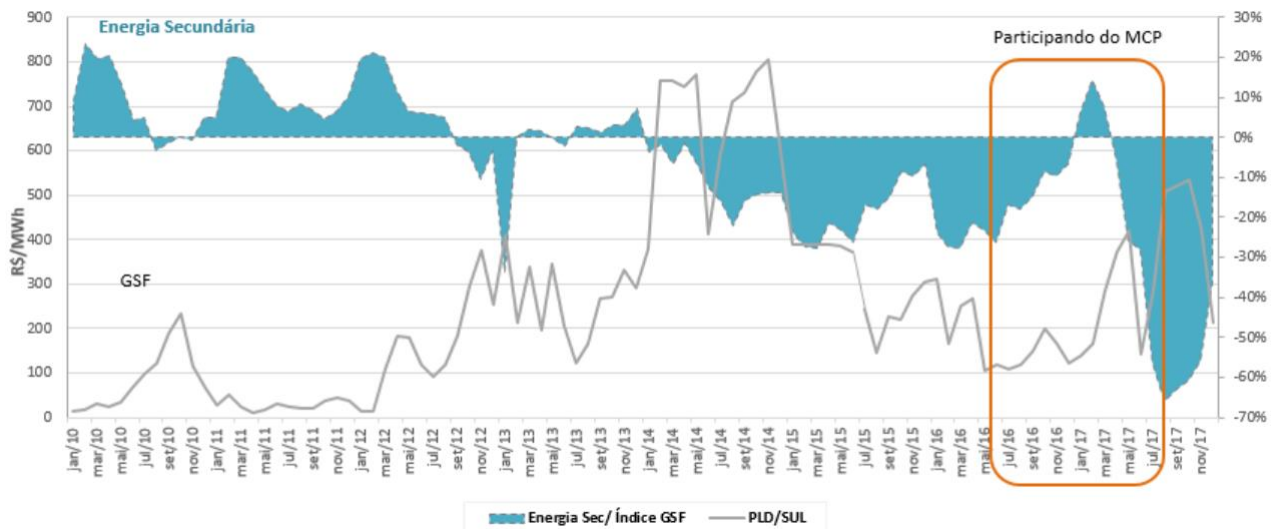
Nota-se que os montantes de geração dos últimos anos se apresentaram bem abaixo dos valores de GF sazonalizados. Intensificando o racionamento para os cenários de afluências desfavoráveis para os participantes do MRE. Mesmo com a redução dos limites máximo e mínimo de PLD atualmente valorados entre R\$ 533,82 e R\$ 33,68 respectivamente. Não elimina a exposição financeira dos agentes, que para cumprir os montantes contratuais, permanecem expostos a preços superiores aos praticados no mecanismo.

#### 4.5.1 Histórico Operacional

A PCH participou do MRE em quase todos os anos de sua operação comercial, reconsiderando a migração para o MCP apenas no período de julho de 2016 à junho de 2017. A usina possuiu um bom desempenho para geração. Atendendo com folga os limites do índice de GSF estipulados nas portarias para participação do MRE e redução da garantia física quando vigentes.

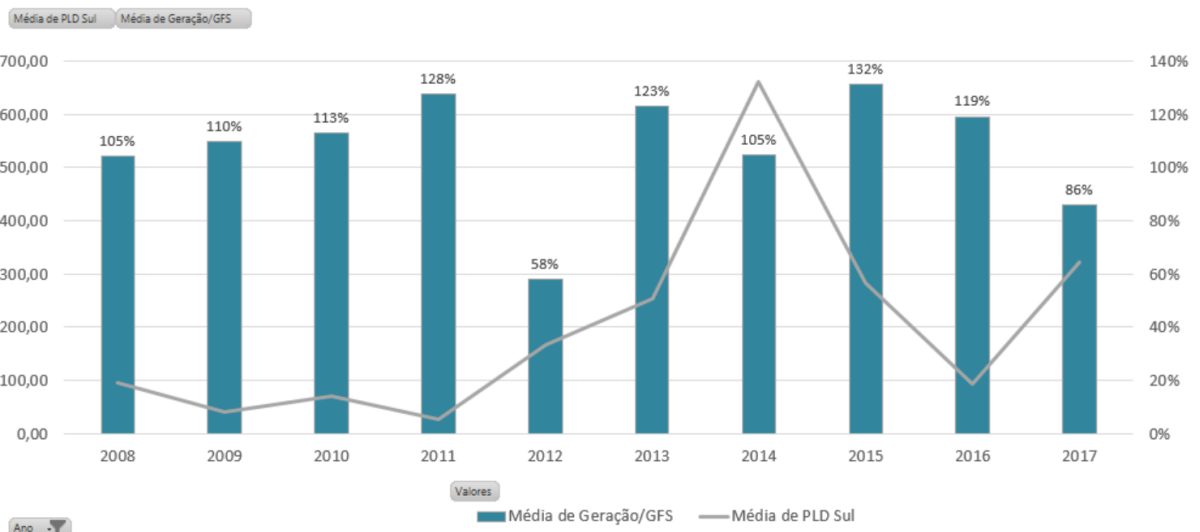
Com a intenção de mensurar os impactos financeiros dos últimos anos será apresentando o histórico do índice de geração/Energia Secundária do MRE com relação ao PLD, apresentando o histórico de janeiro de 2010 à novembro de 2017, conforme Figura 27:

Figura 27 - Histórico Energia Secundária MRE com relação ao PLD



Nota-se a relação inversamente proporcional entre os bons períodos de geração no MRE e PLD praticados no submercado sul. Analisando individualmente o índice de Geração/Garantia Física da PCH, observa-se um bom desempenho em quase todos os anos, apresentado baixos índices apenas nos anos de 2012 e 2017, conforme Figura 28:

Figura 28 - Geração/Garantia Física (%) x PLD



A princípio pode-se afirmar que, devido ao bom desempenho da usina principalmente nos primeiros anos de operação o melhor mercado de venda de energia seria no MCP. Pois a usina certamente atenderia os seus limites de

contratos de venda e o excedente venderia ao PLD, que era fato superior aos praticados no MRE.

