

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

DIEGO ANTONIO BOSA
RENATO AUGUSTO DI LORETO

**SIMULAÇÃO E ANÁLISE DE CENÁRIOS DE RACIONALIZAÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA EM 2014: IMPACTOS NO CAIXA DAS
DISTRIBUIDORAS**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CURITIBA
2015

DIEGO ANTONIO BOSA
RENATO AUGUSTO DI LORETO

**SIMULAÇÃO E ANÁLISE DE CENÁRIOS DE RACIONALIZAÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA EM 2014: IMPACTOS NO CAIXA DAS
DISTRIBUIDORAS**

Trabalho de Conclusão de Curso de graduação, do curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientadora: Profa. Dra. Andrea Lucia Costa

Co-Orientador: Prof. Álvaro Augusto W. de Almeida

CURITIBA

2015

Diego Antonio Bosa
Renato Augusto Di Loreto

Simulação e análise de cenários de racionalização de energia elétrica em 2014: impactos no caixa das distribuidoras

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheiro Eletricista, do curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 11 de junho de 2015.

Prof. Emerson Rigoni, Dr.
Coordenador de Curso
Engenharia Elétrica

Profa. Annemarien Gehrke Castagna, Mestre
Responsável pelos Trabalhos de Conclusão de Curso
de Engenharia Elétrica do DAELT

ORIENTAÇÃO

Andrea Lucia Costa, Dra.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Orientador

Álvaro Augusto W. de Almeida, Mestre
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Co-Orientador

BANCA EXAMINADORA

Álvaro Augusto W. de Almeida, Mestre
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Saul Hirsch, Eng.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Diego Issicaba, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

RESUMO

BOSA, Diego Antonio. LORETO, Renato Augusto Di. **Simulação e Análise de cenários de racionalização de energia elétrica em 2014**: Impactos no caixa das distribuidoras. 2015. 102 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso Superior de Engenharia Elétrica), Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2015.

Este trabalho apresenta uma análise econômica das distribuidoras do setor elétrico brasileiro, tendo como base simulações de cenários de racionalização do consumo de energia elétrica das classes residencial e comercial no período de abril a dezembro de 2014. Foram desenvolvidos cenários de redução no consumo das classes residencial e comercial, além de simulação dos modelos computacionais Newave e Decomp. Neste sentido, são considerados três cenários, sendo um cenário referência e os demais de 5 e 10% de redução no consumo das classes supracitadas. Também são apresentados os resultados das simulações e a contabilização dos montantes de energia faltantes nos contratos das distribuidoras de energia elétrica em 2014.

Palavras-chaves: Racionalização de energia. Crise energética. Simulação Newave. Simulação Decomp. Crise distribuidoras de energia elétrica.

ABSTRACT

BOSA, Diego Antonio. LORETO, Renato Augusto Di. **Simulation and Analysis of energy-saving scenarios in 2014**: Impacts on distributor cash flow. 2015. 102 f. Final Paper (Degree in Electrical Engineering), Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2015.

This work presents an economic analysis of the Brazilian electrical sector based on simulations of electrical energy consumption saving scenarios in residential and commercial sectors. The simulations cover the period from April to December 2014. This proposal consists of developing scenarios of energy consumption reduction of the residential and commercial classes, as well as computer simulation of Newave and Decomp models. In this regard, three scenarios are considered. One is the Reference and the remaining consists of 5% and 10% reduction in the consumption of the above-mentioned classes. It also presents the results of the simulations and the accounting of the missing amounts of energy in the contracts of electricity distributors in April to December 2014.

Keywords: Electric energy consumption saving. Energy crisis. Newave simulation. Decomp simulation. Crisis on electricity distributors.

LISTA DE SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
BCB – Banco Central do Brasil
BEN – Balanço Energético Nacional
CCEAR – Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEAL – Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Livre
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEI – Contrato de Compra de Energia Incentivada
CELG – Companhia Energética de Goiás
CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais
CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CER – Contratos de Energia de Reserva
CMO – Custo Marginal de Operação
CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE – Conselho Nacional de Política Energética
COELBA – Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
CONUER – Contratos de Uso de Energia de Reserva
CVU – Custo Variável Unitário
ENA – Energia Natural Afluente
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
ESS – Encargo de Serviço e Sistema
FCF – Função de Custo Futuro
FCI – Função de Custo Imediato
GF – Garantia Física
IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
ISS – Imposto Sobre Serviços
LER – Leilão de Energia de Reserva
MCP – Mercado de Curto Prazo
MCSD – Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits
MLT – Média de Longo Termo
MRE – Mecanismo de Realocação de Energia
PCH – Pequena Central Hidrelétrica

PDE – Programação Dinâmica Estocástica

PDDE – Programação Dinâmica Dual Estocástica

PLD – Preço de Liquidação de Diferenças

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

SCL – Sistema de Contabilização e Liquidação

SIN – Sistema Interligado Nacional

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

UHE – Usina Hidrelétrica

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – MALHA DE TRANSMISSÃO DO SIN.....	22
FIGURA 2 – PATAMARES DE CUSTO DE DÉFICIT PARA 2014.....	27
FIGURA 3 – HORIZONTES DO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO	28
FIGURA 4 – ESTRUTURA INSTITUCIONAL DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA	36
FIGURA 6 – VALORES REAJUSTADOS DAS BANDEIRAS TARIFÁRIAS	51
FIGURA 7 – EVOLUÇÃO DO CONSUMO E FATIAS DE MERCADO.....	54
FIGURA 8 – DIAGRAMA DE BLOCOS DO PROGRAMA NEWAVE	103

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - REPASSE ÀS DISTRIBUIDORAS EM NOVEMBRO DE 2014	49
TABELA 2 - TAXAS DE CRESCIMENTO DA CARGA POR SUBSISTEMA	53
TABELA 3 – CONTRATAÇÃO MENSAL DE COMPRA	68
TABELA 4 – MEDIÇÃO DE CONSUMO.....	70
TABELA 5 – BALANÇO ENTRE CONTRATOS DE COMPRA E MERCADO MEDIDO.....	72
TABELA 6 – DIVISÃO DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS POR SUBMERCADO.....	74
TABELA 7 – BALANÇO DAS DISTRIBUIDORAS DO SUDESTE/ CENTRO – OESTE.....	76
TABELA 8 – BALANÇO DAS DISTRIBUIDORAS DO SUL	77
TABELA 9 – BALANÇO DAS DISTRIBUIDORAS DO NORDESTE	77
TABELA 10 – BALANÇO DAS DISTRIBUIDORAS DO NORTE	78
TABELA 11 – TOTAL DE EXPOSIÇÃO MENSAL DAS DISTRIBUIDORAS POR SUBMERCADO	79
TABELA 12 – VALORES DE PLD COMPILADOS POR CENÁRIO	79
TABELA 13 – CONTABILIZAÇÃO DOS MONTANTES DE EXPOSIÇÃO DE ENERGIA	80
TABELA 14 – ECONOMIA TEÓRICA ENTRE OS CENÁRIOS E A REFERÊNCIA	81

LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1 – POTÊNCIA INSTALADA EM 2001 (A E C) E EM 2014 (B E D).....	12
GRÁFICO 2 – CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO ELÉTRICA	13
GRÁFICO 3 – BALANÇO ESTÁTICO DE GARANTIA FÍSICA – SE/CO + ITAIPU	14
GRÁFICO 5 – HISTÓRICO DE ENAS POR SUBSISTEMA	23
GRÁFICO 6 – CURVA DE CVU VERSUS POTÊNCIA INSTALADA	24
GRÁFICO 7 – PONTO ÓTIMO DE OPERAÇÃO	26
GRÁFICO 8 – VARIAÇÃO PERCENTUAL DO PIB BRASILEIRO	31
GRÁFICO 9 – VARIAÇÃO DO IPCA AO LONGO DE 2014.....	33
GRÁFICO 10 – ENERGIA NATURAL AFLUENTE MÉDIA.....	43
GRÁFICO 11 – NÍVEIS DE ARMAZENAMENTO POR SUBSISTEMA	43
GRÁFICO 12 – MÉDIA DA CARGA OBSERVADA.....	44
GRÁFICO 13 – PLD SUDESTE SEGUNDO SEMESTRE DE 2014.....	47
GRÁFICO 14 – ENERGIA ARMAZENADA DO SIN.....	52
GRÁFICO 15 - CONSUMO MENSAL DE ENERGIA ELÉTRICA POR CLASSE.....	55
GRÁFICO 16 – DEMANDA PREVISTA NOS MODELOS PARA O SIN.....	56
GRÁFICO 17 – ARMAZENAMENTO SUDESTE OBSERVADO <i>VERSUS</i> REFERÊNCIA	58
GRÁFICO 18 – ARMAZENAMENTO SUL OBSERVADO <i>VERSUS</i> REFERÊNCIA	58
GRÁFICO 19 – ARMAZENAMENTO NORDESTE OBSERVADO <i>VERSUS</i> REFERÊNCIA	59
GRÁFICO 20 – ARMAZENAMENTO NORTE OBSERVADO <i>VERSUS</i> REFERÊNCIA.....	59
GRÁFICO 21 – ARMAZENAMENTO SIN OBSERVADO <i>VERSUS</i> REFERÊNCIA	60
GRÁFICO 22 – PREÇO SUDESTE OBSERVADO <i>VERSUS</i> REFERÊNCIA	61
GRÁFICO 23 – PREÇO SUL OBSERVADO <i>VERSUS</i> REFERÊNCIA	61
GRÁFICO 24 – PREÇO NORDESTE OBSERVADO <i>VERSUS</i> REFERÊNCIA.....	62
GRÁFICO 25 – PREÇO NORTE OBSERVADO <i>VERSUS</i> REFERÊNCIA.....	62
GRÁFICO 26 – EVOLUÇÃO DO ARMAZENAMENTO SUDESTE NOS CENÁRIOS SIMULADOS	63
GRÁFICO 27 – EVOLUÇÃO DO ARMAZENAMENTO SUL NOS CENÁRIOS SIMULADOS.....	63
GRÁFICO 28 – EVOLUÇÃO DO ARMAZENAMENTO NORDESTE NOS CENÁRIOS SIMULADOS....	64
GRÁFICO 29 – EVOLUÇÃO DO ARMAZENAMENTO NORTE NOS CENÁRIOS SIMULADOS	64
GRÁFICO 30 – EVOLUÇÃO DO ARMAZENAMENTO SIN NOS CENÁRIOS SIMULADOS.....	65
GRÁFICO 31 – EVOLUÇÃO DO PREÇO NO SUBMERCADO SUDESTE.....	65
GRÁFICO 32 – EVOLUÇÃO DO PREÇO NO SUBMERCADO SUL	66
GRÁFICO 33 – EVOLUÇÃO DO PREÇO NO SUBMERCADO NORDESTE	66
GRÁFICO 34 – EVOLUÇÃO DO PREÇO NO SUBMERCADO NORTE	67

SUMÁRIO

1.1	TEMA	10
1.1.1	Delimitação do Tema	15
1.2	PROBLEMA E PREMISSAS.....	16
1.3	OBJETIVOS	17
1.3.1	Objetivo Geral	17
1.3.2	Objetivos Específicos.....	17
1.4	JUSTIFICATIVA	18
1.5	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	18
1.6	ESTRUTURA DO TRABALHO	19
2.	CARACTERÍSTICAS E OPERAÇÃO DO SIN.....	21
2.1	INTRODUÇÃO	21
2.2	DESPACHO HIDROTÉRMICO.....	23
2.3	MODELOS.....	27
2.4	CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO	30
3.	ECONOMIA E O MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO.....	31
3.1	INTRODUÇÃO	31
3.2	MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO	35
3.2.1	Ambiente de contratação regulada – ACR.....	36
3.2.2	Ambiente de contratação livre – ACL.....	39
3.3	CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO	41
4.	CONTEXTUALIZAÇÃO, PREMISSAS E SIMULAÇÕES	42
4.1	INTRODUÇÃO	42
4.2	SITUAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA NO ANO DE 2014	44
4.3	BANDEIRAS TARIFÁRIAS.....	50
4.3.1	Efeitos da aplicação das bandeiras tarifárias	52
4.4	PREMISSAS DO ESTUDO.....	54
4.5	SIMULAÇÕES	56
4.5.1	Cenário Referência	57
4.5.2	Cenários de redução no consumo	62
4.5.3	Apresentação dos resultados.....	67
4.6	CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO	82
5.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	83
5.1	EFEITOS DOS CENÁRIOS DE REDUÇÃO DO CONSUMO NA ECONOMIA	83
5.2	CONCLUSÕES	85
5.3	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	86
	REFERÊNCIAS.....	87
	GLOSSÁRIO.....	93
	ANEXO	98
	ANEXO A – CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA	98
	ANEXO B – MODELO NEWAVE	101
	ANEXO C – MODELO DECOMP	104

1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um insumo ou produto, dependendo de seu uso, de extrema importância para o desenvolvimento de qualquer sociedade, e quanto mais desenvolvido é o país, maior é o consumo *per capita* e total de energia, vindo a ser um indicador essencial de desenvolvimento.

O setor energético caracteriza-se como um segmento estratégico e impulsor ao processo de desenvolvimento, uma vez que possibilita a promoção de várias necessidades básicas da população (BORGES, 2009).

Nos países em desenvolvimento a tendência é aumentar o consumo, à medida que a economia cresce e maior parte da população começa a ter acesso à energia e a outros bens. Com isso a produção de bens tende a crescer e o consumo de energia também. Ao mesmo tempo em que a demanda por energia cresce, existe a necessidade do aumento na sua produção. Entretanto, o aumento na carga não é suprido unicamente pelo crescimento nas ofertas de geração de energia elétrica, o atendimento à carga necessita de um conjunto maior, que inclui transmissão e distribuição, e requerem planejamentos e investimentos condizentes.

1.1 TEMA

No ano de 2001 ocorreram déficits no abastecimento, que culminaram em um racionamento de energia elétrica, revelando a fragilidade estrutural do sistema elétrico brasileiro, demandando maiores investimentos voltados à expansão da matriz energética nos anos seguintes e criação de um novo modelo de mercado.

O racionamento, conjugado com a crise internacional após os incidentes de 11 de setembro de 2001 nos Estados Unidos, impactaram fortemente o crescimento do PIB, limitando-o a um crescimento de apenas 1,5% contra quase 4,5% no ano anterior. Esta crise alertou para a necessidade de se diversificar as formas de geração de energia, como as termelétricas movidas a biomassa e a gás natural (CHRISTOFARI, 2013).

Conforme Branco *et al.* (2002), até 2002 a matriz energética brasileira era constituída quase que unicamente por hidrelétricas, e grande parte dos investimentos voltados ao setor de energia era feito pelo Estado. Devido às políticas econômicas geridas pelo então presidente Fernando Henrique Cardoso, o setor elétrico começou a ser privatizado, assim como o mercado brasileiro foi sendo aberto a investimentos estrangeiros. Houve quem defendesse que as privatizações seriam benéficas para a melhoria na qualidade dos serviços e para a redução do preço da energia elétrica, devido a competitividade do mercado, além de reduzir os custos da máquina pública e acabar com a ingerência política em suas administrações.

Projetos de expansão e investimentos foram sendo realizados, pois o custo da energia continuou bem acima do custo marginal de expansão, possibilitando melhores retornos aos investimentos, principalmente de empreendimentos termelétricos. Todavia, os projetos de expansão e investimentos foram realizados, em sua maioria, por empresas não privatizadas, ou que possuíam capital misto, onde o sócio majoritário continuava sendo o próprio governo (BRANCO *et al.* 2002).

Segundo dados disponibilizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) referente aos anos de 2001 e 2014, o Gráfico 1 apresenta um comparativo entre as potências instaladas por fonte no ano do racionamento e hoje, caracterizando uma maior diversificação das fontes de geração de energia elétrica assim como o crescimento do parque gerador.

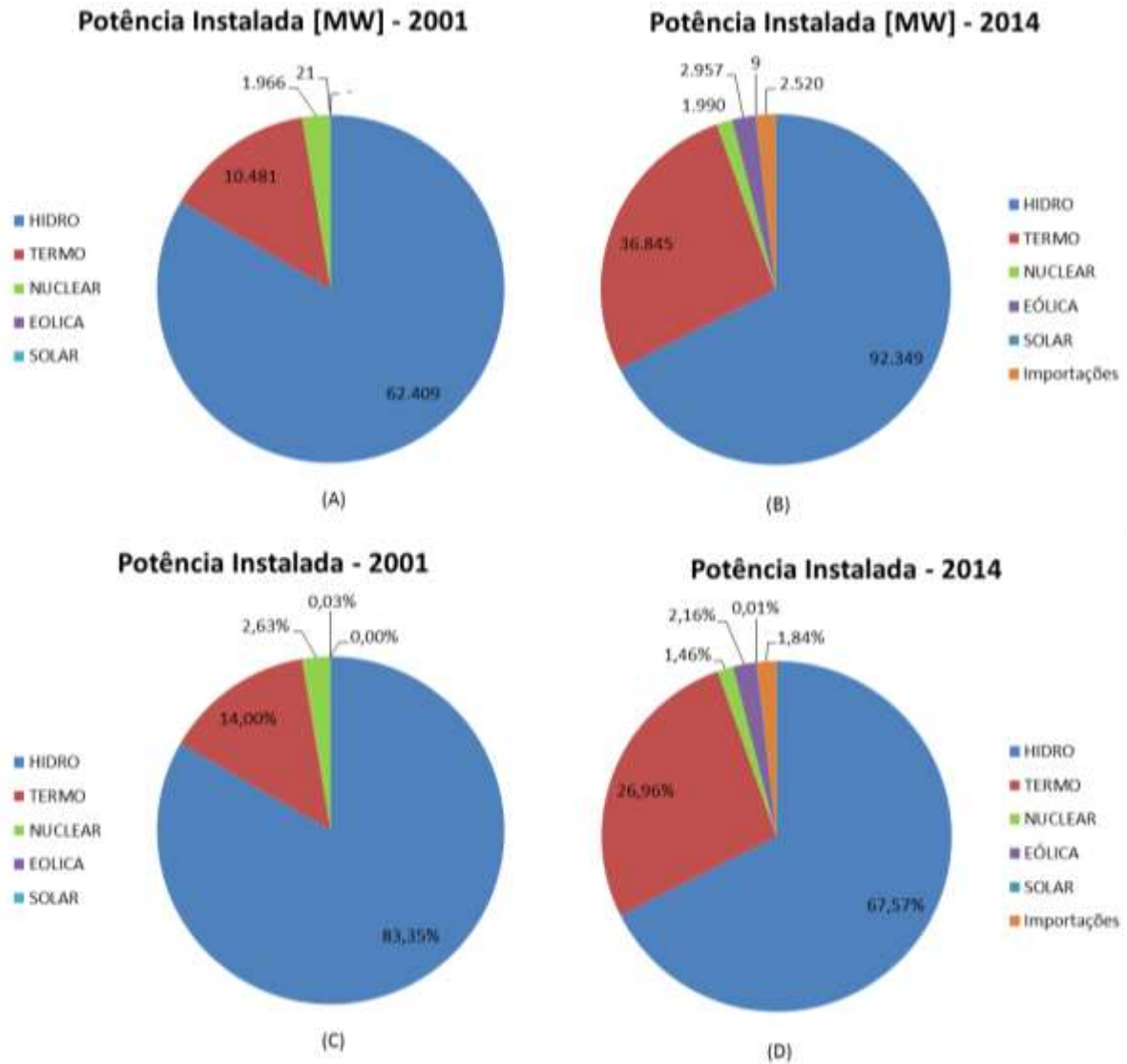


Gráfico 1 – Potência instalada em 2001 (A e C) e em 2014 (B e D)
Fonte: ANEEL, 2014a/b.

Outro dado pertinente é a evolução da potência instalada propriamente dita, medida em megawatt, ilustrada pelo Gráfico 2, onde é possível perceber o crescimento em ambas as fontes de geração de energia elétrica, principalmente a geração termelétrica, que conforme dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), triplicou em dez anos.

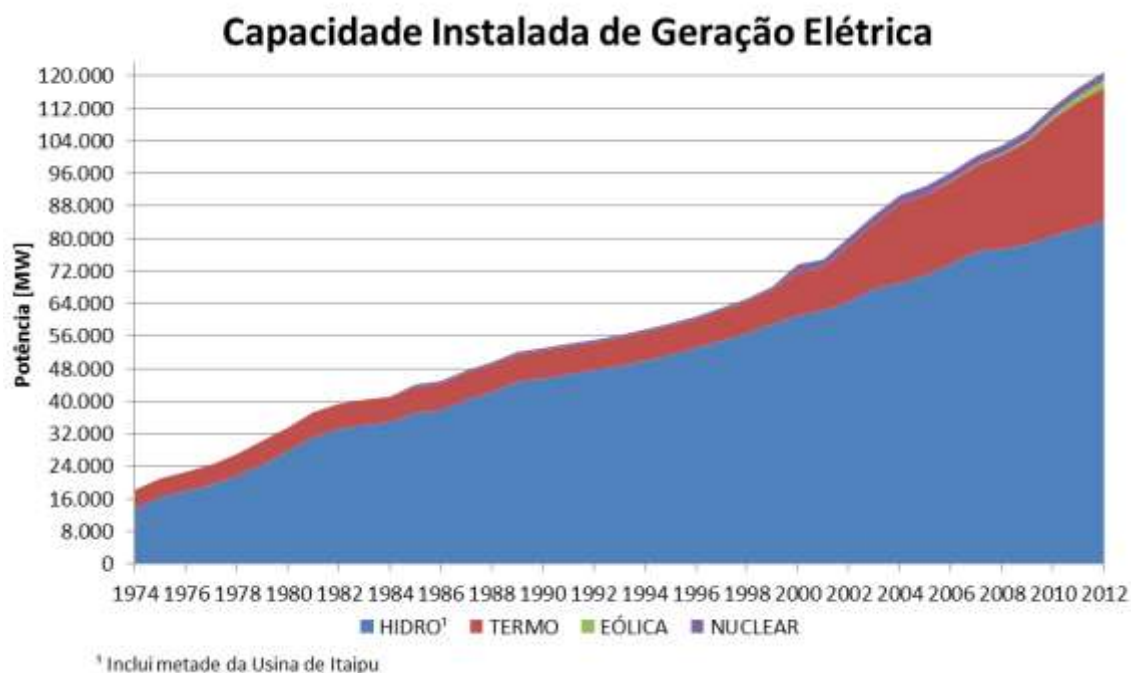
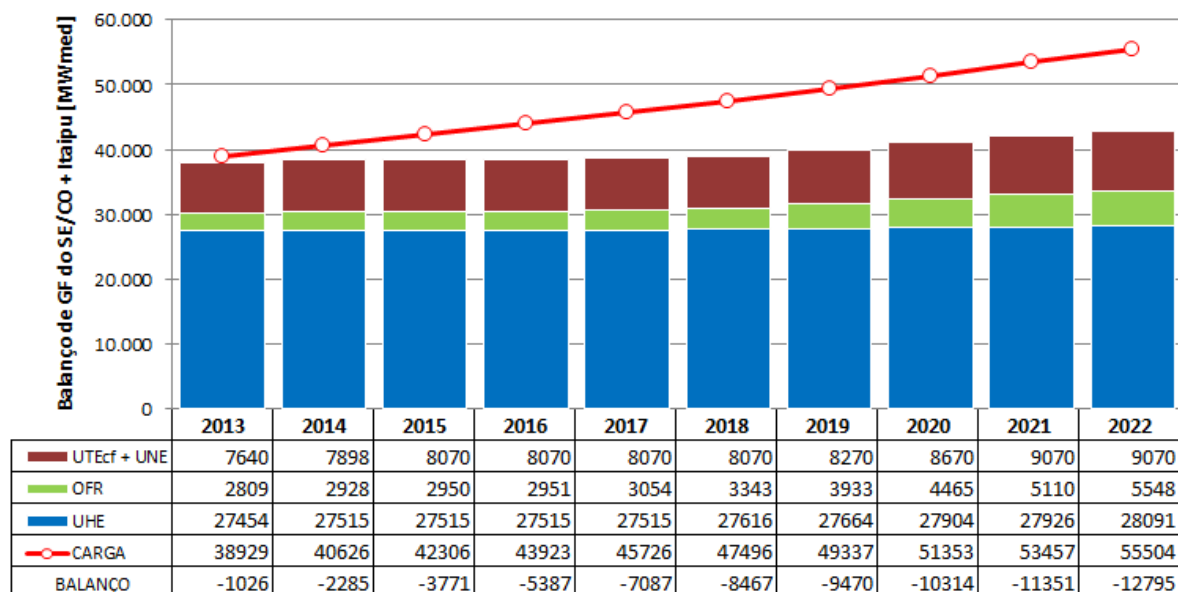


Gráfico 2 – Capacidade Instalada de Geração Elétrica
 Fonte: EPE, 2013.

Contudo, esses dados não representam a capacidade real disponível, pois capacidade instalada é diferente de garantia física, a qual segundo a CCEE (2013) corresponde à quantidade máxima de energia que o sistema pode gerar ou suprir a um dado risco, normalmente de 5%.

O fato é que o país vem sofrendo com a insegurança quanto ao abastecimento de energia elétrica, também em 2014, significando novamente que as quantidades de energia garantidas pelos empreendimentos hidrelétricos, termelétricos, eólicos, não estão acompanhando o crescimento da carga. Esta diferença entre oferta e demanda, apresentada no Gráfico 3, representa o quanto de energia o subsistema Sudeste, por exemplo, precisa importar de outro subsistema por meio das linhas de transmissão para atender seus consumidores. Uma necessidade cada vez mais frequente, pois os novos empreendimentos geradores ficam longe dos grandes centros de consumo, acarretando em perdas e custos maiores e agregando cada vez mais riscos ao sistema.



Legenda: UHE-usinas hidrelétricas; OFR-outras fontes renováveis; UNE-usinas nucleares; UTEcf-usinas termelétricas comb. Fósseis

Gráfico 3 – Balanço estático de garantia física – SE/CO + Itaipu
 Fonte: MME, 2013.

Aliado a isso, o país vem sofrendo anos consecutivos com baixas afluências nas bacias dos grandes reservatórios e chuvas abaixo da média histórica, esta falta de água acarreta a diminuição dos níveis dos reservatórios que compõem o SIN¹.

O reflexo imediato das afluências reduzidas e do baixo nível nos reservatórios é o aumento do custo da energia elétrica, pois, como foi mostrado no Gráfico 1, quase 70% da geração de energia ainda é proveniente de fontes hidráulicas. Se essa energia não pode ser gerada na quantidade desejada, significa que uma maior geração oriunda de fontes termelétricas está sendo necessária, encarecendo e muito o custo de produção da energia, denominado Custo Marginal de Operação (CMO).

Nos últimos anos tem-se experimentado aumentos expressivos no CMO e naturalmente no Preço de Liquidação de Diferenças - PLD². Contudo, tratando-se dos consumidores ligados à rede de distribuição atendidos pelas concessionárias distribuidoras de energia, este aumento no preço da energia foi, na medida do possível, controlado pelo Governo Federal. Sendo a Aneel, responsável por regular, fiscalizar e aplicar os reajustes nas tarifas das distribuidoras.

¹ SIN ou Sistema Interligado Nacional é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 1,7% da energia requerida pelo país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica (ONS, 2014b).

² O PLD é um valor determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no Custo Marginal de Operação, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada Submercado (CCEE, 2015d).

Segundo Castro (2014), o elevado custo da energia em 2014 teve impactos financeiros pesados às distribuidoras, as quais apresentaram insuficiência de contratos, e precisaram comprar energia no mercado de curto prazo. Tamanho problema fez com que o Tesouro Nacional, que já havia financiado parte dos gastos da geração termelétrica adicional em 2013, atenuasse grande parte dos déficits também em 2014, evitando um reajuste enorme e indesejável às tarifas, uma alternativa que teria impactos diretos e nocivos sobre a inflação.

Ações foram tomadas pelo Ministério de Minas e Energia, que aprovou no começo do mês de abril de 2014, as diretrizes do leilão A-0, leilão de energia que foi realizado no dia 25 do mesmo mês, energia com fornecimento entre 01/05/2014 e 31/12/2019 (BRASIL, 2014).

Segundo dados publicados pela CCEE (2014a), esse leilão serviu para cobrir apenas 62% da necessidade de contratação de energia por parte das distribuidoras.

1.1.1 Delimitação do Tema

Diante do cenário atual, o ano de 2014 será lembrado como um ano singular para a população brasileira e principalmente para o mercado de energia elétrica, pelo fato de o país sediar a Copa do Mundo de futebol entre junho e julho, passar por uma eleição presidencial em outubro e sofrer diversas intervenções regulatórias ao longo do ano.

Analisando a situação do mercado de energia elétrica ao longo de 2014, considerar medidas de incentivos ao uso racional de energia elétrica por parte da população seria uma saída inteligente para garantir um cenário mais favorável futuramente. Uma redução espontânea no consumo de energia elétrica, em especial dos consumidores comerciais e residenciais, público alvo das concessionárias distribuidoras lhes possibilitaria um alívio financeiro.

Esta parcela de redução no consumo de energia, num certo período, retroalimentaria os modelos computacionais usados pelo ONS e pela CCEE, fazendo com que o preço de curto prazo fosse diluído com o passar dos meses e o despacho das usinas termelétricas reduzido.

Por fim, tal diminuição na demanda, aliviaria as contas tanto das distribuidoras, quanto dos órgãos federais, pois um menor aporte financeiro por parte do Tesouro Nacional seria necessário, ajudando de certa forma, a recuperação da economia brasileira.

Este trabalho analisa os efeitos que um cenário de racionalização de energia elétrica nas classes residencial e comercial teria no caixa das distribuidoras de energia, analisando os preços praticados no mercado de curto prazo e as possíveis consequências econômicas para as distribuidoras.

1.2 PROBLEMA E PREMISSAS

Referente ao estado atual do setor elétrico e suas influências sobre a economia, as premissas adotadas neste trabalho dizem respeito a composição de cenários factíveis, embasados por estudos já realizados sobre redução de demanda de energia nos setores comercial e residencial, assim como seus efeitos. A configuração e a simulação dos modelos computacionais, os mesmos usados pelo ONS e pela CCEE, irão se restringir ao ano de 2014, aos meses compreendidos entre abril e dezembro, realizadas com base nos estudos da EPE, mais especificamente ao consumo de energia elétrica por subsistemas, segmentado pelas classes residencial e comercial.

O problema pertinente ao estudo é a quantificação dos efeitos de uma redução racional no consumo das classes residencial e comercial, atrelados à economia. Para isso, foram relacionados dados reais e dados simulados, como Energia Comprada e Vendida no Mercado de Curto Prazo (MCP), Liquidação Financeira das concessionárias distribuidoras e PLD.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo Geral

Promover um estudo sobre os efeitos da diminuição do uso da energia elétrica na economia brasileira em 2014 (abril a dezembro), focado no consumo das classes residencial e comercial. Este estudo é baseado na simulação dos modelos computacionais que são usados pelo ONS e pela CCEE, para a operação do sistema e liquidação financeira respectivamente.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Levantar e analisar dados sobre a economia brasileira;
- Fundamentar os cenários adotados nas simulações, ou seja, definir as premissas do estudo;
- Realizar simulações com os modelos Newave³ e Decomp⁴ com as premissas definidas;
- Acompanhar as políticas adotadas pelo Governo e pelos órgãos que compõem o setor elétrico no período do estudo;
- Levantar os dados reais, reunir os dados das simulações e traçar curvas comparativas.

³ Newave: Modelo de otimização para o planejamento de médio prazo, com divisão mensal e representação feita por sistemas equivalentes. Seu objetivo é determinar a estratégia de geração hidráulica e térmica minimizando o valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento (CCEE, 2014b).

