

P&D Estratégico ANEEL

Metodologia de elaboração da função de custo do déficit
ANEEL PD-0642-002/2015

PROPONENTES: ENERCAN E ASSOCIADOS DA APINE



Livro



FICHA TÉCNICA

Objeto do Contrato

Metodologia de elaboração da função de custo do déficit

Data de Assinatura do Contrato

3 de agosto de 2015

Prazo de Execução

18 (dezoito) meses

Contratante

ENERCAN

Contratada

Fundação Getúlio Vargas, PSR Soluções e Consultoria Ltda e Thymos Energia

Coordenadora

Joisa Campanher Dutra

SUMÁRIO

1. Glossário de Termos.....	6
2. Introdução	17
2.1 O Projeto estratégico – Metodologia de Elaboração da Função Custo do Déficit.....	17
2.2 Organização do Relatório	23
3. Sumário Executivo	24
4. Relevância do Custo do Déficit para o Setor Elétrico Brasileiro	45
4.1 Fundamentos Conceituais da Função Custo do Déficit.....	45
4.2 Importância da Função Custo do Déficit no Planejamento da Operação e da Expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN).....	48
4.3 Interpretação do Custo do Déficit nos Modelos de Planejamento da Operação – NEWAVE	52
4.4 Déficit de Energia e Racionamento.....	64
5. Histórico da Função Custo do Déficit no Brasil	46
5.1 Resultado Obtido Pela Comissão Custo do Déficit do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos - GCPS (1988).....	68
5.2 Evolução da Curva de Custo do Déficit	70
5.3 Limitações e Possibilidades de Melhoria do Parâmetro em Vigor.....	72
6. Lições da Experiência Internacional.....	75
6.1 Canadá.....	75
6.2 Estados Unidos.....	76
6.3 Europa	78
6.4 Peru.....	80
6.5 Inglaterra.....	84
6.6 Colômbia	85
7. Metodologia do Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS) para cálculo do Custo do Déficit com uso de Matriz Insumo-Produto	88
7.1 Estimção da Função Custo do Déficit: Metodologia Atual	88
7.2 Metodologia GCPS Revisada	102
8. Equilíbrio Geral Computável.....	116
8.1 Introdução ao Modelo de Equilíbrio Geral Computável.....	116
8.2 A Necessidade do Equilíbrio Geral	118
8.3 O Modelo	121

9. Avaliação do Custo do Racionamento de 2001	137
9.1 Efeitos do Racionamento e Premissas sobre o Impacto do PIB.....	137
9.2 O Impacto de Altas no Preço do PLD sobre o PIB.....	140
10. Pesquisa Direta aos Consumidores	144
10.1 Introdução à Pesquisa Direta	145
10.2 Aplicação do Custo do Déficit e os Cenários Utilizados da Pesquisa Direta	146
10.3 A Base Metodológica da Pesquisa Direta	155
10.4 A Definição da Amostra.....	160
10.5 Resultados Obtidos	165
10.6 Custo da Interrupção – Classe Comercial	183
10.7 Custo do Racionamento – Classe Comercial.....	192
10.8 Custo da Interrupção – Classe Industrial	198
10.9 Custo do Racionamento – Classe Industrial.....	205
10.10 Consolidação dos Resultados para as Classes Residencial, Comercial e Industrial	210
10.11 Conclusão da Pesquisa Direta aos Consumidores	214
10.12 Classe Residencial	214
10.13 Classe Comercial	214
10.14 Classe Industrial	215
11. Função de Penalização: Metodologia PSR	218
11.1 Adequabilidade entre a Função de Penalização do Déficit e o Critério de Suprimento	218
11.2 Metodologia para definição dos segmentos da função de custo de déficit	233
11.3 Estudo de Caso.....	244
11.4 Conclusões da Função de Penalização	261
12. Análise do Número de Patamares da Função de Penalização do Déficit.....	262
12.1 Interpretação dos patamares da função de penalização do déficit de energia.....	262
12.2 Relação entre os patamares e a operação real do sistema	266
12.3 Conclusão da Análise sobre o Número de Patamares na Função de Penalização do Déficit	273
12.4 Observações sobre o Custo Implícito do Déficit	Erro! Indicador não definido.
13. Análise Comparativa.....	284
13.1 Função Custo do Déficit em Vigor (4 Patamares – origem GCPS 1988).....	285
13.2 GCPS – Matriz Insumo-Produto.....	285
13.3 Equilíbrio Geral Computável (EGC).....	286
13.4 Pesquisa Direta	286

13.5	Custo Implícito do Déficit	287
14.	Efeitos das Funções Custo do Déficit Propostas nos Modelos Computacionais do Setor Elétrico (NEWAVE) - Thymos.....	288
13.6	Simulação Encadeada – Backtest do período de 2012 a 2016	288
13.7	Simulações para cálculo de Garantia Física	305
13.8	Conclusões	309
15.	Conclusão	311
	Anexo I:.....	312
	Tabela dos Setores Econômicos que determinaram os patamares de déficit na metodologia do GCPS 1988.....	312
	Anexo II:.....	313
	Tabela dos Setores Econômicos que determinaram os patamares de déficit na metodologia do GCPS 1988 atualizada com a TRU 2013	313
	Anexo III:.....	315
	Tabela dos Setores Econômicos que determinaram os patamares de déficit na metodologia do GCPS 1988 atualizada com a TRU 2013 e sem incluir a proporção do consumo energético no Zj	315
	Referências Bibliográficas	317

1. GLOSSÁRIO DE TERMOS

A-3 / A-5

Ver “LEN A-3/A-5”.

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.

ANA – Agência Nacional de Águas

Agência que regula o uso da água de rios e lagos sob a responsabilidade do poder federal.

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.

ANP – Agência Nacional do Petróleo

Órgão regulador do setor de petróleo e gás natural no Brasil.

CAR – Curva de Aversão ao Risco

Critério de planejamento da operação utilizado nos modelos de despacho que impõe um nível mínimo pré-definido para os reservatórios das usinas hidrelétricas, de modo a minimizar o risco de racionamento.

CCC – Conta de Consumo de Combustíveis

Encargo do setor elétrico brasileiro que subsidia o custo de geração em sistemas isolados, temos quais possuem elevada participação de usinas a óleo combustível.

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 Eletrobrás, que dentre as responsabilidades reside a manutenção e o aperfeiçoamento dos programas de simulação e despacho utilizados no setor elétrico, 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.

CFURH – Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos

Encargo que incorre sobre a geração de usinas hidrelétricas, referente à exploração do potencial hidráulico. É destinado em sua maioria aos governos estaduais e municipais, com parcelas menores repassadas ao MME e à ANA.

CME – Custo Marginal de Expansão

Representa o custo de expansão adicional (em R\$/MWh) resultante do aumento marginal da demanda do sistema. O CME de um sistema depende do custo de construir e operar nova capacidade para o sistema, incluindo custo de investimento, financiamento, operação e manutenção fixo e variável, encargos e impostos.

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.

Consumidor Representativo

Um único consumidor que é capaz de emular perfeitamente o comportamento da média dos consumidores de uma economia.

CPAMP – Comissão Permanente de Análises de Metodologias e Programas Computacionais no Setor Elétrico

Comissão com a finalidade de garantir coerência e integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo MME, EPE, ONS e CCEE.

Critério de Confiabilidade

Critério utilizado para o atendimento à demanda de ponta do sistema, ou seja, está relacionado aos cortes de carga.

CVU – Custo Variável Unitário

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

Critério de Segurança

Critério utilizado para a garantia de atendimento à demanda de energia elétrica. Até julho de 2008 o critério de segurança no Brasil era a probabilidade de qualquer déficit igual a 5%. A partir de julho de 2008 o critério de segurança passou a ser a igualdade entre o valor esperado do CMO e do CME, limitado à probabilidade de déficit igual a 5%.

Critério de Suprimento

O mesmo que Critério de Segurança, também conhecido como Critério de Segurança de Suprimento.

Custo da Energia Não Suprida

Energia Não Suprida (ENS) é o mesmo que déficit de energia. Custo de Energia Não Suprida é, portanto, o custo do déficit de energia.

Custo Explícito do Déficit

Custo estimado do impacto do déficit de energia para a economia. Por exemplo, a metodologia da Matriz Insumo Produto é uma abordagem para se estimar o Custo Explícito do Déficit.

Custo Implícito do Déficit

Custo estimado do déficit de energia obtido a partir da definição de um Critério de Segurança de Suprimento. Por não refletir diretamente o impacto do déficit na economia, esse custo é chamado de implícito.

CVAR – Conditional Value at Risk (Valor Esperado Conditional)

Métrica de risco que representa o valor esperado dos valores observados acima de um determinado percentil da distribuição de probabilidade. Por exemplo, o CVaR de 5% da energia não suprida representa a média dos déficits de energia que ocorrem nos 5% cenários hidrológicos mais secos.

DAP – Disposição a Pagar

Valor máximo que consumidores estariam dispostos a pagar para evitar um cenário de queda de oferta de um bem ou serviço.

DAR – Disposição a Receber

Compensação mínima que os consumidores requereriam para estarem indiferentes entre haver ou não uma queda na oferta de um bem ou serviço.

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.

Demanda Final

Demanda por bens e serviços que tem como finalidade a satisfação direta das necessidades dos agentes econômicos.

Demanda Intermediária

Demanda por bens e serviços que são consumidos na produção de outros bens e serviços, ou seja, bens e serviços que sofrerão modificações ao serem incorporados na produção de bens e serviços finais.

Elasticidade de Oferta de Trabalho de Frisch

A elasticidade da oferta de trabalho de Frisch é a elasticidade das horas trabalhadas em relação aos salários, para um dado nível de riqueza.

Elasticidade de Substituição

A elasticidade da substituição entre bens mede, intuitivamente, a disposição do consumidor em substituir um bem por outro. Esse valor varia entre zero e o infinito, sendo que, quanto mais próximo de zero, mais difícil será a referida substituição. Tecnicamente, ela representa a mudança na proporção de consumo entre dois bens quando seu preço relativo muda.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pertencente ao governo federal encarregada de realizar estudos técnicos de planejamento energético para o Ministério de Minas e Energia (MME).

Equilíbrio Walrasiano

Noção de equilíbrio na qual há igualdade entre oferta e demanda agregada nos mercados de bens e fatores, por meio de um vetor de preços.

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.

Excedente do Consumidor

O excedente do consumidor é o total de utilidade proporcionado por um produto em relação ao seu custo. Corresponde à diferença entre o montante que o consumidor estaria disposto a pagar por determinada quantidade de um bem e o montante que ele efetivamente paga.

Excedente do Produtor

O excedente do produtor corresponde à diferença entre o montante que o produtor efetivamente recebe pela venda de determinada quantidade de um bem e o montante que ele estaria disposto a receber por aquele bem.

Função de Produção

Função matemática que associa as quantidades de um conjunto diverso de insumos à produção final de um bem.

Função de Produção Leontief

Tipo específico de função de produção segundo a qual o valor da quantidade produzida por um determinado agente econômico corresponde ao mínimo entre os valores que resultam dos produtos de constantes por cada um dos insumos. Por exemplo, seja a produção de um determinado setor

dada por Y , sejam A e B constantes positivas e sejam K e L dois insumos quaisquer. A função de produção desse caso pode ser representada por $Y = \min \{AK, BL\}$.

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 considerada a máxima energia que ela pode vender em contratos.

IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente

Órgão federal responsável pelo monitoramento e controle ambiental. Atua nos processos de licenciamento ambiental de grandes projetos de infraestrutura.

ICB – Índice Custo-Benefício

Parâmetro para comparação de projetos nos leilões de energia, que leva em conta a expectativa de geração da usina.

IGP-M – Índice Geral de Preços - 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.

LEE – Leilão de Energia Existente

Leilão para renovação do montante contratado pelas distribuidoras, no qual participam usinas já em funcionamento.

LEN A-3/A-5 – Leilão de Energia Nova “A menos 3”/“A menos 5”

Leilões para contratação de energia nova pelas distribuidoras, para atender o crescimento da demanda. Leilões A-3 são para entrega três anos após a realização do leilão, e A-5 para entrega cinco anos depois.

LER – Leilão de Energia de Reserva

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

LI – Licença Ambiental de Instalação

A LI corresponde à segunda das três etapas do licenciamento ambiental no Brasil e é necessária para que os trabalhos de construção e operação do empreendimento se iniciem.

LO – Licença Ambiental de Operação

A LO corresponde à terceira e última etapa do licenciamento ambiental no Brasil e deve ser obtida antes do início da operação do empreendimento.

LP – Licença ambiental Prévia

A LP corresponde à primeira das três etapas do licenciamento ambiental no Brasil e é exigida para que projetos de geração possam participar de leilões de energia nova.

Markup

Diferença entre o custo de um bem ou serviço e seu preço de venda.

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.

Mínimos Quadrados Ordinários

O Método dos Mínimos Quadrados Ordinários (MQO) é uma técnica de otimização matemática que procura encontrar o melhor ajuste para um conjunto de dados, minimizando a soma dos quadrados das diferenças entre o valor estimado e os dados observados (tais diferenças são chamadas resíduos), de forma a maximizar o grau de ajuste do modelo aos dados observados.

MMA – Ministério do Meio Ambiente

É o responsável pela formulação e implementação de políticas nacionais de meio ambiente, envolvendo uso dos recursos hídricos, preservação dos ecossistemas e integração de meio ambiente e produção.

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.

Modelo Aberto de Leontief

Modelo constituído de um número finito de indústrias, cuja produção é distribuída entre as próprias indústrias e o consumidor final. Dada uma demanda final mecânica (que independe de preços), determina-se a demanda final de cada atividade e, com isso, a sua oferta.

MRA – Mecanismo de Redução da Energia Assegurada

Mecanismo que penaliza as usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) caso apresentem indisponibilidades maiores que o esperado.

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 médio (cinco anos) e longo (de dez a trinta anos) prazo do sistema elétrico brasileiro. Seus resultados são utilizados como dado de entrada para o DECOMP.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

Entidade privada subordinada à ANEEL, responsável pela operação e despacho físico do sistema, entre outras funções

P&D – Pesquisa e Desenvolvimento

Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da ANEEL obrigatório para os Agentes do setor elétrico (geradores, distribuidoras e empresas de transmissão).

PCH – Pequena Central Hidrelétrica

Qualquer unidade geradora hidrelétrica com potência superior a 5 MW e inferior a 30 MW, que são tratadas diferentemente das hidrelétricas tradicionais em alguns aspectos.

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.

PIS/COFINS

São dois dos principais impostos federais brasileiros, incidentes sobre a receita bruta das empresas e destinados à seguridade social.

PLD – Preço de Liquidação das Diferenças

É o preço de liquidação da energia no mercado spot, definido a partir do CMO e que possui limites superior e inferior definidos pela ANEEL. É calculado semanalmente pelo DECOMP, para três patamares de carga (pesada, média e leve) e quatro submercados (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste).

PMO – Programa Mensal da Operação

Documento elaborado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e publicado semanalmente, contendo metas e diretrizes a serem adotadas na elaboração da programação diária e na operação em Tempo Real, os resultados de despacho térmico, o CMO e os armazenamentos para o fim do mês corrente, utilizando o valor esperado da previsão de afluências.

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

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

RAP – Receita Anual Permitida

Valor que remunera as transmissoras pela prestação do serviço público de transmissão aos usuários. Para as transmissoras que foram licitadas, a RAP é obtida a depender das condições do contrato de concessão ou do leilão de transmissão a qual o ativo foi submetido. Ela é paga a partir da entrada em operação comercial das respectivas instalações de transmissão, com revisão a cada quatro ou cinco anos, nos termos dos contratos celebrados.

REN – Resolução Normativa

Resolução normativa publicada pela ANEEL.

RGR – Reserva Global de Reversão

Encargo do setor elétrico brasileiro destinado à reversão de ativos ao poder concedente ao fim dos contratos de concessão, também utilizado para financiar programas de expansão e melhoria no sistema elétrico.

SDDP – Stochastic Dual Dynamic Programming

Sigla em inglês da metodologia Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), utilizada para resolver o problema de despacho hidrotérmico, e nome do modelo de otimização desenvolvido pela PSR para simulação de sistemas hidrotérmicos.

SIN – Sistema Interligado Nacional

É a rede interligada de transmissão 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.

Tabela de Recursos e Usos

Tabela que fornece estimativas para a oferta e demanda de bens e serviços, desagregadas por produtos e setores, assim como para a geração de renda e de emprego em cada atividade.

TEIF – Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada

Indica a taxa de indisponibilidade média de uma usina devido a falhas em equipamentos, representada como uma porcentagem do número de horas de operação.

TEIP – Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada

Indica a taxa de indisponibilidade média de uma usina devido a manutenções preventivas, representada como uma porcentagem do número total de horas no período.

TEO – Tarifa de Energia de Otimização

Destina-se à cobertura dos custos incrementais incorridos na operação e manutenção das usinas hidrelétricas e ao pagamento da compensação financeira, pelo uso dos recursos hídricos da geração de energia destinada ao Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

TFSEE – Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

Encargo do setor elétrico brasileiro que remunera as despesas operativas e operacionais da ANEEL.

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

Tarifa específica associada ao contrato de uso do sistema, a ser cobrada pela concessionária de distribuição, dos consumidores livres e dos produtores independentes.

TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

Tarifa que representa o custo do uso do sistema de transmissão, calculado a partir de dados da base mantida e sob responsabilidade do ONS, utilizando simulações no Programa Nodal. Deve ser paga pelos usuários da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional: geradoras, distribuidoras, consumidores livres e potencialmente livres e comercializadoras que importam e exportam energia elétrica.

