# FILLIPE HENRIQUE NEVES SOARES Resposta da demanda industrial e sua influência na formação dos preços de curto prazo no mercado de energia elétrica: uma proposta Tese apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Doutor em Ciências

# FILLIPE HENRIQUE NEVES SOARES

Resposta da demanda industrial e sua influência na formação dos preços de curto prazo no mercado de energia elétrica: uma proposta

Tese apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Doutor em Ciências

Área de Concentração: Engenharia Elétrica – Sistemas de Potência

Orientador: Prof. Dr. Dorel Soares Ramos

Este exemplar foi revisado e corrig responsabilidade única do autor e	ido em relação à versão original, sob com a anuência de seu orientador.
São Paulo, de	de
Assinatura do autor:	
Assinatura do orientador:	

# Catalogação-na-publicação

SOARES, Fillipe Henrique Neves

Resposta da demanda industrial e sua influência na formação dos preços de curto prazo no mercado de energia elétrica: uma proposta / F. H. N. SOARES -- versão corr. -- São Paulo, 2017. 200 p.

Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Oferta de redução de consumo 2.Indústria alumínio 3.Resposta da demanda industrial I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t. Nome: SOARES, Fillipe Henrique Neves

Título: Resposta da demanda industrial e sua influência na formação dos preços de curto prazo no mercado de energia elétrica: uma proposta

Tese apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Doutor em Ciências.

	Cao i adio para obterição do titulo de Dodioi
Aprovado em:	
	Banca Examinadora
Prof. Dr. Instituição: Julgamento:	João Bosco Barroso de Castro
Prof. Dr. Instituição: Julgamento:	Roberto Castro CCEE/PECE
Prof. Dr. Instituição: Julgamento:	Fernando Amaral de Almeida Prado Júnior PEA
Prof. Dr. Instituição: Julgamento:	Donato da Silva Filho EDP/PEA
Prof. Dr. Instituição: Julgamento:	Dorel Soares Ramos PEA



#### **AGRADECIMENTOS**

Ao professor Dr. Dorel Soares Ramos, pela orientação na execução deste trabalho, pela parceira em iniciativas profissionais e pelo constante incentivo.

À Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, pela oportunidade de realização do curso de doutorado.

Aos colegas Dario Albagli, Rogério Pizeta, Juliano Natal, Zilma Duarte, Vitor Schipani e Daniel Barbosa, pelo companheirismo no período de execução deste trabalho.

Aos membros da equipe da MRTS Consultoria, Ewerton Guarnier, Mateus Henrique Balan e Luiz Armando Steinle Camargo, pela contribuição ao longo do desenvolvimento deste projeto.

Ao professor Dr. Carlos Márcio Vieira Tahan, por sua orientação durante parte do desenvolvimento de meu programa de doutorado.

Aos meus pais Lino e Regina, pela base familiar, intelectual e pessoal que permitiram o desenvolvimento de minha vida profissional e acadêmica.

Ao meu irmão Fernando, meus sogros Moacir e Rute, e meus cunhados, Sandro, Cristina, Carla e Tiago, pelo apoio e suporte ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

#### **RESUMO**

Em diversos mercados de energia onde há competição, a formação de preços de energia elétrica no mercado de curto prazo decorre do equilíbrio da oferta e da demanda, onde geradores e grandes consumidores informam, em periodicidade horária ou inferior, as quantidades de energia e preços associados aos quais estão dispostos a produzir e consumir, respectivamente. No Brasil, no entanto, a demanda utilizada no modelo de formação de preço de energia elétrica no curto prazo (PLD) é considerada inelástica em relação ao preço. Por mais que se possam constatar sinais de resposta da demanda frente à volatilidade do PLD, ou ao custo com uso da rede de transmissão e distribuição no período de ponta, não há mecanismo estabelecido para que os consumidores ofertem as quantidades de energia e preços aos quais estão dispostos a reduzir seu consumo. O presente trabalho tem o objetivo de apresentar proposta de alteração no processo de formação de preço no curto prazo de modo a permitir a Oferta da Redução do Consumo (ORC) pelos consumidores industriais. A proposta parte da representação do parque termelétrico atual, que serve de base para o valor da oferta de redução do consumo, as adaptações para introdução da curva de operação para fins de consideração da redução de consumo, bem como metodologia para aferição do montante de energia efetivamente reduzido. Além disso, de modo a apresentar o potencial benefício sistêmico com a introdução da proposta, são apresentadas simulações com a cadeia de modelos de formação de preço atual tendo como base a indústria de alumínio no Brasil. Os cenários de ORC da indústria levam em consideração parâmetros econômicos que asseguram a atratividade do negócio em consonância com o benefício sistêmico de redução do custo de operação. Apresenta-se ainda simulação da operação do ano de 2015 com estimativa do potencial de ORC no Ambiente de Contratação Livre (ACL) onde se constatou reduções de até 25% no Custo Marginal de Operação (CMO) e 16% de redução despacho termelétrico.

**Palavras-chave:** Oferta de Redução de Consumo. Indústria alumínio. Resposta da demanda industrial.

#### **ABSTRACT**

In several competitive power markets, short term power price is the result of the balance of supply and demand represented by bid and ask prices and energy quantities. In Brazil, short term power price (PLD) calculated by Newave/Decomp price models consider price-inflexible demand, even though traces of demand response to short term power prices and demand tariffs can be identified. The purpose of this Thesis is the proposal of changes in process of power pricing allowing large energy consumers bid their price to curtail their consumption in substitution of thermal power dispatch. Topics included in proposal are: cost of installed thermal power plants in power system, industrial demand curtail and restart features, and demand response effectiveness appraisal tools. Current power price models were employed on simulations to evaluate system's benefits with demand response. From an industrial perspective, accounting measures were basis to convert loss of production in demandside bidding price in order to keep business profitability. Estimate of demand side bidding potential market in Brazilian free market with simulation of system impact in 2015 with results that reached 25% of Marginal Cost reduction and 16% of Thermal Dispatch reduction.

Keywords: Demand-side bidding. Aluminium industry. Industrial demand response.

# LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Relação capacidade máxima armazenamento hidrelétricas e
consumo de energia elétrica no SIN27
Figura 2 - PLD SE/CO jan. 2006 a mai. 201628
Figura 3 - Risco x Retorno Ibovespa vs. PLD SE/CO jan. 2006 a mai. 2016 -
semanal29
Figura 4 - Preço de Equilíbrio horário de Oferta e Demanda de energia elétrica
Nord Pool41
Figura 5 - Impacto no excedente econômico da demanda por aumento de
preço42
Figura 6 - Capacidade de RD e incentivo ao exercício de poder de mercado43
Figura 7 - Variáveis de entrada modelo de planejamento da operação
eletroenergética46
Figura 8 - Definição do CMO conforme o recurso utilizado46
Figura 9 - Curvas de oferta e demanda modelo de preços47
Figura 10 - Relação entre tipos de tarifas e percepção do consumidor aos
preços de curto prazo62
Figura 11 – Sinais de preço e custo de energia nos diferentes ambientes de
contratação64
Figura 12 - Consumo no ACR e PLD médio mensal Sudeste/Centro-Oeste65
Figura 13 - Consumo no ACL e PLD médio mensal Sudeste/Centro-Oeste69
Figura 14 - Duração média dos contratos dos consumidores do ACL de janeiro
de 2014 a março de 201670
Figura 15 - Reserva Girante, Despacho Térmico e Reservatórios 2011-201677
Figura 16 - Produção de alumínio primário e preço LME81
Figura 17 - Estrutura de custos de produção de alumínio81
Figura 18 - Capacidade de produção de alumínio primário cumulativa em
milhões de toneladas por custo médio de energia em US\$/ton em
2014 para cada região82
Figura 19 - Intensidade energética para produção de alumínio primário
(kWh/ton)84
Figura 20 - Componentes do preço do mercado de curto prazo da Espanha89
Figura 21 - Disponibilidade térmica por CVU no SIN91

Figura 22 - Disponibilidade térmica por CVU no submercado Sudeste/Centro-	92
Figura 23 - Disponibilidade térmica por CVU no submercado Sul	
Figura 24 - Disponibilidade térmica por CVU no submercado Nordeste	
Figura 25 - Disponibilidade térmica por CVU no submercado Norte	
Figura 26 - Custo total das usinas termelétricas do SIN	
Figura 27 – Proposta de manutenção da rentabilidade com atividade industrial	
ou oferta de redução do consumo	96
Figura 28 - Atratividade Produção Alumínio frente variação de preço de	
energia e do metal	100
Figura 29 - Atratividade Produção Alumínio com aumento na taxa de câmbio	101
Figura 30 - Atratividade Produção Alumínio com redução na taxa de câmbio	
Figura 31 - Diagrama despacho	105
Figura 32 – Curva de RD	106
Figura 33 - Aferição acionamento ORC por controle de nível contratação	
CCEE	110
Figura 34 - Custo Variável da ORC	112
Figura 35 – Contratação de ORC como Energia de Reserva	114
Figura 36 - Representatividade da parcela de encargos e de demanda vigente	
em 2016 – Consumidores Rede Básica Norte	120
Figura 37 - Curvas de operação da ORC	123
Figura 38 - Nível dos reservatórios do SIN	126
Figura 39 - Simulação sensibilidade horizonte inserção ORC	128
Figura 40 – CMOs simulação sensibilidade ORC PMO jan. 2015 Corte 100%	
escalonado 5 anos vs. 2 anos – Submercados Sudeste e Norte	129
Figura 41 – Custo Operação simulação sensibilidade ORC PMO jan. 2015	
Corte 100% escalonado 5 anos vs. 2 anos	129
Figura 42 - Simulação sensibilidade patamar único de déficit	130
Figura 43 - CMOs simulação sensibilidade ORC PMO jan. 2015 com patamar	
único de déficit	131
Figura 44 - Custo Operação simulação sensibilidade ORC PMO jan. 2015 com	
patamar único de déficit	132
Figura 45 - Simulação sensibilidade corte escalonado	132

Figura 46 - CMOs simulação sensibilidade ORC PMO jan. 2015 Corte 100%	
corte único vs. escalonado – Submercados Sudeste e Norte	133
Figura 47 - Custo Operação simulação sensibilidade ORC PMO jan. 2015	
Corte 100% não escalonado vs. escalonado	134
Figura 48 - Simulação impactos da inserção ORC PMO jan. 2014 e PMO jan.	
2015	135
Figura 49 - CMOs simulação ORC PMO jan. 2014 – Submercados Sudeste e	
Norte	135
Figura 50 – Histogramas CMOs simulação ORC PMO jan. 2014 –	
Submercado Sudeste	136
Figura 51 – Histogramas CMOs simulação ORC PMO jan. 2014 –	
Submercado Norte	137
Figura 52 - Custo Operação simulação sensibilidade ORC PMO	138
Figura 53 – Níveis mínimos de armazenamento ORC PMO jan. 2014	138
Figura 54 – Vertimento máximo ORC PMO jan. 2014	139
Figura 55 – Probabilidade de acionamento ORC 50% PMO jan. 2014	139
Figura 56 – Probabilidade de acionamento ORC 100% PMO jan. 2014	140
Figura 57 – Probabilidade de acionamento ORC 100% escalonado +	
desativadas PMO jan. 2014	140
Figura 58 – Simulação PMO jan. 2014 CMO Sudeste período crítico	141
Figura 59 - CMOs simulação ORC PMO jan. 2015 – Submercados Sudeste e	
Norte	142
Figura 60 – Histogramas CMOs simulação ORC PMO jan. 2015 –	
Submercado Sudeste	142
Figura 61 – Histogramas CMOs simulação ORC PMO jan. 2015 –	
Submercado Norte	143
Figura 62 - Custo Operação simulação sensibilidade ORC PMO jan. 2015	144
Figura 63 – Níveis mínimos de armazenamento ORC PMO jan. 2015	145
Figura 64 – Vertimento máximo ORC PMO jan. 2015	145
Figura 65 – Probabilidade de acionamento ORC 50% PMO jan. 2015	146
Figura 66 – Probabilidade de acionamento ORC 100% escalonado PMO jan.	
2015	146
Figura 67 – Probabilidade de acionamento ORC 100% escalonado +	
desativadas PMO ian. 2015	147

Figura 68 – Simulação PMO jan. 2015 CMO Sudeste período crítico	147
Figura 69 - Consumo mensal e média móvel 12 meses ACL	150
Figura 70 - Comparativo impacto ORC 1.300 MW Sudeste PMO jan. 2015	152
Figura 71 - Acionamento ORC - simulação 2015	153
Figura 72 - CMO SE/CO Original e com ORC	154
Figura 73 – Geração Térmica por Mérito Original e com ORC	155
Figura 74 – Custo de Operação Decomp Original e com ORC	156
Figura 75 – Impacto na expectativa de armazenamento	156
Figura 76 - Demonstração impacto da RD em consumidor no ACL	181
Figura 77 - Balanço de massa do processo de produção de alumínio primário	
	183
Figura 78 - Cuba eletrolítica	183
Figura 79 - Perdas térmicas cuba eletrolítica	185

# **LISTA DE TABELAS**

Tabela 1 - Elasticidade estimada demanda energia elétrica	.44
Tabela 2 – Elasticidade-preço estimada demanda energia elétrica por	
segmento	.44
Tabela 3 - Curva do Custo do Déficit de energia elétrica	.48
Tabela 4 - Consumo de energia elétrica por tensão de fornecimento (2014)	.53
Tabela 5 - Demanda contratada por unidades consumidoras industriais	
conectadas na Rede Básica de transmissão	.54
Tabela 6 - Custo Médio mensal da demanda para consumidores industriais	
por classe de tensão	.55
Tabela 7 - Consumo específico por segmento industrial	.57
Tabela 8 - Custo industrial com energia elétrica (2013) - IBGE	.58
Tabela 9 - Representatividade autoprodutores na capacidade instalada de	
geração de energia no Brasil	.59
Tabela 10 - Investimento em geração de energia elétrica por segmento	
industrial	.59
Tabela 11 – Variação Consumo e tarifa média consumidores cativos 2011-	
2015	.67
Tabela 12 - Variação do consumo ACL por tipo de indústria	.71
Tabela 13 - Modulação de consumidores industriais no ACL	.73
Tabela 14 - Distribuição dos consumidores do ACL com modulação	.74
Tabela 15 - Demandas Máximas Instantâneas por Região	.76
Tabela 16 - Unidades produtoras de alumínio primário em Brasil até	.79
Tabela 17 - Indicadores financeiros produtores de alumínio 2014	.85
Tabela 18 - Indicadores financeiros produtores de alumínio 2015	.86
Tabela 19 - Receita média oferta de redução de carga 2016	.88
Tabela 20 – Receita Fixa média por tipo de usina termelétrica	.94
Tabela 21 – Indicadores financeiros de equilíbrio	.99
Tabela 22 – Receita Fixa em função do percentual do custo coberto	00
Tabela 23 – Consumo máximo e variação das unidades produtoras de	.99
·	99
alumínio	
	103

Tabela 26 - Taxa de câmbio declaração de custo variável simulação	121
Tabela 27 – Margem da produção alumínio	121
Tabela 28 – Margem adicional da ORC	122
Tabela 29 – CVU da ORC alumínio	122
Tabela 30 – DeltaCOP ORC 2014	124
Tabela 31 – DeltaCOP ORC 2015	124
Tabela 32 – Unidades produtoras de alumínio para simulação de ORC	124
Tabela 33 – Representatividade da ORC frente ao consumo total	125
Tabela 34 - CVU final escalonado PMO jan. 2015 (CVU ORC + DeltaCOP	
esc.)	133
Tabela 35 – Percentual cumulativo distribuição CMOs Sudeste – PMO jan.	
2014	136
Tabela 36 – Percentual cumulativo distribuição CMOs Norte – PMO	137
Tabela 37 – Percentual cumulativo distribuição CMOs Sudeste – PMO jan.	
2015	143
Tabela 38 – Percentual cumulativo distribuição CMOs Norte – PMO jan. 2015	
	144
Tabela 39 - Comparativo variação impacto ORC 1.300 MW Sudeste PMO jan.	
2015	151
Tabela 40 - CMO Médio – PMO jan. 2015 Oficial	187
Tabela 41 – Risco de Déficit (%) e Energia não Suprida (ENS – MW médios)	
– PMO jan. 2015 Oficial	187
Tabela 42 - CMO Médio – PMO jan. 2015 Corte 100% escalonado 5 anos	187
Tabela 43 – Risco de Déficit (%) e Energia não Suprida (ENS – MW médios)	
- PMO jan. 2015 Corte 100% escalonado 5 anos	188
Tabela 44 - CMO Médio – PMO jan. 2015 Corte 100% escalonado 2 anos	188
Tabela 45 – Risco de Déficit (%) e Energia não Suprida (ENS – MW médios)	
- PMO jan. 2015 Corte 100% escalonado 2 anos	188
Tabela 46 - CMO Médio – PMO jan. 2015 Oficial com patamar único de déficit	
	189
Tabela 47 – Risco de Déficit (%) e Energia não Suprida (ENS - MW médios) -	
PMO jan. 2015 Oficial com patamar único de déficit	189
Tabela 48 - CMO Médio – PMO jan. 2015 Corte 100% não escalonado 2 anos	
com patamar único de déficit	190

Tabela 49 – Risco de Déficit (%) e Energia não Suprida (ENS – MW médios)	
<ul> <li>– PMO jan. 2015 Corte 100% não escalonado 2 anos com patamar</li> </ul>	
único de déficit	190
Tabela 50 - CMO Médio – PMO jan. 2015 Corte 100% não escalonado 2 anos	
	191
Tabela 51 – Risco de Déficit (%) e Energia não Suprida (ENS – MW médios)	
– PMO jan. 2015 Corte 100% não escalonado 2 anos	191
Tabela 52 –CMO Médio – PMO jan. 2014 Oficial	192
Tabela 53 –Risco de Déficit (%) e Energia não Suprida (ENS – MW médios) –	
PMO jan. 2014 Oficial	192
Tabela 54 –CMO Médio – PMO jan. 2014 Corte 50% não escalonado 2 anos	192
Tabela 55 –Risco de Déficit (%) e Energia não Suprida (ENS – MW médios) –	
PMO jan. 2014 Corte 50% não escalonado 2 anos	193
Tabela 56 –CMO Médio – PMO jan. 2014 Corte 100% escalonado 2 anos	193
Tabela 57 –Risco de Déficit (%) e Energia não Suprida (ENS – MW médios) –	
PMO jan. 2014 Corte 100% escalonado 2 anos	193
Tabela 58 -CMO Médio - PMO jan. 2014 Corte 100% + Desativadas não	
escalonado 2 anos	194
Tabela 59 –Risco de Déficit (%) e Energia não Suprida (ENS – MW médios) –	
PMO jan. 2014 Corte 100% + Desativadas não escalonado 2 anos	194
Tabela 60 –CMO Médio – PMO jan. 2015 Corte 50% não escalonado 2 anos	195
Tabela 61 –Risco de Déficit (%) e Energia não Suprida (ENS – MW médios) –	
PMO jan. 2015 Corte 50% não escalonado 2 anos	195
Tabela 62 -CMO Médio - PMO jan. 2015 Corte 100% + Desativadas não	
escalonado 2 anos	196
Tabela 63 –Risco de Déficit (%) e Energia não Suprida (ENS – MW médios) –	
PMO jan. 2015 Corte 100% + Desativadas não escalonado 2 anos	196
Tabela 64 - Comparativo impacto ORC 1.300 MW Sudeste PMO jan.2015	197
Tabela 65 – CMO Original – Ano 2015	198
Tabela 66 – CMO ORC 1.300 MW SE – CVU R\$ 500/MWh – Ano 2015	198
Tabela 67 – Geração Térmica Original – Ano 2015	199
Tabela 68 – Geração Térmica ORC 1.300 MW SE – CVU R\$ 500/MWh – Ano	
2015	199
Tabela 69 – Custo Operação Decomp – Ano 2015	200

Tabela 70 – Nível Armazenamento Inicial e Final – Ano 2015	200
--	-----

#### LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

% a.a. % ao ano

€/MW Euros por megawatt

€/MWh Euros por megawatt-hora

ACL Ambiente de contratação livre

ACR Ambiente de contratação regulada

ALBA Aluminium Bahrain

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

CCEE Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCEN Contrato de Cotas de Energia Nuclear

CDE Conta de Desenvolvimento Energético

CEC Valor Esperado do Custo Econômico de Curto Prazo

CHESF Companhia Hidro Elétrica do São Francisco

CME Custo Marginal de Expansão
CMO Custo marginal de operação

CMSE Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

COFINS Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

CONER Conta de Energia de Reserva

COP Valor Esperado de Custo de Operação

CVU Custo Variável Unitário

EBITDA Earnings before Interest, Tax, Depreciation and Amortization

EER Encargo de Energia de Reserva

EGA Emirates Global Aluminium

EPE Empresa de Pesquisa Energética

ERAC Esquema Especial de Alívio de Carga

ENS Energia Não Suprida

ESS Encargos de Serviços do Sistema Elétrico

FERC Federal Energy Regulatory Comission

GNL Gás Natural Liquefeito

IBGE Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

IBOVESPA Índice da Bolsa de Valores de São Paulo

ICMS Imposto Operações relativas a Circulação de Mercadoria

IEA International Energy Agency

IGP-DI Índice Geral de Preços Disponibilidade Interna

IP Indisponibilidade Programada

IPCA Índice Geral de Preços ao Consumidor Amplo

kAh quiloampère-hora

kWh/kg Quilowatt-hora por kilograma

LME London Metal Exchange
MCP Mercado de Curto Prazo

MME Ministério de Minas e Energia

MUST Montante de Uso do Sistema de Transmissão

MW Megawatt

MWh Megawatt-hora

MWh/ton Megawatt-hora por tonelada

MWm Megawatt médio

N Submercado Norte

NE Submercado Nordeste

ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico

ORC Oferta de Redução de Consumo

PASEP Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público

PCH Pequena Central Hidrelétrica

PIB Produto Interno Bruto

PIS Programa de Integração Social

PJM PJM Interconnection

PLD Preço de Liquidação das Diferenças

PROINFA Programa Incentivo Fontes Alternativas de Energia Elétrica

R\$/kW Reais por kilowatt

R\$/MWh Reais por megawatt-hora

RD Resposta da Demanda

RESEB Projeto de reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

RTA Rio Tinto Alcan

RTP Real Time Pricing

S Submercado Sul

SCL Sistema de Contabilização e Liquidação

SE/CO Submercado Sudeste/Centro-Oeste

SEP Sistemas Especiais de Proteção

SIN Sistema Interligado Nacional

TEIF Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada

TOU Time-of-Use

US\$/R\$ Taxa de câmbio dólares americanos para real

US\$/ton Dólares Americanos por tonelada

# SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO2	22
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO	22
1.2	CARACTERÍSTICAS DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRAS	IL
	2	26
1.2.1	Preço da Energia Elétrica	26
1.2.2	Contratação de Energia Elétrica2	29
1.3	OBJETIVO	31
1.4	ESTRUTURA DA TESE	32
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	33
2.1	EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS DE RESPOSTA DA DEMANDA	33
2.2	RESPOSTA DA DEMANDA NO BRASIL	37
3	RESPOSTA DA DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA	40
3.1	CONCEITOS ECONÔMICOS APLICÁVEIS À DEMANDA DE ENERG	
3.1.1	Elasticidade	43
3.2	REPRESENTAÇÃO DA DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA PAR CÁLCULO DO PLD	
3.2.1	Custo do Déficit	47
3.2.2	Processo de projeção e revisão da demanda	51
3.3	OFERTA E DEMANDA NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA	51
4	RELAÇÃO DOS CONSUMIDORES INDUSTRIAIS COM A ENERGI	
4.1	INFRAESTRUTURA DE CONEXÃO COM O SISTEMA ELÉTRICO5	53
4.2	CUSTO DA ENERGIA ELÉTRICA NA ATIVIDADE INDUSTRIAL	55
4.2.1	Autoprodução de Energia Elétrica	59
4.3	AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO E PREÇO DE ENERGIA	31
4.3.1	Dimensões financeiras para tomada de decisão	<b>3</b> 4

5	COMPORTAMENTO DA DEMANDA FRENTE AOS SINAIS DE PREÇO DE ENERGIA
5.1	COMPORTAMENTO DO ACR EM RELAÇÃO AO PLD65
5.2	COMPORTAMENTO DO ACL EM RELAÇÃO AO PLD68
5.3	COMPORTAMENTO DOS CONSUMIDORES INDUSTRIAIS FRENTE À TARIFA HORÁRIA DE DEMANDA71
5.4	MECANISMO DE REDUÇÃO DA DEMANDA POR RAZÕES EMERGENCIAIS
5.4.1	Serviços Ancilares75
6	CARACTERÍSTICAS DA INDÚSTRIA DO ALUMÍNIO79
6.1	CONTEXTO ECONÔMICO GLOBAL80
6.2	COMPOSIÇÃO DO CUSTO PARA PRODUÇÃO DO ALUMÍNIO81
6.3	INDICADOR DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA DA INDÚSTRIA DE ALUMÍNIO83
6.4	INDICADORES FINANCEIROS DA INDÚSTRIA DE ALUMÍNIO84
7	DESENVOLVIMENTO DE PRODUTOS DE OFERTA DE REDUÇÃO DE CONSUMO
7.1	PRODUTO INTERRUPTIBILIDADE MERCADO DE ENERGIA DA ESPANHA
7.2	OFERTA DA REDUÇÃO DE CONSUMO COMO ALTERNATIVA AO DESPACHO TERMELÉTRICO
7.3	ATRATIVIDADE DA INDÚSTRIA DO ALUMÍNIO NA OFERTA DE REDUÇÃO DE CONSUMO
7.4	LIMITES DE OPERAÇÃO DE CORTE E RETOMADA DO CONSUMO102
7.5	AFERIÇÃO DA REDUÇÃO DO CONSUMO109
7.6	FONTES DE RECURSO PARA REMUNERAÇÃO DA ORC111
8	ESTUDO DE CASO116
8.1	SIMULAÇÃO DE CONTRATAÇÃO DE ORC DA INDÚSTRIA DO ALUMÍNIO

8.1.1	Mecanismos de Contratação	117
8.1.2	Competição pelo Recebimento de Receita Fixa	118
8.1.3	Simulação de Declaração de Custo Variável	119
8.1.3.	1 Custo de Energia	119
8.1.3.	2 Demais variáveis	120
8.1.3.	3 Margem adicional da ORC	121
8.1.3.	4 Custo Variável ORC - indústria do alumínio	122
8.1.3.	5 Cálculo do valor adicional de custo de operação	122
8.1.4	Unidades Consumidoras com ORC	124
8.2	SIMULAÇÃO DOS IMPACTOS SISTÊMICOS DA ORC NA INDÚSTRIA ALUMÍNIO	
8.2.1	Período de Estudo	125
8.2.2	Avaliação de impacto na inclusão de mecanismo no horizonte operação do sistema	
8.2.3	Avaliação de impacto da oferta de ORC pela unidade consumidora	em
	partes	127
8.2.4	Avaliação da simulação dos cenários propostos	127
8.2.4.	1 Sensibilidade inclusão ORC no horizonte de operação	128
8.2.4.	2 Sensibilidade ORC com patamar único de déficit	130
8.2.4.	3 Sensibilidade ORC por consumo total ou escalonado	132
8.2.4.	4 Simulação ORC PMO jan. 2014	134
8.2.4.	5 Simulação ORC PMO jan. 2015	141
8.2.5	Considerações sobre as simulações	148
8.3	CONTRATAÇÃO DE ORC COM CVU FIXO	148
8.3.1	Estimativa potencial mercado para ORC	149
8.3.2	Processo de escolha do CVU da ORC	150
8.3.3	Simulação 2015	153
8.3.4	Considerações sobre as simulações	156

9	CONSIDERAÇÕES FINAIS	158		
9.1	CONCLUSÃO	158		
9.2	CONTRIBUIÇÕES	159		
9.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS	159		
9.4	ESTUDOS FUTUROS	160		
REFERÊNCIAS161 APÊNDICE A – DEMONSTRAÇÃO IMPACTO FINANCEIRO DA REDUÇÃO				
	DE CONSUMO NOS DIFERENTES AMBIENTES DE			
	CONTRATAÇÃO: ACR e ACL	181		
APÊN	IDICE B – PROCESSO PRODUTIVO ALUMÍNIO PRIMÁRIO	181		
APÊN	IDICE C – TABELAS DE CMO E RISCO DE DÉFICIT SIMULAÇÕES	187		

# 1 INTRODUÇÃO

# 1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

A presente Tese pode ser dividida em três partes, sendo a primeira conceitual, buscando expor de forma concisa os argumentos para sustentação de uma participação mais ativa dos consumidores no setor elétrico por meio de Resposta da Demanda (RD) e os princípios econômicos sobre a RD. Nas situações em que o sistema enfrenta condições desfavoráveis para o atendimento da demanda, com despacho térmico intenso e de alto custo, a consideração da RD cria uma alternativa interessante para melhoria das condições de suprimento ao mercado, com importante redução nos custos de operação, a depender do potencial de atuação dos consumidores que se possa considerar.

Na segunda parte, apresenta-se os principais segmentos industriais no Brasil que representam potencial mercado para Oferta de Redução de Consumo (ORC), bem como suas características técnicas. Expõem-se ainda as iniciativas necessárias para uma implementação efetiva desse recurso e a estimativa do potencial da RD no setor elétrico brasileiro.

Na terceira parte, explorou-se as características técnicas e econômicas da indústria do alumínio para desenvolvimento de produtos energéticos de ORC, onde também se propôs ajustes de natureza regulatória para implementação do mecanismo sem grandes reformas estruturais no arcabouço existente. Foram apresentados os impactos sistêmicos obtidos por meio de simulação de ORC da indústria de alumínio para a condição inicial dos anos de 2014 e 2015 e, além disso, nesta mesma seção estimou-se o mercado potencial industrial amplo de ORC no Ambiente de Contratação Livre (ACL), propondo-se uma alternativa de contratação da ORC e aferindo-se os impactos da contratação deste mecanismo para todos os meses do ano de 2015.

Kirschen [1] afirmou que a introdução da competição em alguns segmentos da indústria de energia elétrica há algumas décadas tinha como objetivo a redução de preço. Durante o processo de reestruturação, os protagonistas foram as agentes de mercado tradicionais que já atuavam na geração, transmissão e distribuição de energia. Com exceção de grandes consumidores industriais, o segmento dos consumidores de uma forma geral, seja por falta de incentivo econômico ou falta de expertise em geral, não foi tratado como uma importante parte interessada no

processo e manteve seu status de demanda que tem a capacidade de responder aos sinais econômicos estabelecidos, mas como uma carga que precisa ser suprida em quaisquer condições.

Ainda assim, em mercados reestruturados não é incomum a participação dos grandes consumidores industriais, e até mesmo de menor porte por meio de agregadores de carga, na formação do preço no mercado de curto prazo, tendo como objetivo a otimização na utilização dos recursos energéticos [2].

No Brasil, no entanto, apesar da previsão de participação dos grandes consumidores no processo de formação de preço no mercado de Curto Prazo no Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB), em 1996, registrouse até hoje pouca evolução neste sentido [3]. Mais recentemente, ao final de 2016, introduziu-se a possibilidade de unidades consumidoras com capacidade de redução do consumo ao comando do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) de fazerem parte da otimização da operação do sistema elétrico, porém ainda é necessária discussão da viabilidade e regulamentação do tema [4].

Para os consumidores conectados à rede de baixa tensão, que respondem por 47% do consumo do país [5], a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) vem promovendo discussões no sentido de regulamentar padrão técnico de medidores e tarifas específicas para implantação de Redes Elétricas Inteligentes (REI), conhecidas também como *Smart Grid*. De certo modo, esta iniciativa reforça a importância da participação dos consumidores no setor de energia elétrica em busca de uma maior eficiência na utilização dos recursos existentes, quebrando o paradigma estabelecido anteriormente.

Outra iniciativa neste sentido, que atinge não só os consumidores de baixa tensão, mas todos aqueles que adquirem energia das distribuidoras no Ambiente de Contratação Regulado (ACR), foi a introdução das Bandeiras Tarifárias. Inicialmente concebida com o objetivo de equilibrar o desembolso das distribuidoras de energia com despacho termelétrico em períodos de baixas afluências, podem incentivar o consumidor reduzir seu consumo por meio de aumentos temporários de tarifa. Tais iniciativas, no entanto, são incipientes e não capturam de modo adequado qualquer tipo de resposta de demanda que possa ser refletido no processo de formação do preço de energia elétrica no curto prazo.

A introdução de mecanismos que buscam a inserção de ORC de energia elétrica em função do preço desta commodity já foi objeto de estudo por Souza [6] que

elencou os seguintes benefícios sistêmicos: redução do custo de operação, redução da volatilidade dos preços no curto prazo, mitigação do poder de mercado de agentes geradores e maior eficiência dos recursos produtivos.

Sousa [7] ainda avaliou a introdução de mecanismo de redução da demanda como alternativa ao despacho de usinas termelétricas por razões de segurança energética, com o objetivo de preservar água nos reservatórios em períodos de baixa afluência. As conclusões também indicaram que os mecanismos de ORC, ou RD, podem ser uma alternativa mais eficiente que o despacho termelétrico, em termos econômicos e na redução da emissão de gases de efeito estufa.

Para que estes conceitos se tornem realidade no setor elétrico brasileiro é necessária uma mudança na operação tradicional das unidades industriais, onde a energia antes tratada como insumo, começa a ser considerada como um produto. Sob o ponto de vista do empreendedor industrial, esta abordagem pode aumentar a rentabilidade do negócio por permitir auferir receita em um mercado distinto daquele de sua atividade principal, principalmente em momentos de instabilidade.

Para o setor elétrico, tal alternativa poderia se tornar um dos instrumentos que podem ser utilizados pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para enfrentar desafios inerentes à realidade atual do SIN, tais como o desequilíbrio na oferta de energia elétrica no biênio de 2014-2015, que resultou no despacho de toda a capacidade térmica instalada a um alto custo.

Desde o racionamento de 2001, em cenários de desequilíbrio conjuntural da oferta e demanda de energia elétrica, nota-se a predileção do Ministério de Minas e Energia por parte de soluções que buscam a máxima utilização da oferta existente, como no caso do despacho de termelétricas fora da ordem de mérito, ou incremento emergencial da oferta, como no caso da Portaria MME nº 44/2015 que buscou organizar chamadas públicas para inclusão da oferta de energia de geradores diesel e gás natural de instalações comerciais utilizadas para atendimento de ponta [9][10].

Mesmo em condições normais de afluência, a ORC pode ser alternativa mais econômica para substituir o despacho de usinas termelétricas que tem como combustível derivados de petróleo com alto custo para atendimento da demanda de ponta, além do incremento da emissão de gases do efeito estufa [8].

A implantação de mecanismos de RD apresenta ainda a vantagem de não depender de investimentos relevantes, ou ainda de longos prazos de construção de projetos, dispensando ainda licenciamento ambiental, já que causam impactos ambientais marginais.

Além disso, a ORC pode ser também alternativa para futuros desafios, como em situações encontradas atualmente pelo operador do sistema elétrico do estado norte-americano da Califórnia [11] por conta da projeção de introdução de fontes de geração com fontes intermitentes, como eólica e solar em larga escala. A injeção variável de potência no sistema elétrico citado chega a cenários onde seria necessário o despacho de 13 GW no intervalo de 3 horas, um desafio sob o ponto de vista técnico e econômico. Tal situação também é enfrentada no PJM¹ e estudos indicam que a solução, além da tradicional utilização de reserva de potência de usinas termelétricas, pode ser alcançada com programas de resposta de demanda [12].

Sob o ponto de vista dos potenciais ofertantes deste serviço, os consumidores industriais estão na linha de frente. Seja por questões de competitividade, segurança ou características da atividade industrial, parte destes consumidores investiram em ativos no setor elétrico em detrimento aos seus mercados originais, dando origem aos autoprodutores, que respondem hoje por 5% da capacidade hidrelétrica instalada no país [13].

Sob a agenda da competitividade, os consumidores industriais participantes do ACL assumiram os riscos da gestão de seu portfólio de energia e com isto obtiveram a capacidade de controlar seu consumo frente aos sinais de preço de energia no mercado de curto prazo. Mais recentemente, a regulamentação permitiu que consumidor pudesse comercializar seu excedente de energia, por meio de contratos de longo prazo, por meio da cessão de energia. Tal mecanismo permitiu a redução da exposição do consumidor ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) em suas sobras contratuais [14]. A desvantagem desta operação para o sistema é a não captura do comportamento de parcela significativa do consumo em tempo adequado para o processo de formação de preço de energia elétrica no curto prazo.

Outros fatores que influenciam processo de tomada de decisão são (i) a flexibilidade do consumo do segmento industrial; (ii) a tecnologia empregada na produção; (iii) o risco de perda de vida útil dos bens de produção; ou ainda (iv) o

\_

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Mercado que atende os estados de Pensylvania, Nova Jersey e Maryland nordeste norte-americano.

comprometimento da qualidade do produto final. Por conta disso, bem como pela própria volatilidade do PLD e volatilidade dos preços do produto final, e ainda a variação cambial, não se verifica a capacidade de redução de consumo em periodicidade semanal (periodicidade da publicação do PLD). Com isto, a introdução de mecanismos de ORC demanda uma solução estruturada.

Com o objetivo de apresentar os desafios reais do segmento industrial, utilizou-se a indústria de alumínio primário, que há dez anos representava por volta de 6% do consumo total de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN) (2006) e hoje representa por volta de 2% (2016) [15]. Parte desta redução da representatividade ocorreu pelo aumento do consumo de energia no SIN, porém parte significativa foi resultado do encerramento de atividades de diversas unidades.

# 1.2 CARACTERÍSTICAS DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

# 1.2.1 Preço da Energia Elétrica

Alguns aspectos devem ser levados em consideração quando da contextualização dos preços de energia elétrica no mercado de curto prazo (PLD) no mercado brasileiro:

- Predominância hidrelétrica na geração de energia;
- Sistema de transmissão de energia interligado de dimensões continentais;
- Expansão da oferta caracterizada por hidrelétricas com baixa capacidade armazenamento;
- Crescimento da representatividade de fontes n\u00e3o despach\u00e1veis de gera\u00e7\u00e3o como a e\u00f3lica e solar fotovoltaica;
- Expansão da oferta de geração termelétrica não baseada exclusivamente em critérios energéticos; e
- Crescimento da demanda por energia em taxa superior ao crescimento da economia<sup>2</sup>.

\_

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> A relação entre crescimento do consumo de energia elétrica e crescimento econômico não é uma realizadade em países desenvolvidos como os Estados Unidos. Fatores que contribuem para tal fato são: crescimento da população em ritmo menor que países em desenvolvimento, saturação do mercado de eletrodomésticos, aumento da eficiência energética dos eletrodomésticos e uma mudança da economia com um setor industrial menos eletrointensivo. A ruptura nesse padrão, no entanto, pode

Cabe destacar a transição que o sistema elétrico vem passando de um modelo baseado em hidroeletricidade, onde os reservatórios tinham capacidade de regularização plurianual, para um sistema onde as fontes intermitentes e sazonais ganham espaço. Como resultado é natural o aumento da participação da geração de origem térmica despachável de modo a suprir a demanda nos períodos que aquelas não estão disponíveis. A evolução da relação entre capacidade máxima de armazenamento e consumo de energia no SIN é apresentada na Figura 1 a seguir.

7,5
Relação Reservatórios x Consumo
7,0
6,5
6,0
5,5
5,0
4,5
4,0
00/ue
wmax/08
max/08
lin/you
lon/uf
set/u1

Figura 1 - Relação capacidade máxima armazenamento hidrelétricas e consumo de energia elétrica no SIN

Fonte: Elaborado a partir de ONS [17][18]

Apesar da relação apresentada anteriormente não ser utilizada para fins de operação ou planejamento do setor elétrico, uma vez que a operação do sistema dificilmente levaria ao deplecionamento total dos reservatórios, esta associação é relevante para demonstrar o incremento da dependência das demais fontes para atendimento do consumo de energia elétrica. No horizonte de planejamento até 2024, tal conjuntura deve ser acentuada com a capacidade instalada crescendo por volta de 3% a.a. (30% no total), sendo que a capacidade de armazenamento aumenta somente 1% em todo o período [19]. Em contrapartida, as fontes intermitentes, incluídas as

ocorrer com a introdução de novos dispositivos elétricos em larga escala, como por exemplo, veículos elétricos [16].

-

pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e usinas a biomassa, devem registrar uma taxa de crescimento de 10% a.a. no mesmo período.

Como resultado desta transformação é de se esperar que ocorra um aumento de volatilidade do PLD. A série histórica do PLD do submercado Sudeste/Centro-Oeste de janeiro de 2006 a maio de 2016 é apresentada na Figura 2 a seguir. A área sombreada da figura compreende a região de preços limitados pelos valores mínimos e máximos estabelecidos na regulamentação.

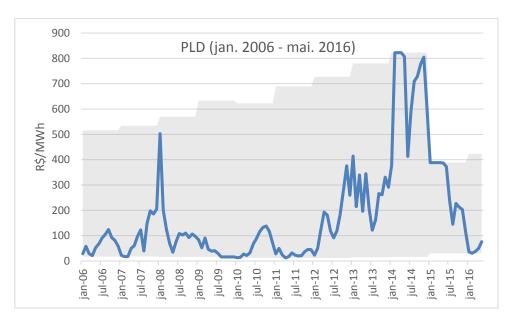


Figura 2 - PLD SE/CO jan. 2006 a mai. 2016

Fonte: Elaborado a partir de CCEE [20]

De modo a mensurar a volatilidade do PLD observada na Figura 2 propôsse a comparação com um ativo financeiro notadamente volátil, o Ibovespa<sup>3</sup>. De modo a confrontar a variação entre estes dois ativos, PLD e Ibovespa, propôs-se ainda a utilização do binômio Risco-Retorno para avaliação de ativos financeiros, apresentado por Harry Markowitz em sua Teoria do Portfólio [21]. Como resultado, verifica-se que o indicador da Bolsa de Valores se mostra uma variável bem menos volátil que o PLD, como pode ser observado na Figura 3 a seguir.

<sup>3</sup> Índice Bovespa (Ibovespa), índice diário composto pelo preço e representatividade das ações mais negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo.

O preço da energia elétrica no contexto da RD torna-se o custo de oportunidade no qual uma unidade consumidora pode utilizar ou não este insumo na manufatura de seu produto.

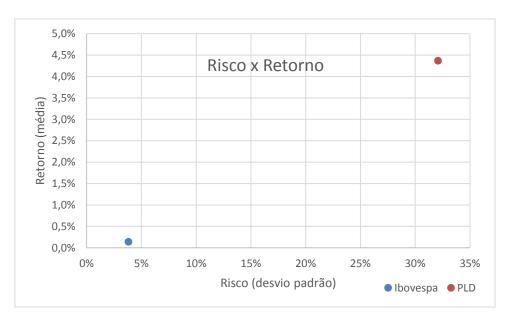


Figura 3 - Risco x Retorno Ibovespa vs. PLD SE/CO jan. 2006 a mai. 2016 – semanal

Fonte: Elaborado a partir de CCEE e BM&F Bovespa [20][22]

A atuação do consumidor industrial de forma mais ativa no mercado de energia elétrica requer um alto nível de especialização e gerenciamento, uma vez que esta commodity tem um comportamento muito particular por conta da grande influência regulatória no processo de cálculo e preço e utilização de modelos matemáticos.

# 1.2.2 Contratação de Energia Elétrica

Os consumidores industriais podem ser atendidos em um dos ambientes de contração previstos no Decreto 5.163/2004 [23]: o ACL ou o ACR. Para atuação no ACL, que permite a escolha de fornecedor de energia que não a concessionária de distribuição na qual está conectado, o consumidor precisa atender aos critérios de demanda contratada e tensão previstos na regulamentação. Como regra geral dos dois ambientes destaca-se a obrigação do atendimento do consumo próprio por meio de contratos de compra de energia ou geração própria.

Ao optar pelo fornecimento de energia no ACL o consumidor industrial adquire autonomia de escolher o fornecedor de energia, período de suprimento, preços e demais condições aplicáveis, bem como assume o risco de atuação neste mercado. As condições comerciais entre consumidor e vendedor são regidas por um contrato de compra e venda de energia bilateral e as informações das partes, período de suprimento e quantidade de energia são registrados nos Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL) da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A informação de consumo de energia do consumidor é enviada à CCEE por meio de sistema de telemedição. A contabilização da quantidade de energia consumida superior ou inferior à quantidade de energia contratada para cada período é realizada mensalmente pela CCEE e a diferença destas quantidades é valorada ao PLD para posterior liquidação multilateral do Mercado de Curto Prazo (MCP).

No ACR, o consumidor industrial é suprido pela distribuidora de energia que detém o monopólio natural da área de concessão na qual a unidade está conectada. As condições contratuais, bem como o preço pelo qual se adquire energia, são reguladas por meio de tarifas reajustadas anualmente. Para fins de contabilização na CCEE, o consumo do consumidor industrial é agregado ao consumo das demais unidades atendidas pela distribuidora e esta é responsável pelos resultados da contabilização e liquidação do mercado (MCP). Para adquirir energia as distribuidoras obrigatoriamente precisam participar de leilões regulados de compra.

Os leilões regulados podem ser de expansão ou de energia nova, para atendimento da projeção do consumo das distribuidoras no horizonte de três a cinco anos, ou de reposição, por conta do término do prazo de suprimento. As tarifas de suprimento do ACR são resultado do portfólio de contratação de energia de cada distribuidora de energia nos leilões.