⁴ Decomp: Modelo de otimização para o horizonte de curto prazo, que representa o mês em base semanal, as vazões previstas, a aleatoriedade das vazões do restante do período e o parque gerador individualizado. Seu objetivo é determinar o despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas que minimiza o custo de operação ao longo do período de planejamento, dado o conjunto de informações disponíveis (carga, vazões, limites de transmissão entre subsistemas, função de custo futuro do NEWAVE) (CCEE, 2014b).

1.4 JUSTIFICATIVA

Dada a situação crítica dos reservatórios do SIN, a insegurança quanto ao abastecimento de energia elétrica em 2014 e em 2015 e a insegurança regulatória causada por diversas intervenções do governo no setor elétrico. Somado ao progressivo aumento dos custos marginais de operação e preços de liquidação de diferenças e os problemas financeiros das concessionárias distribuidoras de energia elétrica, fruto da falta de contratos para atender seus consumidores, é possível entender que o setor elétrico brasileiro passa por uma crise.

O intuito deste trabalho é analisar os problemas acima citados, propondo possíveis alternativas que diminuam os impactos à economia brasileira, tais como:

- Metas para consumo racional de energia elétrica;
- Alternativas ao corte de carga, visando uma maior segurança quanto ao abastecimento de energia elétrica;
- Diminuição do déficit nas contas das concessionárias distribuidoras de energia elétrica, assim como a diminuição do repasse de recursos do tesouro nacional que ocorreram no período analisado de 2014.

Portanto, a análise de cenários alternativos torna-se importante para auxiliar nas tomadas de decisão. E este trabalho trata justamente dos estudos de alguns cenários e suas consequências na economia e no setor elétrico.

Com o auxílio de ferramentas computacionais, ao final do trabalho, os impactos da redução no consumo das classes residencial e comercial serão expostos.

1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

O desenvolvimento deste trabalho foi dividido em três partes distintas, sendo que a primeira foi voltada ao referencial teórico, como: busca bibliográfica; apresentação e discussão com base em estudos já realizados nas áreas de

interesse; evolução do setor elétrico e contextualização; evolução da economia brasileira em função do mercado de energia elétrica; características das classes de consumo de energia elétrica.

A segunda parte do trabalho tratou das simulações realizadas através dos modelos oficiais usados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), tomando como base estudos realizados pela EPE e algumas premissas apresentadas no referencial teórico.

Por fim, ao final das simulações e coleta dos dados oficiais disponibilizados tanto pelo ONS, CCEE e EPE, estes foram tabulados de forma a alimentar gráficos comparativos, entre os resultados dos cenários adotados pelo estudo e os dados oficiais. Estes resultados são apresentados juntamente com as considerações finais e conclusões do trabalho.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este Trabalho de Conclusão de Curso apresenta, a partir deste capítulo, a seguinte estrutura.

Capítulo 2: Características e Operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) – Breve apresentação do SIN, configuração do parque gerador, divisão em subsistemas, malha de transmissão e modelos de operação e despacho do sistema hidrotérmico.

Capítulo 3: Economia e o Modelo institucional do Setor Elétrico – Levantamento da economia brasileira; Estudos sobre os reflexos do racionamento de 2001 e da crise econômica de 2008; Apresentação do novo modelo do setor elétrico pós 2004, estrutura institucional, ambientes de contratação.

Capítulo 4: Contextualização, Premissas e Simulações – Histórico e encaminhamento dos níveis dos reservatórios, Energia Natural Afluente (ENA), Custo Marginal de Operação (CMO) e Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).

Contextualizações de ordem regulatória, dentre elas: medidas provisórias, decretos e leis. Exposição das premissas adotadas; Métodos e resultados das simulações.

Capítulo 5: Considerações Finais – Revisão dos principais pontos abordados no trabalho; Efeitos que a redução no consumo das classes Residencial e Comercial poderiam causar na economia brasileira; Suposições a cerca do fechamento do índice de preço (IPCA) caso os cenários simulados ocorressem; Conclusões finais do trabalho; Sugestões para trabalhos futuros.

2. CARACTERÍSTICAS E OPERAÇÃO DO SIN

2.1 INTRODUÇÃO

O Brasil é o quinto maior país em território no mundo, com cerca de 8,5 milhões de km² (IBGE, 2014). O sistema de produção e transmissão de energia elétrica, por sua vez, pode ser classificado como um sistema de grande porte, hidrotérmico e com forte predominância de usinas hidroelétricas.

Conforme o Gráfico 1d, atualmente as fontes hidroelétricas representam quase 68% da potência instalada do parque gerador, cabendo às usinas térmicas convencionais 27%, e 5% às demais fontes (eólicas, nucleares e solares).

Essa característica do Sistema Interligado Nacional (SIN) se deve ao fato do Brasil possuir centenas de rios perenes e caudalosos, somados a uma topografia favorável à construção de reservatórios de regularização de vazões. Porém, esta predominância das usinas hidroelétricas na capacidade instalada do SIN tende a diminuir, pois a cada ano que passa é maior a necessidade de novas ofertas de energia elétrica, tendendo a uma complementaridade de geração. E mesmo com um imenso potencial hidroelétrico ainda não aproveitado, principalmente na região Amazônica, a expansão do parque hidroelétrico vem encontrando barreiras devido a questões ambientais, provocando atrasos e embargos a novos projetos (DEUS, 2008).

Outra característica singular do SIN, ainda relacionada às dimensões continentais do Brasil, é a complexidade operacional. Uma extensa malha de transmissão é necessária para possibilitar a transferência de excedentes energéticos entre as quatro regiões que compõe o SIN. Estas regiões são chamadas subsistemas e são divididas entre Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. Pode-se observar na Figura 1, os diversos troncos de transmissão identificados em relação ao nível de tensão utilizado.

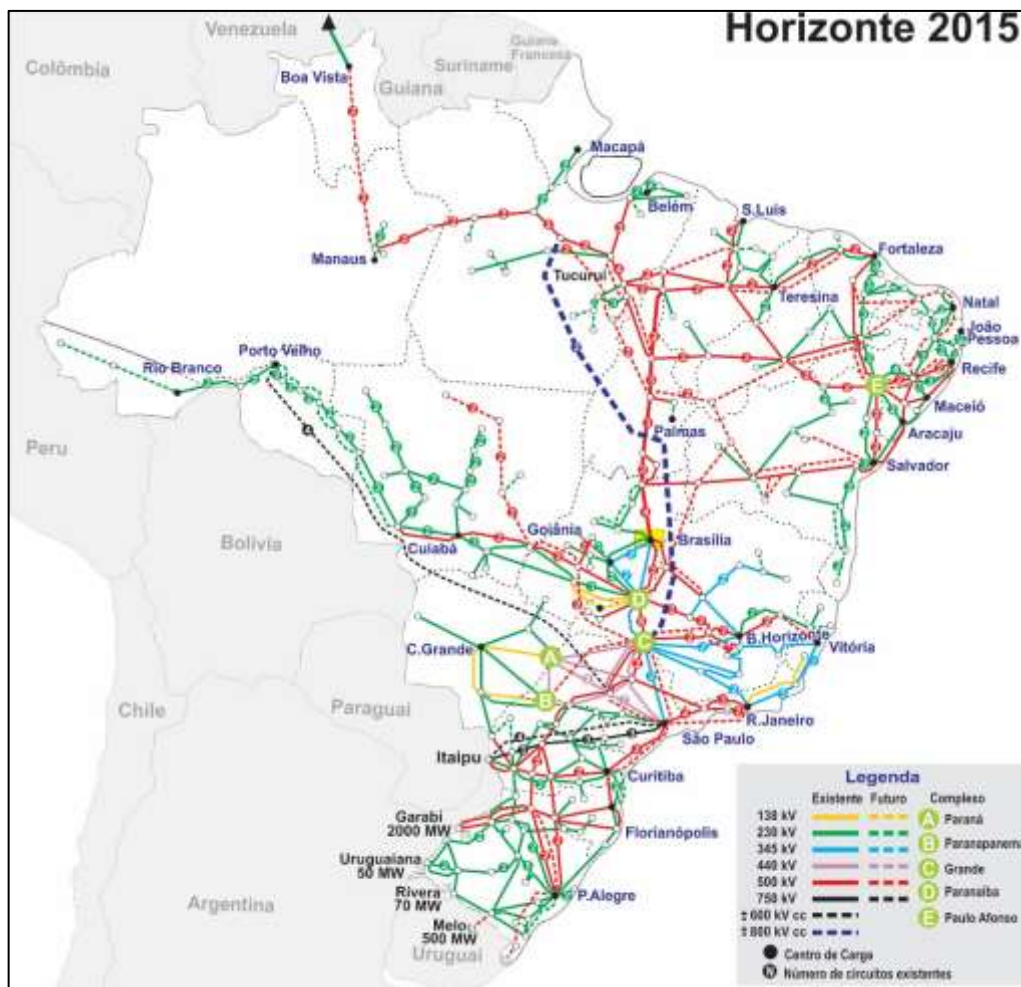


Figura 1 – Malha de transmissão do SIN
Fonte: ONS, 2014a.

A malha de transmissão do SIN, apresentada na Figura 1, interliga estes subsistemas e possibilita um melhor aproveitamento dos recursos energéticos disponíveis, criando uma complementariedade hidrológica entre as regiões. Estes subsistemas possuem certa sazonalidade de chuvas, com períodos úmidos entre dezembro e abril nas regiões Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, e períodos secos entre abril e novembro. Já a região Sul não possui períodos seco e úmido bem delimitados (DEUS, 2008).

Esta sazonalidade nas chuvas reflete na quantidade de água absorvida pelas bacias hidrográficas, assim como na vazão dos rios onde existem os aproveitamentos hidráulicos. Estas vazões capazes de gerar energia elétrica são convertidas em Energias Naturais Afluentes (ENA), multiplicando-se a vazão pela produtividade de cada usina, medidas em megawatts médios. Através do Gráfico 4A, Gráfico 4B, Gráfico 4C e Gráfico 4D é possível observar as médias de ENA para cada mês do ano e para cada subsistema.

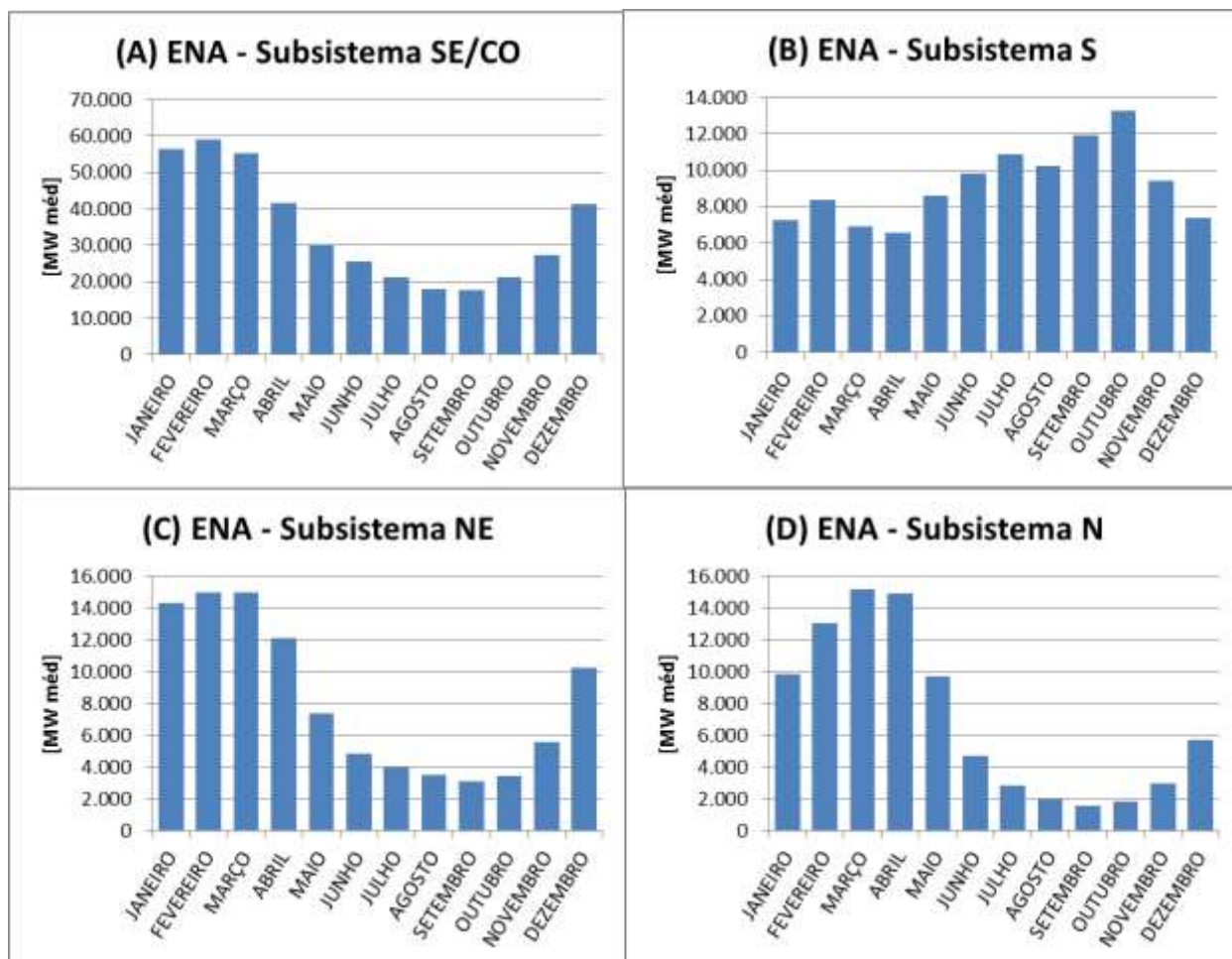


Gráfico 4 – Histórico de ENAs por subsistema
 Fonte: ONS, 2014b.

A média das ENAs são chamadas de Médias de Longo Termo (MLT), e possuem um histórico desde 1931 (ONS, 2014b).

2.2 DESPACHO HIDROTÉRMICO

O Sistema Elétrico Brasileiro é do tipo hidrotérmico, com 27% da potência instalada proveniente de usinas térmicas (ANEEL, 2014a). Sabendo-se que cada unidade termelétrica possui um custo de geração, que depende basicamente do custo de seu combustível, o problema da operação do sistema consiste em determinar a combinação de usinas, hidrelétricas e termelétricas, que minimize o custo total necessário para atender a demanda, satisfazendo os limites de geração

em cada usina e satisfazendo as restrições de intercâmbio energético entre os subsistemas (CEPEL, 2013b).

No Gráfico 5 pode-se observar a curva do custo de geração versus a potência instalada das usinas do parque térmico disponível no Brasil, estas usinas estão dispostas como o acumulado das potências das unidades geradoras em relação a ordem crescente de Custo Variável Unitário (CVU).

De uma forma mais simplificada, sendo as usinas organizadas em ordem crescente, o CVU seria o custo incremental para cada MWh⁵ adicional gerado, ajustando a operação às flutuações da demanda, seja diária, semanal ou mensal. O último gerador a ser acionado leva o nome de gerador marginal, pois ele atenderá a qualquer acréscimo extra de carga que ocorra. O restante dos geradores com custo de operação superior ao do marginal não entram em operação, a menos que o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) decida, por motivos de segurança no abastecimento ou atendimento, que estas usinas devam entrar em operação (PENNA, 2009).

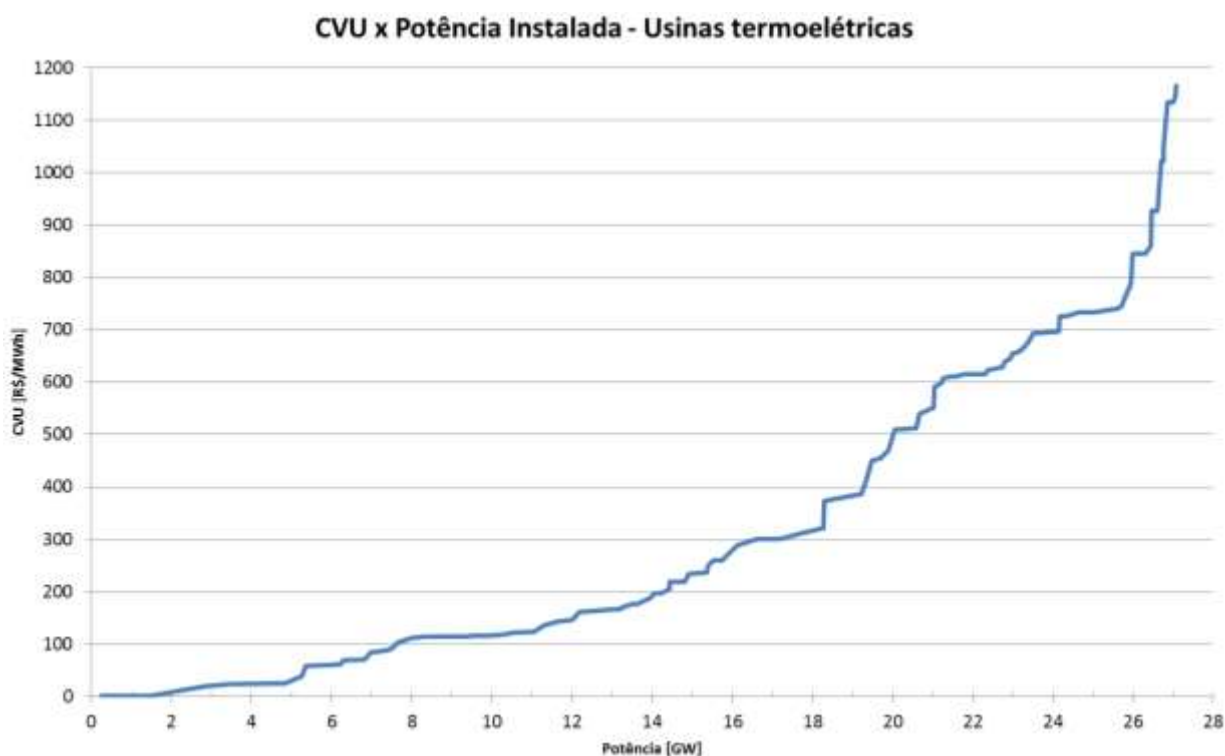


Gráfico 5 – Curva de CVU versus Potência Instalada
Fonte: ONS, 2014b.

⁵ MWh ou Megawatt hora é uma unidade de medida de energia, e corresponde a 10⁶ Watts que um gerador pode oferecer ao sistema, ou uma carga pode consumir no espaço de uma hora.

Segundo EPE (2008), as usinas de fonte termelétricas movidas à biomassa (bagaço de cana de açúcar, casca de arroz, lenha, resíduos de madeira), possuem CVU nulo, pelo fato de não possuírem contratos fixos de venda de energia elétrica, ou seja, gerar apenas quando existe combustível disponível. Este artifício coloca estas usinas na base da geração térmica para a leitura dos modelos de despacho e operação, sendo a energia entregue ao SIN liquidada pela CCEE ao PLD.

Os sistemas hidrotérmicos, diferentemente dos sistemas puramente térmicos, contam com energia armazenada nos reservatórios de água. O custo teórico desta água armazenada é zero, entretanto, o volume limitado dos reservatórios aliado às previsões futuras de afluências tendem a acusar aos modelos um custo pela água disponível para geração, originando um problema operativo.

As decisões de operação têm consequências futuras, portanto deve-se comparar o benefício imediato do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento. De acordo com Penna (2009):

Se for tomada uma decisão de utilizar a energia hidrelétrica para atender a carga própria presente e baixas afluências ocorrerem no futuro, as usinas hidrelétricas podem não ter água suficiente para suprir a demanda no futuro. Como consequência, poderá ser necessária a utilização de recursos térmicos extremamente caros ou, até mesmo, a interrupção do fornecimento de energia. Se, por outro lado, a opção for atender a carga própria presente com geração térmica, e altos valores de afluências ocorrerem no futuro, já estando elevados os níveis dos reservatórios, poderá haver vertimento no sistema, caracterizando um desperdício de energia e aumento desnecessário do custo de operação.

Conforme aponta Brandi (2011), esta dualidade no processo de decisão faz com que o custo de operação seja composto pelo custo presente mais o custo futuro, apresentado no Gráfico 6, no qual o custo presente segue a Função de Custo Imediato (FCI) e o custo futuro segue a Função de Custo Futuro (FCF).

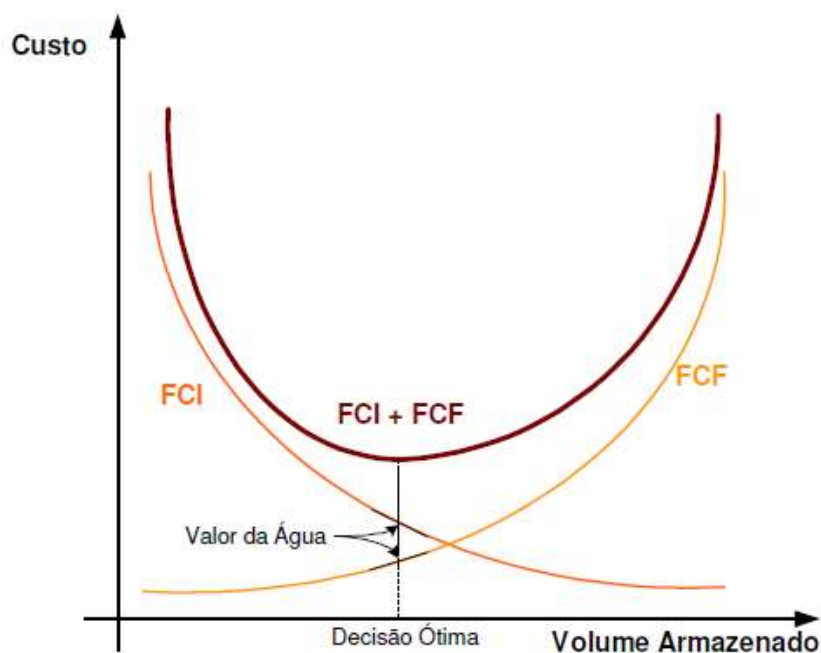


Gráfico 6 – Ponto ótimo de operação
 Fonte: CEPEL, 2013a.

O uso ótimo da água armazenada corresponde ao ponto que minimiza a soma dos custos imediato e futuro. O valor da água, por sua vez, corresponde ao ponto onde os módulos das derivadas da FCI e da FCF com relação ao armazenamento se igualam (PENNA, 2009).

Para tanto, são incontestáveis os benefícios trazidos com a coordenação e otimização do despacho do parque gerador. Contudo, conforme aponta Deus (2008), os objetivos de economia de operação e confiabilidade de atendimento são notadamente divergentes:

- A máxima utilização da energia hidroelétrica disponível é a política mais econômica, pois minimiza o despacho térmico. Entretanto, esta política é a menos confiável, por resultar em maiores riscos de déficits futuros.
- A máxima confiabilidade de fornecimento é obtida mantendo o nível dos reservatórios o mais elevado possível, contudo, isso significa que uma maior geração térmica é necessária, elevando os custos de operação.

O equilíbrio entre os custos de operação e confiabilidade é obtido através do custo de déficit, que representa o custo associado à interrupção do fornecimento. Os patamares de déficit vigentes para o ano de 2014, conforme Resolução nº 1.667 de 10 de dezembro de 2013, são apresentados na Figura 2.

Patamar de Redução de Carga - RC	Custo de Déficit [R\$/MWh]
0% < RC ≤ 5%	1.364,42
5% < RC ≤ 10%	2.943,50
10% < RC ≤ 20%	6.151,67
RC > 20%	6.989,90

Figura 2 – Patamares de custo de déficit para 2014
Fonte: EPE, 2014.

A cada interrupção no fornecimento de energia elétrica, existe um custo de déficit associado que varia de acordo com a quantidade de carga não suprida. Por exemplo, se no futuro houver uma projeção de não atendimento da carga de 8%, no período de déficit o preço do MWh não suprido será de R\$ 2943,50 referenciado para o valor presente.

Portanto, conforme apresentado anteriormente, se o custo do déficit for muito baixo, refletirá em uma utilização excessiva dos reservatórios e em maiores riscos de racionamento no futuro. E se o custo do déficit for muito alto, resultará em uma utilização excessiva das usinas térmicas, com custos de operação elevados e maiores probabilidades de ocorrência de vertimentos (DEUS, 2008).

2.3 MODELOS

De acordo com Penna (2009), o gerenciamento e operação do SIN são bastante complexos do ponto de vista técnico, exigindo que fossem desenvolvidos modelos matemáticos e programas computacionais capazes de considerar os ganhos energéticos com a operação integrada dos diversos subsistemas e aderentes aos horizontes de tomada de decisão e níveis de incertezas associadas.

Para isso, o planejamento da operação foi dividido em horizontes temporais e divididos em níveis de representação, conforme esquema mostrado na Figura 3.

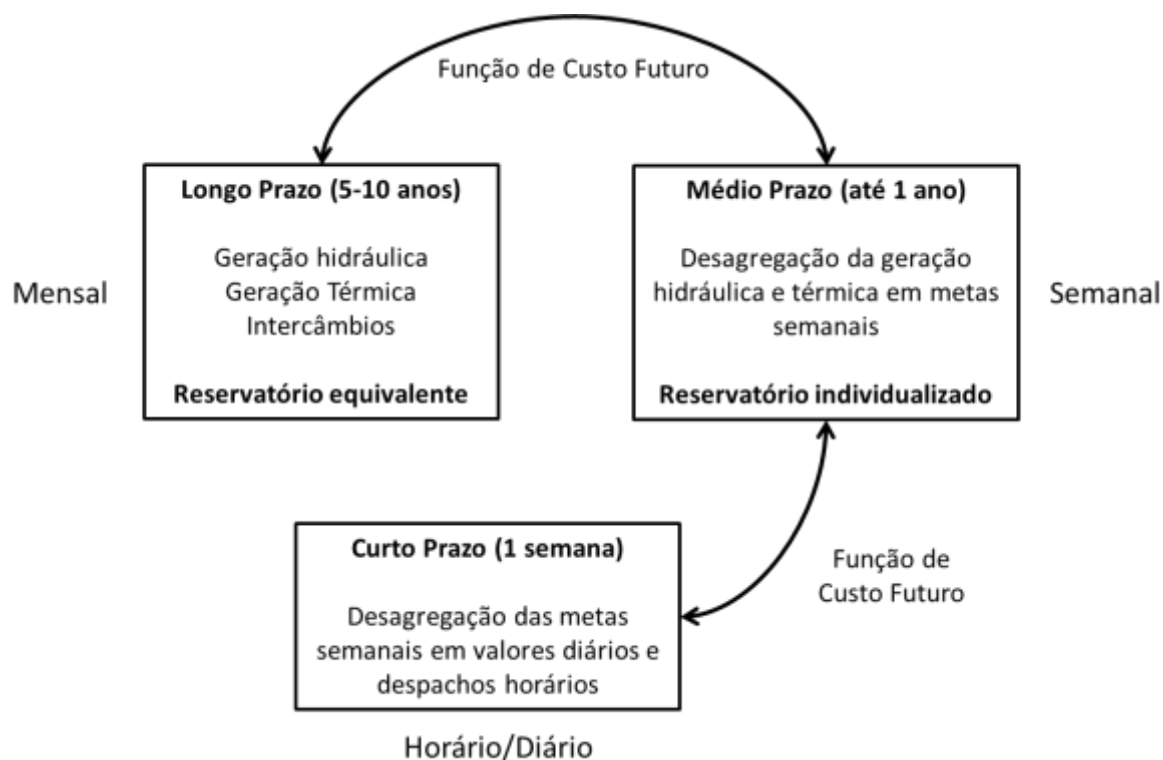


Figura 3 – Horizontes do Planejamento da Operação
Fonte: PENNA, 2009.

Segundo Maceira *et al.* (2000), para fazer face a esta desagregação temporal mostrada na Figura 3, foi necessário o desenvolvimento de uma série de modelos matemáticos e computacionais para os diferentes estudos de expansão da matriz energética e para o planejamento e programação do despacho das usinas. Estes modelos, concebidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), têm como princípio básico projetar cenários futuros visando diminuir o uso de geração térmica e operar da melhor forma possível o sistema, contribuindo com a redução dos custos operativos e dos riscos de déficit.

A função objetivo da cadeia de modelos utilizada no planejamento energético é minimizar os custos totais de operação considerados custos de déficit e sujeitos às restrições operativas, ambientais e de uso múltiplo da água, mantendo sempre a confiabilidade da operação do SIN (DEUS, 2008).

Os modelos utilizados tanto para o planejamento energético, quanto para operação do SIN e determinação do PLD são o Newave (Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes Interligados) e o Decomp

(Determinação da Coordenação da Operação a Curto Prazo). Maiores detalhes sobre estes modelos podem ser vistos no Apêndice B e C.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) utiliza o modelo Newave para simular cenários futuros de expansão e crescimento de demanda de energia, tendo como objetivo a antecipação da necessidade de novas ofertas de geração e transmissão. O Operador Nacional do Sistema, por sua vez, utiliza o Newave e o Decomp, entre outros modelos, para operar o SIN de forma a garantir, primordialmente, a continuidade no suprimento de energia, qualidade e mínimo custo da operação. Já a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), recebe os mesmos dados utilizados pelo ONS na operação do SIN, porém, em função dos diferentes objetivos entre o ONS e CCEE, existem tratativas distintas nas entradas de dados para os modelos. Portanto, fica a cargo da CCEE retirar os dados de restrições operativas internas de cada subsistema e retirar os dados de disponibilidade proveniente de unidades geradoras em fase de testes. Maiores detalhes sobre a atuação da CCEE podem ser vistos no Apêndice A. A disponibilidade das unidades geradoras em fase de testes é retirada, devido a essa energia ainda não estar em fase comercial, e as restrições operativas são retiradas dos dados de entrada para que, na determinação do Custo Marginal de Operação (CMO), a energia fique igualmente disponível em todos os pontos de consumo dentro de cada submercado. Isso é necessário para que o CMO seja o mesmo em todos os pontos internos de cada submercado (CCEE, 2015d).

Realizadas estas modificações, os modelos são reprocessados pela CCEE, e como resultado são obtidos os CMOs, ligeiramente diferente daqueles calculados pelo ONS. Caso estes estejam fora dos limites pré-estabelecidos pela Aneel, aplicam-se os limites e publicam-se estes CMOs com o nome de PLD.

Conforme Aneel (2014c), os limites de PLD para a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo (MCP), vigentes entre 01/01/2014 e 31/12/2014, tem como piso R\$ 15,62/MWh e valor teto de R\$ 822,83/MWh.

O PLD mínimo (piso) é calculado com base na estimativa do custo variável de operação (*royalties*, encargos sobre administração e supervisão) da usina hidrelétrica de Itaipu Binacional, considerando o rateio da energia cedida do Paraguai ao Brasil, valorado pela média geométrica diária das Cotações de

Fechamento PTAX⁶ do dólar americano, publicadas pelo Banco Central no período de 1º de dezembro do ano anterior até 30 de novembro do ano do cálculo. De forma análoga, a correção do PLD máximo (teto) corresponde ao menor valor entre o PLD máximo do ano anterior corrigido pela variação do Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna (IGP-DI) e o preço estrutural da usina termoeletrica mais cara, com capacidade instalada maior que 65 megawatts, incluída no Programa Mensal de Operação Eletroenergética (PMO) do Operador Nacional do Sistema (ONS) para o mês de dezembro do ano anterior ao cálculo (ANEEL, 2014c).

2.4 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO

O objetivo principal deste capítulo foi descrever as principais características do SIN, explicando sucintamente a singularidade do sistema elétrico do país e dos modelos adotados atualmente para definir o despacho das usinas, bem como a liquidação dos preços da energia.