UNSI – Usinas não Simuladas Individualmente

Usinas que são representadas de forma simplificada em simulações de mercado no NEWAVE, SDDP e DECOMP. Em geral, são pequenas centrais eólicas, a biomassa ou PCHs.

UHE – Usina Hidrelétrica

UTE – Usina Termelétrica

Valor adicionado

Em termos macroeconômicos é o valor dos bens produzidos por uma economia depois de deduzidos os custos dos insumos adquiridos de terceiros utilizados na produção (bens e serviços intermediários).

VC – Método de Valoração Contingente

Técnica econômica baseada em pesquisas (*surveys*) para a valoração de recursos cujos mercados são ausentes. Preservação ambiental, impacto de contaminação, desabastecimento de energia elétrica ou de água são exemplos desses bens.

VR – Valor de Referência

Representa o preço da energia nova contratada para entrega no ano vigente, calculado com base na energia vendida nos leilões A-5 de cinco anos antes e A-3 de três anos antes.

VoLL – Value of Lost Load

Mede a disposição dos consumidores a pagar por bens e/ou serviços (ou evitar uma redução na oferta).

2. INTRODUÇÃO

2.1 O Projeto estratégico – Metodologia de Elaboração da Função Custo do Déficit

Para a operação, planejamento e precificação de Curto Prazo, o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) usa uma cadeia de modelos em que o Custo do Déficit de energia é um parâmetro crucial, uma vez que o mesmo é determinante na formação dos custos marginais de operação (CMO) e consequentemente do preço do mercado de curto prazo (PLD).

De acordo com a Chamada de P&D Estratégico nº 002/2008, a metodologia de estimação da Função Custo de Déficit aplicada naquela época encontrava-se defasada. Esta foi definida por meio da Resolução nº 109, de 24 de janeiro de 2002, com base nas informações de Matriz Insumo-Produto, publicada pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) em 1996. Desde então, esse parâmetro tem sido atualizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), anualmente, pela variação do Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna (IGP-DI). Essa realidade perdura até a publicação deste estudo.

A Resolução ANEEL nº 682/2003 estabelece ainda que cabe à ANEEL, em conjunto com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e o Operador Nacional do Sistema (ONS), avaliar a necessidade de estabelecer nova metodologia para determinação da Função de Custo do Déficit de energia elétrica.

Adicionalmente, a combinação de medidas legais e regulatórias que emergiram no período recente, aliada a condições hidrológicas desfavoráveis, suscitaram preocupações diversas com relação à capacidade do sistema de atender a demanda por energia elétrica, preocupações estas que foram manifestadas inclusive na mídia. Mesmo que se considere afastada a possibilidade de problemas relacionados à segurança do abastecimento/suprimento, a emergência desse debate representa uma oportunidade para discutir efeitos de escolhas disponíveis para um formulador de política.

Assim, a relevância do Custo do Déficit para o SEB, o cenário atual de escassez de recursos hídricos e a defasagem da metodologia de cálculo vigente levaram a ANEEL a republicar, no segundo semestre de 2014, a Chamada de P&D Estratégico nº 002/2008, que tinha por objetivo tratar do tema em tela com a profundidade adequada à sua importância para o Setor Elétrico Brasileiro (SEB), e estabelecia as seguintes premissas e resultados esperados para o estudo:

“Premissas Básicas

As seguintes informações, que se traduzem em requisitos mínimos, deverão ser contempladas na elaboração da metodologia:

- a. Os custos incorridos pela sociedade na ocorrência de racionamento de energia elétrica;
- b. Os efeitos da crise do suprimento de energia elétrica nos anos 2001/2002 e 2013/2014;
e
- c. Os custos incorridos pelos agentes do setor e pela sociedade na ocorrência de eventos conjunturais de disponibilidade de geração, que possam vir a afetar a percepção do risco de déficit de energia.

Resultados do Projeto Estratégico

Espera-se que os resultados deste projeto estratégico subsidiem os estudos para determinação da função de Custo do Déficit de energia elétrica. Portanto, deverão constar dos resultados deste projeto, e do respectivo Relatório Final:

- a. Descrição das metodologias estudadas, contendo justificativas técnicas para os parâmetros propostos;
- b. Relação das premissas e condições de contorno consideradas para a elaboração dos estudos;
e
- c. Análises comparativas com a Função de Custo do Déficit vigente, definida na Resolução GCE nº 109, de 2002.”. (ANEEL, 2014)

A Fundação Getúlio Vargas (FGV), a PSR e a Thymos foram selecionadas para formar a equipe de executoras do Projeto, sob coordenação da primeira. O conjunto de empresas proponentes reúne vinte e quatro membros da Associação Brasileira de Produtores Independentes de Energia Elétrica (APINE). São elas: ENERCAN - Campos Novos Energia S.A., BAESA - Energética Barra Grande S.A., Narandiba - Grupo Neoenergia, CESP - Companhia Energética de São Paulo, ITISA – Itiquira Energética S.A., EAPSA - Energética Águas da Pedra S.A., Candeias Energia S.A., Companhia Energética Manauara S.A., Foz do Chapecó Energia S.A., COPEL – Companhia Paranaense de Energia, Petrobras, CERAN – Companhia Energética Rio das Antas, CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais – Geração e Transmissão S.A., CEMIG Distribuição S.A., Duke Energy International - Geração Paranapanema S.A, EPASA - Centrais Elétricas da Paraíba, CPFL Paulista – Companhia Paulista de Força e Luz, CPFL Piratininga, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa, RGE – Rio Grande Energia, ELEKTRO e Santo Antônio Energia, conforme mostrado na Figura 2-1.

FIGURA 2-1. EMPRESAS PROPONENTES DO PROJETO ESTRATÉGICO DE METODOLOGIA DE ELABORAÇÃO DA FUNÇÃO DE CUSTO DO DÉFICIT



Fonte: FGV-CERI.

As empresas propõem uma abordagem abrangente para a estimação da função custo do déficit. Além de empregar e aperfeiçoar o método vigente, esse estudo desenvolve uma abordagem internacionalmente reconhecida, mas ainda não empregada no Brasil, caracterizando assim a inovação do projeto. Essa proposta de investigação incorpora o uso de metodologias complementares, incluindo aquela atualmente em uso no Brasil, que é baseada na matriz insumo-produto.

Deste modo, além de atualizações dentro da metodologia vigente, foram desenvolvidos, avaliados e estimados modelos alternativos, em conformidade com o estado da arte dentro da literatura acadêmica e a prática internacional. Dentre os modelos que foram adaptados à realidade brasileira, destaca-se a abordagem que fez uso de pesquisas junto aos consumidores para estimar a valoração atribuída pelos diferentes grupos ao consumo de eletricidade e, por consequência, aos efeitos de sua escassez.

2.1.1 ETAPAS DO PROJETO

Para atingir os resultados esperados, este projeto foi subdividido em seis etapas:

- **Etapla 1: Fundamentos Conceituais** – elaborada pelas três empresas executoras do projeto, nessa etapa foram apresentados os **conceitos sobre o tema, a descrição da metodologia de cálculo atualmente em vigor e destaques da experiência internacional** sobre a valoração da energia não suprida. O produto final desta etapa foi o **Relatório 1**, entregue em 5 de outubro de 2015.
- **Etapla 2: Aplicação e Monitoramento de Metodologias Top-Down** – desenvolvida pela FGV, nesta etapa foi **calculado o custo do déficit através de três metodologias distintas**. Primeiro, utilizando as metodologias vigentes de matriz insumo-produto, atualizada com a matriz insumo-produto divulgada pelo IBGE em 2005. Depois, através de metodologia considerando equilíbrio geral computável, também usando a matriz de 2005 e a Tabela de Recursos e Usos de 2009. Por fim, foi calculado também o custo do déficit através de um “modelo estatístico”. Esses três modelos estão apresentados no **Relatório 2** do Projeto, de 2 de dezembro de 2015. Os valores finais calculados dos três modelos correspondiam ao ano de 2014. Após o cálculo inicial, os modelos sofreram ajustes que foram registrados em notas técnicas ao longo do desenvolvimento do projeto:
 - Em 22 de setembro de 2016, foi divulgada a **Nota Técnica Complementar ao Relatório Técnico da Etapa 2**. O Comitê Técnico (CT) deste Projeto de P&D solicitou simulações que permitam identificar os efeitos de racionamentos heterogêneos nos diferentes tipos de consumidores. Adicionalmente, o CT solicitou aprofundamento da interpretação da Função Custo do Déficit obtida com base no modelo de Equilíbrio Geral Computável (EGC), em especial diante do resultado de que os custos marginais de déficit em R\$/MWh são idênticos a partir do 2º patamar de déficit. **Nesta nota técnica, os resultados do relatório 2 foram atualizados para os anos de 2015 e 2016, e foram sugeridos alguns ajustes ao modelo GCPS:**

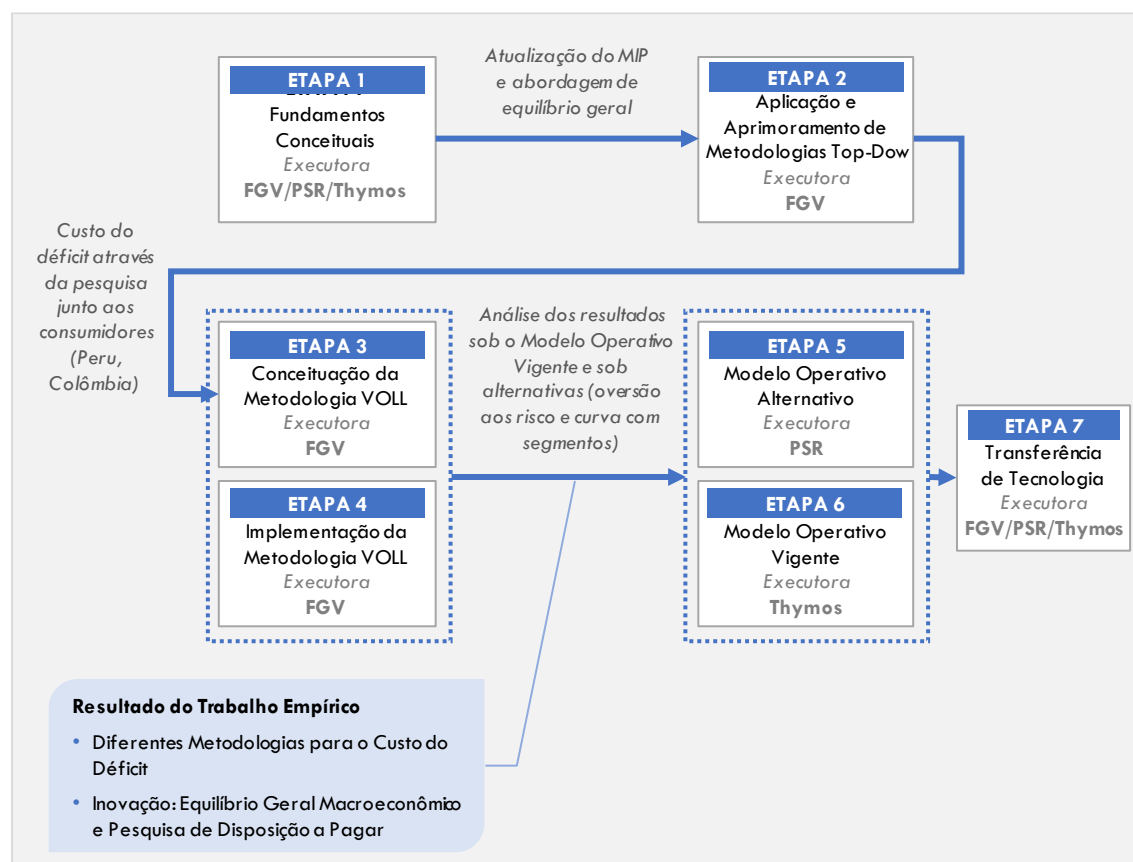
- atualizar os valores de parâmetros essenciais ao cálculo da função custo do déficit (custo global do déficit, W ; consumo energético C_j e custos setoriais Z_j) com base em informações mais recentes das contas nacionais publicadas pelo IBGE;
 - melhorar a representatividade no valor da tarifa (variável T), que na metodologia original corresponde à tarifa média de fornecimento de energia elétrica;
 - revisitar a premissa de política de corte seletivo de 30% da carga dos setores econômicos, priorizando aqueles com custo de déficit setorial menor (menor valor de Z_j) até que se atinja o patamar de déficit de referência (5%, até 10%, até 15% e 20% ou maior).
- Em 28 de novembro de 2016, foi publicada a **Nota Técnica – Função Custo do Déficit estimada com Modelo de Equilíbrio Geral Computável: cálculo a partir de variação compensatório no consumo**. Esta Nota apresenta alguns **aprimoramentos implementados no modelo de Equilíbrio Geral Computável**. Realizou-se uma nova implementação, tendo como base o modelo original e uma modificação de enfoque, no qual o **efeito de um racionamento energético é medido em termos de perda de bem-estar para os consumidores**. Com isto, esta nova versão foi capaz de contornar a questão da linearidade com relação a elasticidade PIB-Energia, gerando uma função de custo do déficit na qual os valores em R\$/MWh são diferentes, patamar a patamar, e crescentes com relação à profundidade do corte.
- Na mesma data, foi também publicada a **Nota Técnica – Função Custo do Déficit calculada com Matriz Insumo Produto: atualização e aprimoramentos na metodologia GCPS**, que atualiza o modelo oficial (GCPS) com os dados mais recentes do sistema de Contas Nacionais do Brasil (MIP de 2010 e TRU de 2013), e inclui modificações pontuais com vistas ao aprimoramento de algumas premissas originalmente utilizadas no modelo de 1988. As mais relevantes dizem respeito à tarifa de energia T e à sistemática para obtenção dos custos setoriais Z_j .
- Por fim, a **Nota Técnica Complementar – Atualização e Aprimoramentos no Modelo de Equilíbrio Geral Computável – Versão 3**, de 5 de maio de 2017, apresentou a atualização, pelo uso da matriz insumo-produto 2010 e Tabela de Recursos e Usos de 2013, do cálculo do custo do déficit a partir do modelo de Equilíbrio Geral Computável.
- **Etapa 3: Conceituação da Metodologia de Value of Lost Load - VOLL:** desenvolvida pela FGV, busca consolidar a **base teórica acerca da aplicação de pesquisas de valoração contingente** como instrumento de desenho e avaliação de políticas públicas, com foco no setor elétrico. Seu conteúdo encontra-se no **Relatório 3**, de 1 de fevereiro de 2016.
- **Etapa 4: Implementação da Metodologia VOLL:** mostra o resultado da pesquisa direta aos consumidores, dividida em residencial, industrial e comercial. Realizada pela FGV, a pesquisa deu

origem à **Nota Técnica – Função Custo do Déficit** estimada a partir de **Pesquisa Direta aos consumidores – base metodológica e premissas adotadas na elaboração dos questionários (pré trabalho em campo) e interpretação dos resultados**, de 12 de julho de 2017.

- **Etapa 5: Modelo Operativo Alternativo:** desenvolvido pela **PSR**, esta etapa envolve a determinação de uma **Função de Penalização do Déficit** de forma implícita, também conhecida como **custo de déficit implícito**. Seu conteúdo está no **Relatório 4**, de 25 de julho de 2016, revisto em 06 de julho de 2017.
- **Etapa 6: Modelo Operativo Vigente:** elaborado pela **Thymos**, nesta etapa foram medidos os efeitos das funções custo do déficit propostas nos modelos computacionais do setor elétrico (NE-WAVE), mostrados no **Relatório 6**.
- **Etapa 7: Transferência de Tecnologia**, esta etapa é este Relatório Final, que apresenta um resumo de todos os resultados encontrados ao longo do estudo.

A relação entre as etapas descritas é apresentada na Figura 2-2 a seguir:

FIGURA 2-2. CONEXÃO ENTRE AS ETAPAS DO PROJETO



Fonte: FGV-CERI.

2.2 Organização do Relatório

Este relatório está organizado em 12 capítulos, que seguem a ordenação das etapas desenvolvidas no projeto.

O Capítulo 3 mostra um sumário executivo do estudo.

O Capítulo 4 apresenta os fundamentos conceituais da função custo do déficit e sua importância para o setor elétrico brasileiro, mostrando como seu cálculo influencia no planejamento da operação e da expansão do Sistema Interligado Nacional, e nos preços ao mercado.

O Capítulo 5 expõe um histórico da função do custo do déficit no Brasil, e sua evolução desde que a metodologia foi proposta pelo GCPS em 1988.

O Capítulo 6 mostra os destaques da experiência internacional sobre a valoração da energia não suprida, explicando em maior detalhe as metodologias dos países que realizaram pesquisa direta aos consumidores.

O Capítulo 7 exhibe a descrição da metodologia de cálculo atualmente em vigor, e sua atualização com a matriz insumo-produto mais recente.

O Capítulo 8 propõe um novo modelo, que tem como base a teoria de equilíbrio geral computável.

O Capítulo 9 apresenta um exercício contra factual, avaliando o racionamento que houve no Brasil entre meados de 2001 e início de 2002.

O Capítulo 10 mostra a metodologia da pesquisa direta aos consumidores, e os resultados da pesquisa realizada neste estudo, com os consumidores residenciais, comerciais e industriais.