Na última década os leilões de energia nova foram os indutores da expansão sistema, onde os empreendedores negociavam a energia de um projeto de geração de energia por meio dos leilões, celebrando ao término destes leilões contratos de compra e venda de energia que serviriam de garantia para captação de recursos financeiros para construção dos projetos.

A contratação de energia nos leilões serviu também de instrumento para diversificação da matriz de eletricidade por meio do estabelecimento de duas modalidades de contratação: contratação por quantidade e contratação por disponibilidade. Na contratação por quantidade o vendedor assume os riscos

associados à disponibilidade do recurso energético para atendimento ao contrato de venda (indisponibilidade da unidade geradora, risco hidrológico).

As usinas termelétricas são contratadas pelas distribuidoras de energia nos leilões na modalidade por disponibilidade por conta da relevância de sua participação no sistema hidrotérmico, porém associada a altos custos de operação (custo do combustível).

Na modalidade por disponibilidade os empreendedores são remunerados pela construção e operação dos projetos de geração, sendo o risco de acionamento assumido pelas distribuidoras por meio do reembolso do custo combustível utilizado em caso de despacho por ordem de mérito, por razões elétricas ou energéticas.

A remuneração pela construção e operação do projeto é conhecida como Receita Fixa e durante a realização do leilão é o valor que de fato é ofertado pelo empreendedor. O Custo Variável Unitário (CVU) é característico do projeto e função do combustível a ser utilizado. A estimativa da probabilidade de acionamento por ordem de mérito é calculado previamente à realização dos leilões pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) por meio de simulação para obtenção do Valor Esperado do Custo de Operação (COP), custo incorrido com a geração por mérito utilizando o CVU, e do Valor Esperado do Custo Econômico de curto prazo (CEC), custo com aquisição de energia no MCP para atendimento do contrato quando a usina não for despachada por mérito. Após a contratação, o CVU dos projetos contratados é incorporado ao conjunto dos dados de entrada dos modelos utilizados para cálculo do PLD.

### 1.3 OBJETIVO

O objetivo desta tese foi o desenvolvimento de proposta de produto energético que possibilitem a ORC por grandes consumidores de energia elétrica no Brasil para fins de formação de preço de energia elétrica no Mercado de Curto Prazo. Para aferição do impacto da proposta utilizou-se os indicadores econômicos e características técnicas dos produtores de alumínio primário.

#### 1.4 ESTRUTURA DA TESE

Esta Tese está organizada como segue. O Capítulo 2 apresenta revisão bibliográfica sobre a resposta de demanda em mercados internacionais e no setor elétrico brasileiro, bem como experiências de unidades industriais produtoras de alumínio primário na prestação de serviços ao setor elétrico.

O Capítulo 3 aborda a RD sob o enfoque econômico, a modelagem atual da demanda nos modelos de formação de preço da energia elétrica no curto prazo e a discussão de parâmetros utilizados para representação da RD como o Custo de Déficit.

Expõe-se no Capítulo 4 os aspectos relevantes dos consumidores industriais como infraestrutura de conexão com o sistema elétrico, fatores de consumo por unidade produto, representatividade do custo da energia no custo total de produção e ambientes de contratação.

No capítulo 5 apresentam-se as iniciativas e indícios de RD em cada ambiente de contratação.

Os aspectos técnicos e econômicos da indústria de alumínio são discutidos no Capítulo 6.

O Capítulo 7 exibe a experiência internacional de RD de consumidores industriais na oferta de produtos de interruptibilidade na Espanha. São apresentados ainda os custos das usinas do parque termelétrico atual e introduz-se metodologia de conversão da estrutura de custos do alumínio para recuperação de custo de oportunidade de perda de produção por ORC no mercado de eletricidade. Ademais disso, são abordadas as limitações da prestação da ORC no curto prazo com a proposição de alternativas para viabilização, bem como propostas de aferição da efetividade do acionamento da RD.

O Capitulo 8 exibe os resultados das simulações com base no produto de ORC energético proposto, considerando os indicadores econômicos da indústria do alumínio para as condições iniciais dos anos de 2014 e 2015. Alternativamente, introduz-se um cenário com estimativa do potencial de RD de forma ampla alterandose a premissa de contratação e simulação dos efeitos para todo o ano de 2015.

O Capítulo 9 apresenta as conclusões, considerações finais e propostas para trabalhos futuros.

# 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo apresenta os principais tópicos discutidos em trabalhos anteriores sobre RD, com particular interesse nas metodologias utilizadas para identificação de benefícios deste mecanismo no sistema elétrico. Adicionalmente, na revisão destacou-se a investigação das principais questões envolvidas na participação de mecanismo de oferta da demanda, sob o ponto de vista da indústria, mais especificamente para unidades consumidoras produtoras de alumínio primário.

## 2.1 EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS DE RESPOSTA DA DEMANDA

Stoft [24] traçou um paralelo entre os assuntos tratados pela Microeconomia e discute as particularidades da demanda de energia elétrica. O autor também desenvolveu argumentos relacionados à adoção do Custo de Déficit para fins de otimização da operação dos sistemas elétricos.

Hledik e Faruqui [25] apontaram que atualmente mais de 75% do mercado de RD de energia elétrica está concentrado na América do Norte, seguido da Europa com 21%. No ano de 2015, mais de nove milhões de consumidores estavam habilitados para participação em mecanismos de RD, que resultou em consumo de energia evitado de 142 MW médios no ano e redução do pico de demanda de mais de 13 GW, valor significativo, porém longe do potencial estimado de quase 33 GW. Pela participação nos mecanismos os consumidores dos diversos segmentos (residencial, comercial, industrial e transporte) receberam mais de US\$ 1 bilhão [26].

O início do processo que resultou nesta concentração remete à discussão mais ampla introduzida no início dos anos 70. Gellings [27] citou que o aumento de preço dos combustíveis e derivados do petróleo na crise de 1973 criou ambiente propício para desenvolvimento de alternativas ao suprimento da crescente demanda por energia. Dentre as alternativas estavam a busca pelo aumento da eficiência no consumo energético pelo gerenciamento do lado da demanda, termo este que abrange as ações de eficiência energética e RD. Neste contexto mais amplo do gerenciamento pelo lado da demanda surgiu o termo "negawatt", que seria a potência que não foi disponibilizada pelos geradores pelas ações de gerenciamento pelo lado da demanda [28].

Chang, Rosenfeld e McAuliffe [29] descreveram a iniciativa inovadora do estado norte americano da Califórnia, introduzida em 1982, que tinha por objetivo alinhar os objetivos financeiros das concessionárias de energia elétrica com o objetivo de aumentar a eficiência energética do sistema. A percepção da concessionária sob a regulação tradicional era a recuperação do investimento em ativos sob a forma de venda da energia. A introdução de mecanismos de eficiência energética que reduziriam o consumo efetivo de energia dos consumidores foi de encontro com os interesses das concessionárias. A inovação da época foi a dissociação (decoupling) por meio de metas de receita para remuneração dos ativos e metas de venda de energia aos consumidores finais, que permitiu que as empresas continuassem lucrativas mesmo vendendo menos energia.

No que diz respeito ao mecanismo de RD, a Federal Energy Regulatory Comission (Ferc), órgão norte-americano que regula as relações no mercado de energia elétrica, define este arranjo como alterações no uso de energia elétrica, com relação ao padrão normal de consumo, em resposta às alterações de preço da energia elétrica ao longo do tempo, ou como instrumento para incentivar a redução de consumo por conta de preços altos, ou então quando a confiabilidade do sistema elétrico está em risco [30].

Ainda sob o aspecto da regulação, destaca-se o Energy Policy Act nos Estados Unidos em 2005, que tornou a introdução de mecanismos de RD uma questão de política pública. As opções de RD estabelecidos nesta regulamentação se dividem em RD orientada por preços ou por incentivos [31].

Na RD por preços, o estímulo para redução da demanda vem sob a forma de descontos sobre uma tarifa flat ao assumir algum nível de exposição à variação de preços. Nesta modalidade se enquadram a tarifa Time of Use (TOU), tarifa definida para cada período hora do dia, Real Time Pricing (RTP), preço formado no mercado, e Critical Peak Pricing (CPP), baseada no TOU, mas com sinais de preço que podem variar em situações de baixa confiabilidade.

No caso da RD por incentivos o consumidor tem um papel mais ativo ao negociar parcelas do consumo ou potência que estarão sujeitas à interrupção pelo Operador do Sistema, bem como o preço dos serviços. Penalidades por descumprimento de corte também são aplicáveis. Esta modalidade é composta pelo Direct Load Control (comando direto do operador na linha de produção), Serviço de

Interruptibilidade, ORC, Programa de RD em situações de emergência, programas de capacidade e serviços ancilares.

Brown et al [32] apresentaram as principais características dos mecanismos de RD em mercados internacionais separados por sinal de preço, podendo-se citar o caso de sinal de preço somente para energia, a exemplo do Brasil, e casos de mercados com sinais preço de energia e capacidade. Neste estudo são apresentados os exemplos de Cingapura, Alberta no Canadá e Texas ERCOT nos Estados Unidos, todos orientados por sinais de preço por energia, mas que não impede a prestação de serviços ancilares por RD.

Na avaliação do mercado potencial de resposta destacam-se o trabalho da Federal Energy Regulatory Comission [33] na avaliação do potencial nos Estados Unidos e Faruqui, Hledik e Lineweber [34] na avaliação do potencial de RD na área de uma concessionária. Outra dimensão relevante na avaliação do potencial da RD é o valor dos serviços a serem prestados como foi explorado no trabalho de Kinter-Meyer [35] sob o ponto de vista do custo benefício sistêmico.

Faruqui [36] apontou que grande parte do potencial de resposta do mercado norte-americano estimado se refere aos consumidores residenciais e pequenos estabelecimentos comerciais. Com isto, as recomendações para capturar este benefício seria o estabelecimento de preços dinâmicos aplicáveis a este segmento de consumidores ao invés de investimento em medidores inteligentes. Shioshansi [37] corroborou os argumentos de Faruqui na direção do estabelecimento de uma tarifa mais ativa aos consumidores.

Sob o ponto de vista da proposição de melhorias na direção de estimular a resposta de uma forma mais ampla, com consumidores residenciais, comerciais e industriais, Kirschen [1] discutiu sobre fatores que contribuem para a baixa elasticidade-preço da demanda de energia elétrica no curto prazo. Grandes consumidores industriais avaliam a todo o momento o benefício do consumo de energia em termos de competitividade do produto ou resultado em vendas. Com isto, caso o preço de energia afete a lucratividade da produção ou aumento de custos, sem a contrapartida do aumento das vendas, haverá uma redução do consumo até que se atinja o equilíbrio novamente. Os consumidores residenciais por sua vez teriam pouca disposição para redução de seu consumo de energia em troca de um pequeno desconto na fatura. O autor destaca, no entanto que há um grande potencial de aumento da elasticidade da demanda no mercado de energia, que pode ser capturado

com a introdução de tarifas aos consumidores finais mais aderentes às condições de equilíbrio do mercado ao invés de uma tarifa constante.

A questão da regulação da RD foi tratada por Hogan [38] que com base em estudo de caso ressalta a importância da transparência dos contratos de prestação de serviços ao sistema por meio de RD e da precificação destes serviços. Chao e DePillis [39] ressaltaram os benefícios do estabelecimento de um baseline para aferição da RD com base em uma projeção de demanda em detrimento da abordagem clássica da comparação da redução do consumo com base no comportamento histórico.

Visões de futuro da RD são abordadas no contexto mais amplo da evolução das redes elétricas pelos estudos do Massachusets Institute of Technology (MIT) [40] e do U.S. Department of Energy [41]. Ambos os estudos apontam para as REI (Smart Grid) associada a tarifas em tempo real para todos os segmentos de consumidores como evolução da RD. O U.S. Department of Energy ressalta ainda que RD associada às melhorias citadas pode equilibrar os efeitos da expansão em larga escala das fontes renováveis.

Sob a perspectiva da RD industrial, Todd [42] citou diversos tipos de serviços prestados por este tipo de consumidor em diversos mercados de energia elétrica nos Estados Unidos. Em seu trabalho, que trata especificamente dos resultados dos programas de resposta de demanda em uma unidade produtora de alumínio primário no Midwest ISO Energy Market, há o destaque na identificação das características de produção para definição dos mecanismos de RD com potencial de adesão. Tais características são (i) a sensibilidade ao preço de energia elétrica; (ii) a capacidade de armazenamento do produto final; e (iii) os níveis de produção e eficiência.

Todd [42] ainda apresentou a atuação de uma unidade consumidora produtora de alumínio em diversos produtos de RD no Midwest ISO Energy Market. A sinergia das unidades produtoras de alumínio com o setor elétrico decorre da quantidade de energia elétrica consumida, processo produtivo contínuo e representatividade do custo deste insumo no produto final.

Desde que respeitados os limites do processo produtivo, representados por blocos de potência disponíveis para redução e tempos de resposta, há possibilidade de prestação de diversos tipos de RD.

#### 2.2 RESPOSTA DA DEMANDA NO BRASIL

Wolak [43] em seu estudo sobre as características dos mercados de eletricidade de países da América Latina e as propostas para introdução de mercados competitivos, já ressaltou em 2003 a relevância da participação dos consumidores no mercado atacadista de energia, com impactos em termos de redução do preço da energia. O autor apresentou ainda os riscos associados ao estabelecimento de valores relativamente baixos para Custo de Déficit, comportamento característico de alguns mercados integrantes do estudo.

Von der Fehr e Wolak [44] em seu trabalho sobre as indicações de reformas do setor elétrico brasileiro em 2003, ressaltaram os benefícios da introdução da exposição de consumidores finais ao preço do Mercado de Curto Prazo, benefícios estes que superariam os investimentos em sistema de medição.

Em linhas gerais, a RD em mercados reestruturados<sup>4</sup> pode ser definida como a capacidade de um consumidor modificar sua carga por duas razões:

- Razões emergenciais: para manutenção da segurança do sistema elétrico; e
- Razões econômicas: em resposta aos preços de energia elétrica ou algum incentivo financeiro.

A RD pode ainda ser caracterizada pelo deslocamento da demanda (*load shifting*) ou redução de carga (*load shedding*). O primeiro tipo de resposta se caracteriza pelo deslocamento do consumo em um período crítico de utilização do sistema, como o horário de ponta, para outro de menor solicitação, sem que, por exemplo, ocorra a redução do consumo mensal. Já na segunda modalidade (*load shedding*) o consumo reduzido não é compensado posteriormente.

Souza [6] abordou, sob o ponto de vista econômico, o comportamento da demanda de energia elétrica frente a um aumento de preço deste produto (elasticidade-preço), e os benefícios sistêmicos que podem ser obtidos por meio do estabelecimento de um mecanismo de ORC do tipo *load shedding*. De modo a comprovar os benefícios sistêmicos da proposta, foram utilizados os modelos

<sup>&</sup>lt;sup>4</sup> Mercados onde houve a descentralização das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e houve a introdução da competição em alguns setores como geração e comercialização, a exemplo do mercado brasileiro.

matemáticos de formação do preço de energia elétrica no curto prazo (Newave e Decomp), onde o corte de carga seria representado pela introdução de blocos de usinas termelétricas, com diferentes custos variáveis unitários (CVU), equivalentes aos preços aos quais os consumidores estariam dispostos a reduzir suas respectivas cargas.

Com base em premissas de quantidades de energia e preços para ORC, foram evidenciados potenciais benefícios de redução do custo médio, representado pelo Custo Marginal de Operação (CMO), bem como redução da volatilidade.

A relação entre a ORC e o custo evitado de despacho de geração termelétrica para atendimento de período de ponta é direta nos mercados com predominância termelétrica. Já para o mercado brasileiro, com predominância hidrelétrica, a questão de atendimento energético deve ser tratada por meio de abordagem específica.

Sousa [7], discorre sobre os diversos tipos de reação da demanda adotados no mundo. Em relação ao sistema brasileiro o autor explorou o potencial da RD em substituição ao despacho termelétrico programado para fins de segurança energética, que tem por objetivo a manutenção ou redução da taxa de deplecionamento dos reservatórios, em resposta à identificação de situação de risco ao abastecimento do consumo de energia elétrica. Nesta modalidade de operação termelétrica, o acionamento precisa ser aprovado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) uma vez que o custo das usinas termelétricas é superior ao CMO (fora da ordem de mérito de preço). Este custo adicional deve ser recuperado por meio da cobrança de Encargos de Serviços do Sistema por razões de Segurança Energética (ESS Energético) suportado pelos consumidores. O trabalho ainda estima qual seria o potencial mercado consumidor potencial e o preço pelo qual os consumidores estariam dispostos a reduzir seu consumo em comparação com o custo real com ESS Energético.

Com base na revisão bibliográfica, verificou-se que com a implementação de produtos de ORC são esperados impactos como a redução do CMO, incorporação deste mecanismo nos modelos de preço, e redução do custo com ESS Energético, na competição por preço entre RD e acionamento de termelétricas fora da ordem de mérito.

O produto de ORC proposto nesta tese tem sua atratividade avaliada sob o ponto de vista da indústria do alumínio no Brasil, por meio da simulação e assunção de hipóteses econômicas, de modo a aferir o atendimento dos interesses dos acionistas das empresas e do mercado do produto final da indústria. Do ponto de vista do benefício sistêmico outras dimensões também foram avaliadas como impacto no custo de operação (função objetivo do modelo de preço), impactos em nível de armazenamento, vertimento e risco de déficit.

### 3 RESPOSTA DA DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA

O capítulo a seguir apresenta a característica da oferta e demanda em relação ao preço e as particularidades da energia elétrica como mercadoria. Discutese ainda a forma de representação da demanda nos modelos de cálculo de energia elétrica no Brasil, bem como o critério de formação do Custo de Déficit da energia.

# 3.1 CONCEITOS ECONÔMICOS APLICÁVEIS À DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA

Segundo Kirschen e Strbac [45], a função demanda da maior parte das mercadorias pode ser representada graficamente como uma curva com declividade negativa. A disposição para compra de um produto (quantidade) aumenta, ao passo que seu preço se reduz. A interpretação do comportamento da demanda pode ser traduzida também no valor monetário atribuído pelos consumidores para reduzir a quantidade consumida.

A função da oferta, em contrapartida, tem inclinação contrária à de demanda (positiva). O cruzamento das curvas de oferta e de demanda define o preço de energia em mercados competitivos.

Em mercados de energia elétrica como o Nord Pool<sup>5</sup>, a formação de preços é dada pelo cruzamento de curvas de oferta e demanda de modo que o preço de equilíbrio é dado pelo cruzamento destas curvas como pode ser observado na Figura 4 a seguir [46].

Tanto alterações de disponibilidade da oferta, quanto na disposição da demanda a não consumir, resultam no deslocamento das curvas e com isto surge um novo preço de equilíbrio. Um cenário de aumento da oferta ou de redução da demanda levaria a uma redução do preço de equilíbrio e a redução da oferta ou aumento da demanda conduz a um aumento do preço de equilíbrio. Por mais que oferta e demanda não estejam em equilíbrio em um determinado instante, a tendência é que se tornem balanceados.

<sup>&</sup>lt;sup>5</sup> Mercado composto pelo diversos países conectados eletricamento como Dinamarca, Suécia, Noruega, Finlândia, Estônia, Letônia, Lituânia e Alemanha.

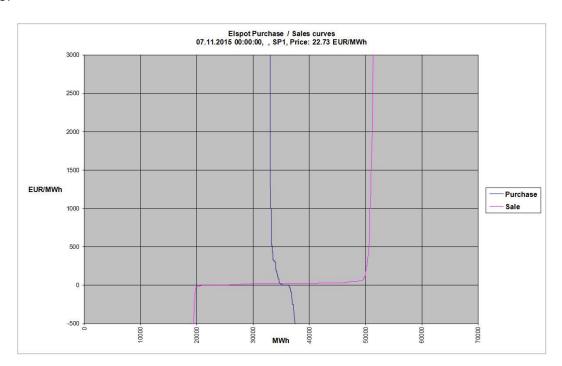


Figura 4 - Preço de Equilíbrio horário de Oferta e Demanda de energia elétrica Nord Pool

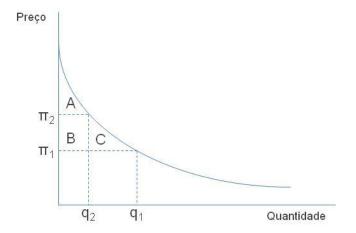
Fonte: Nord Pool [47]

Tais regras também são aplicáveis ao mercado de energia elétrica, de modo que Kirschen e Strbac [45] ressaltaram que o aumento de preço desta, produzirá um decréscimo na demanda. No curto prazo a redução de consumo pode ocorrer, pois os recursos de parte dos usuários podem estar alocados para suprimento de outras necessidades inflexíveis e com isto a alternativa seria a redução do dispêndio. No curto prazo esta seria a opção escolhida, pois não há substituto para a energia elétrica. No longo prazo, no entanto, um aumento de preço de energia elétrica pode estimular o atendimento da demanda por outras fontes, como ,por exemplo, a utilização de combustíveis fósseis como gás natural ou gás liquefeito de petróleo para produção de energia térmica em uma residência que antes utilizava aquecimento por meio de equipamentos elétricos.

O aumento de preço de um produto também produz um efeito em outros mercados. Partindo-se de que a curva da demanda representa a disposição dos consumidores pelo pagamento de um determinado bem ou produto, na situação proposta pode-se constatar o excedente econômico da demanda representada pelas áreas A, B e C, onde se verifica o preço de mercado representado por  $\pi_1$  na Figura 5 a seguir. O excedente econômico mede a percepção de ganho que os consumidores

têm ao adquirir o produto de seu interesse a um preço inferior ao que estariam dispostos a pagar.

Figura 5 - Impacto no excedente econômico da demanda por aumento de preço



Fonte: Kirschen e Strbac [45]

Os recursos financeiros não alocados para aquisição deste produto podem ter como destino a aquisição de mais unidades de outros produtos ou até mesmo a poupança para aquisição futura de bens. No caso de aumento de preços representado por  $\pi_2$  na figura anterior, nota-se que este excedente é reduzido de modo a restar apenas a área A. Com isto, dada a ampla utilização da energia elétrica na sociedade moderna, pode-se inferir que aumentos de preço deste produto produzem impactos significativos na economia da região atendida pelo sistema elétrico em questão.

Um efeito positivo do comportamento ativo da demanda de energia é a capacidade da RD regular o poder de mercado de geradores em mercados com características oligopolistas, como afirmou Souza [6]. A comparação da formação de preços em mercados onde a demanda é inelástica com outro que apresente RD é apresentada na Figura 6.

Na situação em que a demanda é inelástica, o deslocamento intencional da curva de oferta de geração produz aumento de preço mais acentuado se comparado com um mercado demanda reaja a preço.

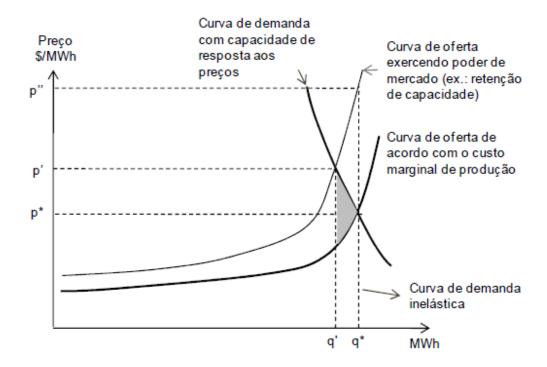


Figura 6 - Capacidade de RD e incentivo ao exercício de poder de mercado

Fonte: Souza [6]

#### 3.1.1 Elasticidade

A questão da disponibilidade e alocação dos recursos financeiros pelo lado do consumo é objeto do estudo da elasticidade da demanda diante da variação de diversos fatores, tais como preço de um insumo (elasticidade-preço) versus a renda do consumidor.

Von der Fehr e Wolak [44], a partir de estudos em diversos mercados internacionais, indicam que, de um modo geral, a demanda de eletricidade mostra-se bastante inelástica em relação ao preço da energia no curto prazo.

Os resultados deste tipo de estudo variam consideravelmente em função dos tipos de dados utilizados e das técnicas estatísticas empregadas. No entanto, é usual a estimativa da elasticidade-preço na ordem de 0,2 ou menor, indicando que a demanda seria reduzida em 2% para um aumento de preço/tarifa de 10%.

Andrade e Lobão [48], por meio de seu estudo sobre a influência do preço da energia elétrica (tarifa), renda do consumidor e do preço dos eletrodomésticos na demanda de energia elétrica dos consumidores residenciais, estimaram a elasticidade-preço de curto prazo do segmento residencial entre -0,065 e -0,05

(representa para um aumento de tarifa/preço de energia elétrica de 10%, a queda de consumo neste segmento entre 0,5% e 0,65%).

Os valores de estimativa da elasticidade por diversos métodos de mensuração são apresentados naTabela 1 .

Tabela 1 - Elasticidade estimada demanda energia elétrica

Método de Estimação	Tarifa	Renda familiar	Preços dos eletrodomésticos
Mínimos Quadrados	-0,06480	0,2110	-0,1624
Variáveis Instrumentais	-0,05810	0,2133	-0,1672
Vetor Autorregressivo	-0,05084	0,2132	-0,1864

Fonte: Andrade e Lobão [48]

Schmidt e Lima [49], também estimaram a elasticidade-preço da energia elétrica das classes de consumidores residencial, comercial e industrial. Além disso, estimaram também a elasticidade-preço de longo prazo desses consumidores, que representa a possibilidade de reduzir o consumo de energia por meio de substituição de equipamentos existentes por outros mais eficientes, ou ainda substituição de fonte de energia. O valor de elasticidade-preço dos consumidores industriais, o maior entre os três segmentos, foi de -0,545 no curto prazo. Os valores de elasticidade do estudo são mostrados na Tabela 2.

Tabela 2 – Elasticidade-preço estimada demanda energia elétrica por segmento

Segmento	Preço Energia	Renda
Residencial	-0,085	0,539
Comercial	-0,174	0,636
Industrial	-0,545	1,916

Fonte: Schmidt e Lima [49]

Em relação à demanda de energia elétrica, Stoft [24] afirmou que os mercados de energia elétrica diferem dos conceitos econômicos típicos sob alguns aspectos: grande parte da demanda (representada pelos consumidores de energia)

não responde a preços de curto prazo como ocorreria com outros produtos. Além disso, a energia elétrica é a única mercadoria consumida continuamente por todos os clientes em um décimo de segundo. O resultado disto é uma flutuação de preço em uma velocidade sem precedente em outros mercados.

Stoft [24] ainda citou que o mercado de energia elétrica tem duas falhas estruturais no lado da demanda: a falta de medição e faturamento em tempo real e a falta de controle de fornecimento em tempo real para consumidores.

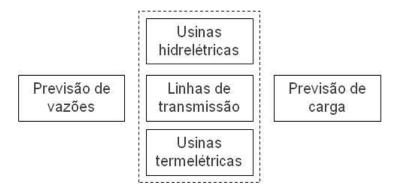
A primeira falha resulta na baixa RD ao preço, como pode ser comprovado pelas estimativas de elasticidade para consumidores residenciais apresentadas anteriormente. Deve-se ponderar, no entanto, o custo benefício da instalação de medidores de tempo real em pequenas unidades consumidoras. A segunda falha estrutural decorre da possibilidade que uma unidade de consumo tenha acesso à energia elétrica sem que haja um contrato com fornecedor deste insumo préestabelecido. Caso o consumidor não tenha contrato, o operador do sistema é o fornecedor.

# 3.2 REPRESENTAÇÃO DA DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA PARA CÁLCULO DO PLD

Souza [6] afirmou que a formação de preços em mercados desverticalizados está intrinsecamente relacionada ao processo de despacho da geração, que no caso brasileiro é realizado por intermédio de uma cadeia de modelos matemáticos (Newave e Decomp). As variáveis de entrada utilizadas na cadeia de modelos são apresentadas na Figura 7.

O modelo Newave utilizado para formação do preço de energia no mercado de curto prazo tem como objetivo a determinação das metas de geração hidrelétrica do sistema, por reservatório equivalente, e geração termelétrica por usina, de tal forma que a demanda seja atendida ao custo mínimo de operação ao longo do período. Verifica-se com isto que a formação de preço de energia elétrica é realizada por meio de uma simulação da oferta disponível e da demanda inflexível em detrimento do encontro das informações das empresas ofertantes e consumidores. Outros parâmetros utilizados pelo modelo de preço são os custos variáveis das usinas termelétricas e custo atribuído não fornecimento de energia (custo de déficit) [50].

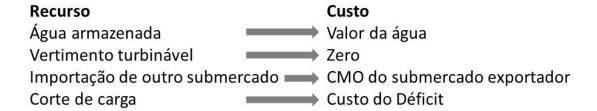
Figura 7 - Variáveis de entrada modelo de planejamento da operação eletroenergética



Fonte: Souza [6]

O cálculo do preço por um modelo matemático decorre da complexidade de determinação da quantidade de oferta de energia por conta da predominância hidrelétrica e sua dependência do clima. Outro fator complexo para atendimento da demanda é a presença de grandes reservatórios hidrelétricos e sua conexão direta com as decisões tomadas. A decisão tomada no presente de utilização ou não de água armazenada nos reservatórios para geração de energia elétrica afeta a disponibilidade deste recurso no futuro. O horizonte da política energética é de cinco anos para o Newave e dois meses para o Decomp. A relação os possíveis cenários oferta para atendimento da demanda e os preços de energia esperados são apresentados na Figura 8 .

Figura 8 - Definição do CMO conforme o recurso utilizado



Fonte: Souza [6]

O CMO (dado de saída do modelo de preços) indica o custo adicional para atendimento de um incremento de carga. Para definição do preço do mercado de curto prazo (PLD), utiliza-se o mesmo processo para obtenção do CMO, porém nos arquivos de entrada dos modelos não são consideradas as restrições de transmissão internas

a cada submercado e disponibilidade de unidades geradoras que não estejam em operação comercial.

No sistema elétrico brasileiro a demanda que será consumida em um determinado período de tempo é uma variável de entrada definida pela EPE e ONS e utilizada nos modelos que calculam o preço no mercado de curto prazo brasileiro (Newave e Decomp). A demanda não considera qualquer relação com preço até o limite dos patamares de déficit definidos anualmente pela ANEEL. As curvas de oferta e demanda construída a partir das informações dos modelos de preço são apresentadas na Figura 9.

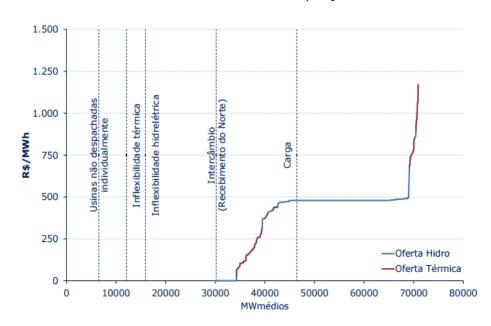


Figura 9 - Curvas de oferta e demanda modelo de preços

Fonte: CCEE [51]

#### 3.2.1 Custo do Déficit

No mercado brasileiro, os modelos indicam a necessidade de corte de carga somente se o CMO atinge ou supera os valores definidos na curva de Custo de Déficit, cujos valores são expostos na Tabela 3 . Destaca-se que a partir de março de 2017 adotou-se para fins de programação da operação um patamar único de Custo de Déficit no valor de R\$ 4.650/MWh.

Tabela 3 - Curva do Custo do Déficit de energia elétrica

Patamar (% Redução de Carga)	Custo do Déficit (R\$/MWh)
0% < RC ≤ 5%	1.571,42
5% < RC ≤ 10%	3.390,08
10% < RC ≤ 20%	7.084,98
RC>20%	8.050,39

Fonte: ANEEL [52]

Stoft [53] afirmou que o corte indiscriminado de consumo, como ocorre em um racionamento de energia elétrica, é uma alternativa cara para conter a demanda, uma vez que não há distinção da finalidade de energia que o corte de carga afeta. O autor afirmou ainda que obter uma definição que seja amplamente aceita para o custo de déficit (ou Value of Lost Load – VOLL) não é uma tarefa trivial, visto que a valoração desse parâmetro depende da percepção do impacto econômico do ponto de vista de cada consumidor, dependendo ainda do tempo da interrupção do fornecimento de energia e da dependência não linear da corte de carga sobre a duração deste corte. Ainda assim, mesmo com o risco assumido de utilização de uma variável sem a representatividade ideal, a escolha de um critério e definição de um valor é relevante para fins de operação do sistema elétrico.

Com relação às experiências internacionais sobre este tema, Schröder e Kuckshinrichs [54] apresentaram os principais métodos, sendo estes diretos, por meio de pesquisa junto aos diferentes tipos de consumidores, ou indiretos, por meio da estimativa deste custo com base em indicadores macroeconômicos (utilizado no Brasil).

Hogan [55], em sua avaliação do custo do déficit em mercados com sinais de preço somente para energia (sem valor associado à potência), ressaltou que no atendimento à demanda o Operador do Sistema dispõe de reserva de potência fornecida pelos geradores como serviços ancilares. Em situações de stress o operador do sistema pode flexibilizar esta reserva de capacidade, fazendo com que o custo de operação seja superior ao CMO e, ao mesmo tempo, inferior ao custo de déficit. Desta forma, o autor indica que a mensuração desta dimensão, o preço da escassez de potência, pode servir de parâmetro para precificação da RD disponível para acionamento do operador.

No Brasil, o custo da interrupção do fornecimento de energia utilizado no NEWAVE origina-se da estimativa de impacto do custo da energia no Produto Interno Bruto (PIB). Para isto, utilizou-se a Matriz Nacional de Insumo-Produto elaborada pelo IBGE em 1975, atualizada para valores de 1996 pela variação da parcela de energia elétrica na composição do PIB. Esta informação é utilizada para fins de programação da operação eletroenergética deste desde 1997 [56].

Durante a discussão para atualização do Custo de Déficit, por determinação da Comissão de Gestão da Crise Energética, em 2002, a conclusão da ANEEL foi que tal missão demandaria um longo tempo para conclusão, e, portanto, naquele momento, deveria ser aplicado o reajuste pelo Índice Geral de Preços Disponibilidade Interna (IGP-DI), procedimento este adotado deste então [57][58].

Carrillo e Campero<sup>6</sup> apud [57], argumentaram que a utilização da matriz insumo-produto empregou os chamados custos marginais setoriais que, em função de produção, permitem determinar as perdas marginais do PIB brasileiro por restrição de suprimento de energia elétrica em cada setor da economia. Estes custos são obtidos com o emprego da Matriz Insumo-Produto e de técnicas de análise de regressão envolvendo taxas de variação do PIB, das produções setoriais e dos consumos setoriais de energia elétrica. Os custos marginais setoriais obtidos são escalonados em ordem crescente para aplicação de uma política de racionamento com redução até 30% do consumo para todos os setores. Com isto, forma-se uma curva em quatro patamares, com cada patamar definido pelo valor médio dos custos marginais dos setores racionados, ponderado pelas quantidades racionadas de cada setor [57].

Nota-se com isto a continuidade de utilização de um critério que foi estabelecido em um período em que o setor elétrico brasileiro era caracterizado pelas empresas de energia verticalizadas e com participação maciça do governo (tanto na esfera federal, quanto na estadual) no capital destas empresas.

Von der Fehr e Wolak [44] diagnosticaram que os valores de custo de déficit vigentes à época do racionamento de energia decretado em 2001 eram muito baixos<sup>7</sup> se comparados com o real impacto econômico da falta de energia<sup>8</sup> e sugeriram valores

<sup>&</sup>lt;sup>6</sup> CARRILLO, M.; CAMPERO, H. **Costo social de la restricion de energia elétrica**.Quito: Ministério de Recursos Naturales y Energéticos, 1975

<sup>&</sup>lt;sup>7</sup> Na época do estudo por volta de R\$ 350/MWh ou aproximadamente US\$ 100/MWh.

<sup>&</sup>lt;sup>8</sup> A verificação empírica citada pelos autores se deu durante o racionamento de energia vivenciado pele estado norte americano da Califórnia durante o período de janeiro a maio de 2001.

próximos aos utilizados em países como Austrália, Inglaterra, País de Gales e Estados Unidos<sup>9</sup>. Além disso, neste diagnóstico, os autores, dentre outras mudanças, propuseram a inserção de mecanismo de redução de consumo voluntário por parte das empresas e, com isto, não faria sentido o estabelecimento de um valor atribuído ao corte de consumo artificialmente por parte da ANEEL/ONS.

Os autores argumentam ainda que o gerenciamento do risco de déficit, sem a participação ativa dos consumidores no atacado, pode ser caro no mercado brasileiro. Isto ocorre pela oferta de energia estar mais associada à disponibilidade de água ao longo das estações do ano ou ao longo de anos, do que variações diárias, semanais e mensais. As alternativas em casos de situações de risco de abastecimento em termos de custo ou impactos econômicos, como no caso de racionamento ou contratação emergencial de unidades geradores com alto custo de combustível, podem ser muito maiores se comparadas ao investimento na implantação de sistemas de medição para introdução de mecanismo de RD.

Wolak [43][59] identificou ainda a tendência governamental no estabelecimento de baixos valores de custo de déficit em sistemas com predominância hidrelétrica. Valores relativamente mais altos de custo de déficit tendem a resultar em CMOs mais altos e a redução do valor deste parâmetro, partindo-se da premissa que anos de seca são menos frequentes, resulta em CMOs menores e aparente equilíbrio sistêmico e eficiência. A desvantagem da fixação deste parâmetro em níveis baixos vem justamente nos cenários de afluências baixas, onde não restam mais alternativas para contorno da situação que não um racionamento. Este viés na fixação deste parâmetro é chamado pelo autor de "apostas com a previsão do tempo" [43] (tradução nossa).

Apesar de todos os diagnósticos realizados em momentos de crise e reformas setoriais, até recentemente permaneceu inalterada a metodologia atual do custo de déficit. Somente a partir de março de 2017 foi aprovada a utilização de custo de déficit em patamar único na programação mensal da operação do sistema elétrico.

<sup>9</sup> Citados como países desenvolvidos onde o custo do déficit era da ordem de \$1.000/MWh.

#### 3.2.2 Processo de projeção e revisão da demanda

Nos modelos de otimização da operação do sistema elétrico, a demanda em MW médios é representada por blocos de energia para cada submercado e para cada estágio do período de planejamento [50]. Para fins de planejamento da expansão do setor elétrico, a projeção do consumo para o horizonte de dez anos leva em consideração o cenário macroeconômico<sup>10</sup> e o cenário demográfico do país. Ponderações relativas à expansão da autoprodução *in situ*, eficiência energética e projeções de grandes consumidores industriais também são consideradas [60].

No horizonte de operação de cinco anos a projeção de demanda leva em consideração (i) a premissa de crescimento da economia (PIB); (ii) a expansão de consumidores industriais de grande porte; e, (iii) interligações futuras de regiões ainda não conectadas ao SIN. Ao longo do ano, ocorrem revisões quadrimestrais (janeiro, maio e setembro) da projeção de consumo utilizada no modelo de operação, considerando ajustes decorrentes da alteração na expectativa de premissas anteriormente estabelecidas e variação de consumo industrial por razões não associadas diretamente ao nível de preço no curto prazo [61].

# 3.3 OFERTA E DEMANDA NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

Diversos mercados de energia permitem que as empresas que representam a demanda, distribuidoras ou consumidores industriais possam suprir seu consumo no mercado de curto prazo, sendo os contratos bilaterais de energia um instrumento financeiro de proteção contra as oscilações de preço. No Brasil, no entanto, os consumidores precisam suprir todo seu consumo por meio de contratos de compra de energia ou geração própria, no caso de autoprodutores.

Os consumidores no ACL interagem com os potenciais ofertantes de energia um mercado de balcão não organizado e firmam contratos bilaterais de compra e venda de energia a preços livremente negociados. Sozzi [62] explorou os fatores que influenciam o prêmio que pode ser acrescido ou decrescido do PLD para fins de negociação no mercado balcão no curto prazo, como resultado da percepção de oferta e demanda das empresas que atuam na comercialização de energia.

<sup>&</sup>lt;sup>10</sup> Taxa de crescimento dos países desenvolvidos, compradores dos produtos brasileiros com influência direta na balança comercial brasileira e projeção de crescimento nacional.

Para o médio e longo prazo, Vitorino [63] destacou os principais sinais utilizados para formação de preço dos contratos bilaterais no ACL, quais sejam, o comportamento no mercado de curto prazo (PLD) e o comportamento esperado dos preços para expandir a oferta do parque de geração (Custo Marginal de Expansão - CME). Outro sinal importante para formação de preço dos contratos bilaterais no médio prazo é o preço teto para venda nos leilões regulados para atendimento do mercado do ACR existente, onde os vendedores podem arbitrar e escolher a alternativa mais rentável.

A existência de dois ambientes de contratação, com a possibilidade de migração de consumidores livres, permite a arbitragem destes consumidores, podendo de certa forma ser interpretada como um tipo de RD. Situações de desequilíbrio como longos períodos de PLD baixo, com influência nos contratos bilaterais, ou períodos com aumentos tarifários muito acima da inflação, podem estimular a migração do ambiente regulado para o ambiente livre em busca de oportunidades de redução de custo de energia.

Períodos com PLD elevado podem resultar em retração do consumo da classe industrial, seja pela exposição de parcela do consumo ao preço no curto prazo, seja pela oportunidade de obter margem no insumo energético, como apresentado no Apêndice A.

# 4 RELAÇÃO DOS CONSUMIDORES INDUSTRIAIS COM A ENERGIA ELÉTRICA

O consumo das unidades industriais se mostra relevante na matriz elétrica brasileira representando atualmente quase 40% do consumo total de energia elétrica do Brasil [5]. No entanto, a relevância da energia elétrica como insumo do processo produtivo varia entre os segmentos industriais, seja pela característica técnica ou pelo impacto financeiro em cada produto. Com objetivo de propor um produto de ORC, neste capítulo qualifica-se o grande consumidor industrial nos diversos aspectos de interface com o setor elétrico.

#### 4.1 INFRAESTRUTURA DE CONEXÃO COM O SISTEMA ELÉTRICO

Um dos indicadores que descreve a relevância da energia elétrica para o consumidor industrial é a tensão de atendimento das unidades industriais. As maiores unidades ou complexos industriais estão conectados diretamente à Rede Básica do sistema de transmissão de energia elétrica, cuja tensão de atendimento é igual ou superior a 230 kV. A representatividade de consumo por tensão de fornecimento referente ao ano de 2014 é apresentada na Tabela 4 .

Tabela 4 - Consumo de energia elétrica por tensão de fornecimento (2014)

Tensão de Fornecimento	Consumo [GWh]	% Part.
A1 (> 230 kV)	42.652	9%
A2 (88 - 138 kV)	60.695	13%
A3 (69 kV)	7.929	2%
A-3a (30 - 44 kV)	17.414	4%
A4 (2,3 a 25 kV)	122.093	26%
B (Baixa Tensão)	224.541	47%

Fonte: Elaborado a partir de EPE [5]

As unidades conectadas em A1 apresentadas na tabela anterior estão nos dois ambientes de contratação regulado (ACR) e livre (ACL). Apesar do consumo das unidades atendidas em A1 representarem por volta de 9% do consumo total, as unidades conectadas nesta tensão representam a indústria de base, ou seja, o produto final destas indústrias serve de insumo para outras indústrias de

transformação. Além disso, a conexão em tensão de fornecimento A1 reflete o grande porte da instalação industrial, como pode verifica-se na Tabela 5 que apresenta a demanda média contratada por segmento.

Tabela 5 - Demanda contratada por unidades consumidoras industriais conectadas na Rede Básica de transmissão

		MUST <sup>11</sup>	MUST
Segmento	Unidades	Médio Fora	Total Fora
		Ponta [MW]	Ponta [MW]
Alumínio	7	377	2.641
Mineração	26	82	2.123
Química	16	67	1.074
Siderurgia	12	77	923
Ferro-liga	5	76	381
Celulose e Papel	6	62	374
Gases Industriais	7	24	169
Bombeamento de água	2	47	94
Cimento	3	23	69
Alimentos	3	18	55
Madeira	2	27	54
Têxtil	2	27	54
Automóveis	1	29	29
Borrachas	1	12	12
Total	93		8.051

Fonte: Elaborado a partir de ONS [64]

Quanto maior a demanda da unidade consumidora, maior será sua tensão de fornecimento e maior será o investimento em infraestrutura (subestação e linhas para uso exclusivo); em contrapartida, o custo mensal para remuneração das empresas que prestam os serviços de transporte é inferior, como é apresentado a seguir. O investimento em infraestrutura para conexão ao sistema elétrico só se justifica pela relevância do insumo na composição final do produto, ou pela tecnologia empregada para produção.

Para efeito de comparação de impacto no custo de conexão pela classe de tensão, exibe-se na Tabela 6 a média das tarifas vigente em maio de 2015 sem impostos, ponderada pela demanda contratada para os consumidores conectados à Rede Básica. Na mesma tabela, apresenta-se a média das tarifas dos demais

\_

<sup>&</sup>lt;sup>11</sup> Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST).

consumidores industriais com modulação de demanda contratada (ponta/fora ponta)<sup>12</sup>, também sem impostos, das treze distribuidoras com maior consumo industrial<sup>13</sup> em 2015, abrangendo as quatro regiões eletroenergéticas e 70% do mercado industrial cativo [65].