No próximo capítulo serão discutidos os aspectos econômicos relacionados ao modelo do Setor elétrico.

⁶ PTAX é uma taxa de câmbio calculada durante o dia pelo Banco Central do Brasil. É a taxa de referência para o valor do Dólar D2 (em dois dias úteis) (BCB, 2014).

3. ECONOMIA E O MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO

3.1 INTRODUÇÃO

Analisar os aspectos econômicos atuais é de fundamental importância pois o crescimento econômico do país está diretamente relacionado com o consumo de energia elétrica.

A economia mundial ainda se recupera da crise mundial de 2008 iniciada nos Estados Unidos e estendida aos países integrantes da União Europeia. A consequência foi uma desestabilização no mercado mundial que afetou, indiretamente, países emergentes como o Brasil, Rússia, Índia e China.

Em relação ao Brasil houve esforços para que sua economia voltasse a apresentar bons resultados através de estímulos como a redução de alguns impostos e mais facilidade ao crédito, tudo isso para manter a economia aquecida. O Gráfico 7 mostra a evolução do PIB entre os anos 2000 e 2013.

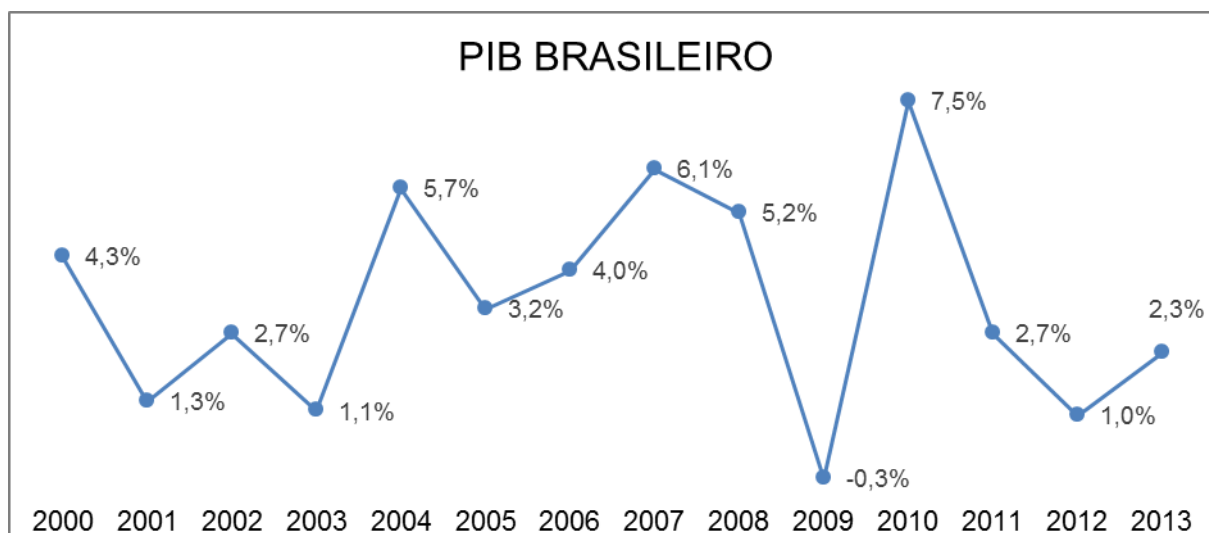


Gráfico 7 – Variação percentual do PIB brasileiro
Fonte: IBGE, 2014.

Segundo o relatório anual de 2013, publicado em 2014, a retomada da atividade em 2013, apresentada pelo crescimento de 2,3% do PIB, foi sustentada devido ao bom desempenho do setor agropecuário, com destaque nas produções de soja, cana-de-açúcar, milho e trigo e a expansão nos abates de bovinos e aves. Em

relação à demanda interna, houve uma expansão anual de 6,3% na formação bruta de capital fixo (EPE, 2014).

De acordo com a EPE (2014), em 2013 o consumo nacional de energia elétrica aumentou 3,5% sendo o segmento residencial responsável por 6,1%, comercial 5,7%, industrial 0,6% e o setor rural e outros 4,2%.

Para o ano de 2014, segundo o relatório de inflação de setembro do mesmo ano (BCB, 2013), a projeção do PIB indicava uma expansão anual de 0,7% novamente sustentado pela produção agrícola. Já a indústria teve uma retração no crescimento por consequência das indústrias de transformação, equipamentos de informática, produtos eletrônicos e ópticos, veículos automotores e metalurgia, salvo a indústria extrativista que apresentou crescimento. Para a demanda interna a projeção para a formação bruta de capital fixo apresentou um recuo de 6,5%.

De acordo com o BEN de 2014 (EPE, 2014), o consumo de energia elétrica no setor residencial apresentou crescimento de 6,2%, o industrial demonstrou uma ligeira alta de 0,2% e o setor rural e outros 4,8%.

Por outro lado, observando o comportamento da economia brasileira, segundo IBGE (2014), a inflação medida pelo IPCA em 2014 terminou acumulada em 6,41%, abaixo do teto da meta que é de 6,5%, o Gráfico 8 apresenta a variação do índice ao longo do ano. Em 2014, gastos com habitação subiram 8,8%, influenciados pela energia elétrica que teve um aumento em média de 17,06%.

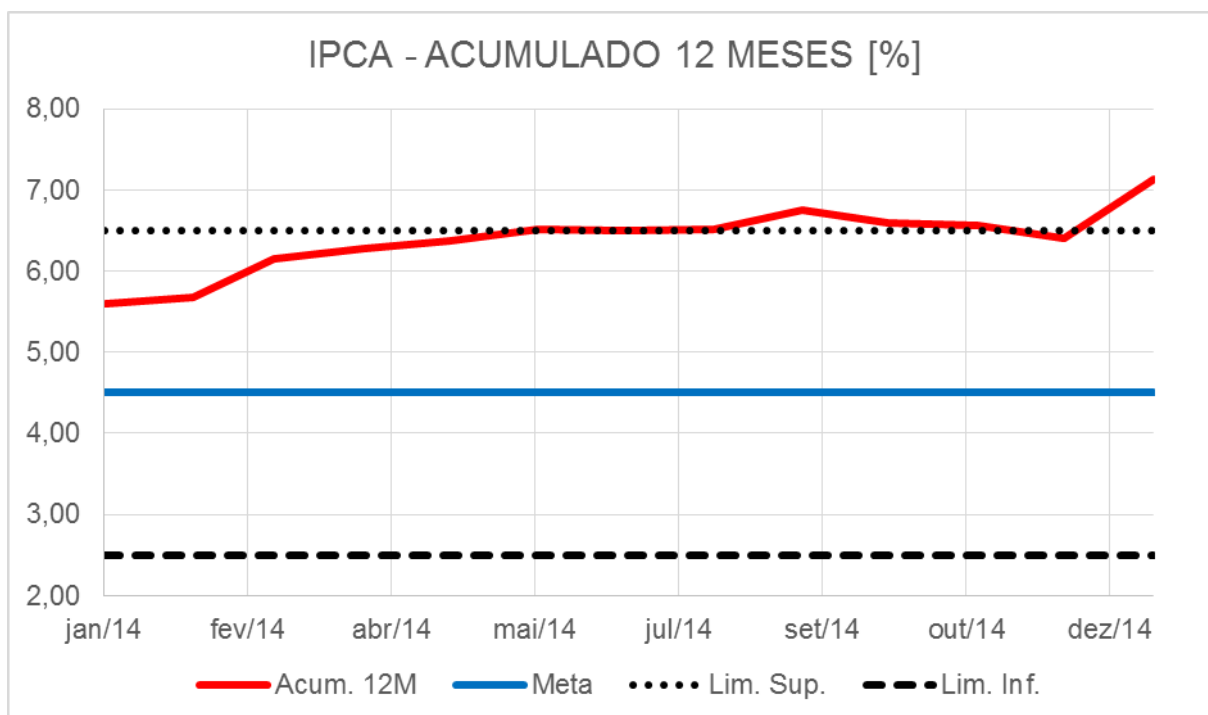


Gráfico 8 – Variação do IPCA ao longo de 2014
Fonte: IBGE, 2014.

A alta dos alimentos também influenciou a inflação, com alta de 8,03%, a carne sofreu um aumento de 22,21% devido ao crescimento das exportações para países como China e Rússia. Já no setor de serviços os preços relativos a educação subiram 8,45% influenciados pela alta de 8,87% dos cursos regulares e de 8,09% dos cursos diversos como idioma e informática. Na sequência, despesas pessoais aumentaram 8,31% devido ao aumento de 10% no serviço de empregadas domésticas (MÁXIMO, 2014).

Algumas medidas foram tomadas a fim de recuperar a economia ao longo de 2014, porém não tiveram o resultado esperado. Programas de concessão de rodovias, portos e ferrovias para impulsionar investimentos sofreram atrasos. A Copa do Mundo de Futebol realizada no Brasil impulsionou o turismo, mas paralisou a indústria e as exportações. Para conter a inflação, o Banco Central passou a reajustar a taxa de juros básicos da economia, sucessivamente desde outubro. Acredita-se que o IPCA só deverá retornar ao centro da meta (4,5%), a partir de 2016 (MÁXIMO, 2014).

Ao analisar os aspetos econômicos atuais deve-se levar em conta também os reflexos do racionamento de energia dos anos de 2001 e 2002 na economia para projetar os possíveis impactos no cenário atual.

O racionamento de energia elétrica de 2001 influenciou não apenas a economia, mas também a política. Na época, o então presidente Fernando Henrique perdeu parte de sua popularidade com o racionamento sendo que de março a junho de 2001 sua avaliação positiva caiu de 33,3% para 17,7%. Em contrapartida, o então pré-candidato Lula cresceu de 14,8% para 23,2% (BARDELIN, 2003).

No setor elétrico, o impacto do racionamento afetou os investimentos na geração, a diminuição do faturamento das concessionárias, a redução na arrecadação de impostos e o aumento tarifário. O efeito mais visível deste período foi a redução do consumo mesmo após o término do racionamento. Como consequência da crise houve estímulos para criação de várias leis e resoluções que visaram revitalizar e incentivar a expansão da geração e a economia de energia elétrica.

Em relação à economia é difícil isolar os efeitos por causa do racionamento, pois nesta mesma época vários outros eventos significantes também ocorreram, como por exemplo a alta do dólar e o atentado de 11 de setembro de 2001. Todos esses fatores impactaram no PIB, sendo que no primeiro trimestre de 2001 observou-se o crescimento de 4% e com o racionamento o crescimento do primeiro trimestre de 2002 terminou em -0,8%. No campo fiscal o efeito mais visível foi na arrecadação do ICMS cobrado nas contas de energia elétrica.

As influências diretas e perceptíveis do racionamento na balança comercial ficaram restritas aos setores eletro-intensivos, de eletrodomésticos e de equipamentos de geração de energia elétrica, contudo, os produtos com maior eficiência foram submetidos a uma redução de IPI. Além do setor nacional, as importações também seguiram o mesmo rumo, optando por equipamentos mais eficientes energeticamente. Para as indústrias de um modo geral, com a queda das atividades a taxa de desemprego cresceu e a produção ficou reduzida ou até estagnada.

Os custos de um racionamento de energia elétrica para o país não se restringem apenas ao setor elétrico, seus impactos interferem a longo prazo, quando então investimentos externos deixam de acontecer o crescimento do PIB é comprometido, a inflação e a taxa de juros tendem a crescer, o dólar aumentar, entre outros fatores diretos e indiretos.

3.2 MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO

O modelo institucional do setor de energia elétrica passou por duas importantes mudanças desde a década de 90, tendo início com a Lei nº 9.427, de dezembro de 1996, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). A segunda ocorreu em 2004, com a introdução do Novo Modelo do Setor Elétrico, que teve como objetivos principais garantir a segurança no suprimento e promover modicidade tarifária (ANEEL, 2008).

O novo modelo de 2004 instituiu dois ambientes para a celebração de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Uma das principais alterações promovidas neste novo modelo foi a substituição do critério utilizado para concessão de novos empreendimentos de geração, passando a vencer os leilões o investidor que oferecesse o menor preço para a venda da produção das futuras usinas (ANEEL, 2008).

Conforme Aneel (2008), as atividades de distribuição e transmissão continuaram totalmente regulamentadas, contudo, a reforma exigiu a cisão das companhias em geradoras, transmissoras e distribuidoras. A produção da energia elétrica, por sua vez, passou a ser negociada através de contratos bilaterais no mercado livre.

Novas entidades foram constituídas para atuar neste novo ambiente institucional, além da Aneel na década de 90, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e o Mercado Atacadista de Energia (MAE) foram criados, ambas autarquias vinculadas ao Ministério de Minas e Energia (MME). O MAE, cuja constituição foi diretamente relacionada à criação do mercado livre em 2004, foi substituído pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). No mesmo ano, o MME constituiu a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com a missão principal de desenvolver os estudos necessários ao planejamento da expansão do sistema elétrico (ANEEL, 2008).

A Figura 4 mostra a estrutura institucional do setor de energia elétrica no Brasil.

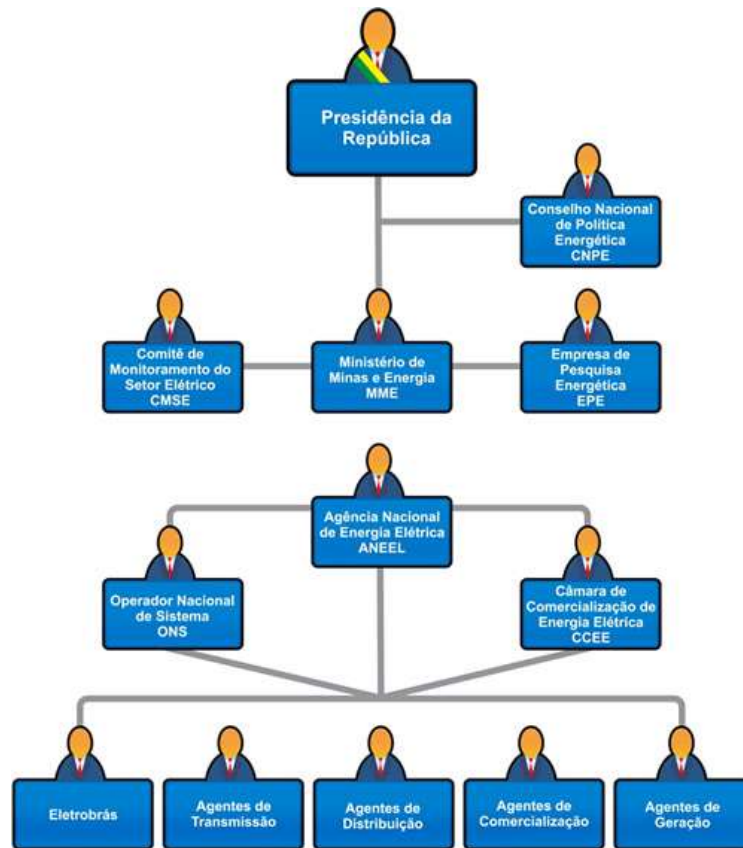


Figura 4 – Estrutura Institucional do setor de energia elétrica
 Fonte: ABRADÉE, 2014.

Dentro da estrutura institucional apresentada na Figura 4, e conforme citado anteriormente, existem o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), exclusivo para geradoras e distribuidoras, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam geradoras, comercializadoras, distribuidoras, importadores, exportadores e consumidores livres.

3.2.1 Ambiente de contratação regulada – ACR

Englobadas pelo Ambiente de Contratação Regulada (ACR), as distribuidoras fornecem e comercializam energia aos consumidores que não possuem os requisitos mínimos para adquirir energia no mercado livre, ou que, por comodidade, preferem adquiri-la da distribuidora local. As distribuidoras, por sua vez, conforme Lei 10.848/2004, devem contratar 100% da energia fornecida ao consumidor por meio de leilões promovidos pelo governo através da CCEE, de

Cotas de Itaipu, PROINFA e de Geração Distribuída. As contratações possuem legislação específica e os custos com a aquisição de energia são repassados aos seus consumidores (CCEE, 2010).

De acordo com CCEE (2014a), os leilões de compra de energia elétrica realizados pela CCEE, delegada pela Aneel, ocupam papel essencial no Ambiente de Contratação Regulada. Os compradores e vendedores de energia participantes dos leilões formalizam suas relações comerciais por meio de contratos registrados no âmbito do ACR. Já os leilões estruturantes definidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) são realizados diretamente pela Aneel.

Os contratos do ACR têm regulação específica para aspectos como preço da energia, submercado de registro do contrato e vigência de suprimento, os quais não são passíveis de alterações bilaterais por parte dos agentes. Apesar de não ser contratada em leilões, a energia gerada pela usina binacional de Itaipu e a energia associada ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) são enquadradas no ACR, pois sua contratação é regulada, com condições específicas definidas pela Aneel (CCEE, 2014a).

O Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) é um contrato bilateral de compra e venda de energia elétrica e respectiva potência associada, celebrado entre o agente vendedor e o agente de distribuição no âmbito do ACR, como decorrência dos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes e de novos empreendimentos. Os CCEARs são especificados por meio dos editais publicados para cada leilão, contendo cláusulas e condições fixas, que não são passíveis de alteração pelos agentes. Após a assinatura pelos agentes vendedores e compradores, os CCEARs são registrados pela CCEE no Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL), para que possam ser considerados no processo de contabilização e liquidação financeira (CCEE, 2014a).

Existem duas modalidades de CCEAR, por quantidade e por disponibilidade. A primeira, CCEAR por quantidade, refere-se aos riscos hidrológicos da operação energética, que são assumidos integralmente pelos geradores, cabendo a eles todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada, devendo existir mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados e eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem contratos nessa modalidade. Já no CCEAR por disponibilidade, os custos decorrentes dos riscos hidrológicos são assumidos pelos

agentes compradores, e eventuais exposições financeiras no Mercado de Curto Prazo, positivas ou negativas, serão assumidas pelas distribuidoras, com repasse ao consumidor final, conforme mecanismo definido pela Aneel (CCEE, 2014a).

O mecanismo que mitiga os riscos assumidos pelos agentes geradores que possuem usinas hidráulicas chama-se Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). O MRE abrange a maioria das usinas hidrelétricas (UHEs), e, opcionalmente as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), sujeitas ao despacho centralizado do ONS, realocando contabilmente a energia e transferindo o excedente daqueles que geram além de sua Garantia Física (GF) para aqueles que geraram abaixo.

De acordo com CCEE (2014c), a necessidade de instituição do MRE se verifica principalmente devido às grandes extensões territoriais do país, em que existem diferenças hidrológicas significativas entre as regiões, com períodos secos e úmidos não coincidentes. Uma região em período de seca é operada, pelo ONS, de forma a otimizar os intercâmbios energéticos e minimizar o deplecionamento dos reservatórios que o compõe, por consequência, gera abaixo da média, enquanto uma região em período chuvoso produz energia acima da média, o que resulta em transferência de energia entre essas regiões. Outro fator que levou à criação do MRE é a existência de várias usinas alocadas no mesmo rio, em cascata. Nessa condição, a operação otimizada para uma usina não necessariamente corresponde à operação otimizada de todo o sistema interligado.

Existe um mecanismo semelhante, porém para os agentes distribuidores que celebram CCEARs na modalidade por quantidade de energia de empreendimentos existentes, chamado Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD). O MCSD tem por objetivo permitir que os agentes de distribuição compensem entre si montantes de energia elétrica adquiridos em leilões de empreendimentos existentes, promovendo o repasse de energia entre agentes de distribuição com sobras declaradas (agentes cedentes) e agentes de distribuição com déficits declarados (agentes cessionários) (CCEE, 2014d).

3.2.2 Ambiente de contratação livre – ACL

No Ambiente de Contratação Livre (ACL) ficam os geradores, comercializadores, importadores e exportadores de energia, consumidores livres e consumidores especiais que têm liberdade para comercializar energia estabelecendo volume, preço e prazos de fornecimento. Essas operações são pactuadas por meio de Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre (CCEAL), tendo os contratos, obrigatoriamente, registrados na CCEE, instituição responsável por realizar a liquidação financeira das diferenças entre os montantes contratados e os montantes efetivamente consumidos (CCEE, 2014e).

Segundo CCEE (2014e), os tipos de contrato no ACL são:

- CCEI – Contrato de Compra de Energia Incentivada: Tem como objetivo a compra e venda de energia elétrica entre agentes de geração de energia elétrica a partir de fontes incentivadas⁷ e comercializadores ou consumidores especiais.
- CCEAL – Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Livre: Tem como objetivo a compra e venda de energia entre agentes de geração e comercializadores ou consumidores livres.
- Contratos bilaterais: Os contratos bilaterais formalizam a compra e venda de energia elétrica entre agentes da CCEE, estabelecendo preços, prazos e montantes de suprimento em intervalos temporais determinados. Estes contratos registrados na CCEE contém informações dos montantes de energia em MWh, que serão contabilizados em base horária e modulados por patamar de carga.
- CER – Contratos de Energia de Reserva: Este mecanismo de contratação foi criado para aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica do SIN, com energia proveniente de usinas especialmente contratadas para esta finalidade, seja de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes. Esta energia é contabilizada e liquidada exclusivamente no mercado de curto prazo da CCEE, sua contratação é viabilizada por meio dos Leilões de Energia de Reserva (LER) e são firmados entre os agentes vendedores nos leilões e a CCEE, tanto no ACR como no ACL.

⁷ Fontes incentivadas são empreendimentos de geração de energia renovável com potência instalada não superior a 30 MW, como centrais geradoras eólicas, termelétricas a biomassa e usinas de fonte solar, além de PCHs (CCEE, 2014e).

- Conuer – Contratos de Uso de Energia de Reserva: Estes contratos são celebrados entre a CCEE e os agentes de consumo do ACR e do ACL, incluindo distribuidores, autoprodutores na parcela consumida do SIN, consumidores livres e consumidores especiais, em decorrência dos Contratos de Energia de Reserva (CER).

Um detalhe importante, segundo CCEE (2009), é o fato dos geradores e consumidores no ACL arcarem com a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) paga à concessionária de distribuição local pelo transporte e distribuição da energia contratada, além do custo da energia.

De maneira análoga existe a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) destinada aos consumidores ligados na rede básica⁸. Outro encargo que é rateado entre todos os agentes que comercializam energia no mercado de curto prazo é o Encargo de Serviço de Sistema (ESS), destinado à cobertura de serviços ancilares e custos com geração despachada fora da ordem de mérito, por restrições de transmissão ou garantia energética (ordens do CMSE).

Conforme estabelecido no Decreto nº 5.163/04, na comercialização de energia elétrica entre agentes de distribuição, consumidores livres e consumidores especiais devem garantir integralmente o atendimento de suas cargas, por meio de apresentação de lastro para venda de energia, que é calculado a partir da Garantia Física (GF) dos empreendimentos. Em termos de energia e potência, esse cálculo é feito por meio de geração própria e/ou contratos de compra de energia registrados na CCEE. Os agentes vendedores, por sua vez, estão sujeitos ao pagamento de penalidades caso não apresentem o lastro para venda de energia e potência elétricas para garantir 100% de seus contratos (CCEE, 2013).

De acordo com CCEE (2013), a GF associada aos empreendimentos do sistema elétrico brasileiro corresponde a máxima energia que se pode gerar ou suprir a um risco de 5%.

⁸ Entende-se por rede básica, segundo Aneel (2014d), a rede de linhas de transmissão e subestações com tensão igual ou superior a 230 kV.

3.3 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO

Este capítulo trouxe um panorama da atual situação econômica e institucional do setor de energia elétrica do Brasil, assim como um histórico das consequências do racionamento de energia elétrica nos anos de 2001 e 2002 onde influenciaram, além de outros fatores, no crescimento econômico dos anos seguintes.

Na opinião dos autores e conforme a estrutura do modelo institucional apresentado nota-se que o governo durante todo o ano de 2014 interveio tanto na economia quanto no setor elétrico com o intuito de tentar controlar a inflação. Como consequência postergou os efeitos da atual crise, tanto no setor elétrico quanto nos demais setores, para os próximos anos. Ou seja, a população assumirá estes déficits que serão repassados nos futuros reajustes.

4. CONTEXTUALIZAÇÃO, PREMISSAS E SIMULAÇÕES

4.1 INTRODUÇÃO

Inúmeros fatores impactam na operação e formação do preço da energia elétrica. Estes fatores são dados de entrada dos modelos computacionais Newave e Decomp, que traçam as metas de geração hidráulica e térmica para o mês e suas respectivas semanas operativas. Como principais *inputs*, ou dados que possuem maior peso na composição do PLD, pode-se citar:

- Energia Natural Afluente (realizada e prevista);
- Armazenamento inicial de cada reservatório individualmente;
- Parque hidrotérmico disponível para geração;
- Linhas de transmissão;
- Previsão do consumo;
- Mecanismos de aversão ao risco;

No Gráfico 9 é apresentada a Energia Natural Afluente média observada durante os anos de 2010 até 2014, nos quatro subsistemas e no SIN como um todo, sendo estas comparadas com a MLT. Pode-se perceber que as afluências equivalentes para cada subsistema, considerando a média nesses períodos, foram progressivamente diminuindo. No ano de 2013 houve um aumento das chuvas no Sudeste e Sul do país, fazendo com que a energia natural afluente dos sistemas aumentasse, mas ainda assim a média para o SIN está se reduzindo.

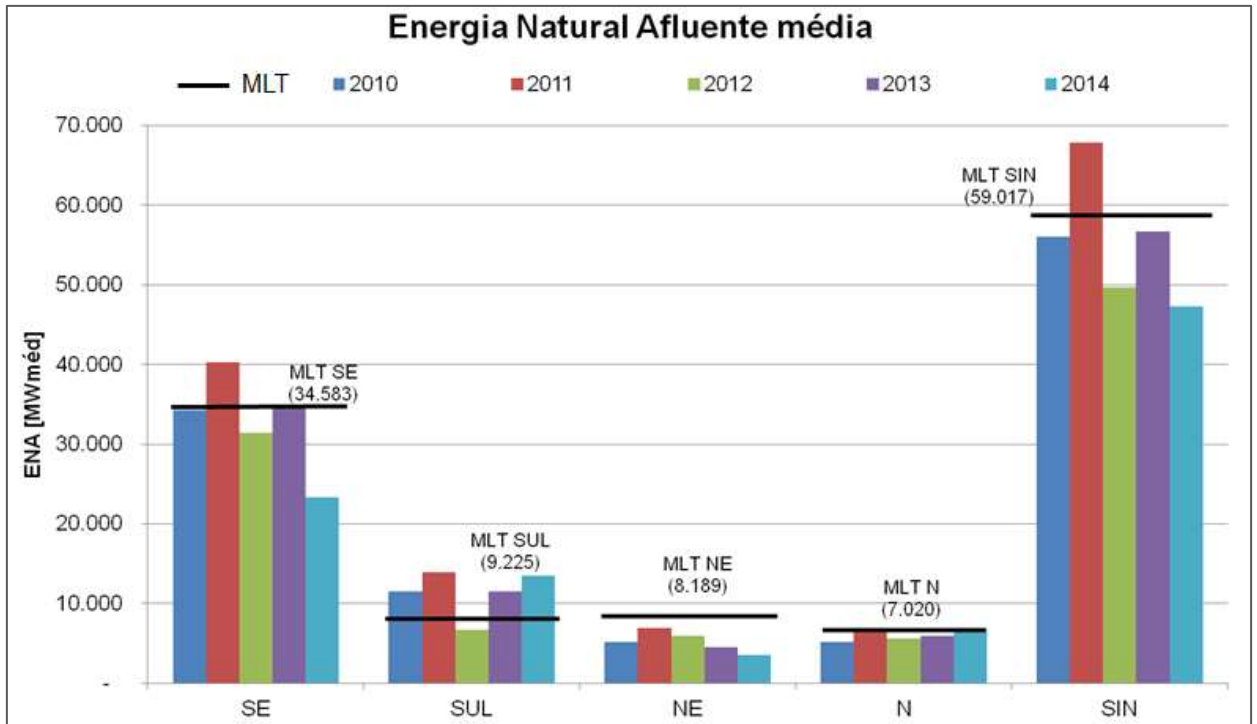


Gráfico 9 – Energia Natural Afluyente média
Fonte: ONS, 2014a.

De maneira análoga, apresentam-se no Gráfico 10 os dados de armazenamento no primeiro dia de cada ano entre 2011 e 2015. Juntamente com os dados de ENA, pode-se observar a criticidade do ano de 2014 em relação ao montante armazenado nos reservatórios, que começara acima dos 40% de maneira equivalente no SIN e ao final do ano chegou próximo a 20%.

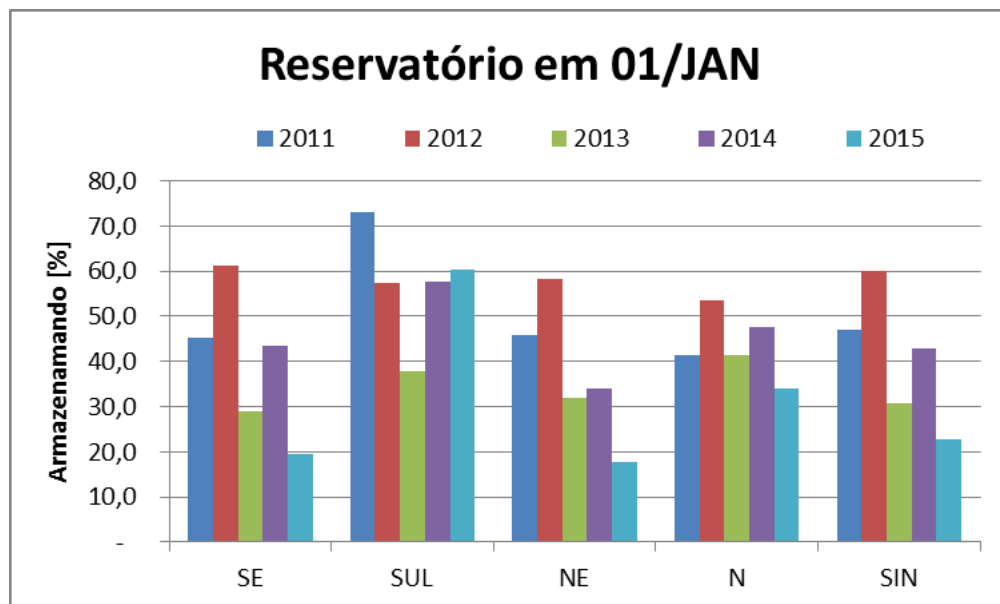


Gráfico 10 – Níveis de armazenamento por subsistema
Fonte: ONS, 2014a.

A fim de caracterizar o progressivo crescimento da carga, apresenta-se no Gráfico 11 a média da carga observada entre os anos de 2011 e 2014.