Já no ano de 2012 a participação no MRE certamente foi a melhor opção para a usina. Apesar de o ano apresentar os primeiros indícios da escassez hídrica, a PCH certamente mitigou sua exposição financeira, devido aos altos preços de PLD praticados no ano. Abaixo segue gráfico e tabela onde apresentam as médias anuais da vazão afluyente da PCH desde o início de sua operação comercial, conforme Tabela 20 e Figura 29:

Figura 29 - Vazão Afluyente x MLT da PCH (m<sup>3</sup>/s)

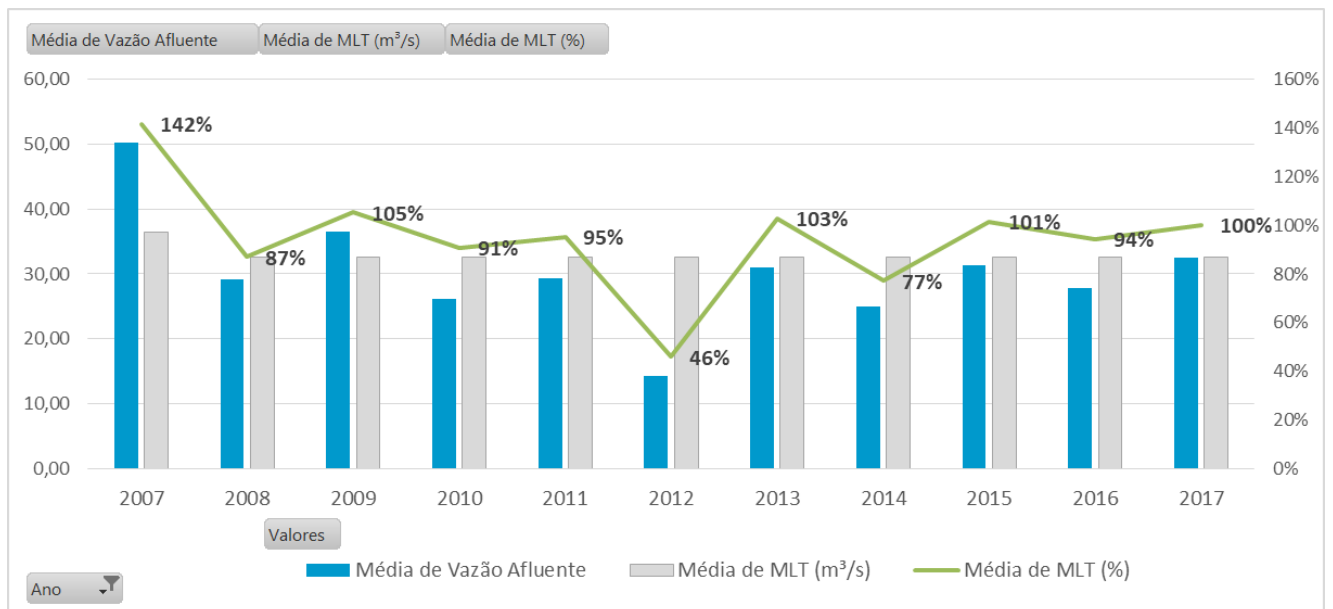
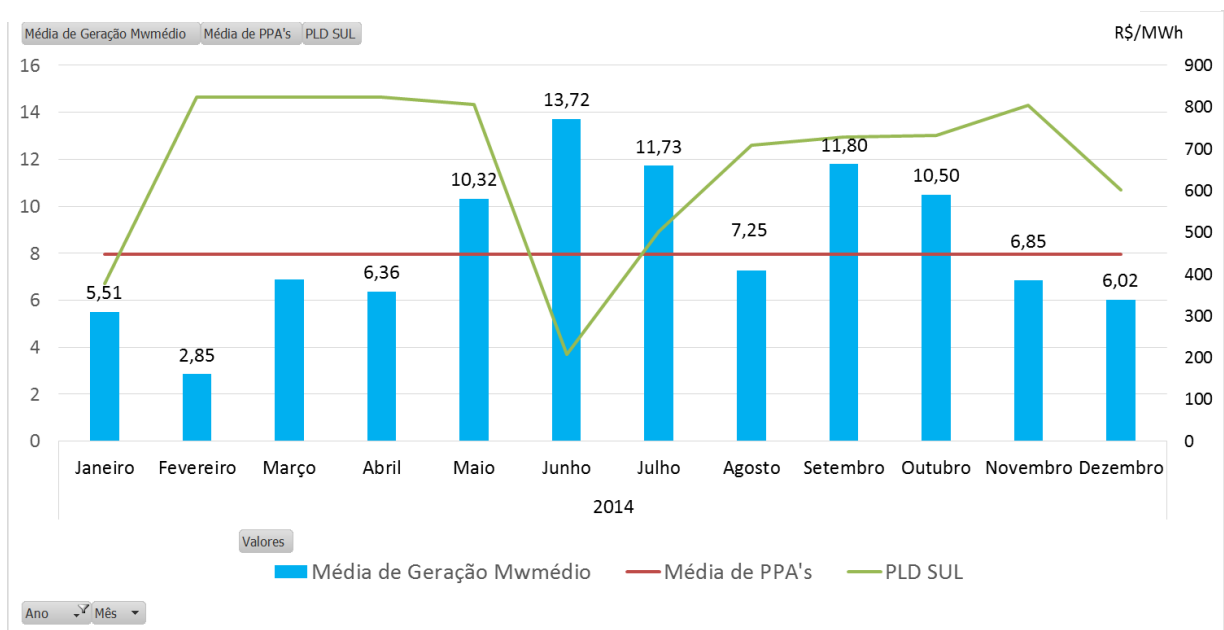


Tabela 20 - Vazão Afluyente x MLT (m<sup>3</sup>/s)

Rótulos de Linha	Média de Vazão Afluyente	Média de MLT (m <sup>3</sup> /s)	Média de MLT (%)
2007	50,17	36,36	142%
2008	29,16	32,57	87%
2009	36,51	32,57	105%
2010	26,17	32,57	91%
2011	29,38	32,57	95%
2012	14,30	32,57	46%
2013	30,95	32,57	103%
2014	25,04	32,57	77%
2015	31,27	32,57	101%
2016	27,77	32,57	94%
2017	32,57	32,57	100%
<b>Total Geral</b>	<b>28,85</b>	<b>32,66</b>	<b>91%</b>