Tabela 6 - Custo Médio mensal da demanda para consumidores industriais por classe de tensão

Tensão de Fornecimento	Custo Mensal [R\$/kW]
A1 - Rede Básica	3,18
A1 - Distribuição	4,15
A2 - Distribuição	10,56
A3 - Distribuição	13,06
A3a - Distribuição	28,59
A4 - Distribuição	28,69

Fonte: Elaborado a partir de ONS e ANEEL [64][65][66][67][68][69][70][71][72][73] [74][75][76][77][78]

Como pode ser visto na tabela, a relação entre o custo do consumidor conectado à Rede Básica e o consumidor conectado em A4 é de aproximadamente um para dez. Os custos apresentados na tabela representam a parcela de conexão ao sistema e transporte da energia elétrica (transmissão e distribuição), no entanto outras parcelas devem ser consideradas para compor o custo final da energia elétrica para as unidades consumidoras industriais, são elas: o custo da energia elétrica, os encargos setoriais, impostos e tributos.

#### 4.2 CUSTO DA ENERGIA ELÉTRICA NA ATIVIDADE INDUSTRIAL

O custo da energia se refere à tarifa de energia elétrica paga pelo consumidor industrial no ACR, regulada pela ANEEL, ou ao preço de energia contratado pelo consumidor no ACL.

<sup>&</sup>lt;sup>12</sup> Modulação A1, redução de 10% da demanda contratada na ponta; modulação A2 e A3, redução de 15% na ponta; modulação A3a e A4, redução de 20% na ponta.

<sup>&</sup>lt;sup>13</sup> Distribuidoras por ordem de consumo industrial: Copel Distribuição, Eletropaulo, Celesc Distribuição, CPFL Paulista, Cemig Distribuição, Elektro, Coelba, Bandeirante Energia, Celg Distribuição, CPFL Piratininga, Aes Sul, Amazonas Distribuidora e Celpe.

Os encargos setoriais são valores pagos pelos consumidores tanto no ACR, quanto no ACL, por determinação regulatória (lei, decreto, portarias, resoluções), de acordo com as políticas de governo para o setor elétrico.

Com relação aos impostos e tributos incidentes na energia elétrica, têm-se: tributos federais como Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/PASEP) e Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS) e tributo estadual como o Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS).

A questão de tributos na formação do custo da energia não foi abordada por conta da especificidade deste tema e as diversas combinações entre as opções de regimes tributários, legislações estaduais e condições específicas para cada segmento industrial. Cabe ressaltar, porém que não há prejuízo nos resultados e conclusões desta Tese, uma vez que em linhas gerais os tributos pagos relativos aos insumos indústrias, dependendo do regime de tributação, constituem créditos que podem ser utilizados no abatimento do recolhimento de tributos pela venda do produto final, e deste modo não impactam no custo final da energia.

Para empresas que exportam seus produtos industrializados não há obrigatoriedade de recolhimento de PIS/PASEP, COFINS [79] e ICMS<sup>14</sup> [80] sobre a receita da venda e, desta forma, caso o exportador não tenha algum regime especial para tratamento para isenção do ICMS, todo o imposto pago sobre o insumo resultará em aumento de custo, visto que não haverá imposto devido na venda para utilização dos créditos.

Com relação à tecnologia empregada na produção industrial, destacam-se os eletrointensivos. De acordo com a International Energy Agency (IEA), em estudo sobre emissão de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), um terço da demanda global de energia e cerca de 40% das emissões mundiais de CO<sub>2</sub>, são atribuídas às atividades industriais, com destaque aos segmentos industriais energo-intensivos: produção de ferro e aço, cimento, químicas e petroquímicas, celulose e papel e alumínio [81]. A EPE classificou os seguintes segmentos industriais como eletrointensivos por conta da relevância de suas atividades no setor elétrico nacional, sendo que o principal indicador é o consumo específico exibido na Tabela 7. O consumo específico se

\_

<sup>&</sup>lt;sup>14</sup> Artigo 155, § 2º, inciso X da Constituição Federal de 1988.

refere à quantidade de energia elétrica consumida para cada tonelada de produto, com destaque aos setores de alumínio e ferros-liga.

Tabela 7 - Consumo específico por segmento industrial

Segmento	Consumo Específico [kWh/ton]	Produção Industrial Brasileira 2013 [ton]
Alumínio Primário	14.752	1.415
Ferro-liga	8.611	901
Soda-Cloro	2.722	1.436
Pasta Mecânica	2.189	439
Petroquímica	1.590	3.653
Cobre	1.538	340
Celulose	980	14.017
Papel	791	10.565
Siderurgia	512	35.472
Alumina	299	11.334
Cimento	112	71.161
Pelotização	49	59.232
Bauxita	13	42.680

Fonte: Elaborado a partir de EPE [60]

O consumo específico é intrínseco ao gasto com energia elétrica por conta da tecnologia de produção. Complementando a informação de consumo específico, Apresentam-se os maiores custos com Energia Elétrica por atividade industrial (base 2013) na Tabela 8 a seguir.

Cabe destacar que apesar de não constar na Tabela 7 como uma indústria eletrointensiva por meio do consumo específico, a indústria de gases industriais apresenta a maior representatividade do custo com energia elétrica, consequência direta de seu processo de destilação do ar por unidades criogênicas onde o ar é resfriado a temperaturas inferiores a -180° C, quando os gases são separados [83].

Tabela 8 - Custo industrial com energia elétrica (2013) - IBGE

Atividade	Empresas ativas	Custo Eletricidade [R\$] x 1.000	% Eletricidade Custo Total <sup>15</sup>	% Eletricidade Custo Direto Produção <sup>16</sup>	
Alumínio	125	2.028.940	9%	44%	
Cimento	30	1.224.630	6%	24%	
Aço Plano	4	1.193.564	2%	14%	
Gases Industriais	16	983.353	19%	72%	
Refino de petróleo	10	848.861	0,3%	4%	
Aço Longo	16	733.908	3%	27%	
Petroquímicos	4	696.186	2%	26%	
Minério de ferro	39	651 233	1%	11%	
Papel e Celulose	100	599 862	4%	30%	
Ferro-liga	29	472 029	9%	40%	
Cloro e álcalis	13	238.824	15%	67%	

Fonte: Elaborado a partir de IBGE [82]

Dentre os eletrointensivos citados anteriormente, há nítido destaque para o setor de produção de alumínio; no entanto, nota-se que outros setores como o de cimento, laminados de aço plano (siderurgia) apesar de não apresentarem alto consumo específico, se comparados com o setor de alumínio, ferro-liga e cloro e álcalis, apresentam grandes desembolsos com energia elétrica, reflexo do alto nível de atividade, apresentado na Tabela 7.

O consumo de energia elétrica para a indústria de base, englobando os setores de alumínio, cimento, siderurgia, gases industriais e petroquímicos (produtos petroquímicos mais refino do petróleo), representa, em termos financeiros, um custo anual (base 2013) de mais de R\$ 7,7 bilhões. Custos desta ordem podem viabilizar investimentos em usinas hidrelétricas ou termelétricas para autoprodução com o objetivo de reduzir custo e, de fato, esta foi a opção de algumas empresas destes segmentos, como pode ser visto na Tabela 9.

<sup>15</sup> Custo Total – Gastos de pessoal, compra de matéria prima, Custos Diretos de Produção, aluguéis, arrendamentos mercantis, depreciação e amortização, propaganda, logística, impostos, taxas, prêmios de seguros, despesas financeiras, prestação de serviços por terceiros, despesas com vendas, água e esgoto, viagens e representações, despesas não operacionais, *royalties* e assistência técnica.

<sup>16</sup> Custo Direto de Produção – Consumo de combustíveis para acionar maquinaria, compra de energia elétrica, consumo de peças, acessórios e pequenas ferramentas, serviços industriais prestados por terceiros e serviços de manutenção e reparação de máquinas e equipamentos ligados à produção prestados por terceiros.

Tabela 9 - Representatividade autoprodutores na capacidade instalada de geração de energia no Brasil

Tipo Usina	Cap. Instalada [MW]	% Cap. Instalada
Hidro AP <sup>17</sup>	4.863	5,4%
Hidro Total	89.193	
Termo AP	16.027	42,4%
Termo Total	37.827	

Fonte: EPE [13]

### 4.2.1 Autoprodução de Energia Elétrica

A capacidade instalada de usinas com concessão ou autorização para autoprodução de energia corresponde a 15,6% da capacidade instalada total (base 2014) de 133.913 MW médios [13]. Na Tabela 10 a seguir podem ser observados quais segmentos industriais foram investidores para obtenção deste insumo.

Tabela 10 - Investimento em geração de energia elétrica por segmento industrial

		Cap.	
Tipo	Cap. Instalada Hidro	Instalada	Total
Usina	[MW]	Termo	[MW]
		[MW]	
Alumínio	2.286	184	2.470
Celulose e	74	2.161	2.235
Papel			
Ferro	709	1.430	2.139
Gusa/Aço			
Mineração	692	148	839
Química	3	482	484
Cimento	423	8	431
Total	4.185	4.414	8.599

Fonte: Elaborado a partir de EPE [13]

Na tabela anterior foi excluída a autorização para autoprodução concedidas a usinas de açúcar e álcool que se constituem na prática como geradores de energia elétrica, sendo esta um terceiro produto a ser obtido por meio de uma mesma fonte primária (bagaço de cana-de-açúcar).

4-

<sup>&</sup>lt;sup>17</sup> AP – Autoprodução

O investimento em autoprodução do setor de alumínio é característico desta indústria. Segundo dados do International Aluminium Institute [84], em 2014, 49% da energia utilizada para produção de alumínio primário no mundo foi autoproduzida, no entanto, sendo o restante adquirido por meio de contratos de compra de fornecedores.

Com relação ao investimento em usinas hidrelétricas de maior porte (acima de 50 MW), na maior parte dos casos, geração e consumo não estão em área contígua. O processo de obtenção da concessão deste tipo de usina depende da participação de leilão [85]. Nesta modalidade de investimento a autoprodução é conhecida como autoprodução transportada.

Em contrapartida, o processo de autorização para investimento em usinas termelétricas apresenta menor complexidade e esta alternativa muitas vezes está associada ao processo produtivo, onde ocorre a cogeração, como é o caso da indústria de Celulose e Papel. Neste caso a autoprodução é conhecida como autoprodução local, inside the fence ou *in situ*.

A opção pelo investimento em autoprodução pode definir o ambiente de contratação em que a indústria deverá atuar. Nos casos onde houver o investimento em autoprodução transportada, as unidades industriais obrigatoriamente participarão do ACL, uma vez que a contabilização da energia gerada e consumida em locais distintos é realizada na CCEE.

Já para as unidades com autoprodução *in situ*, caso a energia gerada por autoprodução seja superior ao necessário para atendimento do consumo, o excedente poderá ser vendido para a concessionária de distribuição local, desde que precedido de chamada pública, ou no ACL.

Um ponto que merece destaque entre os dois tipos de autoprodução é a questão dos custos envolvidos em cada tipo: transportada e *in situ*. Conforme apresentado anteriormente, o custo com energia compreende o custo de conexão à rede, preço/tarifa de energia elétrica e encargos. Na autoprodução transportada, a atratividade do investimento se dá pelo preço (custo) da energia elétrica, uma vez que os custos com conexão são os mesmos. Para alguns encargos, tais como Encargos de Serviço de Sistema por razões energéticas (ESS Energético), Encargo de Energia de Reserva (EER), Programa de Incentivo à Geração por Fontes Alternativas (PROINFA) e Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), há abatimento da

quantidade de energia elétrica autoproduzida no montante a ser pago. Para a energia autoproduzida *in situ,* há redução do custo em todas as parcelas.

# 4.3 AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO E PREÇO DE ENERGIA

Neves et al [86] afirmou que existem dois tipos principais de programas de RD, a saber, (i) programas baseados em tarifação diferenciada, como a tarifa horosazonal dos consumidores cativos conectados em média tensão; ou (ii) programas baseados em incentivos, como no caso da ORC, onde o consumidor tem papel ativo na formação de preço de curto prazo.

Uma ilustração do nível de exposição das tarifas<sup>18</sup> às variações dos preços de curto prazo é apresentada na Figura 10 a seguir.

Se de um lado uma tarifa estática (ou flat) oculta dos consumidores a volatilidade dos preços de mercado, as tarifas dinâmicas promovem maior eficiência econômica ao sinalizar por meio dos preços a situação do sistema estimulando assim a RD. Em alguns mercados, onde o preço é formado por meio de ofertas de preço para geração e consumo, o cruzamento destas ofertas, que representa o preço de equilíbrio, é de fato o preço do despacho que está ocorrendo em um determinado instante de tempo. No Brasil, pode-se afirmar que o PLD é o sinal de preço mais próximo da tarifa RTP ("Real Time Pricing"), apesar de sua metodologia prever o cálculo em base semanal, para patamares de carga pré-definidos (leve, médio e pesado), e de forma ex-ante ao despacho da geração e do consumo.

Com relação das variações dos preços no curto prazo em cada ambiente de contratação, verificam-se que no ACR, para os consumidores de baixa tensão, as tarifas são mais próximas as tarifas estáticas, no entanto, já podemos citar iniciativas como a Tarifa Branca [88] que buscou aumentar a eficiência dos ativos da rede de distribuição com capacidade ociosa. Tal iniciativa, no entanto não tem nenhuma correlação com o preço da energia no Mercado de Curto Prazo.

<sup>&</sup>lt;sup>18</sup> Tipos de tarifas: Inverted Tier Rate, tarifa base com valor definido e consumo mensal limitado; Seasonal Rate, tarifas com valores definidos para estações do ano; Time of use (TOU), tarifas com valores definidos variáveis para horas do dia e estações do ano – similar tarifa horosazonal; Critical Peak Pricing (CPP), tarifa com base na TOU, acrescida de valor adicional definido na ponta; Variable Peak Pricing (VPP), tarifa baseada na CPP com valor adicional de ponta calculado diariamente em função das condições do sistema; e Real Time Pricing (RTP), tarifa calculada em tempo real de acordo com as condições do sistema.

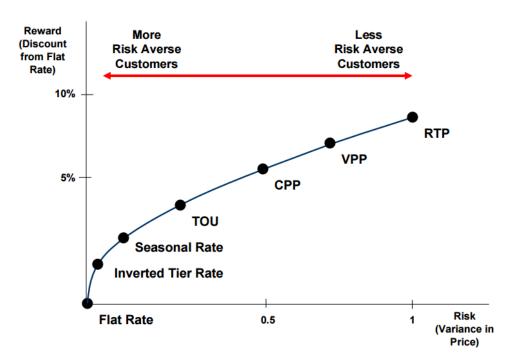


Figura 10 - Relação entre tipos de tarifas e percepção do consumidor aos preços de curto prazo

Fonte: Faruqui [87]

Outra ação neste sentido foi a introdução de mecanismo de bandeiras tarifárias, <sup>19</sup> que entrou vigor em março de 2015, visando preservar o equilíbrio financeiro das distribuidoras de energia elétrica frente ao alto desembolso com o pagamento de encargos de serviços de sistema referente ao seu mercado cativo em situações de escassez de energia quando há grande despacho térmico fora da ordem de mérito de preço. As bandeiras tarifárias também tem a finalidade de recolhimento de recursos antecipadamente para pagamento dos impactos financeiros da contratação de energia no ACR como contratos por disponibilidade de termelétricas e subcontratação.

O desequilíbrio financeiro antes da cobrança das bandeiras decorria da cobrança dos encargos e efeitos da contratação no ACR em base mensal, utilizando o caixa disponível das empresas de distribuição, porém com o reajuste das tarifas aos

\_

<sup>&</sup>lt;sup>19</sup> O sistema de bandeiras tarifárias possui três bandeiras: bandeira verde, quando há condições favoráveis para geração no mês (geração térmica despachada com custo variável até R\$ 211/MWh) e a tarifa não sofre nenhum acréscimo, bandeira amarela, quando as condições são menos favoráveis (térmicas até R\$ 422/MWh em operação) e a tarifa é acrescida de R\$ 15/MWh e a bandeira vermelha, segregada em vermelha 1 (térmicas até R\$ 610/MWh) e vermelha 2 (térmicas superiores à R\$ 610/MWh), quando as condições de geração são custosas e a tarifa para o consumidor cativo sofre acréscimo de R\$ 30/MWh e R\$ 45/MWh, respectivamente.[89]

consumidores finais em base anual. Indiretamente as bandeiras tarifárias introduzem um sinal econômico ao consumidor cativo que terá incentivo a uma redução de consumo frente a um período de escassez da oferta de energia elétrica, sendo este sinal dado por meio de uma tarifa adicional proporcional ao nível de utilização de usinas térmicas no Sistema Interligado Nacional (SIN).

Ainda assim, o sinal aos consumidores cativos tem uma amplitude limitada. Tomando como base a tarifa de energia média dos consumidores cativos (não considera custo de conexão e encargos) no valor R\$ 254/MWh<sup>20</sup>, no mês classificado como bandeira amarela o acréscimo seria de 6%, para bandeira vermelha 1 acréscimo de 12% e para bandeira vermelha 2 o acréscimo seria de 18%.

Os consumidores de energia no ACL estão diretamente expostos às variações semanais do PLD. Fatores relevantes para formação do preço de energia elétrica no curto prazo como escassez de precipitação, baixos níveis de reservatórios e indisponibilidades de linhas de transmissão, não tem efeito significativo sobre os preços de energia neste ambiente.

O PLD para o submercado Sudeste/Centro-Oeste, indicador do custo de oportunidade para os consumidores no mercado livre, apresentou um valor médio nos últimos cinco anos (junho de 2011 a maio de 2016) de R\$ 289/MWh e desvio padrão de R\$ 241/MWh.

A média da variação de PLD de um mês para o outro (neste período) foi de 11%, no entanto nos últimos cinco anos houve preços que chegaram a 147% com relação ao PLD do mês anterior ou que caíram quase 70%.

Um consumidor industrial no ACL que tenha contratos de compra de energia para atender cem por cento de seu consumo, sem flexibilidade, tem a obrigação de honrar o pagamento de toda quantidade de energia contratada independentemente de seu consumo em um determinado período de tempo, com isto, surgem os riscos e oportunidades nesta modalidade de contratação.

Em um determinado período de escassez de energia, onde o PLD pode atingir valores muito superiores aos preços de contratos firmados para atendimento no longo prazo, há a oportunidade da indústria reduzir seu consumo de energia (em

-

<sup>&</sup>lt;sup>20</sup> Tarifa de energia para 70% do mercado cativo em 2015 (Eletropaulo, Cemig Distribuição, Copel Distribuição, CPFL Paulista, Light, Coelba, Celesc Distribuição, Elektro, Celg, Celpe, Coelce, Ampla, Bandeirante, CPFL Piratininga e Celpa), vigente em maio de 2016, sem impostos.[65]

geral afetando a produção industrial) e com isto verifica-se uma receita com a energia contratada, agora excedente, no Mercado de Curto Prazo (MCP).

Esta receita adicional no MCP pode compensar a perda de receita da indústria por conta de redução da produção industrial. O Apêndice A apresenta um exemplo dos impactos da redução de consumo para cada um dos ambientes de contratação.

#### 4.3.1 Dimensões financeiras para tomada de decisão

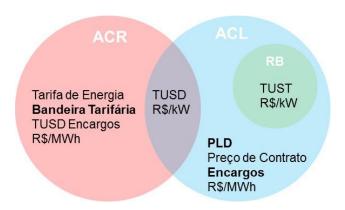
O mercado de energia do Brasil se enquadra na definição de Hogan [55] como um mercado Energy Only, onde não há sinal de preço relacionado à capacidade.

Desta forma, os sinais de preço e custo que podem influenciar a tomada de decisão dos consumidores de mudança de hábitos, no caso dos residenciais, ou processos, no caso dos industriais, são limitados.

Apresenta-se a seguir a Figura 11, com a relação dos sinais de preço aos consumidores do diferentes ambientes de contratação.

Considerando as conclusões dos estudos do MIT [40] e do U.S. Department of Energy [41], nos Estados Unidos os mecanismos de RD dos consumidores industriais já são maduros nos diversos mercados daquele país e a nova fronteira para expansão deste mecanismo é a sinalização do preço em tempo da real da energia para os consumidores e o investimento em medidores que permitem a comunicação dos dados de consumo. Mesmo neste mercado, a questão da responsabilidade pelo investimento em medição não foi equacionada.

Figura 11 – Sinais de preço e custo de energia nos diferentes ambientes de contratação



# 5 COMPORTAMENTO DA DEMANDA FRENTE AOS SINAIS DE PREÇO DE ENERGIA

Neste capítulo apresenta-se o comportamento dos consumidores nos diferentes ambientes de contratação com diferentes exposições as variações de preço no curto prazo. Avalia-se o comportamento dos consumidores industriais com relação às tarifas de uso do sistema e seus sinais de preços distintos para horário de ponta e fora ponta. Abordam-se ainda os mecanismos de prestação de serviços ancilares ao sistema em condições emergenciais.

## 5.1 COMPORTAMENTO DO ACR EM RELAÇÃO AO PLD

Sob o ponto de vista da RD por razões econômicas, propôs-se a verificação do comportamento do consumo de energia nos dois ambientes de contratação frente o PLD. A evolução do consumo de energia no ACR e o PLD no período de janeiro de 2006 a março de 2016 são apresentados na Figura 12.

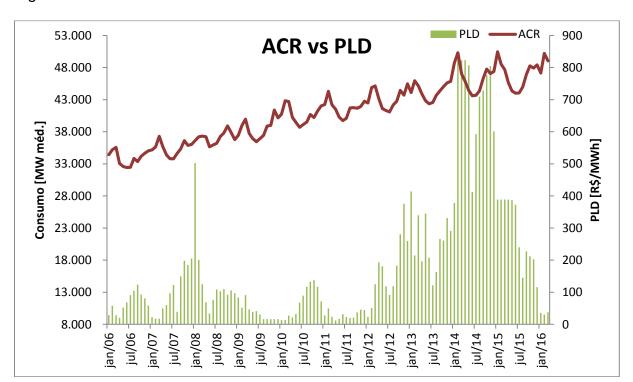


Figura 12 - Consumo no ACR e PLD médio mensal Sudeste/Centro-Oeste

Fonte: Elaborado a partir de CCEE [90][91]

Apesar da carga do mercado cativo representar a soma do consumo de unidades com comportamentos distintos quanto sua natureza (residencial, comercial e industrial) e quanto às regiões (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte), podem ser identificadas tanto uma tendência de crescimento do consumo no período, quanto a sazonalidade.

Com relação ao crescimento do consumo, Neves et al [86] constatou que nem mesmo os altos valores de PLD verificados em 2014 foram suficientes para alterar a tendência de alta. Uma hipótese que pode justificar tal comportamento é a frequência de atualização tarifária (anual), onde sinais de aumento ou redução de custo são percebidos com defasagem de alguns meses, inviabilizando qualquer resposta aos sinais econômicos de escassez ou excesso de oferta de energia representada pelo PLD.

A sazonalidade do consumo tem correlação com temperatura como pode ser observado na Figura 12. Os picos de consumo coincidem com os meses de fevereiro e março (verão), quando a temperatura média é mais elevada e o consumo de energia para acionamento de unidades de ar condicionado se mostra relevante [92], e vales (pontos mínimos) coincidem com os meses de junho e julho (inverno).

Embora o preço da energia elétrica no curto prazo (PLD) aparentemente não produza efeito no consumo do ACR, deve-se considerar que estudos sobre a elasticidade da demanda indicam a influência de fatores como tarifa e renda no consumo de energia elétrica deste segmento. De modo a ilustrar a possível relação entre estas variáveis e o comportamento dos diferentes segmentos de consumo no ACR para o período de 2012 a 2015, apresenta-se a Tabela 11 com informações de: variação do consumo dos clientes do ACR, variação da tarifa sem impostos<sup>21</sup>, variação do número de unidades atendidas, para variação da inflação medida pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) e variação do Produto Interno Bruto (PIB) a preços de 1995.

Com base na tabela apresentada a seguir, nota-se a influência do reajuste tarifário anual no comportamento dos consumidores. Aumentos ou reduções de tarifa acabam produzindo efeito no consumo do ano seguinte.

-

<sup>&</sup>lt;sup>21</sup> A relação média entre a tarifa média com impostos (PIS/COFINS e ICMS) e a tarifa sem impostos é de aproximadamente 1,4 (em média 30% do valor pago de energia elétrica pelo consumidor final são impostos).

Tabela 11 – Variação Consumo e tarifa média consumidores cativos 2011-2015

Consumidor	Indicador	2012	2013	2014	2015	Taxa anual período
	Consumo	-6,8%	-4,1%	0,6%	-4,7%	-3,8%
Industrial	Tarifa	4,5%	-13,3%	11,7%	52,3%	11,4%
muusmai	Unidades	1,4%	2,6%	0,7%	-3,4%	0,3%
	Consumo por unid.	-7,8%	-6,8%	-0,1%	-1,3%	-4,0%
	Consumo	6,1%	3,4%	7,4%	0,9%	4,4%
Comercial	Tarifa	4,0%	-12,9%	8,3%	45,2%	9,2%
Comercial	Unidades	3,5%	2,6%	3,2%	2,2%	2,9%
	Consumo por unid.	2,8%	0,4%	4,0%	-1,3%	1,5%
	Consumo	4,8%	6,6%	5,7%	-0,7%	4,1%
Residencial	Tarifa	5,6%	-15,2%	6,9%	42,9%	8,2%
Residencial	Unidades	2,9%	3,4%	3,4%	3,2%	3,2%
	Consumo por unid.	2,1%	2,7%	2,3%	-3,7%	0,8%
	PIB	1,9%	3,0%	0,1%	-3,8%	0,3%
	IPCA	5,8%	5,9%	6,4%	10,7%	7,2%

Fonte: Elaborado a partir de ANEEL e IBGE [65][93][94]

Apesar da classificação do consumo apresentada como industrial, cabe ressaltar que nesta categoria estão agrupados diversos segmentos com distintos níveis de tensão de atendimento. Sendo assim, o estudo da variação do consumo industrial no ACR se mostra o mais complexo entre os três segmentos, pois além dos fatores como crescimento econômico, preço da energia elétrica e preço de máquinas e equipamentos [48] que influenciam o consumo, há ainda preponderância dos ciclos produtivos e sua intensidade no uso da energia elétrica como insumo. Ainda há o fato das unidades consumidoras que atendem os requisitos de consumidor livre<sup>22</sup> ou especial<sup>23</sup>, poderem migrar do ACR para o ACL e vice-versa. No período análise, no entanto, não se identificou indício de forte migração para o ACR que justifique o crescimento do consumo, além do fato que o retorno para o ACR deve respeitar o limite de cinco anos, podendo este prazo ser reduzido a critério da distribuidora.

Na tabela anterior, pode ser observado que o consumo do segmento industrial apresentou queda de quase 4% no período de 2011 a 2015, possivelmente

<sup>&</sup>lt;sup>22</sup> Demanda contratada superior à 3 MW para qualquer nível de tensão para unidades conectadas após 1995 e nível de tensão superior à 69 kV para os conectados antes de 1995.

<sup>&</sup>lt;sup>23</sup> Demanda contratada superior à 0,5 MW com suprimento de energia de fonte incentivada (Pequenas Centrais Hidrelétricas, termelétricas à biomassa, usinas eolioelétricas e usinas solares fotovoláticas).

relacionado com o não crescimento do PIB, uma vez que Schmidt e Lima [49] identificaram uma elasticidade-renda de 1,916 em seu estudo, indicativo de uma forte correlação entre estes dois indicadores. Com relação à tarifa, pode-se verificar que em 2013, houve redução da ordem de 13,3%<sup>24</sup> que possivelmente resultou na reversão do consumo com crescimento em 2014, porém os aumentos tarifários de 11,7% e 52,3%, em 2014 e 2015, respectivamente, resultaram em nova queda do consumo em 2015.

No segmento industrial, que agrupa diversos segmentos e níveis de tensão, praticamente não houve a introdução de novas unidades, de modo que o indicador de consumo por unidade apresentou retração de 4%, muito próximo à taxa de consumo no período. Ressalta-se que dentre os três segmentos do ACR, o industrial apresentou a maior variação de tarifa (11,4% no período) se comparado com a inflação de 7,2%.

Tanto o segmento comercial, quanto residencial, apresentaram aumento de consumo no período acima de 4%, com contribuição do incremento da quantidade de unidades atendidas por volta de 3%. O aumento de tarifa no período nos dois casos foi acima da inflação, sendo 9,2% para o comércio e 8,2% para as residências. Vale notar que em 2015 dois fatores que influenciam o consumo de energia, crescimento econômico e tarifa, apresentaram valores que contribuem para retração, e esta fato pode ser percebido pela apresentação de valores de queda no consumo por unidade de quase 4% para o segmento residencial e de pouco mais de 1% no setor comercial.

# 5.2 COMPORTAMENTO DO ACL EM RELAÇÃO AO PLD

Exibe-se a evolução do consumo de energia no ACL e o PLD no período de janeiro de 2006 a março de 2016 na Figura 13.

Como pode ser observado nessa figura, a variação do consumo do ACL apresenta componentes sazonais, como picos nos meses de agosto e vales nos meses de dezembro. Considerando que a maioria dos consumidores do ACL é do segmento industrial, os picos em agosto podem coincidir com um aumento da atividade produtiva para atendimento do mercado consumidor no segundo semestre, e dezembro com a parada ou redução da produção por conta férias coletivas.

<sup>&</sup>lt;sup>24</sup> Resultado da Medida Provisória n°579, de 2012 que dispôs sobre a renovação das concessões de geração, transmissão e distribuição e redução de encargos setoriais.

No período de setembro de 2008 a março de 2009, pode-se notar acentuada retração do consumo no ACL sem que houvesse um sinal do PLD que estimulasse esta redução.

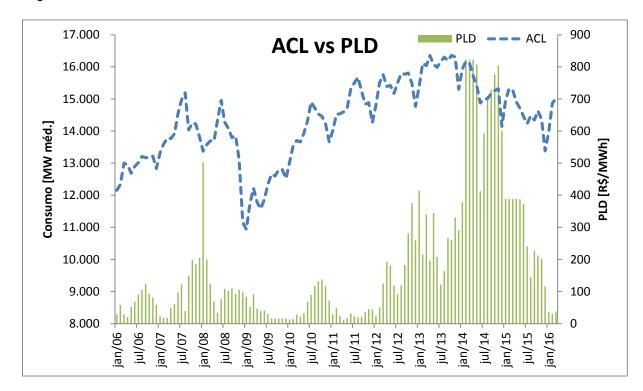


Figura 13 - Consumo no ACL e PLD médio mensal Sudeste/Centro-Oeste

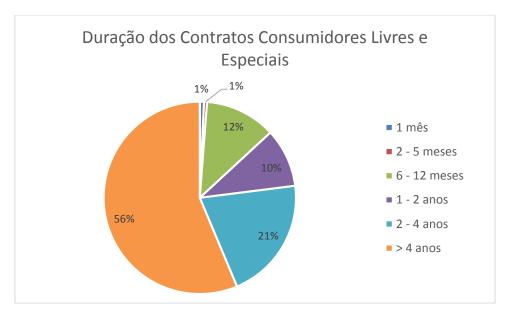
Fonte: Elaborado a partir de CCEE [90][91]

O início deste período coincide com a intervenção do governo norteamericano nos duas principais instituições financeiras responsáveis pelo
financiamento imobiliário naquele país e da declaração de falência do centenário
banco americano Lehman Brothers [95], que resultou em uma crise econômica
internacional. Mesmo com sinal de recuperação da economia nacional, por conta da
constatação de crescimento do PIB no segundo trimestre de 2009 em comparação
com o primeiro trimestre, a retomada do consumo não foi da mesma amplitude de sua
queda. A retomada dos níveis de consumo nos patamares pré-crise ocorreu somente
em 2010 e crescimento somente a partir de 2011.

A variação do PLD nos consumidores do ACL é percebida em maior ou menor escala dependendo de nível de exposição de seu consumo ao PLD. Exibe-se na Figura 14 a duração média dos contratos dos consumidores do ACL no período de janeiro de 2014 a março de 2016.

Com base nas informações apresentadas na figura, pode-se verificar que quase 90% da quantidade de energia contratada pelos consumidores livres e especiais têm mais de um ano de duração, e pouco mais de 10% tem duração de menos de um ano, estando assim exposto às flutuações do preço no curto prazo.

Figura 14 - Duração média dos contratos dos consumidores do ACL de janeiro de 2014 a março de 2016



Fonte: Elaborado a partir de CCEE [90]

Desta forma, a variação do consumo que pode ser vista na Figura 13 em 2014, quando o PLD atingiu seu valor máximo previsto na regulamentação e permaneceu nesse patamar praticamente o ano todo, pode ser encarado como resposta ativa da demanda em função dos preços elevados como evidenciado por Neves et al [86].

Mesmo com a evidente inversão da tendência de crescimento do consumo do ACL e da sua composição majoritária por unidades consumidoras do segmento industrial, a variação do preço de energia elétrica a níveis elevados pode não ser fator único para que os consumidores optem por reduzir seu consumo e não produzir. Van der Fehr e Wolak [44] já afirmaram que o preço de energia que cada indústria está disposta a pagar para produzir varia muito entre os diversos segmentos industriais nos países em desenvolvimento, se comparado com os países desenvolvidos.

Para ilustrar este fato exibe-se na Tabela 12 a variação do consumo por tipo de indústria.

A retração do consumo apresentado na tabela foi de 4% em 2014 e 5% em 2015, no entanto, a redução não foi homogênea nos diversos setores que compõe o consumo do ACL. O setor que foi mais sensível foi o de alumínio e o menos sensível dentre os apresentados o setor de extração de minérios.

Mesmo o setor de gases industriais, que se caracteriza como eletrointensivo por conta da relevância do custo da energia elétrica no custo final do produto, apresentou ligeiro aumento de consumo (1%) em 2014.

Tabela 12 - Variação do consumo ACL por tipo de indústria

Consumidor	2013	2014	2015
ACL	4%	-4%	-5%
Aço/Siderurgia	11%	-4%	0%
Alumínio	-11%	-27%	-17%
Cimento	27%	3%	-1%
Soda-Cloro	2%	0%	-3%
Extração de Minério	24%	38%	18%
Ferro-liga	1%	1%	-6%
Gases Industriais	4%	1%	-6%
Petroquímicos	9%	1%	20%

Fonte: Elaborado a partir de CCEE [15]

Esta variação de preço entre cada indústria está diretamente associada ao preço de seu produto final. Nas indústrias que produzem commodities, e que enfrentam forte concorrência internacional, o aumento de custo reflete diretamente na redução da lucratividade do negócio, como destacado na análise do mercado de alumínio.

# 5.3 COMPORTAMENTO DOS CONSUMIDORES INDUSTRIAIS FRENTE À TARIFA HORÁRIA DE DEMANDA

A estrutura tarifária atual estabelece cobrança de tarifas de demanda diferenciadas de acordo com as horas de utilização do dia em dois segmentos: ponta e fora ponta.

Para as tarifas dos consumidores conectados à rede de distribuição, o horário de ponta é um período por três horas diárias consecutivas nos dias úteis, com bases na curva de carga do sistema elétrico de cada distribuidora [96]. Para os

consumidores conectados à rede básica de transmissão, o horário de ponta é o mesmo da distribuidora que atende a área geográfica (área de concessão) ao qual este consumidor pertence [97].

Apesar dos diferentes horários de ponta por distribuidora, a maior parte deles coincide com o patamar pesado do SIN, estabelecido como o período dos dias úteis compreendido entre 18 horas e 21 horas.

No âmbito da distribuição, as tarifas de demanda para o horário de ponta são significativamente superiores à tarifa fora ponta, tendo o objetivo de sinalizar aos consumidores industriais as limitações da rede elétrica para atendimento da demanda no horário de maior solicitação coletiva do sistema. Com isto, há o sinal econômico para a adequação do processo produtivo de modo a reduzir a demanda de energia na ponta. Tal afirmação não pode ser feita no âmbito das tarifas de uso do sistema de transmissão, onde praticamente não há diferença das tarifas de demanda na ponta e fora de ponta.

Uma vez definidas as demandas de ponta e fora ponta, os consumidores industriais assumem estes custos fixos independentemente do nível de produção industrial. Com o objetivo de buscar maior eficiência na contratação da demanda na rede elétrica, estes consumidores podem flexibilizar seu processo produtivo, com a interrupção e retomada de processos, de modo a permitir a contratação de uma demanda no horário de ponta inferior à demanda no horário fora ponta. A diferença do PLD entre os patamares de carga não é significativa a ponto de estimular a redução de consumo. Esta afirmação decorre da análise dos preços no patamar de carga média e pesada dos últimos cinco anos [91], onde se verificou que o PLD no patamar pesado foi em média 1% superior ao PLD no patamar médio.

Com o objetivo de identificar o impacto sistêmico deste processo conhecido como modulação, propõe-se a análise do consumo dos consumidores livres para cada patamar de carga, no período de janeiro de 2016 a maio de 2016, por conta da menor influência do PLD na redução de consumo adicional ao já realizado para fins de adequação à demanda contratada. O período proposto apresentou preço médio de R\$ 46/MWh para o submercado Sudeste/Centro-Oeste, valor este próximo ao PLD mínimo, e que não apresentou diferenças significativas com os outros submercados, com exceção do Nordeste.

Outros critérios verificados na análise foram o porte do consumidor industrial e a retomada do consumo após o término do patamar pesado. Propõe-se a

análise dos consumidores que apresentaram consumo médio de 10 MW médios no patamar de carga médio e que não reduziram significativamente seu consumo no patamar leve<sup>25</sup>, que poderia indicar redução de turno de trabalho e não necessariamente modulação do consumo da planta.

Com base nas premissas propostas chegou-se a 46 empresas que atenderam aos critérios propostos, como apresentado na Tabela 13, lembrando que cada empresa pode representar uma ou mais unidades industriais, sem prejuízo da identificação da modulação.

Tabela 13 - Modulação de consumidores industriais no ACL

Indústria	Unidades	Amplitude Média Redução Consumo [MW médios]	Amplitude Máxima Redução Consumo [MW médios]
Cimento	18	230	311
Siderurgia	7	226	351
Ferro-liga	4	73	120
Papel e Celulose	5	66	114
Gases Industriais	4	36	65
Minerais não metálicos	2	27	30
Metalurgia	2	26	58
Químicos	1	24	29
Resinas termoplásticas	1	10	39
Transporte dutoviário	1	6	7
Cerâmicos e refratários	1	4	6
Total	46	727	1.130

Fonte: Elaborado a partir de CCEE [15]

A amplitude média se refere à diferença entre o consumo médio do período de análise, no patamar médio de cada empresa e o consumo médio no patamar pesado. Já a amplitude máxima se refere à diferença entre o maior valor de consumo no período, no patamar médio, e o menor valor de consumo no patamar leve.

Como pode ser constatado, o setor de cimento foi o que apresentou maior atividade de modulação de acordo com os critérios estabelecidos para análise, ressaltando que este produto não é eletrointensivo em termos de tecnologia empregada em sua fabricação. Outro setor de destaque na modulação foi a siderurgia,

\_

<sup>&</sup>lt;sup>25</sup> Patamar de carga leve é compreendido da meia noite às 07 horas da manhã do dia seguinte.

mas especificamente no segmento dedicado na produção de aços longos, que utiliza fornos de arco elétrico (eletrointensivo) em seu processo, assim como o setor de ferroliga.

A distribuição destes consumidores nos quatro submercados é apresentada na Tabela 14.

Tabela 14 - Distribuição dos consumidores do ACL com modulação

Submercado	Unidades	Amplitude Média Redução Consumo [MW médios]	Amplitude Máxima Redução Consumo [MW médios]
SE/CO	34	568	925
S	9	129	170
NE	2	12	17
N	1	17	19
Total	46	727	1.130

Fonte: Elaborado a partir de CCEE [15]

Nota-se a concentração destes consumidores no submercado Sudeste/Centro-Oeste, seguido do Sul. Mesmo que os horários de ponta não sejam coincidentes, nota-se que com base no sinal econômico da tarifa, consumidores de diversos tipos de indústrias flexibilizam seu processo visando aumento da competitividade por meio da redução de custos. Com os sinais econômicos e controle adequados, o operador do sistema poderia contar com a redução de consumo equivalente à utilização de usinas termelétricas de grande porte (1 GW), por intervalos de algumas horas.

## 5.4 MECANISMO DE REDUÇÃO DA DEMANDA POR RAZÕES EMERGENCIAIS

No atual arcabouço regulatório, há a previsão de RD por questões emergenciais, sendo este mecanismo conhecido como Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC). O ERAC é um Sistema Especial de Proteção (SEP) específico para corte de carga por conta da detecção de subfrequência ou taxa de variação de frequência [98]. O objetivo do ERAC, dentre outros sistemas especiais automáticos de proteção e controle implantados nas estações de geração, transmissão e

distribuição com o objetivo de permitir uma maior utilização destes sistemas, é de aumentar a confiabilidade da operação do sistema, reduzindo as extensões de eventuais cortes de carga.

Especificamente para a indústria do alumínio, objeto de estudo desta tese, destaca-se o ERAC aplicável às unidades produtoras de alumínio primário Alumar [99] e Albras [100]. Atualmente estes consumidores estão sujeitos a dois tipos de ERAC: controle da comutação dos taps dos transformadores retificadores e corte seletivo das linhas de produção. No primeiro tipo de ERAC a atuação ocorre no bloqueio na comutação automática dos taps dos transformadores das subestações de retificação em situações de subtensão na subestação da Rede Básica onde estão conectados. Com isto, o controle de tap sob comando do ONS representa risco de perda de produção, já que pode ocorrer redução de potência injetada nas cubas eletrolíticas. Em contrapartida, o bloqueio ocorre somente em momento de perturbação do sistema elétrico, cujo resultado seria o possível desligamento de das próprias subestações nas quais os consumidores estão conectados.

O segundo tipo de ERAC, ao qual as unidades produtoras de alumínio da região Norte estão sujeitas, proporciona o desligamento seletivo de linhas de produção [101][102]. Em caso de sobrecarga das subestações nas quais os consumidores estão conectados, aciona-se o desligamento dos alimentadores das linhas de produção progressivamente. Nesta situação além da perda de produção há risco de perda de vida útil dos equipamentos, mesmo na interrupção do fornecimento de energia elétrica por minutos. Se a duração da interrupção do fornecimento perdurar por período superior à uma hora, há risco de perda de toda a linha de produção por conta do congelamento do metal líquido nas cubas eletrolíticas [42]. Por outro lado, a não participação nos mecanismos de alívio de carga pode resultar em um maior tempo de reestabelecimento por parte do ONS em caso de blackout.

Para os consumidores que fazem parte do ERAC, cabe o custeio, implantação e manutenção dos sistemas de controle que permitem a atuação do esquema de alívio de carga, sem a restituição dos valores incorridos pela disponibilidade, nem qualquer outro tipo de compensação.

#### 5.4.1 Serviços Ancilares

A regulação vigente prevê pagamento de serviços ancilares prestados somente por geradores de energia elétrica [103], no entanto cabe ressaltar que vários destes serviços como: controle de frequência reserva de potência e de prontidão são prestados pelas usinas hidrelétricos, que são objeto de programação e despacho pelo ONS, porém sem remuneração.

Usinas hidrelétricas podem prestar serviços ancilares remunerados, como no caso de suporte de potência reativa (unidades geradores que podem atuar como compensador síncrono) ou por meio de equipamentos de auto-restabelecimento (black start). O suporte de reativos é remunerado por meio de tarifa regulada pela ANEEL pelo montante acionado e os custos de operação e manutenção dos equipamentos de auto-restabelecimento também podem ser reembolsados mediante comprovação.

As recentes alterações estruturais do setor elétrico, tais como mudança de perfil de consumo sistêmico e aumento da participação de fontes intermitentes de geração combinada com a redução da capacidade armazenamento dos reservatórios, podem resultar na revisão da classificação dos serviços ancilares e de sua remuneração.

Com relação ao perfil do consumo sistêmico, verifica-se que do ponto de vista de atendimento energético, o horário definido como patamar pesado ainda concentra a maior solicitação do sistema, porém do ponto de vista da demanda máxima, nota-se um deslocamento para o período compreendido entre 14h e 16h. Exibe-se na Tabela 15 as demandas máximas por submercado e do SIN com as respectivas datas e horários.

Tabela 15 - Demandas Máximas Instantâneas por Região

Submercado	Demanda Máxima Instantânea [MW]	a Data	Horário
SE	51.894	21/01/2015	14h32
S	17.971	06/02/2014	14h29
NE	12.473	03/11/2015	15h54
N	6.492	21/10/2015	15h53
SIN	85.708	05/12/2014	14h41

Fonte: Elaborado a partir de ONS [104]

Do ponto de vista regional nota-se que os recordes coincidem com o final da primavera e durante o verão, possivelmente por conta da influência da temperatura no consumo, pelo uso ou intensificação do uso de aparelhos de ar condicionado.

Ainda na questão do período de máxima solicitação do sistema, exibem-se na Figura 15 as informações relacionadas à reserva girante, despacho térmico e nível dos reservatórios.

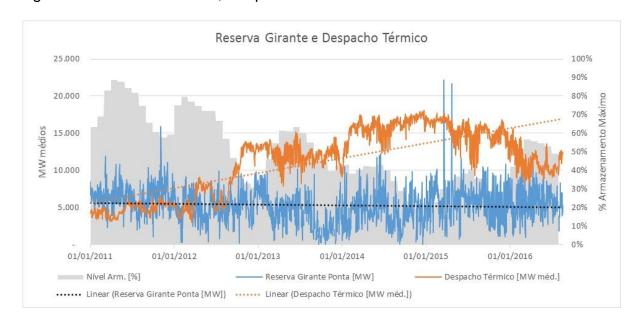


Figura 15 - Reserva Girante, Despacho Térmico e Reservatórios 2011-2016

Fonte: Elaborado a partir de ONS [104]

Verifica-se com base nas informações, apresentadas na figura anterior, que por mais que a reserva girante aparentemente tenha sofrido uma redução no início de 2014, sua tendência é de estabilidade.