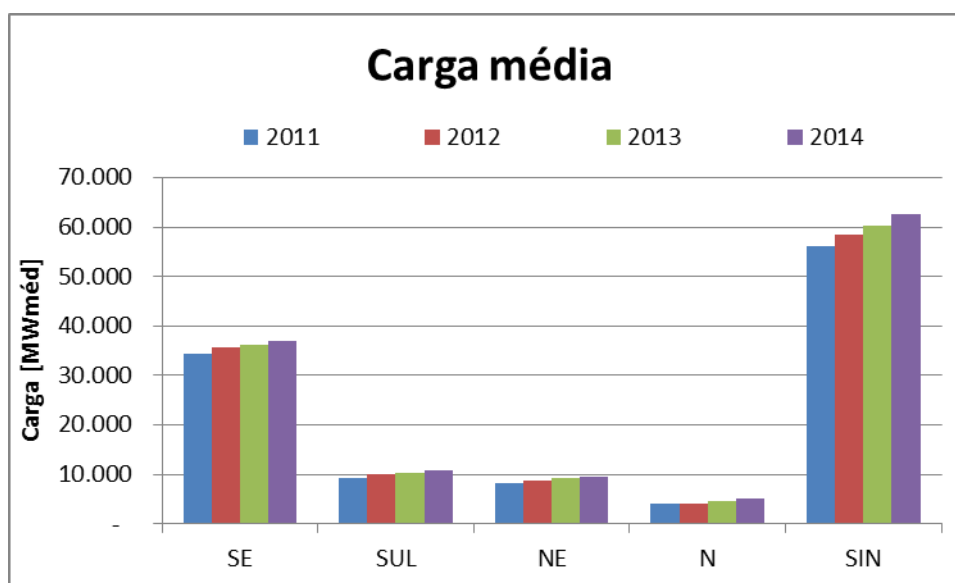


Gráfico 11 – Média da carga observada
Fonte: ONS, 2014a.

O consumo é a única variável, dos dados apresentados nos gráficos anteriores, que pode ser controlada em curto intervalo de tempo, impactando significativamente na composição do preço de curto prazo da energia elétrica.

4.2 SITUAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA NO ANO DE 2014

Conforme resenha publicada pela EPE, em janeiro de 2014, o consumo nacional de energia elétrica fechou o ano de 2013 com elevação de 3,5% em relação ao ano anterior, somando 463,7 mil gigawatts-hora (GWh). Este aumento foi causado principalmente pelo consumo da classe residencial (+6,1%), que mostrou grande dinamismo na região Nordeste do Brasil, onde a taxa de crescimento chegou a 11,5% (EPE, 2015).

A classe de Comércio e serviços foi o segmento que apresentou a segunda maior elevação do ano (+5,7%), refletindo a expansão do setor no Sudeste, que correspondeu a metade do incremento em 2013. Já o desempenho do mercado nas regiões Centro-Oeste e Sul compensou o menor consumo dos segmentos eletro-

intensivos, que persistiu ao longo de todo ano de 2013. O Nordeste foi a região que mais contribuiu para o aumento do consumo de energia na classe residencial em 2013, superando, pela primeira vez, neste tipo de análise, a região Sudeste, que por concentrar a maior parte do consumo do país (51%), tradicionalmente oferece a maior contribuição. Em nível nacional, o consumo de energia da classe residencial anotou crescimento de 6,1% (EPE, 2015).

Esse resultado pode ser associado ao aumento da compra e do uso de eletrodomésticos geralmente relacionados ao conforto doméstico, como é o caso dos aparelhos de ar condicionado.

De fato, a manutenção de condições favoráveis de emprego e renda tem viabilizado maior penetração desses equipamentos nos lares brasileiros. De acordo com EPE (2015 *apud* ABRAVA, 2015), ao final do ano de 2013, cerca de 15% das residências do país possuíam equipamentos de condicionamento de ar.

Conforme Edvaldo Santana, ex-diretor da Aneel e consultor independente, em entrevista ao jornal O Globo em 23 de outubro de 2014, os ganhos de renda e o maior acesso aos eletrodomésticos, combinados com recordes de calor, contribuíram para elevar o consumo de energia em 2014. Santana ainda afirma que uma diminuição de cerca de 5% da demanda de energia em 2014 dos consumidores residenciais e do comércio poderia ter reduzido em mais da metade o custo adicional do sistema de geração de energia térmica e a compra de energia no mercado de curto prazo pelas distribuidoras (FARIELLO, 2014).

Um dos focos dado à crise no setor elétrico é de ordem econômica, pois com a elevação contínua dos preços praticados no mercado de curto prazo, subsetores como os de distribuição e geração tiveram que recorrer à justiça e ao Governo Federal a fim de organizar os fechamentos de balanços financeiros e conseqüentemente angariar fundos para conseguir honrar seus contratos. Especificamente pode-se citar o caso da descontratação involuntária por parte das distribuidoras de energia elétrica, isto é, não havendo leilão de energia nova ou leilão de ajuste com preços atrativos e em quantidades condizentes com o mercado, as distribuidoras não conseguiram contratar toda a energia necessária para entregar aos seus consumidores, o que culminou em um déficit financeiro.

O desequilíbrio nas contas do setor teve origem na decisão do governo de antecipar o vencimento das concessões das empresas de geração e transmissão de energia para 2012. As distribuidoras não conseguiram assinar contratos de longo

prazo com as geradoras, porque a Cemig, Cesp e Copel decidiram não antecipar o vencimento de suas concessões de geração. Com isso, não houve oferta de energia suficiente para cobrir a demanda e as distribuidoras foram obrigadas a comprar energia no mercado de curto prazo, onde o custo chegara a R\$ 822,83/MWh (PERES, 2014).

Em março de 2014 o governo anunciou um plano de empréstimo de R\$12,4 bilhões para socorrer as distribuidoras de energia e reduzir o impacto no reajuste das tarifas de energia elétrica. Este plano previa um aporte de R\$ 4 bilhões do Tesouro (por meio da Conta de Desenvolvimento Energético e da Conta-ACR) e liberação para as distribuidoras pegarem o restante emprestado junto aos bancos privados. Os consumidores por sua vez, iriam pagar por esse empréstimo por meio de tarifas mais caras a partir de 2015 (AMATO, 2014).

No mês de abril de 2014 a ANEEL fez um leilão de energia para reduzir a quantidade comprada pelas distribuidoras no mercado à vista, que estava próximo ao teto estipulado para o ano de 2014 (R\$ 822,83/MWh). No leilão, as empresas compraram o fornecimento de energia junto às usinas em contratos de longo prazo, com preços mais atrativos, comprometendo-se a comprar por mais tempo. Segundo dados publicados pela CCEE (2014a), esse leilão serviu para cobrir cerca de 62% da necessidade de contratação de energia por parte das distribuidoras. O restante ainda teria de ser contratado no mercado a vista a preços próximos ao teto (AMATO, 2014).

Em junho de 2014 o governo refez os cálculos do custo que as distribuidoras teriam com a compra de energia até o final do ano e trabalhou com dois cenários. O primeiro considerava um custo médio entre R\$ 300 e R\$ 400 pela energia até o final do ano, para tanto, seriam necessários mais R\$ 5 bilhões para cobrir essas despesas. O segundo cenário considerava o custo da energia oscilando entre R\$ 700 e R\$ 800, este cenário faria a despesa subir para R\$ 9 bilhões até dezembro, além dos R\$ 12,4 bilhões que já haviam sido calculados para cobrir os meses de janeiro a abril. Essas estimativas incluíam apenas o que seria gasto com a energia que as distribuidoras não conseguiram contratar por meio dos leilões oficiais (PERES, 2014).

O PLD médio para o segundo semestre de 2014 no Sudeste ficou próximo aos R\$700/MWh, conforme apresentado no Gráfico 12, variando dentro da faixa estipulada no pior cenário considerado pelo governo.

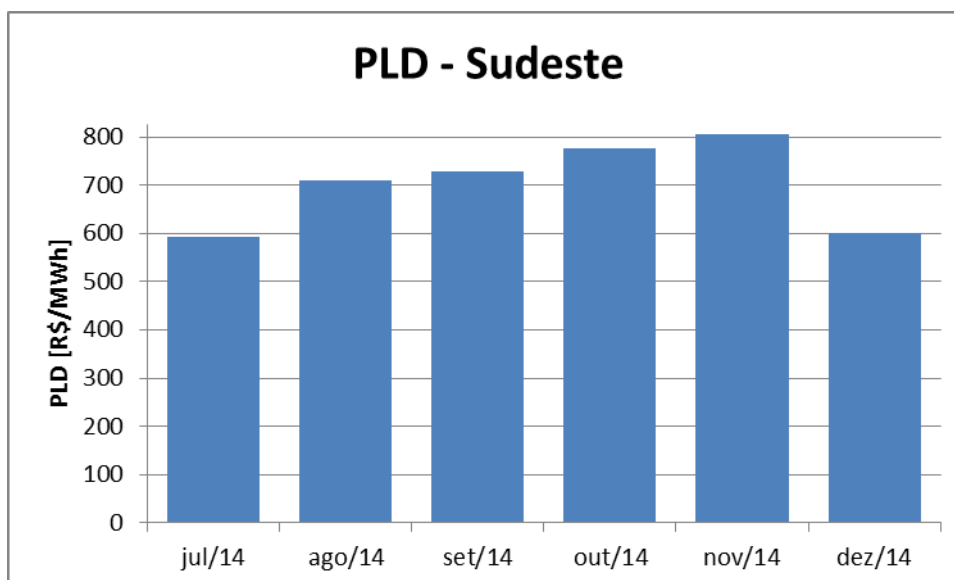


Gráfico 12 – PLD Sudeste segundo semestre de 2014
Fonte: CCEE, 2015a.

Segundo Warth e Fernandes (2014), um empréstimo adicional foi considerado no início de julho de 2014, com um volume entre R\$ 2 bilhões e R\$ 3 bilhões, contudo, o aumento no valor das tarifas de energia ultrapassaria o teto do IPCA para o ano. Os reajustes anuais concedidos às companhias já eram bastante elevados, acima de 14% em Minas Gerais e na Bahia, por exemplo, onde atuam as distribuidoras CEMIG e COELBA, respectivamente.

Para Montenegro (2014), as operações de empréstimos foram destinadas a aliviar a pressão sobre o caixa das distribuidoras de energia em 2014 impactando a tarifa em cerca de oito pontos percentuais em 2015 e 2016. Afirmou também que o efeito final para o consumidor dependeria dos fatores hidrológicos do restante do ano de 2014, o que poderia pressionar ainda mais o custo da energia.

O vencimento de um conjunto de concessões se tornariam disponíveis a um custo mais baixo para as distribuidoras, algo em torno de 4 mil e 5 mil MW médios de energia existente, contudo, apenas ao longo do ano de 2015.

No início de agosto de 2014, referindo-se ao empréstimo concedido em parte pelo tesouro e em parte por bancos privados, Kafruni (2014) afirmou que a maior parte do novo empréstimo, R\$ 3 bilhões, seria desembolsada pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) tendo como participação adicional bancos como Caixa, Banco do Brasil, Bradesco, Itaú, Santander e BTG Pactual, sendo a primeira parcela liberada a partir de 15 de agosto de 2014.

Em setembro de 2014 uma nova rodada de reajustes na conta de luz foi aprovada pela Aneel. As tarifas da CELG, distribuidora que atende 2,6 milhões de unidades consumidoras no Estado de Goiás, tiveram um aumento médio de 21,64%. A exemplo do que ocorreu com outras distribuidoras ao longo de 2014, um dos maiores impactos no reajuste da CELG foi o custo com compra de energia no mercado de curto prazo, que aumentou 26,53%. Esse gasto, integralmente repassado ao consumidor, é uma consequência da seca, que reduziu a produção das hidrelétricas e obrigou o acionamento das usinas térmicas, as quais geram energia mais cara (WARTH, 2014).

Ao longo do ano de 2014 a Aneel autorizou o reajuste tarifário de 52 distribuidoras de energia. Sendo o maior índice, de 37,78%, concedido à Elektro, que atua no interior de São Paulo e Mato Grosso do Sul (WARTH, 2014).

Com intuito de amenizar a crise e a pressão financeira sobre as empresas de geração e distribuição prevista também para o ano de 2015, em meados de outubro de 2014 a Aneel anunciou uma proposta para reduzir o teto do preço de R\$ 822,83 para R\$ 388,48/MWh. Porém, essa proposta de redução de 53% no preço teto da energia elétrica, que foi aceita e entrou em vigor a partir de janeiro de 2015, trouxe insegurança ao mercado e riscos de judicialização nos contratos de longo prazo e naqueles firmados antecipadamente para o ano de 2015 (COSTA; BORBA, 2014). Com uma mudança tão grande nos valores a serem praticados no curto prazo, as empresas poderiam optar por quebra de contratos a longo prazo.

De acordo com Costa e Borba (2014), outra mudança proposta pela Aneel juntamente aos novos limites do PLD, foi a cobrança diferenciada do encargo ISS (Imposto Sobre Serviços), usado para pagar as termelétricas que são mais caras do que o teto do PLD. Se o ONS define que essas usinas devem ser ligadas, o custo extra é cobrado na conta do consumidor. Ou seja, a proposta da agência reguladora determinaria que os consumidores pagantes do ISS seriam as empresas que recorrem ao mercado de curto prazo para completar sua necessidade de energia. Portanto, a cobrança seria feita inclusive das distribuidoras de energia, que são obrigadas a recorrer a esse segmento quando não possuem contratos suficientes para suprir a demanda de seus consumidores.

Ao final do mês de outubro de 2014, a superintendência de regulação econômica da Aneel fixou os valores dos recursos destinados às concessionárias de

distribuição de energia elétrica, por meio da Conta no Ambiente de Contratação Regulada (Conta – ACR), que foram repassados na primeira semana de novembro do mesmo ano (ANEEL, 2014e).

Estes valores referem-se a uma das parcelas concedida em forma de empréstimo às distribuidoras, totalizando R\$ 1,887 bilhões, conforme Tabela 1.

Tabela 1 - Repasse às distribuidoras em novembro de 2014

AGENTE	Repasse da Conta ACR (R\$)	AGENTE	Repasse da Conta ACR (R\$)
AES SUL	-	CPFL JAGUARI	-
AMAZONAS ENERGIA	-	CPFL LESTE PAULISTA	-
AMPLA	86.320.258,80	CPFL MOCOCA	-
BANDEIRANTE	51.264.348,46	CPFL PAULISTA	99.683.721,62
CAIUA	-	CPFL PIRATININGA	50.347.390,78
CEAL	20.889.438,46	CPFL SANTA CRUZ	4.701.161,87
CEB	4.649.917,49	CPFL SUL PAULISTA	-
CEEE	-	DMED	2.126.203,69
CELESC	74.329.368,02	EEB	5.686.933,83
CELG	133.867.629,69	ELEKTRO	56.554.686,54
CELPA	99.585.230,27	ELETROACRE	11.779.036,42
CELPE	74.063.102,90	ELETROPAULO	-
CELTINS	33.098.341,08	ENERGISA BO	5.138.100,01
CEMAR	68.261.803,03	ENERGISA MG	-
CEMAT	80.680.597,76	ENERGISA PB	17.914.346,38
CEMIG	298.796.746,81	ENERGISA SE	12.381.746,40
CEPISA	30.069.143,50	ENERSUL	-
CERON	11.282.286,41	ESCELSA	65.703.878,93
CNEE	3.059.960,46	IENERGIA	-
COELBA	146.898.741,95	LIGHT	175.485.833,79
COELCE	74.294.296,98	PARANAPANEMA	-
COPEL	50.794.347,55	RGE	-
COSERN	37.265.101,83		
		TOTAL	1.379.470.661,45

Fonte: ANEEL, 2014e.

No começo do mês de dezembro de 2014 foi realizado o 14^o leilão de energia existente A-1⁹. Apenas Furnas e Petrobras negociaram energia na disputa cujo fornecimento iniciou a partir de janeiro de 2015, o certame contratou 622 MW médios ao preço de R\$ 197,09. Fecharam compra um total de 33 distribuidoras,

⁹ O termo leilão A-1 refere-se ao início do período de suprimento de energia elétrica, neste caso para o ano subsequente àquele da realização do leilão.

sendo a CEA (Companhia de Eletricidade do Amapá) a maior contratante com 13,6% da demanda total. Em seguida veio a RGE (distribuidora que atende parte do Rio Grande do Sul) com 12,25% da energia comercializada e em terceiro a Celg (distribuidora que atende o estado de Goiás) com 6,76 da carga requerida no leilão (GODOI, 2014).

4.3 BANDEIRAS TARIFÁRIAS

O sistema chamado de Bandeiras Tarifárias foi concebido em 2012, momento em que foi aberta a Audiência Pública Nº095/2012, com objetivo de obter subsídios à proposta de resolução normativa que estabelece os procedimentos comerciais para a aplicação das bandeiras tarifárias.

Tratando-se da aplicação das tarifas referentes a bandeira tarifária verde, amarela ou vermelha, ficou a cargo das distribuidoras discriminar na fatura os dados sobre as bandeiras, além das informações usuais sobre montantes de energia elétrica consumida e tarifas.

Segundo disposições gerais da Resolução Normativa Nº 518, de 18 de dezembro de 2012, a aplicação das bandeiras tarifárias deveria ser efetivamente operacionalizada pelas distribuidoras a partir de janeiro de 2014. Sendo que, no período de 1º de junho a 31 de dezembro de 2013, segundo Aneel (2012), as faturas de energia deveriam conter a seguinte mensagem:

I – Quando ocorrer o acionamento da bandeira verde:

“A partir de 2014 vigorará o sistema de bandeiras tarifárias. A bandeira verde não implicará cobrança adicional. As bandeiras amarela ou vermelha, quando acionadas, implicarão tarifas de maior valor, devido ao maior custo de geração. No mês de [informar mês] vigoraria a bandeira verde. Mais informações em www.aneel.gov.br”

II – Quando ocorrer o acionamento das bandeiras amarela ou vermelha:

“A partir de 2014 vigorará o sistema de bandeiras tarifárias. A bandeira verde não implicará cobrança adicional. As bandeiras amarela ou vermelha, quando acionadas, implicarão tarifas de maior valor, devido ao maior custo de geração. No mês de [informar mês] vigoraria a bandeira [informar bandeira], a qual implicaria [informar o adicional em R\$/kWh] de acréscimo ao valor da tarifa, líquido de tributos. Mais informações em www.aneel.gov.br” (ANEEL, 2012)

O adicional em R\$/kWh de que trata o inciso II do trecho da resolução normativa apresentada, deve ser calculado pela distribuidora conforme os valores de

bandeiras homologado em resolução específica, após a aplicação de eventuais benefícios tarifários a que o consumidor teve direito (ANEEL, 2012).

Portanto, ao longo do ano de 2013 o sistema seria aplicado apenas para efeitos de simulação e divulgação, cabendo à distribuidora destacar nas faturas dos consumidores qual a bandeira vigente (verde, amarela ou vermelha) no período relativo ao faturamento. Sendo explicitado, neste informativo, que a aplicação do sistema de bandeiras tarifárias teria a sua vigência somente a partir do ano de 2014.

A Resolução Normativa nº 518, foi revogada em razão da edição da Resolução nº 547, de abril de 2013, que postergou a aplicação e operacionalização das bandeiras tarifárias para janeiro de 2015.

O sistema de Bandeiras Tarifárias, após quase dois anos sendo divulgado e simulado, entrou em vigor no começo do ano de 2015, representando por cores as condições de geração de energia elétrica. Essas condições de operação do sistema são reavaliadas mensalmente pelo ONS, que define a melhor estratégia de geração de energia para atendimento da demanda. A partir dessa avaliação, definem-se as térmicas que deverão ser acionadas. Se o custo variável da térmica mais cara for menor que R\$ 200/MWh, então a Bandeira é verde. Se estiver entre R\$ 200/MWh e R\$ 388,48/MWh, a bandeira é amarela. E se for maior que R\$ 388,48/MWh (preço teto do PLD), a bandeira será vermelha.

No momento da implantação das bandeiras tarifárias, a bandeira amarela teria um custo adicional de R\$ 1,50 a cada 100 kWh na tarifa das distribuidoras, a bandeira vermelha um acréscimo de R\$ 3,00 a cada 100 kWh consumidos e a bandeira verde não acarretaria nenhum acréscimo na tarifa. Contudo, a partir de 2 de março de 2015, os valores a serem adicionados à tarifa de aplicação de energia (TE) foram reajustados, conforme Figura 5.

 <p>VERDE</p> <p>- Condições favoráveis de geração de energia. Sem acréscimo na tarifa.</p>	 <p>AMARELA</p> <p>- Condições de geração menos favoráveis. Acréscimo de R\$ 2,5 a cada 100kWh consumidos.</p>	 <p>VERMELHA</p> <p>- Condições mais custosas de geração. Acréscimo de R\$ 5,5 a cada 100kWh consumidos.</p>
---	---	--

Figura 5 – Valores reajustados das bandeiras tarifárias
Fonte: ANEEL, 2015.

4.3.1 Efeitos da aplicação das bandeiras tarifárias

Fazendo uma analogia à crise de 2001, ano em que ocorreu o último racionamento de energia elétrica, e analisando as curvas de armazenamento para os anos subsequentes aos anos de crise, ou seja, 2002 e 2015 respectivamente, identificam-se grandes diferenças.

No ano de 2002, houve uma recuperação bastante evidente nos reservatórios agregados do SIN, conforme Gráfico 13. Este comportamento não ocorreu no primeiro trimestre de 2015, o que se observou foi que o armazenamento do SIN se manteve num patamar reduzido de 25%.

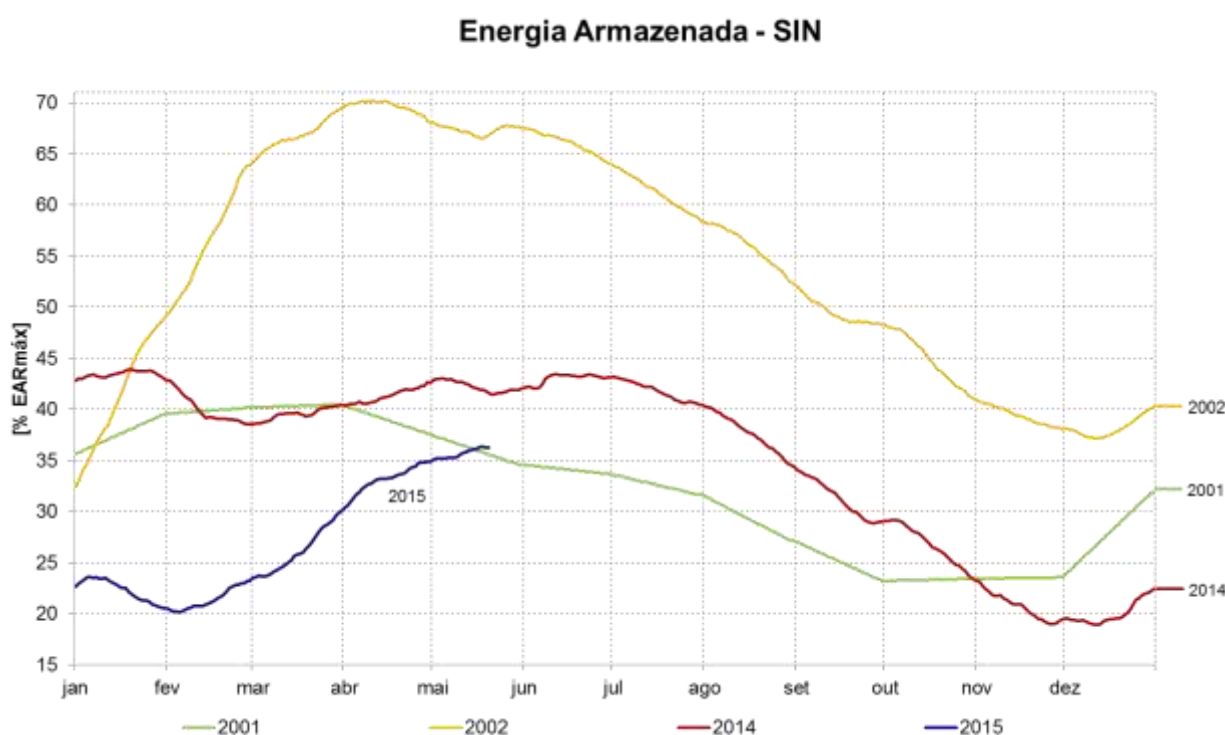


Gráfico 13 – Energia Armazenada do SIN
Fonte: ONS, 2014a.

O Gráfico 13 apresenta a energia armazenada do SIN nos anos de 2001, 2002, 2014 e 2015 (até 25/05/2015).

É importante citar a progressiva recuperação dos reservatórios ocorrida entre março e maio de 2015, proporcionada pelo aumento progressivo das vazões no SIN e também pelo efeito do reajuste no valor das Bandeiras Tarifárias, que tiveram uma parcela importante no consumo do mercado regulado (ACR).

Segundo a resenha mensal de março feita pela EPE, o consumo residencial está com retração de 1,1% em relação ao mês de março de 2014 devido ao clima mais ameno, o qual contribui para redução do consumo de aparelhos como os de ar-condicionado. Já o setor comercial, assim como apresentado em relatórios anteriores, mesmo com a aplicação das bandeiras tarifárias teve um crescimento de 2,1% no consumo de energia elétrica comparado ao mês de março de 2014 (EPE, 2015).

A 1ª Revisão Quadrimestral das projeções da carga do SIN, para o período de 2015-2019 (realizada em conjunto pela EPE e pelo ONS), ocorreu no final do mês de Abril de 2015. Momento em que as projeções de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2015-2019 foram revistas em relação às projeções originais elaboradas em dezembro de 2014 e utilizadas nos Programas Mensais de Operação de janeiro a abril de 2015, em função da conjuntura atual e da revisão das perspectivas para os próximos anos, notadamente no que se refere ao cenário de crescimento econômico.

Nessas condições, segundo ONS (2015), a taxa de crescimento da carga de energia do SIN prevista para o ano de 2015 foi estimada em 0,1%, situando-se 2.081 MWmédios abaixo do valor original previsto no planejamento anterior (elaborado em dezembro/14), e apenas 61 MWmédios superior à carga verificada em 2014. Para os quatro anos subsequentes, período de 2015-2019, prevê-se um crescimento médio anual da carga de energia do SIN de 3,3% ao ano, significando uma expansão média anual de 2.257 MWmédios. As taxas de crescimento, ano a ano, são apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2 - Taxas de Crescimento da Carga por Subsistema [%]

Subsistema	2015	2016	2017	2018	2019	2015-2019
SE/CO	-0,5	1,8	3,0	3,7	3,6	3,0
SUL	0,7	1,8	3,1	3,6	3,7	3,1
NE	1,7	2,5	4,2	4,5	4,1	3,8
N	0,2	3,0	4,3	6,0	5,7	4,8
SIN	0,1	2,0	3,3	4,0	3,9	3,3

Fonte: ONS, 2015.

4.4 PREMISSAS DO ESTUDO

As premissas adotadas neste estudo, para realização das simulações dizem respeito à composição de cenários de redução de consumo das classes residencial e comercial. Não abrangendo a classe industrial, pois o seu consumo já estava sendo afetado pelos altos níveis de PLD, conforme apresentado no Gráfico 14. Para tal, utilizaram-se como base as Estatísticas do Consumo de Energia Elétrica na Rede que são divulgadas mensalmente pela EPE, veiculada através da Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica.

As estatísticas citadas segmentam o consumo total do SIN em quatro classes distintas: Residencial, Industrial, Comercial e Outros. Sendo a classe Outros referente ao consumo de instalações rurais, iluminação pública, serviço público, poder público e consumo próprio (EPE, 2015).

O consumo de energia elétrica vem crescendo continuamente ao longo dos anos, assim como apresentado na Figura 6, em 10 anos (2004 – 2014) a classe Industrial teve um incremento de 13,84% no consumo, enquanto a classe Residencial somada à classe Comercial 77,93% e a classe Outros 57,44%.

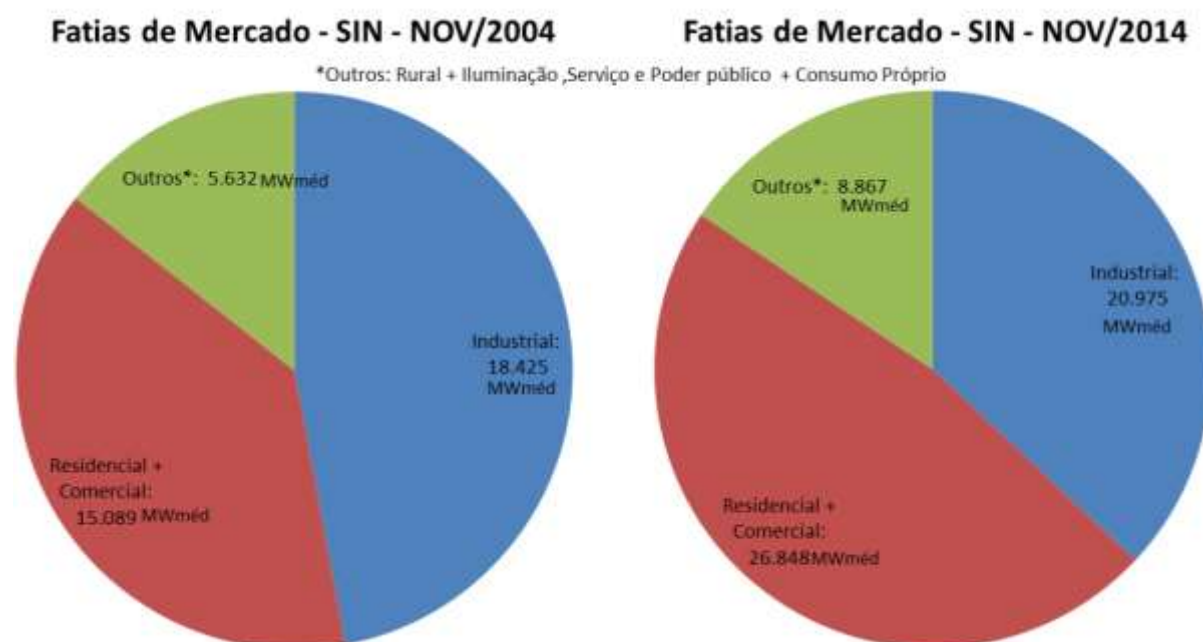


Figura 6 – Evolução do consumo e fatias de mercado
Fonte: EPE, 2015.

O Gráfico 14 evidencia o expressivo crescimento no consumo de classes Residencial e Comercial em relação à classe Industrial, nos últimos anos, em especial a partir de 2012.

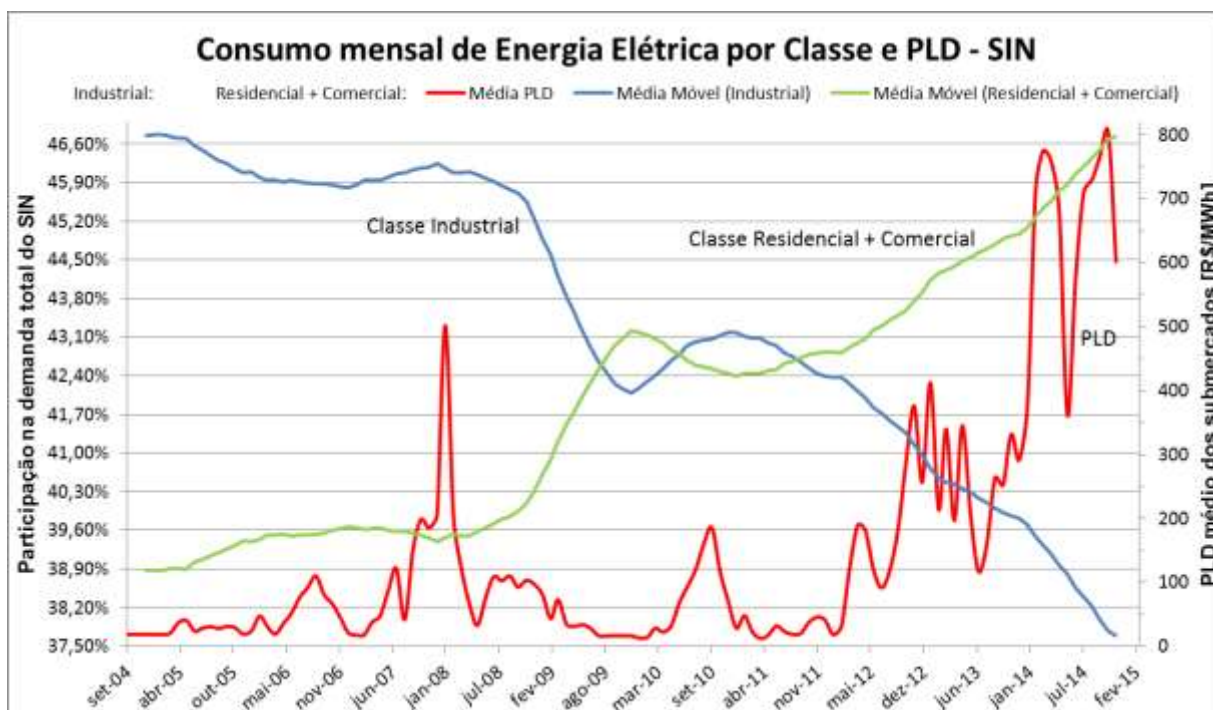


Gráfico 14 - Consumo mensal de energia elétrica por classe

Fonte: EPE, 2015.