O Capítulo 11 mostra a metodologia desenvolvida pela PSR para o cálculo da Função de Penalização do Déficit, e o capítulo 12 analisa o número de patamares nessa função.

O Capítulo 13 exhibe uma análise comparativa entre todas as metodologias apresentadas: a função custo do déficit atualmente em vigor; a mesma metodologia do GCPS, porém com a atualização da matriz insumo-produto, da Tabela de Recursos e Usos e alguns ajustes; a metodologia de equilíbrio geral computável; a pesquisa direta e o custo implícito do déficit.

O Capítulo 14 mostra os efeitos destas diferentes funções custo do déficit nos modelos computacionais NEWAVE, calculados pela Thymos, e por fim, o Capítulo 13 apresenta as conclusões do trabalho.

3. SUMÁRIO EXECUTIVO

Capítulo 1 – Glossário de Termos

Capítulo 2 – Introdução

De acordo com a Chamada de P&D Estratégico no 002/2008, a metodologia de estimação da Função Custo de Déficit aplicada naquela época encontrava-se defasada. Esta foi definida por meio da Resolução nº 109, de 24 de janeiro de 2002, com base nas informações de Matriz Insumo-Produto, publicada pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) em 1996. Desde então, esse parâmetro tem sido atualizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), anualmente, pela variação do Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna (IGP-DI). Essa realidade perdura até a publicação deste estudo.

A Resolução ANEEL nº 682/2003 estabelece ainda que cabe à ANEEL, em conjunto com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), avaliar a necessidade de estabelecer nova metodologia para determinação da Função de Custo do Déficit de energia elétrica.

A Fundação Getúlio Vargas (FGV), a PSR e a Thymos foram selecionadas para formar a equipe de executoras do Projeto, sob coordenação da primeira. O conjunto de empresas proponentes reúne vinte e quatro membros da Associação Brasileira de Produtores Independentes de Energia Elétrica (APINE). São elas: ENERCAN - Campos Novos Energia S.A., BAESA - Energética Barra Grande S.A., Narandiba - Grupo Neoenergia, CESP - Companhia Energética de São Paulo, ITISA - Itiquira Energética S.A., EAPSA - Energética Águas da Pedra S.A., Candeias Energia S.A., Companhia Energética Manauara S.A., Foz do Chapecó Energia S.A., COPEL - Companhia Paranaense de Energia, Petrobras, CERAN - Companhia Energética Rio das Antas, CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais - Geração e Transmissão S.A., CEMIG Distribuição S.A., Duke Energy International - Geração Paranapanema S.A., EPASA - Centrais Elétricas da Paraíba, CPFL Paulista - Companhia Paulista de Força e Luz, CPFL Piratininga, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa, RGE - Rio Grande Energia, ELEKTRO e Santo Antônio Energia.

Além de atualizações dentro da metodologia vigente, foram desenvolvidos, avaliados e estimados modelos alternativos, em conformidade com o estado da arte dentro da literatura acadêmica e a prática internacional.

Capítulo 3 – Sumário Executivo

Capítulo 4 – Relevância do Custo do Déficit para o Setor Elétrico Brasileiro

A relevância do Custo do Déficit para o sistema elétrico brasileiro, o cenário atual de escassez de recursos hídricos e a defasagem da metodologia de cálculo vigente foram os principais motivos para o presente projeto de P&D.

O custo do déficit alimenta vários estudos necessários nos processos do setor elétrico, desde o Planejamento da Operação até o Planejamento da Expansão. Os estudos relacionados ao Planejamento da Expansão do Setor Elétrico buscam determinar o fluxo de investimentos em geração e transmissão de energia que seja suficiente para atender o consumo de energia previsto num horizonte de pelo menos dez anos. Esta visão prospectiva sobre as necessidades energéticas do Sistema Interligado Nacional (SIN) deve pressupor um determinado grau de confiabilidade e envolve projeção de um conjunto de variáveis, como demanda por energia elétrica, atividade econômica nacional, tecnologias disponíveis para gerar e fornecer eletricidade, além de considerar perspectivas sobre a possibilidade de interligação com países vizinhos, capazes de ofertar ou que sejam potenciais consumidores dos recursos energéticos.

Como mencionado no início sua importância transpassa o horizonte de longo prazo e atinge, num contexto de médio e curto prazo, as atividades de Planejamento da Operação do SIN. Nessa etapa devem ser tomadas as decisões quanto ao momento e a quantidade ideal para uso da água armazenada nos reservatórios, tendo em vista as previsões de hidrologias futuras e o parque térmico disponível. Nesse caso, também há projeções e premissas tomadas no cálculo que visam minimizar o custo total da operação.

Dentre as informações fundamentais para o Planejamento da Expansão e da Operação, o custo do déficit de energia elétrica ocupa um papel central. Em síntese, o custo do déficit representa o valor máximo que poderia ser atribuído a um novo empreendimento capaz de evitar a falta de energia elétrica ou, de forma mais geral, o custo econômico da escassez ou da falta de disponibilidade de energia elétrica.

O custo do déficit de energia elétrica também é utilizado em outros processos fundamentais para o sistema elétrico (ANEEL, 2001), refletindo-se no cálculo do Preço da Liquidação de Diferenças (PLD) no contexto da comercialização da energia elétrica, além de constituir referência essencial para a elaboração de uma Política Pública de Racionamento de Energia, atribuição ou designação do MME.

O capítulo em questão aborda todo esse contexto em que o custo de déficit está inserido, explicitando mais profundamente sua relação com cada processo necessário ao setor elétrico brasileiro. Ressalta-se nele fundamentos conceituais da Função Custo do Déficit, apresentando sua importância para os planejamentos da expansão e da operação. Visando exemplificar o uso dele nessas metodologias de planejamento, mostra-se como ele é modelado nos programas NEWAVE e DECOMP e um breve histórico de como ele foi abordado ao longo do horizonte entre 2014 e 2016. Posteriormente avaliou-se o impacto do déficit de

energia e de racionamentos considerando as diversas esferas do setor de energia e como cada cliente afetado enxerga e avalia o problema.

Capítulo 5 – Histórico da Função Custo do Déficit no Brasil

O Capítulo 5 apresenta de forma resumida o primeiro cálculo da Função Custo do Déficit (FCDEF) no Brasil, em 1988, e descreve sua evolução, mostrando os pequenos ajustes que foram feitos ao longo do tempo até chegar à função atualmente em vigor. Por fim, apresenta algumas limitações e possibilidades de melhoria no parâmetro atual.

A metodologia empregada no Brasil para estimar a curva de custo do déficit de energia elétrica foi desenvolvida pela Comissão para Estudo do Custo do Déficit do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS), e foi apresentada no Relatório Final (GCPS/SEC/CDEF/001.88) em 1988.

A estimativa original parte do modelo de Leontief e utilizou-se da análise insumo-produto na definição da curva em patamares de custo do déficit. Contudo, no Relatório Final (GCPS/SEC/CDEF/001.88) foi considerada a Matriz do ano de 1975, pois o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) não dispunha de matrizes insumo-produto nacionais atualizadas. Vale ressaltar que as matrizes insumo-produto construídas até 1980 não eram integradas ao sistema de contas nacionais, o que posteriormente foi reparado.

O Custo do déficit global foi valorado pelo GCPS em US\$ 750/MWh. Este resultado revela que, na época, para cada unidade de energia não suprida, a sociedade seria penalizada em US\$ 750 na média.

Após o cálculo do custo de energia não suprida realizado em 1988, pela Comissão CDEF do GCPS, não se verificou qualquer atualização dos valores da Função Custo do Déficit, de modo a refletir as transformações estruturais ocorridas no Brasil e no setor elétrico. Ao longo das últimas décadas, contudo, a curva de custo de restrição em patamares passou por algumas correções.

A primeira correção do valor do custo do déficit foi realizada em 1996. Ademais, no ano seguinte, esse parâmetro passou a ser adotado no ciclo decenal de planejamento da expansão (ANEEL, Nota Técnica no 41/2003-SEM/SRG/SRC/ANEEL, 2003b). Esta atualização da curva de custo para valores de 1996 tinha por objetivo incorporar as modificações na composição do PIB, especialmente no que se refere à participação da produção de eletricidade na economia.

A “nova curva” de custo adotada em 1997 persistiu, sem qualquer alteração, até o ano de 2001, quando no Brasil foi decretado racionamento de 20% da carga. O cenário de crise no setor elétrico, mais uma vez, evidenciou a necessidade de atualização da Função Custo do Déficit. Naquele contexto, a Aneel contratou o CEPEL para propor uma metodologia alternativa, como iniciativa para mitigar a defasagem desse parâmetro. Mesmo com a iniciativa da ANEEL, os resultados não foram conclusivos e a CGCEE (Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, 24/01/2002) estabeleceu que até 31 de dezembro de 2002, ou até

que a ANEEL definisse nova metodologia, a curva de custo do déficit de energia elétrica deveria ser representada pela função em quatro patamares adotada desde 1997 nos estudos de planejamento da expansão dos sistemas elétricos.

Em 2002 a CGCE decretou que a FCDEF seria atualizada apenas pela conversão cambial (US\$ 1,00 = R\$ 2,50). E, para os anos seguintes, a curva em quatro patamares seria mantida, devendo ser corrigida com base na variação anual do IGP-DI¹.

Diante dessa breve descrição histórica e da análise da metodologia vigente, é possível mapear algumas limitações existentes no modelo atual. Uma abordagem a partir da teoria econômica poderia ser utilizada para melhorar a estimativa do custo do déficit.

Capítulo 6 – Lições da Experiência Internacional

O Capítulo 6 descreve diferentes experiências internacionais de tratamento do custo de déficit ou de interrupção. Os países e/ou regiões escolhidas para esta resenha constituem, em parte, localidades onde foram aplicadas pesquisas de disposição a pagar dentro de certas premissas.

Um número significativo de experiências internacionais utilizou as metodologias de disposição a pagar para a avaliação de déficits de potência, confiabilidade, qualidade do suprimento ou impactos de interrupções localizadas, e não para medir custos econômicos e sociais de racionamentos mais prolongados (déficits de energia). Neste sentido, a escolha pela descrição destas experiências é pautada pelas contribuições das mesmas em termos de desenho de uma pesquisa de campo aplicada ao setor elétrico e, também, pelo conhecimento das modelagens estatísticas que podem ser empregadas.

No tocante a experiências similares ao caso brasileiro, dar-se-ão destaque aos casos peruano e colombiano. Serão explicitadas as familiaridades da aplicação em questão quando comparamos os casos do Peru, da Colômbia e do Brasil. Os três países possuem um sistema interligado nacional, matriz de geração hidrotérmica e um modelo de planejamento de despacho e expansão que faz uso de função custo do déficit; entretanto, o modelo peruano de otimização faz uso de uma função de custo do déficit obtida via pesquisa junto aos consumidores, enquanto que, no caso brasileiro, obtém-se este parâmetro, atualmente, via metodologia de matriz insumo-produto. Um ponto semelhante deve ser enfatizado com relação ao caso da Colômbia, que desde 1997 faz uso de pesquisas diretas junto aos consumidores para a estimativa do custo de racionamento – parâmetro este que também é parte do modelo de otimização utilizado no despacho hidrotérmico naquele país.

¹Medida definida pela resolução GCE nº. 109/2002.

Capítulo 7 – Metodologia do Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS) para cálculo do Custo do Déficit com uso de Matriz Insumo-Produto

O Capítulo 7 apresenta um sumário dos resultados obtidos a partir da atualização do modelo oficial (GCPS) com os dados mais recentes do sistema de Contas Nacionais do Brasil (MIP de 2010 e TRU de 2013). Adicionalmente, foram introduzidas modificações pontuais com vistas ao aprimoramento de algumas premissas originalmente utilizadas no modelo de 1988. As mais relevantes dizem respeito à tarifa de energia T e à sistemática para obtenção dos custos setoriais Z_j .

Dentro de um menu de possibilidades para o uso do modelo original têm-se uma metodologia que aprimora os parâmetros T e Z_j , dando origem a uma curva em quatro patamares e uma aplicação da metodologia em sua versão original e atualizada para os dados da MIP de 2010 e TRU de 2013. Como resultado, obtém-se uma curva de três patamares – reflexo de mudanças na economia nacional e, principalmente, de alterações significativas dentro das metodologias do sistema de Contas Nacionais do Brasil.

A Tabela 3-1 a seguir apresenta uma síntese dos resultados calculados por este modelo.

TABELA 3-2. CUSTO DO DÉFICIT CALCULADO POR EQUILÍBRIO GERAL COMPUTÁVEL – CUSTO MÉDIO

Patamares	Atualização TRU-2009 & MIP-2005 (R\$/MWh)	Atualização TRU-2013 & MIP-2010 - Metodologia Original (R\$/MWh)	Atualização TRU-2013 & MIP-2010 - Metodologia Aprimorada (R\$/MWh)	FCDEF Oficial (R\$/MWh)
até 5%	1537	966	552	1.672
5% a 10%	2090	966	1.283	3.608
10% a 20%	2665	2.231	6.946	7.540
>20%	7641	9.368	8.786	8.567

Fonte: FGV-CERI.

Capítulo 8 – Equilíbrio Geral Computável

O Capítulo 8 tem como objetivo apresentar o cálculo do custo do déficit a partir de um modelo de Equilíbrio Geral Computável. Apesar de representar a realidade de forma bastante simplificada, o modelo é extremamente tratável e apresenta resultados bastante robustos (resultados aderentes aos dados). Primeiro são apresentados os benefícios do uso do Equilíbrio Geral, em seguida o modelo e resultados.

O modelo insumo-produto apresentado no capítulo anterior possui limitações importantes que podem levar a resultados inconsistentes e pouco precisos, já que não é capaz de estimar os parâmetros fundamentais

dos agentes, que reflitam as preferências dos consumidores e a tecnologia das firmas. Diante disso, surge a necessidade de desenvolver uma nova metodologia que considere os conceitos relevantes dessa abordagem e que seja também capaz de superar as fragilidades a que ela está sujeita.

Primeiro, o modelo foca no custo do déficit energético como sendo a diminuição no PIB da economia causada pela escassez de energia. Todavia, esse custo vai além da perda de renda dos trabalhadores e de lucro das firmas, já que ele também deveria contabilizar a perda de bem-estar da restrição de consumo. A metodologia do GCPS ignora esse efeito e, mesmo tendo como foco somente estimar o custo do racionamento energético em termos de perdas no PIB, apresenta uma série de limitações que a impede de estimar adequadamente esse impacto.

Dado que a metodologia do EGC atribui uma forma funcional para a preferência dos consumidores, é possível fazer uma análise de bem-estar e calcular a renda que eles precisariam receber para serem compensados da eventualidade do racionamento energético. Consequentemente, é possível analisar o custo do racionamento de energia em termos não só de PIB como em termos de uma medida muito mais ampla de bem-estar, avaliando a renda que os consumidores precisariam receber para serem compensados pela falta de energia. Neste trabalho isso foi analisado com estáticas comparativas: o modelo simula o equilíbrio de uma economia com racionamento e sem racionamento, comparando o bem-estar das duas simulações. A perda de bem-estar que verificada de uma simulação para a outra (traduzida em termos monetários) pode ser interpretada como o custo da escassez.

O equilíbrio geral macroeconômico desenvolvido neste trabalho usa os coeficientes técnicos da matriz insumo-produto e as margens setoriais, as preferências do consumidor e a produtividade da Tabela de Recursos e Usos do Sistema de Contas Nacionais. Nesse sentido, o modelo de equilíbrio geral é uma extensão do modelo insumo-produto. Todo esse conjunto de dados permite fazer uma análise macroeconômica com fundamentos microeconômicos, que é a forma mais usual de abordagem da análise de impactos econômicos nas últimas décadas.

Uma das vantagens do arcabouço de equilíbrio geral é de ele gerar resultados cuja aderência com os dados pode ser testada. A calibração do modelo foi feita com a tabela de recursos e usos de 2013 e com a matriz insumo-produto de 2010. Para checar a atualidade destes parâmetros, foram comparados os valores simulados pelo modelo com a distribuição da economia indicada pela Tabela de Recursos e Usos de 2013. A partir dos resultados, o modelo, apesar de sua simplicidade, parece replicar adequadamente as variáveis de consumo, trabalho e produção.

Para o cálculo em quatro patamares, tem-se os seguintes resultados (atualizados pelo IGP-DI 2016):

TABELA 3-2. CUSTO DO DÉFICIT CALCULADO POR EQUILÍBRIO GERAL COMPUTÁVEL – CUSTO MÉDIO

Patamares	EGC medida: utilidade (R\$/MWh)	EGC medida: PIB (R\$/MWh)
até 5%	7.028	14.104
5% a 10%	8.183	14.104
10% a 20%	10.601	14.104
20% a 30%	13.352	14.104

Fonte: FGV-CERI.

É importante ressaltar que o modelo nos permite calcular o custo médio (dado a escolha da métrica) e marginal para qualquer profundidade de corte. A partir destes custos médios, o cálculo dos custos marginais para um, quatro ou qualquer número de patamares é imediato, e é mostrado na Tabela 3-3.

TABELA 3-3. CUSTO DO DÉFICIT CALCULADO POR EQUILÍBRIO GERAL COMPUTÁVEL – CUSTO MARGINAL

Patamares	EGC medida: utilidade (R\$/MWh)	EGC medida: PIB (R\$/MWh)
até 5%	7.028	14.104
5% a 10%	9.338	14.104
10% a 20%	13.018	14.104
20% a 30%	18.856	14.104

Fonte: FGV-CERI.