Na mesma figura, nota-se ainda que os níveis dos reservatórios do SIN sofreram uma redução significativa, se comparados com o início do período analisado, notando-se também que mesmo os períodos úmidos subsequentes não foram suficientes total recomposição. Como o nível dos reservatórios influencia diretamente na produtibilidade das usinas hidrelétricas, não somente a capacidade de produção de energia foi afetada, mas a capacidade do fornecimento de serviços ancilares, como a própria reserva girante.

Pode-se concluir com isto que parte do crescente despacho termelétrico no período (linha de tendência figura anterior) pode ter sido acionada não somente para fins energéticos, mas também para prestações de serviços ancilares ao sistema.

Estruturalmente, ainda deve ser considerado que a combinação de baixos reservatórios por longos períodos, conjugado com o incremento da participação de fontes de energia não despacháveis no atendimento da demanda, pode resultar em uma maior dependência das usinas termelétricas para provimento de serviços ancilares. Um exemplo desta situação seria o despacho de uma usina termelétrica fora da ordem de mérito para cumprir a função de reserva girante por conta da variação de geração de energia de fonte intermitente ao longo do dia. Neste caso o custo despendido com o acionamento da usina termelétrica como reserva girante comporia o custo total dos Encargos de Serviços de Sistema por razões elétricas (ESS), sendo este valor rateado por todos os consumidores. Com isto, seria importante a manifestação do Operador do Sistema sobre esta necessidade para desenvolvimento de alternativas que poderiam atender esta demanda de forma mais econômica, incluindo alternativas como mecanismos de RD.

Neste contexto, a proposta de Hogan [55] para aferição da escassez de potência sistêmica pode ir ao encontro de uma proposta de formação de preço de uma variável ligada à potência em um mercado com preços orientados ao atendimento energético. Na proposta do autor, mesmo que um mercado tenha sinais de preço somente para energia, o Operador do Sistema estabelece uma reserva de capacidade para operação. Em casos de variações da reserva de capacidade, como ocorreu em 2014 pela verificação da Figura 15, esta redução deveria estar de alguma forma associada ao Custo do Déficit sistêmico pela perda de confiabilidade.

Com isto, pode-se estabelecer um critério transparente e objetivo para prestação de serviços ao sistema sob a forma de RD despachável com base em preço dinâmico, de acordo com as solicitações do sistema.

### 6 CARACTERÍSTICAS DA INDÚSTRIA DO ALUMÍNIO

Neste capítulo são apresentadas as características e desafios do mercado de alumínio primário.

A indústria de alumínio foi analisada com o objetivo de propor e aferir a viabilidade de um produto energético de ORC. Cabe destacar a importância da viabilidade sob o ponto de vista do acionista das empresas, do mercado de alumínio e do setor elétrico. O processo produtivo do alumínio é apresentado em detalhe no Apêndice B.

No Brasil, apenas três unidades possuem capacidade instalada para produção de alumínio primário (eletrointensivo) atualmente, conforme apresentado na Tabela 16 a seguir, apesar da Tabela 8 apresentar a quantidade de 125 empresas neste segmento. As demais empresas não listadas na Tabela 16, atuam em etapas posteriores à produção do alumínio primário, como laminação e extrusão (menos eletrointensivo).

Tabela 16 - Unidades produtoras de alumínio primário em Brasil até junho de 2015

			Consumo Máximo
Produtores	UF	[ton/ano]	Eletricidade
		X 1.000	[MW médios]
Albras	PA	460	800
Alumar	MA	455	791
CBA	SP	475	881
Total		1.488	2.653

Fonte: ABAL [105]

Todas as unidades listadas na tabela anterior fazem parte do ACL e estão conectadas à Rede Básica. A capacidade de produção atual representa 82% da capacidade instalada que atingiu seu auge em 2008. Os últimos anos foram marcados pelo encerramento das atividades de diversas unidades: Valesul no Rio de Janeiro, em 2009, Novelis Aratu na Bahia, em 2011, Novelis Ouro Preto em Minas Gerais, em 2014 e mais recentemente, Alcoa Poços de Caldas, em Minas Gerais, em 2015 [106].

### 6.1 CONTEXTO ECONÔMICO GLOBAL

O alumínio é uma commodity negociada na London Metal Exchange (LME) com precificação diária resultante da oferta e demanda pelo metal. A escassez ou excesso de oferta do produto podem ser mensuradas pela quantidade de metal armazenado fisicamente em armazéns concentrados em Detroit, nos Estados Unidos e em Vlissingen, nos Países Baixos [107]. Mesmo a produção negociada regionalmente tem como base o preço do metal na LME, em dólares americanos por tonelada (US\$/ton).

Além do preço na LME, o comprador do alumínio paga um valor referente ao prêmio regional, que se refere ao custo para entrega física do metal, frete entre outros, e um prêmio se o formato da peça de alumínio não for o padrão que é o lingote.

Com a crise econômica mundial de 2008, que resultou na retração da produção industrial mundial, a quantidade de metal nos armazéns da LME sofreu um forte incremento, dando sinal de excesso de oferta e resultando na queda de preços [107].

Outro fator importante no mercado de alumínio é a forte concorrência das empresas chinesas que atualmente produzem mais da metade do metal no mundo [108]. O incremento da produção na China, incentivada pelo Estado por meio de estímulos financeiros e tributários, apresenta taxas de crescimento de 15% a.a. nos últimos 10 anos.

Outro grande produtor é o Oriente Médio que utiliza o metal como meio de agregar valor às reservas de gás natural e diversificar a economia doméstica. Nos últimos anos países do Oriente Médio apresentaram taxas de crescimento da ordem de 13% a.a. nos últimos cinco anos. Por outro lado, a desindustrialização aferida pelo decremento da produção dos smelters pode ser constatada na América do Norte América do Sul, Europa e Oceania.

Apresenta-se na Figura 16 a produção total de alumínio primário no mundo, a produção do metal por empresas na China e o preço médio anual do metal na LME.

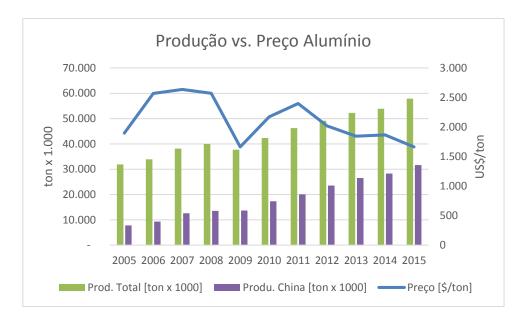


Figura 16 - Produção de alumínio primário e preço LME

Fonte: Elaborado a partir de International Aluminium Institute e Alcoa [108] e [109]

## 6.2 COMPOSIÇÃO DO CUSTO PARA PRODUÇÃO DO ALUMÍNIO

Os principais insumos para produção de alumínio primário são a alumina, energia elétrica, coque e piche [110]. A representatividade média dos custos para produção de alumínio de duas das principais empresas produtores de alumínio no mundo para o primeiro semestre de 2016 é exposta na Figura 17.



Figura 17 - Estrutura de custos de produção de alumínio

Fonte: Elaborado a partir de Djukanovic e Alcoa [111] e [112]

Os custos de alumina, coque e piche são similares para os smelters, porém os custos com eletricidade e mão de obra variam de acordo com cada região, com influência inclusive do valor da moeda em relação ao dólar americano. Mesmo com a composição de custos variando entre as regiões, nota-se a significativa relevância do custo de energia elétrica na produção do alumínio primário, representando de 24% a 28% do custo de produção. Para a Rusal, com a maior parte de produção na Rússia, o custo médio da energia elétrica no primeiro trimestre de 2016 foi por volta de US\$ 20/MWh [112], custo este bastante competitivo para a indústria, como será apresentando a seguir.

A capacidade cumulativa de produção de alumínio primário, em milhões de toneladas por ano, por região, ordenada pelo custo de energia elétrica, em \$/MWh, é apresentada na Figura 18.

\$/MWh China 60 United States C&S America Europe 45 Australasia **Middle East** CIS 30 15 0 0 10 Cumulative Primary Aluminium Production (million tonnes)

Figura 18 - Capacidade de produção de alumínio primário cumulativa em milhões de toneladas por custo médio de energia em US\$/ton em 2014 para cada região

Fonte: CRU [113]

No custo de energia elétrica são considerados todos os componentes, tais como: a conexão e uso da rede, assim como o custo da energia elétrica e encargos. Pode ser observado na Figura 18 que as regiões com menores custos de eletricidade para produção de alumínio primário são Canadá, Oriente Médio e a Comunidade dos

Estados Independentes<sup>26</sup>, que representam um quarto da capacidade instalada para produção do metal.

O custo de energia para estas regiões foi inferior a US\$ 30/MWh, com destaque para o Canadá, com grande presença de hidroeletricidade em sua matriz, e custo de energia elétrica inferior a US\$ 25/MWh [113].

O segundo quartil da capacidade de produção, onde os smelters da América do Sul estão localizados, apresenta custo de energia elétrica para produção de alumínio ligeiramente inferior a US\$ 40/MWh, seguido da China, com mais da metade da capacidade de produção de alumínio no mundo, com custo superior à US\$ 50/MWh.

### 6.3 INDICADOR DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA DA INDÚSTRIA DE ALUMÍNIO

O principal indicador de eficiência energética da indústria de alumínio é o kWh por kg (ou MWh/ton) empregado no processo de obtenção do metal. A variação neste indicador decorre não somente das condições de operação das unidades, mas principalmente da tecnologia empregada.

O Apêndice B apresenta as duas tecnologias para produção: Söderberg, mais antiga e menos eficiente, e Prebake, mais recente, mais eficiente. Apresenta-se na Figura 19 a seguir a intensidade energética média para produção de alumínio primário por continente.

Com base nas informações da figura, cabe destacar os smelters da Europa e da América do Sul que, em média, apresentam os maiores valores de intensidade energética empregada na produção de alumínio primário, acima de 15 MWh/ton. Isto indica a idade elevada dos smelters destas regiões, não dispondo da tecnologia mais eficiente em termos energéticos. Mesmo com custo de energia mais elevado, a China desponta como a região que apresenta maior eficiência energética com 13,6 MWh/ton, resultado do recente incremento de sua produção com tecnologia mais eficiente. A média mundial para este indicador, como apresentado na figura, encontra-se em 14,3 MWh/ton.

\_

Organização supranacional que envolve onze repúblicas antes integrantes da União Soviética: Armênia, Azerbaijão, Bielorrússia, Cazaquistão, Quirguistão, Moldávia, Rússia, Tajiquistão, Ucrânia, Uzbequistão. A maior parte dos smelters está localizada na Rússia sendo os demais países produtoresde alumínio: Azerbaijão, Cazaquistão, Tajiquistão e Ucrânia.

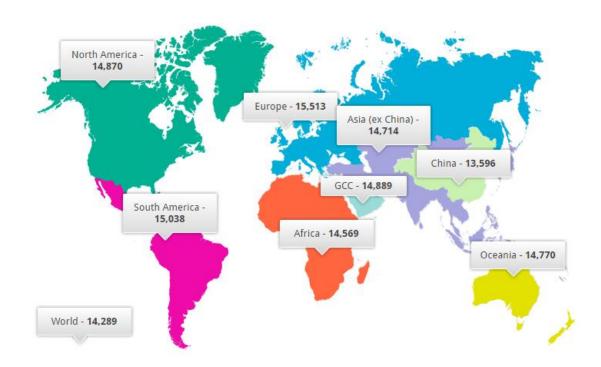


Figura 19 - Intensidade energética para produção de alumínio primário (kWh/ton)

Fonte: International Aluminium Institute [114]

### 6.4 INDICADORES FINANCEIROS DA INDÚSTRIA DE ALUMÍNIO

Na indústria de alumínio, Djukanovic [110] afirmou que dentre os custos mais representativos, alumina e anodos de carbono apresentam custos semelhantes entre os smelters, independentemente de sua região, já os custos com eletricidade e mão de obra, variam significativamente em função da região, não só em função da taxa de câmbio, mas também pelas políticas de incentivo e disponibilidade local destes recursos.

Por se tratar de um mercado de commodities, os produtores de alumínio primário não tem controle sobre o preço de seus produtos, desta forma, os esforços são concentrados na eficiência de custos.

De modo a comparar a rentabilidade dos principais produtores de alumínio primário, propôs-se a verificação do EBITDA<sup>27</sup> por quantidade de metal produzido em toneladas. Por se tratar de uma indústria intensiva em capital, onde são necessários

<sup>&</sup>lt;sup>27</sup> Lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização. O indicador representa a geração operacional de caixa de cada companhia sem levar em conta os efeitos financeiros.

altos investimentos e décadas para amortização, será apresentada também a depreciação por unidade de metal produzido.

As informações apresentadas a seguir na Tabela 17 e na Tabela 18 mostram os resultados financeiros divulgados pelos principais produtores em relatórios anuais aos acionistas, consolidados pelas normas internacionais de contabilidade e convertidos para dólares dos Estados Unidos. Para o ano de 2014, as empresas apresentadas produziram 42% da produção mundial e para 2015, 43% da produção.

Para empresas que atuam em outros segmentos, como mineração ou outros produtos da cadeia do alumínio, foram utilizados os indicadores específicos da produção de alumínio primário.

Tabela 17 - Indicadores financeiros produtores de alumínio 2014

Indicadores	Chalco	RTA	Rusal	Hongqiao	Alcoa	EGA	Hydro	BHP South32	Alba
Produção [1.000 ton]	3.380	3.361	3.638	3.158	3.125	2.341	1.958	1.174	931
Receita [US\$/ton]	1.952	2.484	2.195	1.855	2.176	2.305	2.266	2.041	2.340
EBITDA [US\$/ton]	-77	633	466	602	422	826	465	289	504
Depreciação [US\$/ton]	133	246	100	160	158	259	146	106	226
Custo Total [US\$/ton]	2.030	1.851	1.729	1.253	1.754	1.478	1.801	1.752	1.836
Margem EBITDA <sup>28</sup>	-4%	25%	21%	32%	19%	36%	21%	14%	22%

Fonte: Elaborado a partir de Demonstrações Financeiras das Companhias [115][116] [117][118][120][121][122][123][124]

Para o ano de 2014, destacaram-se os seguintes indicadores:

EBITDA médio: US\$ 452/ton;

Depreciação média: US\$ 168/ton;

Custo Médio: US\$ 1.715/ton

Preço médio LME: US\$ 1.866/ton

<sup>28</sup> Definida como a relação entre o EBITDA e a Receita.

Tabela 18 - Indicadores financeiros produtores de alumínio 2015

Indicadores	Chalco	RTA	Rusal	Hongqiao	Alcoa	EGA	Hydro	BHP South32	Alba
Produção [1.000 ton]	3.307	3.322	3.645	4.281	2.811	2.400	2.046	1.004	961
Receita [US\$/ton]	1.779	2.163	2.037	1.640	1.989	2.121	1.938	2.259	2.117
EBITDA [US\$/ton]	-33	498	541	471	201	572	398	582	372
Depreciação [US\$/ton]	140	253	100	174	153	270	118	124	204
Custo Total [US\$/ton]	1.812	1.665	1.497	1.169	1.788	1.550	1.539	1.677	1.745
Margem EBITDA	-2%	23%	27%	29%	10%	27%	21%	26%	18%

Fonte: Elaborado a partir de Demonstrações Financeiras das Companhias [115][116] [117][118][120][121][123][124][125]

Para o ano de 2015, os indicadores já referenciados são:

• EBITDA médio: US\$ 388/ton;

• Depreciação média: US\$ 170/ton;

• Custo Médio: US\$ 1.566/ton

Preço médio LME: US\$ 1.663/ton

Com base nas informações apresentadas, notou-se a queda da rentabilidade do negócio representada pela redução do EBITDA, em grande parte causada pela queda do preço do alumínio na LME. Destaque ainda para a queda do custo médio para produção do metal, explicado pela combinação de corte de produção de unidades menos rentáveis e adição de capacidade produtiva mais eficiente.

# 7 DESENVOLVIMENTO DE PRODUTOS DE OFERTA DE REDUÇÃO DE CONSUMO

O presente capítulo tem o objetivo de apresentar uma das iniciativas internacionais de ORC de modo a traçar um paralelo com as características do mercado de energia brasileiro. Na sequência, segue descrição e propostas de tratamento de cada uma das dimensões relevantes para definição de produtos para participação em um mecanismo para oferta de redução do consumo no mercado brasileiro. No que se refere às dimensões econômicas para aferição da atratividade para a indústria, será utilizada como base o mercado de alumínio.

#### 7.1 PRODUTO INTERRUPTIBILIDADE MERCADO DE ENERGIA DA ESPANHA

O produto de ORC adotado no mercado de energia elétrica da Espanha busca a adesão de grandes unidades industriais para ofertarem blocos de potência que podem ser reduzidos, ao comando do operador do sistema elétrico, em situações de desequilíbrio entre oferta e demanda, respeitando-se o limite de tempo de interrupção pré-estabelecido. Sousa [7] citou que um dos principais motivos para inserção deste mecanismo foi o crescimento da participação da fonte eólica na matriz elétrica daquele país e, consequentemente, o aumento da volatilidade do montante de energia produzida ao longo do dia nas regiões com participação relevante desta fonte.

As empresas que participam do mecanismo de ORC, ou, servicio de interrumpibilidad, disponibilizam blocos de 5 MW ou 90 MW, que a critério do operador do sistema elétrico, podem ser reduzidos em intervalos ininterruptos de menos de 1 hora a até intervalos ininterruptos de 12 horas. Para cada duração de interrupção há a contrapartida de intervalo mínimo de aviso do operador para o consumidor industrial, para que sejam tomadas as providências para evitar redução da vida útil dos equipamentos. Como exemplo, para intervalos de interrupção de até 1 hora, não há aviso prévio; para interrupção de até 2 horas, aviso prévio de 5 minutos, interrupção de até 3 horas, aviso prévio de 1 hora, assim por diante até a maior interrupção prevista (12 horas), com aviso prévio de 2 horas [126].

Os blocos de potência disponibilizados possuem limites de utilização mensais e anuais, com base no tempo de interrupção. Para blocos de 5 MW o

operador não poderá interromper o consumo por mais de 40 horas por mês e mais que 240 horas no ano. No produto de 90 MW a interrupção máxima mensal é de 60 horas no mês, não podendo ultrapassar 360 horas no ano [127].

O processo de definição dos participantes do mecanismo ocorre por meio de um leilão realizado no segundo semestre do ano anterior para definir as empresas, potência disponibilizada e preços que serão utilizados pelo operador do sistema na operação do próximo ano. O leilão espanhol para a ORC é um leilão de compra, baseado no modelo holandês, com preço teto definido em edital, em €/MW por ano, que corresponde à Receita Fixa que os consumidores receberão para participar do mecanismo. Os consumidores dispostos a participar do mecanismo enviam seus lances a preços inferiores ao teto do edital para cada produto e são ordenados de modo a atender a demanda definida pelo operador.

A cada acionamento do mecanismo está prevista também uma remuneração variável proporcional à efetiva redução de carga. O valor da remuneração variável parte de um preço de referência regulado, que corresponde à estimativa do custo de reserva de potência, multiplicado por um fator atrelado a antecedência do acionamento. Para referência o valor do preço de referência para o leilão realizado em 2015 foi de € 92,95/MWh e os fatores aplicáveis variaram de 0,787 a 1,065 [128].

Apesar da previsão de remuneração variável baseada do consumo efetivamente reduzido, ao analisar a remuneração fixa da oferta de redução do consumo, notadamente a preocupação do operador não é com o atendimento energético, mas sim com o alívio da demanda de potência. Esta conclusão decorre da análise dos resultados do leilão realizado em 2015 para disponibilidade do serviço ao longo de 2016, conforme apresentado na Tabela 19 a seguir.

Tabela 19 - Receita média oferta de redução de carga 2016

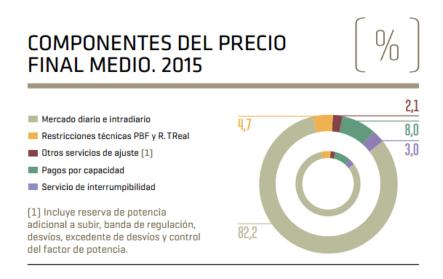
	Α	В	A / B
Produto	Receita Anual média [€/MW]	Máx. Interrupção [horas]	Receita por Consumo não atendido [€/MWh]
5 MW	134.808	240	562
90 MW	292.013	360	811

Fonte: Red Eléctrica de España [128]

A receita por consumo não atendida, que corresponde à receita recebida pela disponibilidade de cada produto dividido pelo montante de energia elétrica máximo de interrupção, mostra-se bastante elevada se comparada ao preço médio do mercado de energia elétrica espanhol para o ano de 2015 (€ 63/MWh) [129].

O custo do mecanismo de interruptibilidade é rateado pelos consumidores de energia elétrica, assim como os encargos de capacidade (*Pagos por Capacidad*) que remuneram geradores pelo investimento em nova capacidade de geração [130]. Para o ano de 2015, o mecanismo de oferta de redução do consumo representou 3% do preço final e o encargo de capacidade representou 8% e serviços ancilares representaram 2,1%, como pode ser observado na Figura 20.

Figura 20 - Componentes do preço do mercado de curto prazo da Espanha



Fonte: Red Eléctrica de España [129]

Para o ano de 2016 foram contratados 432 blocos de 5 MW e 8 blocos de 90 MW, sendo que uma mesma unidade industrial pode ofertar mais de bloco. A competitividade do mecanismo pode ser observada pelo número de participantes, cerca de 150 empresas e pelo deságio médio em relação ao teto da remuneração fixa: 33% de deságio para o produto de 5 MW e 14% para o produto de 90 MW. .Destaque para a participação das siderúrgicas com mais de 1,2 GW de demanda disponibilizada, seguido do segmento de metalurgia (inclui alumínio) com 980 MW, indústria química com 424 MW, papel e celulose com 240 MW e cimento com 232 MW [128].

No entanto, mesmo que o parque industrial brasileiro seja composto pelos segmentos que participam deste mecanismo na Espanha, a simples transcrição das regras do mercado da Espanha, e de outras experiências internacionais, não se mostra como alternativa viável. Isto porque nota-se que a introdução da RD vem ao encontro da necessidade de atendimento de uma necessidade sistêmica, como alívio de carga em um ponto de conexão do sistema por curta duração, em substituição ao despacho de usinas térmicas em períodos maiores.

# 7.2 OFERTA DA REDUÇÃO DE CONSUMO COMO ALTERNATIVA AO DESPACHO TERMELÉTRICO

A identificação do benefício sistêmico da oferta de redução do consumo pode ser aferida por meio da redução do custo total de operação. Considerando que o preço de energia no mercado de curto prazo é resultado do custo do recurso marginal despachado para atendimento da demanda, a inserção de oferta de demanda com base em preços máximos de consumo poderia ser uma alternativa para representação da ORC no modelo de preço. No entanto, a representação atual nos modelos de preço considera a demanda total inflexível até o alcance dos patamares de déficit, sem a possibilidade de inserção de parcela da demanda condicionada a preços máximos inferiores aos patamares de déficit.

Com isto, a forma de representação da ORC, adotada por Souza [6], foi a inserção de usinas termelétricas virtuais no modelo de preço, com disponibilidade e preços equivalentes às ofertas voluntárias de redução do consumo aos respectivos valores. Desta forma, a ORC pode ser considerada a alternativa mais econômica desde que seu custo variável seja inferior ao custo variável de uma usina termelétrica.

A comparação do preço da ORC com o CVU é incompleta tendo em vista que as usinas termelétricas em operação não são viabilizadas somente pelo recebimento da energia produzida ao preço no mercado de curto prazo, ou o próprio CVU, em caso de despacho por restrição elétrica ou segurança energética. A Receita Fixa decorrente da contratação destas usinas por disponibilidade, para atendimento da demanda de energia no ACR, também faz parte do custo total destes empreendimentos. Desta forma, são apresentados os parâmetros de Receita Fixa e CVU do parque termelétrico atual.

A disponibilidade térmica em ordem crescente de CVU em operação no mês de março de 2016 é exibida na Figura 21 .

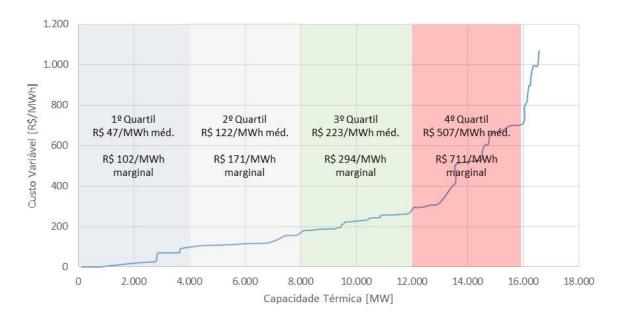


Figura 21 - Disponibilidade térmica por CVU no SIN

Fonte: Elaborado a partir de ONS [131]

Nota-se o incremento gradual de CVU para aumento de potência termelétrica até o terceiro quartil, já o quarto quartil reúne as usinas onde o incremento de CVU se mostra bastante elevado para um pequeno incremento de potência. O quarto quartil concentra as usinas termelétricas a óleo diesel e óleo combustível, integrantes do SIN antes das reformas do modelo setorial de 2004 e usinas licitadas já no modelo atual, porém sem limitação de CVU no edital dos leilões de expansão. Atualmente o limite de CVU para projetos de usinas termelétricas participarem dos leilões de expansão é de R\$ 265/MWh [132].

As usinas do primeiro quartil são movidas a gás de processo e usinas a biomassa, sem CVU, usinas nucleares, e usinas a gás natural e carvão. Os demais quartis contam com a participação de usinas a gás natural com diferentes custos variáveis. As figuras a seguir apresentam a distribuição das usinas termelétricas entre os quatro submercados.

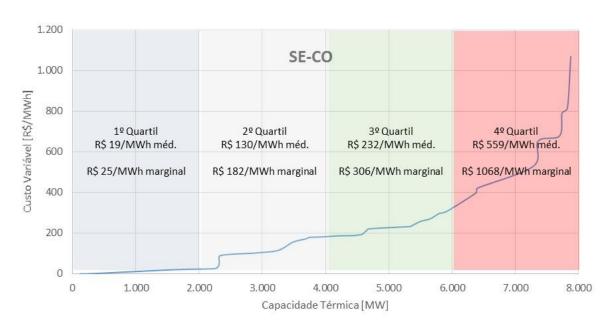


Figura 22 - Disponibilidade térmica por CVU no submercado Sudeste/Centro-Oeste

Fonte: Elaborado a partir de ONS [131]

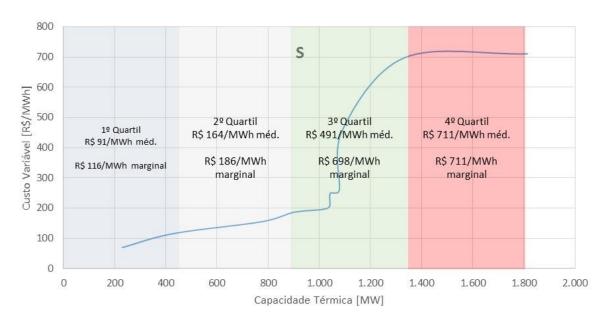


Figura 23 - Disponibilidade térmica por CVU no submercado Sul

Fonte: Elaborado a partir de ONS [131]

Para o submercado Sul, nota-se, no início do terceiro quartil, a grande variação do custo variável das usinas térmicas a carvão quando se evolui para o custo de usinas térmicas a gás natural, em decorrência de um pequeno aumento de potência disponibilizada.

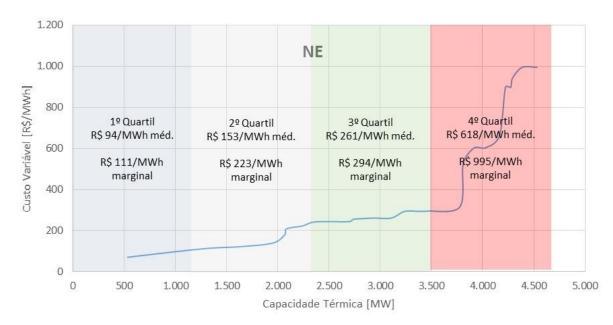
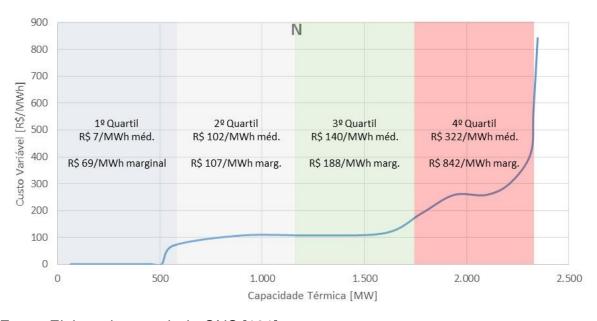


Figura 24 - Disponibilidade térmica por CVU no submercado Nordeste

Fonte: Elaborado a partir de ONS [131]





Fonte: Elaborado a partir de ONS [131]

Com exceção do submercado Sul, percebe-se que todos os demais submercados apresentam variação gradual de custos até o terceiro quartil, sendo o último quartil a região onde os custos apresentam grandes variações para pequenos incrementos de potência.

A apresentação da distribuição da capacidade térmica por submercado pode resultar na identificação de potencial de ORC como alternativa ao despacho de usinas termelétricas reduzindo a variação de CMO e, consequentemente, no PLD.

Outra dimensão que é característica das usinas termelétricas do sistema elétrico brasileiro é a Receita Fixa recebida pelos empreendimentos para fins de remuneração do investimento e custos de operação e manutenção. A Receita Fixa é resultado direto da oferta do empreendedor nos leilões de expansão, sendo este valor reajustado por meio de regras específicas estabelecidas em cada leilão de energia nova. Apresenta-se na Tabela 20 os valores médios da relação entre Receita Fixa e garantia física vendida nos leilões regulados por tipo de combustível, com valores históricos reajustados pela variação do IPCA da data do leilão até Março de 2016.

Tabela 20 – Receita Fixa média por tipo de usina termelétrica

	Α	В
	Receita	Energia
Fonte	Fixa média	Contratada
	[R\$/MWh]	[MW médios]
Diesel	77	426
Óleo Comb.	113	1.855
GNL	120	546
Gás Natural	120	6.356
Carvão	170	1.793
Biomassa	203	2.036
Gás de Processo	243	200
Média/Total	139	13.212

Fonte: Elaborado a partir de CCEE [133]

A partir da observação das informações apresentadas na tabela anterior, pode-se perceber o incremento da Receita Fixa das fontes mais flexíveis (diesel e óleo combustível), para as fontes mais inflexíveis (Gás de Processo e Biomassa). As fontes menos flexíveis apresentam tais características por conta de limitações técnicas para variação no montante de potência injetado, como no caso das usinas a carvão, ou possuem contratos com volume mínimo de combustível para consumo (contratos take or pay de gás natural), ou apresentam características sazonais no fornecimento de combustível (biomassa) ou ainda a geração de energia elétrica decorre de aproveitamento de insumo utilizado em processo industrial (gás de processo).

A combinação das informações de Receita Fixa e custo variável por tipo de combustível é exibida na Figura 26 a seguir.

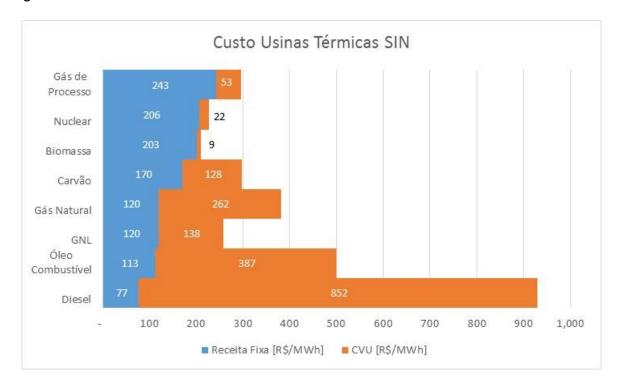


Figura 26 - Custo total das usinas termelétricas do SIN

Fonte: Elaborado a partir de ONS e CCEE [131][133]

A figura anterior apresenta o trade-off da expansão do sistema com combinação de usinas de baixo custo de implantação e alto custo de operação (óleo diesel e combustível) e usinas com alto custo de implantação e baixo custo de operação (gás de processo, biomassa e nuclear)<sup>29</sup>.

# 7.3 ATRATIVIDADE DA INDÚSTRIA DO ALUMÍNIO NA OFERTA DE REDUÇÃO DE CONSUMO

O princípio da rentabilidade da atividade industrial parte da premissa da produção de seus bens da forma mais contínua possível, de modo a diluir os custos fixos na maior quantidade possível a ser produzida. A oferta de redução do consumo contraria esta premissa de modo que a eficiência operacional seja inferior se

<sup>&</sup>lt;sup>29</sup> Para apresentação do custo fixo das usinas nucleares utilizou-se o valor de Receita Fixa aprovado por Resolução ANEEL por se tratar de Contrato de Cotas de Energia Nuclear (CCEN).

comparada com a operação contínua. Com isto, a atratividade da oferta de redução do consumo viria de duas formas: remuneração com base no custo variável a ser recebido quando da efetiva redução do consumo, e uma remuneração fixa que tem por objetivo neutralizar as eventuais perdas ou aumento de custos pela flexibilização da produção por fatores extrínsecos ao mercado de sua produção industrial. Apresenta-se na Figura 27 uma proposta de alocação dos custos e margem do consumidor de energia industrial tendo como princípio a manutenção da rentabilidade das instalações industriais.

Figura 27 – Proposta de manutenção da rentabilidade com atividade industrial ou oferta de redução do consumo



A hipótese inicial para inferir a atratividade da ORC do produtor de alumínio primário seria a identificação do ponto de equilíbrio no qual a unidade de produção mantenha a rentabilidade esperada, mesmo tendo redução na quantidade de metal produzida. Para isto, propõe-se a utilização a relação de EBITDA por tonelada médio, em US\$ por tonelada, e a intensidade energética média para produção, em MWh por tonelada, com o objetivo de se obter a margem de energia (valor a ser adicionado ao custo com eletricidade) que resulta na rentabilidade média obtida com a produção de metal.

Outros fatores ainda devem ser considerados para identificação do ponto de equilíbrio, como a taxa de câmbio e os impostos incidentes sobre faturamento, com o PIS e COFINS. A relação entre as variáveis propostas é apresentada na Equação 1 a seguir.

$$Margem\ Energia = \frac{EBITDA}{Intensidade\ Energética} \times C\hat{a}mbio \times \frac{1}{PIS\ COFINS} \tag{1}$$

Onde:

Margem Energia – em R\$/MWh, corresponde à margem bruta sobre o custo da energia, antes dos impostos (PIS/COFINS), no qual a rentabilidade da venda de energia é equivalente à obtida com a produção do metal;

Intensidade Energética – fator de conversão de energia elétrica para produção de alumínio em MWh/ton;

EBITDA – em US\$/ton, que corresponde à geração de caixa operacional com a produção de metal;

Câmbio - taxa de Câmbio em US\$/R\$;

1 PIS COFINS – Ajuste para obtenção da margem bruta, antes da cobrança de PIS/COFINS.

Sob o ponto de vista de remuneração fixa pela participação em mecanismo de redução de carga, pode-se considerar uma parcela do custo de produção, composto por suas componentes fixas, tais como contratos de uso do sistema elétrico, mão de obra, ou até mesmo insumos que, com a paralisação ou diminuição das atividades, tenham que ser descartados, seja pela perda de qualidade ou ainda porque apresentem cláusulas de take or pay.

A relação entre as variáveis propostas para remuneração fixa é apresentada na Equação 2 a seguir:

$$Receita\ Fixa = \alpha \times \frac{Custo\ Produção}{Intensidade\ Energética} \times C \hat{a}mbio \times \frac{1}{PIS\ COFINS} \tag{2}$$

Onde:

Receita Fixa – em R\$/MWh, corresponde à receita a ser recebida pelo consumidor industrial pela disponibilização de parte ou toda sua linha de produção para ORC;

Custo de Produção – em US\$/ton, que corresponde ao custo total para produção do metal; Intensidade Energética – fator de conversão de energia elétrica para produção de alumínio em MWh/ton;

Câmbio – taxa de Câmbio em US\$/R\$;

 $\alpha$  - em %, que corresponde à parcela do custo da produção que será recebido pela participação no mecanismo de oferta de redução do consumo.

 $\frac{1}{PIS\ COFINS}$  – Ajuste para obtenção da margem bruta, antes da cobrança de PIS/COFINS.

Para a estimativa do custo variável mínimo que o produtor de alumínio deveria receber para manter a rentabilidade do negócio, pode-se calcular a margem de energia equivalente com base no EBITDA médio da indústria, apresentado no Capítulo 6, que variou de US\$ 452/ton, em 2014, para US\$ 388/MWh, em 2015. A margem de energia deverá ser acrescida do custo com a energia elétrica para determinação do CVU, como apresentado na Equação 3.

Custo Variável Unitário = 
$$Margem\ Energia + Custo\ Energia$$
 (3)

#### Onde:

Custo variável unitário – em R\$/MWh, apresentado ao órgão responsável pela operação do sistema;

Margem Energia – em R\$/MWh, corresponde à margem bruta sobre o custo da energia, com impostos (PIS/COFINS), no qual a rentabilidade da venda de energia é equivalente à obtida com a produção do metal;

Custo Energia – em R\$/MWh, corresponde ao custo com energia incluindo energia, transmissão e encargos.

Para estimar o custo total médio para produção de alumínio primário, podese utilizar o custo médio que variou de US\$ 1.715/ton, em 2014, para US\$ 1.566/ton, em 2015.

Adotando-se as premissas a seguir, obtêm-se os valores de CVU e Receita Fixa apresentados na Tabela 21 .

- Câmbio 2014 R\$ 2,35 /US\$
- Câmbio 2015 R\$ 3,34 /US\$
- Custo Energia R\$ 150/MWh
- Intensidade Energética 14,3 MWh/ton
- $\alpha = 70\%$  (cobertura de 70% do custo)

Vale ressaltar, contudo, que para identificação da Receita Fixa, o custo com energia elétrica já estará incorporado ao Custo Variável e, com isto, não deve ser capturado nesta parcela.

Tabela 21 – Indicadores financeiros de equilíbrio

R\$/MWh	2014	2015
Custo Variável	232	250
Receita Fixa	222	282

Com base na estrutura de custo exibida na Figura 17, assume-se que o custo de energia não é superior a 30%, por conta disso na simulação indicada na Tabela 21 indica-se a Receita Fixa equivalente à cobertura de até 70% dos custos.

A cobertura de até 30% dos custos equivale à Receita Fixa recebida pelas usinas termelétricas a gás natural contratadas por disponibilidade, conforme apresentado na Tabela 22.

Tabela 22 – Receita Fixa em função do percentual do custo coberto

	Receita	Receita
α	Fixa 2014	Fixa 2015
	[R\$/MWh]	[R\$/MWh]
10%	32	40
20%	64	81
30%	95	121
40%	127	161
50%	159	201
60%	191	242
70%	222	282

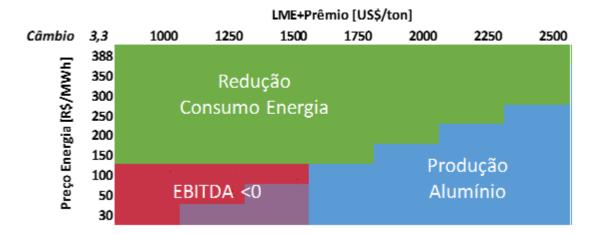
Exibe-se, na Figura 28 a seguir, a indicação da atratividade da produção de alumínio versus reduzir seu consumo frente à variação do preço do alumínio e do preço de energia.

Na simulação assume-se que todo o custo para produção é variável, além das seguintes premissas:

• Custo Produção Alumínio 2015 – US\$ 1566/ton

- Câmbio 2015 R\$ 3,34 /US\$
- Custo Alumina 18% Custo Produção
- Custo Energia 30% Custo Produção
- Custo Mão de Obra 10% Custo Produção

Figura 28 - Atratividade Produção Alumínio frente variação de preço de energia e do metal



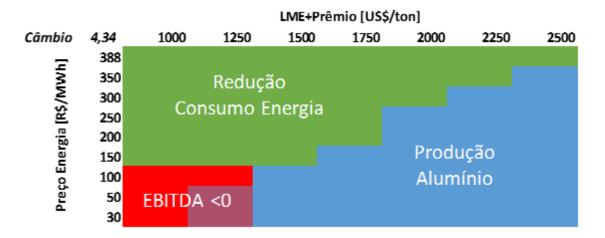
Na figura anterior a área verde compreende a região que combina as condições mais favoráveis à redução do consumo de energia. Já na área em azul da mesma figura, as condições de mercado do metal e de energia favorecem a produção do alumínio. Na área não situada nem na região verde nem azul apresenta as condições não favoráveis para nenhuma das alternativas, pois a geração de caixa é negativa, porém há a indicação onde ocorre menor perda. Na área indicada com a cor vermelha, o prejuízo e menor se a opção for a redução do consumo. Ainda na área onde não há geração de caixa, nota-se uma sombra azulada indicando menor impacto se a opção for a produção de metal. Cabe ressaltar que a assunção de custo totalmente variável dos demais insumos tem bastante influência nos resultados de modo que a simulação proposta pode indicar uma tendência, porém não será o único método de avaliação para tomada de decisão.

Os principais insumos utilizados na produção de alumínio estão associados aos preços de commodities, com exceção do custo da energia elétrica e da mão de obra. Estas duas parcelas estão geralmente associadas às conjunturas regionais de disponibilidade energética e mercado de trabalho, tem seus preços/custos estabelecidos na modela local e com isto são influenciados pela variação taxa de

câmbio. De modo a avaliar o impacto da variação cambial, propõe-se a variação de mais 30% e menos 30% na taxa de câmbio para aferição. Apresenta-se na Figura 29 o impacto na atratividade da produção de alumínio com a premissa de câmbio a seguir:

Câmbio - R\$ 4,34 /US\$

Figura 29 - Atratividade Produção Alumínio com aumento na taxa de câmbio



Nota-se que com o aumento da taxa de câmbio, a área favorável para produção de alumínio aumenta, se comparada com o caso base, por conta do ganho de competitividade obtido com a redução do custo relativo à mão de obra e energia (se custo não vinculado ao dólar).

Outro cenário para a avaliação é a simulação de impacto com redução da taxa de câmbio. Apresenta-sena Figura 30 o impacto na atratividade da produção de alumínio com a premissa de câmbio a seguir:

Câmbio - R\$ 2,34 /US\$

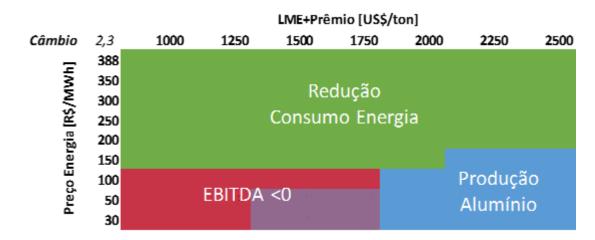


Figura 30 - Atratividade Produção Alumínio com redução na taxa de câmbio

A área relativa à produção de alumínio foi consideravelmente reduzida indicando perda de competitividade pelo aumento relativo do custo de produção.

Importante ressaltar que a prestação de serviços de RD vem de encontro com a operação do processo contínuo de produção de alumínio. Todd [42] já ressaltou que o consumo de energia utilizado em um processo eletroquímico deve ser o mais estável possível com o objetivo de aperfeiçoar a eficiência na produção e estabilidade no processo.

Desta forma, espera-se que quando da introdução de mecanismos de RD em unidades em operação seja encontrada alguma resistência por parte dos responsáveis pelo processo produtivo. Com isto, a dimensão comportamental dos recursos humanos envolvidos não deve ser ignorada.

Pode-se tomar o exemplo das concessionárias de energia na Califórnia e a dissociação da tarifa [29] das metas de eficiência energética, como instrumento de alinhamento dos objetivos.

## 7.4 LIMITES DE OPERAÇÃO DE CORTE E RETOMADA DO CONSUMO

Os limites de operação das unidades produtoras de alumínio em termos de corte de produção e retomada podem ser estimados pela observação das variações de consumo das plantas ao longo do tempo. A variação do consumo pode ter sido resultado de desligamentos e retomadas de produção por razões técnicas ou econômicas, motivos programados ou não.

Com base na observação das informações de consumo das empresas que produzem alumínio no período de janeiro de 2006 a junho de 2016, foi possível a reconstituição da quantidade de energia consumida por unidade industrial e a observação da quantidade máxima de redução e incremento de consumo em base mensal. Exibe-se na Tabela 23 os valores de consumo máximo, redução e retomada de consumo máximo em base mensal.

As unidades produtoras desativadas (Poços, Ouro Preto, Aratu e Valesul), com exceção de Poços de Caldas, apresentaram de redução de consumo superiores aos de incremento de consumo, como resultado do encerramento das atividades.