O Gráfico 14 mostra que apesar do aumento do PLD a partir de maio de 2012, o consumo da classe residencial e comercial aumentou continuamente a partir dessa data até fevereiro de 2015, demonstrando o inelasticidade entre preço e demanda. Em contrapartida, a classe industrial (em grande parte atendida no ACL) teve sua participação reduzida significativamente neste mesmo período.

Neste caso, omitiu-se a participação da classe Outros que oscilou entre 14% e 16% ao longo do intervalo apresentado.

Este cenário de crescimento do consumo por parte da população em geral em face ao momento de crise do setor elétrico e altas progressivas no PLD reforçaram a hipótese dos benefícios a curto e médio prazo trazido por uma redução racional no consumo de energia elétrica.

4.5 SIMULAÇÕES

Dois cenários foram escolhidos como sendo factíveis, um cenário considerando uma redução no consumo das classes Residencial e Comercial de 5% e outro uma redução de 10%, tais valores foram definidos por serem menores do que a redução imposta no período de racionamento em 2001 e 2002.

Um terceiro cenário foi criado a fim de construir uma base comparativa, este repete os dados reais simulados pela CCEE, de forma que a única diferença entre este e o caso oficial é o uso do método de encadeamento do armazenamento das usinas hidrelétricas usado nas simulações que contemplam a redução no consumo.

O Gráfico 15 apresenta um comparativo entre a carga real simulada (Caso referência) pela CCEE e a demanda simulada nos cenários de redução no consumo (Caso -5% e Caso -10%).

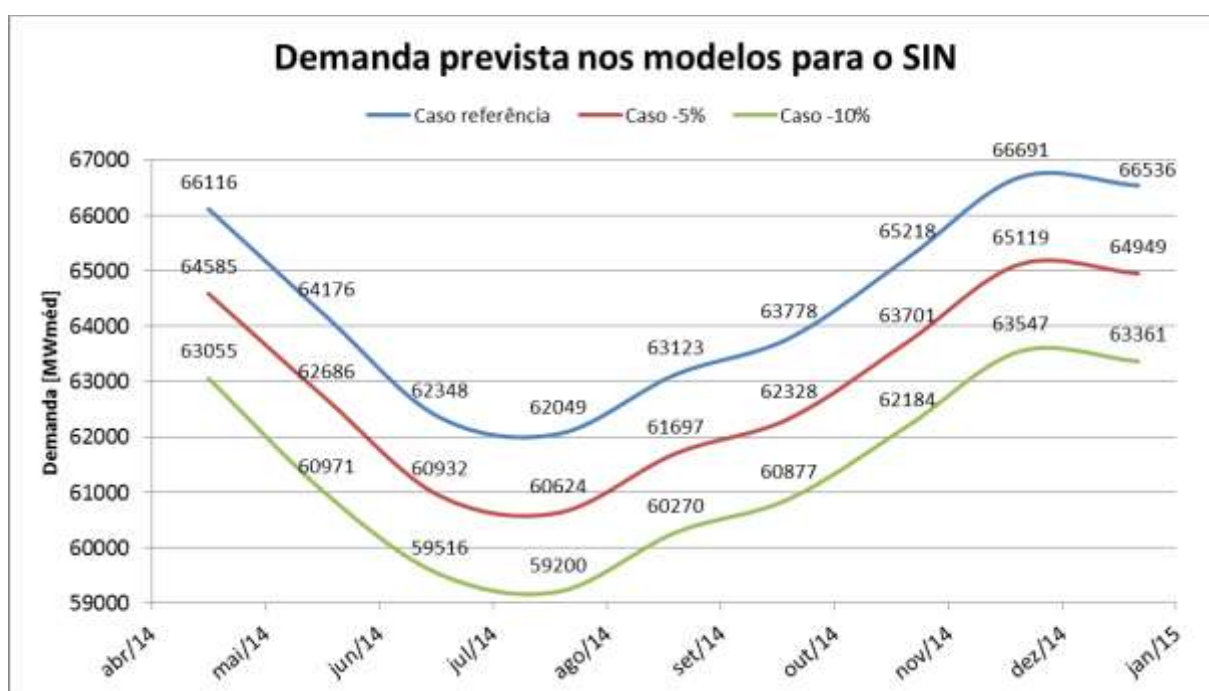


Gráfico 15 – Demanda prevista nos modelos para o SIN
Fonte: Autoria própria.

É importante ressaltar a participação que a redução de 5% e 10% no consumo das classes Residencial e Comercial teriam frente a carga total do SIN. O cenário de redução de 5% no uso da energia elétrica das classes citadas implicou numa redução média de 2,37% frente a carga total, enquanto o cenário de -10% representou uma redução média de 5,12% no consumo total do SIN.

4.5.1 Cenário Referência

A necessidade da criação de um cenário de referência se deu a partir do momento em que os dados de armazenamento individualizado dos postos, onde estão instaladas as hidrelétricas, começaram a divergir dos dados oficiais publicados pela CCEE. Isto porque o método usado por eles é retroalimentado com dados informados pelos agentes, os quais não são públicos. Outro fator que contribuiu para a divergência dos dados simulados frente aos dados oficiais foi a tendência do ONS de preservar a água estocada nos reservatórios do Sudeste e Nordeste, otimizando o uso da água nos subsistemas Sul e Norte.

No caso referência, assim como nos demais cenários simulados, foi utilizada uma técnica chamada de encadeamento de armazenamento. Isto é, após a convergência do modelo Decomp, dado um armazenamento inicial, o relatório de saída apresenta o armazenamento individualizado para o final do período de estudo (período de uma semana), este usado como armazenamento inicial para a próxima semana operativa, repetindo-se até o final do mês.

O modelo Newave por sua vez, trabalha de forma mensal, ou seja, é necessária uma simulação de Newave para cada mês em questão. Este sendo abastecido com os dados de armazenamentos equivalentes para cada subsistema, que é dado de saída da última simulação de Decomp, da semana operativa que antecede a virada do mês.

No Gráfico 16, pode-se constatar que a curva do cenário referência seguiu próxima à curva de armazenamento observado para o subsistema Sudeste, sendo que os dados observados foram obtidos através do Informativo Preliminar Diário da Operação publicado pelo ONS.

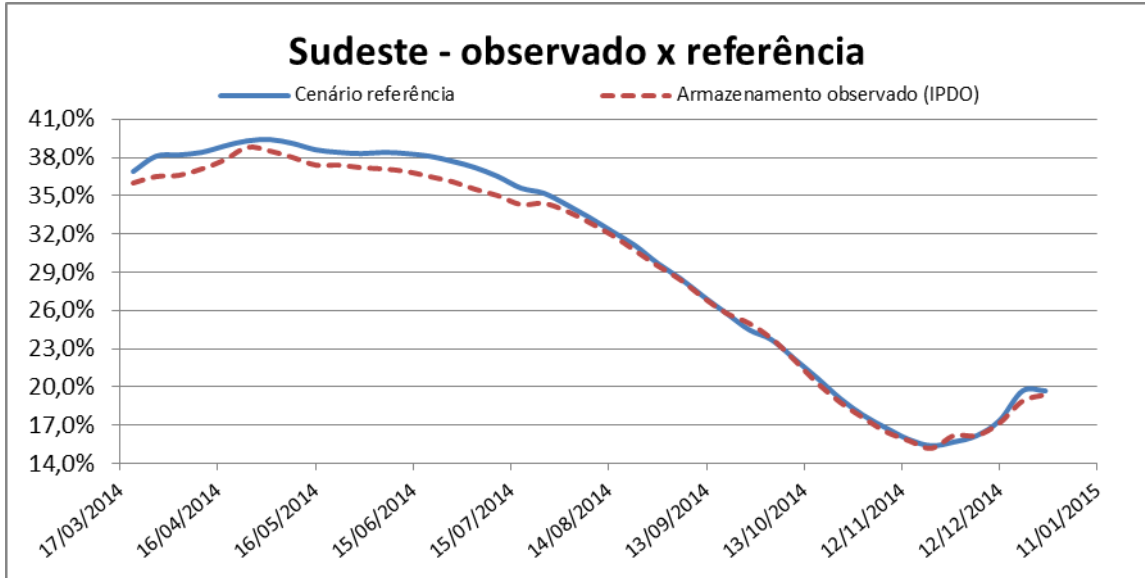


Gráfico 16 – Armazenamento Sudeste observado versus referência
Fonte: Autoria própria.

Da mesma forma foram comparadas as curvas de Armazenamento para os subsistemas Sul (Gráfico 17), Nordeste (Gráfico 18) e Norte (Gráfico 19).

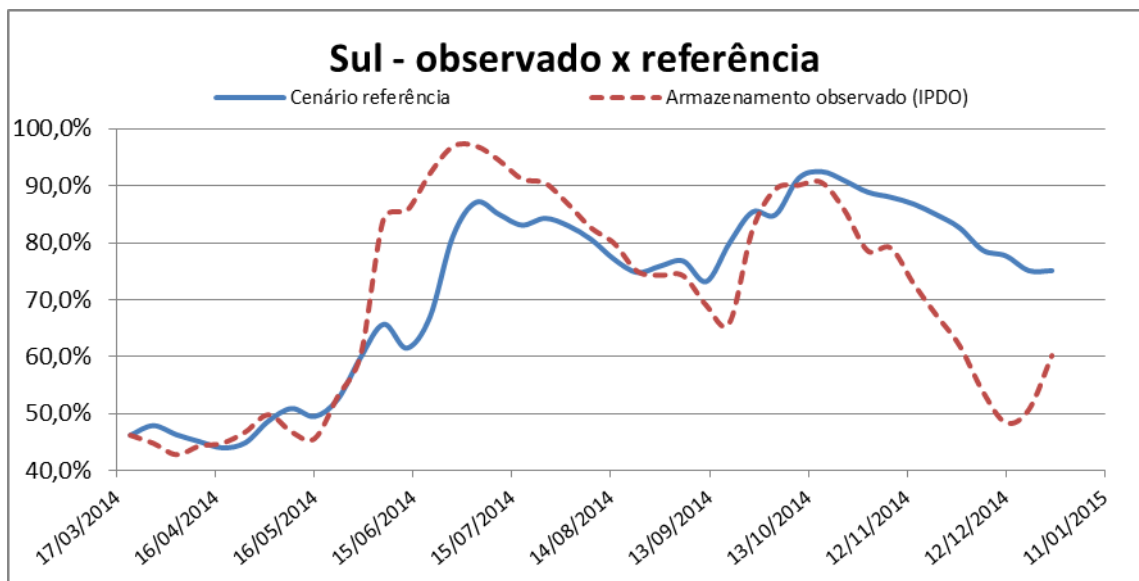


Gráfico 17 – Armazenamento Sul observado versus referência
Fonte: Autoria própria.

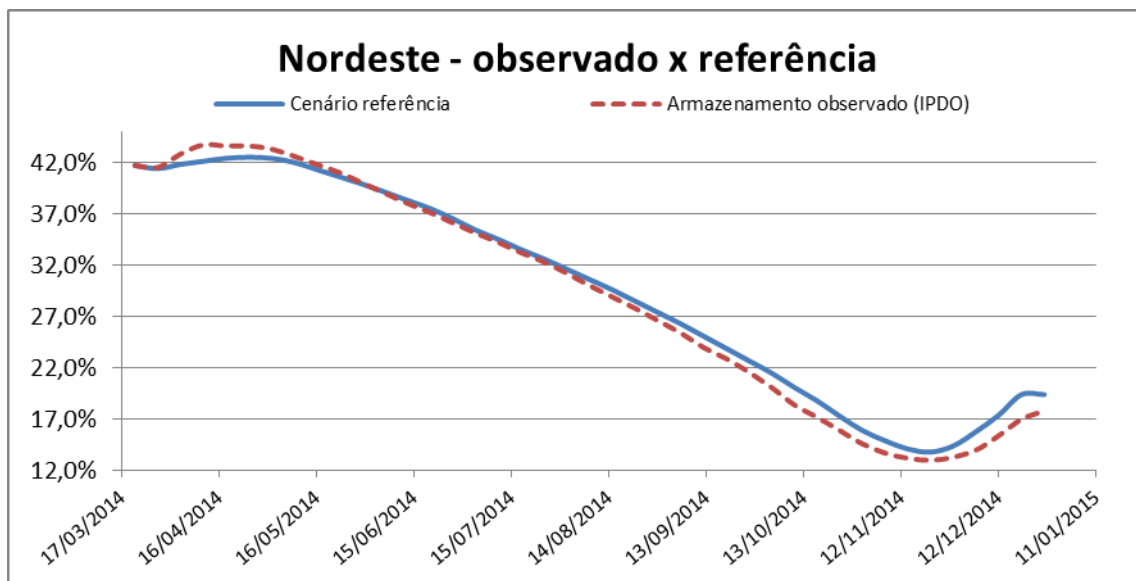


Gráfico 18 – Armazenamento Nordeste observado versus referência
Fonte: Autoria própria.

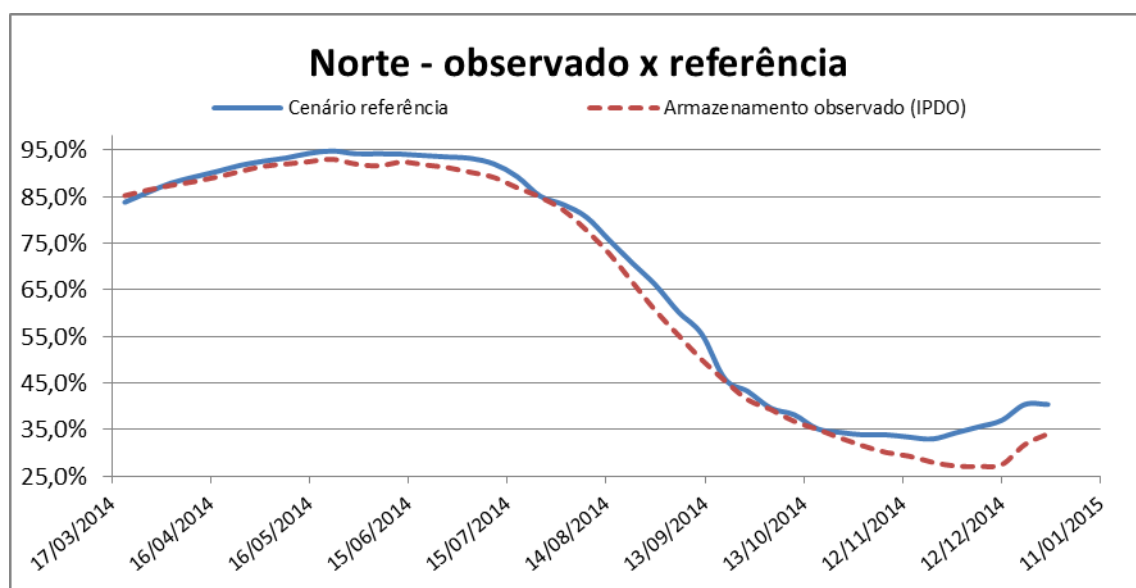


Gráfico 19 – Armazenamento Norte observado versus referência
Fonte: Autoria própria.

Observou-se uma pequena divergência no subsistema Sul, devido ao despacho diferenciado usado pelo ONS. Neste subsistema buscou-se aproveitar ao máximo a geração hidrelétrica no subsistema, onde havia boas provisões de ENA e condições mais favoráveis ao armazenamento da água nos reservatórios.

De forma equivalente, agrupando os quatro subsistemas, tem-se o armazenamento do reservatório do SIN, apresentado no Gráfico 20, onde se pode

constatar uma curva de armazenamento para o cenário referência bastante próxima à curva registrada no período.

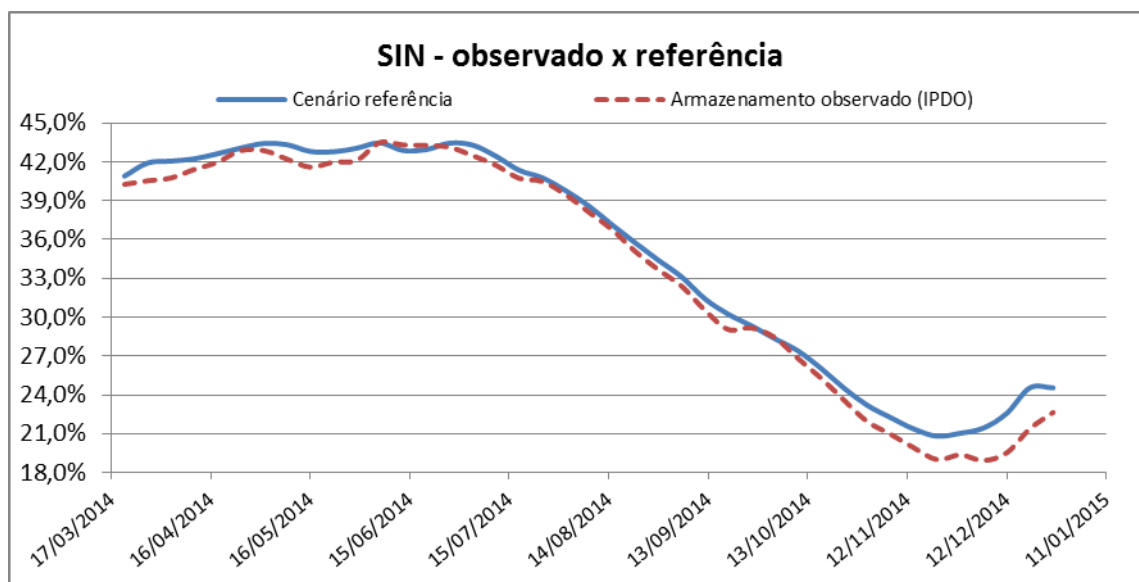


Gráfico 20 – Armazenamento SIN observado versus referência
Fonte: Autoria própria.

De maneira análoga ao que foi apresentado em relação ao armazenamento, obtêm-se para as simulações do cenário de referência os preços pela energia elétrica, que são comparados ao PLD oficial publicado pela CCEE.

Como o objetivo deste trabalho é comparar montantes financeiros, é de suma importância que estes valores de referência fiquem próximos aos valores oficiais, para se obter uma boa base comparativa. E de fato, a curva de preços do cenário referência variou pouco em relação ao PLD oficial, conforme mostram os Gráficos 21, 22, 23 e 24, que referem-se aos subsistemas Sudeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente.

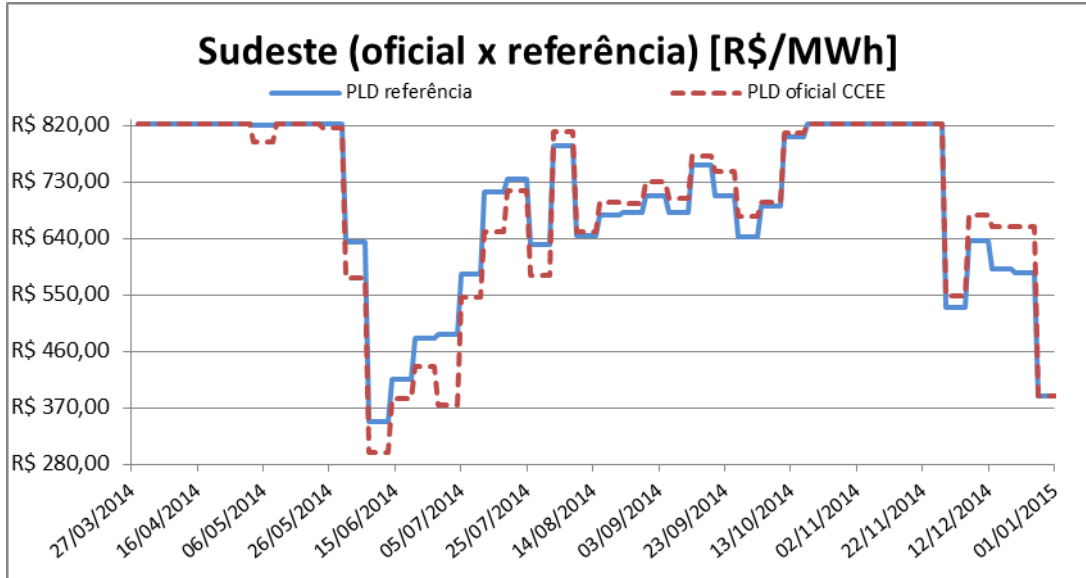


Gráfico 21 – Preço Sudeste observado versus referência
Fonte: Autoria própria.

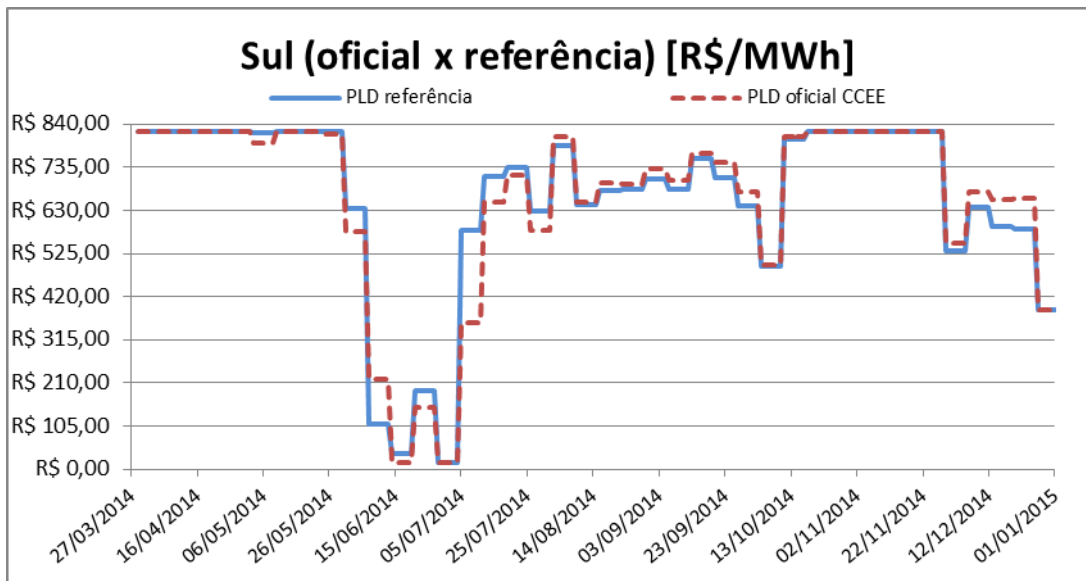


Gráfico 22 – Preço Sul observado versus referência
Fonte: Autoria própria.

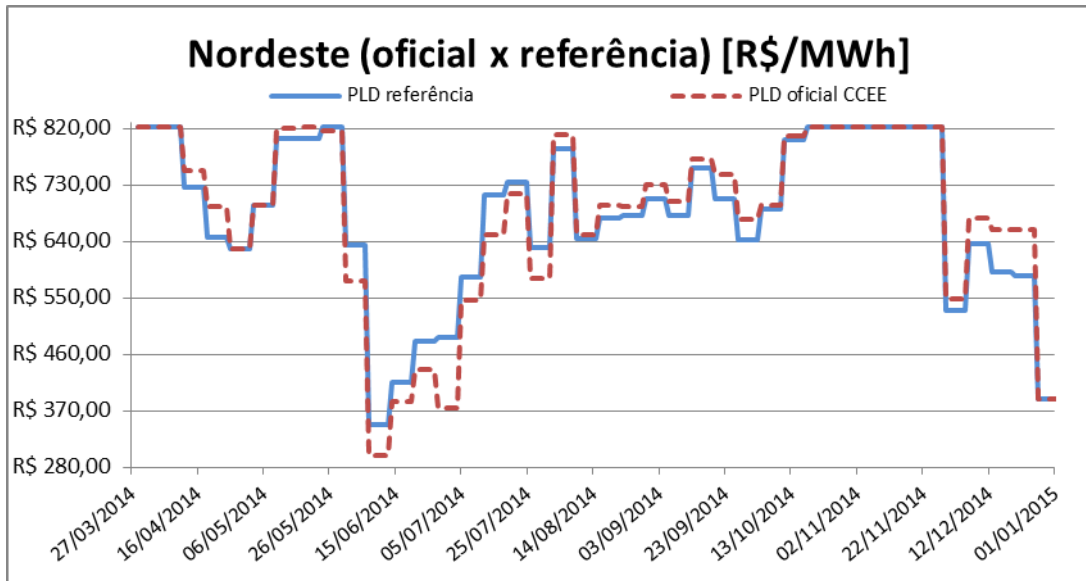


Gráfico 23 – Preço Nordeste observado versus referência
Fonte: Autoria própria.

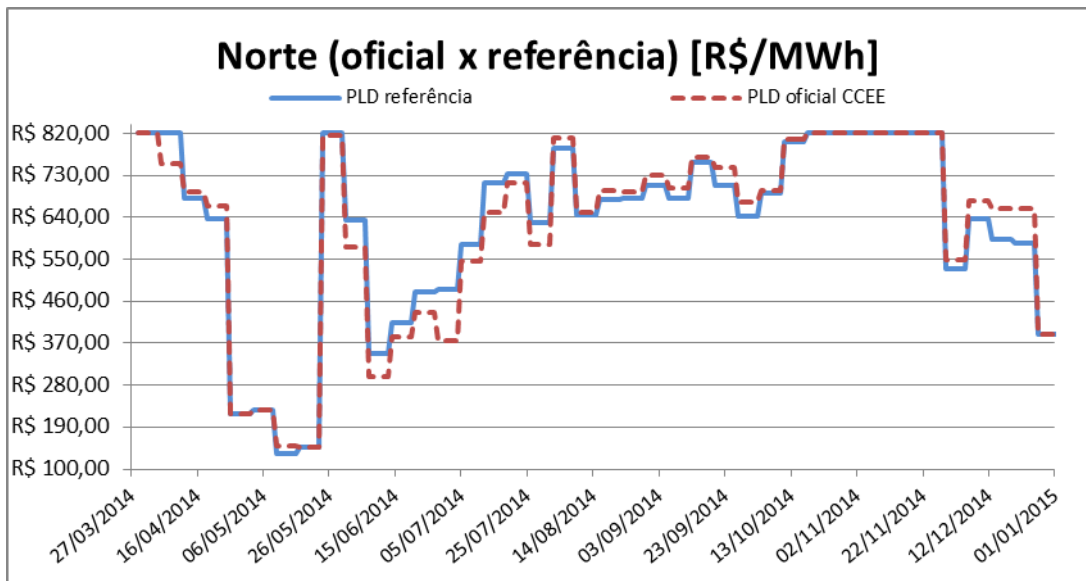


Gráfico 24 – Preço Norte observado versus referência
Fonte: Autoria própria.

4.5.2 Cenários de redução no consumo

Os cenários de redução no consumo de 5% e 10% contaram, além da técnica de encadeamento de armazenamento, citada na seção 4.5.1, com uma redução de 5% e 10% (percentual esse referente à Carga Residencial e Comercial abatido da carga total do sistema) nos três patamares de carga estipulados pela CCEE e pelo

ONS para cada semana operativa considerada. Isto porque o Decomp, diferentemente do Newave, trabalha com a carga dividida em patamares.

Os resultados referentes à evolução do armazenamento comparados ao caso referência, para cada subsistema, são apresentados nos Gráficos 25, 26, 27 e 28.

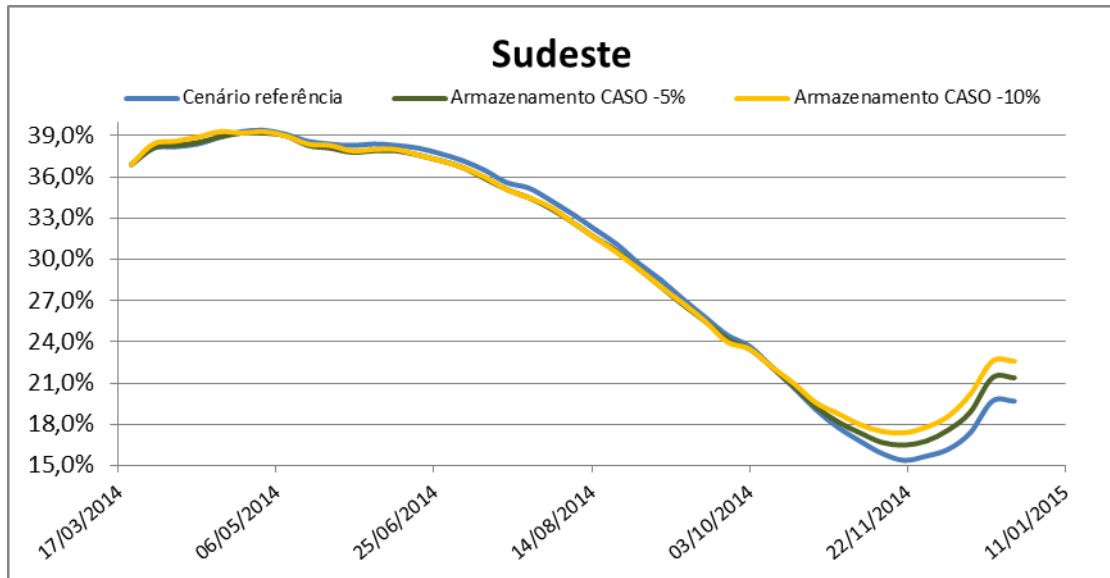


Gráfico 25 – Evolução do armazenamento Sudeste nos cenários simulados
Fonte: Autoria própria.

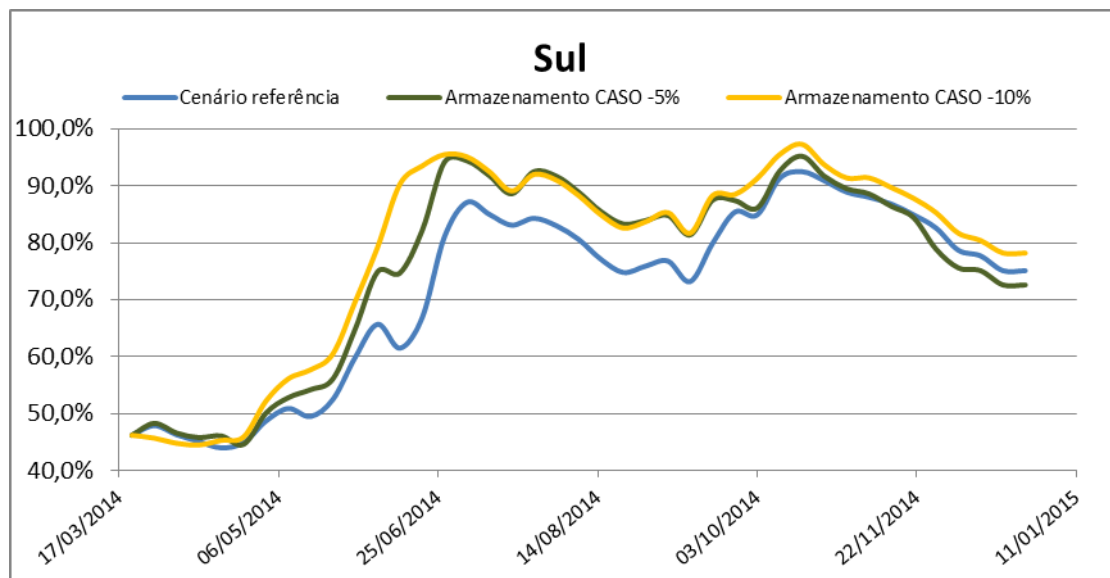


Gráfico 26 – Evolução do armazenamento Sul nos cenários simulados
Fonte: Autoria própria.