Capítulo 9 – Avaliação do Custo do Racionamento de 2001

O Capítulo 9 apresenta um exercício contra factual, avaliando o racionamento que houve no Brasil entre meados de 2001 e início de 2002.

Entre junho de 2001 e fevereiro de 2002 o Brasil esteve oficialmente sob um racionamento de energia. Além do racionamento, foram adotadas uma série de outras medidas com o objetivo de desestimular o consumo de energia e estimular o aumento da eficiência energética, tais como aumentos nas tarifas de energia elétrica e redução (aumento) de impostos sobre equipamentos com maior (menor) eficiência energética.

A dificuldade em se avaliar o custo do racionamento energético reside no fato de que a análise é feita sobre um contra-factual: qual teria sido o crescimento da economia na ausência desse evento? O modelo de equilíbrio geral permite fazer esse cálculo, contudo, para checar se o cálculo tem aderência com a realidade, é necessário fazer suposições sobre as tendências do crescimento econômico naquele momento.

Sendo assim, precisamos determinar quanto a economia teria crescido na ausência do racionamento de 2001, o que é equivalente, por hipótese, a determinar o seu crescimento pontencial. Essa hipótese permite que se calcule, para cada possível crescimento pontencial, qual foi a renúncia de consumo energético de cada setor. Ao comparar esse valor com o observado em 2001 tem-se a magnitude da renúncia de consumo de cada setor.

A solução do modelo estimado sugere que o impacto do racionamento sobre a atividade foi de 3,0% do PIB e que o crescimento pontencial em 2001 foi de 4,4%, exatamente a taxa de crescimento do ano anterior. Tem-se que 56,7% da renúncia total da oferta energética foi feita por atividades não produtivas e a renúncia de consumo (diferença entre quanto se gostaria de ter consumido no ano e quanto efetivamente se consumiu) foi de 11,8%. Para essa parametrização, a elasticidade estimada pelo modelo entre a redução da oferta energética e a atividade econômica foi de 25,49%. Portanto, a reais de 2001, o custo do racionamento foi de R\$ 39 bilhões. A preços de 2014, atualizando os números pelo deflator do PIB, esse número ultrapassa os R\$ 109 bilhões.

É possível simular, ainda, o choque da mudança de preço no modelo e comparar o impacto previsto nos diversos setores da atividade econômica com o que efetivamente aconteceu nesse período.

Capítulo 10 – Pesquisa Direta aos Consumidores

O Capítulo 10 tem o objetivo de registrar os conceitos que fundamentaram a elaboração dos questionários aplicados durante a pesquisa direta feita aos consumidores finais de energia elétrica. De modo geral, a pesquisa visa investigar a percepção das diferentes classes de consumo quanto aos impactos socioeconômicos de um racionamento de energia. Nesse sentido, o trabalho difere das demais metodologias empregadas para cálculo da função custo de déficit, que se valem de abordagens nas quais mede-se os efeitos da restrição energética de forma encadeada em todos os setores econômicos. De outra forma, o uso da pesquisa direta busca identificar a percepção dos diferentes tipos de consumidores sobre determinados cenários de restrição na oferta de energia elétrica. O objetivo é descobrir o valor monetário que teria efeito similar (ou compensatório) no bem-estar dos consumidores de um modo geral. No entanto, a pesquisa inclui também uma avaliação junto às indústrias, buscando investigar os efeitos das restrições no fornecimento de energia elétrica sob a ótica da gestão dos setores produtivos.

A pesquisa direta buscou identificar a percepção dos diferentes tipos de consumidores sobre determinados cenários de restrição na oferta de energia elétrica. Os cenários avaliados consideram apenas dois tipos de restrição: (i) interrupção programada no horário da ponta sob a gestão do Operador do Sistema Elétrico; e (ii) racionamento preventivo com reduções de consumo mensal sob a gestão das próprias unidades consumidoras.

CLASSE RESIDENCIAL

Nos dois cenários avaliados considera-se que a situação perdura por período igual ou superior a seis meses e não se faz uma ressalva ou diferenciação sobre a época do ano em que o cenário ocorreria, como é comumente encontrado na experiência internacional. Ainda assim, é possível estabelecer conclusões para as diferentes regiões do Brasil, particularmente no caso da classe residencial, no qual foram realizadas 1 600 entrevistas (sendo aproximadamente 400 em cada uma das regiões geoeletricas do Sistema Interligado Nacional (SIN)).

Na maioria da classe residencial há preferência por receber uma recompensa pelo incômodo causado com a restrição da oferta de energia elétrica (DAR) do que pagar para manter o padrão de consumo regular (DAP). Dentre esses consumidores com DAR, 27% (equivalente a 31,8% do mercado residencial) informam que a compensação a ser feita no cenário de interrupções programadas deveria estar entre R\$ 7.000/MWh e R\$ 9.000/MWh. Caso o custo de interrupção seja estabelecido entre R\$ 9.000/MWh e R\$ 11.000/MWh, mais que 50% do mercado residencial seria adequadamente compensado, conforme apontam os resultados da pesquisa.

O comportamento do mercado residencial nas regiões também demonstra maior quantidade de respostas com DAP do que DAR. Na região Sul e no Sudeste/Centro-Oeste, parece haver uma precificação menor da interrupção que nas demais regiões, porque a maior parte das respostas se concentra nas faixas de custos menores. Por outro lado, no Nordeste e no Norte demanda-se quantias maiores do custo da interrupção para que os incômodos dos cenários em questão sejam compensados. O mesmo comportamento se observa entre as regiões no cenário de racionamento.

No cenário de racionamento observa-se ainda que haveria um esforço de redução do consumo que representa em média 7,36% do consumo total da classe residencial do SIN. Esta redução seria alcançada pela mudança no padrão de consumo relativo à iluminação, ao uso do chuveiro elétrico e ao uso do ar-condicionado. Este esforço de redução estaria associado a uma compensação que reflete o custo do racionamento. Os resultados mostram que aqueles que aceitam o racionamento e preferem ser compensados na faixa de até R\$ 1000/MWh, seriam capazes de reduzir 21% do consumo mensal. Esse grupo representa 8% do mercado residencial. Os consumidores residenciais que aceitam o racionamento, e consideram suficiente o valor compensatório entre R\$ 1000/MWh e R\$ 3000/MWh, são responsáveis por 11% do consumo residencial do SIN e tem capacidade de fazer um esforço de redução de 14%. Esta análise pode ser estendida para as demais faixas de DAR e permite obter patamares de racionamento da classe residencial, conforme a Tabela 10-9. Com base nessa avaliação conclui-se que o custo do racionamento de 5% da classe residencial estaria entre R\$ 7000/MWh e R\$ 9000/MWh.

CLASSE COMERCIAL

O custo de interrupção da classe comercial foi medido tanto por medidas de valoração contingente (DAP e DAR) quanto pela perda de valor agregado decorrente dos cortes programados nos termos do cenário

hipotético. Tendo em vista o número restrito de entrevistas (290 no total), as conclusões sobre o comportamento dessa classe restam prejudicados, especialmente no que diz respeito à representação em separado dos Grupo A e B. Ainda assim, as análises realizadas permitem tecer considerações relevantes.

Para a classe comercial no Grupo A, 30% das unidades comerciais entrevistadas apresentam custo de interrupção de até R\$ 1000/MWh na medida de valoração contingente (DAP e DAR). Este conjunto de indústrias corresponde a 51% do mercado (em termos de MWh). Quando os efeitos dos cortes programados são dimensionados pela ótica da perda de valor agregado, verifica-se nessa mesma faixa de custo de interrupção (de até R\$ 1000/MWh) um conjunto menor de unidades comerciais – 9,2% de unidades - e 15,7% de mercado. A baixa quantidade de respostas para a estimativa sobre prejuízos decorrentes da interrupção é constatada tanto em termos de representatividade de mercado (47,5%) quanto em termos de unidades comerciais do Grupo A (48,6%). Aparentemente existe um grau de desconhecimento significativo sobre os custos globais das atividades do comércio, prejudicando a análise sobre o custo da restrição de energia elétrica sob a ótica da perda de valor agregado.

Para as unidades comerciais do Grupo B há um maior número de ocorrências em faixas de custo de interrupção mais elevadas que aquelas predominantes no Grupo A. Dentre as unidades com DAP, 19% das respostas (ou 25,2% do mercado) estão na faixa de R\$ 7.000/MWh a R\$ 8.000/MWh, enquanto para aquelas com DAR, há 14% das respostas (ou 5,1% do mercado) na mesma faixa de custo de interrupção. Observa-se ainda que 10% das unidades comerciais entrevistadas no Grupo B, cujo custo de interrupção seria de até R\$ 1000/MWh na medida de DAP, correspondem a 69,5% do mercado (em termos de MWh) dessa amostra.

Para o cenário de racionamento, o Grupo A da classe comercial concentra a maior quantidade de respostas nas faixas onde o custo do racionamento é mais baixo. Para custo de até R\$ 1000/MWh estão 24,7% daqueles com DAR e 47,4% daqueles com DAP. Embora a amostra seja restrita para se estabelecer conclusões, a classe comercial como um todo (Grupo A e B) tem quantidades expressivas de DAP, onde prefere-se pagar para não ter que ser racionado. Contudo, as faixas de valores de disposição a pagar são baixas, especialmente no Grupo A. Isto pode estar relacionado à disponibilidade de geradores com a função de back-up e também com o grande potencial de redução de consumo sem prejudicar as vendas.

As análises sobre o custo de racionamento do mercado comercial - Grupos A e B de forma agregada - permitem observar que para aproximadamente 63% do mercado comercial (em termos de MWh) o custo do racionamento seria de até R\$ 1000/MWh, quando este é valorado pela DAP. Caso o custo do racionamento seja valorado pela ótica da DAR, 41% do mercado comercial seria compensado com até R\$ 1000/MWh.

CLASSE INDUSTRIAL

O custo da interrupção e do racionamento foram avaliados a partir das perdas financeiras associadas aos cenários de restrição da disponibilidade da energia elétrica, descontando as possíveis reduções de despesas que poderiam ser feitas em face do aviso prévio e da duração dos programas.

Os custos de interrupção calculados para a classe industrial se mostram muito elevados quando comparados com aqueles da classe comercial. Na faixa de valor de até R\$ 1000/MWh estão apenas 9% das unidades entrevistadas, ou o equivalente a 16% do mercado industrial em termos de consumo. Neste caso estão consideradas unidades dos Grupos A e B de forma agregada. As perdas financeiras e as horas paradas de produção são essenciais para se obter as referências de custos em R\$/MWh, mas, no caso da indústria, 36% dos questionários não resultaram em informações que permitissem calcular o custo da interrupção.

A quantidade de entrevistados que não souberam responder aumentou de 36% para 42% quando perguntados sobre os custos de adaptação (duração de pelo menos seis meses do cenário de cortes programados). Parece haver possibilidade real de reduzir custos por meio de ajustes na alocação dos recursos produtivos, contudo, principalmente quando se observa a intenção de rever despesas com energia elétrica, por exemplo.

Para a faixa de custo de interrupção de R\$ 1000/MWh a R\$ 5000/MWh estão 10% das unidades industriais entrevistadas, que correspondem a 24% do mercado industrial. A primeira faixa de custos, de até R\$ 1000/MWh, também parece relevante, uma vez que contém 16% do mercado industrial. Muito embora tenham sido apurados resultados para faixas de custos da interrupção mais elevadas, existe uma predominância das primeiras faixas no que tange ao mercado industrial. Nesse contexto, cabe destacar que quase 60% (183 de 308) dos entrevistados contam com geradores de back-up, o que possivelmente torna as indústrias menos sensíveis ao cenário de interrupções programadas.

Para compreender o cenário de racionamento, fez-se uma investigação sobre o potencial de redução do consumo sem impactos nos processos industriais. A análise mostra que 61% dos entrevistados na classe industrial teriam capacidade de reduzir até 5% do consumo regular apenas evitando desperdícios no uso da energia elétrica destinada a fins não produtivos (consumo administrativo). Em termos de proporção do mercado, esse conjunto de consumidores representa 53% do mercado industrial.

O cenário de racionamento apresentado às indústrias pressupôs 10% de restrição da oferta, para em seguida apurar qual o prejuízo associado à energia que deixaria de ser consumida. O custo do racionamento apurado para 28% do mercado industrial ficaria na faixa de R\$ 1000/MWh a R\$ 5000/MWh, enquanto na faixa anterior – custo de racionamento de até R\$ 1000/MWh – estão 18% do mercado industrial.

Deve ser destacado que um considerável número de respostas – equivalente a 22% do mercado – foi do tipo “Não Sabe – NS” ou “Não Respondeu – NR”, quando se tratou dos custos associados ao cenário de

racionamento. Possivelmente, esta situação está relacionada à necessidade de acionar diferentes interlocutores nas unidades entrevistadas, uma vez que as questões tratavam de aspectos relacionados a áreas de conhecimento distintas dentro da indústria, tais como: gestão de custos, gestão de energia elétrica e gestão do processo produtivo.

Por outro lado, o exercício de aplicação da pesquisa e a análise dos resultados permite formar a convicção de que o desenho dos questionários aborda todos os temas fundamentais para se avaliar cenários de interrupção e de racionamento. Identifica-se, contudo, aprimoramentos que poderiam ser implementados em uma próxima edição da pesquisa, no sentido de melhorar a qualidade das respostas.

Capítulo 11 – Função de Penalização – Metodologia da PSR

O capítulo 11 apresenta brevemente um arcabouço conceitual sobre as relações existentes entre a função de custo de déficit e o critério de suprimento baseado no déficit de energia. Em seguida, propõe uma metodologia para estimar o custo de déficit implícito, e, por fim, aplica essa metodologia em um estudo de caso.

Há primeiramente uma revisão do processo do despacho hidrotérmico com as respectivas fórmulas de cálculo do processo e depois uma discussão sobre as métricas de risco associadas ao déficit de energia: valor esperado da energia não suprida, risco de déficit, valor em risco (*Value at Risk* – VaR) e valor em risco condicional (*Conditional Value at Risk* - CVaR).

É possível representar a aversão ao déficit de energia através de uma penalização na função objetivo (que modela o mecanismo de despacho), que por sua vez pode ser calculada através do custo econômico do déficit. A fragilidade dessa abordagem é que o critério de suprimento de energia passa a ser um resultado do processo de otimização. Para contornar esta fragilidade, é possível representar explicitamente o critério de suprimento no problema de otimização. Será visto no referido capítulo que há uma relação direta entre estas duas abordagens quando a métrica de risco é o valor esperado ou o custo do déficit (da energia não suprida). Antes disso, serão discutidas as principais métricas de riscos aplicadas ao despacho hidrotérmico.

É apresentando que há uma relação direta entre a **Função de Penalização do Déficit** (FPDEF) de um patamar e o problema de despacho hidrotérmico, considerando restrição no valor esperado do déficit de energia. Em particular, a penalização ótima μ do problema relaxado é igual ao custo do déficit que garante que o valor esperado do déficit atende à restrição.

Conforme será discutido ao longo deste documento, é possível calcular os segmentos da função de custo de déficit com o objetivo de garantir o atendimento a um critério de suprimento baseado na métrica do CVaR do déficit de energia. Na abordagem, a princípio, o custo da ocorrência de qualquer déficit de energia, que corresponde ao primeiro segmento, viria dos estudos econômicos, o qual denominaremos **Função de**

Custo de Déficit (FCDEF). Os demais segmentos seriam calculados para o atendimento ao critério de suprimento, formando assim a **Função de Penalização do Déficit (FPDEF)**. É importante destacar que no decorrer deste capítulo a abordagem da premissa de que o 1º patamar da FPDEF é igual ao 1º patamar da FCDEF é desfeita. Ressalta-se que mesmo considerando que o primeiro patamar da FPDEF não seja igual ao da FCDEF, as metodologias de FCDEF e FPDEF se relacionam quando há a valoração do custo de racionamento.

Resumidamente, o objetivo do estudo é construir uma função de penalização do déficit que pode ter n patamares, sendo o primeiro patamar da função de penalização do déficit proveniente ou não do estudo econômico.

A questão que surge é qual o nível de aversão ao risco considerar para definição dos outros n patamares da função de custo de déficit. Para responder esta questão é necessário analisar o impacto causado pela alteração na aversão ao risco do sistema nos diferentes elos da cadeia. Por exemplo, ao aumentar o nível de confiabilidade na operação, através de um aumento no valor do segundo patamar do custo de déficit, haverá um maior despacho preventivo das termelétricas no tempo presente, resultando em maior custo operativo (custo presente). Por outro lado, a frequência com que o sistema incorrerá na necessidade de declaração de um racionamento irá reduzir, o que implica em uma redução do custo econômico do déficit de energia para o país e sociedade.

O núcleo da metodologia consiste em definir uma função de custo de déficit que represente simultaneamente o critério de suprimento do sistema, os custos da operação, e o impacto econômico do corte de carga à economia do país. Apresenta-se um estudo de caso para exemplificar a metodologia proposta, analisando o seu resultado. O modelo de despacho hidrotérmico utilizado foi o SDDP®, desenvolvido pela PSR. Para tanto, foi necessário converter a base de dados do cenário estático, em formato NEWAVE, para o formato SDDP, para então utilizar este modelo. O modelo NEWAVE poderia ter sido utilizado nesta etapa, contudo o modelo SDDP foi utilizado por conveniência.