Tabela 23 – Consumo máximo e variação das unidades produtoras de alumínio

	Α	В	С	B/A	C/A
Unidade	Consumo Máximo [MW méd.]	Máximo Incremento [MW méd.]	Máxima Redução [MW méd.]	Incremento relativo	Redução relativa
Albras	840	11	25	1%	-3%
Alcoa Poços	214	57	45	27%	-21%
Alumar	809	15	137	2%	-17%
CBA	759	85	96	11%	-13%
Ouro Preto	60	12	27	20%	-46%
Aratu	114	2	79	1%	-69%
Valesul	179	10	53	5%	-29%
Total	2.975	192	462		

Fonte: Elaborado a partir de CCEE [15]

No histórico as unidades que apresentaram maior amplitude de redução e retomada de consumo, não coincidente, foram Poços de Caldas e Ouro Preto e a menor amplitude, foi Albras o que demonstra que mesmo em um mercado de commodity, onde os sinais de preço de venda do produto são percebidos de forma similar, as decisões empresariais são tomadas levando em conta as estratégias de cada companhia.

Ao longo da última década, muitas unidades produtoras encerraram suas atividades, por perda das condições que tornassem o negócio rentável, ou reduziram totalmente seu consumo, desmobilizando equipes, de modo a sinalizar a redução de oferta do produto no mercado internacional. O que pode ser constatado é que mesmo após a tomada de decisão de encerramento das atividades, a redução do consumo

não ocorre imediatamente, podendo se estender até mesmo a mais de dois meses, por conta das características técnicas da produção. Já reduções temporárias, com intervalo de redução de três meses a um ano ou mais, e amplitude que pode chegar a quase 30% em relação ao consumo total, são bastante inflexíveis e demandam intervalos de dias ou semanas para se atender a meta de redução de consumo.

De modo a capturar os diversos tipos de RD que podem ser incorporados ao processo de planejamento da operação eletroenergética, é importante a definição de metodologia que permita a participação de unidades consumidoras com maior ou menor capacidade de reduzir seu consumo, não perdendo o referencial do objetivo da operação do sistema com o menor custo possível.

O intervalo entre a comunicação do acionamento do mecanismo de RD e a efetiva redução do consumo é um dos parâmetros que definem os produtos elétricos em mercado competitivos. No exemplo do programa de interruptibilidade da Espanha, o maior período de desligamento seria de doze horas, com a necessidade de um préaviso por parte do operado de no mínimo duas horas. Para interrupções de até uma hora, o corte pode ser realizado sem pré-aviso [128].

A questão da flexibilidade da geração de energia elétrica por preço, associada à inflexibilidade operacional de disponibilidade, foi objeto de estabelecimento de regras operativas para permitir a participação de usinas termelétricas movidas a Gás Natural Liquefeito (GNL) nos leilões de Energia Nova e no planejamento da operação eletroenergética [134]. Neste tipo de empreendimento, dois limites são relevantes do ponto de vista de operação do sistema, quais sejam, (i) o tempo de viagem para entrega do GNL, e (ii) a regaseificação e estoque local com capacidade suficiente para consumo de um mês.

Com isto, a decisão do despacho deste tipo de usina é realizada com antecedência de dois meses, comparando-se o CVU com a expectativa de CMO nos próximos dois meses. O operador incluindo a usina na programação do despacho, a geração da usina se torna inflexível por conta do custo envolvido na aquisição do insumo. Apresenta-se na Figura 31 o diagrama do despacho antecipado.

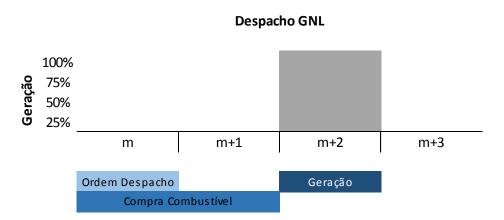


Figura 31 - Diagrama despacho antecipado térmico a GNL

Notoriamente a decisão de despacho antecipado resulta no risco do custo da operação do sistema ser superior ao programado pela utilização de um recurso mais caro. Esta situação ocorreria após a tomada de decisão de despacho com base no CMO futuro que no período de dois meses se reduz.

A tomada de decisão de não despachar o recurso também gera impacto na operação na situação do preço futuro aumentar e o despacho antecipado teria sido uma alternativa mais econômica. Este custo do erro na decisão do operador do sistema elétrico é calculado somente no momento de realização do leilão para aquisição de energia dos empreendimentos, com o objetivo de sinalizar a expectativa deste custo de operação maior se comparada com uma usina termelétrica a gás natural convencional<sup>30</sup>.

Uma alternativa que busca permitir a participação de diversas unidades industriais, pertencentes a diversos segmentos, seria a inserção de dimensão de uma curva de quantidades de energia ou potência que podem ser disponibilizadas ao longo do tempo em resposta a um comando antecipado do operador do sistema elétrico. Com base em análise de experiências internacionais de mecanismos de RD, nota-se que é possível para as unidades industriais, redução de demanda por curtos períodos de tempo, de minutos a horas, com acionamento limitado de horas ao ano. Cortes mais profundos e por períodos de tempo maiores, requerem alteração no

-

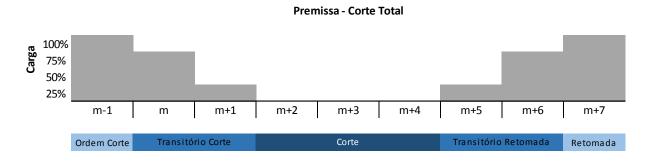
<sup>&</sup>lt;sup>30</sup> A parcela da equação que representa o adicional por conta da inflexibilidade da geração é o Delta k, uma vez que o custo esperado da operação (COP) e do resultado no mercado de curto prazo (CEC) é uma constante k calculada para cada usina.

planejamento da produção como, por exemplo, na aquisição de insumos, gerenciamento de estoque e atendimento ao mercado consumidor de sua produção industrial.

Os consumidores poderiam disponibilizar suas ofertas de redução de consumo com os valores de CVU e Receita Fixa demandadas para participação e sob o ponto de vista de quantidade de energia a ser reduzida, a curva de disponibilização da redução ofertada e período mínimo de desligamento. Com o objetivo de ilustrar a proposta, segue a Figura 32 com o exemplo de uma ORC total, a redução e retomada graduais e período de desligamento, cuja dimensão associada ao tempo de resposta é o mês (m).

Da mesma forma que as usinas a GNL possuem uma estimativa do custo do erro na decisão antecipada de despacho, a curva de resposta deve possuir metodologia de cálculo para mensurar este custo. Em termos comparativos, o despacho térmico à GNL decorre da verificação do valor esperado do CMO de dois meses adiante superior ao CVU da usina.

Figura 32 – Curva de RD



Para fins de oferta de redução do consumo, a decisão de despacho ocorre no mês do planejamento da operação eletroenergética, com profundidade reduzida se comparada à máxima, e o custo do erro (ou acerto) vem da duração do impacto. A Equação 4 a seguir apresenta a proposta de cálculo do custo de erro de acionamento, ou aumento do Custo de Operação, da ORC:

$$Delta\ COP = \frac{\sum_{m} \sum_{i} \left[ (CVU - CMO_{m,i}) \times \frac{\left(CC_{m,i} - DM_{m,i}\right)}{ORCmax} \times Horas\_m \right]}{N \times M \times Horas\_m}$$
(4)

#### Onde:

DeltaCOP – Adicional de Custo de Operação a ser acrescido ao CVU da ORC para fins de planejamento eletroenergético, em R\$/MWh;

CVU – CVU declarado pelo consumidor industrial para ORC, em R\$/MWh;

CMO<sub>m,i</sub> – Custo Marginal de Operação para o cenário i e para o mês m, em R\$/MWh;

CC<sub>m,i</sub> – Corte de Consumo para o cenário i e para o mês m, em MW médios;

DM<sub>m,i</sub> – Despacho por Mérito para o cenário i e para o mês m, em MW médios;

ORCmax – Máxima redução da ORC, em MW médios;

N – número de cenários;

M - número de meses simulados

Horas m – números de horas médio de um mês.

O DeltaCOP pode ser obtido por meio de simulação, visando extrair saídas dos modelos de preço, mais especificamente o CMO, associado à curva de operação proposta pela unidade industrial na ORC. Para fins de ilustração, propõe-se a seguinte configuração de curva de operação, a exemplo da Figura 32:

- CVU R\$ 253/MWh
- ORCmax 800 MW
- Redução mês m − 25% x 800 = 200 MW
- Redução mês m+1 50% x 800 = 400 MW
- Redução mês m+2 25% x 800 = 200 MW
- Interrupção por 3 meses (m+3,m+4,m+5)
- Retomada m+6 25% x 800 = 200 MW
- Retomada m+7 50% x 800 = 400 MW
- Retomada m+8 25% x 800 = 200 MW

Dado o acionamento da RD no mês m, o impacto seria percebido até oito meses à frente, uma vez que a unidade consumidora irá conduzir a curva de desligamento e religamento conforme declarado na ORC. A inflexibilidade na condução do desligamento pode resultar em aumento do custo de operação, a exemplo do Delta K das usinas térmicas a GNL, e neste caso representado pelo Delta K.

Apresenta-se na Tabela 24 os dados obtidos de simulação para obtenção do DeltaCOP para a curva de operação proposta utilizando-se os CMOs do submercado Norte obtidos do processamento do modelo Newave<sup>31</sup> para o Programa Mensal de Operação (PMO) de janeiro de cada um dos anos apresentados.

Tabela 24 - DeltaCOP - 800 MW Norte - CVU R\$ 253/MWh

	2014	2015	2016
DeltaCOP [R\$/MWh]	14	19	2
% acionamento32	20%	22%	2%

Nota-se que quanto maior a probabilidade de acionamento, maior será o DeltaCOP, destaca-se a importância de utilização de cenários de CMO do horizonte do PMO (5 anos), ou até mesmo do Plano Decenal mais recente (10 anos), pois em cenários reduzidos, como por exemplo, no cálculo mensal do DeltaCOP utilizando-se os dados do PMO, reduzem-se os cenários, a probabilidade de acionamento da ORC e consequentemente obtém-se um menor DeltaCOP. Em contrapartida, é notória a influência das vazões de curto prazo na construção da Função de Custo Futuro da energia, fato que causa volatilidade mensal no CMO. A revisão mensal do DeltaCOP poderia ajustar a ORC à mudança de conjuntura.

Para fins de planejamento da operação eletroenergética, o operador do sistema deve utilizar o somatório das duas informações para definir se ocorrerá ou não o acionamento da ORC: o CVU, no exemplo R\$ 253/MWh, e o DeltaCOP. Exibese na Tabela 25 quais seriam os valores da ORC que deveriam ser considerados para definição do acionamento da ORC com base no exemplo proposto.

Tabela 25 - CVU final ORC

CVU final	2014	2015	2016
[R\$/MWh]	267	272	255

<sup>31</sup> Para fins de simplificação, foram CMOs médios ponderados pelo número de horas de cada patamar. Os CMOs médios mensais obtidos foram limitados pelos valores mínimos e máximos vigentes à época do PMO de janeiro de cada ano. Nesta simulação são obtidos 120.000 cenários (60 meses / 2.000 cenários de preço por mês).

<sup>&</sup>lt;sup>32</sup> O % acionamento representa a probabilidade de acionamento da ORC e é obtido pela relação entre a quantidade de meses onde ocorreu acionamento da ORC (de m a M+8) e a quantidade total de cenários.

Para unidades consumidoras que declarassem quantidade de ORC com disponibilidade para redução no próprio mês de planejamento, e retomada no próximo mês não haveria necessidade de cálculo de DeltaCOP, pois sua operação se assemelharia à de uma térmica flexível. Declarações de ORC desta natureza podem estar associadas a parcelas menores do consumo total-.

## 7.5 AFERIÇÃO DA REDUÇÃO DO CONSUMO

A aferição do montante de redução de consumo é um desafio deste tipo de iniciativa. Produtos de RD em tempo real, como aqueles em que o acionamento (redução da potência) é realizado diretamente pelo operador do sistema, sem a necessidade do consentimento do consumidor industrial, obedecidas as condições firmadas entre as partes, são muito mais facilmente monitoráveis. Não obstante, o acionamento de mecanismo de RD, que resulta em longos períodos de redução de parte do consumo, como alternativa ao despacho de usinas térmicas, pode resultar em incerteza do operador se a redução ou parada da atividade industrial ocorreria de qualquer forma, sem a participação em mecanismo de ORC.

Um indicador do encerramento das atividades de uma unidade industrial pode ser a declaração de redução de Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) para consumidores conectados à Rede Básica de transmissão. Tendo a obrigação de declarar anualmente a demanda contratada para os próximos quatro anos, o consumidor que ratifica o MUST atual para o horizonte da declaração assume um custo fixo. Para redução de MUST já declarado admite-se uma redução de até 10% de forma não onerosa.

Outra forma de assegurar a participação de unidades que não seriam desativadas de qualquer forma seria a exigência de comprovação da contratação de energia para participação de consumidores industriais em mecanismo de RD, onde o período de contratação deveria ser igual ou superior ao da participação.

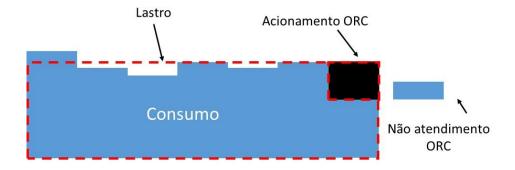
O estabelecimento de penalidades por descumprimento de acionamento de ORC se mostra importante de modo a produzir o estímulo econômico para que o consumidor industrial de fato participe do mecanismo de reposta da demanda e que os resultados esperados no sistema sejam verificados. A definição do valor da penalidade, no entanto, precisa estar alinhada aos valores que foram ou seriam recebidos pela unidade consumidora participante e buscar a compensação do

aumento de custo de operação incorrida. Valor de penalidades em níveis muito superiores à compensação pela participação dos consumidores pode resultar em baixa adesão ao programa de redução da demanda ou à ineficácia do mecanismo.

Souza [6] propôs para o mecanismo de aferição de contratação de 100% do consumo<sup>33</sup>, como uma alternativa para aferição da eficácia do acionamento da ORC por parte do operador do sistema elétrico. Os incentivos para que o consumidor industrial atenda o acionamento da ORC, após a adesão ao mecanismo dependem do tipo de RD. Para acionamentos da ORC com finalidade energética, como em reduções de consumo com períodos de duração de um ou mais meses, a alternativa de utilizar a mecanismo de aferição do nível de contratação se mostra viável.

Exibe-se na Figura 33 um exemplo de acionamento de ORC, que resultou em uma redução de lastro (contrato de compra) representado pelo bloco preto, mas onde o consumidor não efetuou totalmente a redução prevista.

Figura 33 - Aferição acionamento ORC por controle de nível contratação CCEE



No exemplo, o consumo superior ao esperado pelo acionamento da ORC seria identificado na contabilização das operações do mercado de curto prazo da CCEE e mesmo que a aferição de nível contratual considere uma janela móvel de doze meses, não seria recomendável a utilização da sobra de lastro passada. Alternativas a este tipo de penalidade quando do não atendimento da redução do consumo, poderiam ser compensações da redução de consumo futuras, alinhadas

\_

<sup>&</sup>lt;sup>33</sup> A aferição do cumprimento da obrigação de contratação de 100% da carga por meio de contratos de compra de energia é realizada em base mensal pela CCEE. Todos os meses o Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL) soma o consumo dos doze últimos meses e compara com a soma dos doze meses da quantidade de energia contratada. Caso o total de consumo seja superior ao total de contratos, paga-se um preço de referência para penalização representado pelo maior valor entre o custo médio de aquisição de energia pelos distribuidores (Valor de Referência – VR) e o PLD médio do mês de apuração.

com o operador do sistema para incorporar o impacto no planejamento da operação e formação de preço.

Além disso, deve-se prever o tratamento da possibilidade de cobrança concomitante de penalidade por insuficiência de lastro de contratação e por não atendimento de acionamento de ORC. Ao aderir ao mecanismo de RD, o consumidor deve se manifestar sobre a transferência de lastro no Mercado de Curto Prazo (similar à cessão de contrato), de modo a evitar questionamentos no âmbito judicial, uma vez que a relação contratual com seu fornecedor permaneceria inalterada. O valor da penalidade por não atendimento de acionamento de ORC poderia ser um adicional a ser cobrado sobre o valor da penalidade de lastro que será aferida.

Para mecanismos de RD que buscam capturar o impacto na operação em tempo real, como redução de potência em horários pré-estabelecidos ou sob comando do operador, a alternativa de aferição pelos mecanismos de lastro não é a melhor opção. Atualmente, as regras de comercialização das operações no mercado de curto prazo utilizam os dados de medição agrupados por semana e patamares de carga com horários pré-estabelecidos. A aferição e aplicação de penalidade pelo descumprimento de acionamento de mecanismo de RD exigiria a alteração das atuais regras para utilização da informação de consumo, em base horária ou inferior, já coletada em intervalo de 5 minutos pelo sistema de coleta de dados por telemedição da CCEE.

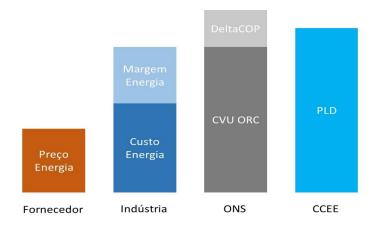
## 7.6 FONTES DE RECURSO PARA REMUNERAÇÃO DA ORC

Tendo como base a análise da atratividade da participação da indústria em mecanismos de RD, nota-se a necessidade de remuneração de duas formas: uma variável e outra fixa, bem como a característica da ORC, características de atendimento às demandas com características elétricas (períodos muito curtos) ou energéticas (longos períodos).

Para os produtos com características energéticas, o objetivo da remuneração variável recebida somente em caso de acionamento e verificação da ORC, seria a compensação dos custos relacionados à energia elétrica, bem como a perda de margem pela redução na produção industrial. A cobertura dos custos com energia elétrica se faz necessária uma vez que a relação contratual com o fornecedor permaneceria inalterada em termos de obrigação de entrega da quantidade de energia

contratada e preço. Apresenta-se na Figura 34 uma ilustração da forma de interpretação do custo variável para as diversas organizações envolvidas no processo.

Figura 34 - Custo Variável da ORC



A remuneração fixa busca compensar os custos fixos da unidade industrial. Uma alternativa para introdução da ORC com remuneração de Receita Fixa seria sua contratação como Energia de Reserva. Para tanto, seria necessária a alteração da legislação, conforme explicitado a seguir.

Inicialmente a contratação de energia de reserva não constava no texto original da Medida Provisória nº 144/2003, convertida posteriormente na Lei 10.848/2004, base do atual modelo setorial. A justificativa para inclusão da emenda de dois parlamentares prevendo a contratação deste tipo de energia foi que o mecanismo "visa assegurar o fornecimento de energia elétrica, em face de variações do mercado consumidor ou incertezas hidrológicas futuras" [135][136]. Com isto, a Lei 10.848/2004 prevê em sem § 3º do art. 3º que "com vistas em garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, o Poder Concedente poderá definir reserva de capacidade de geração a ser contratada" [4].

O Decreto nº 6.353/2008 [137] estabeleceu a energia proveniente de empreendimentos de geração de energia, novos ou existentes, que acrescentem garantia física ao SIN pode ser objeto da contratação de Energia de Reserva. A introdução de ORC voluntária com custo inferior aos custos de déficit, pode ser interpretada como um mecanismo que busca garantir o atendimento energético dos demais consumidores em conjuntura desfavorável, sem o qual o sinal econômico resultante da otimização da operação do sistema seria a redução compulsória de consumo. Mesmo em situações não tão extremas, o acionamento de usinas

termelétricas geralmente decorre da incerteza hidrológica sazonal ou conjuntural que aumenta o valor da água armazenada nos reservatórios. A aplicação da ORC como substituta do despacho termelétrico por ordem de mérito de preço pode resultar em redução do custo de operação do sistema.

A reserva de capacidade contratada a título de energia de reserva é composta majoritariamente de usinas eólicas, termelétricas a biomassa e PCHs. Apesar do acréscimo de capacidade instalada no sistema, tais fontes não são despacháveis por conta da dependência de fatores meteorológicos ou suas expectativas de geração com base na safra agrícola. A geração de energia destas fontes é representada de forma determinística no modelo de formação de preço de energia no curto prazo. A variação entre a geração considerada para fins de programação da operação e a efetivamente realizada pelas usinas de reserva pode resultar em variação do despacho termelétrico ou variação de níveis de reservatório. A contratação da ORC flexível em termos de preço como Energia de Reserva complementaria a capacidade já contratada. Para referência a Receita Fixa atualmente paga aos geradores contratados como Energia de Reserva equivale a R\$ 207/MWh [138].

Da mesma forma que na contratação de energia de reserva atual, ao se contratar a ORC como Energia de Reserva, a Receita Fixa demandada pelo Consumidor Industrial seria paga com recursos da Conta de Energia de Reserva (CONER).

A sobra de lastro pelo acionamento da ORC, apresentada anteriormente, deve ser liquidada ao PLD e pode representar uma exposição positiva ou negativa. Se o acionamento foi por ordem de mérito, o PLD será igual ou superior ao CVU, com isto haveria recursos financeiros suficientes para pagamento do CVU, e a eventual sobra (PLD>CVU) poderia ser transferida à CONER.

Por outro lado, se o ONS acionar a ORC fora da ordem de mérito, o PLD será inferior ao CVU de modo que não haveria recursos suficientes para remuneração da ORC, mesmo com a liquidação do lastro. Com isto, a diferença de preço entre CVU e PLD deveria ser coberta pelo ESS por motivos elétricos ou energéticos, dependendo do motivo do acionamento. Além disso, penalidades cobradas por não atendimento ao acionamento da ORC também seriam destinadas à CONER.

Exibe-se a Figura 35 com ilustração da relação entre as variáveis envolvidas no mecanismo de ORC proposto.

A remuneração de serviços ancilares prestados por consumidores é previsto no Decreto 5.163/2004 [23]:

Art. 59. As regras e procedimentos de comercialização da CCEE poderão prever o pagamento de um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares, prestados aos usuários do SIN, que compreenderão, dentre outros:

IV - a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas.

No entanto, a participação no mecanismo de alívio de carga ERAC, apresentado no Capítulo 5 não resulta em nenhum tipo de remuneração.

Consumidor ONS CCEE **CONER** Industrial Penalidade Acionamento Descumprimento ORC CVU ORC CVU CVU Liquidação Receita Curva Curva stro PLD-CVU Fixa Operação Operação ORC max ORC max Cálculo FFR Receita ESS Elétrico Fixa ESS Energético Aiuste Lastro DeltaCOP + CVU Pagamento Consumidor Receita Fixa Liquidação Acionamento astro PLD-CVU ORC Penalidade Descumprimento ORC Fluxo Financeiro

Figura 35 – Contratação de ORC como Energia de Reserva

Fluxo Informações

Desta forma, a introdução de mecanismos de ORC de curta duração com finalidade elétrica, poderia ser objeto da remuneração prevista no Decreto 5.163/2004, cujo recurso decorre da cobrança de encargos dos demais consumidores.

O desenvolvimento de produtos elétricos deve ser objeto de estudo de modo a considerar não somente o custo variável como critério único para despacho, mas também critérios de confiabilidade do sistema e demais custos relacionados a serviços ancilares como reserva girante, por exemplo. Com isto, é importante a

participação conjunta de empresas, ONS, CCEE e ANEEL para criação de produtos de RD desta natureza.

#### 8 ESTUDO DE CASO

Com o objetivo de apresentar os benefícios sistêmicos da introdução de mecanismo de ORC no sistema elétrico brasileiro, são apresentadas as simulações a seguir.

A primeira abordagem levou em consideração todos os sinais de preço aplicáveis à indústria de alumínio, de modo a permitir sua participação em mecanismos de ORC e continuidade de suas atividades industriais. Propõe-se a avaliação de um programa de ORC com foco na economia de recursos energéticos, seja pela substituição de despacho termelétrico ou pela preservação dos níveis dos reservatórios das hidrelétricas.

Neste sentido utilizou-se o CVU da ORC do alumínio aplicando-se os ajustes necessários para adaptação das curvas de operação, tempo em vista a inflexibilidade do processo no corte e retomada do consumo de energético para grandes montantes de energia.

Foram utilizados ainda cenários de sensibilidade, tais como a ORC de 100% do custo fixo das unidades produtoras de alumínio e, também, o cenário com a inclusão das unidades produtoras já desativadas, visando estimar um potencial de outros segmentos industriais que possam partilhar os mesmos níveis de CVU da ORC da indústria do alumínio.

Foram aferidas também as potenciais formas de inserção da ORC no modelo de preço em termos de horizonte da inserção e a comparação da inserção da ORC com CVU único ou mesmo montante dividido em diversos CVUs.

Nesta simulação inicial utilizou-se somente o processamento do modelo Newave para os meses de janeiro de 2014 e janeiro de 2015. Para aferição dos impactos avaliou-se o CMO, Custo de Operação do sistema no horizonte do Newave, impactos em termos de risco de déficit, vertimento e probabilidade de acionamento da ORC.

Outra alternativa avaliada foi a simulação de contratação da ORC com CVU previamente fixado com base em estimativa de impacto sistêmico e competição pelos segmentos industriais pela Receita fixa requerida para adesão ao mecanismo.

Para isto, realizou-se estimativa do potencial montante de energia disponível no ACL para oferta de ORC energético. Realizou-se simulação deste mecanismo para o ano de 2015, utilizando os modelos Newave e Decomp, para

avaliação dos impactos em termos de CMO, Custo de Operação, risco de déficit e probabilidade de despacho. Avaliou-se ainda o impacto em termos de redução de ESS Energético.

## 8.1 SIMULAÇÃO DE CONTRATAÇÃO DE ORC DA INDÚSTRIA DO ALUMÍNIO

As iniciativas de introdução de mecanismo de ORC levam em consideração não somente a competição da RD e outras fontes de geração de energia, principal benefício sistêmico, mas também a competição entre os potenciais fornecedores de ORC, no caso, as indústrias.

No caso da Espanha, citado no Capítulo 7, os representantes dos diversos setores industriais, que atendem os padrões técnicos estabelecidos, participam de leilão de compra do governo (preço decrescente) para aquisição de produtos padrão de interruptibilidade de 5 MW e 90 MW, com preço teto divulgado previamente em edital.

Com o objetivo de simular o comportamento das indústrias em ambientes de contratação de demanda interruptível, competitivos ou não, propõe-se a metodologia a seguir, tendo como base a expectativa dos indicadores financeiros que afetam diretamente a expectativa da rentabilidade de seu negócio, neste caso unidades produtoras de alumínio primário.

## 8.1.1 Mecanismos de Contratação

Com base em experiências do setor elétrico brasileiro, a formatação dos mecanismos de contratação de parte da demanda de unidades consumidoras industriais depende de diversos fatores como: quantidade de energia a ser contratada, potenciais participantes e avaliação de condutas indesejadas dos participantes.

Dois tipos de mecanismos de contratação poderiam ser utilizados na contratação da ORC: leilão de envelope fechado ou leilão híbrido. O leilão de envelope fechado é utilizado para definição da empresa que deverá construir e operar uma nova concessão de transmissão, onda a oferta vencedora é a menor Receita Fixa anual. Nota-se a configuração de vários ofertantes para um único produto.

Os leilões para contratação de energia no mercado regulado são leilões híbridos, associando rodadas contínuas, com redução de preço da energia a ser

entregue, em R\$/MWh, e rodada discriminatória, onde os participantes das rodadas contínuas tem a oportunidade final de ajuste de preço para fins de classificação para atendimento da demanda a ser contratada. Neste caso, com exceção dos leilões estruturantes, a demanda de energia elétrica das distribuidoras será atendida por mais de uma empresa.

No exemplo da contratação da demanda interruptível há preocupação com a competição entre os participantes, uma vez que as indústrias vencedoras da licitação receberão uma Receita Fixa pela prestação dos serviços, cujo custo será rateado entre os demais consumidores, e a utilização efetiva do serviço dependerá das condições do sistema elétrico.

A contratação de produtos de ORC deve ser precedida de estudos por parte do operador do sistema elétrico e do órgão regulador, para definição de parâmetros técnicos para participação e demanda interruptível a ser contratada. Os fatores técnicos e econômicos têm impacto direto da oferta potencial da demanda interruptível.

Em situações em que o benefício sistêmico da contratação de ORC for mais relevante que o estímulo à competição entre os ofertantes, os mecanismos de competição poderiam ser substituídos por processos de chamada pública, com atenção na definição do teto de remuneração fixa e variável.

Com o objetivo de simular o comportamento dos participantes de um mecanismo de contratação de ORC, será considerado mecanismo a exemplo do mercado espanhol. O processo de contratação objeto da simulação ocorreria no mês de outubro de cada ano e o compromisso com os valores declarados (fixos e variáveis) seriam válidos no intervalo de um ano contado a partir de primeiro de janeiro do ano seguinte.

## 8.1.2 Competição pelo Recebimento de Receita Fixa

Assim como na contratação de energia elétrica de fonte termelétrica nos leilões de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), a contratação de ORC com dimensão de custo fixo e variável, deve prever metodologia similar ao Índice de Custo Benefício (ICB) de usinas termelétricas com o objetivo a selecionar as ofertas melhores ofertas.

Nos leilões do ACR onde participam empreendimentos termelétricos, o custo variável corresponde a um CVU fixo informado na habilitação do projeto, que resulta em um índice de expectativa de custo de operação não mutável ao longo do leilão, sendo a Receita Fixa objeto de oferta de redução.

A Receita Fixa de um empreendimento sem atraso em seu cronograma de disponibilidade ao sistema elétrico não é objeto de redução em nenhuma hipótese, visto que comprometeria a viabilidade ou rentabilidade do projeto.

No caso da contratação de ORC, a Receita Fixa a ser ofertada corresponderia ao percentual de custo que seria coberto pela interrupção parcial das atividades industriais. Quanto mais flexível o processo, maior seria a competitividade da ORC na parcela fixa.

O pagamento de Receita Fixa pode ser mais um incentivo ao atendimento do despacho da ORC, e em casos de não atendimento, sanções como redução percentual desta receita poderiam ser aplicados.

## 8.1.3 Simulação de Declaração de Custo Variável

## 8.1.3.1 Custo de Energia

Partindo-se da proposta de modelagem do produto de ORC apresentado nas Equações 1 e 3 no Capítulo 7, o custo variável a ser ofertado para ORC depende da expectativa dos consumidores com relação às seguintes variáveis:

- Custo de Energia;
- Taxa de câmbio;
- Margem esperada da produção industrial

As duas últimas variáveis, notadamente, são intrínsecas ao negócio principal, já o custo de energia é composto por três partes: preço da energia contratada, custo de conexão à rede elétrica e encargos. Por mais que a maior parte dos consumidores no ACL apresentem contratos de energia de longo prazo, como apresentado na Figura 14 e consequentemente uma previsibilidade dos custos, os custos com demanda e encargos não são gerenciáveis, sendo objeto de alterações na regulamentação e na conjuntura setorial.

A variação no custo com demanda, superiores aos índices de inflação (IPCA e IGP-M), podem decorrer de alterações no critério de rateio do custo de operação do sistema de transmissão, redução da base de consumidores (demanda contratada) e expansão do sistema de transmissão.

A variação dos encargos pode decorrer da conjuntura da operação do sistema elétrico pelo aumento do despacho termelétrico fora da ordem de mérito de preço, como no Encargo de Serviço de Sistema (ESS) por razões elétricas, ESS Energético, ou pela introdução e alteração de políticas no setor elétrico como no caso da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), Encargo de Energia de Reserva (EER) e Programa de Incentivo à Geração por Fontes Alternativas (PROINFA). Exibese na Figura 36 a representatividade das parcelas não gerenciáveis do custo de energia para um consumidor na região Norte conectado à Rede Básica, região que concentra maior parte dos produtores de alumínio, com tarifas vigentes para o ano de 2016 para diversos cenários de custo de energia.

Parcelas não gerenciáveis no Custo da Energia

Encargos
Demanda

15%

11%

Figura 36 - Representatividade da parcela de encargos e de demanda vigente em 2016 – Consumidores Rede Básica Norte

Fonte: Elaborado a partir de ONS [64]

Energia @ R\$ 100/MWh

Para fins de simulação da declaração de custo variável de ORC considerase o custo total de energia de R\$ 180/MWh.

Energia @ R\$ 150/MWh

Energia @ R\$ 200/MWh

#### 8.1.3.2 Demais variáveis

As taxas de câmbio utilizadas nos períodos propostos na simulação se referem à expectativa de taxa de câmbio para o ano seguinte de acordo com o Relatório de Mercado Focus, do Banco Central do Brasil disponibilizado na primeira semana de outubro [139].

Tabela 26 - Taxa de câmbio declaração de custo variável simulação

Data Relatório	Câmbio 2014 [R\$/US\$]	Câmbio 2015 [R\$/US\$]
04/10/2013	2,37	
03/10/2014		2,45

Fonte: Elaborado a partir de Banco Central do Brasil [139]

Para a expectativa de margem da produção industrial foi utilizada o EBITDA médio por tonelada, do ano anterior ao da validade da ORC. Apresenta-se na Tabela 27 os valores de margem considerados.

Tabela 27 – Margem da produção alumínio

Ano	Margem Produção Alumínio (EBITDA) [US\$/ton]
2013	270
2014	452

Fonte: Elaborado a partir de Demonstrações Financeiras das Companhias [115][116][117][118][120][121][122][123]

Por fim, utiliza-se na simulação a intensidade energética média para produção de alumínio de 14,3 MWh/ton.

## 8.1.3.3 Margem adicional da ORC

A assunção de valores para cálculo do custo variável a ser recebido pela unidade consumidora industrial reflete a equivalência da remuneração pela atividade industrial ou ORC. A ORC ao ser contratada se torna uma obrigação do consumidor na quantidade de energia disponibilizada.

Com isto, parte da produção industrial fica atrelada à oferta da ORC e o nível de produção está diretamente associado à programação da operação eletroenergética, mesmo em situações em que o mercado principal da indústria ofertante seja mais atrativo.

Desta forma, é esperado que os consumidores que ofertam ORC estabeleçam margens adicionais sobre sua expectativa de Margem Energia definida na Equação 1 no Capítulo 7.

As margens adicionais pela assunção de risco da ORC são apresentadas na Tabela 28 .

Tabela 28 – Margem adicional da ORC

% redução consumo	Margem adicional sobre Margem Energia
25%	15%
50%	30%
75%	50%
100%	65%

### 8.1.3.4 Custo Variável ORC - indústria do alumínio

Com base nas premissas apresentadas anteriormente, obtém-se os valores de CVU da ORC para as unidades produtoras de alumínio conforme apresentado na Tabela 29 .

Tabela 29 - CVU da ORC alumínio

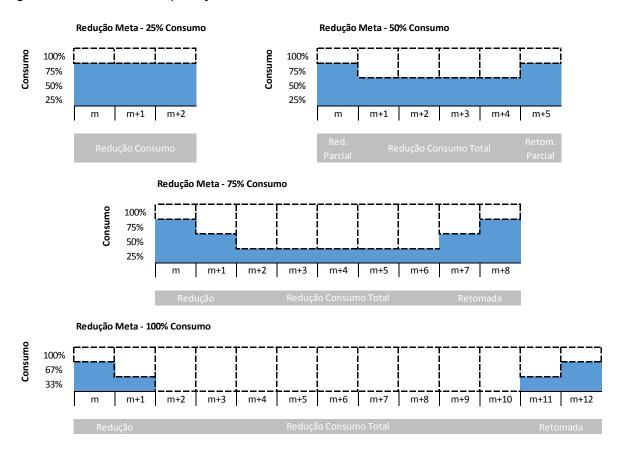
% redução	ORC 2014	ORC 2015
consumo	[R\$/MWh]	[R\$/MWh]
Equilíbrio	229	265
25%	237	278
50%	244	291
75%	254	308
100%	261	321

## 8.1.3.5 Cálculo do valor adicional de custo de operação

No Capítulo 7 apresentou-se a influência dos limites de corte e retomada de consumo em termos de aumento do custo de operação, calculado de acordo com a Equação 4.

Para elaboração dos cenários de redução de consumo para fins de ORC, consideraram-se as seguintes premissas de curvas de operação para redução e retomada do consumo apresentadas na Figura 37.

Figura 37 - Curvas de operação da ORC



Foram utilizados os CMOs resultantes do Programa Mensal de Operação do mês de Outubro do ano anterior ao início da ORC<sup>34</sup> para fins de cálculo do valor adicional de custo de operação por conta da inflexibilidade no atendimento ao comando da redução de consumo. Apresentam-se nas tabelas a seguir os valores de DeltaCOP para as ORC de 2014 e 2015, respectivamente.

<sup>&</sup>lt;sup>34</sup> PMOs de outubro de 2013 para ORC de 2014 e PMO de outubro de 2014 para ORC de 2015. Simulação considerou os 2.000 cenários de CMO para cada um dos 51 meses do horizonte do PMO.

Tabela 30 - DeltaCOP ORC 2014

Unidade/Submercado	25% Redução	50% Redução	75% Redução	100% Redução
Alumar / Albras (N)	3,46	11,84	20,92	25,29
CBA (SE)	3,55	14,05	18,53	26,52
NE				25,18

Tabela 31 - DeltaCOP ORC 2015

Unidade/Submercado	25%	50% Redução	75%	100%
	Redução	Redução	Redução	Redução
Alumar / Albras (N)	3,41	18,52	29,07	41,7
CBA (SE)	3,87	19,8	29,54	40,1
NE				41,58

#### 8.1.4 Unidades Consumidoras com ORC

As unidades consumidoras que se utiliza para simulação dos efeitos da ORC da indústria do alumínio são apresentadas na Tabela 32 a seguir

Tabela 32 – Unidades produtoras de alumínio para simulação de ORC

Unidade	Consumo 100% [MW méd.]	Submercado	Status
Alumar	800	N	Ativa
Albras	800	N	Ativa
CBA	600	SE	Ativa
Aratu	100	NE	Desativada
Poços de Caldas	200	SE	Desativada
Ouro Preto	60	SE	Desativada
Valesul	175	SE	Desativada

Em cada cenário de simulação descreve-se a utilização do conjunto de unidades, bem como do percentual do consumo sujeito à redução de consumo.

A inclusão de unidades desativadas em alguns cenários tem por objetivo a avaliação de impacto da inclusão, mesmo que limitada, de outras unidades consumidoras que tenham indicadores econômicos similares aos da indústria de

alumínio, uma vez que a metodologia proposta tem por objetivo a participação de outros segmentos industriais.

Exibe-se na Tabela 33 o percentual da ORC disponível em relação ao consumo médio anual do conjunto de arquivos do modelo Newave.

Tabela 33 – Representatividade da ORC frente ao consumo total

ORC Alumínio	Consumo 100%	% Consumo	% Consumo
ONC Aldillillo	[MW méd.]	2014	2015
50%	1.100	1,7%	1,6%
100%	2.200	3,3%	3,3%
100%+desativ.	2.735	4,2%	4,1%

## 8.2 SIMULAÇÃO DOS IMPACTOS SISTÊMICOS DA ORC NA INDÚSTRIA DE ALUMÍNIO

Para avaliação do impacto da introdução da proposta de ORC por meio de simulações utilizou-se o modelo Newave versão 19, versão esta válida no horizonte de análise. Representou-se ORC por meio da inserção de usinas termelétricas virtuais no modelo de preço, com disponibilidade de geração de energia e preços equivalentes às ofertas voluntárias de redução do consumo aos respectivos valores de CVU.

Foram assumidas taxas de indisponibilidade forçada e programada iguais a 0% e fator de capacidade de 100% para as térmicas virtuais que representam a ORC.

#### 8.2.1 Período de Estudo

Utilizaram-se os arquivos do Programa Mensal de Operação (PMO) dos meses de janeiro de 2014 e janeiro de 2015, tendo em vista a conjuntura apresentada nestes dois períodos. Para classificação de cada um dos períodos apresenta-se a Figura 38



Figura 38 - Nível dos reservatórios do SIN

Fonte: Elaborado a partir de ONS [18]

O PMO de jan. 2014 representou um período em que não havia preocupação em termos de abastecimento energético, apesar do alto CMO. Neste momento ainda restavam três meses do período úmido, onde as maiores contribuições ocorrem historicamente nos meses de fevereiro e março.

O nível do reservatório do início de jan. 2014 foi similar volume do reservatório do término do período seco (novembro de 2013 com 43%). Tendo como referência o histórico recente, o início de 2014 foi melhor em termos de partida para recuperação de armazenamento do que o ano anterior. O nível de armazenamento do período seco anterior foi de 31% verificados ao término de novembro de 2012.

O PMO de jan. 2015 apresentou um cenário mais pressionado por conta do período úmido de 2014 que além de não ter recuperado o nível de armazenamento, resultou no deplecionamento acentuado destes, resultando em um nível crítico ao término do período seco (novembro de 2014 com 22%).

Neste período havia preocupação real com risco de déficit e a retomada do nível de armazenamento se deu por despacho de todo parque termelétrico por longo período associado a uma redução de consumo de energia por conta de recessão econômica.

# 8.2.2 Avaliação de impacto na inclusão de mecanismo no horizonte da operação do sistema

As usinas termelétricas existentes e a expansão futura em um intervalo de até cinco anos são representadas para fins de programação da operação eletroenergética. A desconsideração da expansão do parque de geração poderia resultar em aumento do CMO sinalizando a necessidade de investimentos que já serão realizados em determinado período.

A representação da ORC como disponível para todo o horizonte de planejamento da operação (cinco anos) pode resultar em sinalização equivocada de disponibilidade de recurso uma vez que a oferta depende dos indicadores econômicos da indústria.

Desta forma, propõe-se na simulação a inclusão da ORC para os dois primeiros anos do horizonte de estudo, apresentando-se ainda a avaliação do impacto deste cenário em comparação com a inclusão da ORC em todo o horizonte de planejamento. A utilização nos dois primeiros anos representaria a ORC efetivamente contratada no primeiro e a estimativa de continuidade da prestação do serviço mesmo que não fosse pelas mesmas empresas.

# 8.2.3 Avaliação de impacto da oferta de ORC pela unidade consumidora em partes

A introdução de mecanismo de ORC permite que uma mesma unidade industrial possua diversos custos associados à parcela do consumo sujeito à redução. Com objetivo de avaliar a sensibilidade do acionamento de diversas parcelas de consumo da unidade industrial, propõe-se a comparação da ORC de 100% das unidades produtoras de alumínio, com CVU único e da ORC total, escalonado em quatro partes (25%) com CVUs distintos.

## 8.2.4 Avaliação da simulação dos cenários propostos

Ao início de cada cenário de simulação apresenta-se a figura com o resumo da combinação das diversas variáveis que compõem a simulação: PMO base, percentual do consumo da ORC (50% ou 100%), unidades consumidoras ativas ou associadas a unidades desativadas (indicadas como "desativ."), ORC de preço único ou escalonado (indicado como "esc."), inserção no horizonte de operação (5 anos) ou

período reduzido (2 anos) e utilização de séries sintéticas ou históricas na simulação final do modelo Newave.

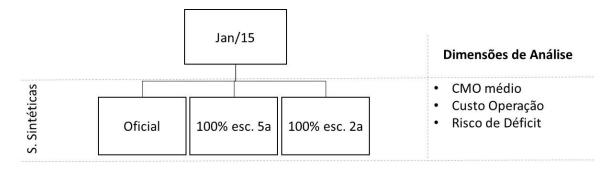
No resumo apresentam-se também os resultados apresentados: variação de CMO médio, distribuição estatística do CMO, custo de operação, risco de déficit, impacto em armazenamento e vertimento. Apresenta-se ainda o impacto da inclusão da ORC nos submercados Sudeste e Norte, por conta da localização das unidades produtoras de alumínio primário.

As tabelas completas de CMO, Risco de Déficit e Energia não suprida de cada simulação são apresentadas no Apêndice C.

## 8.2.4.1 Sensibilidade inclusão ORC no horizonte de operação

Apresenta-se na Figura 39 o resumo das premissas utilizadas para simulação da sensibilidade da inserção da ORC de 100% do consumo de forma escalonada (blocos de 25% do consumo com preços diferentes), no horizonte de programação da operação (5 anos), em contraste com a inserção somente nos dois primeiros anos de operação. Utilizam-se as unidades da Tabela 32 classificadas como ativas na condição de ofertantes ORC, com predominância no submercado Norte.

Figura 39 - Simulação sensibilidade horizonte inserção ORC



Exibe-se na Figura 40 a comparação dos CMOs médios obtidos com a simulação de ORC para os dois primeiros anos do horizonte de operação e para todo o horizonte (cinco anos), tendo como base o PMO de jan. 2015.

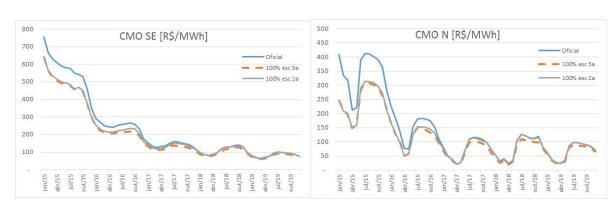
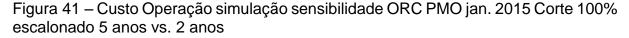


Figura 40 – CMOs simulação sensibilidade ORC PMO jan. 2015 Corte 100% escalonado 5 anos vs. 2 anos – Submercados Sudeste e Norte

Nota-se que em termos de redução de CMO, as duas alternativas são eficientes com ligeira vantagem da inserção da ORC para todo o horizonte. O CMO médio do horizonte de estudo para inclusão da ORC nos cinco anos apresentou redução de 15% no submercado Sudeste/Centro-Oeste e redução de 22% no submercado Norte, enquanto a inclusão nos dois primeiros anos apresentou redução de 11% no submercado Sudeste/Centro-Oeste e 18% no submercado Norte, conforme dados apresentados no Apêndice C.