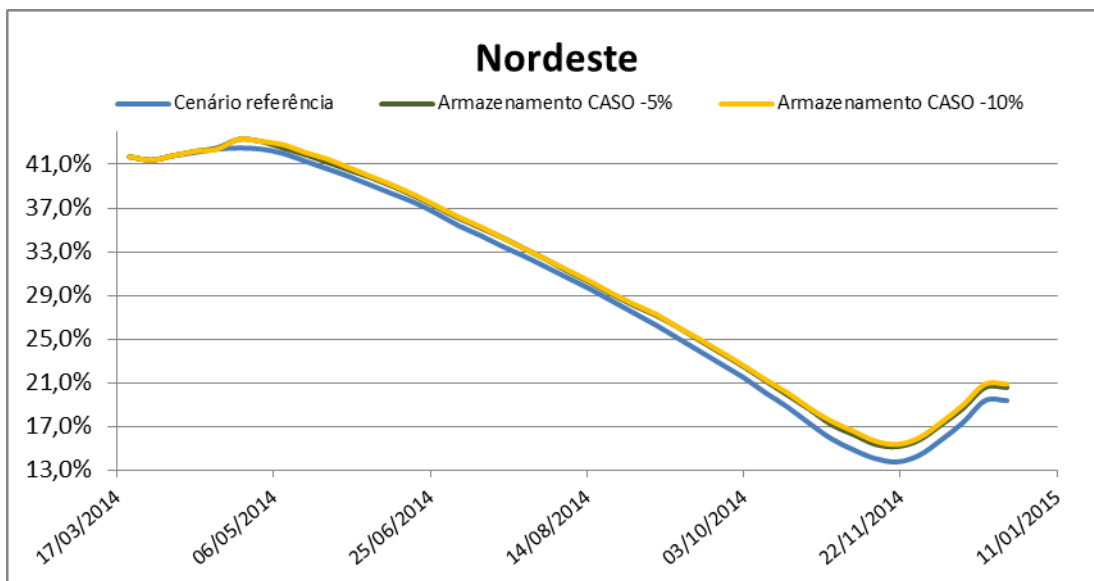


Gráfico 27 – Evolução do armazenamento Nordeste nos cenários simulados
Fonte: Autoria própria.

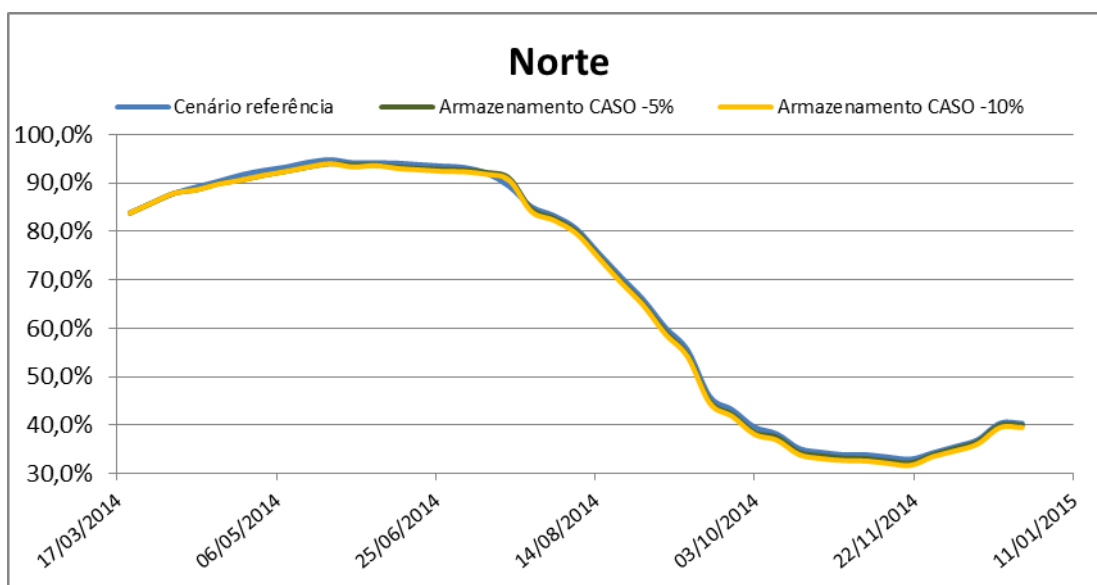


Gráfico 28 – Evolução do armazenamento Norte nos cenários simulados
Fonte: Autoria própria.

A redução simulada na carga não trouxe grandes variações de armazenamento em relação ao cenário de referência, contudo, observa-se que na maior parte do tempo os armazenamentos dos casos com redução no consumo encontram-se acima da curva referência, ou seja, mais água foi guardada neste período, portanto o custo futuro da energia tende a diminuir nestas situações.

Quando se compara o armazenamento para o SIN, como mostrado no Gráfico 29, a diferença entre os cenários é mais acentuada.

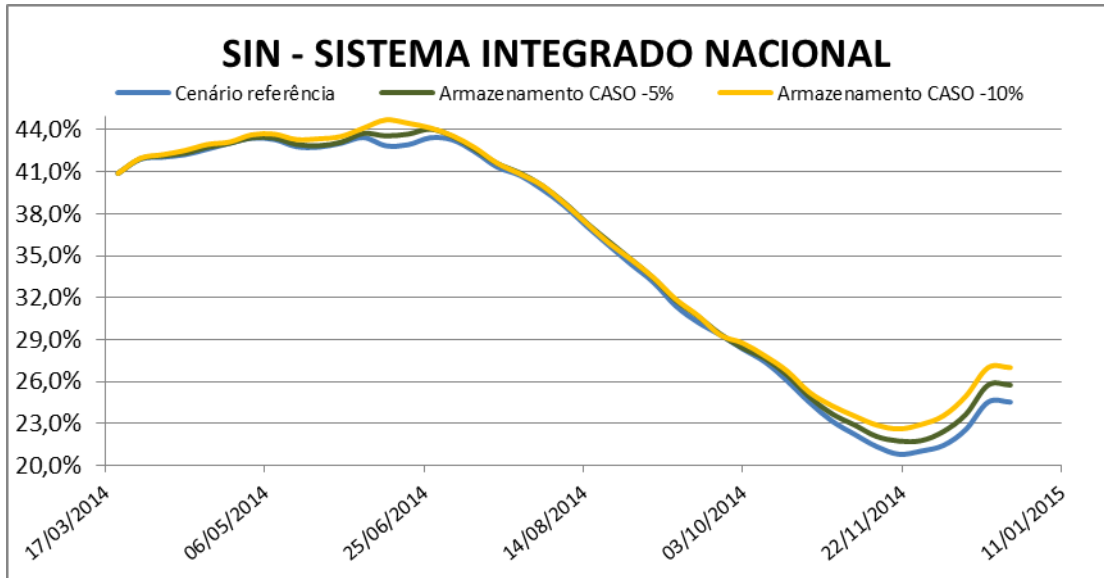


Gráfico 29 – Evolução do armazenamento SIN nos cenários simulados
Fonte: Autoria própria.

Houve ganhos na ordem de 1% e 3% em relação ao armazenamento do SIN nos cenários simulados. Entretanto, o maior ganho observado diz respeito aos preços obtidos através destas simulações, que são apresentados nos Gráficos 30, 31, 32 e 33.

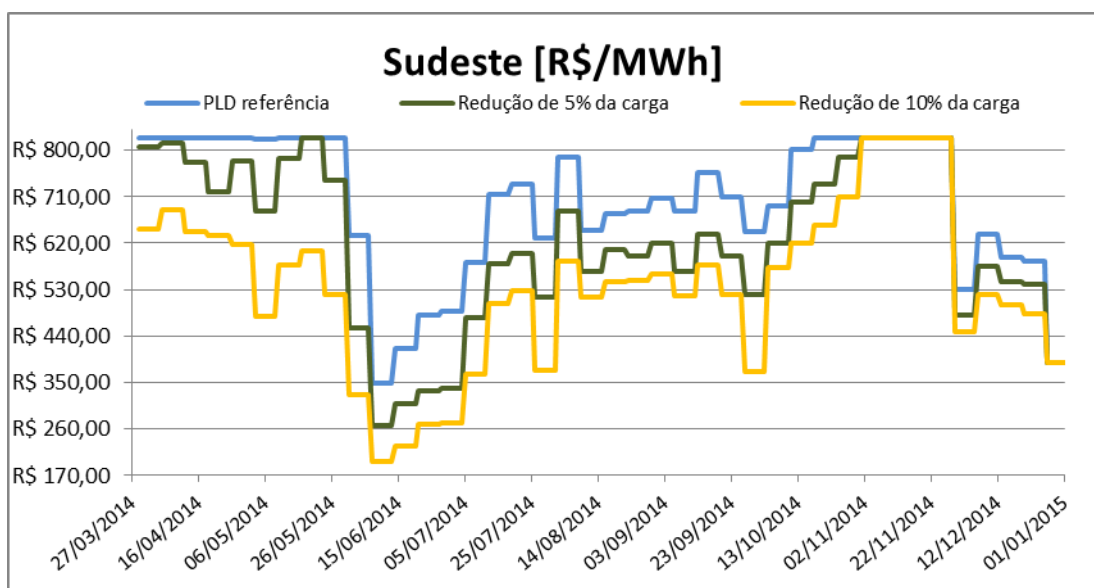


Gráfico 30 – Evolução do preço no submercado Sudeste
Fonte: Autoria própria.

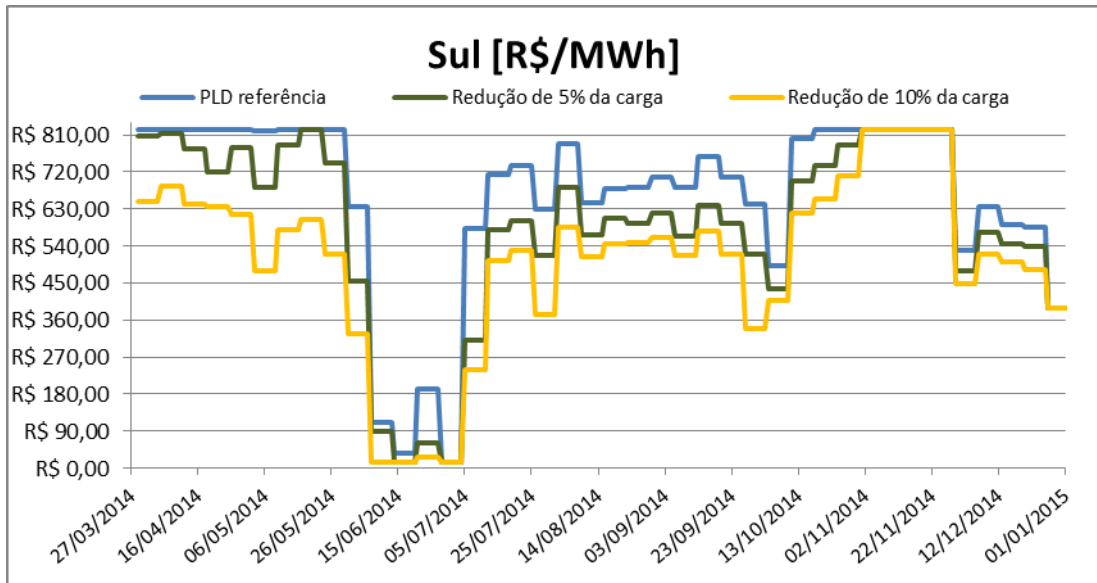


Gráfico 31 – Evolução do preço no submercado Sul
Fonte: Autoria própria.

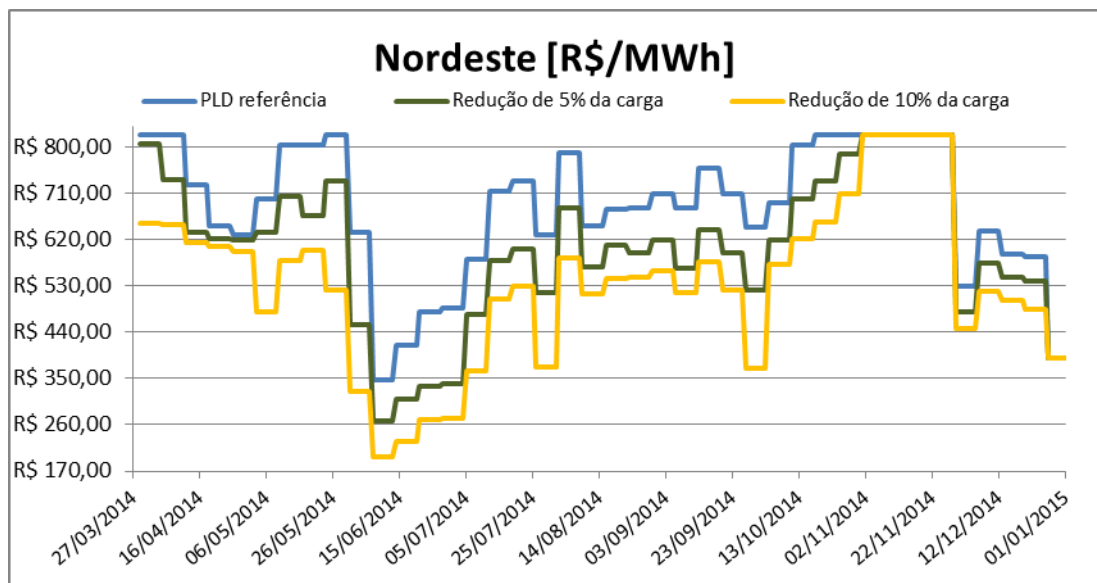


Gráfico 32 – Evolução do preço no submercado Nordeste
Fonte: Autoria própria.

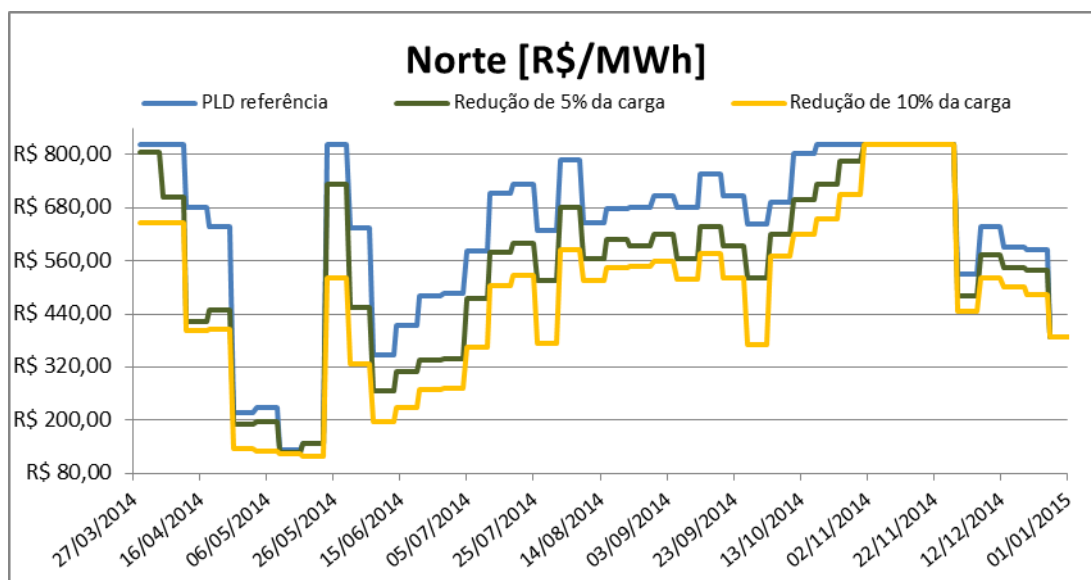


Gráfico 33 – Evolução do preço no submercado Norte
Fonte: Autoria própria.

As diferenças de preços apresentadas são constantes em todo o período de estudo, excluindo-se os casos onde o preço atingiu o teto ou o piso estipulado para o ano de 2014. Essas diferenças mostram que estes cenários realmente trariam benefício financeiro, tanto para as Distribuidoras quanto para os demais agentes sem contratos suficientes para atender seus clientes, tendo efeitos imediatos na Economia e no bolso da população brasileira.

4.5.3 Apresentação dos resultados

Para assimilar e entender os efeitos econômicos trazidos pela redução do PLD nos cenários que foram apresentados é preciso analisar como as concessionárias distribuidoras de energia elétrica atuaram no Mercado de Curto Prazo (de abril a dezembro de 2014), assim como suas necessidades de compra de energia e respectivas medições de consumo.

As três tabelas que seguem (Tabela 3, 4 e 5) apresentam dados importantes das distribuidoras de energia elétrica, sendo estes respectivamente Contratos de compra de energia, Medição de consumo e Balanço entre contratos de compra e medição de consumo.

Tabela 3 – Contratação mensal de compra [MW médios]

(continua)

EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO	abr/14	mai/14	jun/14	jul/14	ago/14	set/14	out/14	nov/14	dez/14
ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S. A.	4.668	4.743	4.737	5.061	5.203	5.171	5.239	5.223	5.220
CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.	3.300	3.391	3.414	3.319	3.546	3.567	3.548	3.638	3.499
LIGHT SERVICOS DE ELETRICIDADE S. A.	3.251	3.131	3.101	3.071	3.103	3.135	3.267	3.299	3.423
COPEL DISTRIBUICAO S. A.	2.758	3.125	3.160	3.040	3.182	3.207	3.264	3.302	3.299
COMPANHIA PAULISTA DE FORCA E LUZ	2.734	2.813	2.773	2.843	2.930	2.976	2.943	2.951	2.929
CELESC DISTRIBUICAO S.A.	2.171	2.142	2.128	2.090	2.157	2.133	2.187	2.255	2.262
COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA	2.189	2.158	2.121	2.072	2.131	2.217	2.258	2.228	2.260
COMPANHIA ENERGETICA DE PERNAMBUCO	1.590	1.564	1.500	1.457	1.501	1.575	1.645	1.695	1.718
ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVICOS S. A.	1.402	1.576	1.593	1.582	1.632	1.668	1.681	1.698	1.711
CELG DISTRIBUICAO S.A.	1.363	1.473	1.489	1.504	1.567	1.602	1.563	1.501	1.474
AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S.A.	1.293	1.327	1.314	1.260	1.341	1.378	1.384	1.436	1.407
COMPANHIA ENERGETICA DO CEARÁ	1.197	1.279	1.281	1.261	1.305	1.333	1.341	1.373	1.360
BANDEIRANTE ENERGIA S. A.	1.289	1.282	1.294	1.299	1.323	1.358	1.382	1.343	1.295
CENTRAIS ELETRICAS DO PARÁ S. A.	1.020	1.166	1.176	1.142	1.221	1.241	1.255	1.275	1.261
COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUICAO DE ENERGIA ELETRICA	1.000	1.087	1.114	1.122	1.127	1.106	1.116	1.171	1.237
COMPANHIA PIRATININGA DE FORCA E LUZ	1.092	1.144	1.139	1.159	1.193	1.204	1.195	1.214	1.213
AES - SUL DISTRIBUIDORA GAUCHA DE ENERGIA S. A.	912	1.002	1.003	992	1.011	999	1.013	1.073	1.109
RIO GRANDE ENERGIA S. A.	863	995	1.020	1.036	1.065	1.050	1.062	1.042	1.030
ESPIRITO SANTO CENTRAIS ELETRICAS S. A.	832	869	871	859	894	933	972	912	982
CEB DISTRIBUICAO S.A.	827	837	845	821	855	881	855	887	873
COMPANHIA ENERGETICA DO MARANHÃO	662	731	740	736	777	797	804	805	797
CENTRAIS ELETRICAS MATOGROSSENSES S.A.	700	696	691	780	787	797	788	789	755
EMPRESA ENERGETICA DE MATO GROSSO DO SUL S. A.	601	605	603	600	626	641	650	661	652
COMPANHIA ENERGETICA DO RIO GRANDE DO NORTE	601	586	554	542	581	597	620	651	649
COMPANHIA ENERGETICA DE ALAGOAS	523	536	522	508	512	536	558	593	607
ENERGISA PARAIBA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A	462	485	493	459	507	524	528	568	576
COMPANHIA ENERGETICA DO PIAUÍ	442	473	483	471	507	539	548	554	533
CENTRAIS ELETRICAS DE RONDONIA S.A.	433	434	430	422	420	423	434	440	444
AMAZONAS DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A	324	338	344	353	358	363	376	402	399
ENERGISA SERGIPE - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	333	334	333	319	333	349	352	375	371
COMPANHIA DE ENERGIA ELETRICA DO ESTADO DO TOCANTINS	200	211	210	207	218	223	212	207	208
ENERGISA MINAS GERAIS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	147	145	147	153	157	160	160	157	153
CAIUA - DISTRIBUICAO DE ENERGIA SA	134	135	134	135	142	145	142	147	152
COMPANHIA LUZ E FORCA SANTA CRUZ	115	126	126	126	133	138	136	138	135
EMPRESA DE DISTRIBUICAO DE ENERGIA VALE PARANAPANEMA SA	101	105	103	105	110	110	108	113	117

Tabela 3 – Contratação mensal de compra [MW médios]

EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO	(conclusão)									
	abr/14	mai/14	jun/14	jul/14	ago/14	set/14	out/14	nov/14	dez/14	
COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ACRE	100	97	98	100	105	109	111	111	108	
ENERGISA BORBOREMA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A	75	83	84	81	84	85	85	90	91	
EMPRESA ELETRICA BRAGANTINA S.A.	80	83	83	85	86	85	84	86	84	
DME DISTRIBUICAO S.A. - DMED	40	44	57	61	58	57	61	71	82	
COMPANHIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA	62	65	66	68	71	73	72	73	75	
COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA	63	61	59	61	63	65	67	66	60	
COMPANHIA SUL PAULISTA DE ENERGIA	52	50	50	50	50	52	54	53	55	
COMPANHIA LESTE PAULISTA DE ENERGIA	37	41	43	44	44	44	42	40	39	
COMPANHIA LUZ E FORÇA DE MOCOCA	28	28	28	28	28	29	30	28	27	
IGUAÇU DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELETRICA LTDA	26	27	27	28	27	27	29	28	26	
CFLO DISTRIBUICAO S. A.	-	-	-	-	8	8	8	8	8	
FORÇA E LUZ CORONEL VIVIDA LTDA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL ITAI PARANAPANEMA AVARE LTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
COOPERATIVA DE ELETRIFICACAO DE BRACO DO NORTE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
COMPANHIA ENERGETICA DE MINAS GERAIS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
COOPERATIVA PIONEIRA DE ELETRIFICACAO - COOPERA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
COMPANHIA FORÇA E LUZ DO OESTE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
MUXFELDT MARIN E CIA LTDA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
CENTRAIS ELETRICAS DE CARAZINHO SA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
COOPERATIVA DE ELETRIFICACAO RURAL DA REGIAO DE PROMISSAO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
NOVA PALMA ENERGIA LTDA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
CRELUZ COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
COOPERATIVA REGIONAL DE ENERGIA E DESENVOLVIMENTO IJUÍ LTDA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
COMPANHIA CAMPOLARGUENSE DE ENERGIA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
COOPERZEM COOPERATIVA DE DISTRIBUICAO DE ENERGIA ELETRICA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
COOPERATIVA DE ELETRICIDADE DE SAO LUDGERO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
COOPERATIVA REGIONAL SUL DE ELETRIFICACAO RURAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO AMAPA CEA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA SANTA MARIA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
EMPRESA FORÇA E LUZ JOÃO CESA LTDA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
COOPERATIVA DE DISTRIBUICAO DE ENERGIA TEUTONIA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
COOPERATIVA REGIONAL DE ENERGIA TAQUARI JACUI	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ENERGISA NOVA FRIBURGO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
COMPANHIA SUL SERGIPANA DE ELETRICIDADE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total	42.095	43.623	43.577	43.509	45.080	45.711	46.228	46.767	46.764	

Fonte: CCEE, 2015b.

Tabela 4 – Medição de consumo [MW médios]

(continua)

EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO	abr/14	mai/14	jun/14	jul/14	ago/14	set/14	out/14	nov/14	dez/14
ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S. A.	5.015	4.923	4.803	4.838	4.861	4.979	5.058	4.933	4.845
CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.	3.756	3.764	3.710	3.715	3.740	3.934	3.983	3.756	3.687
LIGHT SERVICOS DE ELETRICIDADE S. A.	3.496	3.160	3.021	2.926	2.931	3.220	3.408	3.619	4.054
COPEL DISTRIBUICAO S. A.	3.137	3.064	3.000	3.103	3.118	3.147	3.362	3.266	3.226
COMPANHIA PAULISTA DE FORCA E LUZ	2.987	2.814	2.750	2.758	2.861	3.044	3.221	3.068	2.961
CELESC DISTRIBUICAO S.A.	2.271	2.194	2.168	2.189	2.123	2.147	2.269	2.351	2.384
COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA	2.353	2.258	2.145	2.146	2.146	2.262	2.325	2.260	2.266
COMPANHIA ENERGETICA DE PERNAMBUCO	1.692	1.582	1.535	1.504	1.505	1.597	1.654	1.684	1.699
ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVICOS S. A.	1.706	1.622	1.584	1.597	1.634	1.692	1.766	1.711	1.717
CELG DISTRIBUICAO S.A.	1.550	1.614	1.595	1.590	1.660	1.749	1.777	1.590	1.506
AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S.A.	1.507	1.386	1.335	1.310	1.313	1.419	1.480	1.551	1.704
COMPANHIA ENERGETICA DO CEARÁ	1.271	1.297	1.299	1.314	1.325	1.378	1.412	1.411	1.402
BANDEIRANTE ENERGIA S. A.	1.311	1.226	1.255	1.271	1.276	1.307	1.332	1.314	1.276
CENTRAIS ELETRICAS DO PARÁ S. A.	1.227	1.265	1.284	1.271	1.311	1.336	1.349	1.364	1.324
COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUICAO DE ENERGIA ELETRICA	1.144	1.074	1.094	1.100	1.070	1.042	1.088	1.162	1.295
COMPANHIA PIRATININGA DE FORCA E LUZ	1.233	1.177	1.139	1.141	1.149	1.195	1.243	1.243	1.261
AES - SUL DISTRIBUIDORA GAUCHA DE ENERGIA S. A.	1.028	971	975	971	949	940	992	1.085	1.186
RIO GRANDE ENERGIA S. A.	1.057	1.031	1.049	1.073	1.038	1.038	1.090	1.117	1.094
ESPIRITO SANTO CENTRAIS ELETRICAS S. A.	1.018	1.000	928	895	924	1.015	1.014	985	1.032
CEB DISTRIBUICAO S.A.	790	806	774	781	799	859	858	818	784
COMPANHIA ENERGETICA DO MARANHAO	746	762	786	801	823	849	863	853	843
CENTRAIS ELETRICAS MATOGROSSENSES S.A.	692	691	709	748	855	935	933	791	669
EMPRESA ENERGETICA DE MATO GROSSO DO SUL S. A.	614	542	532	539	584	638	690	635	643
COMPANHIA ENERGETICA DO RIO GRANDE DO NORTE	616	594	569	572	584	610	634	641	645
COMPANHIA ENERGETICA DE ALAGOAS	555	507	493	482	477	495	507	539	556
ENERGISA PARAIBA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A	528	506	479	480	485	505	528	544	541
COMPANHIA ENERGETICA DO PIAUÍ	422	469	490	505	571	544	555	538	558
CENTRAIS ELETRICAS DE RONDONIA S.A.	381	379	394	382	420	450	420	405	389
AMAZONAS DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A	32	45	43	7	114	169	21	26	44
ENERGISA SERGIPE - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	364	341	326	319	319	335	347	359	363
COMPANHIA DE ENERGIA ELETRICA DO ESTADO DO TOCANTINS	207	236	244	242	258	271	260	237	218
ENERGISA MINAS GERAIS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	156	152	150	152	150	159	167	163	165
CAIUA - DISTRIBUICAO DE ENERGIA SA	147	133	127	126	134	143	158	151	153
COMPANHIA LUZ E FORCA SANTA CRUZ	136	135	129	129	138	139	154	142	137
EMPRESA DE DISTRIBUICAO DE ENERGIA VALE PARANAPANEMA SA	110	101	97	100	107	108	113	111	122

Tabela 4 – Medição de consumo [MW médios]

EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO	(conclusão)									
	abr/14	mai/14	jun/14	jul/14	ago/14	set/14	out/14	nov/14	dez/14	
COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ACRE	112	105	109	103	115	127	124	134	135	
ENERGISA BORBOREMA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A	90	88	84	84	83	86	88	91	88	
EMPRESA ELETRICA BRAGANTINA S.A.	93	91	91	94	94	95	96	90	91	
DME DISTRIBUICAO S.A. - DMED	53	52	51	52	52	52	53	52	50	
COMPANHIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA	75	67	67	67	78	78	84	79	77	
COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA	62	60	58	61	61	64	66	65	59	
COMPANHIA SUL PAULISTA DE ENERGIA	51	49	49	49	50	52	54	52	54	
COMPANHIA LESTE PAULISTA DE ENERGIA	38	41	41	40	43	41	44	38	36	
COMPANHIA LUZ E FORÇA DE MOCOCA	27	27	27	27	28	29	30	28	26	
IGUAÇU DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELETRICA LTDA	26	27	27	27	26	27	29	28	26	
CFLO DISTRIBUICAO S. A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
FORÇA E LUZ CORONEL VIVIDA LTDA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL ITAI PARANAPANEMA AVARE LTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
COOPERATIVA DE ELETRIFICACAO DE BRACO DO NORTE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
COMPANHIA ENERGETICA DE MINAS GERAIS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
COOPERATIVA PIONEIRA DE ELETRIFICACAO - COOPERA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
COMPANHIA FORÇA E LUZ DO OESTE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
MUXFELDT MARIN E CIA LTDA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
CENTRAIS ELETRICAS DE CARAZINHO SA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
COOPERATIVA DE ELETRIFICACAO RURAL DA REGIAO DE PROMISSAO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
NOVA PALMA ENERGIA LTDA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
CRELUZ COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
COOPERATIVA REGIONAL DE ENERGIA E DESENVOLVIMENTO IJUÍ LTDA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
COMPANHIA CAMPOLARGUENSE DE ENERGIA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
COOPERZEM COOPERATIVA DE DISTRIBUICAO DE ENERGIA ELETRICA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
COOPERATIVA DE ELETRICIDADE DE SAO LUDGERO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
COOPERATIVA REGIONAL SUL DE ELETRIFICACAO RURAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO AMAPA CEA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA SANTA MARIA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
EMPRESA FORÇA E LUZ JOÃO CESA LTDA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
COOPERATIVA DE DISTRIBUICAO DE ENERGIA TEUTONIA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
COOPERATIVA REGIONAL DE ENERGIA TAQUARI JACUI	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ENERGISA NOVA FRIBURGO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
COMPANHIA SUL SERGIPANA DE ELETRICIDADE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total	48.712	48.712	48.712	48.712	48.712	48.712	48.712	48.712	48.712	

Fonte: CCEE, 2015c.