O ano de 2014 foi o marco da crise financeira vivenciadas pelos agentes de geração hídrica nos últimos anos. Enquanto diversos agentes não atingiam seus PPAs para cumprimento dos contratos de venda, a PCH apresentou uma geração satisfatória, com um índice de geração 5% superior a sua garantia física anual, Conforme ilustra a Figura 30 apresentando os valores de geração em MWmédio de 2014 na base anual:

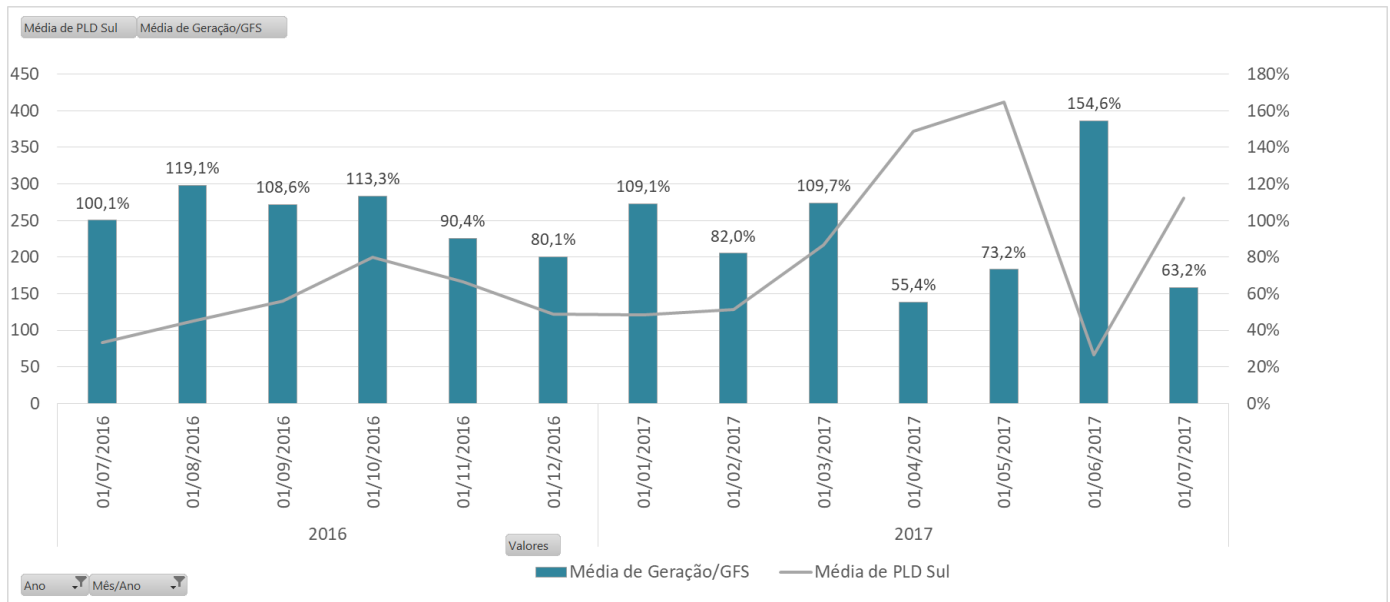
Figura 30 – Geração Mensal (MWmed) x PLD de 2014



Vale ressaltar que apesar do fechamento anual superior à garantia física da usina, no primeiro semestre a PCH não se obteve bons índices, principalmente no mês de fevereiro, com uma geração consideravelmente baixa e com PLD extremamente alto. Em contra partida, a PCH no mês de junho obteve um bom desempenho, e o excedente poderia facilmente ser vendido no MCP a valores de PLD, relativamente baixo comparados a outros períodos, mas que resultariam em uma compensação dos déficits para meses com baixo desempenho.

Já para o período de julho de 2016 a junho de 2017 houve a migração do MRE para MCP, como estratégia para auferir ganhos nesse mercado. A Figura 31 apresenta o comportamento da geração e PLD no período de operação no MCP:

Figura 31 - Geração/Garantia Física x PLD (Jul/2016 à Jul 2017)



A estratégia de migração para o MCP nesse período surtiu um efeito satisfatório, pois a PCH apresentou um bom desempenho na maioria dos meses, atingindo seus PPA e possibilitando a venda do excedente a preço de PLD, compensando os meses com desempenho desfavoráveis.

#### 4.5.2 Análise Financeira

Com base no histórico operacional e contratual da usina, foi possível analisar os impactos financeiros desde o início de sua operação comercial. Com o intuito de salientar a importância de um planejamento estratégico de mercado, apresentando os melhores cenários financeiros que poderiam ter sido praticados para auferir maiores ganhos.

Ressaltando que as manobras para migração entre os mercados do MCP e MRE podem ser efetuadas desde que, se mantenha no mercado por pelo menos um ano.

A usina obteve bons desempenhos na maioria dos anos de sua operação. Com base em seu histórico, foi reconsiderado a sua participação no MCP no período de julho de 2016 a junho de 2017. Com a intensão de auferir ganhos no primeiro semestre de 2017, período esse onde a PCH possui um bom desempenho. Retornando ao MRE no segundo semestre de 2017, período onde a PCH possui

menores previsões de afluência, mitigando assim as exposições financeiras. Após análise do histórico foi possível traçar o modelo para o melhor cenário, conforme Tabela 21:

Tabela 21 - Modelo para o cenário x Praticado

<b>Melhor Cenário</b>	<b>Praticado</b>
Junho/2008 - Junho/2009 (MRE)	Junho/2008 - Junho/2016 (MRE)
Julho/2009 - Junho/2011 (MCP)	Julho/2016 - Junho/2017 (MCP)
Julho/2011 - junho/2012 (MRE)	Julho/2017 - Junho/2018 (MRE)
Julho/2012 - junho/2018 (MCP)	

Com base no modelo de melhor cenário, foi possível estimar o balanço financeiro para de Histórico Praticado x Melhor Cenário, conforme Figura 32 e Tabela 22:

Figura 32 – Gráfico Balanço Financeiro Modelo Praticado x Melhor Cenário

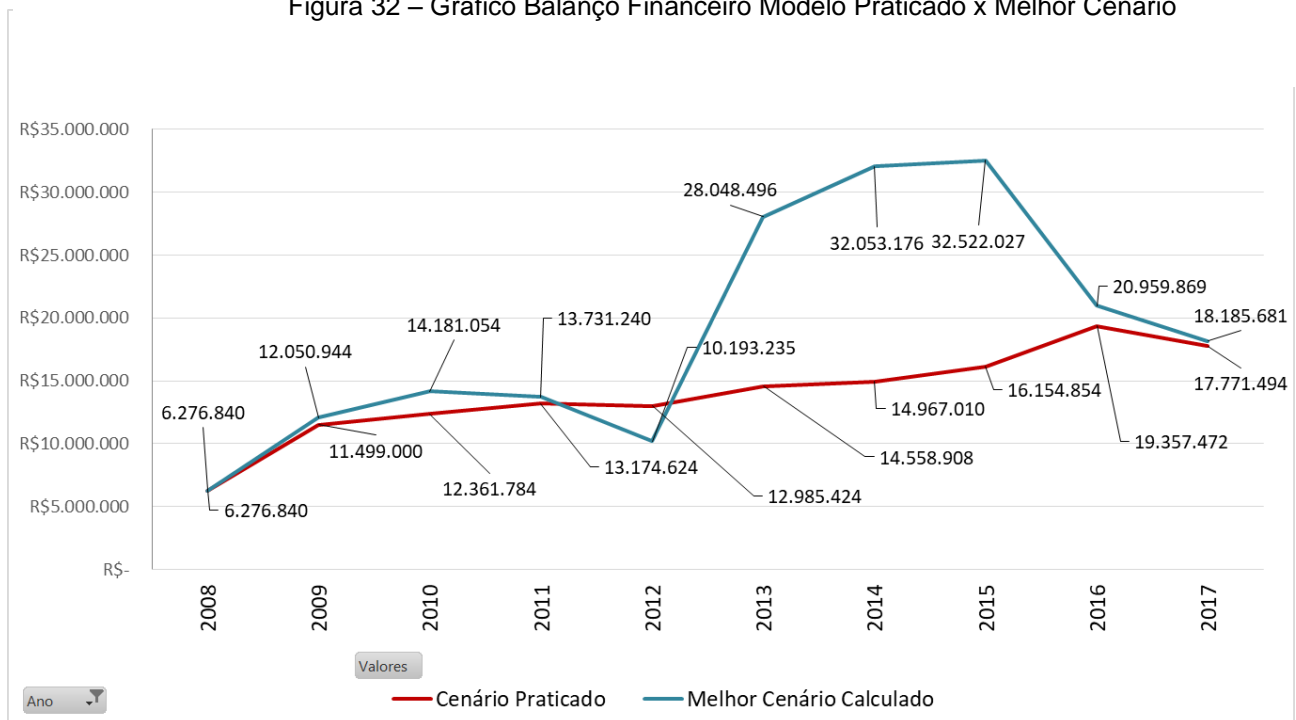




Tabela 22 – Tabela Balanço Financeiro Modelo Praticado x Melhor Cenário

Rótulos de Linha	Cenário Praticado	Melhor Cenário Calculado
2008	R\$ 6.276.839,84	R\$ 6.276.839,84
2009	R\$ 11.498.999,80	R\$ 12.050.943,61
2010	R\$ 12.361.783,86	R\$ 14.181.054,27
2011	R\$ 13.174.624,22	R\$ 13.731.239,76
2012	R\$ 12.985.423,60	R\$ 10.193.235,28
2013	R\$ 14.558.908,18	R\$ 28.048.495,56
2014	R\$ 14.967.010,27	R\$ 32.053.175,97
2015	R\$ 16.154.853,53	R\$ 32.522.027,33
2016	R\$ 19.357.471,65	R\$ 20.959.868,65
2017	R\$ 17.771.494,30	R\$ 18.185.681,20
<b>Total Geral</b>	<b>139.107.409,24</b>	<b>188.202.561,47</b>

Para a análise foram estimados diversos cenários, considerando como premissa básica a participação obrigatória com limite anual após migração.

Foi considerado como melhor cenário a estimativa com maior montante financeiro de 2008 a 2017. Conforme a tabela é possível identificar que houve anos em que o melhor cenário calculado apresenta valores menores que o cenário praticado. Porém, seriam recompensados quando a PCH apresentam-se anos de bom desempenho e em grande maioria participando do MCP. Seu montante apresentou-se superior ao praticado em aproximadamente 50 milhões.

Diferente do histórico praticado onde a PCH participou em grande parte no MRE. A análise do melhor cenário conclui que a PCH por obter um bom desempenho em quase todo seu histórico de operação, conclui que a sua participação deveria ocorrer em diversos períodos no MCP, apesar do alto risco devido à escassez hídrica a PCH se apresentou bastante favorável para esse modelo.

Os resultados definidos para MRE levam em considerações os valores de compra e venda pela TEO e o MCP através dos preços médios de PLD do submercado sul. Para estimar a receita em sua totalidade foram considerado preços de contratos hipotéticos, mas aproximados aos praticados pelo agente, conforme Tabela 23:

Tabela 23 - Tabela de preços

Ano	Preço Contrato	Lastro Contrato	TEO
2008	R\$ 150,00	7,95	R\$ 8,00
2009	R\$ 160,00	7,95	R\$ 8,18
2010	R\$ 170,00	7,95	R\$ 8,51
2011	R\$ 180,00	7,95	R\$ 8,99
2012	R\$ 190,00	7,95	R\$ 9,58
2013	R\$ 200,00	7,95	R\$ 10,01
2014	R\$ 210,00	7,95	R\$ 10,54
2015	R\$ 220,00	7,95	R\$ 11,25
2016	R\$ 230,00	7,95	R\$ 12,32
2017	R\$ 240,00	7,95	R\$ 11,58
2018	R\$ 250,00	7,95	R\$ 12,26