Em termos de risco de déficit no submercado Sudeste, o risco inicial médio para o horizonte da programação da operação de 6,7% foi reduzido para 5,4% na introdução da ORC para 5 anos e reduzido para 5,2% para ORC nos dois primeiros anos.

A seguir, apresenta-se na Figura 41 o custo de operação resultante do processamento do modelo Newave para cada um dos três cenários.



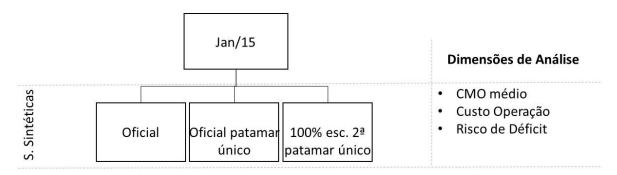


Nota-se a redução no custo de operação do sistema calculado pelo modelo Newave apresentou redução do custo de operação de 8,4% com a inclusão da ORC nos cinco anos e redução de 6,4% com inclusão nos dois primeiros anos.

## 8.2.4.2 Sensibilidade ORC com patamar único de déficit

Exibe-se na Figura 42 o resumo das premissas utilizadas para simulação da sensibilidade do impacto da recente introdução do patamar único de déficit para fins de programação do planejamento da operação mensal. Desta forma, apresentase a da inserção da ORC de 100% do consumo de forma escalonada nos dois primeiros anos de operação em se comparando o impacto da utilização dos quatro patamares de déficit vigentes em 2015 e com o patamar único de déficit vigente a partir de 2017. Utilizam-se as unidades da Tabela 32 classificadas como ativas na condição de ofertantes ORC, com predominância no submercado Norte. O patamar único de custo de déficit utilizado nas simulações foi de R\$ 4.650/MWh.

Figura 42 - Simulação sensibilidade patamar único de déficit



Apresenta-se na Figura 43 a comparação dos CMOs médios obtidos com a simulação de ORC para o PMO oficial de jan. 2015, PMO de jan. 2015 com patamar de déficit único e a inserção da ORC de 100% de forma escalonada nos primeiros dois anos do horizonte.

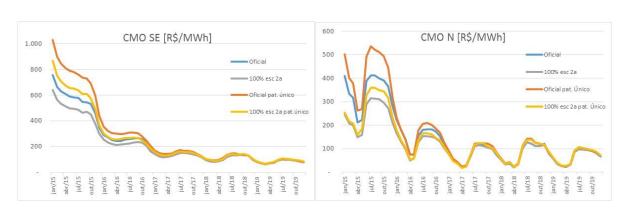


Figura 43 - CMOs simulação sensibilidade ORC PMO jan. 2015 com patamar único de déficit

Nota-se que em termos de redução de CMO, as duas alternativas são eficientes com ligeira vantagem da inserção da ORC para todo o horizonte. O CMO médio do horizonte de estudo para inclusão da ORC nos dois primeiros anos utilizando-se o patamar único de custo de déficit apresentou redução de 12% no submercado Sudeste/Centro-Oeste e redução de 23% no submercado Norte. Nota-se que os valores o impacto da redução do CMO foi superior aos observados na simulação com quatro patamares do custo de déficit, onde Sudeste/Centro-Oeste apresentou redução de 11% e Norte com 18%.

Em termos de risco de déficit no submercado Sudeste utilizando-se patamar único do custo de déficit, o risco inicial médio para o horizonte da programação da operação de 2,6% foi reduzido para 2,1% na introdução da ORC. Verifica-se que com a introdução do patamar único, a sinalização de déficit que ocorreria nos cenários em que o CMO fosse superior ao primeiro patamar (R\$ 1.420,84/MWh) ocorre somente quanto o CMO supera os R\$ 4.650/MWh. Desta forma, o sistema assinala o despacho de todos os recursos termelétricos disponíveis até o custo do déficit fazendo com que os CMOs sejam superiores.

Exibe-se a Figura 44 com o custo de operação resultante do processamento do modelo Newave para cada um dos quatro cenários.

A simulação do PMO de jan. 2015 com quatro patamares de déficit e com o patamar único resultou em um aumento de 11,4% no custo de operação. A introdução da ORC no cenário de patamar único de déficit apresentou uma redução de custo de operação de 7,9%, superando os 6,4% do cenário com quatro patamares de déficit.

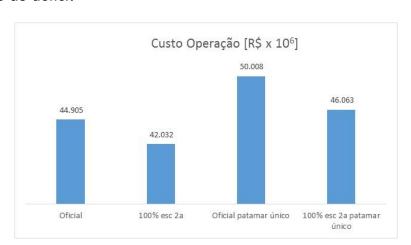


Figura 44 - Custo Operação simulação sensibilidade ORC PMO jan. 2015 com patamar único de déficit

## 8.2.4.3 Sensibilidade ORC por consumo total ou escalonado

Apresenta-se a Figura 45 com os cenários utilizados para avaliação da sensibilidade da ORC de uma unidade industrial de forma escalonada (mesma unidade com CVUs diferentes) e não escalonada.

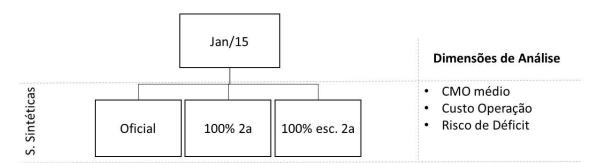


Figura 45 - Simulação sensibilidade corte escalonado

Para fins de simulação do corte escalonado, foram obtidos os CVUs das parcelas com base nos CVUs da Tabela 29 associados ao DeltaCOP da Tabela 31. No cenário da simulação, o CVU da ORC declarado pela unidade consumidora ofertante aumenta em função da quantidade de energia disponibilizada. Desta forma, o despacho da ORC se dará de forma gradual.

Para cálculo do DeltaCOP, para cada parcela, foi considerada a diferença do DeltaCOP entre o corte de maior amplitude da carga e o de menor corte.

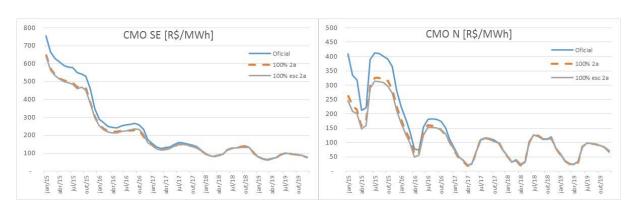
Por exemplo, DeltaCOP 50% escalonado é igual à diferença entre DeltaCOP 50% e DeltaCOP 25%. Com base neste cálculo foram obtidos os CVUs finais apresentados na Tabela 34

Tabela 34 – CVU final escalonado PMO jan. 2015 (CVU ORC + DeltaCOP esc.)

Unidade/Submercado	25% Redução	50% Redução	75% Redução	100% Redução
Alumar / Albras (N)	282	306	319	334
CBA (SE)	281	307	318	334

Exibe-se, a seguir, na Figura 46 a comparação dos CMOs médios obtidos com a simulação de ORC, nos dois primeiros anos do horizonte de operação e com redução de 100% do consumo, de forma não escalonada e escalonada, tendo como base o PMO de janeiro de 2015.

Figura 46 - CMOs simulação sensibilidade ORC PMO jan. 2015 Corte 100% corte único vs. escalonado – Submercados Sudeste e Norte



O CMO médio do horizonte de operação para inclusão da ORC de forma não escalonada apresentou redução de 10% no submercado Sudeste/Centro-Oeste e redução de 16% no submercado Norte, enquanto a inclusão ORC de forma escalonada apresentou redução de 11% no submercado Sudeste/Centro-Oeste e 18% no submercado Norte.

O risco de déficit médio para o horizonte de operação no submercado Sudeste de 6,7% foi reduzido para 5,3% com a introdução da ORC de 100% não escalonada e reduzido para 5,2% com ORC escalonada.

O custo de operação resultante do processamento do modelo Newave para cada um dos três cenários é exposta na Figura 47 .

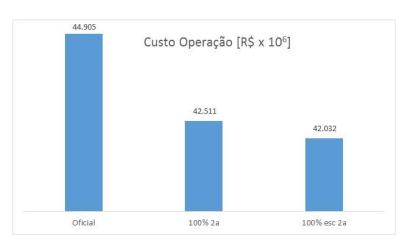


Figura 47 - Custo Operação simulação sensibilidade ORC PMO jan. 2015 Corte 100% não escalonado vs. escalonado

A redução no custo de operação do sistema calculado pelo modelo Newave apresentou redução do custo de operação de 5,3% com a inclusão da ORC de 100% não escalonado e redução de 6,4% com ORC de 100% do consumo escalonada.

## 8.2.4.4 Simulação ORC PMO jan. 2014

Apresenta-se na Figura 48 os cenários utilizados para avaliação do impacto da ORC no PMO de jan.2014 considerando 50% do consumo das unidades produtoras de alumínio em atividade, 100% do consumo com CVUs distintos escalonados e adição de usinas produtoras de alumínio primário, que atualmente estão desativadas, de modo a representar o potencial de ORC de outras indústrias (aumento de 535 MW de ORC). Adicionalmente, apresenta-se simulação utilizando séries históricas no período crítico (maio de 1951 a novembro de 1956).

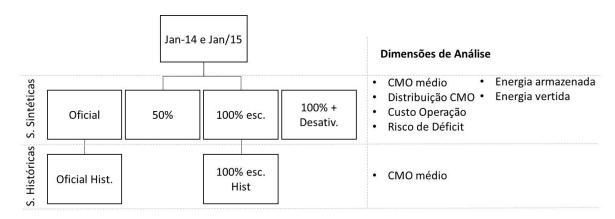


Figura 48 - Simulação impactos da inserção ORC PMO jan. 2014 e PMO jan. 2015

Exibe-se na Figura 49 a comparação dos CMOs médios obtidos com a simulação das três configurações de ORC, inseridos nos dois primeiros anos do horizonte de operação, tendo como base o PMO de jan. 2014.



Figura 49 - CMOs simulação ORC PMO jan. 2014 - Submercados Sudeste e Norte

A redução de CMO médio do horizonte de operação pela inclusão da ORC no PMO de jan. 014 foi de 4% no Sudeste e 5% no Norte para ORC de 50%, 8% no Sudeste e 8% no Norte para ORC de 100% escalonada e redução de 9% no Sudeste e 8% no Norte para ORC de 100% não escalonada mais unidades desativadas.

O risco de déficit no submercado Sudeste, de 1,9% para o horizonte da operação, foi reduzido para 1,6% para ORC de 50%, 1,5% para ORC de 100% escalonado e 1,4% para ORC de 100% não escalonada mais unidades desativadas.

Apresenta-se na Figura 50 a distribuição dos CMOs do Submercado Sudeste para os dois primeiros anos do horizonte de operação (48.000 valores). Os cenários apresentados em sentido horário a partir do gráfico no canto superior

esquerdo são: PMO jan. 2014 oficial, ORC 50%, ORC 100% escalonado e ORC 100% com unidades ativas e desativadas.

Pela análise do comportamento da frequência dos gráficos apresentados, nota-se o deslocamento de CMOs para faixas de preços inferiores. Assim, apresenta-se na Tabela 35 o percentual cumulativo dos CMOs distribuídos pelas faixas de valores.

Figura 50 – Histogramas CMOs simulação ORC PMO jan. 2014 – Submercado Sudeste

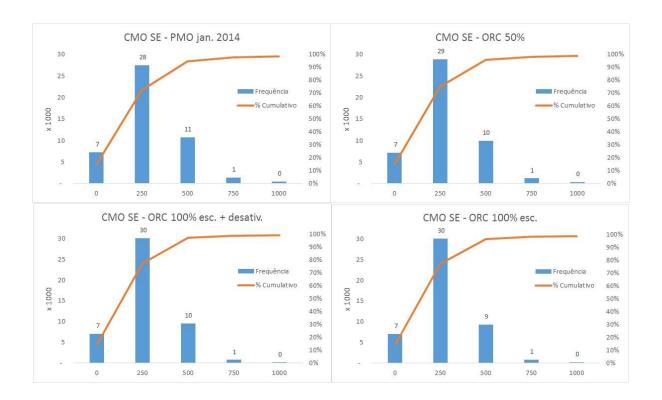


Tabela 35 – Percentual cumulativo distribuição CMOs Sudeste – PMO jan. 2014

Cenário	Até R\$	Até R\$	Até R\$	Até R\$
Certailo	250/MWh	500/MWh	750/MWh	1000/MWh
PMO Oficial	15,2%	72,5%	94,9%	97,9%
ORC 50%	14,9%	75,1%	95,8%	98,4%
ORC 100% Esc.	14,6%	77,4%	96,9%	98,7%
ORC 100%+desat.	14,7%	77,5%	97,4%	99,0%

Exibe-se na Figura 51 a distribuição dos CMOS do Submercado Norte para os dois primeiros anos do horizonte de operação (48.000 valores). Os cenários apresentados em sentido horário a partir do gráfico no canto superior esquerdo são:

PMO jan. 2014 oficial, ORC 50%, ORC 100% escalonado e ORC 100% com unidades ativas e desativadas.

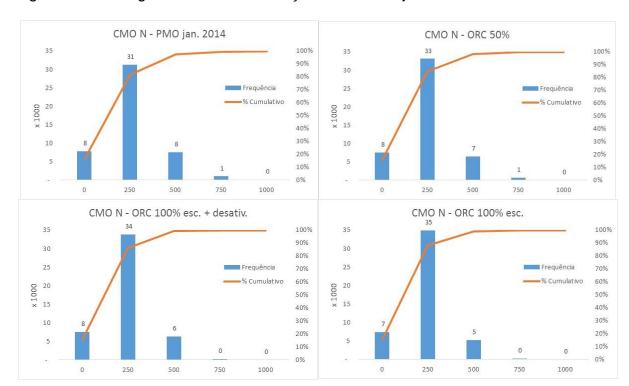


Figura 51 – Histogramas CMOs simulação ORC PMO jan. 2014 – Submercado Norte

Exibe-se na Tabela 36 o percentual cumulativo dos CMOs do submercado Norte distribuídos pelas faixas de valores.

Tabela 36 - Percentual cumulativo distribuição CMOs Norte - PMO jan. 2014

Cenário	Até R\$	Até R\$	Até R\$	Até R\$
	250/MWh	500/MWh	750/MWh	1000/MWh
PMO Oficial	16,3%	81,6%	97,4%	99,6%
ORC 50%	15,8%	84,8%	98,4%	99,8%
ORC 100% Esc.	15,5%	88,3%	99,2%	99,9%
ORC 100%+desat.	15,7%	86,2%	99,4%	99,9%

Apresenta-se na Figura 52 o custo de operação resultante do processamento do modelo Newave para cada um dos quatro cenários.

A redução no custo de operação do sistema calculado pelo modelo Newave apresentou redução do custo de operação de 3,7% com a inclusão da ORC de 50%,

6,4% com a inclusão da ORC de 100% escalonado e redução de 8,5% com ORC de 100% do consumo de unidades ativas e desativadas.

De modo a avaliar o impacto da introdução de mecanismo de ORC no nível de armazenamento do sistema, apresenta-se a Figura 53 com os níveis mínimos de armazenamento do SIN das 2.000 séries para cada um dos meses obtidos da simulação com o modelo Newave.



Figura 52 - Custo Operação simulação sensibilidade ORC PMO jan. 2014

Figura 53 – Níveis mínimos de armazenamento ORC PMO jan. 2014



Nota-se, com base nas simulações propostas, que com a introdução de ORC o nível mínimo de armazenamento, ao término do período úmido do ano seguinte (mai. 2015), é superior ao do cenário do PMO jan. 2014.

Para se avaliar o impacto da introdução de mecanismo de ORC no vertimento do SIN, exibe-se a Figura 54 com os níveis máximos de vertimento das 2.000 séries para cada um dos meses obtidos da simulação com o modelo Newave.

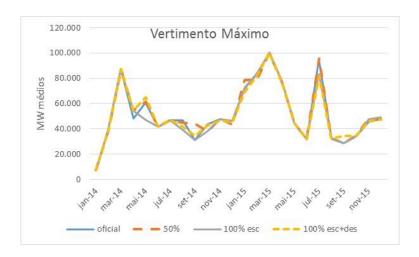


Figura 54 – Vertimento máximo ORC PMO jan. 2014

Observa-se que não há grandes desvios em termos de vertimento para os cenários propostos.

Apresenta-se a Figura 55 com a probabilidade de acionamento da ORC para o cenário de disponibilidade de 50% do consumo obtido pela razão entre a geração termelétrica média da usina virtual que representa a ORC e a quantidade disponível de energia da ORC.



Figura 55 - Probabilidade de acionamento ORC 50% PMO jan. 2014

Observa-se a maior probabilidade de acionamento da ORC no submercado Sudeste que no Norte.

Exibe-se a seguir, na Figura 56 a probabilidade de acionamento da ORC para o cenário de disponibilidade de 100% do consumo escalonado por diferentes CVUs.

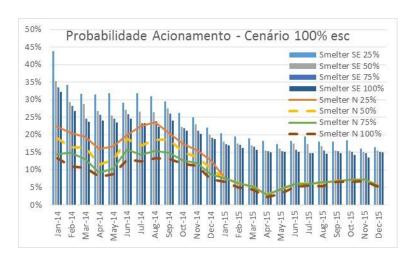
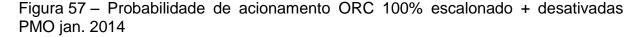
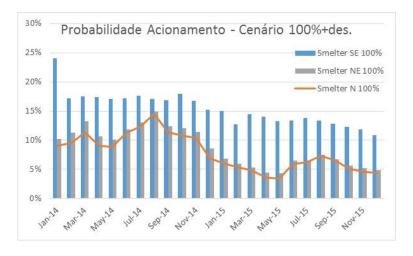


Figura 56 – Probabilidade de acionamento ORC 100% PMO jan. 2014

Apresenta-se a Figura 57 com a probabilidade de acionamento da ORC para o cenário de disponibilidade de 100% do consumo de unidades produtoras de alumínio ativas e desativadas.





Exibe-se a Figura 58 com os CMOs da região Sudeste para simulação com séries históricas para o período crítico de mai. 1951 e nov. 1956 para o PMO de jan. 2014 com a introdução de ORC de 100% do consumo com CVU escalonado.

O CMO para PMO jan.14, com séries históricas no período proposto, apresentou valor de R\$ 468/MWh e com a introdução da ORC o CMO médio foi de R\$ 385/MWh (redução de 18%). Verifica-se ainda o distanciamento dos picos de CMO médio no horizonte de estudo do primeiro patamar de déficit com corte de até 5% do consumo.

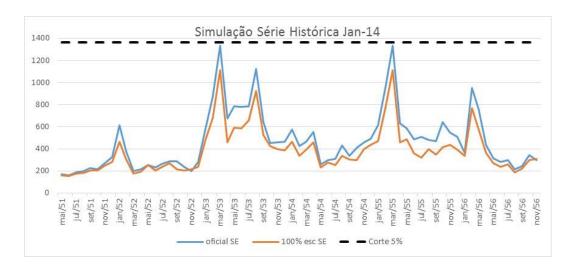


Figura 58 – Simulação PMO jan. 2014 CMO Sudeste período crítico

## 8.2.4.5 Simulação ORC PMO jan. 2015

Apresentam-se a seguir os cenários utilizados para avaliação do impacto da ORC no PMO de jan. 15 considerando 50% do consumo das unidades produtoras de alumínio em atividade, 100% do consumo com CVUs distintos escalonados e adição de usinas produtoras de alumínio primário de modo a representar o potencial de ORC de outras indústrias. Adicionalmente, apresenta-se simulação utilizando séries históricas no período crítico (mai. 1951 a nov. 1956).

Na Figura 59 apresenta-se a comparação dos CMOs médios obtidos com a simulação das três configurações de ORC, inseridos nos dois primeiros anos do horizonte de operação, tendo como base o PMO de jan. 2015.

A redução de CMO médio do horizonte de operação para inclusão da ORC no PMO de jan. 2015 foi de 6% no Sudeste e 10% no Norte para ORC de 50%, 11% no Sudeste e 18% no Norte para ORC de 100% escalonada e redução de 14% no Sudeste e 16% no Norte para ORC de 100% não escalonada mais unidades desativadas.

O risco de déficit no submercado Sudeste resultou 6,7% para o horizonte da operação e foi reduzido para 5,8% para ORC de 50%, 5,2% para ORC de 100% escalonado e 4,6% para ORC de 100% não escalonada mais unidades desativadas.

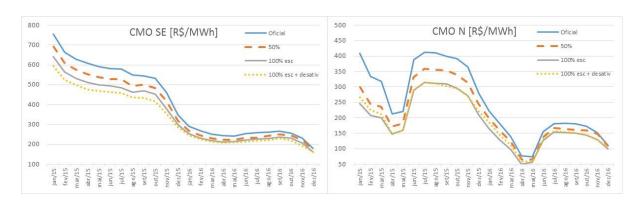
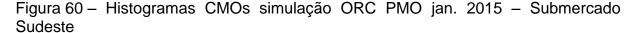
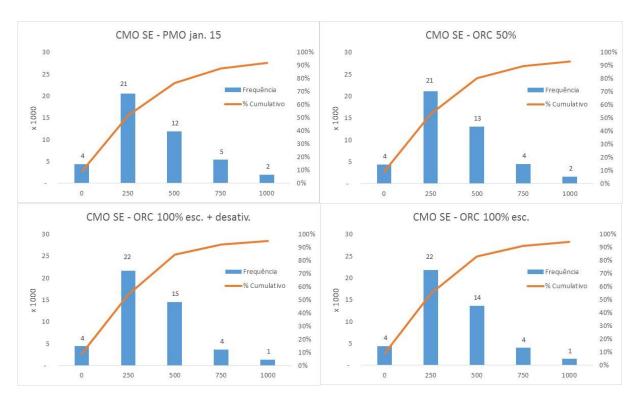


Figura 59 - CMOs simulação ORC PMO jan. 2015 - Submercados Sudeste e Norte

Apresenta-se a Figura 60 com a distribuição dos CMOS do Submercado Sudeste para os dois primeiros anos do horizonte de operação (48.000 valores). Os cenários apresentados em sentido horário a partir do gráfico no canto superior esquerdo são: PMO jan. 15 oficial, ORC 50%, ORC 100% escalonado e ORC 100% com unidades ativas e desativadas.





Da mesma forma que na simulação com o PMO jan. 2014, nota-se na simulação com o PMO jan. 2015 o deslocamento de CMOs para faixas de preços

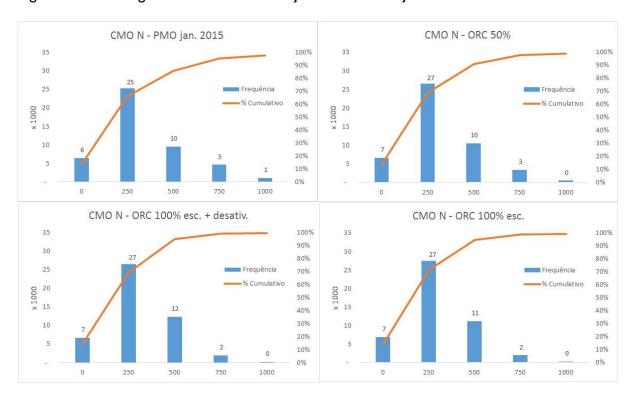
inferiores. Apresenta-se na Tabela 37 o percentual cumulativo dos CMOs distribuídos pelas faixas de valores.

Tabela 37 – Percentual cumulativo distribuição CMOs Sudeste – PMO jan. 2015

Cenário	Até R\$	Até R\$	Até R\$	Até R\$
	250/MWh	500/MWh	750/MWh	1000/MWh
PMO Oficial	9,1%	51,9%	76,7%	87,9%
ORC 50%	9,2%	53,3%	80,6%	89,9%
ORC 100% Esc.	9,2%	54,7%	83,1%	91,4%
ORC 100%+desat.	9,2%	54,3%	84,7%	92,4%

Exibe-se a seguir, na Figura 61, a distribuição dos CMOS do Submercado Norte para os dois primeiros anos do horizonte de operação (48.000 valores). Os cenários apresentados em sentido horário a partir do gráfico no canto superior esquerdo são: PMO jan. 15 oficial, ORC 50%, ORC 100% escalonado e ORC 100% com unidades ativas e desativadas.

Figura 61 – Histogramas CMOs simulação ORC PMO jan. 2015 – Submercado Norte



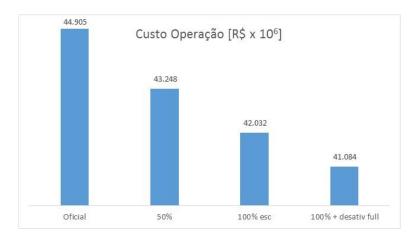
Por sua vez, a Tabela 38 contempla o percentual cumulativo dos CMOs do submercado Norte distribuídos pelas faixas de valores.

Tabela 38 – Percentual cumulativo dis	stribuição CMOs Norte – PMO jan. 2015
---------------------------------------	---------------------------------------

Cenário	Até R\$ 250/MWh	Até R\$ 500/MWh	Até R\$ 750/MWh	Até R\$ 1000/MWh
PMO Oficial	13,4%	66,2%	86,0%	95,6%
ORC 50%	13,7%	69,0%	90,9%	97,9%
ORC 100% Esc.	14,4%	71,6%	94,9%	99,0%
ORC 100%+desat.	13,9%	69,2%	95,0%	99,1%

Exibe-se na Figura 62 o custo de operação resultante do processamento do modelo Newave para cada um dos quatro cenários.

Figura 62 - Custo Operação simulação sensibilidade ORC PMO jan. 2015



A redução no custo de operação do sistema calculado pelo modelo Newave apresentou redução do custo de operação de 2,0% com a inclusão da ORC de 50%, 3,5% com a inclusão da ORC de 100% escalonado e redução de 4,0% com ORC de 100% do consumo de unidades ativas e desativadas.

De modo a avaliar o impacto da introdução de mecanismo de ORC no nível de armazenamento do sistema, apresenta-se a Figura 63 com os níveis mínimos de armazenamento do SIN das 2.000 séries hidrológicas sintéticas, para cada um dos meses obtidos da simulação com o modelo Newave.

Nota-se com base nas simulações propostas, que com a introdução de ORC o nível mínimo de armazenamento ao término do período úmido do ano seguinte (mai. 2016) é superior ao cenário do PMO jan. 2015.



Figura 63 – Níveis mínimos de armazenamento ORC PMO jan. 2015

Para se avaliar o impacto da introdução de mecanismo de ORC no vertimento do SIN, exibe-se a Figura 64 com os níveis máximos de vertimento das 2.000 séries para cada um dos meses obtidos da simulação com o modelo Newave.



Figura 64 – Vertimento máximo ORC PMO jan. 2015

Observa-se que não há grandes desvios em termos de vertimento para os cenários propostos.

Apresenta-se a Figura 65 com a probabilidade de acionamento da ORC para o cenário de disponibilidade de 50% do consumo obtido pela razão entre a geração termelétrica média da usina virtual que representa a ORC e a quantidade disponível de energia da ORC.



Figura 65 – Probabilidade de acionamento ORC 50% PMO jan. 2015

Da mesma forma que na simulação com o PMO de jan. 2014, observa-se a maior probabilidade de acionamento da ORC no submercado Sudeste que no Norte.

A Figura 66 a seguir apresenta a probabilidade de acionamento da ORC para o cenário de disponibilidade de 100% do consumo escalonado por diferentes CVUs.

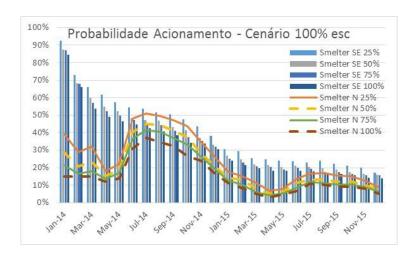


Figura 66 – Probabilidade de acionamento ORC 100% escalonado PMO jan. 2015

Apresenta-se, na sequência, a Figura 67 com a probabilidade de acionamento da ORC para o cenário de disponibilidade de 100% do consumo de unidades produtoras de alumínio ativas e desativadas.

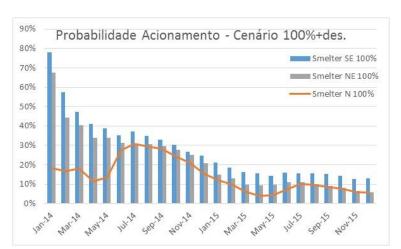


Figura 67 – Probabilidade de acionamento ORC 100% escalonado + desativadas PMO jan. 2015

Exibe-se a Figura 68 com os CMOs da região Sudeste para simulação com séries históricas para o período crítico de mai. 1951 e nov. 1956 para o PMO de jan. 2015 com a introdução de ORC de 100% do consumo com CVU escalonado.

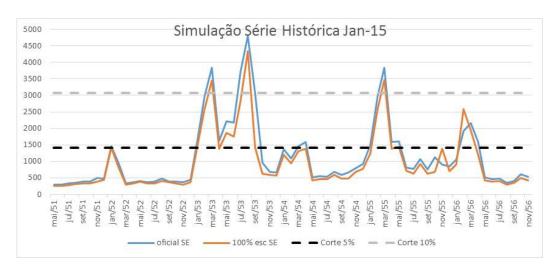


Figura 68 – Simulação PMO jan. 2015 CMO Sudeste período crítico

O CMO médio para PMO jan. 15 com séries históricas no período proposto apresentou valor de R\$ 1.141/MWh e com a introdução da ORC o CMO médio foi de R\$ 979/MWh (redução de 14%). Verifica-se no horizonte da simulação que apesar da redução de picos de CMO médio, a introdução da ORC não alterou a indicação de corte de consumo superior a 10% (segundo patamar de déficit).

#### 8.2.5 Considerações sobre as simulações

Buscou-se, com as simulações, a identificação dos impactos sistêmicos derivados da introdução de mecanismo de ORC, tendo sido observados benefícios em termos de redução de CMO e custo de operação do sistema em situações com diferentes riscos de déficit (PMO jan. 14 e jan. 15). Verificou-se ainda que não houve prejuízos sob o ponto de vista de níveis de reservatórios e vertimento.

Notou-se ainda que a introdução de ORC da indústria do alumínio, tendo como referencial os indicadores econômicos desta indústria, resultou em produtos energéticos aderentes a faixa de CVU do parque termelétrico existente.

Observa-se também que mesmo com a inclusão de ORC no submercado Norte, por conta da indústria de alumínio, o benefício se estende a todo o sistema sob a forma de redução de risco ou CMO; no entanto, pela observação da probabilidade de acionamento da ORC, nota-se uma demanda maior no submercado Sudeste (região com maior consumo).

Uma vantagem da metodologia proposta é a possibilidade de uma ampla variedade de segmentos industriais uma vez que suas características técnicas de corte e retomada da produção seriam levadas em consideração. Neste cenário seria possível a participação de uma parcela maior da demanda por unidade industrial.

A desvantagem da metodologia proposta é a influência dos cenários de CMO utilizados para cálculo do DeltaCOP. Apesar de tal parcela representar uma parcela relativamente pequena do CVU, mesmo em situações onde as decisões de acionamento afetam vários meses, uma forma de mitigação seria o recálculo do DeltaCOP ao longo da vigência da ORC. Para produtos de RD que tem a possibilidade de efetuar cortes e retomadas em um mesmo mês não haveria este problema.

# 8.3 CONTRATAÇÃO DE ORC COM CVU FIXO

A seção anterior descreveu a alternativa da contração da ORC por meio de mecanismo competitivo, a exemplo das usinas termelétricas nos leilões de energia nova, onde dois parâmetros seriam informados pelos consumidores industriais: Receita Fixa requerida e CVU.

Silva Filho, Rosi e Itkes [140] apresentaram uma crítica a este modelo de contratação por conta da influência da conjuntura utilizada no cálculo da estimativa

dos custos de operação e de exposição ao Mercado de Curto Prazo destas usinas. Como resultado, usinas com elevado CVU se tornaram mais atrativas em detrimento a outras fontes. Indiretamente houve o reconhecimento de que efeitos indesejados desta metodologia estavam contaminando a expansão do sistema de modo que posteriormente houve a limitação de CVU para fins de habilitação nos leilões como citado anteriormente [132]. Apesar da menor vigência da contratação da ORC e da possibilidade de adoção de mecanismos para estimar periodicamente o impacto em termos de custo de operação, tal situação poderia ocorrer também com a adoção de contratos para operacionalizar, de forma institucional, a Resposta da Demanda.

Com isto, propõe-se a seguir uma alternativa para contratação da RD onde o Operador poderia definir o CVU da ORC, entre outros parâmetros como submercado e tempo de resposta, e a competição entre as unidades industriais seria pela menor Receita Fixa.

#### 8.3.1 Estimativa potencial mercado para ORC

O período compreendido pelos anos de 2014 e 2015 apresentou maior variação do consumo no ACL como apresentado anteriormente. De modo a estimar o potencial de RD sem considerar as especificidades de indústria, sugeriu-se a comparação entre o consumo de energia deste ambiente com a média móvel de 12 meses incluindo o próprio mês. A utilização da média móvel buscou capturar a tendência da evolução do consumo baseado no histórico recente.

Exibe-se a Figura 69 com os valores de consumo mensais e a média móvel do consumo no período de janeiro de 2014 a dezembro de 2016.

Ao avaliar a figura a seguir verificou-se que a diferença máxima a curva de consumo mensal e a média móvel de 12 meses ocorreu novembro de 2016 com 1.701 MW médios o a diferença mínima foi de 1.269 MW médios em dezembro de 2015. A diferença mínima representaria a capacidade de redução de consumo de forma voluntária.

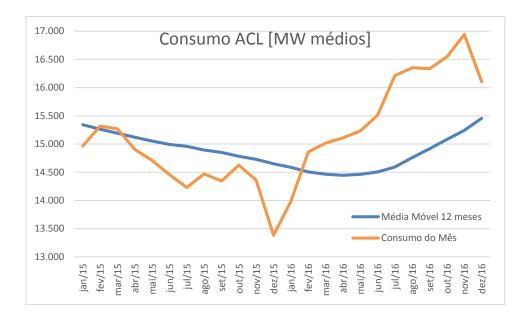


Figura 69 - Consumo mensal e média móvel 12 meses ACL

Fonte: CCEE [90]

Assumiu-se o montante de 1.300 MW médios como potencial de ORC para fins de simulação dos efeitos no ano de 2015. Este parâmetro assumido como potencial corresponde a 2,1% do consumo total do SIN de 2014-2016 (61.545 MW médios) e 8,6% do total de consumo ACL no mesmo período (15.205 MW médios).

#### 8.3.2 Processo de escolha do CVU da ORC

Partindo-se da premissa de que o processo alternativo de contratação de ORC teria parâmetros de CVU definidos pelo Operador do Sistema, com vistas a assegurar o melhor custo benefício da contratação, assumiram-se alguns CVUs para valorar o potencial de ORC definido anteriormente.

A simulação considerou a inserção de todo o potencial da ORC de 1.300 MW médios como uma usina termelétrica no submercado Sudeste/Centro-Oeste com disponibilidade de 100% e sem inflexibilidade, tanto no processamento do Newave (NW), quanto no processamento do Decomp (DC). No Newave a ORC foi inserida para os primeiros dois anos do horizonte de operação. No Decomp levou-se em consideração somente o conjunto de arquivos e resultados da primeira semana operação do mês de janeiro de 2015.

A usina termelétrica que representou a ORC assumiu valores de CVU que partiram de R\$ 400/MWh até R\$ 800/MWh com incremento de R\$ 100/MWh entre estes limites.

Da simulação do Newave se obteve o Custo de Operação para todo o horizonte, o CMO médio para o primeiro ano, o Risco de qualquer Déficit para o ano de 2015 no submercado Sudeste/Centro-Oeste e a geração média dos 2.000 cenários para o ano de 2015 da usina termelétrica que representa a ORC. Da simulação do Decomp extraiu-se para fins comparativos o Custo de Operação de todas as semanas operativas do mês de estudo e o CMO.

Apresenta-se a seguir, na Figura 70, os gráficos com os valores obtidos da simulação para os seguintes valores de CVU de R\$ 400/MWh; R\$ 500/MWh; R\$ 600/MWh; R\$ 700/MWh; e R\$ 800/MWh. As tabelas com as principais informações exibidas nas figuras a seguir são apresentadas no Apêndice C.

A inserção da ORC apresentou os resultados esperados de redução de CMO, risco de déficit e custo de operação em todos os cenários, porém para identificar qual CVU traria mais benefícios em termos sistêmicos combinado com as características dos ofertantes da ORC apresenta-se a seguir a Tabela 39 com as informações de variações em relação ao PMO original.

Tabela 39 - Comparativo variação impacto ORC 1.300 MW Sudeste PMO jan. 2015

CVU [R\$/MWh]	Custo Operação NW	CMO 2015 NW	Risco Déficit SE 2015	Prob. Despacho 2015	Custo Operação DC	CMO jan.15 DC
400	-7%	-20%	-7,8%	37%	-10%	-17%
500	-6%	-18%	-8,1%	26%	-26%	-13%
600	-5%	-17%	-7,8%	20%	-24%	-11%
700	-5%	-15%	-7,35%	15%	-18%	-10%
800	-5%	-15%	-7,45%	12%	-11%	-10%

Para obtenção da informação de probabilidade de despacho, dividiu-se a Geração Média em MW médios pelo total da ORC de 1.300 MW médios. Este indicador representa a probabilidade de despacho da ORC considerando a conjuntura da época da elaboração do PMO de janeiro de 2015.

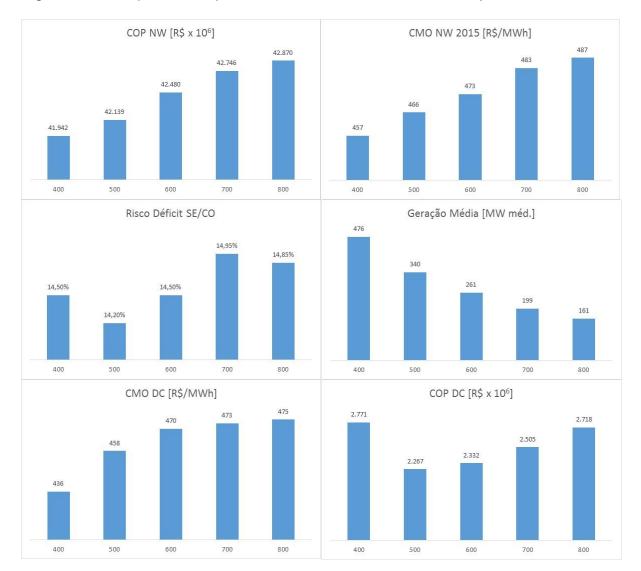


Figura 70 - Comparativo impacto ORC 1.300 MW Sudeste PMO jan. 2015

Pela avaliação das informações da tabela anterior constatou-se que quanto menor o CVU maior a redução do CMO nos dois modelos, porém um fator que merece destaque é a probabilidade de despacho. O aumento de R\$ 100/MWh no CVU partindo de R\$ 400/MWh provocou um redução na probabilidade de despacho de quase 10% (CVU de R\$ 500/MWh).

Assumindo-se que o critério de disputa entre as unidades industriais para participar do mecanismo de ORC seja a menor Receita Fixa requerida inferiu-se uma relação entre este parâmetro e a probabilidade de despacho. Quanto maior a probabilidade de acionamento da ORC menor será sua produção industrial. Com isto, a unidade industrial não atingiria seu ponto ótimo de produção e consequentemente requereria uma maior Receita Fixa para participação no mecanismo.

Neste quesito a utilização do CVU de R\$ 500/MWh se destacaria para a demanda potencial de ORC uma vez que os aumentos subsequentes de CVU não produzem os efeitos da mesma amplitude na redução da probabilidade de despacho.

Para fins de simulação de impactos da ORC com CVU fixo para o ano de 2015 assumiu-se o valor de R\$ 500/MWh.

### 8.3.3 Simulação 2015

A exemplo da simulação anterior considerou-se a inserção de todo o potencial da ORC de 1.300 MW médios como uma usina termelétrica no submercado Sudeste/Centro-Oeste com disponibilidade de 100% e sem inflexibilidade, tanto no processamento do Newave (NW), quanto no processamento do Decomp (DC). No Newave a ORC foi inserida para os primeiros dois anos do horizonte de operação. No Decomp levou-se em consideração somente o conjunto de arquivos e resultados da primeira semana operação de cada mês do ano de 2015. O CVU para toda a ORC foi de R\$ 500/MWh.

Exibe-se a Figura 71 com a indicação de acionamento da ORC nos meses de 2015. Interessante ressaltar que o acionamento do mecanismo ocorreu em 25% do tempo (três meses em um ano), percentual este muito próximo do estimado os resultados da simulação apresentada na Tabela 39.

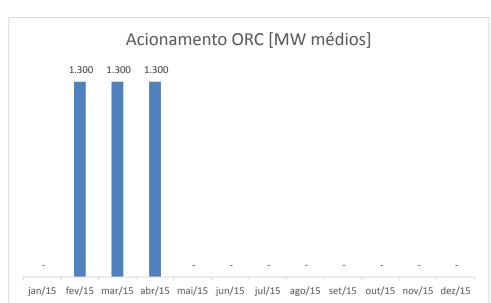


Figura 71 - Acionamento ORC - simulação 2015

Apresenta-se a Figura 72 com os gráficos com os valores de CMO obtidos da simulação. As tabelas com as informações apresentadas nas figuras a seguir são apresentadas no Apêndice C.

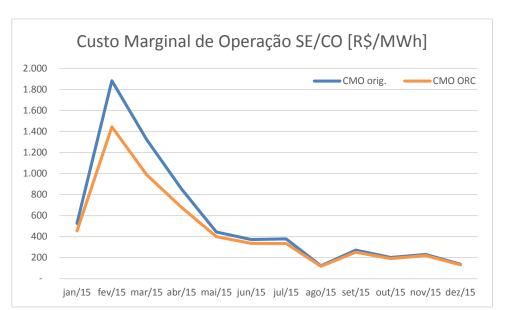


Figura 72 - CMO SE/CO Original e com ORC

Com a introdução da ORC de 1.300 MW verificou-se reduções do CMO da ordem de 25% (fevereiro e março) no CMO Sudeste/Centro-Oeste. Considerando ainda todo o horizonte da simulação a redução mínima verificada foi de 4%.

Exibe-se a Figura 73 com o impacto da introdução da ORC em termos de redução da geração termelétrica. Ressalta-se que nestes montantes de energia de geração térmica já houve redução do acionamento da ORC (modelado como usina térmica).

O despacho termelétrico com a introdução da ORC foi reduzido em 4% na média do ano. Destaque para os meses de maio de 2015 com 16% de redução e janeiro de 2015 com 11% de redução em relação ao PMO original.

Para fins de estimativa do impacto sistêmico em termos de ESS Energético, assumiu-se que a redução de 4% que corresponde a 503 MW médios no ano seja valorado ao custo médio deste encargo.

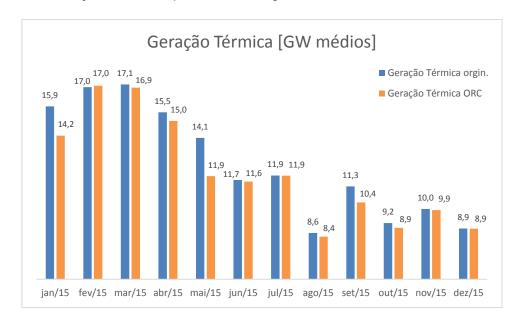


Figura 73 – Geração Térmica por Mérito Original e com ORC

Com base nas informações do ESS Energético divulgados pela CCEE [90] obteve-se o valor médio de recebimento de R\$ 201,90/MWh. Com isto, a redução média do ESS Energético obtida pela multiplicação da redução da geração termelétrica de 503 MW médios ao preço de R\$ 201,90/MWh atingiu o valor de R\$ 888.619.114 que corresponde a 18% do valor total recebido pelos geradores acionados fora da ordem de mérito por razões energéticas em 2015. Do ponto de vista do consumidor esta redução de custo corresponde a R\$ 1,70/MWh (valor da redução dividido pelo consumo de referência para pagamento de ESS Energético).

Apresenta-se a Figura 74 com o impacto em termos de redução do custo de operação. A informação apresentada se refere ao somatório do custo de operação esperado para todas as semanas de cada mês decorrente do processamento do Decomp. A redução do custo de operação esperada no ano foi de 8%.

Exibe-se a Figura 75 com a análise do impacto da inserção da ORC em termos de expectativa de enchimento e deplecionamentos dos reservatórios do SIN. Notou-se que não houve alteração significativa nesta dimensão da análise.

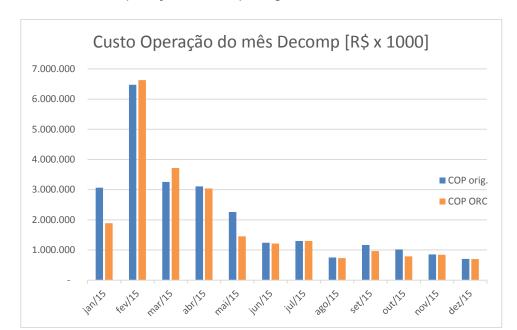


Figura 74 – Custo de Operação Decomp Original e com ORC

Figura 75 – Impacto na expectativa de armazenamento



### 8.3.4 Considerações sobre as simulações

O resultado da simulação indica que mesmo quando uma parcela reduzida da demanda participa do mecanismo de ORC já se produz os efeitos esperados, tais como redução do custo de operação, redução do CMO e redução de geração termelétrica.