Tabela 5 – Balanço entre contratos de compra e mercado medido [MW médios]

(continua)

EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO	abr/14	mai/14	jun/14	jul/14	ago/14	set/14	out/14	nov/14	dez/14
ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S. A.	-347	-180	-66	223	341	192	180	290	375
CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.	-456	-373	-296	-395	-194	-367	-435	-118	-188
LIGHT SERVICOS DE ELETRICIDADE S. A.	-245	-29	80	145	172	-84	-141	-320	-632
COPEL DISTRIBUICAO S. A.	-379	61	160	-63	65	60	-99	35	74
COMPANHIA PAULISTA DE FORCA E LUZ	-252	-1	23	85	69	-68	-279	-116	-31
CELESC DISTRIBUICAO S.A.	-100	-52	-39	-100	34	-14	-82	-96	-122
COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA	-164	-101	-24	-74	-14	-45	-66	-32	-5
COMPANHIA ENERGETICA DE PERNAMBUCO	-102	-18	-35	-47	-3	-23	-9	11	19
ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVICOS S. A.	-304	-46	9	-15	-2	-23	-85	-13	-6
CELG DISTRIBUICAO S.A.	-187	-141	-106	-87	-92	-147	-214	-89	-33
AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S.A.	-213	-59	-21	-50	27	-41	-96	-115	-297
COMPANHIA ENERGETICA DO CEARÁ	-74	-18	-19	-53	-20	-45	-71	-38	-41
BANDEIRANTE ENERGIA S. A.	-22	56	39	28	47	51	50	28	19
CENTRAIS ELETRICAS DO PARÁ S. A.	-207	-99	-107	-130	-89	-95	-94	-89	-63
COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUICAO DE ENERGIA ELETRICA	-143	13	20	22	57	64	28	9	-58
COMPANHIA PIRATININGA DE FORCA E LUZ	-141	-33	0	18	43	9	-49	-29	-48
AES - SUL DISTRIBUIDORA GAUCHA DE ENERGIA S. A.	-116	31	29	21	62	59	20	-11	-77
RIO GRANDE ENERGIA S. A.	-194	-36	-30	-37	27	12	-28	-76	-64
ESPIRITO SANTO CENTRAIS ELETRICAS S. A.	-186	-131	-58	-36	-30	-82	-42	-73	-50
CEB DISTRIBUICAO S.A.	37	32	71	40	56	23	-3	69	90
COMPANHIA ENERGETICA DO MARANHAO	-84	-31	-46	-65	-46	-53	-58	-48	-46
CENTRAIS ELETRICAS MATOGROSSEENSES S.A.	7	5	-18	32	-68	-139	-145	-2	86
EMPRESA ENERGETICA DE MATO GROSSO DO SUL S. A.	-13	63	71	62	42	3	-41	26	9
COMPANHIA ENERGETICA DO RIO GRANDE DO NORTE	-15	-8	-15	-30	-3	-13	-14	10	4
COMPANHIA ENERGETICA DE ALAGOAS	-32	29	29	26	35	41	51	54	51
ENERGISA PARAIBA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A	-66	-22	13	-20	22	19	1	24	35
COMPANHIA ENERGETICA DO PIAUÍ	21	4	-7	-34	-64	-4	-7	16	-24
CENTRAIS ELETRICAS DE RONDONIA S.A.	53	55	36	40	-1	-26	14	36	55
AMAZONAS DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A	293	293	301	345	244	194	355	376	356
ENERGISA SERGIPE - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	-31	-7	8	-0	14	14	5	16	8
COMPANHIA DE ENERGIA ELETRICA DO ESTADO DO TOCANTINS	-7	-25	-35	-35	-40	-48	-48	-30	-10
ENERGISA MINAS GERAIS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	-9	-7	-3	1	7	1	-7	-6	-12
CAIUA - DISTRIBUICAO DE ENERGIA SA	-12	2	7	8	7	2	-16	-4	-1
COMPANHIA LUZ E FORCA SANTA CRUZ	-22	-9	-3	-3	-5	-1	-18	-4	-2
EMPRESA DE DISTRIBUICAO DE ENERGIA VALE PARANAPANEMA SA	-10	4	6	5	3	2	-4	3	-6

Obs.: Valores positivos representam sobra de contratos e valores negativos representam exposição ou falta de contratos.

Tabela 5 – Balanço entre contratos de compra e mercado medido [MW médios]

EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO	(conclusão)									
	abr/14	mai/14	jun/14	jul/14	ago/14	set/14	out/14	nov/14	dez/14	
COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ACRE	-12	-8	-11	-2	-11	-18	-13	-23	-27	
ENERGISA BORBOREMA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A	-14	-5	0	-4	1	-1	-3	-0	2	
EMPRESA ELETRICA BRAGANTINA S.A.	-13	-8	-8	-10	-8	-10	-12	-4	-7	
DME DISTRIBUICAO S.A. - DMED	-13	-8	6	9	6	4	8	19	32	
COMPANHIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA	-13	-2	-2	1	-7	-5	-12	-5	-2	
COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA	1	1	1	0	2	1	1	1	1	
COMPANHIA SUL PAULISTA DE ENERGIA	1	1	1	0	0	0	0	0	1	
COMPANHIA LESTE PAULISTA DE ENERGIA	-1	-0	1	5	1	3	-2	1	2	
COMPANHIA LUZ E FORÇA DE MOCOCA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
IGUAÇU DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELETRICA LTDA	0	-0	0	0	0	-0	-0	-0	0	
CFLO DISTRIBUICAO S. A.	0	0	0	0	8	8	8	8	8	
FORÇA E LUZ CORONEL VIVIDA LTDA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL ITAI PARANAPANEMA AVARE LTD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
COOPERATIVA DE ELETRIFICACAO DE BRACO DO NORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
COMPANHIA ENERGETICA DE MINAS GERAIS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
COOPERATIVA PIONEIRA DE ELETRIFICACAO - COOPERA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
COMPANHIA FORÇA E LUZ DO OESTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
MUXFELDT MARIN E CIA LTDA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CENTRAIS ELETRICAS DE CARAZINHO SA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
COOPERATIVA DE ELETRIFICACAO RURAL DA REGIAO DE PROMISSAO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
NOVA PALMA ENERGIA LTDA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CRELUZ COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
COOPERATIVA REGIONAL DE ENERGIA E DESENVOLVIMENTO IJUÍ LTDA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
COMPANHIA CAMPOLARGUENSE DE ENERGIA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
COOPERZEM COOPERATIVA DE DISTRIBUICAO DE ENERGIA ELETRICA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
COOPERATIVA DE ELETRICIDADE DE SAO LUDGERO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
COOPERATIVA REGIONAL SUL DE ELETRIFICACAO RURAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO AMAPA CEA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA SANTA MARIA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
EMPRESA FORÇA E LUZ JOÃO CESA LTDA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
COOPERATIVA DE DISTRIBUICAO DE ENERGIA TEUTONIA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
COOPERATIVA REGIONAL DE ENERGIA TAQUARI JACUI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ENERGISA NOVA FRIBURGO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
COMPANHIA SUL SERGIPANA DE ELETRICIDADE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total	-3.786	-805	-38	-175	696	-588	-1.470	-312	-628	

Fonte: Autoria Própria.

A partir dos dados apresentados é possível tirar algumas conclusões, principalmente no que diz respeito aos dados da Tabela 5, onde são apresentados os balanços entre os contratos de compra e as medições de consumo de cada uma das 69 empresas que atuam no ramo de distribuição de energia elétrica no Brasil. Os valores negativos representam a quantidade de energia que as distribuidoras tiveram que buscar no MCP, ao valor do PLD, para atender todo o seu mercado. E valores positivos são as sobras de contratos, ou seja, esta energia foi colocada no Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) ou foi liquidada no MCP ao valor do PLD.

Uma tratativa necessária é a divisão destas empresas por Submercado de atuação, sendo assim, expõem-se na Tabela 6 as empresas divididas por região, excluindo-se aquelas que tiveram valores zerados na Tabela 5 (Balanço) em todos os meses do estudo.

Tabela 6 – Divisão das empresas distribuidoras por submercado

(continua)

Submercado	Empresa Distribuidora
	ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S. A.
	LIGHT SERVICOS DE ELETRICIDADE S. A.
	CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.
	COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ
	ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVICOS S. A.
	AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S.A.
	CELG DISTRIBUICAO S.A.
	BANDEIRANTE ENERGIA S. A.
	COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ
	ESPIRITO SANTO CENTRAIS ELETRICAS S. A.
	CEB DISTRIBUICAO S.A.
	CENTRAIS ELETRICAS MATOGROSSENSES S.A.
SE/CE-OS	EMPRESA ENERGETICA DE MATO GROSSO DO SUL S. A.
	ENERGISA MINAS GERAIS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
	CAIUA - DISTRIBUICAO DE ENERGIA SA
	COMPANHIA LUZ E FORÇA SANTA CRUZ
	EMPRESA DE DISTRIBUICAO DE ENERGIA VALE PARANAPANEMA SA
	EMPRESA ELETRICA BRAGANTINA S.A.
	ENERGISA BORBOREMA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A
	COMPANHIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA
	COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA
	COMPANHIA SUL PAULISTA DE ENERGIA
	DME DISTRIBUICAO S.A. - DMED
	COMPANHIA LESTE PAULISTA DE ENERGIA
	COMPANHIA LUZ E FORÇA DE MOCOCA

Tabela 6 – Divisão das empresas distribuidoras por submercado

Submercado	Empresa Distribuidora
SUL	COPEL DISTRIBUICAO S. A.
	CELESC DISTRIBUICAO S.A.
	COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUICAO DE ENERGIA ELETRICA
	AES - SUL DISTRIBUIDORA GAUCHA DE ENERGIA S. A.
	RIO GRANDE ENERGIA S. A.
	IGUAÇU DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELETRICA LTDA
	CFLO DISTRIBUICAO S. A.
NE	COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA
	COMPANHIA ENERGETICA DE PERNAMBUCO
	COMPANHIA ENERGETICA DO CEARÁ
	COMPANHIA ENERGETICA DO MARANHAO
	COMPANHIA ENERGETICA DO RIO GRANDE DO NORTE
	COMPANHIA ENERGETICA DE ALAGOAS
	ENERGISA PARAIBA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A
	COMPANHIA ENERGETICA DO PIAUÍ
ENERGISA SERGIPE - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	
N	CENTRAIS ELETRICAS DO PARÁ S. A.
	CENTRAIS ELETRICAS DE RONDONIA S.A.
	COMPANHIA DE ENERGIA ELETRICA DO ESTADO DO TOCANTINS
	COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ACRE
	AMAZONAS DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A

Fonte: Autoria Própria.

Sabendo-se da quantidade de energia que cada distribuidora necessitava para atender seu mercado entre abril e dezembro de 2014 (Tabela 5), e segmentando-as por submercado de atuação, é possível somar as quantidades de energia que sobraram dos contratos das distribuidoras e as quantidades faltantes (exposições ao Mercado de Curto Prazo) para atender seus respectivos mercados.

Conforme estipulado no Capítulo 1, o objetivo deste trabalho é quantificar os efeitos econômicos de cenários de redução na demanda de energia das classes Residencial e Comercial, que são atendidas pelas distribuidoras de energia, ou seja, estimar o ganho teórico que seria obtido por elas ao se buscar menos energia no MCP, assim como o ganho por parte do governo federal ao evitar repasses exorbitantes do Tesouro Nacional para auxiliar o fechamento das contas das distribuidoras. Portanto, apenas os valores de exposições ou faltas de contratos serão considerados nesta análise. Desta forma, são rerepresentados nas Tabelas 7, 8, 9 e 10 os dados de balanço entre os contratos de compra e medição de consumo das distribuidoras, agora divididas por submercado de atuação, onde são somados os totais de sobras e de exposições nos contratos.

Tabela 7 – Balanço das distribuidoras do Sudeste/ Centro – Oeste [MW médios]

Submercado	EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO	abr/14	mai/14	jun/14	jul/14	ago/14	set/14	out/14	nov/14	dez/14
	ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S. A.	-347	-180	-66	223	341	192	180	290	375
	LIGHT SERVICOS DE ELETRICIDADE S. A.	-245	-29	80	145	172	-84	-141	-320	-632
	CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.	-456	-373	-296	-395	-194	-367	-435	-118	-188
	COMPANHIA PAULISTA DE FORCA E LUZ	-252	-1	23	85	69	-68	-279	-116	-31
	ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVICOS S. A.	-304	-46	9	-15	-2	-23	-85	-13	-6
	AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S.A.	-213	-59	-21	-50	27	-41	-96	-115	-297
	CELG DISTRIBUICAO S.A.	-187	-141	-106	-87	-92	-147	-214	-89	-33
	BANDEIRANTE ENERGIA S. A.	-22	56	39	28	47	51	50	28	19
	COMPANHIA PIRATININGA DE FORCA E LUZ	-141	-33	0	18	43	9	-49	-29	-48
	ESPIRITO SANTO CENTRAIS ELETRICAS S. A.	-186	-131	-58	-36	-30	-82	-42	-73	-50
	CEB DISTRIBUICAO S.A.	37	32	71	40	56	23	-3	69	90
	CENTRAIS ELETRICAS MATOGROSSENSES S.A.	7	5	-18	32	-68	-139	-145	-2	86
SE/CE-OS	EMPRESA ENERGETICA DE MATO GROSSO DO SUL S. A.	-13	63	71	62	42	3	-41	26	9
	ENERGISA MINAS GERAIS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	-9	-7	-3	1	7	1	-7	-6	-12
	CAIUA - DISTRIBUICAO DE ENERGIA SA	-12	2	7	8	7	2	-16	-4	-1
	COMPANHIA LUZ E FORCA SANTA CRUZ	-22	-9	-3	-3	-5	-1	-18	-4	-2
	EMPRESA DE DISTRIBUICAO DE ENERGIA VALE PARANAPANEMA SA	-10	4	6	5	3	2	-4	3	-6
	EMPRESA ELETRICA BRAGANTINA S.A.	-13	-8	-8	-10	-8	-10	-12	-4	-7
	ENERGISA BORBOREMA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A	-14	-5	0	-4	1	-1	-3	-0	2
	COMPANHIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA	-13	-2	-2	1	-7	-5	-12	-5	-2
	COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA	1	1	1	0	2	1	1	1	1
	COMPANHIA SUL PAULISTA DE ENERGIA	1	1	1	0	0	0	0	0	1
	DME DISTRIBUICAO S.A. - DMED	-13	-8	6	9	6	4	8	19	32
	COMPANHIA LESTE PAULISTA DE ENERGIA	-1	-0	1	5	1	3	-2	1	2
	COMPANHIA LUZ E FORCA DE MOCOCA	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Total sobra	46	164	315	662	825	291	239	437	617
	Total exposições	-2.474	-1.031	-581	-600	-406	-968	-1.602	-900	-1.316

Fonte: Autoria Própria.

Tabela 8 – Balanço das distribuidoras do Sul [MW médios]

Submercado	EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO	abr/14	mai/14	jun/14	jul/14	ago/14	set/14	out/14	nov/14	dez/14
SUL	COPEL DISTRIBUICAO S. A.	-371	69	168	-55	65	60	-99	35	74
	CELESC DISTRIBUICAO S.A.	-100	-52	-39	-100	34	-14	-82	-96	-122
	COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUICAO DE ENERGIA ELETRICA	-143	13	20	22	57	64	28	9	-58
	AES - SUL DISTRIBUIDORA GAUCHA DE ENERGIA S. A.	-116	31	29	21	62	59	20	-11	-77
	RIO GRANDE ENERGIA S. A.	-194	-36	-30	-37	27	12	-28	-76	-64
	IGUAÇU DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELETRICA LTDA	0	-0	0	0	0	-0	-0	-0	0
	CFLO DISTRIBUICAO S. A.	0	0	0	0	8	8	8	8	8
	Total sobra	0	113	217	43	253	204	56	52	82
	Total exposições	-924	-88	-69	-191	0	-14	-209	-184	-321

Fonte: Autoria Própria.

Tabela 9 – Balanço das distribuidoras do Nordeste [MW médios]

Submercado	EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO	abr/14	mai/14	jun/14	jul/14	ago/14	set/14	out/14	nov/14	dez/14
NE	COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA	-164	-101	-24	-74	-14	-45	-66	-32	-5
	COMPANHIA ENERGETICA DE PERNAMBUCO	-102	-18	-35	-47	-3	-23	-9	11	19
	COMPANHIA ENERGETICA DO CEARÁ	-74	-18	-19	-53	-20	-45	-71	-38	-41
	COMPANHIA ENERGETICA DO MARANHAO	-84	-31	-46	-65	-46	-53	-58	-48	-46
	COMPANHIA ENERGETICA DO RIO GRANDE DO NORTE	-15	-8	-15	-30	-3	-13	-14	10	4
	COMPANHIA ENERGETICA DE ALAGOAS	-32	29	29	26	35	41	51	54	51
	ENERGISA PARAIBA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A	-66	-22	13	-20	22	19	1	24	35
	COMPANHIA ENERGETICA DO PIAUÍ	21	4	-7	-34	-64	-4	-7	16	-24
	ENERGISA SERGIPE - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	-31	-7	8	-0	14	14	5	16	8
	Total sobra	21	32	51	26	71	73	57	132	116
	Total exposições	-568	-204	-146	-325	-151	-182	-226	-118	-117

Fonte: Autoria Própria.

Tabela 10 – Balanço das distribuidoras do Norte [MW médios]

Submercado	EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO	abr/14	mai/14	jun/14	jul/14	ago/14	set/14	out/14	nov/14	dez/14
	CENTRAIS ELETRICAS DO PARÁ S. A.	-207	-99	-107	-130	-89	-95	-94	-89	-63
	CENTRAIS ELETRICAS DE RONDONIA S.A.	53	55	36	40	-1	-26	14	36	55
N	COMPANHIA DE ENERGIA ELETRICA DO ESTADO DO TOCANTINS	-7	-25	-35	-35	-40	-48	-48	-30	-10
	COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ACRE	-12	-8	-11	-2	-11	-18	-13	-23	-27
	AMAZONAS DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A	293	293	301	345	244	194	355	376	356
	Total sobra	345	348	337	385	244	194	370	412	411
	Total exposições	-225	-132	-154	-167	-140	-187	-155	-142	-100

Fonte: Autoria Própria.

De uma forma resumida, apresentam-se na Tabela 11 os valores agregados provenientes das Tabelas 7, 8, 9 e 10 que se referem aos montantes de energia faltante (exposições ao MCP) para o fechamento do balanço das distribuidoras.

Tabela 11 – Total de exposição mensal das distribuidoras por submercado [MW médios]

Sub-mercado	abr/14	mai/14	jun/14	jul/14	ago/14	set/14	out/14	nov/14	dez/14
SE	-2.474	-1.031	-581	-600	-406	-968	-1.602	-900	-1.316
SUL	-924	-88	-69	-191	0	-14	-209	-184	-321
NE	-568	-204	-146	-325	-151	-182	-226	-118	-117
N	-225	-132	-154	-167	-140	-187	-155	-142	-100
SIN	-4.191	-1.454	-949	-1.283	-697	-1.350	-2.192	-1.344	-1.854

Fonte: Autoria Própria.

Na Tabela 12 tem-se os valores de PLD obtidos através das simulações dos modelos Newave e Decomp, para cada cenário (Referência, Caso -5% e -10%), que serviriam para contabilizar os montantes de energia apresentados na Tabela 11.

Tabela 12 – Valores de PLD compilados por cenário [R\$/MWh]

Cenário	Sub-mercado	abr/14	mai/14	jun/14	jul/14	ago/14	set/14	out/14	nov/14	dez/14
Referência	SE	822,83	816,34	461,30	642,99	696,08	703,68	771,13	803,13	557,90
	SUL	822,83	816,34	207,75	581,97	696,08	703,60	726,06	803,13	557,90
	NE	727,17	767,60	461,07	642,99	696,08	703,68	771,13	803,13	557,90
	N	646,70	334,12	461,07	642,99	696,08	703,68	771,13	803,13	557,90
Caso -5%	SE	775,85	749,13	334,29	517,27	609,73	590,40	691,21	799,92	514,81
	SUL	775,85	749,13	131,27	438,73	609,73	590,34	649,46	799,92	514,81
	NE	675,42	672,07	334,28	517,27	609,73	590,40	691,21	799,92	514,81
	N	507,69	297,62	334,28	517,27	609,73	590,40	691,21	799,92	514,81
Caso -10%	SE	647,12	543,21	251,53	422,63	542,60	517,34	612,87	797,77	474,37
	SUL	647,12	543,21	80,10	361,18	542,60	513,82	572,59	797,77	474,37
	NE	622,73	540,39	251,46	422,63	542,60	517,34	612,87	797,77	474,37
	N	448,11	220,55	251,46	422,63	542,60	517,34	612,87	797,77	474,37

Fonte: Autoria Própria.

A partir destes dois dados, mostrados nas Tabelas 11 e 12, foi possível simular a contabilização dos montantes de energia, multiplicando os totais de energia, medida em MW médios, pelo número de horas de cada mês e multiplicando pelo PLD obtido nas simulações. Tais resultados são expostos na Tabela 13.

Tabela 13 – Contabilização dos montantes de exposição de energia por submercado [milhões de reais]

Cenário	Submercado	abr/14	mai/14	jun/14	jul/14	ago/14	set/14	out/14	nov/14	dez/14
Referência	SE	1.465,8	626,4	192,8	286,8	210,1	490,3	919,3	520,7	546,3
	SUL	547,3	53,2	10,4	82,8	0,0	6,9	112,8	106,2	133,1
	NE	297,2	116,5	48,5	155,4	78,2	92,4	129,8	68,2	48,6
	N	104,8	32,7	51,0	80,1	72,7	94,6	89,0	82,1	41,4
Caso -5%	SE	1.382,1	574,8	139,7	230,7	184,0	411,4	824,0	518,6	504,1
	SUL	516,1	48,8	6,5	62,4	0,0	5,8	100,9	105,8	122,8
	NE	276,0	102,0	35,2	125,1	68,5	77,5	116,3	67,9	44,9
	N	82,2	29,1	37,0	64,4	63,7	79,4	79,8	81,8	38,2
Caso -10%	SE	1.152,8	416,8	105,1	188,5	163,8	360,5	730,6	517,2	464,5
	SUL	430,4	35,4	4,0	51,4	0,0	5,0	89,0	105,5	113,1
	NE	254,5	82,1	26,5	102,2	61,0	67,9	103,1	67,7	41,3
	N	72,6	21,6	27,8	52,6	56,7	69,6	70,7	81,5	35,2

Fonte: Autoria Própria.

Sabendo da contabilização dos totais de energia faltante para o atendimento integral dos consumidores por parte das distribuidoras, foi possível estimar os ganhos financeiros de cada um dos cenários de redução no consumo, comparando-os ao cenário referência. Sendo assim, apresenta-se na Tabela 14 a economia teórica em milhões de reais que cada cenário de redução no consumo traria por região.

Tabela 14 – Economia teórica entre os cenários e a referência [milhões de reais]

Cenário	Sub-mercado	abr/14	mai/14	jun/14	jul/14	ago/14	set/14	out/14	nov/14	dez/14	Total
Caso -5%	SE	83,7	51,6	53,1	56,1	26,1	78,9	95,3	2,1	42,2	488,97
	SUL	31,2	4,4	3,8	20,4	0,0	1,1	11,9	0,4	10,3	83,54
	NE	21,1	14,5	13,3	30,4	9,7	14,9	13,5	0,3	3,8	121,44
	N	22,5	3,6	14,0	15,7	9,0	15,2	9,2	0,3	3,2	92,76
	Total	158,6	74,0	84,3	122,5	44,8	110,1	129,9	3,1	59,4	786,70
Caso -10%	SE	313,0	209,6	87,7	98,3	46,3	129,8	188,7	3,5	81,8	1158,66
	SUL	116,9	17,8	6,4	31,4	0,0	1,9	23,8	0,7	19,9	218,79
	NE	42,7	34,5	22,0	53,3	17,2	24,5	26,6	0,5	7,3	228,59
	N	32,2	11,1	23,2	27,4	16,0	25,1	18,3	0,5	6,2	159,98
	Total	504,7	273,0	139,3	210,4	79,6	181,2	257,4	5,2	115,2	1766,02

Fonte: Autoria Própria.

Ao analisar os dados mensalmente, presentes na Tabela 14, percebeu-se que no mês de novembro houve uma economia quase que imperceptível comparada à economia obtida no restante do período. Esta diferença foi devida ao fato das simulações (Referência, Caso -5% e Caso -10%) terem acusado um PLD médio bastante próximo, diferindo-se em no máximo R\$5,36/MWh nos cenários simulados. Esta aproximação no preço de liquidação das diferenças foi causada em razão do PLD ter atingido o seu teto (R\$822,83/MWh) em mais de um patamar de carga.

Observando-se todo o horizonte de estudo, identificou-se no Cenário de 5% de redução de carga, uma economia teórica de R\$ 786.702.342,63 (setecentos e oitenta e seis milhões, setecentos e dois mil, trezentos e quarenta e dois reais e sessenta e três centavos) em relação ao Cenário referência, enquanto que no Cenário de 10% de redução no consumo houve uma economia teórica de R\$ 1.766.019.111,49 (um bilhão, setecentos e sessenta e seis milhões, dezenove mil, cento e onze reais e quarenta e nove centavos).

4.6 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO

Neste capítulo foram expostos os principais eventos financeiros e regulatórios acontecidos durante o ano de 2014, assim como precedentes conjunturais que conduziram o setor elétrico à atual crise.

Foram apresentados dados consistidos da Empresa de Pesquisa Energética referentes ao mercado de energia elétrica, e o comportamento de consumo das diversas classes durante o horizonte do estudo. Da mesma forma, foram apresentadas as premissas do estudo, ou seja, os cenários simulados e analisados no decorrer do trabalho, além de algumas considerações em relação ao sinal econômico equivocado dado à população em geral. Também foram expostas as curvas do armazenamento dos reservatórios e os PLDs, através de gráficos comparativos, tendo como base o Cenário referência.

Conforme abordado na Seção 4.3, no ano de 2015, diferentemente do ocorrido em 2014, medidas de sinalização de preço foram instauradas no mercado regulado para as classes atendidas pelas distribuidoras. Essa sinalização do preço da energia elétrica, por meio das bandeiras tarifárias, teve como consequência a redução do consumo destes grupos atendidos no ACR.

Ao apresentar os resultados neste capítulo, foram descritos os ganhos teóricos obtidos ao quantificar os montantes que seriam economizados com os cenários de racionalização do consumo, 5% e 10%, referente às classes Residencial e Comercial somadas. Esses números foram bastante significativos (quase 800 milhões de reais para um cenário de redução de 5% na demanda de energia e 1,76 bilhões de reais para um cenário de 10% de redução).

Sendo este estudo baseado em dados reais do ONS, CCEE e EPE, os valores citados não podem ser menosprezados, pois são reflexos de medições e dados consentidos do mercado de energia elétrica. Mesmo considerando que o modelo de referência não é idêntico ao ocorrido na prática, esse cenário mostrou-se muito próximo do real. Portanto, considera-se que montantes que poderiam ter sido economizados são próximos dos valores apresentados neste trabalho.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

5.1 EFEITOS DOS CENÁRIOS DE REDUÇÃO DO CONSUMO NA ECONOMIA

Para a maioria das pessoas, abordar o tema da racionalização no consumo de energia elétrica relembra o último racionamento de energia que ocorreu no Brasil nos anos de 2001 e 2002, quando houve o corte compulsório de carga a fim de possibilitar uma recuperação mais rápida dos níveis dos grandes reservatórios que compunham o SIN. Entretanto, não se pode equiparar a crise energética do ano de 2014 àquela ocorrida em 2001, pois a matriz energética atual é diferente daquela vista há mais de uma década. O problema ocorrido no último racionamento foi sem dúvida um problema estrutural, pois não havia unidades termelétricas e de outras fontes em quantidade satisfatória para complementar a geração hídrica durante o período seco, sem haver desabastecimento de energia elétrica.

A crise hídrica, conseqüentemente energética, em 2014, não se restringiu apenas a um ano específico e sim a anos consecutivos de aflúncias abaixo da média nas regiões Sudeste/Centro – Oeste e quinquênios sucessivos de aflúncia abaixo da média na região Nordeste, caracterizando um problema conjuntural. Além disso, pode-se afirmar que os investimentos em novos empreendimentos de geração não foram suficientes nos últimos anos, e que novas unidades geradoras e obras de transmissão programadas para entrar em operação entre 2012 e 2016, nos Planos Decenais da EPE, sofreram progressivos atrasos.

De modo geral, mesmo com essas diferenças citadas entre os anos de 2001 e 2014, o ano de 2001 continua sendo uma boa base comparativa, pois nele foi decretado o racionamento de energia elétrica, que proporcionou conscientização em grande escala por parte da população e do setor industrial, para temas como eficiência energética e uso racional da energia elétrica.

Portanto, desconsiderando o efeito do sistema de bandeiras tarifárias, não vigente durante o ano de 2014, pode-se analisar qual seria o impacto da redução racional do consumo de energia elétrica no índice que mede a inflação (IPCA) em 2014. Tal análise considera os seguintes itens:

- Segundo o presidente da EPE, cada bilhão em dívida das distribuidoras de energia elétrica cria uma necessidade de reajuste de 0,8 a 1% nas tarifas de energia elétrica (Tolmasquim *apud* MOTA, 2014).
- Inflação de 6,41% no ano de 2014 (IBGE, 2015a).
- Percentual acumulado de 17,06% no item energia elétrica residencial no ano de 2014 (IBGE, 2015b).
- Peso de 2,95% (item energia elétrica residencial) dos 100% que compõe o índice de inflação (IBGE, 2015b).

Desta forma, o cenário de redução no consumo de 5% (Caso -5%) resultou em uma economia teórica de aproximadamente 787 milhões de reais, admitindo que um bilhão de reais corresponde a 1% de reajuste nas distribuidoras, seria equivalente a 0,787% de reajustes que deixariam de ser repassados aos consumidores. Supondo que toda essa economia viesse da classe Residencial a redução resultaria em 16,27% do percentual acumulado ao invés dos 17,06% registrados no final de 2014 no subitem energia elétrica residencial, isso corresponde a uma variação de 4,61% no peso da energia elétrica residencial (2,95%) em relação ao índice. Essa diferença teria uma variação de 0,14% no IPCA, fazendo com que a inflação de 2014 terminasse em 6,40%.

Já o segundo cenário (Caso -10%), que corresponde a uma economia teórica de aproximadamente 1,77 bilhões de reais, equivalente a 1,77% de reajustes que não seriam repassados à população, faria com que a inflação no ano de 2014 terminasse em torno de 6,39%.

Portanto, ao analisar os resultados observando diretamente a redução do consumo de energia elétrica da classe residencial, tal economia não gerou impactos substanciais no índice da inflação. Contudo, ao abranger outro setor como o terciário, que engloba as atividades de serviços e comércio de produtos, os reajustes tarifários da energia elétrica causariam menores custos adicionais nos bens e serviços gerados, sendo assim, esta redução impactaria no preço de vários outros itens que compõe o índice de preços para o consumidor (inflação).

5.2 CONCLUSÕES

Ao examinar os resultados obtidos no trabalho e o cenário econômico brasileiro atual, constata-se que a redução do consumo de energia elétrica que ocorre desde o final do ano de 2014 não foi devida unicamente à racionalização e a sinalização de preços, mas sim à retração da economia brasileira, principalmente do setor industrial.