A política operativa e a simulação do sistema consideraram 1 200 cenários hidrológicos, que são sorteados pelo método de Monte Carlo e buscam reproduzir as características estatísticas do histórico (média, desvio padrão e correlação) através do modelo estocástico de geração de séries sintéticas PAR (p). A simulação é realizada considerando cinco anos iniciais para perda da memória das condições hidrológicas iniciais (nível dos reservatórios e vazões afluentes dos últimos 6 meses)², cinco para a extração das estatísticas do despacho hidrotérmico e cinco anos finais para o buffer da PDDEF, visando evitar o esvaziamento dos reservatórios após o horizonte de interesse³. Dessa maneira, os resultados analisados entre os anos 6 e 10 estão em regime permanente, permitindo extrair informações sobre o despacho hidrotérmico considerando

² A metodologia oficial para o cálculo da garantia física considera 10 anos iniciais para perda da memória hidrológica. Na experiência da PSR, devido à redução da capacidade de regularização do sistema com a inserção de UHs a fio d'água, a utilização de 5 anos é suficiente.

³ Este buffer é necessário porque a PDDEF utiliza como premissa que o valor da água no último estágio é zero, fazendo com que os reservatórios terminem vazios ao final da simulação.

apenas os efeitos estruturais. Todos os resultados apresentados a seguir foram obtidos como a média dos valores obtidos dos anos 6 a 10, representando a performance estrutural do sistema. Este é o mesmo critério utilizado nos estudos de planejamento energético atuais.

As principais conclusões obtidas foram:

- Existe uma relação direta entre a operação do sistema com as restrições de suprimento de energia e a função de custo de déficit. A restrição de suprimento que controla o valor esperado do déficit de energia pode ser substituída por uma função de custo de déficit de 1 segmento. Já uma restrição no CVaR no déficit de energia equivale a uma função de 2 segmentos na qual o primeiro tem inclinação nula. A função de custo de déficit atual com 4 patamares equivale a 1 (uma) restrição de valor esperado e 3 (três) restrições de CVaR, o que revela grande dificuldade de interpretação do seu papel na aversão ao risco da operação do sistema.
- Além de seu papel na segurança de suprimento, a função de custo de déficit tem impacto direto na expansão do sistema. Deve-se lembrar, portanto, que há necessidade de revisões constantes da referida função, de forma que ela contemple as possíveis alterações na matriz energética e na rede elétrica.
- O estudo de caso apresentado mostrou a importância de se analisar o impacto integrado da alteração da função de custo de déficit, uma vez que há alteração nos custos operativos e no próprio custo do racionamento para a sociedade.

Capítulo 12 – Análise do Número de Patamares da Função de Penalização do Déficit

Considerando as características atuais do despacho hidrotérmico brasileiro que já foram extensivamente abordadas em capítulos anteriores, percebe-se que o problema é modelado em função da decisão dual entre o uso imediato ou futuro do recurso hidráulico. O despacho reside na otimização da função em questão, com o objetivo de minimizar o custo presente da energia, sempre levando em consideração a manutenção do uso da água no futuro e mantendo o custo futuro nos valores mais baixos possíveis.

A principal função do sistema de geração e transmissão de energia elétrica é o atendimento à demanda. Como os recursos disponíveis para esse atendimento são finitos e uma parte significativa dos mesmos depende de condições aleatórias como a vazão afluente dos rios, há o risco de que haja situações em que os recursos para atendimento não sejam suficientes para o suprimento da carga demandada, o que resultaria em um déficit de energia. A gestão do déficit pode ser realizada a partir de duas abordagens na otimização do despacho hidrotérmico: (i) considerar uma função de penalização do déficit (FPDEF) na função objetivo do problema ou (ii) incluir uma restrição para o montante de déficit no sistema.

O capítulo visa discutir a formulação da função de penalização do déficit de energia, tendo como foco a questão do número de patamares necessários para que o resultado obtido seja um bom indicativo para o uso preventivo do recurso termelétrico, guiando assim a operação do sistema e diminuindo a probabilidade de cortes indesejados de energia. Seguindo essa abordagem, há a interpretação de cada patamar constante na função de penalização do déficit de energia. Posteriormente realiza-se um estudo de caso para exemplificar a utilização da função em questão e diferenciar o resultado para diferentes aplicações de patamares de penalização do custo do déficit.

As principais conclusões obtidas no capítulo seguem a seguir.

- A utilização do custo de déficit econômico com mais de um patamar significa que o racionamento preventivo é um recurso disponível para o modelo de despacho hidrotérmico otimizar a evolução dos reservatórios. Se a verdadeira Política de Racionamento não permitir a redução preventiva do consumo, a consideração destes patamares como função de penalização do déficit depleciona os reservatórios de maneira mais acelerada, desotimizando o sistema.
- Como no exposto no item anterior, a utilização da resposta da demanda como função de penalização significa um recurso adicional disponível para o modelo de despacho hidrotérmico. Se a demanda de fato não responder ao preço (ou se o consumidor não tiver acesso ao verdadeiro custo marginal de operação do sistema), a operação do sistema não estará otimizada.
- Uma alternativa para representar a resposta da demanda é incluir no modelo apenas os consumidores que venderem sua redução de consumo em compromissos de longo prazo. Estes contratos podem ser modelados como termelétricas cujo CVU é igual ao preço pago para o consumidor reduzir o seu consumo. Um aspecto interessante dessa proposta é a separação da estatística de risco de qualquer déficit de energia da estatística de frequência de resposta da demanda ao preço da energia. Nesse caminho, a pesquisa realizada neste projeto poderá lançar uma nova luz sobre a resposta do consumidor ao preço.
- A consideração de um prêmio de risco na função de penalização não representa um recurso para o Operador do Sistema, tendo como objetivo realizar a operação do SIN de acordo com um critério de suprimento. Assim, a consideração desse prêmio de risco não requer um compromisso firme de que uma determinada Política de Racionamento será implementada ou que a demanda responderá ao sinal de preços.
- Considerar prêmio de risco na função de penalização significa superpor mecanismos de aversão ao risco, o que dificulta o entendimento sobre qual é o problema de despacho hidrotérmico que se pretende resolver. Adicionalmente, essa superposição dificulta a calibração dos parâmetros de aversão ao risco.

- A mesma discussão ocorre na comparação entre a função de custo de déficit econômica com 1 patamar e com 4 patamares. A opção pela utilização de mais patamares significa incluir restrições de CVaR do déficit da energia no problema do despacho hidrotérmico. Logo, esta opção junto aos os mecanismos de CVaR na função objetivo ou da Superfície de Aversão a Risco (SAR) resulta em sobreposição de mecanismos de aversão ao risco.

Com a exposição dos conteúdos dos capítulos até aqui, percebe-se que há visões diferentes na avaliação do custo do déficit em sistemas elétricos. Além disso, verifica-se a importância em oferecer diversas opções para o problema em questão, pois assim há possibilidade de flexibilidade da decisão a ser tomada nos diferentes horizontes considerados em estudos do referido setor. Independente da metodologia escolhida, é vital a boa governança na operação. Deve-se sempre lembrar que o modelo e a metodologia do cálculo do custo devem ser transparentes e a operação do sistema deve ser consistente com a otimização dinâmica, que deve refletir efetivamente as metas e necessidades da operação.

Capítulo 13 – Análise Comparativa

O Capítulo 13 compara a metodologia da função custo do déficit atualmente em vigor com as propostas nos capítulos anteriores: modelo CGPS atualizado, modelo de equilíbrio geral computável, pesquisa direta e custo implícito do déficit.

Foram definidos alguns critérios de comparação a fim de avaliar a diferença entre os modelos e medir as principais características e fragilidades de cada um: representatividade dos custos sociais, premissas, robustez – estabilidade, reprodutibilidade e complexidade.

Observou-se que cada modelo é capaz de endereçar melhor determinada necessidade. A análise um pouco mais detalhada acerca das avaliações de cada modelo pode ser vista a seguir.

- **Função Custo do Déficit em Vigor (4 Patamares – origem GCPS 1988):** A Função Custo do Déficit de quatro patamares em vigor não representa os custos sociais do déficit de energia uma vez que considera as relações intersetoriais da matriz insumo-produto de 1975. Embora os custos unitários sejam crescentes com a profundidade do déficit, a política de corte se mostra pouco razoável na medida em que estressa ao limite máximo de 30% a restrição na oferta de determinado setor (produtivo ou não) antes de considerar cortes no setor de custo de déficit imediatamente superior.
- **GCPS – Matriz Insumo-Produto:**
 - **Custo Global (W) – 1 Patamar:** O Custo Global tem boa representatividade dos custos sociais do déficit para circunstâncias onde não exista o pressuposto de racionamentos preventivos. Assim, o W representa o valor unitário de um déficit qualquer, sem estar associado a uma profundidade de corte específica. Tem boa reprodutibilidade (produto

deste P&D) e bom nível de robustez para os parâmetros, à exceção da tarifa de energia elétrica.

- **Custos Setoriais – 4 Patamares:** A função custo do déficit em quatro patamares traz alguns aprimoramentos na metodologia original do GCPS, em especial na representação do custo do déficit dos setores não produtivos (Famílias e Governo). Os custos unitários do racionamento são crescentes com a severidade do corte, contudo, a premissa quanto à política de corte se mostra pouco razoável, na medida em que estressa ao limite máximo de 30% a restrição na oferta de determinado setor (produtivo ou não) antes de considerar cortes no setor de custo de déficit imediatamente superior. Assim como o W , tem boa reprodutibilidade, mas carece de robustez para os parâmetros, em especial com relação à posição relativa dos setores representados que determinam o custo de cada patamar de déficit.
- **Equilíbrio Geral Computável (EGC)**
 - **Função Custo do Déficit – Foco Utilidade:** Representa bem os setores produtivos, não produtivos e as relações intersetoriais. A função custo do déficit é medida pelo impacto do racionamento na utilidade, ou no nível de consumo (variação compensatória). Com isso, o custo do déficit é crescente com a profundidade do racionamento. Os cortes são lineares para todos os setores representados no modelo, apresentando assim boa razoabilidade. No entanto, é um modelo de elevada complexidade e há uma dificuldade relativa para calibrar os modelos, o que impõe uma perda no quesito de reprodutibilidade.
- **Pesquisa Direta:** A pesquisa direta tem caráter complementar importante para interpretação dos resultados das metodologias com abordagem econômica. Não ofereceu, neste momento, uma função custo do déficit no formato esperado, mas apresenta potencial para isso.
- **Custo Implícito do Déficit:** Utilizado como função de penalização dos déficits nos modelos de despacho hidrotérmico. Representa melhor os custos operativos e a aversão ao risco do sistema, utilizando a função de custo de déficit econômica para valorar o custo do racionamento. A formação da função depende do critério de suprimento do sistema e das características da matriz elétrica.

Capítulo 14 – Efeitos das Funções Custo do Déficit Propostas nos Modelos Computacionais do Setor Elétrico (NEWAVE) - Thymos

Como o sistema brasileiro é composto por uma parcela significativa de energia oriunda de usinas hidrelétricas com reservatório de acumulação, a produção pode ser regularizada através do armazenamento de água nos períodos chuvosos, sendo esta utilizada durante períodos de escassez de chuvas. Logo, é possível perceber que o risco de déficit no futuro afeta a operação no presente.

As funções de custo de déficit representam uma penalização nos modelos de otimização, caso a geração do SIN não seja suficiente para atender a carga em sua totalidade. Esta penalização é somada ao custo de operação do sistema, formando o custo total. O modelo pode optar pelo déficit em um determinado período, caso isso represente um custo total menor para atender a carga no longo prazo. Obviamente, quanto maior o custo representado na função, mais o modelo evitará cenários de déficit.

Este capítulo abordará o impacto das funções de custo de déficit propostas no âmbito do presente trabalho nos modelos de otimização, utilizados pelos órgãos governamentais e pelos agentes do setor para nortear a operação e o planejamento do sistema elétrico brasileiro. Os aspectos de maior relevância que serão impactados por uma mudança da função de custo de déficit serão analisados através de estudos de casos, os quais auxiliarão na definição de uma função de custo de déficit que apresente resultados positivos para o sistema. A escolha adequada da mesma, além de toda a interpretação econômica, depende do impacto que cada função proposta tem na operação e planejamento do sistema e na formação do preço de energia, o que depende diretamente de como o modelo de otimização se comporta com cada função.

De modo a avaliar a operação ótima do modelo para cada função de custo de déficit, o comportamento do sistema nos últimos anos se mostra um bom estudo de caso para as simulações. Isso porque representa a saída de uma situação com níveis elevados de armazenamento nos principais reservatórios do SIN, no início de 2012, para períodos nos quais o regime hidrológico foi muito desfavorável, levando, assim, o sistema a níveis de armazenamento críticos e preços elevados.

Naturalmente, não há como comparar as operações do modelo para cada função de custo de déficit com a verificada nesses últimos anos pelo ONS, escolhendo posteriormente a simulação que menos se distanciou da operação realizada no sistema. Alguns pontos podem ser destacados, contudo, para auxiliar o processo de escolha. Um deles é o déficit, já que o ONS não operou o sistema com cortes preventivos de carga nos últimos anos. Não houve a opção por deixar de atender a uma parcela da carga em vez de despachar uma termelétrica de CVU elevado. Essa opção, porém, é feita pelo modelo de otimização quando a função de custo de déficit vem do modelo GCPS de 4 patamares (única função que gerou montantes de déficit expressivos nas simulações). A adoção dessa função resultaria em distorções no mercado de energia. Os valores de PLD seriam, na média, mais baixos, mas de maneira artificial, já que o comportamento do modelo que forma preço estaria distante da realidade operativa.

Os resultados apresentados neste capítulo indicam que há uma ampla gama de consequências pela adoção de uma função de custo de déficit distinta da atual. Um ponto essencial no processo de decisão da função a ser adotada é a similaridade da operação simulada no modelo com a realizada pelo Operador Nacional do Sistema. Não adianta ter uma função de custo de déficit que induza a uma operação ótima do modelo muito distinta do que seria realizado pelo ONS.

Outro ponto de suma importância a ser considerado é o conflito de interesse dos Agentes com a mudança da função de custo de déficit. Os resultados apresentados mostram que há diversos efeitos colaterais resultantes da definição da nova função, tais como PLDs maiores ou menores na média, redução ou aumento de garantia física de um grupo de geradores e impacto no MRE. A motivação da decisão abordada neste

projeto de P&D, todavia, deve levar em conta o benefício sistêmico da função de custo de déficit. E, para isso, a comparação entre confiabilidade e custo de operação é um dos principais itens a serem analisados. O que é mais importante para o sistema na visão dos Agentes, dos órgãos governamentais, do Operador, do Regulador? Um sistema que priorize, antes de tudo, a confiabilidade de atendimento mesmo que isso represente um custo mais elevado na maior parte do tempo ou uma operação menos avessa ao risco, que eleva as chances de ocorrência de déficits, mas que represente, na média, uma energia mais barata aos consumidores? Por mais que essa não seja uma decisão trivial e nem binária, o backtest realizado auxilia a mensurar o tamanho do impacto de cada função na operação do sistema, ao analisar o passado recente.

Em relação aos resultados obtidos na simulação de backtest, considerando o binômio custo de operação x armazenamento obtido no final do período de análise (2012 a 2016), o desempenho da função atual de custo do déficit foi bem razoável, sendo superada em termos de armazenamento apenas pelas funções Equilíbrio Geral, GCPS e Custo Implícito de um patamar. Os operativos das duas primeiras, porém, foram bastante elevados. O custo implícito de um patamar mostrou uma relação custo-benefício interessante. Além disso, esses mesmos resultados mostraram uma superioridade das funções de custo de déficit de patamar único em relação às demais. Analisando as funções simuladas de mais patamares, há sempre outra função que chegou a níveis mais elevados de reservatórios com menores custos operativos. A exceção fica apenas para a função GCPS 4 patamares, porém esta função apresenta outros problemas de aderência entre operação do modelo e operação realizada de fato pelo ONS, já comentados anteriormente.

A análise 2012-2016 mostra, ainda, que a função de penalização calculada com a metodologia do Equilíbrio Geral e do GCPS aumenta em cerca de 20% o custo operativo, com aumento de cerca de 1,2 pontos percentuais no armazenamento do SIN. A metodologia do custo de déficit implícito aumenta o custo operativo em cerca de 4%, com aumento de 0,8 pontos percentuais no armazenamento.

Em termos de impactos nos preços, foi visto que as funções calculadas com a metodologia do Equilíbrio Geral levaram aos maiores valores de desvio padrão das diferenças de PLDs semanais. Tal fato está em linha com a maior aversão ao risco proporcionadas por tais funções.

De qualquer forma, a função de custo do déficit atual aliada aos parâmetros vigentes do CVaR teve bom desempenho e custo-benefício, já que a definição dos parâmetros dessa metodologia de aversão ao risco foi realizada já tendo a referida função como base.

Ao observar os resultados das simulações de garantia física, percebe-se que a metodologia do Equilíbrio Geral reduz a carga crítica do sistema em cerca de 1%. O maior impacto ocorre nas hidrelétricas, cuja garantia física reduz cerca de 2%. As termelétricas teriam suas garantias físicas aumentadas em 1,5%, em média. As funções com o custo implícito tiveram impacto na carga crítica do sistema praticamente desprezível, havendo redução de 0,5% da garantia física das hidrelétricas e aumento de 0,6% nas termelétricas.