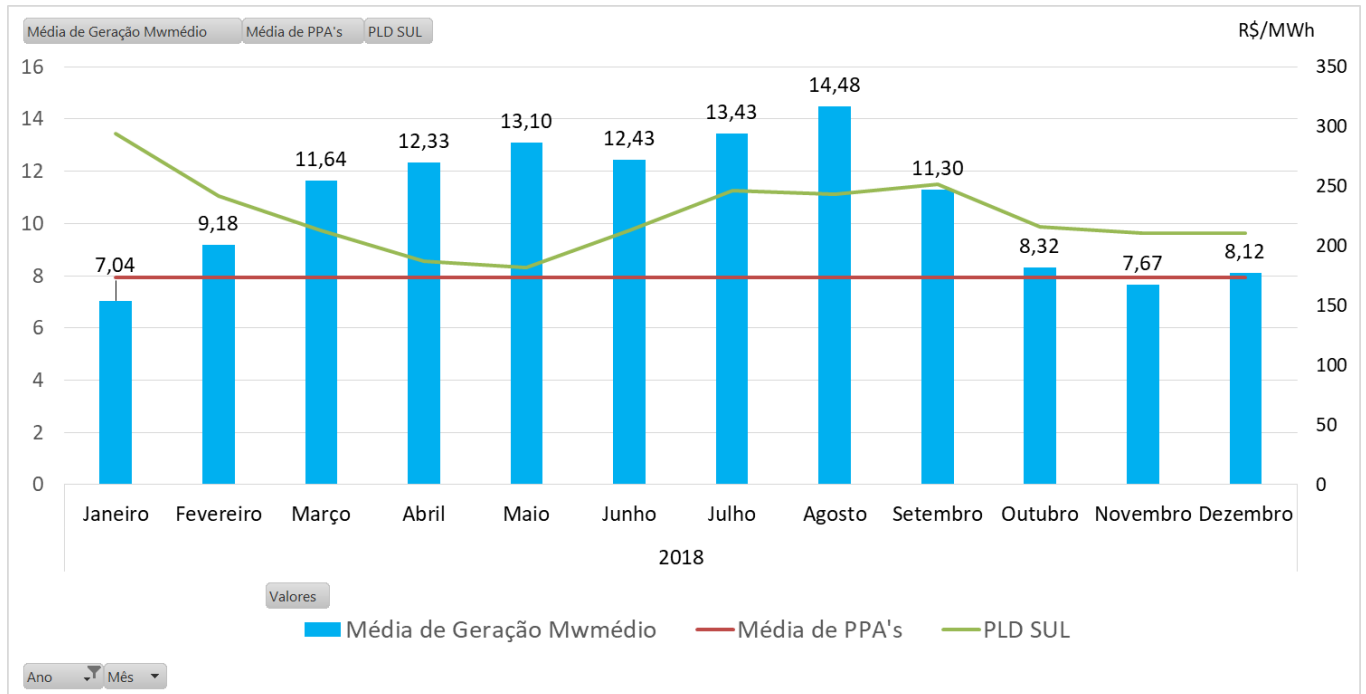
#### 4.6 ESTIMAR OS IMPACTOS FINANCEIROS DA PCH COM BASE NAS PROJEÇÕES PARA 2018

Com base nas projeções de PLD, afluência e geração individual apresentada no capítulo 7, foi traçado o melhor cenário para a PCH no ano de 2018, com a ideia de planejar e definir a estratégia para as tomadas de decisões no ano subsequente.

A usina em seu planejamento de 2017 efetuou a migração para o MRE no segundo semestre do ano. Dessa forma, tornou-se obrigatório sua participação no primeiro semestre de 2018. A proposta do trabalho é identificar com base nas projeções, qual deverá ser o mercado de atuação em que a PCH deverá participar no segundo semestre de 2018 para obter os maiores ganhos.

Abaixo segue gráfico de projeção da geração da PCH em relação aos valores de PLD projetados pela CCEE:

Figura 33 Projeção Geração x PLD x PPA



Com a utilização do excel, foi possível traçar a projeção da geração realizada a partir da média de geração dos anos anteriores. Geralmente os agentes utilizam a previsão de geração com base na MLT. Porém devido às mudanças no comportamento hidrológico, as principais bacias do sistema apresentaram valores de ENAs em grande parte divergentes da MLT. Os valores de PLD são projeções simuladas pela CCEE.

No entanto, como a PCH possui um bom desempenho operacional, a projeção resultou em valores de geração otimistas entre março a outubro de 2018. Porém, até de julho a usina é obrigada a participar do MRE. Como foi analisado anteriormente, em períodos de bom desempenho a participação no MCP é mais benéfica que o MRE. Caso a migração fosse possível o MCP para o primeiro semestre seria o ideal para a PCH.

Com base na geração, PLD e afluência projetados pela CCEE foram estimados os resultados para o segundo semestre de 2018. Conforme ilustra a Figura 34 e Tabela 24, com as estimativas de ganhos caso a PCH participasse do MRE ou MCP:

Figura 34 - Projeção Resultados 2018

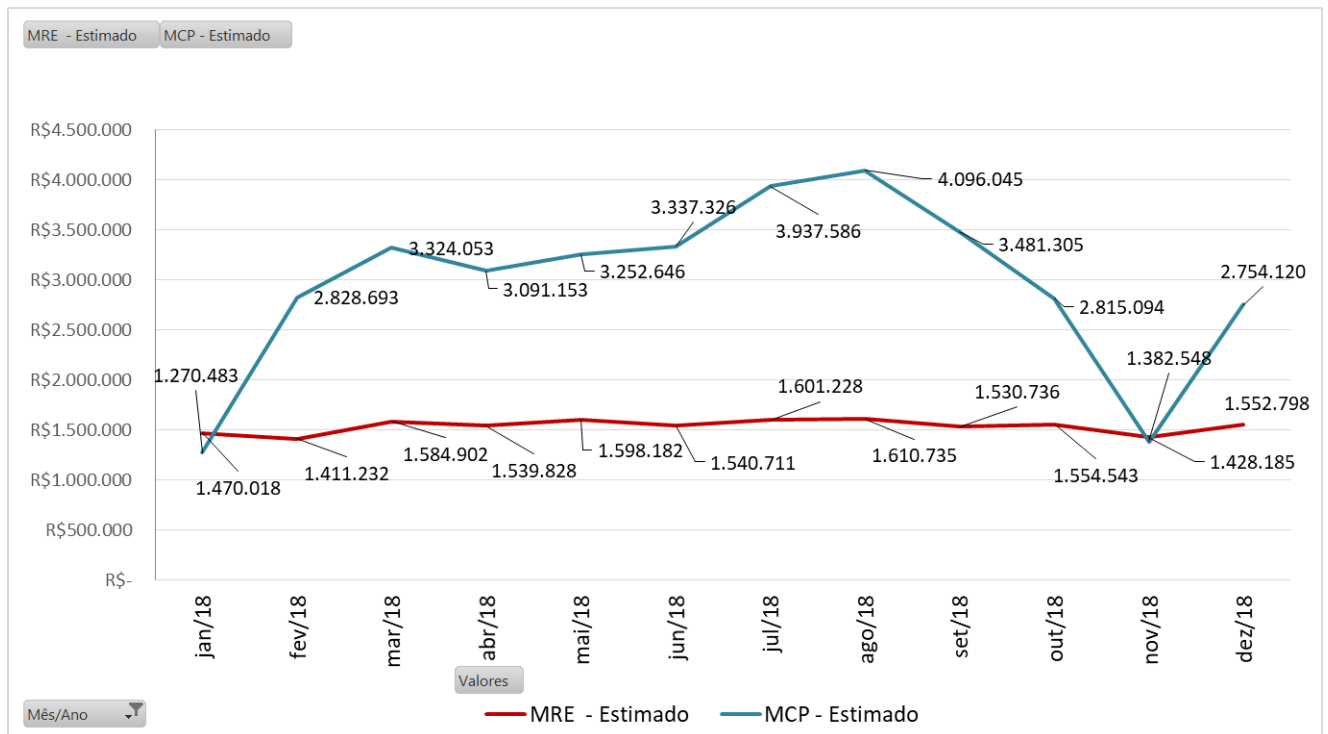


Tabela 24 - Projeção Resultados 2018

Rótulos de Linha	MRE - Estimado	MCP - Estimado
jan/18	R\$ 1.470.018,34	R\$ 1.270.483,01
fev/18	R\$ 1.411.231,93	R\$ 2.828.692,69
mar/18	R\$ 1.584.902,26	R\$ 3.324.053,47
abr/18	R\$ 1.539.827,89	R\$ 3.091.152,68
mai/18	R\$ 1.598.182,07	R\$ 3.252.645,71
jun/18	R\$ 1.540.711,31	R\$ 3.337.326,28
jul/18	R\$ 1.601.228,50	R\$ 3.937.586,15
ago/18	R\$ 1.610.734,81	R\$ 4.096.044,68
set/18	R\$ 1.530.735,97	R\$ 3.481.305,41
out/18	R\$ 1.554.542,86	R\$ 2.815.094,38
nov/18	R\$ 1.428.185,07	R\$ 1.382.547,52
dez/18	R\$ 1.552.797,66	R\$ 2.754.119,87
<b>Total Geral</b>	<b>R\$ 18.423.098,67</b>	<b>R\$ 35.571.051,86</b>

Analisando a Figura 34 e Tabela 24 tabela é possível definir com destreza a estratégia para o segundo semestre de 2018. Apesar das baixas previsões de geração traçadas nos períodos de janeiro e novembro conforme Figura 34 a

compensação pode ser efetuado pelos meses em que a PCH apresentar melhor desempenho caso participe do MCP.

Os ganhos são significativos e devem ser estudados com afinco. A Figura 35 e **Error! Reference source not found.** esboçam o comportamento financeiro caso a PCH participasse em sua totalidade no MRE ou MCP:

Figura 35 - Balanço Financeiro (2018).

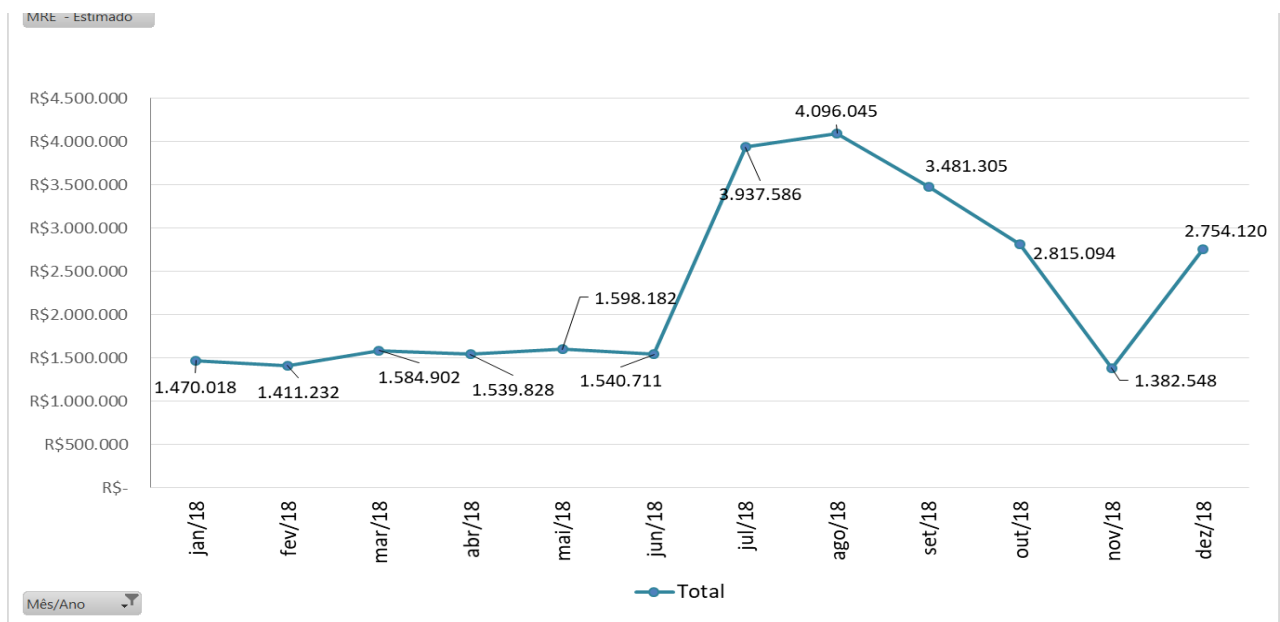


Tabela 25 - Balanço Financeiro (2018)

Mercado	Mês\Ano	MRE/MCP
MRE	jan/18	R\$ 1.470.018,34
MRE	fev/18	R\$ 1.411.231,93
MRE	mar/18	R\$ 1.584.902,26
MRE	abr/18	R\$ 1.539.827,89
MRE	mai/18	R\$ 1.598.182,07
MRE	jun/18	R\$ 1.540.711,31
MCP	jul/18	R\$ 3.937.586,15
MCP	ago/18	R\$ 4.096.044,68
MCP	set/18	R\$ 3.481.305,41
MCP	out/18	R\$ 2.815.094,38
MCP	nov/18	R\$ 1.382.547,52
MCP	dez/18	R\$ 2.754.119,87
-	-	<b>R\$ 27.611.571,82</b>

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O trabalho tem como objetivo apresentar através de uma pesquisa bibliográfica a análise dos impactos financeiros de uma PCH participando do MRE ou não no ano de 2018, frente as estratégias praticadas nos anteriores desde o início de sua operação comercial.