Uma desvantagem desta alternativa de inserção da ORC seria a limitação dos produtos oferecidos. Enquanto na simulação anterior a valoração do impacto econômico de acionamento de ORC com impacto em mais de um mês permite que grandes reduções em menos unidades consumidoras possam ocorrer. A definição de CVU teto ou fixo sem a consideração de limites operacionais de corte e retomada resultaria na necessidade de mais unidades consumidoras para ofertar a mesma demanda requerida pelo sistema, porém com montantes menores de ORC.

## 9 CONSIDERAÇÕES FINAIS

### 9.1 CONCLUSÃO

Desde as discussões iniciais da reestruturação do setor elétrico brasileiro, já havia a percepção da introdução da competição e a atração de novos players como componentes relevantes para atração de investimentos no setor elétrico.

A introdução de mecanismo de RD prevista no RE-SEB evoluiu em diversos mercados e representa uma alternativa mais econômica sob o aspecto de custo total de operação do sistema elétrico.

Mesmo com os esforços de diversificação da matriz elétrica na última década, que resultaram no incremento de capacidade térmica, não há perspectiva da redução da dependência da energia de fonte hidrelétrica e, consequentemente, o setor elétrico ficará ainda sujeito à incerteza de origem meteorológica.

A diversificação da matriz elétrica, com introdução de fontes intermitentes de geração, tais como usinas eólicas e plantas solares fotovoltaicas, resulta em dois cenários possíveis, quais sejam, (i) redução de nível de armazenamento inferior ao programado, ou então (ii) despacho de usinas térmicas por razões elétricas, tendo reflexo na disponibilidade não só na dimensão energética, mas também na dimensão elétrica, podendo resultar em maior custo e complexidade na operação do sistema elétrico.

O ritmo das mudanças tecnológicas e da economia global faz com que modelos consagrados de projeção de demanda se tornem obsoletos. O crescimento econômico baseado no desenvolvimento tecnológico quebra a lógica do crescimento baseado no desenvolvimento industrial eletrointensivo. Com isto, as atividades de projeção de demanda e planejamento da expansão do sistema se mostram ainda mais desafiadoras, uma vez que se aumenta o risco da recomendação equivocada de investimentos para expansão da oferta.

A introdução de mecanismos de RD, com regras claras e incentivos econômicos bem definidos, pode permitir que desde a grande indústria, até o consumidor residencial, tenham condições de contribuir para que a operação do sistema elétrico seja otimizada do ponto de vista econômico.

A introdução de mecanismos de RD depende da união de esforços das diversas esferas competentes como MME, ANEEL, ONS, CCEE e EPE para construção de arcabouço regulatório e operacional.

Do ponto de vista dos consumidores industriais, a introdução de mecanismo de ORC se torna instrumento de aumento da competitividade da indústria nacional, pois permite que ajustes na oferta de seus produtos possam ser realizados de forma temporária e sem a necessidade de desmobilização de sua força de trabalho e instalações.

## 9.2 CONTRIBUIÇÕES

As contribuições acadêmicas desta Tese são apresentadas de forma sintética a seguir. Sob o ponto de vista da revisão bibliográfica, destaca-se a descrição e avaliação das iniciativas de RD vigentes no setor elétrico brasileiro, tanto no ACR quanto no ACL.

Para simulação de produto de ORC desenvolveu-se proposta de metodologia para inserção deste mecanismo utilizando-se a cadeia de modelos de preço existente. Sob o aspecto da introdução da ORC no modelo vigente desenvolveu-se indicadores de remuneração fixa e variável para aferição do benefício da utilização deste recurso em detrimento dos recursos de geração termelétrica.

Ainda na questão dos indicadores de remuneração variável, desenvolveram-se ainda indicadores com base nas referências do ciclo produtivo da indústria do alumínio de modo a permitir sinergia com o setor elétrico.

Aprofundaram-se propostas introduzidas por trabalhos acadêmicos anteriores, cujos benefícios da introdução de ORC foram obtidos por meio de premissa de preço para oferta e, neste trabalho, deve-se registrar, em especial, a aferição do potencial com base em dados reais de mercado.

# 9.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo deste trabalho não foi a elaboração de um guia abrangente com todas as respostas para pronta implantação de um mecanismo de ORC, mas a apresentação de pontos de intersecção entre o mercado de energia elétrica e o setor

industrial de modo a provocar a discussão que possibilite a implementação de fato de um sistema elétrico onde a demanda seja ativa.

Dada a abrangência e complexidade das questões envolvidas, como ciclo produtivo dos grandes consumidores de energia, diretrizes do ONS com a operação elétrica e eletroenergética, impactos comerciais na CCEE, objetivos do Poder Concedente no desenho do mercado de energia elétrica, as discussões iniciadas nesta Tese visam apresentar soluções distintas a problemas recorrentes, mas com o envolvimento de todas as partes para definir as alterações técnicas e regulatórias que permitam a introdução do mecanismo de ORC.

#### 9.4 ESTUDOS FUTUROS

Dentre os temas desenvolvidos ao longo desta Tese, levou-se em consideração o racional econômico da indústria do alumínio para validação e aderência de proposta de mecanismo de ORC, e, na mesma perspectiva, sugere-se o desenvolvimento de estudos relacionados aos principais segmentos industriais presentes no Brasil, tais como siderurgia, petroquímica, extração de minério e cimento de modo a identificar os incentivos que poderiam ser adicionados à proposta para adesão destes segmentos.

Sob o ponto de vista da operação do sistema, sugere-se a pesquisa dos serviços ancilares que hoje são prestados por usinas hidrelétricas e termelétricas, tais como regulação de tensão e reserva girante, e que poderiam ser prestados por unidades consumidoras industriais.

### **REFERÊNCIAS**

- [1] KIRSCHEN, D.S. Demand-Side View of Electricity Markets. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 18, n. 2, 2003.
- [2] PJM INTERCONNECTION. **The Evolution of Demand Response in the PJM Wholesale Market**. Valley Forge, 2014. 8 p. Disponível em:<a href="http://www.pjm.com/~/media/documents/reports/20141007-pjm-whitepaper-on-the-evolution-of-demand-response-in-the-pjm-wholesale-market.ashx">http://www.pjm.com/~/media/documents/reports/20141007-pjm-whitepaper-on-the-evolution-of-demand-response-in-the-pjm-wholesale-market.ashx</a>>.
- [3] COOPERS & LYBRAND. **Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro**: relatório consolidado etapa VII. Brasília: MME, 1997. Relatório Técnico.
- [4] BRASIL. Lei 10.848 de 15 de março de 2008. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nos 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 16 Mar. 2004. Disponível em:<a href="http://www.planalto.gov.br/ccivil\_03/\_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm">http://www.planalto.gov.br/ccivil\_03/\_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm</a>. Acesso em: 21 Mar. 2016.
- [5] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2015**. Rio de Janeiro, 2015. p. Disponível em: < http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/Anu%C3%A1rio%20Estat %C3%ADstico%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%202015.pdf >. Acesso em: 28 Mai. 2016.
- [6] SOUZA, Z. F. A importância da reação da demanda na formação dos preços de curto prazo em mercados de energia elétrica. 2010. 119 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010. Disponível em: < http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-25032010-200356/publico/ZebedeuSouza\_DemandResponseSpotPrice.pdf>. Acesso em: 23 Nov. 2014.
- [7] SOUSA, H. W. A. Utilização de Programas de Reação da Demanda como Alternativa à Necessidade de Geração Termelétrica Complementar para Garantia do Suprimento de Energia Elétrica. 2013. 88 p. Dissertação (Mestrado em Regulação e Gestão dos Negócios) Departamento de Economia, Universidade de Brasília, Brasília, 2013. Disponível em:<a href="http://repositorio.unb.br/bitstream/10482/16398/1/2013\_HelderWilsonAmadeSousa.p">http://repositorio.unb.br/bitstream/10482/16398/1/2013\_HelderWilsonAmadeSousa.p</a> df>. Acesso em: 06 Jun. 2016.

- [8] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Plano da Operação Energética 2013/2017 Revisão 1:** Sumário Executivo. Rio de Janeiro, 2013. 26 p. Relatório Técnico. Disponível em: < http://www.ons.org.br/download/avaliacao\_condicao/operacao\_energetica/PEN%202 013%20-%20Sum%C3%A1rio%20Executivo.pdf >. Acesso em: 23 Nov. 2014.
- [9] BRASIL. Conselho Nacional de Política Energética. Resolução 08/2007. Estabelece diretrizes para a utilização da Curva de Aversão ao Risco CAR, e dá outras providências Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Poder Executivo, Brasília, DF, 24 Dez. 2007. Disponível em:<a href="http://www.mme.gov.br/documents/10584/1139151/Resoluxo\_8\_CNPE\_ALT.pdf/7e315cf2-e5e5-4b88-87d5-2d5cfc12d864">http://www.mme.gov.br/documents/10584/1139151/Resoluxo\_8\_CNPE\_ALT.pdf/7e315cf2-e5e5-4b88-87d5-2d5cfc12d864</a>>. Acesso em: 21 Mar. 2017.
- [10] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Portaria 44/2015. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Poder Executivo, Brasília, DF, 11 Mar. 2015. Seção 1, p. 92. Disponível em:<a href="http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2015044mme.pdf">http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2015044mme.pdf</a>>. Acesso em: 21 Mar. 2017.
- [11] CALIFORNIA ISO. What the duck curve tells us about managing a green grid: Fast Facts. Folson, 2013. 4 p. Disponível em: <a href="http://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables\_FastFacts.pd">http://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables\_FastFacts.pd</a> f>. Acesso em: 23 Nov. 2014.
- [12] SIMAO, H.P. et al. **The challenge of integrating offshore wind power in the U.S. electric grid.** Part II: Simulation of electricity market operations. Princeton, 2015. 24 p. Disponível em:<a href="http://energysystems.princeton.edu/Papers/Simao-MAOWIT\_SmartISO\_v16\_April292015.pdf">http://energysystems.princeton.edu/Papers/Simao-MAOWIT\_SmartISO\_v16\_April292015.pdf</a> >.
- [13] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanço Energético Nacional 2015 ano base 2014:** Relatório Síntese. Rio de Janeiro, 2015. p. 180. Disponível em: < https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio\_Final\_BEN\_2015.pdf >. Acesso em: 28 Mai. 2016.
- [14] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa 611/2014. Estabelece critérios e condições para o registro de contratos de compra e venda de energia elétrica e de cessão de montantes de energia elétrica e de potência, firmados no Ambiente de Contratação Livre ACL, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 4 Jul. 2014. Seção 1, p. 144. Disponível em:<a href="http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2014611.pdf">http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2014611.pdf</a>>. Acesso em: 7 Nov. 2015.
- [15] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO ENERGIA ELÉTRICA. **InfoMercado**: Dados Individuais. São Paulo, 2016. Disponível em:<

https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\_publico/o-que-fazemos/infomercado?\_afrLoop=2135237610153440#%40%3F\_afrLoop%3D2135237610153440%26\_adf.ctrl-state%3D12hlro81f9\_17>. Acesso em: 05 Ago. 2016.

- [16] UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **U.S. economy and electricity demand growth are linked, but relationship is changing.** Washington D.C., 22 Mar. 2013. Disponível em:<a href="http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=10491">http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=10491</a>>. Acesso em: 06 Jun. 2016.
- [17] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Histórico da Operação. **Carga de Energia.** Disponível em: < http://www.ons.org.br/historico/carga\_propria\_de\_energia.aspx>. Acesso em: 06 Jun. 2016.
- [18] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Histórico da Operação. **Energia Armazenada.** Disponível em: < http://www.ons.org.br/historico/energia\_armazenada.aspx>. Acesso em: 06 Jun. 2016.
- [19] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**. Rio de Janeiro, 2015. 467 p. Disponível em: <a href="http://www.epe.gov.br/PDEE/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202024.p">http://www.epe.gov.br/PDEE/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202024.p</a> df>. Acesso em: 06 Jun. 2016.
- [20] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Histórico de Preços Semanais**. São Paulo, 2015. Disponível em:<a href="http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\_publico/o-que-fazemos/como\_ccee\_atua/precos/historico\_preco\_semanal?\_afrLoop=134601849755335#%40%3F\_afrLoop%3D134601849755335%26\_adf.ctrl-state%3Dn8yds12p5\_56>. Acesso em: 4 Jun. 2016.
- [21] MARKOWITZ, H.M. Portfolio Selection. Journal of Finance, n. 7, p 77-91, March 1952.
- [22] BMF&BOVESPA. Índice Bovespa. **Ibovespa Evolução Diária**. São Paulo, 2015. Disponível em:< http://www.bmfbovespa.com.br/pt\_br/produtos/indices/indices-amplos/indice-ibovespa-ibovespa-estatisticas-historicas.htm>. Acesso em: 4 Jun. 2016.
- [23] BRASIL. Decreto 5.163 de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de

geração de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Edição Extra, Brasília, DF, 30 Jul. 2004. Disponível em:<a href="http://www.planalto.gov.br/ccivil\_03/\_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM">http://www.planalto.gov.br/ccivil\_03/\_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM</a>. Acesso em: 06 Jun. 2016.

[24] STOFT, S. Power System Economics. Piscataway: IEEE Press, 2002.

[25] HLEDIK, R.; FARUQUI, A. **Valuing Demand Response:** International Best Practices, Case Studies and Applications. 2015. 37 p. Relatório Técnico. Disponível em:<

http://www.brattle.com/system/publications/pdfs/000/005/343/original/Valuing\_Dema nd\_Response\_-

\_International\_Best\_Practices\_\_Case\_Studies\_\_and\_Applications.pdf?1468964700> . Acesso em: 19 Mar. 2017.

[26] UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Electric Power Annual:** Demand Response. 2016. Disponível em:<a href="https://www.eia.gov/electricity/annual/">https://www.eia.gov/electricity/annual/</a>. Acesso em 19 Mar. 2016.

[27] GELLINGS, C.W. The concept of demand-side management for electric utilities. **Proceedings of the IEEE**, IEEE, v. 73, n. 10, p. 1468-1470, 1985.

[28] LOVINS, A. B. Saving Gigabucks with Negawatts. **Public Utilities Fortnightly**, Reston, v. 115, n. 6 p. 19-26, março 1985.

[29] CHANG, A.B.; ROSENFELD, A.H.; MCAULIFFE, P.K. **Energy Efficiency in California and the United States**: Reducing Energy Costs and Greenhouse Emissions. 2007. Disponível em:<a href="http://www.energy.ca.gov/2007publications/CEC-999-2007-007/CEC-999-2007-007.PDF">http://www.energy.ca.gov/2007publications/CEC-999-2007-007/CEC-999-2007-007.PDF</a>>. Acesso em: 19 Mar. 2017

[30] FEDERAL ENERGY REGULATORY COMISSION. Reports on Demand Response & Advance Metering. Washington, 2013. Disponível em:<a href="http://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/demand-response/dem-res-adv-metering.asp">http://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/demand-response/dem-res-adv-metering.asp</a>. Acesso em: 23 Nov. 2014.

[31] UNITED STATES DEPARTMENT OF ENERGY. Benefits of Demand Reponse in Electricity Markets and Recommendations for Achieving them: a report to the United States Congress pursuant to Section 1252 of the Energy Policy Act of 2005. 2006. 122 p. Relatório Técnico. Disponível em:<a href="https://emp.lbl.gov/sites/all/files/report-lbnl-1252d.pdf">https://emp.lbl.gov/sites/all/files/report-lbnl-1252d.pdf</a>>. Acesso em: 19 Mar. 2017.

- [32] BROWN, T. et al. International Review of Demand Response Mechanisms. 2015. 83 p. Relatório Técnico. Disponível em:<a href="http://aemc.gov.au/getattachment/9207cd67-c244-46eb-9af4-9885822cefbe/%E2%80%A2The-Brattle-Group%E2%80%99s-International-Review-of-Dema.aspx">http://aemc.gov.au/getattachment/9207cd67-c244-46eb-9af4-9885822cefbe/%E2%80%A2The-Brattle-Group%E2%80%99s-International-Review-of-Dema.aspx</a>. Acesso em: 19 Mar. 2017.
- [33] FEDERAL ENERGY REGULATORY COMISSION. **A National Assessment od Demand Response Potential**. 2009. 254 p. Relatório Técnico. Disponível em:<a href="https://www.ferc.gov/legal/staff-reports/06-09-demand-response.pdf">https://www.ferc.gov/legal/staff-reports/06-09-demand-response.pdf</a>>. Acesso em: 19 Mar. 2017.
- [34] FARUQUI A.; HLEDIK, R.; LINEWEBER, D. **Demand Response Market Potential in Xcel Energy's Northern States Power Service Territory**. 2014. 243 p. Relatório Técnico. Disponível em:<a href="https://www.xcelenergy.com/staticfiles/xe/PDF/Regulatory/18-App-O-Demand-Response-Potential-Brattle-Group-Study-January-2015.pdf">https://www.xcelenergy.com/staticfiles/xe/PDF/Regulatory/18-App-O-Demand-Response-Potential-Brattle-Group-Study-January-2015.pdf</a>>. Acesso em: 19 Mar. 2017.
- [35] KINTNER-MEYER et al. **Valuation of Electric Power System Services and Technologies**. 2016. 106 p. Relatório Técnico. Disponível em:<a href="http://www.brattle.com/system/publications/pdfs/000/005/389/original/Valuation\_of\_Electric\_Power\_System\_Services\_and\_Technologies.pdf?1484183040">http://www.brattle.com/system/publications/pdfs/000/005/389/original/Valuation\_of\_Electric\_Power\_System\_Services\_and\_Technologies.pdf?1484183040</a>. Acesso em: 19 Mar. 2017.
- [36] FARUQUI, A. **Moving Demand Response back to the Demand Side**. IEEE Power and Society General Meeting. 2014. 27 p. Disponível em:<a href="https://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/2014/Moving%20demand%20response%2">https://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/2014/Moving%20demand%20response%20back%20to%20the%20demand%20side%20of%20the%20market%20(07-27-14).pdf>. Acesso em: 19 Mar. 2017.
- [37] SIOSHANSI, F. (Ed.). **Smart Grid**: Integrating Renewable, Distributed & Efficient Energy. Amsterdam: Elsevier, 2012. p.61-83.
- [38] HOGAN, W.W. **Providing Incentives for Efficient Demand Response**. 2009. 24 p. Relatório Técnico. Disponível em:<a href="https://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/2009/Hogan\_Demand\_Response\_10">https://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/2009/Hogan\_Demand\_Response\_10</a> 2909.pdf>. Acesso em: 19 Mar. 2017.
- [39] CHAO, H. DEPILLIS, M. Incentive Effects of Demand Response Regulation in Wholesale Electricity Market. **Journal of Regulatory Economics**, v. 43, n. 3, p. 265-283, 2013. Disponível em:<a href="https://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/2012/Incentive%20Effects%20of%20DR%20Regulation%20in%20WEM.pdf">https://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/2012/Incentive%20Effects%20of%20DR%20Regulation%20in%20WEM.pdf</a>. Acesso em: 19 Mar. 2017.

- [40] MASSACHUSETS INSTITUTE OF TECHNOLOGY. **The Future of Electric Grid: An interdisciplinary MIT Study**. 2011. p. 143-174. Relatório Técnico. Disponível em:<a href="http://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2011/12/MITEI-The-Future-of-the-Electric-Grid.pdf">http://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2011/12/MITEI-The-Future-of-the-Electric-Grid.pdf</a> Acesso em: 19 Mar. 2017. 2015.
- [41] UNITED STATES DEPARTMENT OF ENERGY. **Quadrennal Energy Review First Installment**: Transforming U.S. Energy infrastructures in a Time of Rapid Change. 2015. p. 3-1 a 3-33. Disponível em:<a href="https://energy.gov/sites/prod/files/2015/04/f22/QER\_Ch3.pdf">https://energy.gov/sites/prod/files/2015/04/f22/QER\_Ch3.pdf</a>. Acesso em: 19 Mar. 2017.
- [42] TODD, D. et al. **Providing reliability services through demand response:** a preliminary evaluation of the demand response capability of Alcoa Inc. Oak Ridge, 2009. 52 p. Relatório Técnico. Disponível em:<a href="http://certs.lbl.gov/pdf/dr-alcoa.pdf">http://certs.lbl.gov/pdf/dr-alcoa.pdf</a>>. Acesso em: 23 Nov. 2014
- [43] WOLAK, F. A. **Designing competitive wholesale electricity markets for Latin American countries**. Paris, 2003. Working paper. Disponível em:<a href="http://www.iadb.org/res/publications/pubfiles/pubC-104.pdf">http://www.iadb.org/res/publications/pubfiles/pubC-104.pdf</a>>. Acesso em: 23 Nov. 2014.
- [44] VON DER FEHR, N. M.; WOLAK, F. A. **Power sector reform in Brazil:** some issues. Washington, 2003. Working paper. Disponível em:<a href="http://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/vonderfehrwolak.pdf">http://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/vonderfehrwolak.pdf</a>>. Acesso em: 23 Nov. 2014.
- [45] KIRSCHEN, D.; STRBAC, G. Basic Concepts from Economics. In: \_\_\_\_\_. Fundamentals of Power System Economics. Chichester: John Wiley & Sons, 2010. cap. 2, p. 11-45
- [46] NORD POOL SPOT. **Price calculation**. Diponível em: <a href="http://www.nordpoolspot.com/TAS/Day-ahead-market-Elspot/Price-calculation/">http://www.nordpoolspot.com/TAS/Day-ahead-market-Elspot/Price-calculation/</a>>. Acesso em: 06 Nov. 2015.
- [47] NORD POOL SPOT. **Elspot Price Curves**. Disponível em:http://www.nordpoolspot.com/elspot-price-curves/. Acesso em: 06 Nov. 2015.
- [48] ANDRADE, T. A.; LOBÃO, W. J. **A.Elasticidade Renda e Preço da Demanda Residencial de Energia Elétrica Industrial no Brasil**. Rio de Janeiro: IPEA, 1998. 20 p. Texto para Discussão n° 489. Disponível em: <a href="http://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/2162/1/td\_0489.pdf">http://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/2162/1/td\_0489.pdf</a>>. Acesso em: 05 Jul. 2015.

- [49] SCHMIDT, C. A. J.; LIMA, M. A. M. A Demanda por Energia Elétrica no Brasil. **Revista Brasileira de Economia**, Rio de Janeiro, v. 58, n. 1, p. 67-98, 2004. Disponível em:<a href="http://www.scielo.br/pdf/rbe/v58n1/a04v58n1">http://www.scielo.br/pdf/rbe/v58n1/a04v58n1</a>. Acesso em: Acesso em: 05 Jul. 2015.
- [50] CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **Projeto Newave modelo de geração hidrotérmica a subsistemas equivalentes**: Manual do usuário. Rio de Janeiro, 2013. 169 p. Relatório Técnico. Disponível em:<a href="http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/086/documento/manualusuario.pdf">http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/086/documento/manualusuario.pdf</a>>. Acesso em: 23 Nov. 2014.
- [51] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **InfoPLD nº 191** 4ª Semana de Maio/2015. São Paulo, 2015. 5 p. Relatório Técnico. Disponível em:<a href="http://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE\_352780">http://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE\_352780</a>. Acesso em: 24 Mai. 2015.
- [52] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Homologatória 2.002/2015. Estabelece o valor da Tarifa de Energia de Otimização TEO e da TEO Itaipu e homologa os valores da curva do Custo do Déficit de energia elétrica e os limites mínimo e máximo do Preço de Liquidação de Diferenças PLD, para 2016. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Poder Executivo, Brasília, DF, 22 Dez. 2015. Seção 1, p. 230. Disponível em:<a href="http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh20152002ti.pdf">http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh20152002ti.pdf</a> >. Acesso em: 14 Fev. 2016.
- [53] STOFT, S. Value-of-Lost-Load Pricing. In:\_\_\_\_\_. **Power System Economics**. Piscataway: IEEE Press, 2002. cap. 2-5, p. 154-164.
- [54] SCHRÖDER, T.; KUCKSHINRICHS, W. Value of Lost Load: An Efficient Economic Indicator for Power Supply Security? A Literature Review. Frontiers in Energy Research. v. 3, p. 55, 2015. Disponível em:<a href="http://journal.frontiersin.org/article/10.3389/fenrg.2015.00055/full#">http://journal.frontiersin.org/article/10.3389/fenrg.2015.00055/full#</a>>. Acesso em: 19 Mar. 2017
- [55] HOGAN, W.W. On an "Energy Only" Electricity Market Design for Resource Adequacy. 2005, 39 p. Relatório Técnico. Disponível em:<a href="https://www.hks.harvard.edu/fs/whogan/Hogan\_Energy\_Only\_092305.pdf">https://www.hks.harvard.edu/fs/whogan/Hogan\_Energy\_Only\_092305.pdf</a>. Acesso em: 19 Mar. 2017.
- [56] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 41/2003-SEM/SRG/SRC/ANEEL**: Definição da função Custo do Déficit de energia elétrica e do limite máximo do preço de mercado de curto prazo, de que trata a Resolução GCE nº 109, de 24 de janeiro de 2002. Brasília, 2003. 5p. Relatório Técnico. Disponível em:<a href="http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Audiencia\_Publica/audiencia\_proton/2003/ap046/NT\_041\_SEM\_ANEEL\_custo\_deficit\_\_PMAE\_max1.pdf">http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Audiencia\_Publica/audiencia\_proton/2003/ap046/NT\_041\_SEM\_ANEEL\_custo\_deficit\_\_PMAE\_max1.pdf</a>>. Acesso em: 23 Nov. 2014.

- [57] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 118/2003-SEM/ANEEL**: Regulamentação da curva do Custo do Déficit de energia elétrica e do limite máximo do preço de mercado de curto prazo. Brasília, 2003. 11p. Relatório Técnico. Disponível em:<a href="http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Audiencia\_Publica/audiencia\_proton/2003/ap046/Nota\_tecnica\_118\_2003.pdf">http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Audiencia\_Publica/audiencia\_proton/2003/ap046/Nota\_tecnica\_118\_2003.pdf</a>>. Acesso em: 23 Nov. 2014.
- [58] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução 682/2003. Estabelece procedimentos para atualização da curva do Custo do Déficit de energia elétrica e do limite máximo do preço do mercado de curto prazo (PMAE\_max), de que trata a Resolução GCE n° 109, de 24 de janeiro de 2002. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 26 Dez. 2003. Seção 1, p. 40. Disponível em:< http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003682.pdf>. Acesso em: 23 Nov. 2014.
- [59] WOLAK, F. A. Options for Short-Term Price Determination in the Brazilian Wholesale Electricity Market: Report Prepared for Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Stanford, 2008. Working paper. Disponível em:<a href="http://fsi.stanford.edu/sites/default/files/brazil\_report\_ccee\_wolak.pdf">http://fsi.stanford.edu/sites/default/files/brazil\_report\_ccee\_wolak.pdf</a>. Acesso em: 23 Nov. 2014.
- [60] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Projeção da Demanda de Energia Elétrica:** para os próximos 10 anos (2014-2023). Rio de Janeiro, 2013. 92 p. Disponível em: < http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20En ergia/20140203\_1.pdf >. Acesso em: 30 Mai. 2016.
- [61] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Previsões de carga para dos Sistemas Interligados**. Rio de Janeiro, 2016. Disponível em:<a href="http://www.ons.org.br/analise\_carga\_demanda/carga\_pen.aspx">http://www.ons.org.br/analise\_carga\_demanda/carga\_pen.aspx</a>. Acesso em: 10 Jun. 2016.
- [62] SOZZI, G. Formação do preço da energia convencional nas transações entre os agentes no mercado de curto prazo brasileiro. Dissertação de mestrado. Disponível em:<a href="http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-11072016-101939/publico/GustavoSozzi2015.pdf">http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-11072016-101939/publico/GustavoSozzi2015.pdf</a>>. Acesso em: 09 Ago. 2016.
- [63] VITORINO, R. N. Percepção de preços e aferição dos riscos de exposição financeira no ambiente de contratação livre. 2011. 132 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010. Disponível em: <a href="http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-16032012-160219/publico/Dissertacao\_Roney\_Nakano\_Vitorino.pdf">http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-16032012-160219/publico/Dissertacao\_Roney\_Nakano\_Vitorino.pdf</a>. Acesso em: 23 Nov. 2014.

[64] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Relatório de Apuração Mensal de Serviços e Encargos de Transmissão:** Novembro/2015. Rio de Janeiro, 2015. 472 p. Relatório Técnico. Disponível em:<a href="http://www.ons.org.br/download/administracao\_transmissao/apuracao\_servicos/APUR\_201511.pdf">http://www.ons.org.br/download/administracao\_transmissao/apuracao\_servicos/APUR\_201511.pdf</a>> Acesso em: 28 Mai. 2016.

[65] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição**: Fornecimento. Consumidores, Consumo, Receita e Tarifa Média – Região, Empresa e Classe de Consumo. Brasília, 2016. Disponível em:<a href="http://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita">http://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita</a>> Acesso em: 28 Mai. 2016.

[66] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Homologatória 1973/2015. Homologa o resultado da quarta Revisão Tarifária Periódica – RTP da Bandeirante Energia S/A., Bandeirante, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, e dá outras providências.

**Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 23 Out. 2015. Seção 1, p. 75. Disponível em:<a href="http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20151973ti.pdf">http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20151973ti.pdf</a> > Acesso em: 28 Mai. 2016.

[67] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Homologatória 1972/2015. Homologa o resultado da quarta Revisão Tarifária Periódica – RTP da Companhia Piratininga de Força e Luz, CPFL Piratininga, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, e dá outras providências.

Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Poder Executivo, Brasília, DF, 23 Out. 2015. Seção 1, p. 75. Disponível em:<a href="http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20151972ti.pdf">http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20151972ti.pdf</a> >. Acesso em: 28 Mai. 2016.

[68] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Homologatória 1980/2015. Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2015, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à Amazonas Distribuidora de Energia S/A - AmE, e dá outras providências.

Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Poder Executivo, Brasília, DF,

Diario Oficial [da] Republica Federativa do Brasil, Poder Executivo, Brasilia, DF, 29 Out. 2015. Seção 1, p. 49. Disponível em:<a href="http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20151980ti.pdf">http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20151980ti.pdf</a> - Acesso em: 28 Mai. 2016.

[69] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Homologatória 1897/2015. Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2015, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à Copel Distribuição S.A. – Copel-DIS e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 23 Jun. 2015. Seção 1, p. 72. Disponível em:< http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20151897ti.pdf >. Acesso em: 28 Mai. 2016.

[70] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Homologatória 1927/2015. Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2015, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à Celesc Distribuição S.A. – Celesc-DIS e dá outras providências.

**Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 06 Ago. 2015. Seção 1, p. 51. Disponível em:<a href="http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh20151927ti.pdf">http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh20151927ti.pdf</a> >. Acesso em: 28 Mai. 2016.

[71] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Homologatória 1944/2015. Homologa o resultado da quarta Revisão Tarifária Periódica – RTP da Elektro Eletricidade e Serviços S/A. - Elektro, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, e dá outras providências. **Diário Oficial** [da] República Federativa do Brasil, Poder Executivo, Brasília, DF, 27 Ago. 2015. Seção 1, p. 64. Disponível em:< http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh20151944ti.pdf >. Acesso em: 28 Mai. 2016.

[72] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Homologatória 1947/2015. Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2015, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à Celg Distribuição S.A. – Celg-D, e dá outras providências.

**Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 11 Set. 2015. Seção 1, p. 68. Disponível em:<a href="http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh20151947ti.pdf">http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh20151947ti.pdf</a> >. Acesso em: 28 Mai. 2016.

[73] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Homologatória 1920/2015. Homologa o resultado da quarta Revisão Tarifária Periódica – RTP da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A, Eletropaulo, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, e dá outras providências.

**Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 03 Jul. 2015. Seção 1, p. 71. Disponível em:<a href="http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh20151920ti.pdf">http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh20151920ti.pdf</a> >. Acesso em: 28 Mai. 2016.

[74] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Homologatória 2056/2016. Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2016, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL Paulista, e dá outras providências.

**Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 08 Abr. 2016. Seção 1, p. 60. Disponível em:<a href="http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20162056ti.pdf">http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20162056ti.pdf</a> Acesso em: 28 Mai. 2016.

[75] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Homologatória 2076/2016. Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2016, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à

Cemig Distribuição S/A - Cemig-D, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 27 Mai. 2016. Seção 1, p. 101. Disponível em:< http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20162076ti.pdf >. Acesso em: 28 Mai. 2016.

[76] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Homologatória 2066/2016. Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2016, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - Coelba, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 22 Abr. 2016. Seção 1, p. 97. Disponível em:<a href="http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20162066ti.pdf">http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20162066ti.pdf</a> - Acesso em: 28 Mai. 2016.

[77] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Homologatória 2059/2016. Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2016, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S/A. - AES Sul, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 18 Abr. 2014. Seção 1, p. 83. Disponível em:<a href="http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20162059ti.pdf">http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20162059ti.pdf</a> >. Acesso em: 28 Mai. 2016.

[78] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Homologatória 2067/2016. Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2016, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à Companhia Energética de Pernambuco - Celpe, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 28 Abr. 2016. Seção 1, p. 84. Disponível em:<a href="http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20162067ti.pdf">http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20162067ti.pdf</a> > Acesso em: 28 Mai. 2016.

[79] SECRETARIA DA RECEITA FEDERAL. Não Incidências, imunidades e isenções. Disponível em:< http://www.receita.fazenda.gov.br/pessoajuridica/pispasepcofins/IncidImunIsencoes. htm>. Acesso em: 23 Nov. 2014.

[80] BRASIL. **Constituição (1988)**. Constituição da República Federativa do Brasil. Brasília, DF: Senado, 1988. Disponível em:<a href="http://www.planalto.gov.br/ccivil\_03/constituicao/constituicao.htm">http://www.planalto.gov.br/ccivil\_03/constituicao/constituicao.htm</a>. Acesso em: 23 Nov. 2014.

[81] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Energy Technology transitions for industry**: strategies for the next industrial revolution. Paris, 2009. 326 p. Disponível em:<a href="http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/industry2009.pdf">http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/industry2009.pdf</a>>. Acesso em: 23 Nov. 2014.

- [82] INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Pesquisa Industrial Anual Empresa 2013**. Estrutura dos custos e despesas das empresas industriais com 30 ou mais pessoas ocupadas, segundo as divisões, os grupos e as classes de atividades. Rio de Janeiro, 2015. Disponível em:< ftp://ftp.ibge.gov.br/Industrias\_Extrativas\_e\_de\_Transformacao/Pesquisa\_Industrial\_ Anual/Empresa2013/cnae\_2\_0\_2013.zip> Acesso em: 30 Mai. 2016.
- [83] THE LINDE GROUP. Oxigênio. Disponível em: <a href="http://www.linde-gas.com.br/international/web/lg/br/likelgbr.nsf/docbyalias/prod\_ig\_o2">http://www.linde-gas.com.br/international/web/lg/br/likelgbr.nsf/docbyalias/prod\_ig\_o2</a>. Acesso em: 23 Nov. 2014.
- [84] INTERNATIONAL ALUMINIUM INSTITUTE. **Primary aluminium smelting power consumption:** Power Source. World reported. Date of issue: 30 Sep 2015. Disponível em: <a href="http://www.world-aluminium.org/statistics/primary-aluminium-smelting-power-consumption/#map">http://www.world-aluminium.org/statistics/primary-aluminium-smelting-power-consumption/#map</a>>. Acesso em: 30 Mai. 2016
- [85] SOARES, F. H. N. **Operação de usinas térmicas contratadas por disponibilidade**: uma avaliação dos impactos setoriais sob as óticas técnica, econômica e financeira. 2009. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010. 186 p. Disponível em: < http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-18122009-142852/publico/FILLIPE.pdf>. Acesso em: 23 Nov. 2014.
- [86] NEVES et al. Avaliação dos mecanismos de gestão do lado da demanda utilizados nos mercados de energia elétrica e oportunidades de evolução para o Setor Elétrico Brasileiro. Disponível em:<a href="http://www.psr-inc.com/wp-content/uploads/articles/Artigo\_SNPTEE\_Avaliacao\_dos\_Mecanismos\_de\_GLD\_utilizados\_nos\_Mercados\_de\_EE\_e\_oportunidades\_de\_evolucao\_para\_o\_SEB\_26\_03\_15\_eve.pdf>. Acesso em: 18 Jun. 2016
- [87] FARUQUI, A. **Demand Response**: A Long View. 2008. Disponível em:<a href="http://www.energy.ca.gov/load\_management/documents/2008-06-10\_workshop/presentations/4(%20A.Faruqui)%20-%20Demand%20Response\_A%20Long%20View%20(06-03-08).pdf>. Acesso em: 23 Mar. 2017.
- [88] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Tarifa Branca. Disponível em:<a href="http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca">http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca</a>. Acesso em: 18 Jun. 2016.
- [89] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Homologatória 2016/2016. Estabelece as faixas de acionamento e os adicionais das bandeiras tarifárias, de que trata o submódulo 6.8 do PRORET, com vigência a partir de 1º de

fevereiro de 2016. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 01 Fev. 2016. Seção 1, p. 113. Disponível em:<a href="http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20162016ti.pdf">http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20162016ti.pdf</a>>. Acesso em: 30 Mai. 2016.

[90] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO ENERGIA ELÉTRICA. **InfoMercado**: Dados Gerais. São Paulo, 2016. Disponível em:<a href="https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\_publico/o-que-fazemos/infomercado?\_afrLoop=2135237610153440#%40%3F\_afrLoop%3D2135237610153440%26\_adf.ctrl-state%3D12hlro81f9\_17>. Acesso em: 18 Jun. 2016.

[91] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **PLD Médio da CCEE (R\$/MWh)**. Disponível em:< https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\_publico/o-que-fazemos/como\_ccee\_atua/precos/precos\_medios?\_afrLoop=2135219112273605#% 40%3F\_afrLoop%3D2135219112273605%26\_adf.ctrl-state%3D12hlro81f9\_4>. Acesso em: 18 Jun. 2016.

[92] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Histórico da Operação. Informativo ONS. **Consumo de energia bate recorde em fevereiro.** Disponível em: <a href="http://www.ons.org.br/newsletters/informativos/fev2010/08-materia01.html">http://www.ons.org.br/newsletters/informativos/fev2010/08-materia01.html</a>. Acesso em: 23 Nov. 2014.

[93] INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Séries Históricas IPCA, INPC, IPCA-15 e IPCA-E**. Rio de Janeiro, 2016. Disponível em:<a href="http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/precos/inpc\_ipca/defaultseriesHist.shtm">http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/precos/inpc\_ipca/defaultseriesHist.shtm</a> Acesso em: 19 Jun. 2016.

[94] INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Indicadores IBGE:** Contas Nacionais Trimestrais – Indicadores de Volume e Valores Correntes. Rio de Janeiro, 2016. Disponível em:< ftp://ftp.ibge.gov.br/Contas\_Nacionais/Contas\_Nacionais\_Trimestrais/Fasciculo\_Indic adores\_IBGE/pib-vol-val\_201601caderno.pdf> Acesso em: 19 Jun. 2016.

[95] FEDERAL BANK OF ST. LOUIS. The financial crisis: a timeline of events and policy actions. Disponível em: <a href="http://timeline.stlouisfed.org/index.cfm?p=timeline">http://timeline.stlouisfed.org/index.cfm?p=timeline</a>. Acesso em: 23 Nov. 2014.

[96] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa 414/2010. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada.. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 15 Set. 2010. Seção 1, p. 115. Disponível em:<a href="http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf">http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf</a>>. Acesso em: 05 Ago. 2016.

[97] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa 666/2015. Regulamenta a contratação do uso do sistema de transmissão em caráter permanente, flexível, temporário e de reserva de capacidade, as formas de estabelecimento dos encargos correspondentes e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 29 Jun. 2015. Seção 1, p. 91. Disponível em:<a href="http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015666.pdf">http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015666.pdf</a>>. Acesso em: 05 Ago. 2016.

[98] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimento de Rede 11.4**: Sistemas especiais de proteção. Rio de Janeiro, 2009. 8p. Relatório Técnico. Disponível em:< http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo\_11/Subm%C3%B3 dulo%2011.4\_Rev\_1.0.pdf>. Acesso em: 23 Nov. 2014.

[99] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Dados do Sistemas Especiais de Proteção - SEP**: Esquema de bloqueio de comutação de taps da Alumar. Rio de Janeiro, 2014. 2p. Relatório Técnico Disponível em:<a href="http://www.ons.org.br/operacao/seps/relatorio.aspx?nome=5.193.01+-+Esquema+de+bloqueio+de+comuta%C3%A7%C3%A3o+de+taps+da+Alumar.pdf">http://www.ons.org.br/operacao/seps/relatorio.aspx?nome=5.193.01+-+Esquema+de+bloqueio+de+comuta%C3%A7%C3%A3o+de+taps+da+Alumar.pdf</a>>. Acesso em: 23 Nov. 2014.

[100] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Dados do Sistemas Especiais de Proteção - SEP**: Esquema de bloqueio de comutação de taps da Albras. Rio de Janeiro, 2013. 2p. Relatório Técnico Disponível em:<a href="http://www.ons.org.br/operacao/seps/relatorio.aspx?nome=4.194.01+-+Esquema+de+bloqueio+de+comuta%C3%A7%C3%A3o+de+taps+da+Albr%C3%A1s.pdf">http://www.ons.org.br/operacao/seps/relatorio.aspx?nome=4.194.01+-+Esquema+de+bloqueio+de+comuta%C3%A7%C3%A3o+de+taps+da+Albr%C3%A1s.pdf</a>. Acesso em: 23 Nov. 2014.

[101] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Dados do Sistemas Especiais de Proteção - SEP**: Esquema Esquema de alívio de sobrecarga dos ATR (600 MVA) da SE São Luís II. Rio de Janeiro, 2015. 3p. Relatório Técnico Disponível em:<a href="http://www.ons.org.br/operacao/seps/relatorio.aspx?nome=4.14.13+-+Esquema+de+al%C3%ADvio+de+sobrecarga+dos+ATR+(600+MVA)+da+SE+S%C3%A3o+Lu%C3%ADs+II..pdf">http://www.ons.org.br/operacao/seps/relatorio.aspx?nome=4.14.13+-+Esquema+de+al%C3%ADvio+de+sobrecarga+dos+ATR+(600+MVA)+da+SE+S%C3%A3o+Lu%C3%ADs+II..pdf</a>>. Acesso em: 04 Mar. 2017.

[102] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Dados do Sistemas Especiais de Proteção - SEP**: Esquema de alívio de sobrecarga dos autotransformadores da SE Vila do Conde. Rio de Janeiro, 2015. 3p. Relatório Técnico Disponível em:<a href="http://www.ons.org.br/operacao/seps/relatorio.aspx?nome=4.14.07++Esquema+de+al%C3%ADvio+de+sobrecarga+dos+autotransformadores+da+SE+Vila+do+Conde..pdf">http://www.ons.org.br/operacao/seps/relatorio.aspx?nome=4.14.07++Esquema+de+al%C3%ADvio+de+sobrecarga+dos+autotransformadores+da+SE+Vila+do+Conde..pdf</a>>. Acesso em: 04 Mar. 2017.

[103] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução 265/2003. Estabelece os procedimentos para prestação, pelos agentes de geração e transmissão, de serviços ancilares vinculados ao Sistema Elétrico Interligado Nacional - SIN. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 11 Jun. 2003. Seção 1, p. 66. Disponível em:<a href="http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003265.pdf">http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003265.pdf</a>>. Acesso em: 23 Nov. 2014.

[104] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Boletim Diário da Operação. Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: < http://www.ons.org.br/resultados\_operacao/boletim\_diario/index.htm>. Acesso em: 25 Ago. 2016.

[105] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DO ALUMÍNIO. Capacidade de Produção Instalada de Alumínio Primário. Disponível em: <a href="http://www.abal.org.br/estatisticas/nacionais/aluminio-primario/capacidade-instalada-de-producao/">http://www.abal.org.br/estatisticas/nacionais/aluminio-primario/capacidade-instalada-de-producao/</a>. Acesso em: 23 Nov. 2014.

[106] ALCOA INC. **Alcoa to close Poços Smelter in Brazil**. New York, 30 Jun. 2015. Disponível em:<a href="http://www.alcoa.com/global/en/news/news\_detail.asp?pageID=20150630000281en">http://www.alcoa.com/global/en/news/news\_detail.asp?pageID=20150630000281en</a> &newsYear=2015>. Acesso em: 30 Mai. 2016

[107] CRU GROUP. Aluminium warehousing, premiums and prices. Disponível em: < http://www.eurocapitalmarkets.org/system/files/Presentation\_Marco\_Georgiou\_CRU. pdf>. Acesso em: 12 Jul. 2016.

[108] INTERNATIONAL ALUMINIUM INSTITUTE. **Primary aluminium production**. Date of issue: 20 Jun 2016. Disponível em: <a href="http://www.world-aluminium.org/statistics/#data">http://www.world-aluminium.org/statistics/#data</a>. Acesso em: 12 Jul. 2016

[109] ALCOA INC. **Annual Report 2015**. New York, 2014. 206 p. Disponível em:<a href="https://www.alcoa.com/global/en/investment/info\_page/annual\_report.asp">https://www.alcoa.com/global/en/investment/info\_page/annual\_report.asp</a>. Acesso em: 12 Jul. 2016.

[110] DJUKANOVIC, G. Global aluminium smelter' production costs on decline. Aluminium Insider. Disponível em:<a href="http://aluminiuminsider.com/global-aluminium-smelters-production-costs-on-decline/">http://aluminiuminsider.com/global-aluminium-smelters-production-costs-on-decline/</a>>. Acesso em: 12 Jul. 2016.