A hipótese mais forte é de que o modelo se comportou dessa forma devido a uma junção de características típicas do período entre 2015 e 2016, como cargas reduzidas em relação à oferta total do sistema e elevadas hidrologias em determinados subsistemas (o modelo apresenta grande sensibilidade à energia

natural afluyente), A própria análise entre o custo de operação e o armazenamento, limitado ao período entre 2012 e 2014, favorece essa hipótese, pois nestes anos o sistema se comportou como esperado. Se o backtest fosse realizado escolhendo outra sequência de anos, por exemplo, poderia não ter sido observado nenhum comportamento atípico do sistema ao comparar as funções de custo de déficit analisadas.

Capítulo 15 – Conclusão

O presente estudo de P&D se propôs a oferecer e testar aperfeiçoamentos metodológicos capazes de refletir com maior propriedade o verdadeiro impacto da escassez de energia elétrica considerando a heterogeneidade dos consumidores em cenários de déficit.

Primeiro foi feita a atualização do modelo atualmente em vigor, proposta pelo GCPS em 1988. O modelo foi atualizado com dados mais recentes do sistema de Contas Nacionais do Brasil (matriz insumo-produto de 2010 e Tabela de Recursos e Usos de 2013), incluindo também modificações na tarifa de energia e na sistemática para obtenção dos custos setoriais.

Em seguida, foi calculado o custo do déficit a partir de um modelo de Equilíbrio Geral Computável. Apesar de representar a realidade de forma bastante simplificada, o modelo é extremamente tratável e apresenta resultados bastante robustos (resultados aderentes aos dados).

Depois, foi realizada uma pesquisa direta aos consumidores finais de energia elétrica, incluindo consumidores residenciais, comerciais e industriais. A pesquisa visou investigar a percepção das diferentes classes de consumo quanto aos impactos socioeconômicos de um racionamento de energia. O uso da pesquisa direta busca identificar a percepção dos diferentes tipos de consumidores sobre determinados cenários de restrição na oferta de energia elétrica. O objetivo foi descobrir o valor monetário que teria efeito similar (ou compensatório) no bem-estar dos consumidores de um modo geral.

Em seguida, foi proposta uma metodologia para estimar o custo de déficit implícito. O objetivo do estudo foi construir uma função de penalização do déficit que pode ter n patamares, sendo o primeiro patamar da função de penalização do déficit proveniente ou não do estudo econômico.

Para avaliar as metodologias propostas, foram definidos alguns critérios de comparação a fim de considerar a diferença entre os modelos e medir as principais características e fragilidades de cada um: representatividade dos custos sociais, premissas, robustez – estabilidade, reprodutibilidade e complexidade. Observou-se que cada modelo é capaz de endereçar melhor determinada necessidade.

Por fim, foram estimados os efeitos das funções custo do déficit propostas nos modelos computacionais do setor elétrico (NEWAVE).

Espera-se que os resultados apresentados permitam aprimorar os sinais econômicos necessários ao planejamento da operação e da expansão do sistema elétrico, podendo oferecer ainda subsídios para uma política

de gestão de cortes e o desenvolvimento de mecanismos regulatórios e contratuais capazes de contribuir para a melhor alocação de recursos energéticos em momentos de escassez, com ganhos para a economia como um todo. De modo geral, esses resultados representam formas alternativas para substituir o uso da eletricidade na produção e no consumo.

4. RELEVÂNCIA DO CUSTO DO DÉFICIT PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Este capítulo apresenta alguns fundamentos conceituais da função custo do déficit e explica sua relevância para o setor elétrico brasileiro, mostrando como a função influencia no planejamento da expansão do sistema, no planejamento da operação, e nos preços ao mercado.

Os estudos relacionados ao Planejamento da Expansão do Setor Elétrico buscam determinar o fluxo de investimentos em geração e transmissão de energia que seja suficiente para atender o consumo de energia previsto num horizonte de pelo menos dez anos. Esta visão prospectiva sobre as necessidades energéticas do Sistema Interligado Nacional (SIN) deve pressupor um determinado grau de confiabilidade e envolve projeção de um conjunto de variáveis, como demanda por energia elétrica, atividade econômica nacional, tecnologias disponíveis para gerar e fornecer eletricidade, além de considerar perspectivas sobre a possibilidade de interligação com países vizinhos, capazes de ofertar ou que sejam potenciais consumidores dos recursos energéticos.

Existem ainda, num contexto de médio e curto prazo, as atividades de Planejamento da Operação do SIN, onde devem ser tomadas as decisões quanto ao momento e quantidade ideal para uso da água armazenada nos reservatórios, tendo em vista as previsões de hidrologias futuras e o parque térmico disponível. Neste caso, também há projeções e premissas tomadas no cálculo que visam minimizar o custo total da operação.

Dentre as informações fundamentais para o Planejamento da Expansão e da Operação, o custo do déficit de energia elétrica ocupa um papel central. Em síntese, o custo do déficit representa o valor máximo que poderia ser atribuído a um novo empreendimento capaz de evitar a falta de energia elétrica ou, de forma mais geral, o custo econômico da escassez ou da falta de disponibilidade de energia elétrica.

O custo do déficit de energia elétrica também é utilizado em outros processos fundamentais para o sistema elétrico (ANEEL, 2001), refletindo-se no cálculo do Preço da Liquidação de Diferenças (PLD) no contexto da comercialização da energia elétrica, além de constituir referência essencial para a elaboração de uma Política Pública de Racionamento de Energia.

4.1 Fundamentos Conceituais da Função Custo do Déficit

Uma grande diversidade de fenômenos é normalmente abrangida pelo conceito de “déficit”. Um déficit de qualquer natureza é observado quando o montante de oferta deduzido da demanda, integralizado em determinado período, resulta em valor negativo. Formalmente, o déficit representa uma restrição temporária de oferta de energia elétrica com consequências econômicas e/ou sociais mensuráveis (Eletrobrás, 1988).

Associado ao custo do déficit, o risco ou probabilidade de déficit é definido como a probabilidade de ocorrer insuficiência da oferta de energia elétrica, avaliada em um conjunto de cenários capazes de representar as possíveis situações de operação. Nos modelos utilizados pelo setor, para um período composto por alguns anos, o risco de déficit pode ser obtido dividindo-se o número total de séries em que se verifica racionamento pelo número de séries simuladas. O risco-limite adotado nesses modelos é de 5%; isto é, o fornecimento de energia será suficiente para atender à demanda em 95% dos cenários esperados. (Kelman, Bezerra, Rosenblatt, Pereira, Pinto, & Barroso, 2007).

O Custo do Déficit em Energia Elétrica está intimamente relacionado à severidade ou profundidade de interrupção e ao perfil do consumidor. Sob essa ótica, deve-se investigar o conjunto de indicadores que podem caracterizá-los. A dimensão de um déficit é normalmente caracterizada a partir de três grandezas:

- **Frequência** – mede a frequência da ocorrência (dias ou horas por ano, por exemplo). Essa dimensão é muitas vezes confundida com a probabilidade de ocorrência, embora a equivalência possa embutir certa imprecisão. A título ilustrativo, uma probabilidade de 5% de risco, por exemplo, pode significar a ocorrência da falta uma vez a cada vinte anos ou um dia a cada vinte dias;
- **Duração** – mede a duração da ocorrência (alguns minutos, horas ou até meses). Essa métrica é fundamental para avaliar o transtorno imposto aos Agentes, principalmente para a indústria;
- **Profundidade** – mede o “tamanho” do corte, em MW (potência) ou MWh (energia), e pode caracterizar a abrangência (um corte que afeta ou incide sobre todo o país) ou a severidade do evento (10GWmed ao longo de um conjunto de meses).

Outro aspecto referente ao déficit diz respeito às características do consumidor. Questões acerca do tipo de consumidor podem ser levantadas, uma vez que grupos distintos de usuários de energia elétrica experimentam diferentes custos de interrupção, além de discordarem em relação à dependência da eletricidade, e da percepção da confiabilidade, estando essa ~~visto a influência da confiança no sistema elétrico na preparação dos consumidores para possíveis interrupções. Essa última está~~ vinculada à frequência de interrupções. ~~Ou seja, na~~ Na medida em que as interrupções se tornam mais frequentes, os consumidores poderão tomar ações para se preparar e minimizar os prejuízos potenciais, de modo que a expectativa a respeito das interrupções e as decisões sobre investir em medidas preparatórias modificam o custo (impacto) do déficit de um modo geral.

De modo geral, os déficits no setor de energia podem ser classificados em dois tipos, de acordo com a causa da escassez: **“Déficit de Potência”** e **“Déficit de Energia”**. A primeira causa possível de déficit está associada a falhas conjunturais. Esse caso é reconhecido na literatura como **“Déficit de Potência”**; isto é, a impossibilidade de atendimento ao consumo máximo do Sistema. Trata-se normalmente de falhas em transmissão, distribuição e/ou equipamentos e é avaliado por modelos de confiabilidade (idealmente, confiabilidade composta contemplando falhas de geração e transmissão). ~~Sua~~ A duração dessas contingências normalmente é pequena, estendendo-se por no máximo alguns minutos ou horas. Normalmente, o processo de

reestabelecimento operativo é definido a partir de estudos específicos, e tanto o corte quanto a recomposição do sistema são total ou parcialmente automatizados.

Em uma segunda categoria, eventos ou ocorrências de falta de energia com causas estruturais são definidas pela literatura como **“Déficit de Energia”**. Trata-se de situações em que o montante agregado de energia disponível é insuficiente para suprir o consumo de maneira contínua, mesmo com todos os equipamentos (linhas de transmissão, geradores, etc.) em funcionamento. É usualmente associado a problemas sistêmicos, a exemplo de casos de falta de geração para atender à totalidade do consumo. Episódios desse tipo já tiveram lugar no Brasil e, ainda que ~~o sistema elétrico~~ a rede elétrica tenha adquirido maior resiliência, podem tornar a ocorrer em momentos de hidrologias desfavorável ~~desfavoráveis~~, situação na qual ~~quando~~ o ~~total~~ montante de água acumulada nos reservatórios ~~leva~~ leva a altos riscos ~~altos~~ de esgotamento nos próximos meses. Vale lembrar que, no Brasil, o atendimento ao consumo do período seco depende do volume de águas armazenado durante o período úmido; portanto, a entrada no período seco (maio a outubro) com reservatórios deplecionados encarece o preço da energia e pode até levar a déficit de atendimento futuro.

~~Esta~~ Essa falta pode acarretar racionamento (ou racionalização) de energia, caracterizado, geralmente, pela redução forçada do total de consumo do sistema. Essa redução, no entanto, não necessita ser contínua, linear ou gerenciada pelo próprio consumidor; ao contrário, é possível alcançar ~~esta~~ a meta através do gerenciamento pelo lado da oferta ou mesmo pelo operador do sistema – por exemplo, através de um sistema de rodízio.

As consequências dessas soluções podem ser bem distintas. No primeiro caso, quando se verifica gerenciamento pelo consumidor, criam-se incentivos para um uso mais eficiente da energia e/ou mudança de hábitos. Em consequência, a redução de consumo pode se prolongar mesmo após o final da restrição energética, implicando uma real mudança do comportamento do consumidor frente ao produto energia elétrica. No segundo caso, quando são estabelecidos critérios para interrupções programadas no fornecimento e/ou uso, em regime de rodízio, estabelece-se restrição temporária, a ser gerenciada pelo operador do sistema. Nessa situação, o consumidor pode ter menos incentivos a produzir uma adaptação a longo prazo; ou seja, quando a restrição na disponibilidade energética termina, cessa também a redução de consumo. Vale notar que este racionamento pode também ser realizado por sistemas de mercado, onde consumidores podem receber créditos por redução ou sobretaxas pelo aumento de consumo.

Quando o déficit é gerenciado pelo consumidor, pode ser utilizado um corte de longa duração, permanente (frequência tendendo a infinito), com profundidade a ser definida de acordo com as políticas setoriais. Se gerenciado pelo sistema ou pelo mercado, poderá exibir indicadores diferentes; por exemplo, um rodízio pode corresponder a um corte com frequência diária, duração de algumas horas e profundidade a ser definida pelo plano de ação. Quando gerenciado pelo mercado, estará sujeito às leis de oferta e demanda para o período crítico. É possível, por exemplo, oferecer aos consumidores mecanismos de fornecimento em carga interruptível. Nestes, o cliente aceita ser desligado (total ou parcialmente) quando o sistema assim o necessita, em troca de incentivos (normalmente tarifas mais baixas).

É importante observar que o esquema de corte pode mudar significativamente o seu impacto associado. Atualmente, apenas os grandes consumidores possuem medidores capazes de permitir uma gestão individualizada. Por sua vez, consumidores de menor porte são atendidos através de alimentadores comuns. Nesses casos, um corte executado por gestão do sistema interrompe, necessariamente, o fornecimento de energia a todos os consumidores ligados ao alimentador desligado. O aumento da adoção das redes inteligentes (*smart grids*) ou pelo menos dos medidores inteligentes (*smart metering*) possibilita um avanço nesta gestão, permitindo desligamento seletivo.

Nos casos em que se verifica déficit (no horário) de ponta, o sistema mostra incapacidade de garantir atendimento ao consumo em condições normais (sem a capacidade de evitar falhas na transmissão ou geração).

Finalmente, é interessante lembrar que os estudos de déficit focalizam, normalmente, a transmissão e a geração. Os modelos e análises clássicos não incluem possíveis déficits devidos a problemas na distribuição. Uma avaliação mais completa, por sua vez, deveria incluir este importante elo para o consumidor final.

4.2 Importância da Função Custo do Déficit no Planejamento da Operação e da Expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN)

O custo do déficit de energia elétrica é considerado em um conjunto de processos fundamentais para o bom funcionamento do sistema (ANEEL, 2001). São eles:

- Planejamento da Expansão - realizado pela EPE e MME, compreendendo programas de obras de geração/transmissão, leilões de energia, etc; Planejamento da Operação - realizado pelo ONS, que ~~determina~~ considera montantes despachados de geração térmica e hidráulica, intercâmbios regionais e internacionais de energia elétrica, programação de manutenções, etc;
- Comercialização de Energia - contratação de energia no mercado regulado e comercialização em curto prazo, na CCEE, que deve ser liquidada ao preço de liquidação de diferenças - PLD. Esta também é responsável pela contratação de energia no mercado livre;
- Política de Racionamento – por atribuição ou designação do MME.

Nesta seção serão abordados os dois primeiros e a representação dos conceitos nos programas computacionais tradicionalmente usados no Setor Elétrico.

A Operação do Sistema Interligado Nacional (SIN)

Os modelos de operação (no Brasil e em grande parte do mundo) otimizam o custo do recurso presente contra o valor esperado do custo futuro. Matematicamente, o problema da operação ótima energética visa

minimizar o custo de operação ao longo de T intervalos de tempo, considerando os S possíveis cenários futuros:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & \sum_{t=1}^T \sum_{s=1}^S p_s * c_g(t, s) * g(t, s) + c_d(t, s) * D(t, s) \\ \text{s / a} \quad & \sum_{i=1}^G g_i(t, s) + \sum_{p=1}^P d_p(t, s) = l(t, s) \\ & E(g, d, l, t, s) = b \\ & F(g, d, l, t, s) \leq g \end{aligned} \quad (5.1)$$

Onde:

p representa a probabilidade de ocorrência do cenário s ;

c_g é o vetor de custos de geração para o instante t no cenário s ;

g é o vetor de gerações para o instante t no cenário s ;

c_d é o vetor de custos de déficit para o instante t no cenário s ;

D é o vetor de déficit para o instante t no cenário s ;

g_i corresponde à geração associada ao i -ésimo gerador;

d_p corresponde ao déficit associado ao p -ésimo patamar;

l é a carga associada ao instante t no cenário s ;

$E(g, d, l, t, s) = b$ corresponde às restrições operativas envolvendo a geração, déficit e carga para o instante t no cenário s ;

$F(g, d, l, t, s) \leq g$ corresponde aos limites operativos (físicos ou estratégicos) envolvendo a geração, déficit e carga para o instante t no cenário s .

É possível notar que o custo de déficit participa da função objetivo e, portanto, impacta no resultado da otimização. Um exemplo simples ilustra esse fato: imagine uma térmica com custo igual a R\$ 1.000,00 que pode ser ligada para evitar um custo de déficit igual a R\$ 600. A usina termelétrica não seria acionada, pois do ponto de vista do programa ótimo é mais econômico incorrer em um déficit, dado que a geração através da referida planta geraria um prejuízo igual a R\$400,00. Por outro lado, se o custo de déficit for igual a R\$1500,00, seria mais econômico ligar a térmica, produzindo-se um ganho igual a R\$500,00.

Cabe considerar ainda que a operação é impactada pelo custo do déficit multiplicado por sua probabilidade, o que significa dizer que quanto maior for a probabilidade do déficit, maior é seu impacto.

Vale sempre notar que existirão casos específicos onde o custo do déficit não impactará a operação, o que ocorre normalmente quando as possíveis soluções operativas não são capazes de impactar o déficit futuro. Isto ocorre, por exemplo, quando o sistema está significativamente superdimensionado e a probabilidade de déficit é desprezível.

Deste modo, temos uma representação das ferramentas em uso no Brasil, onde a operação do sistema é realizada de maneira centralizada pelo ONS, que determina a parametrização do despacho hidrotérmico a partir das simulações e otimizações realizadas pelo programa NEWAVE, o qual será melhor detalhado nas próximas seções.

Vale destacar a relação entre a operação do sistema interligado e o PLD, calculado pela CCEE de forma similar ao Custo Marginal de Operação (CMO). Tal processo também faz uso do NEWAVE, através do qual se obtém a função de custo-futuro, com base no valor da água, e que fornece ao modelo operativo de curto prazo (DECOMP), a relação entre os armazenamentos ao final de cada período e os custos futuros operacionais de longo prazo.