Os resultados alcançados são meramente hipotéticos, pois existem diversos parâmetros importantes não considerados na pesquisa, em grande parte por se tratar de informações confidenciais ou pela falta de conhecimento de determinadas práticas. Como por exemplo, a não utilização dos valores de garantia física sazonalizadas e moduladas durante as análises financeiras, custos e encargos. Certamente, os resultados finais estariam o mais próximo do praticado pelo agente.

Outro parâmetro que deve-se considerar para a análise, é a projeção de disponibilidade da usina, referente as manutenções de grandes períodos. Essas atividades impactam diretamente na produção da usina e o conhecimento sobre duração e data pode evitar algumas exposições.

Por isso, é de suma importância a interação entre as áreas dentro da organização, para o entendimento de conceitos, definições de metas e alinhamento de informações para que todos recebam as mesmas diretrizes e entendimento do negócio, para que, no final do processo todos busquem um objetivo comum.

Para obter, bons resultados é necessário um bom planejamento estratégico para tomadas de decisões corretas. A falta de conhecimento de regras, normas e regulações pelos agentes, podem ser drasticamente prejudicial para o empreendimento e sistema. É muito importante uma boa gestão, pois garante bons rendimentos beneficiando a todos os envolvidos, desde a geração até o consumidor final.

## 6 METODOLOGIA

A metodologia utilizada na problemática da pesquisa foi realizada de maneira exploratória-descritiva e coleta a análise de dados, com uma abordagem meramente qualitativa e não probabilística de procedimentos técnicos em forma de pesquisa bibliográfica.

A primeira etapa do trabalho compõe-se de maneira simplificada os principais marcos regulatórios que impactaram nas mudanças no SEB após a crise hídrica e financeira vivenciada pelos agentes proprietários de hidrelétricas em meados de 2014 e 2015, as regras e procedimentos para participação e migração no MRE e MCP, as revisões e mudanças regulatórias para aprimoramento do SEB. Constituindo um levantamento bibliográfico, que inclui, entre outros, as audiências públicas, notas técnicas, medidas provisórias, estudos de artigos, revistas e notícias que abordavam as informações pertinentes aos temas, contribuindo para o conhecimento e desenvolvimento do presente trabalho.

Após o levantamento bibliográfico, realizou-se a análise financeira de uma PCH definindo o melhor cenário comercial em que PCH deve participar para auferir maiores ganhos de receita para o ano de 2018. Como também a análise financeira do histórico praticado desde o início de sua operação comercial, identificando quais cenários proporcionariam maiores ganhos para o empreendimento.

Na terceira etapa é salientada a importância de um bom planejamento estratégico e as interações entre as áreas de operação, manutenção e mercado para alcançar bons resultados.

## 7 CONCLUSÃO

O desenvolvimento do trabalho possibilitou analisar sob a ótica financeira os resultados obtidos por uma PCH para os diferentes tipos de mercados de compra e venda de energia. Além disso, também contribuiu para o entendimento de conceitos, regras e procedimentos do SEB, parte mais demorada do processo, pois necessitou de grau de conhecimento, informações e dados para aplicação no trabalho.

Ao realizar a análise, verificou-se toda a complexidade na apuração, centralização e vinculação dos dados pertinentes. Buscando obter da maneira aproximada os resultados a serem praticados na geração e processos de compra e venda de energia da usina. Através de gráficos e tabelas foi possível estimar os resultados e cenários financeiros possíveis de se alcançar, caso seja utilizado como modelo para tomada de decisões.

Dada a importância do assunto, torna-se necessário o desenvolvimento de ferramentas operacionais para facilitar a análise de maneira centralizada e completa, compondo todos os parâmetros necessários para a análise financeira e operacional de forma geral e individual com a aplicação das regras e procedimentos de comercialização.

Modelos matemáticos já são utilizados por diversos agentes. E deve-se dar a importância ao tema, pois se torna essencial na obtenção de resultados de forma rápida, precisa e eficiente, visando melhores rendimentos para o empreendimento. Diminuindo ainda no tempo de análise e possibilitando uma gestão continuada.