[111] ALCOA INC. 2nd Quarter Earnings Conference. New York, 2016. Disponível em: <a href="https://www.alcoa.com/global/en/investment/pdfs/2016\_2Q\_Earnings\_Presentation.pdf">https://www.alcoa.com/global/en/investment/pdfs/2016\_2Q\_Earnings\_Presentation.pdf</a>>. Acesso em: 12 Jul. 2016.

- [112] UC RUSAL. 1Q 2016 Financial Results Presentation. Moscow, 2016. Disponível em:
- <a href="http://www.rusal.ru/upload/iblock/21d/RUSAL%201Q16%20presentation%20v10.pdf">http://www.rusal.ru/upload/iblock/21d/RUSAL%201Q16%20presentation%20v10.pdf</a>. Acesso em: 12 Jul. 2016.
- [113] CRU GROUP. Aluminium Smelter Power Tariffs: Winners and Losers. Disponível em: <a href="http://www.crugroup.com/about-cru/cruinsight/Aluminium\_Smelter\_Power\_Tariffs\_Winners\_and\_Losers">http://www.crugroup.com/about-cru/cruinsight/Aluminium\_Smelter\_Power\_Tariffs\_Winners\_and\_Losers</a>. Acesso em: 13 Ago. 2016.
- [114] INTERNATIONAL ALUMINIUM INSTITUTE. **Primary aluminium smelting energy intensity**. Date of issue: 20 Jul 2015. Disponível em: < http://www.world-aluminium.org/statistics/primary-aluminium-smelting-energy-intensity/#map>. Acesso em: 17 Jul. 2016
- [115] ALUMINIUM CORPORATION OF CHINA LIMITED. **Performance Reports.** Disponível em:<a href="http://www.chalco.com.cn/zlgfen/tzzgx/jxbg/A030601web\_1.htm">http://www.chalco.com.cn/zlgfen/tzzgx/jxbg/A030601web\_1.htm</a>. Acesso em: 17 Jul. 2016.
- [116] RIO TINTO GROUP. **Results & reports**. Disponível em:<a href="http://www.riotinto.com/investors/results-and-reports-2146.aspx">http://www.riotinto.com/investors/results-and-reports-2146.aspx</a>. Acesso em: 17 Jul. 2016
- [117] UC RUSAL. **Annual reports**. Disponível em:<a href="http://www.riotinto.com/investors/results-and-reports-2146.aspx">http://www.riotinto.com/investors/results-and-reports-2146.aspx</a>. Acesso em: 17 Jul. 2016
- [118] CHINA HONGQIAO GROUP. **Annual/Interim report**. Disponível em:<a href="mailto:chitp://hongqiaochina.com/en/touzi\_report.aspx">http://hongqiaochina.com/en/touzi\_report.aspx</a>>. Acesso em: 17 Jul. 2016
- [119] ALCOA INC. **Alcoa Annual Reports**. Disponível em:<a href="http://www.alcoa.com/global/en/investment/info\_page/annual\_report.asp">http://www.alcoa.com/global/en/investment/info\_page/annual\_report.asp</a>. Acesso em 17 Jul. 2017
- [120] MUBADALA DEVELOPMENT COMPANY PJSC. Financial informations and reports. Disponível em:<a href="https://www.mubadala.com/en/investors">https://www.mubadala.com/en/investors</a>. Acesso em: 17 Jul. 2016

[121] NORSK HYDRO ASA. **Investor Relations Reporting**. Disponível em:<a href="http://www.hydro.com/en/Investor-relations/Reporting/">http://www.hydro.com/en/Investor-relations/Reporting/</a>. Acesso em: 17 Jul. 2016

[122] BHP BILLITON. **Reports & presentations**. Disponível em:<a href="http://www.bhpbilliton.com/investors/reports">http://www.bhpbilliton.com/investors/reports</a>>. Acesso em: 17 Jul. 2016

[123] ALUMINIUM BAHRAIN. **Investor Relations Publications**. Disponível em:<a href="http://www.albasmelter.com/ir/Publications/Pages/default.aspx">http://www.albasmelter.com/ir/Publications/Pages/default.aspx</a>>. Acesso em: 17 Jul. 2016

[124] BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Taxas de Câmbio**. Disponível em:< http://www4.bcb.gov.br/pec/taxas/port/ptaxnpesq.asp?id=txcotacao>. Acesso em: 17 Jul. 2016

[125] SOUTH 32. **Financial results**. Disponível em:<a href="https://www.south32.net/investors-media/financial-results">https://www.south32.net/investors-media/financial-results</a>. Acesso em: 17 Jul. 2016

[126] ESPAÑA. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción. Boletín Oficial del Estado núm. 185, de 03/08/2007. Disponível em:<a href="http://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2007-14798">http://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2007-14798</a>>. Acesso em: 01 Ago. 2016

[127] RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA. Servicio de interrumpibilidad para grandes consumidores. Disponível em:<a href="http://entrelineas.ree.es/conoce-mejor/servicio-de-interrumpibilidad-para-grandes-consumidores">http://entrelineas.ree.es/conoce-mejor/servicio-de-interrumpibilidad-para-grandes-consumidores</a>>. Acesso em: 01 Ago. 2016

[128] RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA. Información sobre subastas y prestación del servicio de interrumpibilidad: Subastas anteriores. Disponível em:<a href="https://www.esios.ree.es/es/gestion-de-la-demanda#incoming\_auctions">https://www.esios.ree.es/es/gestion-de-la-demanda#incoming\_auctions</a>. Acesso em: 01 Ago. 2016

[129] RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA. Servicios de ajuste del sistema: Avance 2015. Disponível em:<a href="http://ree.es/sites/default/files/downloadable/ajuste\_informe\_sistema\_electrico\_2015.">http://ree.es/sites/default/files/downloadable/ajuste\_informe\_sistema\_electrico\_2015.</a> pdf>. Acesso em: 01 Ago. 2016

[130] GRUPO DE ESTUDOS DO SETOR ELÉTRICO. A formação de preço da energia elétrica: experiências internacionais e o modelo brasileiro. Texto de Discussão

do Setor Elétrico nº 62: Rio de Janeiro, Novembro 2014. Disponível em:<a href="http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/56\_GESEL%20-%20TDSE%2062%20Pre%C3%A7o%20da%20Energia.pdf">http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/56\_GESEL%20-%20TDSE%2062%20Pre%C3%A7o%20da%20Energia.pdf</a>. Acesso em: 01 Ago. 2016

[131] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Programa Mensal da Operação: Decomp Mar/2016. Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <a href="http://www.ons.org.br/download/pmo\_decks\_decomp/ve\_201603\_r1.zip">http://www.ons.org.br/download/pmo\_decks\_decomp/ve\_201603\_r1.zip</a>. Acesso em: 01 Ago. 2016

[132] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Leilão A-5 de 2016: Preços Médios de Referência dos Combustíveis Vinculados ao CVU de Usinas Termelétricas. Informe Técnico. Rio de Janeiro, 2015. Disponível em:<a href="http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%A3o%20de%20Energia%20">http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%A3o%20de%20Energia%20</a> A-5%202016/EPE-DEE-IT-125-Leilao\_A-5\_2016\_CVU.pdf>. Acesso em: 01 Ago. 2016

[133] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Relatório Consolidado de Leilões. Disponível em:<a href="http://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE\_375843">http://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE\_375843</a>. Acesso em: 02 Ago. 2016

[134] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Estudos para a licitação da expansão da geração: Metodologia de cálculo do ICB de empreendimentos de Geração Termelétrica a GNL com Despacho antecipado. Rio de Janeiro, 2007. Disponível em:<a href="http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/LeilaoA52007\_49/NT%20EPE-DEE-RE-087-2007">http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/LeilaoA52007\_49/NT%20EPE-DEE-RE-087-2007-

Metodologia%20C%C3%A1lculo%20ICB%20T%C3%A9rmicas%20GNL%20-%20r1.pdf>. Acesso em: 25/08/2016

[135] CONGRESSO NACIONAL. Emenda na Comissão 175/2003 MPV 144/2003. Brasília, DF, 17 Dez. 2003. Disponível em: < http://www.camara.gov.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=151178 >. Acesso em: 02 Nov. 2016.

[136] CONGRESSO NACIONAL. Emenda na Comissão 176/2003 MPV 144/2003. Brasília, DF, 17 Dez. 2003. Disponível em: < http://www.camara.gov.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=151180 >. Acesso em: 02 Nov. 2016.

[137] BRASIL. Decreto 6.353 de 16 de janeiro de 2008. Regulamenta a contratação de energia de reserva de que trata o § 30 do art. 30 e o art. 30-A da Lei no 10.848, de 15 de março de 2004, altera o art. 44 do Decreto no 5.163, de 30 de junho de 2004, e o art. 20 do Decreto no 5.177, de 12 de agosto de 2004, e dá outras providências.

Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 17 Jan. 2008. Disponível em:<a href="http://www.planalto.gov.br/ccivil\_03/\_Ato2007-2010/2008/Decreto/D6353.htm">http://www.planalto.gov.br/ccivil\_03/\_Ato2007-2010/2008/Decreto/D6353.htm</a>. Acesso em: 27 Ago. 2016.

[138] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica nº 193/2015-SRM-SRG/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 688. Disponível em:<a href="http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/032/documento/nt\_193-2015-srm-srg.pdf">http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/032/documento/nt\_193-2015-srm-srg.pdf</a>>. Acesso em: 26/08/2016

[139] BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Focus – Relatório de Mercado**. Disponível em: <a href="https://www.bcb.gov.br/pec/GCI/PORT/readout/readout.asp">https://www.bcb.gov.br/pec/GCI/PORT/readout/readout.asp</a>>. Acesso em: 08 Nov. 2016.

[140] SILVA FILHO, D.; ROSI, D.;ITKES, M. N. Competição Artificial nos Leilões de Energia Nova. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 20, 2009, Recife. **Anais**.

[141] FRANK, W. B. et al. Aluminium. In: GERHARTZ, W. (Ed.). **Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry**. 5<sup>th</sup> ed. Weinheim: John Willey and Sons, 1985. v. A1: Abrasives to Aluminum oxide, p. 460-479.

[142] CASTRO, J. B. B.; ARAUJO, A. C.; MONTINI, A. A. Comparative Modeling Assesment of Aluminum Price Forecast. In: XVI **Seminários em Administração**. São Paulo: USP, 2013. Disponível em: < http://scholar.google.com.br/scholar?oi=bibs&hl=en&cluster=197928592352770338& btnl=1>. Acesso em: 23 Nov. 2014.

[143] FLEISCHER, M. Recent Estimates of the Abundances of the Elements in the Earth's Crust. Geological Survey Circular 285. Washington, 1963. 14 p. Disponível em:<a href="http://pubs.usgs.gov/circ/1953/0285/report.pdf">http://pubs.usgs.gov/circ/1953/0285/report.pdf</a>>. Acesso em: 23 Nov. 2014.

[144] PRADO, U. S. Nova alternativa para reaproveitamento do resíduo perigoso gerado na produção de alumínio primário (SPL): obtenção de vidros opacos e fritas. Tese (Doutorado em Ciências) — Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008. Disponível em:< www.teses.usp.br/teses/disponiveis/85/85134/.../UlissesSoaresDoPrado.pdf>. Acesso em: 23 Nov. 2014.

[145] UNITED STATES GEOLOGICAL SURVEY. Bauxite and Alumina. Reston, 2016. 2 p. relatório Técnico. Disponível em:<

http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/commodity/bauxite/mcs-2016-bauxi.pdf>. Acesso em: 01 Jun. 2016.

[146] CARDOSO, J. G. R. et al. **A indústria do alumínio:** estrutura e tendências. BNDES Setorial, Rio de Janeiro, n. 33, p. 43-88, Mar. 2011. Disponível em:<a href="http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes\_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/bnset/set3302.pdf">http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes\_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/bnset/set3302.pdf</a>>. Acesso em: 03 Jun. 2016.

[147] ALCOA INC. **Aluminum smelting process**. New York, 2014. Disponível em: <a href="https://www.alcoa.com/global/en/about\_alcoa/dirt/pot\_pop.asp">https://www.alcoa.com/global/en/about\_alcoa/dirt/pot\_pop.asp</a>. Acesso em: 23 Nov. 2014.

[148] HABASHI, F. Extractive Metallurgy of Aluminum. In: TOTTEN, G. E. (Ed.); MACKENZIE, D. S. (Ed.). **Handbook of Aluminium**. New York: Marcel Dekker, 2003. v. 2: Alloy Production and Materials Manufacturing, p. 1-46.

[149] GASIK, M. M; GASIK, M. I. Smelting of Aluminum. In: TOTTEN, G. E. (Ed.); MACKENZIE, D. S. (Ed.). **Handbook of Aluminium**. New York: Marcel Dekker, 2003. v. 2: Alloy Production and Materials Manufacturing, p. 47-80.

[150] ZANGIACOMINI, C. E. **Projeto e Operação de Cubas Eletrolíticas para a Indústria de Alumínio**. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Materiais) — Centro de Ciências Exatas e Tecnologia, Universidade Federal de São Carlos, São Carlos, 2006. Disponível em:<a href="http://www.bdtd.ufscar.br/htdocs/tedeSimplificado//tde\_busca/arquivo.php?codArquivo=3249">http://www.bdtd.ufscar.br/htdocs/tedeSimplificado//tde\_busca/arquivo.php?codArquivo=3249</a>. Acesso em: 23 Nov. 2014.

# APÊNDICE A - DEMONSTRAÇÃO IMPACTO FINANCEIRO DA REDUÇÃO DE CONSUMO NOS DIFERENTES AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO: ACR E ACL

O impacto financeiro relacionado ao custo da energia elétrica em duas unidades consumidoras (C1 - ACR e C2 - ACL), de mesmas características em intervalos de tempo diferentes (t1 e t2) com PLDs diferentes é apresentado na Figura 76 . Nota-se que no caso do consumidor C2, a decisão de redução de consumo tem impacto financeiro direto sobre a unidade consumidora oportunidades de ganho como no intervalo t1 e até mesmo perdas como no intervalo t2 por conta do pagamento do valor integral contratado.

#### Premissas:

Consumo Base ACR e ACL: 100 MWh

Tarifa ACR: \$ 100/MWh – Fatura com Consumo Base: \$ 10.000

Preço Contrato ACL: \$ 100/MWh – Fatura com Consumo Base: \$ 10.000

Figura 76 - Demonstração impacto da RD em consumidor no ACL

ACR – Redução de Consumo de 10%	ACL – Redução de Consumo de 10%
t1 PLD @ \$ 500/MWh	t1 PLD @ \$ 500/MWh
Impacto Financeiro Fatura: -\$ 9.000 Perda Produção 10%	Impacto Financeiro Fatura: -\$ 10.000 Liq. Fin.: \$ 5.000 Perda Produção 10%
t2 PLD @ \$ 50/MWh	t2 PLD @ \$ 50/MWh
Impacto Financeiro Fatura: -\$ 9.000 Perda Produção 10%	Impacto Financeiro Fatura: -\$ 10.000 Liq. Fin.: \$ 500 Perda Produção 10%

## APÊNDICE B - PROCESSO PRODUTIVO ALUMÍNIO PRIMÁRIO

O elevado consumo de energia para produção de alumínio está diretamente associada à tecnologia empregada em sua fabricação. O presente capítulo traz uma descrição do processo produtivo do metal desde o minério.

Como metal, o alumínio se destaca pela ampla gama de utilização na sociedade moderna, no entanto, devido à grande quantidade de energia e alta temperatura utilizada na produção, sua utilização é bastante recente se comparada a outros metais como ferro e cobre [141]. Dado sua baixa densidade e condutividade elétrica a escala de utilização deste metal vai de condutores elétricos, sistemas de transportes, sistemas de refrigeração e trocadores de calor e embalagens [142].

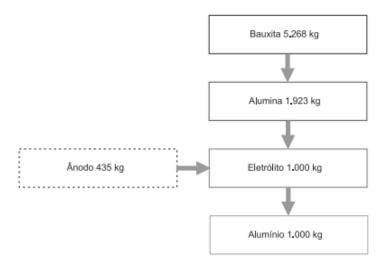
Como elemento, o alumínio é o terceiro mais abundante na crosta terrestre (8%), atrás apenas de oxigênio (47%) e silício (28%) [143], e normalmente é encontrado na natureza associado a outros elementos, na maior parte com o oxigênio [143][144]. Sua obtenção parte da mineração da bauxita, uma rocha de coloração avermelhada com mais de 40% de óxido de alumínio (Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) ou alumina. O Brasil se destaca como um dos maiores produtores de bauxita (terceiro maior, atrás somente de Austrália e China) e país com uma das maiores reservas (terceira maior, atrás somente de Guiné e Austrália) [145].

A etapa posterior à mineração da bauxita é o refino da alumina conhecida como processo *Bayer*, onde a bauxita é dissolvida em soda cáustica (digestão), posteriormente é filtrada para separação de impurezas no material sólido e o filtrado segue para cristalização da alumina. Estes cristais são secos e calcinados para eliminação de água, chegando-se na alumina que será destinada ao processo de eletrólise. O Balanço de massa do processo de produção do alumínio primário é apresentado na Figura 77 a seguir.

O único método de produção industrial do alumínio utilizado atualmente é o processo conhecido como Hall-Héroult, descoberto simultaneamente por Charles Martin Hall, nos Estados Unidos, e por Paul L. T. Héroult, na França, em 1886. O processo de eletrólise do alumínio é realizado em uma célula eletrolítica (cuba eletrolítica) que consiste em: anodo de carbono; o eletrólito (líquido que será decomposto pela eletrólise) composto de alumina (Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) (soluto) e criolita (Na<sub>3</sub>AlF<sub>6</sub>) (solvente) fundidos; alumínio em estado líquido e um recipiente (carcaça de aço),

revestido internamente com carbono para conter o metal líquido e o eletrólito. No processo a temperatura pode atingir 1.000° C.

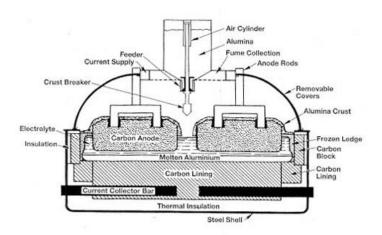
Figura 77 - Balanço de massa do processo de produção de alumínio primário



Fonte: Cardoso [146]

A célula eletrolítica, também conhecida como cuba eletrolítica, pode ser observada na Figura 78 a seguir.

Figura 78 - Cuba eletrolítica



Fonte: Alcoa [147]

De modo simplificado, a redução (fundição) do alumínio ocorre dentro das cubas eletrolíticas onde uma corrente elétrica em corrente contínua atravessa uma

solução de criolita contendo alumina e outros elementos que facilitam a eletrólise. A corrente elétrica separa o alumínio do oxigênio e, com isto, o alumínio líquido se acumula do fundo da cuba [42].

Do ponto de vista de infraestrutura, cabe destacar as unidades produtoras de alumínio recebem energia elétrica em corrente alternada e internamente convertem em corrente contínua, por meio de subestações retificadoras, para utilização no processo.

Durante a operação alumina é adicionada na célula eletrolítica ao passo que o metal líquido é aspirado da célula por meio de cadinhos [148][149]. Há ainda o consumo dos anodos de carbono<sup>35</sup> no processo, com isto, periodicamente ocorre a substituição destes componentes durante a operação.

O montante de corrente elétrica necessária no processo de eletrólise (da ordem de dezenas ou centenas de milhares de Ampères – 34 kA a 130 kA) resulta em um circuito elétrico em série com várias cubas eletrolíticas (da ordem de centenas por linha de produção), com tensão de 4 a 5 V em cada cuba, atingindo cerca de 800 V por linha de produção, sendo geralmente que cada fábrica possui mais de uma linha de produção.

Ainda com relação à célula eletrolítica há predominantemente dois tipos utilizados na produção de alumínio: aqueles que empregam anodos de carbono précozidos (Prebake) e aqueles em que os anodos são cozidos na cuba eletrolítica (Söderberg).

As cubas do tipo Söderberg tiveram seu apogeu na década de 1960 [149] quando as novas fábricas começaram a utilizar as cubas do tipo Prebake por conta de sua eficiência energética. Além da resistividade elétrica das cubas com tecnologia Söderberg apresentar valores cerca de 30% superiores à Prebake, outro fator contribuiu para a substituição desta tecnologia que é a dificuldade na coleta e descarte de gases poluentes (CO e CO<sub>2</sub>) e seu impacto ambiental.

Uma camada de criolita solidificada (temperaturas inferiores à temperatura de fusão da ordem de 940-980° C) deve ser mantida nas paredes internas da cuba, de devido ao impacto que a solução de criolita líquida (corrosivo) pode ter no revestimento de carbono [42].

<sup>&</sup>lt;sup>35</sup> Consumo médio de coque de petróleo calcinado das unidades da Alcoa: 370 kg por tonelada de alumínio produzida [109].

O balanço térmico é mantido controlando o montante de potência destinado a cada cuba de modo prático é ajustando a distância entre o anodo de carbono e o alumínio líquido [42]. O controle do balanço térmico busca manter o estado líquido da solução de criolita e alumina no centro da cuba e o estado sólido nas paredes internas da cuba. A necessidade de manutenção do balanço térmico é limitador no processo de oferta de redução de demanda por conta do tempo necessário para alcance deste balanço.

As perdas térmicas em cada parte da cuba eletrolítica, consideradas no balanço térmico são apresentadas na Figura 79. Nota-se que aproximadamente até 50% do calor é perdido no anodo e na crosta superior da cuba:

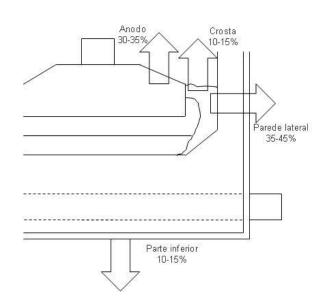


Figura 79 - Perdas térmicas cuba eletrolítica

Fonte: Elaborado a partir de Frank [141]

A espessura da camada de criolita solidificada nas paredes internas da cuba é função da temperatura da cuba, quando a temperatura aumenta, a espessura da camada se reduz e vice versa [149].

O revestimento da cuba que determina a vida útil e cada célula que atinge em média mais de 2000 dias de operação, podendo chegar a alguns casos a mais de 4.000 dias de operação [144]. O fator determinando para o término da vida útil de cada célula eletrolítica é o surgimento de trincas que resultam na falha da cuba, sendo necessário investimento para novo revestimento, além da perda de produção pelo tempo necessário para este processo. Zangiacomi [150] apontou o choque térmico

como uma das possíveis causas do surgimento de trincas no revestimento, que reduzem a vida útil das cubas eletrolíticas, e propôs alternativas para evitá-las.

As características operativas das cubas eletrolíticas devem ser levadas em consideração, uma vez que a RD<sup>36</sup> aplicável nestes casos decorre da variação de potência em algumas cubas ou na linha de cubas e com isto, esta variação deve respeitar às limitações de balanço térmico sob risco da saída de operação da(s) cuba(s) afetadas e investimento em revestimento para retorno à operação.

Deve-se considerar que as cubas eletrolíticas são projetadas para operação contínua sem interrupções frequentes ou duradouras, com exceção de retirada células para manutenção de forma programada (com programação de horas de antecedência). Até mesmo os mecanismos de controle são projetados visando o balanço térmico<sup>37</sup> das cubas eletrolíticas. Para participação de unidades de produção de alumínio primário (smelters) em mecanismo de RD, o controle da produção deve levar em consideração os níveis de potência (MW) relacionados com a produção de cada linha.

Todd [42] citou ainda que interrupções do fornecimento de energia de curta duração (da ordem de poucos minutos a até 2 horas) para uma linha de cubas já pode ser considerado bastante crítico. Uma alternativa operativa de aplicação como resposta à demanda pode ser viabilizada por meio da rotatividade da redução da potência consumida por cubas individualmente. Em um determinado instante uma cuba atende a solicitação de redução de potência e paralelamente se prepara outra cuba para atender esta solicitação de redução quando a primeira atingir níveis de resfriamento máximos que não comprometam a vida útil da cuba eletrolítica.

<sup>&</sup>lt;sup>36</sup> A RD seria na forma de corte ou deslocamento do consumo em períodos previamente determinados em resposta à solicitações do operador do sistema elétrico ou como resposta ao sinal de preços de energia no curto prazo.

<sup>&</sup>lt;sup>37</sup> Principal indicador é a quantidade de corrente elétrica (kA) em um instante de tempo (h) - kAh.

## APÊNDICE C - TABELAS DE CMO E RISCO DE DÉFICIT SIMULAÇÕES

A seguir são apresentadas as informações de CMO e Risco de Déficit de cada cenário da simulação.

## Simulação seção 8.2.4.1 - Sensibilidade inclusão ORC no horizonte de operação

Tabela 40 - CMO Médio - PMO jan. 2015 Oficial

Mês	SE/CO	S	NE	N
	[R\$/MWh]	[R\$/MWh]	[R\$/MWh]	[R\$/MWh]
2015	570	568	412	345
2016	250	261	176	153
2017	142	148	87	76
2018	112	118	87	79
2019	83	84	71	66
Média	231	236	167	144

Tabela 41 – Risco de Déficit (%) e Energia não Suprida (ENS – MW médios) – PMO jan. 2015 Oficial

Ano	S	E	;	S	N	E	١	1
Ano	Risco	ENS	Risco	ENS	Risco	ENS	Risco	ENS
2015	22,3	193,2	25,2	58,8	9,9	14,3	8,4	7,4
2016	5,6	64,4	9,2	23,1	1,9	2,5	1,5	1,0
2017	3,2	36,0	6,2	12,7	0,6	0,8	0,6	0,4
2018	1,9	22,3	5,0	8,2	1,2	1,5	1,3	0,9
2019	0,4	3,4	2,0	1,0	0,2	0,4	0,3	0,3
Média	6,7	63,9	9,5	20,8	2,7	3,9	2,4	2,0

Tabela 42 - CMO Médio - PMO jan. 2015 Corte 100% escalonado 5 anos

Mês	SE/CO [R\$/MWh]	S [R\$/MWh]	NE [R\$/MWh]	N [R\$/MWh]
2015	476	502	325	244
2016	210	233	142	118
2017	123	134	76	67
2018	101	112	77	69
2019	78	77	66	61
Média	198	212	137	112

Tabela 43 – Risco de Déficit (%) e Energia não Suprida (ENS – MW médios) – PMO jan. 2015 Corte 100% escalonado 5 anos

Λ n o	S	E	;	S	N	E	N	1
Ano	Risco	ENS	Risco	ENS	Risco	ENS	Risco	ENS
2015	17,9	144,0	28,8	52,2	5,8	4,6	2,7	1,7
2016	4,8	47,5	11,4	21,8	1,7	1,0	0,8	0,4
2017	2,5	27,0	7,2	10,8	0,4	0,4	0,3	0,2
2018	1,6	16,7	5,0	9,1	0,9	0,9	0,9	0,5
2019	0,3	2,9	1,4	1,0	0,1	0,2	0,1	0,1
Média	5,4	47,6	10,8	19,0	1,8	1,4	0,9	0,6

Tabela 44 - CMO Médio - PMO jan. 2015 Corte 100% escalonado 2 anos

Mês	SE/CO [R\$/MWh]	S [R\$/MWh]	NE [R\$/MWh]	N [R\$/MWh]
2015	482	482	330	247
2016	220	234	147	121
2017	134	146	84	74
2018	110	119	87	80
2019	83	82	71	67
Média	206	213	144	118

Tabela 45 – Risco de Déficit (%) e Energia não Suprida (ENS – MW médios) – PMO jan. 2015 Corte 100% escalonado 2 anos

Ano	S	E	;	S	N	E	N	1
Allo	Risco	ENS	Risco	ENS	Risco	ENS	Risco	ENS
2015	17,3	141,8	20,1	43,4	5,2	4,8	2,7	1,7
2016	4,5	47,2	8,2	17,9	1,1	1,0	0,7	0,3
2017	2,4	29,2	6,8	12,0	0,6	0,7	0,5	0,4
2018	1,6	21,2	4,8	9,0	1,1	1,6	1,1	0,9
2019	0,5	3,3	1,4	1,0	0,3	0,5	0,3	0,3
Média	5,2	48,5	8,2	16,7	1,6	1,7	1,0	0,7

### Simulação seção 8.2.4.2 - Sensibilidade ORC com patamar único de déficit

Para fins de comparação os valores de CMO do PMO jan. 2015 Oficial são apresentados na Tabela 40 e risco de déficit são apresentados na Tabela 41 . Os CMOs obtidos com simulação da utilização de patamar único de déficit no PMO Oficial são apresentados na Tabela 46 e as informações de risco de déficit na Tabela 47 . A sensibilidade com a utilização dos blocos de ORC escalonados e patamar único de déficit para fins de CMO é apresentada naTabela 48 e as informações de risco de déficit naTabela 49 .

Tabela 46 - CMO Médio – PMO jan. 2015 Oficial com patamar único de déficit

Mês	SE/CO [R\$/MWh]	S [R\$/MWh]	NE [R\$/MWh]	N [R\$/MWh]
2015	759	749	507	427
2016	294	306	193	164
2017	154	157	95	84
2018	120	121	95	87
2019	87	86	75	69
Média	283	284	193	166

Tabela 47 – Risco de Déficit (%) e Energia não Suprida (ENS - MW médios) - PMO jan. 2015 Oficial com patamar único de déficit

A.n.o.	S	E	,	S	N	E	١	١
Ano	Risco	ENS	Risco	ENS	Risco	ENS	Risco	ENS
2015	8,6	135,7	7,3	33,1	2,7	2,1	1,8	2,3
2016	2,4	45,2	4,8	16,1	0,4	0,4	0,3	0,1
2017	1,0	21,8	1,4	7,0	0,1	0,0	0,2	0,1
2018	0,9	13,8	1,2	6,8	0,2	0,1	0,3	0,1
2019	0,1	2,3	0,4	0,5	0,0	0,0	0,1	0,1
Média	2,6	43,8	3,0	12,7	0,7	0,5	0,5	0,5

Tabela 48 - CMO Médio – PMO jan. 2015 Corte 100% não escalonado 2 anos com patamar único de déficit

Mês	SE/CO [R\$/MWh]	S [R\$/MWh]	NE [R\$/MWh]	N [R\$/MWh]
2015	633	635	373	276
2016	256	278	158	129
2017	145	152	90	78
2018	117	121	93	86
2019	88	87	75	70
Média	248	255	158	128

Tabela 49 – Risco de Déficit (%) e Energia não Suprida (ENS – MW médios) – PMO jan. 2015 Corte 100% não escalonado 2 anos com patamar único de déficit

Ano	SI	E	;	S	N	E	N	1
Allo	Risco	ENS	Risco	ENS	Risco	ENS	Risco	ENS
2015	6,6	90,5	7,3	26,2	1,2	1,0	0,5	0,1
2016	1,9	30,1	5,4	14,1	0,2	0,2	0,0	0,0
2017	0,8	16,9	2,1	7,8	0,1	0,0	0,1	0,1
2018	1,1	13,4	1,8	6,0	0,2	0,1	0,1	0,0
2019	0,1	2,6	0,2	0,3	0,0	0,0	0,1	0,0
Média	2,1	30,7	3,3	10,9	0,3	0,3	0,2	0,0

### Simulação seção 8.2.4.3 - Sensibilidade ORC por consumo total ou escalonado

Para fins de comparação os valores de CMO do PMO jan. 2015 Oficial são apresentados na Tabela 40 e risco de déficit são apresentados na Tabela 41 . A sensibilidade com a utilização dos blocos de ORC escalonados para fins de CMO são apresentados na Tabela 44 e as informações de risco de déficit na Tabela 45 .

Tabela 50 - CMO Médio - PMO jan. 2015 Corte 100% não escalonado 2 anos

Mês	SE/CO [R\$/MWh]	S [R\$/MWh]	NE [R\$/MWh]	N [R\$/MWh]
2015	489	486	340	260
2016	221	245	152	127
2017	134	165	86	74
2018	111	112	87	78
2019	83	83	71	66
Média	208	218	147	121

Tabela 51 – Risco de Déficit (%) e Energia não Suprida (ENS – MW médios) – PMO jan. 2015 Corte 100% não escalonado 2 anos

Ano	S	SE		S		NE		N	
	Risco	ENS	Risco	ENS	Risco	ENS	Risco	ENS	
2015	17,0	142,1	20,2	42,6	5,3	4,9	2,9	1,9	
2016	4,5	46,8	12,0	21,1	1,5	1,0	0,8	0,4	
2017	2,7	30,0	12,5	17,9	0,7	0,8	0,7	0,4	
2018	1,9	21,8	2,4	6,1	1,2	1,5	1,1	0,9	
2019	0,4	3,4	1,9	1,0	0,2	0,4	0,2	0,3	
Média	5,3	48,8	9,8	17,7	1,8	1,7	1,1	0,8	

## Simulação seção 8.2.4.4 - Simulação ORC PMO jan. 2014

Tabela 52 – CMO Médio – PMO jan. 2014 Oficial

Mês	SE/CO [R\$/MWh]	S [R\$/MWh]	NE [R\$/MWh]	N [R\$/MWh]
2014	226	222	185	184
2015	174	174	108	108
2016	134	135	80	80
2017	151	152	90	89
2018	121	124	98	97
Média	161	161	112	112

Tabela 53 –Risco de Déficit (%) e Energia não Suprida (ENS – MW médios) – PMO jan. 2014 Oficial

Ano	SE		S		NE		N	
	Risco	ENS	Risco	ENS	Risco	ENS	Risco	ENS
2014	2,4	11,3	3,2	3,1	0,6	0,5	0,6	0,3
2015	2,8	39,1	4,2	10,8	0,9	0,7	0,9	0,4
2016	1,6	21,2	2,5	6,2	0,3	0,1	0,3	0,1
2017	1,6	26,3	2,7	7,8	0,5	0,3	0,5	0,2
2018	1,4	7,1	3,1	3,4	0,4	0,7	0,5	0,4
Média	1,9	21,0	3,1	6,3	0,5	0,5	0,5	0,3

Tabela 54 - CMO Médio - PMO jan. 2014 Corte 50% não escalonado 2 anos

Mês	SE/CO [R\$/MWh]	S [R\$/MWh]	NE [R\$/MWh]	N [R\$/MWh]
2014	211	206	169	167
2015	163	161	100	100
2016	130	131	79	79
2017	148	147	88	87
2018	121	124	99	98
Média	155	154	107	106

Tabela 55 –Risco de Déficit (%) e Energia não Suprida (ENS – MW médios) – PMO jan. 2014 Corte 50% não escalonado 2 anos

Ano	SE		S		NE		N	
	Risco	ENS	Risco	ENS	Risco	ENS	Risco	ENS
2014	2,0	8,2	2,3	2,1	0,4	0,2	0,4	0,1
2015	2,2	30,5	3,6	8,6	0,6	0,4	0,6	0,2
2016	1,3	19,1	2,2	5,4	0,4	0,1	0,4	0,1
2017	1,3	23,2	2,0	6,8	0,5	0,3	0,5	0,1
2018	1,3	7,0	3,0	3,5	0,4	0,8	0,4	0,4
Média	1,6	17,6	2,6	5,3	0,4	0,4	0,4	0,2

Tabela 56 - CMO Médio - PMO jan. 2014 Corte 100% escalonado 2 anos

Mês	SE/CO [R\$/MWh]	S [R\$/MWh]	NE [R\$/MWh]	N [R\$/MWh]
2014	196	195	155	153
2015	153	156	96	96
2016	127	129	79	79
2017	146	144	88	87
2018	121	122	97	96
Média	149	149	103	102

Tabela 57 –Risco de Déficit (%) e Energia não Suprida (ENS – MW médios) – PMO jan. 2014 Corte 100% escalonado 2 anos

Ano	SE		(	S		NE		N	
	Risco	ENS	Risco	ENS	Risco	ENS	Risco	ENS	
2014	1,7	6,4	3,1	2,3	0,1	0,1	0,1	0,0	
2015	2,0	24,9	4,5	8,1	0,6	0,2	0,6	0,1	
2016	1,4	18,4	2,8	5,6	0,2	0,2	0,2	0,1	
2017	1,5	23,5	1,9	6,2	0,7	0,3	0,6	0,2	
2018	1,2	7,6	3,0	3,0	0,3	0,6	0,4	0,4	
Média	1,5	16,2	3,0	5,0	0,4	0,3	0,4	0,2	

Tabela 58 – CMO Médio – PMO jan. 2014 Corte 100% + Desativadas não escalonado 2 anos

Mês	SE/CO [R\$/MWh]	S [R\$/MWh]	NE [R\$/MWh]	N [R\$/MWh]
2014	189	184	157	155
2015	150	149	97	98
2016	128	131	78	78
2017	147	149	90	89
2018	121	121	97	95
Média	147	147	104	103

Tabela 59 –Risco de Déficit (%) e Energia não Suprida (ENS – MW médios) – PMO jan. 2014 Corte 100% + Desativadas não escalonado 2 anos

Ano	SE		•	S		NE		N	
	Risco	ENS	Risco	ENS	Risco	ENS	Risco	ENS	
2014	1,0	4,4	1,2	1,0	0,2	0,1	0,1	0,1	
2015	1,7	22,3	2,8	6,2	0,4	0,1	0,5	0,1	
2016	1,5	18,2	3,4	6,3	0,1	0,0	0,1	0,0	
2017	1,5	23,7	2,7	7,5	0,6	0,4	0,5	0,2	
2018	1,2	7,1	2,0	2,4	0,4	0,6	0,5	0,4	
Média	1,4	15,1	2,4	4,7	0,3	0,2	0,3	0,2	

### Simulação seção 8.2.4.5 - Simulação ORC PMO jan. 2015

Para fins de comparação os valores de CMO do PMO jan. 2015 Oficial são apresentados na Tabela 40 e risco de déficit são apresentados na Tabela 41 .

Tabela 60 - CMO Médio - PMO jan. 2015 Corte 50% não escalonado 2 anos

Mês	SE/CO	S	NE	N
IVIES	[R\$/MWh]	[R\$/MWh]	[R\$/MWh]	[R\$/MWh]
2015	520	515	363	286
2016	232	249	162	138
2017	138	143	87	77
2018	110	111	86	79
2019	83	82	71	65
Média	216	220	154	129

Tabela 61 –Risco de Déficit (%) e Energia não Suprida (ENS – MW médios) – PMO jan. 2015 Corte 50% não escalonado 2 anos

Ano	SE		(	S		NE		N	
	Risco	ENS	Risco	ENS	Risco	ENS	Risco	ENS	
2015	19,2	165,1	21,3	48,3	7,1	7,7	4,5	3,5	
2016	4,9	53,7	10,5	21,4	1,3	1,4	1,1	0,6	
2017	2,7	32,8	4,9	10,9	0,7	0,8	0,5	0,4	
2018	1,7	21,2	2,5	6,3	1,1	1,6	1,1	0,9	
2019	0,5	2,9	1,1	0,8	0,3	0,4	0,3	0,3	
Média	5,8	55,1	8,0	17,5	2,1	2,4	1,5	1,1	

Para fins de comparação a sensibilidade com a utilização dos blocos de ORC com corte de 100% escalonados horizonte 2 anos para fins de CMO são apresentados na Tabela 44 e as informações de risco de déficit na Tabela 45.

Tabela 62 – CMO Médio – PMO jan. 2015 Corte 100% + Desativadas não escalonado 2 anos

Mês	SE/CO	S	NE	N
IVIES	[R\$/MWh]	[R\$/MWh]	[R\$/MWh]	[R\$/MWh]
2015	451	445	325	252
2016	213	226	150	128
2017	133	135	86	77
2018	111	111	87	81
2019	83	82	71	66
Média	198	200	144	121

Tabela 63 –Risco de Déficit (%) e Energia não Suprida (ENS – MW médios) – PMO jan. 2015 Corte 100% + Desativadas não escalonado 2 anos

Δno	SE		S		NE		N	
Ano	Risco	ENS	Risco	ENS	Risco	ENS	Risco	ENS
2015	14,7	115,3	15,9	34,4	4,1	3,6	2,5	1,5
2016	3,9	38,9	7,1	15,9	1,2	0,7	0,6	0,2
2017	2,4	28,9	4,0	9,7	0,7	0,8	0,6	0,5
2018	1,8	21,1	2,7	6,2	1,3	1,6	1,2	0,9
2019	0,4	3,1	0,6	0,9	0,3	0,4	0,3	0,2
Média	4,6	41,5	6,0	13,4	1,5	1,4	1,0	0,7

## Simulação seção 8.3.2 - Processo de escolha do CVU da ORC

Tabela 64 - Comparativo impacto ORC 1.300 MW Sudeste PMO jan.2015

CVU [R\$/MWh]	Custo Operação NW [R\$ x 10 <sup>6</sup> ]	CMO 2015 NW [R\$/MWh]	Risco Déficit SE 2015	Geração Média 2015 [MW méd.]	Custo Operação DC [R\$ x 10 <sup>6</sup> ]	CMO jan.15 DC [R\$/MWh]
PMO	44.905	570	22,3%		3.068	525
400	41.942	457	14,5%	476	2.771	436
500	42.139	466	14,2%	340	2.267	458
600	42.480	473	14,5%	261	2.332	470
700	42.746	483	14,9%	199	2.505	473
800	42.870	487	14,8%	161	2.718	475

## Simulação seção 8.3.3 - Simulação 2015

Tabela 65 – CMO Original – Ano 2015

Mês	SE/CO	S	NE	N
ivies	[R\$/MWh]	[R\$/MWh]	[R\$/MWh]	[R\$/MWh]
Janeiro	526	526	490	460
fevereiro	1.883	1.883	717	571
Março	1.324	1.324	435	412
Abril	853	853	767	35
Maio	443	443	443	251
Junho	372	372	372	372
Julho	378	378	378	378
agosto	122	122	122	122
setembro	272	272	272	272
outubro	202	202	202	202
novembro	229	203	230	230
dezembro	138	137	285	173

Tabela 66 - CMO ORC 1.300 MW SE - CVU R\$ 500/MWh - Ano 2015

Mâo	SE/CO	S	NE	N
Mês	[R\$/MWh]	[R\$/MWh]	[R\$/MWh]	[R\$/MWh]
janeiro	454	454	454	454
fevereiro	1.444	1.444	841	742
março	989	989	581	388
abril	678	678	634	113
maio	398	398	399	235
junho	335	335	335	335
julho	334	334	334	334
agosto	117	117	117	117
setembro	252	252	252	252
outubro	191	191	191	191
novembro	219	193	220	220
dezembro	131	131	285	167

Tabela 67 – Geração Térmica Original – Ano 2015

Mês	SE/CO	S	NE	N	Total
IVIES	[MWméd.]	[MWméd.]	[MWméd.]	[MWméd.]	[MWméd.]
janeiro	8.054	1.758	3.665	2.390	15.867
fevereiro	8.596	1.860	4.004	2.499	16.958
março	8.252	2.417	3.891	2.562	17.122
abril	8.203	2.222	4.017	1.087	15.528
maio	7.560	1.449	3.034	2.026	14.069
junho	6.145	1.240	2.180	2.094	11.659
julho	6.566	1.213	2.041	2.098	11.918
agosto	4.386	849	1.540	1.859	8.634
setembro	5.935	1.372	2.083	1.905	11.296
outubro	4.135	1.094	1.951	2.024	9.205
novembro	5.331	726	1.974	1.976	10.007
dezembro	4.267	391	2.358	1.881	8.897

Tabela 68 – Geração Térmica ORC 1.300 MW SE – CVU R\$ 500/MWh – Ano 2015

Mês	SE/CO	S	NE	N	Total
IVIES	[MWméd.]	[MWméd.]	[MWméd.]	[MWméd.]	[MWméd.]
janeiro	7.881	1.278	2.854	2.181	14.194
fevereiro	8.596	1.860	4.180	2.410	17.045
março	8.198	2.417	3.932	2.389	16.937
abril	7.934	1.579	3.868	1.655	15.036
maio	6.234	1.449	2.250	1.945	11.878
junho	6.145	1.240	2.088	2.094	11.567
julho	6.566	1.213	2.028	2.098	11.905
agosto	4.386	836	1.370	1.833	8.425
setembro	5.238	1.313	1.928	1.905	10.384
outubro	3.963	988	1.951	2.024	8.926
novembro	5.295	710	1.963	1.976	9.944
dezembro	4.267	391	2.355	1.868	8.881

Tabela 69 – Custo Operação Decomp – Ano 2015

Mês	Original	ORC
IVIES	[R\$ x 1.000]	[R\$ x 1.000]
janeiro	3.067.505	1.884.937
fevereiro	6.478.935	6.629.595
março	3.257.671	3.720.758
abril	3.110.398	3.036.934
maio	2.257.335	1.449.861
junho	1.242.059	1.213.270
julho	1.300.402	1.296.275
agosto	753.812	733.247
setembro	1.163.371	962.633
outubro	1.018.101	791.405
novembro	854.914	842.629
dezembro	703.107	700.593
Total	25.207.609	23.262.136

Tabela 70 – Nível Armazenamento Inicial e Final – Ano 2015

Mês	Inicial	Final Orig.	Final ORC
janeiro	21,4%	35,5%	34,9%
fevereiro	20,6%	24,9%	25,4%
março	23,2%	30,5%	31,0%
abril	28,9%	36,9%	37,0%
maio	34,8%	37,7%	36,9%
junho	36,4%	36,7%	36,7%
julho	37,9%	35,5%	35,5%
agosto	40,7%	36,3%	36,2%
setembro	36,0%	28,6%	28,2%
outubro	32,5%	26,3%	26,8%
novembro	28,9%	25,8%	25,8%
dezembro	28,2%	32,4%	32,4%