Os resultados obtidos a partir dos modelos NEWAVE e DECOMP guardam algumas diferenças, relacionadas às premissas utilizadas. Os modelos operativos executados pelo ONS consideram todas as restrições no tocante a geradores e rede, enquanto que o executado pela Câmara de Comercialização, com foco no apreamento e não na operação, não leva em conta certas restrições de transmissão que são específicas de cada região e ou ligadas a problemas fortuitos. Os resultados (CMO e PLD), assim, podem ser diferentes. Entretanto, existem limites regulatórios de máximo e mínimo para o custo marginal que podem levar a discrepâncias além das restrições operativas, retiradas do modelo quando utilizado com a finalidade de precificação.

O Planejamento da Expansão da Matriz Elétrica no Brasil

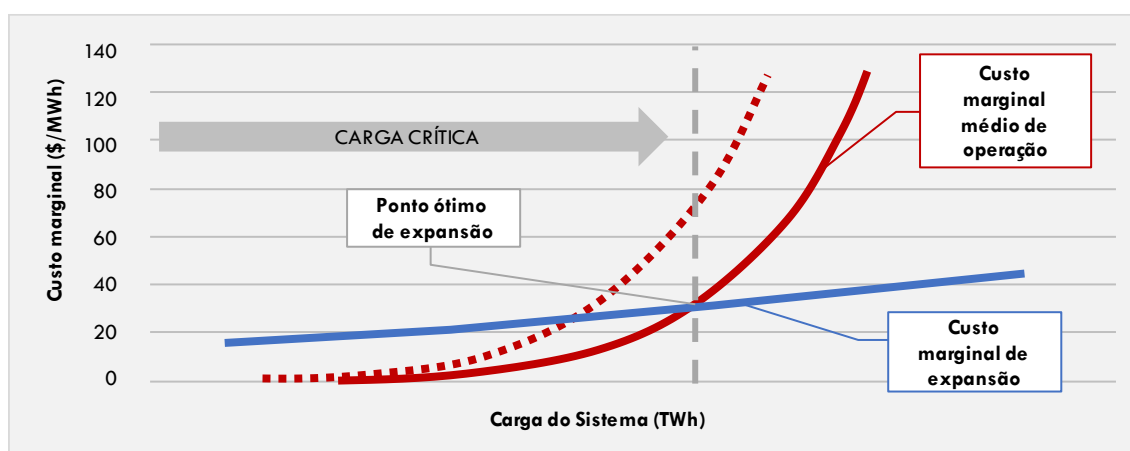
Na análise do planejamento da expansão, o custo do déficit possui impacto semelhante ao do planejamento da operação, com um elemento adicional: o custo dos investimentos. Ao invés de comparar apenas o custo dos recursos existentes (custo de operação) com o valor esperado do custo do déficit, comparam-se os custos dos recursos existentes e possíveis reforços (investimentos acrescidos da operação).

$$\begin{aligned}
 & \text{Min} \sum_{t=1}^T c_e(t) * e(t) \sum_{s=1}^S p_s * c_g(t, s) * g(t, s) + c_d(t, s) * D(t, s) \\
 & s / a \sum_{i=1}^G g_i(t, s) + \sum_{p=1}^P d_p(t, s) = l(t, s) \\
 & E(g, d, l, t, s) = b + e(t) \\
 & F(g, d, l, t, s) \leq g + e(t)
 \end{aligned} \tag{5.2}$$

Onde $c_e(t)$ é o vetor de custos de expansão associado aos possíveis novos investimentos $e(t)$. É interessante observar que os investimentos são decididos “a priori”; portanto, não dependem dos cenários de operação s .

Como no modelo de operação, um alto custo de déficit (ou mais corretamente, valor esperado de déficit⁴) torna atrativo o custo de expansão. Tal qual ocorre no modelo de operação, sempre existirá algum caso-limite, quando o valor esperado do déficit é nulo, não havendo, portanto, necessidade de investimentos. Assim, à medida que o valor esperado do custo de déficit (representado em (5.2) por $\sum_{t=1}^T \sum_{s=1}^S ps * cd(t,s) * d(t,s)$) aumenta a expansão do sistema tem sua viabilidade econômica comprovada, de modo que a solução do programa de otimização apresentado é dada pelo ponto de igualdade entre o Custo Marginal de Operação (CMO) e o Custo Marginal da Expansão (CME), que corresponde ao custo unitário do último recurso utilizado para atender a demanda.

FIGURA 5.1. IGUALDADE ENTRE CMO E CME



Fonte: Loureiro (2009) apud D'aráujo (2004).

Vale destacar que esta condição de igualdade não é necessária para a solução da otimização apresentada em 5.2. A solução passa a ser encontrada, sob esta circunstância, com mais complexidade, haja visto que as variáveis de controle associadas à expansão são discretas. Esta metodologia, utilizada pela EPE, busca a condição de igualdade através da indicação de um nível de oferta, dependente da determinação exógena dos custos associados aos investimentos. Intuitivamente, essa condição possui fácil interpretação: caso seja mais dispendioso atender a demanda via expansão, vis a vis a operação, esta deve ser realizada e vice-versa, de modo que a solução ótima é dada naturalmente pela igualdade entre as duas métricas – nesse ponto a demanda atendida é denominada “carga crítica”.

Outro aspecto relevante é a não observância desta igualdade sob o ponto de vista prático, dado que as duas curvas em questão apresentam uma evolução “aos saltos”, ou seja, são funções descontínuas. Isto ocorre pelo fato das funções representarem os custos de operação ou expansão associados a diversas unidades geradoras que já existem ou que são passíveis de construção. Assim, o ponto de igualdade teórico não se

⁴O Valor Esperado do Déficit é um outro fator importante, que representa a severidade dos déficits, tratando não apenas do risco de ocorrência, mas também de dimensões como profundidade e abrangência, dada a ocorrência do déficit.

verifica na prática – as funções, na realidade, não se encontram, existindo um “gap” entre as duas grandezas que não permite a precisa delimitação da “carga crítica”.

Por fim, a característica hidrotérmica do SIN pressupõe que o atendimento ao mercado sempre se dará com certo nível de risco, dadas as incertezas quanto às afluências. Nesse sentido, o planejamento da expansão do SIN, seja através da construção de novas unidades geradoras ou linhas de transmissão passa pelo seguinte dilema: a partir de qual nível de risco o SIN deverá ser expandido?

- i) Arbitra-se um nível de risco e calcula-se o custo de déficit implicitamente assumido no processo de planejamento; ou
- ii) Avalia-se explicitamente o custo do déficit resultante do processo de planejamento e obtém-se o correspondente risco de déficit.

Este dilema já era levantado no trabalho pioneiro do GCPS (1988) e relaciona-se diretamente com os conceitos expostos até o momento. **O chamado “custo implícito” do déficit é aquele para o qual verifica-se a igualdade entre o CMO e o CME, considerando-se um certo nível de risco com relação ao não atendimento de mercado (Loureiro, 2009). Já o chamado “custo explícito” do déficit é obtido exogenamente com relação aos modelos de otimização (Dutra et al, 2014) – a metodologia da Matriz Insumo-Produto (MIP) se enquadra nesta categoria, dentre outras.** Ambos os conceitos de custo “implícito” e “explícito” serão detalhados nas próximas seções.

4.3 Interpretação do Custo do Déficit nos Modelos de Planejamento da Operação – NEWAVE

No modelo computacional NEWAVE, tradicionalmente utilizado no setor elétrico para Planejamento da Operação e, o déficit de energia é representado como uma usina térmica a mais; porém, com custo variável unitário igual ao custo de déficit e capacidade do tamanho do mercado a ser atendido. O déficit pode ser representado com custos diferentes para profundidades distintas; quanto mais profundo for o déficit em termos de percentual da carga, mais elevado será seu custo.

Neste caso, podemos entender a função de custo de déficit em quatro patamares como um conjunto de “usinas térmicas” cujo custo de operação é o custo do patamar de déficit em questão, com a “capacidade da térmica” dada pela profundidade deste patamar. Por exemplo, para um déficit que equivalha a até 5% da carga, seu custo atual é de R\$ 1.420,34/MWh. Caso tenhamos um déficit mais profundo, de até 10% da carga, o custo da próxima “térmica” – patamar de déficit – é R\$ 3.064,15/MWh. Para déficits mais profundos, que sejam equivalentes a 20% ou mais, seus custos são R\$ 6.403,81/MWh e R\$ 7.276,40/MWh, respectivamente.

Assim, no processo de otimização da operação do sistema elétrico, o modelo procura atender a uma determinada demanda de energia, considerando, para tanto, o despacho ótimo dos recursos hidrelétricos e termelétricos disponíveis que minimizem o custo total de operação. Contudo, caso não existam mais recursos disponíveis a serem despachados, tem-se a ocorrência de uma situação de déficit. Neste caso, o sistema irá, então, despachar a “última” usina térmica disponível, que é o próprio déficit, ao seu custo. Como esse será o custo marginal do sistema, sua ocorrência configura que houve déficit de energia naquele cenário.

É importante ressaltar que a otimização da operação do sistema no modelo NEWAVE é feita em base mensal, para um horizonte de cinco anos, levando em consideração cenários de afluições calculados com base no histórico de vazões disponível no SIN (de 1931 até 2016). O sistema é dividido em quatro regiões cujas fronteiras são definidas pela presença de restrições de transmissão relevantes ao fluxo de energia, denominados Subsistemas.

Déficits ocorridos nos cenários da simulação terão influência sobre o custo total da operação de cada série de afluição. Dessa maneira, quanto mais casos de déficit sejam previstos nos cenários hidrológicos simulados, maior será o custo esperado de energia.

Um esclarecimento importante é a diferença entre o custo total da operação do sistema e o custo marginal da operação (CMO). Ambos são informados como resultados da otimização do modelo NEWAVE. Porém, o custo total de operação é apresentado no modelo como:

- Custo de operação de séries simuladas: corresponde ao valor esperado do custo total de operação de todas as séries durante a simulação final do modelo, a qual ocorre após o cálculo da política de operação através da otimização da operação energética. Esse custo considera o período de “pré-estudo” – período que pode ou não ter sido definido pelo usuário para que os efeitos conjunturais da hidrologia sejam atenuados – no caso de estudos de planejamento da operação, corresponde a cinco anos;
- Valor esperado para o período de estudo: corresponde ao valor esperado do custo total de operação de todas as séries simuladas durante a simulação final, apenas para o período de planejamento.

De modo mais formal, podemos definir o custo marginal da operação como o custo, em R\$/MWh, de se aumentar marginalmente a demanda do sistema. Basicamente é o valor do último recurso despachado pelo modelo em base mensal, uma vez que ele seria o responsável por tal atendimento desse eventual aumento marginal da demanda. Importante ressaltar que o CMO de um sistema hidrotérmico depende do custo de oportunidade da água armazenada. Por essa razão, utilizam-se os modelos energéticos para essa finalidade.

Caso os valores correspondentes ao custo do déficit em cada patamar sejam revistos e assumam valores mais elevados, a sinalização que o modelo NEWAVE fornece é a de que houve um aumento da aversão a ocorrências de déficit de energia. Com isso, o modelo adotará uma operação mais conservadora, procurando sempre antecipar despachos térmicos para que os patamares de déficit não sejam atingidos.

Importante observar que tal representação permite que o modelo indique a necessidade de racionamentos preventivos. Com isso, o processo de otimização procura alocar recursos de geração evitando déficits muito profundos, trocando-os, quando possível, por déficits menores, mais distribuídos, porém com custos menos elevados.

Certamente, racionamentos preventivos indicados pelos modelos computacionais não necessariamente significam adoção de um racionamento real. Caso os racionamentos preventivos indicados estejam abaixo de um determinado critério de risco preestabelecido, por exemplo, em 5% dos casos estudados, não há a necessidade de fazê-lo. Porém, caso os resultados mostrem riscos mais profundos, sinaliza-se para o operador do sistema e para o poder concedente uma fragilidade operativa que pode levar a uma decisão de racionamento preventivo real.

Representa-se ainda nos modelos computacionais de planejamento da operação a tendência hidrológica. Esta é utilizada no modelo NEWAVE e representada pelas afluições dos meses anteriores. O número de estados para cada mês e subsistema é calculado através de um modelo auto-regressivo periódico denominado Par(p) (CEPEL, 2000). Basicamente, o modelo procura, através de cálculos estatísticos, o número de estados anteriores que melhor representem o comportamento futuro das afluições. Com isso, uma tendência hidrológica positiva de poucos meses atrás irá provocar previsões de afluições favoráveis, reduzindo os cenários de déficit (Nascentes, 2002), mesmo que, no curto prazo, as condições de armazenamento e suprimento de energia não sejam favoráveis. Por outro lado, uma reversão negativa da tendência hidrológica de um mês para outro irá gerar uma nova perspectiva, com maiores preços e riscos de déficit.

Essa questão foi estudada ainda no âmbito da GCE e uma forma de diminuir os riscos desse problema foi a adoção de critérios, como a utilização de uma curva de segurança. A ideia era ter um mecanismo de aversão a risco que antecipasse a decisão de utilização de recursos mais dispendiosos de geração, como usinas termelétricas, para que se evitasse a situação onde o déficit era enxergado pelo modelo já quando os níveis de armazenamento estavam bastante reduzidos, como acontece quando apenas se conta com a curva de custo de déficit.

Em 2013, foram incorporadas ao modelo NEWAVE metodologias de aversão ao risco. Atualmente, o modelo conta com a metodologia CVaR (Conditional Value at Risk), que basicamente procura antecipar a decisão de despacho térmico com base em parâmetros de risco que atribuem pesos e consideram a profundidade de cenários mais críticos. O CVaR é uma métrica importada do mercado financeiro e seu uso será melhor detalhado nos tópicos subsequentes.

De qualquer forma, é importante observar que, independente da adoção de mecanismos de aversão ao risco, o custo de déficit procura equilibrar os custos de operação e confiabilidade do sistema. Caso tenhamos um custo de déficit muito elevado, será necessário um despacho térmico mais dispendioso. Por outro lado, a adoção de um custo de déficit muito reduzido traz um maior risco ao sistema, já que acarretaria em uma utilização intensa dos reservatórios do sistema. Assim, a relevância do presente trabalho está em buscar

uma curva de custo de déficit que represente o seu real valor para a sociedade e também permita que o binômio operação e segurança seja cumprido.

Convém destacar que o déficit afeta o CMO, principalmente em função de sua influência no custo esperado futuro de cada estágio de otimização. Essa influência será tão maior quanto mais casos com déficit sejam previstos nos cenários de otimização da operação do sistema e quanto mais profundos sejam tais déficits (Nascentes, 2002). Quanto menor forem os níveis de armazenamento finais dos reservatórios e a tendência hidrológica, mais casos com déficit ter-se-á nos resultados da otimização. Inclusive, dependendo do estado de partida da simulação, o déficit pode ser indicado no próprio mês em que o preço é calculado.

4.3.1 O DESPACHO ECONÔMICO DO SISTEMA

A determinação do despacho econômico é por si só bastante complexa pois, embora o custo variável de operação de uma usina hidrelétrica seja muito pequeno, isto não significa que estas usinas são acionadas prioritariamente. Como é possível armazenar a energia hidrelétrica para utilizá-la no futuro, as usinas hidrelétricas têm um custo de oportunidade que deve ser considerado no procedimento do despacho econômico.

Este custo de oportunidade é calculado comparando o benefício imediato de produzir um determinado montante de geração hidrelétrica (por exemplo, 100 MWh) com o benefício futuro se o mesmo montante fosse armazenado nos reservatórios e utilizado nos períodos futuros. O benefício imediato da geração hidrelétrica é evitar a geração termelétrica mais cara que seria acionada para atender a demanda. Por exemplo, suponha que o custo desta térmica mais cara seja R\$120,00/MWh. Isto significa que o benefício imediato é $R\$120,00/MWh \times 100 MWh = R\$ 12.000,00$ Reais. (Por facilidade de apresentação, vamos nos referir daqui em diante aos benefícios unitários, isto é, em R\$/MWh.)

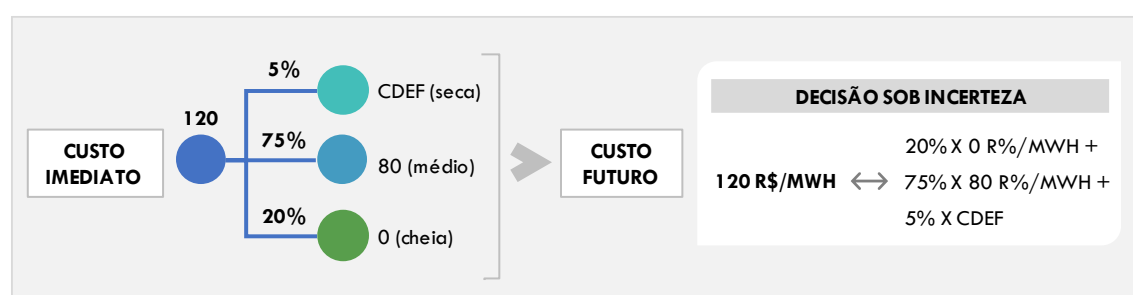
Já o cálculo do benefício futuro é bem mais trabalhoso, pois requer a consideração da incerteza das afluências futuras, que resultam em diferentes benefícios econômicos. De uma maneira muito simplificada, suponha que há três cenários hidrológicos futuros: (i) “cheia”, com probabilidade 20%, em que os reservatórios chegam a verter; (ii) “média”, com probabilidade 75%, em que a térmica mais cara custa R\$80,00/MWh; e (iii) “seca”, com probabilidade 5%, em que os reservatórios esvaziam tanto que há uma falha no suprimento de energia.