É importante destacar que o enfraquecimento da economia brasileira e a redução global no consumo de energia elétrica do SIN implicaram em uma revisão expressiva das previsões de carga para o horizonte de estudo dos modelos computacionais (Newave e Decomp).

Levando-se em conta a 1ª Revisão Quadrimestral das projeções da carga do SIN, para o período de 2015-2019, e considerando as simulações presentes neste trabalho que contemplam a redução de carga apenas para o período de abril a dezembro de 2014, pode-se afirmar que a revisão da carga de todo horizonte modelado (1ª Revisão quadrimestral 2015), se trasladada para o horizonte de estudo em questão (abril a dezembro de 2014), traria montantes financeiros ainda mais expressivos comparados aos apresentados neste trabalho.

Os efeitos da aplicação das bandeiras tarifárias, no ano de 2015, foram discutidos no item 4.3.1 deste trabalho. Nessa seção foi apresentada a evolução do reservatório integrado do SIN nos anos de crise (2001 e 2014), e nos anos subsequentes. Conclui-se, portanto, que mesmo havendo uma importante recuperação dos reservatórios do SIN até a data de finalização deste trabalho (maio de 2015), os níveis de armazenamento continuam abaixo daqueles vistos em 2014 e comparados aos níveis observados em 2001. Assim sendo, os anos de 2015 e 2016 serão cruciais para o setor elétrico e energético brasileiro, e consequentemente para a economia.

5.3 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

As simulações computacionais utilizando os modelos Newave e Decomp podem fornecer inúmeras informações e resultados que possibilitam analisar diferentes cenários de oferta e demanda de energia no SIN, portanto, podem fornecer como *output* tendências futuras para o CMO. Esses custos de operação podem sinalizar os preços de longo prazo da energia elétrica, uma vez que são fruto das mesmas ferramentas computacionais utilizadas pelas empresas do setor elétrico e órgãos oficiais.

Sendo assim, a título de ideias para trabalhos futuros, poderão ser abordados temas como revisões tarifárias futuras (2015 e 2016) decorrentes da gestão do setor elétrico adotadas nos anos de 2014 e 2015.

REFERÊNCIAS

ABRADEE: Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. **Visão geral do setor**. Disponível em: <<http://goo.gl/52pxkW>>. Acesso em 17 de out. 2014.

AMATO, Fábio. Empréstimo de R\$ 11,2 bilhões para pagar térmicas acaba em junho. **G1 Economia**, Brasília, 28 mai. 2014. Disponível em: <<http://goo.gl/jlZSsy>>. Acesso em 03 de jun. de 2014.

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de energia elétrica do Brasil 3 ed.** Brasília: ANEEL, 2008.

_____. **Resolução normativa nº 518**, de 18 de dezembro de 2012. Brasília: 2012.

_____. **Matriz de energia elétrica**. Brasília: 2014a. Disponível em: <<http://goo.gl/CpTP8d>>. Acesso em 15 de mai. 2014.

_____. **Evolução da capacidade instalada**. Brasília: 2014b. Disponível em: <<http://goo.gl/gACPid>>. Acesso em 16 de mai. 2014.

_____. **Aneel define limites do Preço de Liquidação de Diferenças para 2014**. Brasília: 2014c. Disponível em: <<http://goo.gl/khE19F>>. Acesso em 17 de out. 2014.

_____. **Informações Técnicas: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão**. Brasília: 2014d. Disponível em: <<http://goo.gl/ulAysx>>. Acesso em 28 de out. 2014.

_____. **Despacho Nº 4.288**, de 30 de outubro de 2014. Brasília: 2014e.

_____. **Resolução homologatória nº 1.859**, de 27 de fevereiro de 2015. Brasília: 2015.

BARDELIN, Cesar Endrigo Alves. **Impactos do Racionamento de Energia Elétrica de 2001 e 2002 no Brasil**. 5th Latin-American Congress: Electricity Generation and Transmission, São Pedro, 16 – 20 nov. 2003. Disponível em: <<http://goo.gl/aNliCk>>. Acesso em 28 de jan. 2015.

BCB: Banco Central do Brasil. **Relatório Anual 2013**. Brasília, v49, 2013.

_____. **Taxas de câmbio**. Disponível em: <<http://goo.gl/ftT6P/>>. Acesso em 31 de out. 2014.

BORGES, Fabricio Quadros. **Indicadores de sustentabilidade para a Energia Elétrica no estado do Pará**. Revista Brasileira de Energia, vol.15, nº 2: 2009.

BRANDI, Rafael Bruno da Silva. **Processo iterativo de construção da função de custo futuro na metodologia PDE-ConvexHull**. 2011. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, UFJF: Juiz de Fora, 2011.

BRANCO, Adriano Murgel; GOLDEMBERG, José; PINGUELLI, Luiz Rosa. **Política energética e crise de desenvolvimento**. São Paulo: Paz e Terra, 2002.

BRASIL. Portaria nº 134, de 1º de abril de 2014. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, n. 63, 2 de abril de 2014b. Seção I, p. 71. Disponível em: <<http://goo.gl/4bElr9>>. Acesso em 23 de mai. 2014.

CASTRO, Nivalde de; BRANDÃO, Roberto. **Preço x custo da energia no setor elétrico brasileiro**. Valor Econômico. São Paulo: fev. 2014.

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Coletânea de Legislação**. São Paulo, 2009. Disponível em: <<http://goo.gl/ldNbSs>>. Acesso em 17 de mai. 2014.

_____. **Visão Geral das Operações na CCEE**. São Paulo, 2010. Disponível em: <<http://goo.gl/RHJwVu>>. Acesso em 17 de fev. 2015.

_____. **Garantia Física**. Regras de Comercialização: São Paulo, 2013. Disponível em: <<http://goo.gl/Kkh6Rf>>. Acesso em 19 de mai. 2014.

_____. **Onde atuamos: Comercialização**. Disponível em: <<http://goo.gl/kJuPS4/>>. Acesso em 17 de out. 2014a.

_____. **Atribuições e o foco de atuação da CCEE**. Disponível em: <<http://goo.gl/G0Xo0t/>>. Acesso em 19 de set. 2014b.

_____. **Mecanismo de Realocação de Energia - MRE**. Disponível em: <<http://goo.gl/dwOMTJ/>>. Acesso em 23 de out. 2014c.

_____. **Procedimentos de Comercialização: Módulo 8 - MCSD.** Disponível em: <<http://goo.gl/L2kG0t/>>. Acesso em 29 de out. 2014d.

_____. **Comercialização: Ambiente de Contratação Livre.** Disponível em: <<http://goo.gl/4KnwIE/>>. Acesso em 23 de out. 2014e.

_____. **Quem são os agentes: Como se dividem.** Disponível em: <<http://goo.gl/S8SVVR/>>. Acesso em 24 de out. 2014f.

_____. **Preços médios da CCEE.** Disponível em: <<http://goo.gl/6rZIGS>>. Acesso em 29 de jan. 2015a.

_____. **Notícias.** Leilão “A” contrata 2046 MW médios em energia elétrica: São Paulo, 2014a. Disponível em: <<http://goo.gl/u6JTkA>>. Acesso em 26 de mai. 2014.

_____. **Metodologia.** Metodologia de preços: São Paulo, 2014b. Disponível em: <<http://goo.gl/eHCbg3>>. Acesso em 20 de mai. 2014.

_____. **Relatórios Individuais Gerais de Contratos.** Disponível em: <<http://goo.gl/AvftW4>>. Acesso em 27 de mar. 2015b.

_____. **Relatórios Individuais Gerais de Medição.** Disponível em: <<http://goo.gl/lt2oGD>>. Acesso em 27 de mar. 2015c.

_____. **O que fazemos: Preço.** Disponível em: <<http://goo.gl/FtCcB9>>. Acesso em 12 de mai. 2015d.

CEPEL: Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **Projeto Newave – Manual do Usuário – Versão 19.** Rio de Janeiro: Eletrobras, 2013a.

_____. **Modelo DECOMP: Determinação da coordenação da operação a curto prazo.** Manual de Referência – Versão 20. Rio de Janeiro: 2013b.

CHRISTOFARI, Vilson Daniel. **Guia do Cliente Livre.** Duke Energy, 2013. Disponível em: <<http://goo.gl/cY9lvJ>>. Acesso em 15 de mai. 2014.

COSTA, Machado da; BORBA, Júlia. Mudança na energia trava mercado livre. **Folha de S. Paulo**, São Paulo, 15 out. 2014.

DEUS, Marcella Lanzetti Daher de. **Séries temporais aplicadas ao Planejamento da Operação do Sistema Interligado Nacional – SIN**. 2008. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Elétrica, PUC - RJ: Rio de Janeiro, 2008.

EPE: Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2013**: Ano base 2012. Rio de Janeiro: EPE, 2013.

_____. **Balanco Energético Nacional 2014**: Ano base 2013. Rio de Janeiro: EPE, 2014.

_____. **Metodologia de Cálculo da garantia física das usinas**. Brasília: 2008. Disponível em: <<http://goo.gl/IKWhMC>>. Acesso em 20 de ago. 2014.

_____. **Atualização do valor do patamar único de custo de déficit**. Brasília: 2014. Disponível em: <<http://goo.gl/TnGmML>>. Acesso em 20 de set. 2014.

_____. **Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica**. Disponível em: <<http://goo.gl/9l9s55>>. Acesso em 29 de jan. 2015.

_____. **Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica**. Disponível em: <<http://goo.gl/wJe8u1>>. Acesso em 10 mai. 2015.

FARIELLO, Danilo. Consumo maior de energia custou R\$ 6,5 bi. **O Globo**, Rio de Janeiro, 23 out. 2014.

GODOI, Maurício. Leilão A-1: Certame negocia 622 MW médios ao preço de R\$ 197,09 por MWh. **Agência CanalEnergia**, São Paulo, 05 dez. 2014.

IBGE: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Pesquisas estruturais**. Disponível em: <<http://goo.gl/ogdRf2>>. Acesso em 17 de set. 2014.

_____. **Índices de Preços ao Consumidor - IPCA e INPC**. Disponível em: <<http://goo.gl/VeY3RI>>. Acesso em 13 de mai. 2015a.

_____. **Sistema IBGE de Recuperação Automática - SIDRA**. Disponível em: <<http://goo.gl/RmEpMq>>. Acesso em 13 de mai. 2015b.

KAFRUNI, Simone. Conta de luz mais salgada. **Correio Braziliense**, Distrito Federal, 07 ago. 2014.

MACEIRA, M.E.P., BEZERRA, C.V. **Stochastic Streamflow model for Hydroelectric Systems** In: Proceedings of 5th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems. Vancouver - Canadá: 1997.

MACEIRA, M.E.P., JARDIM, D.L.D.D. **Modelo de Geração de Séries Sintéticas de Energias e Vazões – GEVAZP – Manual de Referência**. Relatório Técnico DPP/PEL 83/2000, CEPEL. Rio de Janeiro: 2000.

MÁXIMO, Welton. Baixo crescimento e inflação próximo do teto marcam economia em 2014. **EBC Agência Brasil**, Brasília, 29 dez. 2014. Disponível em: <<http://goo.gl/up6ieX>>. Acesso em 8 de fev. 2014.

MME: Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2022**. Brasília: MME/EPE, 2013.

MONTENEGRO, Sueli. Impacto de empréstimos para distribuidoras será de oito pontos percentuais em 2015 e 2016. **Agência Canal Energia**, Brasília, 29 jul. 2014.

MOTA, Veras Camila. EPE: Aumento na conta de luz deve ser de 2,5% em 2015. **Valor Econômico**, São Paulo, 07 ago. 2014. Disponível em: <<http://goo.gl/5gz4Gp>>. Acesso em 10 mai. 2015.

ONS: Operador Nacional do Sistema. **Conheça o Sistema: Mapas do SIN**. Disponível em: <<http://goo.gl/AGLGAF/>>. Acesso em 24 de out. 2014a.

_____. **Diretrizes para a Operação Eletroenergéticas**. Disponível em: <<http://goo.gl/NKNMzR/>>. Acesso em 17 de set. 2014b.

_____. **Informativo Preliminar Diário da Operação**. Rio de Janeiro: ONS, 2014a. Disponível em: <<http://goo.gl/ulHSb6>>. Acesso em 20 de mai. 2014.

_____. **O que é o SIN – Sistema Interligado Nacional**. Rio de Janeiro: ONS, 2014b. Disponível em: <<http://goo.gl/WIs9h3>>. Acesso em 19 de mai. 2014.

_____. **Histórico dos Custos Marginais de Operação**. Rio de Janeiro: ONS, 2014c. Disponível em: <<http://goo.gl/1KsqmR>>. Acesso em 19 de mai. 2014.

_____. **Carga PEN – Previsão da Carga dos Sistemas Interligados**. Disponível em: <<http://goo.gl/v45wOH>>. Acesso em 18 de mai. 2015.

PENNA, Débora Dias Jardim. **Definição da Árvore de Cenários de Afluências para o Planejamento da Operação Energética de Médio Prazo**. 2009. Tese de Doutorado – Departamento de Engenharia Elétrica, PUC - RJ: Rio de Janeiro, 2009.

PERES, Leandra. Rombo de distribuidoras pode crescer R\$ 9 bi. **Valor Econômico**, São Paulo, 18 jun. 2014.

TEIXEIRA, Lígia Silva M. **Fundamentos da comercialização de energia elétrica no Brasil**. 2009. Monografia – Departamento de Ciências Econômicas, UFSC: Florianópolis, 2009.

TERRY, L. A. *et al.* **Modelo a Sistema Equivalente - Descrição Geral**. Relatório Técnico. CEPEL 1705/80. Rio de Janeiro: 1980.

WARTH, Anne; FERNANDES, Adriana. Distribuidoras terão novo empréstimo para cobrir custos. **Jornal do Comercio**, Rio de Janeiro, 01 jul. 2014.

WARTH, Anne. Conta de luz da Celg fica 21,6% mais cara. **O Estado de S. Paulo**, São Paulo, 10 set. 2014.

GLOSSÁRIO

ACL – Ambiente de contratação livre

Ambiente no qual há a negociação direta de contratos bilaterais entre os agentes que podem participar do mercado livre de energia – geradores, comercializadores e consumidores livres.

ACR – Ambiente de contratação regulado

Ambiente no qual se realiza a contratação de energia entre geradores e empresas distribuidoras. Toda a contratação do ACR é realizada por meio de leilões de energia.

Aneel – Agência nacional de energia elétrica

Agência reguladora do setor de energia elétrica no Brasil, responsável por estabelecer as regras e condições gerais para os agentes.

CCEE – Câmara de comercialização de energia elétrica

Entidade privada subordinada à Aneel, responsável pelo registro e gerenciamento de operações de comercialização de energia e pelas liquidações no mercado de curto prazo.

CCEAR – Contrato de comercialização de energia no ambiente regulado

É o contrato que é assinado entre as distribuidoras e os geradores vencedores dos leilões de energia.

CDE – Conta de desenvolvimento energético

Encargo do setor elétrico brasileiro com o objetivo de financiar o desenvolvimento energético dos estados, projetos de universalização do acesso à energia, subvenções a consumidores de baixa renda e incentivos a determinadas tecnologias.

CEPEL – Centro de pesquisas em energia elétrica

Centro de pesquisas controlado pela Eletrobras, responsável pelos softwares de simulação e despacho utilizados no setor elétrico – tais como NEWAVE e DECOMP.

CER – Contrato de energia de reserva

É o contrato assinado pelos geradores vencedores de um leilão de energia de reserva. A CCEE é responsável por gerir o recurso da conta de energia de reserva e remunerar o gerador pela energia produzida.

CMO – Custo marginal de operação

Representa o custo (em R\$/MWh) de se aumentar marginalmente a demanda do sistema. O CMO de um sistema hidrotérmico depende do custo de oportunidade da água armazenada, envolvendo análises complexas que são realizadas por modelos computacionais.

CMSE – Comitê de monitoramento do setor elétrico

Grupo composto pelos dirigentes de entidades setoriais, com o objetivo de monitorar a segurança de suprimento do sistema e informar o governo de potenciais problemas identificados.

CNPE – Conselho nacional de política energética

Conselho composto por ministros de estado e outras autoridades, responsável pela elaboração da política energética brasileira. Define os critérios de garantia de suprimento e pode autorizar a realização de empreendimentos considerados estratégicos para o país.

CVU – Custo Variável Unitário

É o custo variável de geração de uma usina, em R\$/MWh. Deve incluir gastos com combustível e de O&M, mas não considera custos fixos ou remuneração do investimento.

DECOMP

Modelo de otimização utilizado na simulação de curto prazo do sistema elétrico brasileiro, que retorna o plano de operação e o PLD da semana seguinte.

EPE – Empresa de pesquisa energética

Empresa pertencente ao governo federal encarregada de realizar estudos técnicos de planejamento energético para o MME.

ESS – Encargos de serviços do sistema

Encargo do setor elétrico brasileiro que remunera custos de manutenção da confiabilidade do sistema que não são contemplados no PLD – como o despacho fora da ordem de mérito e os serviços ancilares.

GF – Garantia física

A garantia física de uma usina, calculada por modelos computacionais, representa a contribuição da usina para a segurança de suprimento do sistema, e é igual à máxima energia que ela pode vender em contratos.

ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

ICMS é a sigla que identifica o Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação. É um imposto que cada um dos Estados e o Distrito Federal podem instituir, como determina a Constituição Federal de 1988.

IGP-M – Índice geral de preços de mercado

Índice de inflação no Brasil que captura tanto variações de preços no atacado quanto ao consumidor final.

IPCA – Índice nacional de preços ao consumidor amplo

Índice de inflação no Brasil que captura variações de preços ao consumidor final.

LER – Leilão de energia de Reserva

Leilões organizados pelo governo para contratar energia “extra” de modo a garantir a segurança de suprimento do sistema.

MCSD – Mecanismo de compensação de sobras e déficits

Este mecanismo permite uma troca de contratos entre as distribuidoras: distribuidoras com sobra contratual podem ceder seus contratos para outras deficitárias, beneficiando ambas.

MME – Ministério de minas e energia

É o responsável pela formulação e implementação da política energética brasileira. Coordena o CNPE, supervisiona empresas públicas, prepara os planos de expansão e define a garantia física das usinas.

MRE – Mecanismo de realocação de energia

Mecanismo obrigatório para todas as usinas hidrelétricas, segundo o qual a produção e o risco hidrológico são compartilhados por todos os integrantes.

NEWAVE

Modelo de otimização utilizado na simulação de longo prazo do sistema elétrico brasileiro, com horizonte de cinco anos. Seus resultados são utilizados como entrada para o DECOMP.

ONS – Operador nacional do sistema

Entidade privada subordinada à Aneel, responsável pela operação de curto prazo e despacho físico do sistema.

PDE – Plano decenal de expansão

Documento publicado anualmente pela EPE que descreve o seu planejamento de longo prazo para o sistema elétrico, com horizonte de dez anos.

PLD – Preço de liquidação das diferenças

É o preço de liquidação da energia no mercado spot, definido a partir do CMO, com aplicação de um “piso” e um “teto”. É calculado semanalmente pelo

DECOMP, para três patamares de carga (pesado, intermediário e leve) e quatro submercados (Norte, Nordeste, Sul, e Sudeste-Centro-Oeste).

PROINFA – Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica

Programa implementado em 2004 para subsidiar projetos de fonte eólica, biomassa e PCHs e ampliar sua participação na matriz energética brasileira. Também se refere ao encargo criado para financiar o programa.

SIN – Sistema Interligado Nacional

É a principal rede interligada de transmissão e distribuição do Brasil, que cobre grande extensão do país e atende a 98% da carga do sistema. Os outros 2% são atendidos por cerca de 300 sistemas isolados.

TUSD – Tarifa de uso do sistema de distribuição

Tarifa paga por consumidores livres ligados à rede de uma distribuidora, correspondente à TUST mais um valor que remunere o custo de construção e manutenção da rede de distribuição.

TUST – Tarifa de uso do sistema de transmissão

Tarifa que representa o custo unitário de uso do sistema de transmissão, calculada a partir das RAPs e paga pelos geradores, distribuidoras e consumidores livres ligados diretamente à rede de transmissão.

ANEXO

ANEXO A – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no sistema interligado nacional nos ambientes de contratação regulada e contratação livre, além de efetuar a contabilização e a liquidação das operações realizadas no mercado de curto prazo.

Segundo CCEE (2014b), suas atribuições e foco de atuação são:

- Administração do Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL);
- Implantação e divulgação dos procedimentos e regras de comercialização;
- Registro dos contratos firmados entre os agentes da CCEE;
- Medição e registro da energia verificada através do sistema de coleta de dados de energia (SCDE), responsável pela coleta automática dos valores produzidos e consumidos no sistema elétrico interligado;
- Apuração do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), utilizado para liquidação da energia comercializada no mercado de curto prazo;
- Contabilização e liquidação das transações realizadas no mercado de curto prazo;
- Monitoramento das condutas e ações empreendidas pelos agentes, assim como apuração das infrações e cálculo de penalidades por variações de contratação de energia;
- Realização de leilões de compra e venda de energia elétrica.

Segundo Teixeira (2009), o setor apresenta processos operacionais distintos que abrangem desde a geração de energia até sua comercialização com o consumidor final. De forma simplificada, os agentes são divididos entre agentes de geração, agentes distribuidores e agentes comercializadores.

Agentes de geração

Segundo CCEE (2014a), na atividade de geração, todos os agentes podem vender energia tanto no Ambiente de Contratação Regulada – ACR como Ambiente de Contratação Livre – ACL. Os agentes da categoria Geração são organizadas por classes. Sendo elas:

- Concessionários de Serviço Público de geração: agente titular de concessão para exploração de ativo de geração a título de serviço público, outorgado pelo Poder Concedente.
- Produtores Independentes de energia elétrica: agente individual, ou participante de consórcio, que recebe concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia destinada à comercialização por sua conta e risco.
- Autoprodutores: agente com concessão, permissão ou autorização para produzir energia destinada a seu uso exclusivo, podendo comercializar eventual excedente de energia desde que autorizado pela Aneel.

Agentes de comercialização

Fazem parte da categoria de comercialização, segundo CCEE (2014f), os agentes importadores, exportadores e comercializadores de energia elétrica, além dos consumidores especiais. Os agentes são definidos da seguinte maneira:

- Comercializador: É o agente que compra energia por meio de contratos bilaterais celebrados no ACL, podendo vender energia a outros comercializadores, a geradores e aos consumidores livres e especiais, no próprio ACL, ou aos distribuidores por meio dos leilões de ajuste no ACR.
- Consumidor Livre: É o consumidor que, atendendo aos requisitos da legislação vigente, pode escolher seu fornecedor de energia elétrica (gerador e/ou comercializador) por meio de livre negociação. O critério para um consumidor se tornar livre é ter demanda mínima de 3 MW. Já o consumidor que teve sua ligação realizada antes de 08/07/1995, deve ter além dos 3 MW de demanda mínima, uma tensão de fornecimento de 69kV.

- Consumidor Especial: É o consumidor com demanda entre 500kW e 3MW, que tem o direito de adquirir energia de qualquer fornecedor, desde que a energia adquirida seja oriunda de fontes incentivadas especiais (eólica, PCHs, biomassa ou solar).
- Importador: É o agente que detém autorização do Poder Concedente para realizar importação de energia elétrica para abastecimento do mercado nacional.
- Exportador: É o agente que detém autorização do Poder Concedente para realizar exportação de energia elétrica para abastecimento de países vizinhos.

Agentes de distribuição

De acordo com CCEE (2014f), os agentes da categoria de Distribuição são as empresas concessionárias distribuídas de energia elétrica, que realizam o atendimento da demanda de energia aos consumidores com tarifas e condições de fornecimento reguladas pela Aneel.

Pela regulamentação vigente, todos os distribuidores têm participação obrigatória no ACR, celebrando contratos de energia com preços resultantes de leilões.

ANEXO B – MODELO NEWAVE

O Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes Interligados – NEWAVE tem como objetivo básico o planejamento da operação do sistema hidrotérmico, considerando, em cada etapa do período de planejamento, as metas de geração de cada usina que compõe o Sistema Integrado Nacional (SIN). Tal planejamento visa simular as usinas do SIN a fim de que a geração atenda a demanda e minimize o custo de operação ao longo do tempo. Este custo é composto pelo custo variável de combustível das usinas termoeletricas e pelo custo atribuído às interrupções de fornecimento de energia (CEPEL, 2013a).

A estratégia de operação deve ser calculada para todas as possibilidades de combinação de níveis dos reservatórios e tendências hidrológicas. A resolução deste problema é baseada em Programação Dinâmica Estocástica (PDE) e Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), que necessita da divisão no espaço de estados, tornando o problema da determinação da operação ótima do sistema intratável do ponto de vista computacional. Esta limitação impõe as seguintes simplificações: não representação explícita do intercâmbio entre submercados e a necessidade de modelar as energias afluentes por um modelo autorregressivo mensal de ordem 1. Ainda no sentido de reduzir a dimensão do problema de planejamento da operação de médio e longo prazo, as usinas hidroelétricas são agregadas em sistemas equivalentes de energia. Nesta representação, a energia produzida é calculada pelo deplecionamento dos reservatórios conhecendo-se os níveis de armazenamento iniciais (TERRY *et al.*, 1980).

Contudo, a energia que pode ser produzida com o volume total de água armazenada no sistema depende da forma como está distribuída esta água, sendo conveniente a representação de armazenamento agregado do sistema, ou seja, um reservatório equivalente.

Tratando-se ainda do planejamento da operação energética de médio prazo, o modelo NEWAVE, podendo considerar vários subsistemas interligados, permite uma representação estática ou dinâmica da configuração do sistema, permite a divisão da carga em até três patamares (pesada, média e leve), representação dos cortes no suprimento do mercado de energia elétrica em até quatro patamares de déficit, além da consideração de diversos cenários de energias naturais afluentes (ENA), obtidos através de um modelo autoregressivo periódico de ordem p , PAR(p)

(MACEIRA; BEZERRA, 1997), que modela a afluência de um mês como sendo função das afluências dos p meses anteriores. Através do uso do $PAR(p)$, secas de longa persistência são capazes de serem reproduzidas.

Segundo CEPEL (2013a), o NEWAVE é composto basicamente pelos seguintes módulos:

- Módulo de cálculo dos sistemas equivalentes: Calcula os subsistemas equivalentes de energia: energias armazenáveis máximas, séries históricas de energias controláveis e energias fio d'água, energia de vazão mínima, evaporação, capacidade de turbinamento.
- Módulo de cálculo do modelo estocástico de energias afluentes: Estima os parâmetros do modelo estocástico e gera séries sintéticas de energias afluentes que são utilizadas no módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica e para geração de séries sintéticas de energias afluentes para análise de desempenho no módulo de simulação da operação.
- Módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica – Determina a política de operação mais econômica para os subsistemas equivalentes, tendo em conta as incertezas nas afluências futuras, os patamares de demanda e a indisponibilidade dos equipamentos.
- Módulo de simulação da operação – Simula a operação do sistema ao longo do período de planejamento, para distintos cenários de sequências hidrológicas, falhas dos componentes e variações da demanda. Calcula índices de desempenho, tais como a média dos custos de operação, dos custos marginais de operação, o risco de déficit e os valores médios de intercâmbio de energia.

A interação entre os módulos citados é apresentada na Figura 7.

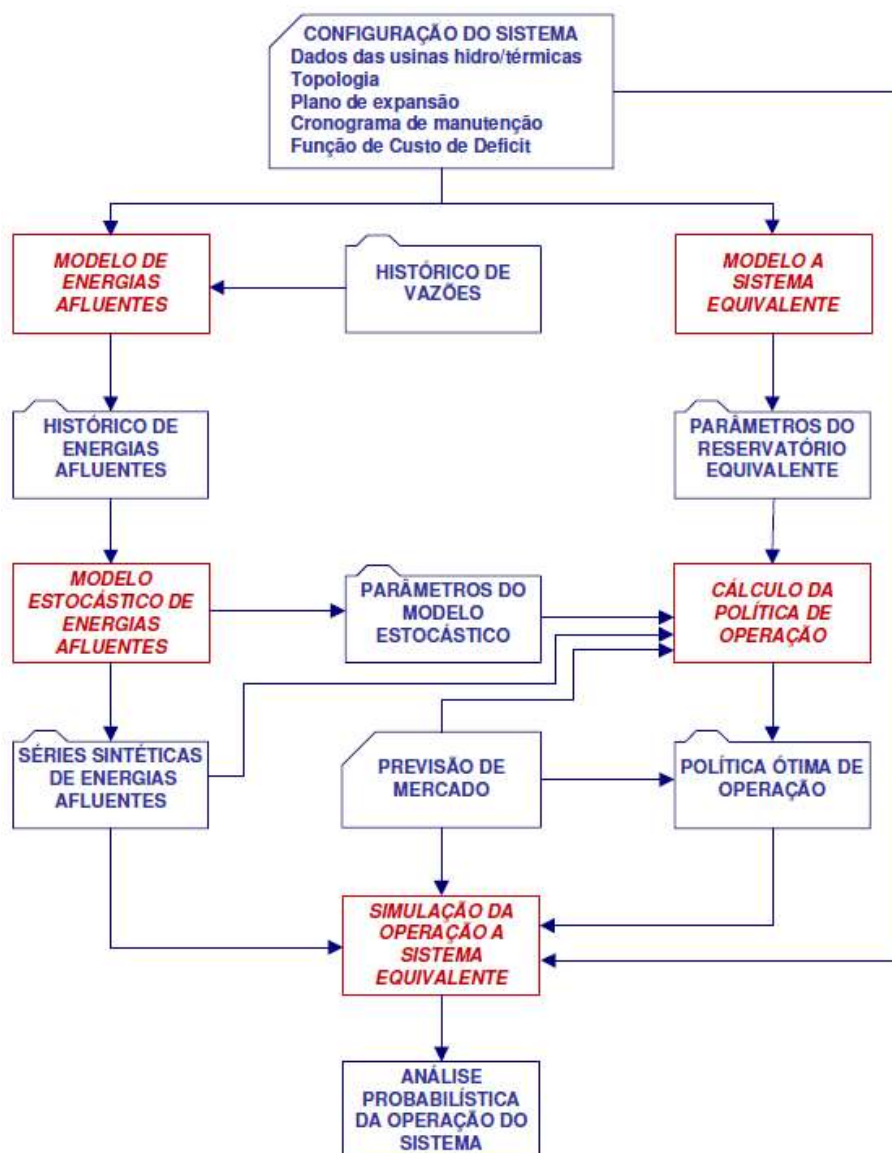


Figura 7 – Diagrama de blocos do programa NEWAVE
Fonte: CEPEL, 2013a.

ANEXO C – MODELO DECOMP

O modelo DECOMP foi desenvolvido para aplicação no horizonte de curto prazo e tem como seu objetivo principal determinar as metas de geração das usinas individualmente. Tratando-se de um sistema hidrotérmico, tendo como maior parte da geração proveniente de usinas hidrelétricas, o modelo acaba ficando dependente da entrada de afluências, que são geradas estocasticamente a partir de um histórico e de estimativas meteorológicas. Todo este processo visa minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento, sendo que este custo de operação é composto pelos gastos com combustíveis nas unidades térmicas e eventuais penalizações pelo não atendimento da demanda, ou seja, déficits no atendimento (CEPEL, 2013b).

Conforme manual referência do DECOMP, CEPEL (2013b), as restrições físicas e operativas do modelo são representadas e diretamente associadas ao problema, algumas delas são:

- Conservação da água;
- Limites de turbinamento;
- Defluência mínima e máxima;
- Armazenamento;
- Atendimento à demanda.

Já as incertezas acerca das vazões afluentes aos diversos aproveitamentos do sistema são representadas através de cenários hidrológicos (CEPEL, 2013b).