## REFERÊNCIAS

ABRAGEL (Brasil) (Ed.). **Liminar suspende portarias que reduziram garantia física de PCHs**: Liminar suspende portarias que reduziram garantia física de PCHs. 2015. Disponível em: <<http://www.abragel.org.br/liminar-suspende-portarias-que-reduziram-garantia-fisica-de-pchs/>>. Acesso em: 05 dez. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Audiências Públicas. Nota Técnica 134/2015-SEM/SGR/ANEEL – Análise das contribuições recebidas no âmbito da Audiência Pública nº 32/2015**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas>> Acesso em: 24 out. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Audiências Públicas. Nota Técnica nº 146/2015-SEM/SGR/ANEEL. Proposta repactuação de risco por meio de aditamento dos contratos regulados vigentes de venda de energia de fonte hidrelétrica, com o objetivo de transferir o risco hidrológico para os consumidores mediante redução de preço**. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/032/documento/nt\\_146\\_2015-gsf-proposta\\_de\\_repactuacao\\_dos\\_riscos.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/032/documento/nt_146_2015-gsf-proposta_de_repactuacao_dos_riscos.pdf)> Acesso em: 22 maio. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Audiências Públicas. Nota Técnica nº 238/2015-SEM/SGR/ANEEL. Critérios para anuência e as demais condições de repactuação do risco hidrológico, nos termos da medida da Medida Provisória nº 688, de 18 de agosto de 2015 – MP**. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/032/documento/nt\\_146\\_2015-gsf-proposta\\_de\\_repactuacao\\_dos\\_riscos.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/032/documento/nt_146_2015-gsf-proposta_de_repactuacao_dos_riscos.pdf)> Acesso em: 22 maio. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Constituição (2010). Resolução Normativa nº 409, de 10 de agosto de 2010. Estabelece critérios e procedimentos para participação de empreendimento hidrelétrico não despachado centralizadamente no Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. **Resolução Normativa Nº 409, de 10 de agosto de 2010**.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Regras de Comercialização .Garantia Física**. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/029/documento/garantia\\_fisica\\_ap.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/029/documento/garantia_fisica_ap.pdf)> Acesso em: 24 out. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Regras de Comercialização .Penalidades de Energia**. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2011/039/documento/documeto\\_nto\\_matriz\\_penalidades\\_de\\_energia\\_v1\\_0.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2011/039/documento/documeto_nto_matriz_penalidades_de_energia_v1_0.pdf)> Acesso em: 24 out. 2016.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS GERADORAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **Contribuição da ABRAGE à 2ª Fase da Audiência Pública 032/2015**. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/032/contribuicao/abrage\\_ap\\_032\\_2015.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/032/contribuicao/abrage_ap_032_2015.pdf)> Acesso em: 24 out. 2016.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS PRODUTOS INDEPENDENTES DE ENERGIA ELÉTRICA. **Contribuição à Audiência Pública ANEEL. 32/2015.** Disponível em: < [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/032/contribuicao/apine\\_ap\\_032\\_2015.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/032/contribuicao/apine_ap_032_2015.pdf) > Acesso em: 24 out. 2016.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA. **Preços.** Disponível em: < [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/como\\_ccee\\_atua/precos?\\_afLoop=243659511169132](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos?_afLoop=243659511169132) > Acesso em: 24 out. 2016.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA. **Procedimentos de Comercialização. Contratação de Energia e Potência.** Disponível em: < [https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos\\_menu\\_lateral/procedimentos?\\_afLoop=246797929901091#%40%3F\\_afLoop%3D246797929901091%26\\_adf.ctrl-state%3Dnz8lb65iy\\_178](https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/procedimentos?_afLoop=246797929901091#%40%3F_afLoop%3D246797929901091%26_adf.ctrl-state%3Dnz8lb65iy_178) > Acesso em: 24 out. 2016.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA. **Procedimentos de Comercialização. Mercado de Curto Prazo.** Disponível em: < [https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos\\_menu\\_lateral/procedimentos?\\_afLoop=246797929901091#%40%3F\\_afLoop%3D246797929901091%26\\_adf.ctrl-state%3Dnz8lb65iy\\_178](https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/procedimentos?_afLoop=246797929901091#%40%3F_afLoop%3D246797929901091%26_adf.ctrl-state%3Dnz8lb65iy_178) > Acesso em: 24 out. 2016.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA. **Visão Geral das Operações na CCEE.** Disponível em: < [http://www.ufjf.br/andre\\_marcato/files/2010/06/Visao\\_Geral\\_das\\_Operacoes\\_CCEE\\_2010.pdf](http://www.ufjf.br/andre_marcato/files/2010/06/Visao_Geral_das_Operacoes_CCEE_2010.pdf).> Acesso em: 24 out. 2016.

COSTA, Luciano (Ed.). **Com nova garantia física de hidrelétricas, oferta de energia cai a partir de 2018.** 2017. Disponível em: < <https://br.reuters.com/article/businessNews/idBRKBN1802RU-OBRBS>>. Acesso em: 12 dez. 2017.

GABINETE DO MINISTRO. Constituição (2009). Portaria nº 463, de 03 de setembro de 2009. Estabelecer a metodologia para o cálculo dos montantes de garantia física de energia de usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, para fins de participação no Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, inclusive para fins de participação nos Leilões de Compra de Energia Elétrica. **Portaria Nº 463, de 03 de setembro de 2009.**

GABINETE DO MINISTRO. Constituição (2015). Portaria nº 376, de 05 de agosto de 2015. Instituir Grupo de Trabalho - GT para analisar e propor aprimoramentos necessários à metodologia de cálculo e revisão de garantia física de energia de Usinas Hidrelétricas não despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. **Portaria Nº 376, de 05 de agosto de 2015.**

GRUPO DE ESTUDOS DO SETOR ELÉTRICO. **A Lei nº 13.203/2015 e a Resolução Normativa Aneel 684/2015 - repactuação do risco hidrológico.** Disponível em: < <http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/estudos/gomes1.pdf>> Acesso em: 24 out. 2016.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Constituição (2015). Medida Provisória nº 688, de 18 de agosto de 2015 .-Dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica, institui a bonificação pela outorga e altera a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, a Lei nº 12.783, 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de energia elétrica, e a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, que institui o Conselho Nacional de Política Energética. **Medida Provisória Nº 688, de 18 de agosto de 2015.**

UNICA (Brasil) (Ed.). **CCEE: Publicação semanal do InfoPLD.** 2016. Disponível em: <<http://www.unica.com.br/noticia/40837942920343585770/ccee-por-cento3A-publicacao-semanal-do-infopld/>>. Acesso em: 05 dez. 2017.

VEJA (Brasil) (Ed.). **Senado aprova MP 688 com apoio a hidrelétricas.** 2017. Disponível em: <<https://veja.abril.com.br/economia/senado-aprova-mp-688-com-apoio-a-hidreletricas/>>. Acesso em: 05 dez. 2017.

## BIBLIOGRAFIA COMPLEMENTAR

PANORAMA COMERC. **Análise sobre a Garantia Física e o GSF**. Disponível em: < <http://www.panoramacomerc.com.br/?p=2211> > Acesso em: 24 out. 2016.

AMBIENTE ENERGIA (Brasil). Revisão de Garantia Física de Hidrelétricas Reduzirá Oferta de Energia. **Ambiente Energia**. Rio de Janeiro, p. 1-1. 8 maio 2017. Disponível em: <<https://www.ambienteenergia.com.br/index.php/2017/05/revisao-de-garantia-fisica-de-hidreletricas-reduzira-oferta-de-energia/31653>>. Acesso em: 03 dez. 2017.