Inicialmente, observa-se que a decisão mais correta sob o ponto de vista de um cenário futuro específico pode ser equivocada sob o ponto de vista de outro cenário. Por exemplo, se fosse possível prever o futuro perfeitamente, de modo que se soubesse que iria ocorrer o cenário “cheia” (benefício futuro zero, pois a água transferida iria ser vertida e, portanto, desperdiçada) ou o cenário “médio” (benefício futuro unitário de R\$80,00/MWh), a decisão correta seria utilizar a geração hidrelétrica hoje, pois, como visto, o benefício imediato é R\$120,00/MWh.

No entanto, caso se soubesse que o cenário “seca” iria ocorrer, a decisão correta seria o oposto, isto é, transferir a geração hidrelétrica para o futuro, pois esta transferência amenizaria uma falha de suprimento cujo custo unitário (mais conhecido no Brasil como custo do déficit, CDEF) é provavelmente maior do que o benefício imediato de R\$120,00/MWh.

Dado que é impossível prever o futuro, há uma decisão a ser tomada sob incerteza, comparando o benefício imediato de cada decisão operativa com o valor esperado dos benefícios futuros da mesma para os três cenários. Este exemplo de decisão sob incerteza é apresentado na figura a seguir.

GRÁFICO 4-1. EXEMPLO DE DECISÃO SOB INCERTEZA



Fonte: PSR.

4.3.2 RELAÇÃO ENTRE O DESPACHO ECONÔMICO E O CUSTO DE DÉFICIT

É possível observar nos exemplos anteriores que o resultado da comparação depende do valor atribuído ao custo do déficit. Se $\text{CDEF} = \text{R\$}1.000,00/\text{MWh}$, a decisão ótima seria utilizar a energia hidrelétrica no mês corrente, pois o benefício imediato de R\$120,00/MWh excede o valor esperado do benefício futuro: $0,2 \times 0 + 0,75 \times 80 + 0,05 \times 1.000 = \text{R\$}110,00/\text{MWh}$.

No entanto, se $\text{CDEF} = \text{R\$}1.500,00/\text{MWh}$, a decisão ótima seria transferir a geração hidrelétrica para o futuro, pois o valor esperado do benefício futuro: $0,2 \times 0 + 0,75 \times 80 + 0,05 \times 1.500 = \text{R\$}135,00/\text{MWh}$ seria maior do que o benefício imediato.

A incerteza das vazões, que por sua vez leva a incertezas no nível de armazenamento dos reservatórios, faz com que o despacho econômico visto no exemplo acima tenha que ser calculado para todas as combinações de níveis de armazenamento e de situações hidrológicas em cada estágio. Em outras palavras, a solução do despacho econômico de um sistema hidrotérmico não é uma trajetória operativa (quanta energia cada usina deve produzir em janeiro, fevereiro, etc. até o fim do período de estudo) e sim uma política operativa. De maneira muito simplificada, esta política pode ser vista como uma “tabela operativa” que, para cada estágio, cada nível de armazenamento e cada situação hidrológica, informa a decisão operativa que é ótima para aquela situação específica.

Finalmente, a otimalidade da política se deve ao fato que, se as decisões das “tabelas operativas” forem seguidas quando se simula a operação do sistema para um grande número de cenários, o valor presente do valor esperado da soma dos custos operativos das térmicas e do custo de déficit será o menor possível.

4.3.3 RELAÇÃO ENTRE CUSTO DE DÉFICIT E O CRITÉRIO DE SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

O critério de suprimento de energia elétrica é definido atualmente pelo Conselho Nacional de Política Energética. Até julho de 2008 o critério de suprimento do Brasil era que o risco de déficit do sistema deveria ser igual a 5%; ou seja, um sistema bem planejado seria aquele onde a simulação do despacho hidrotérmico indicasse probabilidade de ocorrência de um déficit de energia igual a 5%. A Resolução CNPE 08, de julho de 2008, alterou o critério de suprimento para igualdade entre o valor esperado do Custo Marginal de Operação (CMO) e o Custo Marginal de Expansão (CME). Ressalta-se que o critério anterior baseado em risco de déficit era físico, enquanto o critério atual baseado no CME é econômico.

Para atender ao critério de suprimento existem duas regras básicas no setor elétrico, definidas na Lei 10.048/2004: (i) todo consumidor tem que estar 100% contratado e (ii) todo contrato deve ser respaldado por garantia física. Isto ocorre porque o critério de suprimento é utilizado para definir as garantias físicas das usinas hidrelétricas e termelétricas do sistema. Desta maneira, se todo o consumo estiver respaldado por contratos, haverá garantia física suficiente para respaldar a demanda e, em teoria, o critério de suprimento será atendido⁵. Deste modo, para que seja compreendida a relação entre o custo de déficit e o critério de suprimento de energia elétrica é necessário que se apresente em linhas gerais a metodologia para o cálculo da garantia física total do sistema. Para maiores detalhes ver a Portaria MME 258/2008.

Garantia Física Total do Sistema

Apresenta-se a seguir uma metodologia simplificada para o cálculo da Garantia Física total do sistema, que não considera o efeito da existência de mais de um submercado no Sistema Elétrico Brasileiro. Dado: (i) um conjunto de geradores (hidrelétricos, termelétricos e geração renovável não despachável tal como eólica e biomassa); (ii) o custo unitário de déficit - CDEF; e (iii) o critério de confiabilidade R^* , a garantia física GF pode ser calculada por um processo de busca binária:

1. Defina limites inferior e superior para a demanda crítica, \underline{D} e \overline{D} ;
2. Calcule a demanda candidata (incumbente) como $D = \frac{\underline{D} + \overline{D}}{2}$;

⁵ A expressão “em teoria” aparece na frase pois, na prática, a relação entre obrigação de contratação e atendimento ao critério de suprimento requer que as garantias físicas sejam aderentes à capacidade de suprimento firme de energia de todo o parque gerador. Para isto é necessário, por exemplo, que ocorram revisões ordinárias da garantia física de todos os equipamentos ou que seja contratada energia de reserva para compensar eventuais desvios entre a capacidade de suprimento teórica e a efetiva.

3. Calcule a política operativa estocástica para a demanda D ;
4. Simule a operação para um grande número de cenários hidrológicos e estime $R(D)$ - risco de déficit (fração dos cenários simulados, em cada ano, em que ocorreu pelo menos um déficit de energia);
5. Se $R(D) \approx R^*$ (para uma dada tolerância), faça a garantia física $GF \leftarrow D$ e pare;
6. Se $R(D) > R^*$ (risco maior do que o limite) faça $\underline{D} \leftarrow D$; Caso contrário (risco menor do que o limite), faça $\overline{D} \leftarrow D$. Volte para o passo 2.

A metodologia em vigor calcula um custo de déficit explícito, que é utilizado como dado de entrada para a operação do sistema e para o processo de cálculo da garantia física total. Seria possível calcular uma política operativa que, ao invés de minimizar o valor esperado da soma dos custos de operação e de falhas de suprimento, minimizasse a soma do valor esperado dos custos de operação e, ao mesmo tempo, atendessem o critério de suprimento, isto é, garantisse o custo mínimo e a confiabilidade, porém prescindindo da informação sobre o custo de déficit?

4.3.4 O CUSTO DE DÉFICIT IMPLÍCITO

É interessante observar que existe uma relação biunívoca entre custo de déficit e confiabilidade: dada uma política cuja função objetivo é minimizar o custo esperado térmico sujeito a uma restrição de confiabilidade, pode-se calcular uma política idêntica a partir da minimização da soma do custo esperado térmico com uma função *implícita* de penalização por falha de suprimento. E vice-versa: dada uma política que minimiza o valor esperado da soma dos custos operativos e custos de falha, pode-se calcular uma política idêntica a partir da minimização do custo esperado térmico sujeito a uma restrição de confiabilidade *implícita*.

Como ilustração, o custo de déficit implícito associado a uma restrição de valor esperado da energia não suprida (EENS)⁶ pode ser calculado através do seguinte procedimento, dada uma configuração de geração, uma demanda D e um critério de suprimento R^* :

1. Defina limites inferior e superior para o custo de déficit implícito, \underline{CDEF} e \overline{CDEF} ;
2. Calcule o custo de déficit implícito candidato (incumbente) como $CDEF = \frac{\underline{CDEF} + \overline{CDEF}}{2}$;
3. Calcule a política operativa usando o custo de déficit $CDEF$;

⁶ Energia não suprida é o mesmo que déficit de energia.

4. Simule a operação para um grande número de cenários hidrológicos e estime o valor esperado da energia não suprida, $EENS$;
5. Se $EENS \approx R^*$ (para uma dada tolerância), pare. O custo implícito de déficit é o “incumbente”;
6. Se $EENS > R^*$, faça $\overline{CDEF} \leftarrow CDEF$; Caso contrário, faça $\underline{CDEF} \leftarrow CDEF$. Volte para o passo 2.

A interpretação matemática do procedimento descrito é bastante direta: o custo implícito de déficit corresponde ao multiplicador de Lagrange associado à restrição de $EENS$. Será visto no capítulo 9 que o custo implícito associado ao critério de confiabilidade CVaR (*Conditional Value at Risk*) na energia não suprida, apesar de ser mais complexo, possui uma interpretação matemática bastante interessante, relacionada à função de custo de déficit com mais de um patamar.

Por sua vez, a restrição de confiabilidade implícita associada a um determinado custo de déficit pode ser calculada através do seguinte procedimento, dada uma configuração de geração, uma demanda D e um custo de déficit $CDEF$:

1. Calcule a política operativa, usando o custo de déficit $CDEF$;
2. Simule a operação para um grande número de cenários hidrológicos e estime o valor esperado da energia não suprida, $EENS$. Esta é a restrição de confiabilidade implícita.

Dos desenvolvimentos acima, conclui-se que a garantia física de um sistema hidrotérmico pode ser calculada de duas maneiras.

- (i) A primeira maneira tem como dados de entrada o critério de confiabilidade. Neste caso, o custo de déficit é implícito.
- (ii) A segunda maneira tem como dados de entrada o custo do déficit. Neste caso, o nível de confiabilidade é implícito.

4.3.5 CRITÉRIOS DE AVERSÃO AO RISCO NO DESPACHO HIDROTÉRMICO

4.3.5.1 Função de Custo de Déficit com Quatro Patamares

Após o racionamento de energia de 2001, a Câmara de Gestão da Crise de Energia (CGCE), órgão transitório vinculado à Presidência da República criado para coordenar as ações de racionamento, publicou um estudo de diagnóstico e revisão do marco regulatório, com o objetivo de sanar deficiências do modelo do setor.

Uma delas, com impacto direto nos modelos energéticos, foi a determinação pelo uso da curva de custo do déficit segmentada em quatro patamares. Quanto mais profundo for o déficit em termos de percentual da carga, mais elevado será seu custo. Tal representação permite que o modelo NEWAVE indique racionamentos preventivos. Com isso, o processo de otimização procura alocar recursos de geração termelétrica antecipadamente evitando déficits muito profundos, trocando-os, quando possível, por déficits menores, mais distribuídos, porém com custos menos elevados⁷.

Certamente, racionamentos preventivos indicados pelos modelos computacionais não necessariamente significam adoção de uma política pública para adoção de um racionamento na prática. Caso os racionamentos preventivos indicados estejam abaixo de um determinado critério de risco preestabelecido, por exemplo, em 5% dos casos estudados, não há a necessidade de fazê-lo. Caso os resultados mostrem riscos mais elevados, contudo, sinaliza-se para o operador do sistema e para o poder concedente uma fragilidade operativa que pode levar a uma decisão de racionamento preventivo real.

4.3.5.2 Curva de Aversão ao Risco (CAR)

Essa questão foi estudada ainda no âmbito da GCE e uma forma de diminuir os riscos desse problema foi a adoção de alguns critérios, como a utilização de uma curva de aversão ao risco (CAR). Tratava-se de incorporar um mecanismo de aversão a risco capaz de antecipar a decisão de utilização de recursos mais dispendiosos de geração, como usinas termelétricas, para que se evitasse a situação onde os déficits eram detectados pelo modelo quando os níveis de armazenamento já estavam bastante reduzidos, como acontece quando apenas se conta com a curva de custo de déficit.

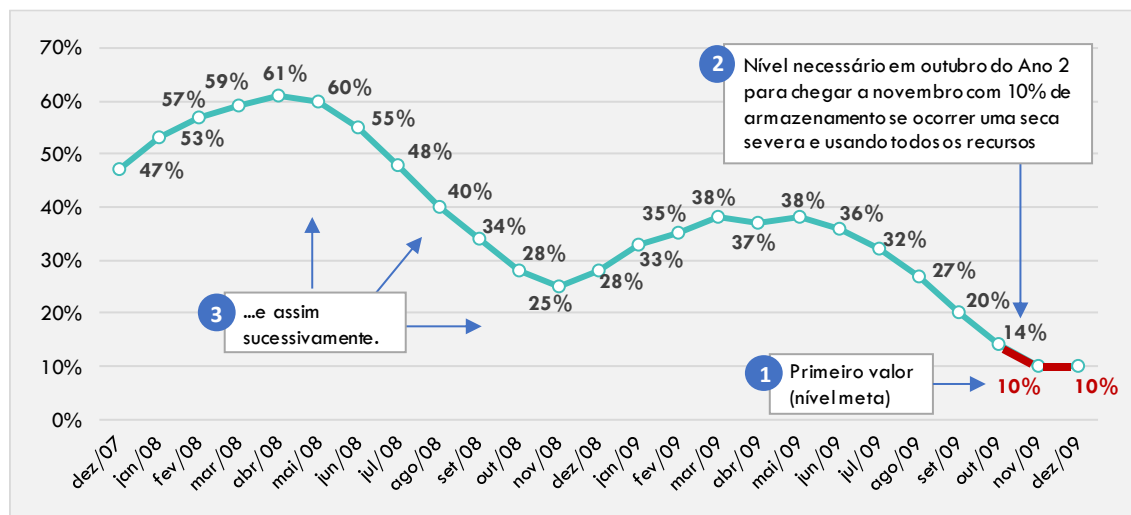
A CAR consiste em limites de armazenamento para cada subsistema. De 2002 a 2013, estas curvas eram calculadas com valores bianuais e revisadas anualmente. Em linhas gerais, a CAR bianual é calculada isoladamente para cada subsistema e em um processo *backward*:

- Define-se um limite de armazenamento para o sistema para novembro do segundo ano;
- Calcula-se o nível de armazenamento limite necessário em outubro do segundo ano para atender a demanda e atingir o nível limite de novembro considerando: (i) hidrologia severa; (ii) todas as térmicas despachadas na base e (iii) premissa de exportação/ importação para/ de outros subsistemas;
- Repete-se o procedimento anterior para o mês de setembro do segundo ano tendo como meta o armazenamento limite obtido para outubro;
- Repete-se o procedimento para todos os meses até janeiro do primeiro ano.

⁷ Será visto mais à frente que a função de custo de déficit com quatro patamares implica realizar o despacho hidrotérmico considerando aversão ao risco. Neste caso, a aversão ao risco está expressa implicitamente como restrições de CVaR na energia não suprida.

A figura a seguir apresenta um exemplo de cálculo da CAR bianual 2008-2009.

GRÁFICO 4-2. EXEMPLO DE CÁLCULO DA CAR



Fonte: PSR.

Observa-se que, no cálculo da CAR, é necessário adotar premissas acerca da configuração de oferta e demanda para o biênio, despacho termelétrico na base, hidrologia desfavorável e montante exportado/importado para cada subsistema. Considerando sua metodologia de cálculo e suas premissas, pode-se afirmar que, caso em algum mês o nível do armazenamento do sistema fique abaixo da CAR e caso ocorra a hidrologia severa, mesmo com as termelétricas na base, o nível do sistema ficará abaixo do limite em novembro do segundo ano.

A CAR era representada nos modelos de despacho hidrotérmico através de uma penalidade na função objetivo do problema de despacho hidrotérmico para os momentos que o nível de armazenamento do sistema fique abaixo dos seus limites. Esta penalidade é igual ao valor da térmica mais cara do sistema, de maneira a garantir que só ocorra violação dos limites da CAR quando todas as termelétricas estejam despachadas.

Na época da definição da metodologia para o cálculo da CAR, já era de conhecimento do setor que a sua inclusão no modelo computacional poderia não ser suficiente para antecipar decisões necessárias de despacho de geração térmica e intercâmbios entre regiões de forma a evitar a violação futura da própria CAR. A justificativa para isto consiste no fato de os modelos estocásticos de otimização buscarem o despacho que minimiza os custos de suprimento da demanda sobre a média dos cenários hidrológicos considerados. Esta premissa baseia-se na Teoria de Grandes Números e é razoável para estudos de longo prazo, quando não se está interessado em uma sequência hidrológica específica. Tais modelos são caracterizados como “neutros com relação ao risco” e, como sua influência é refletida no valor esperado dos custos operativos, não há garantia de proteção para os eventos de maior arrependimento que correspondem à ocorrência de séries críticas e à violação de um nível de segurança previamente estabelecido.

Por esta razão, foi estabelecido que o ONS poderia, para fins de atendimento aos critérios de segurança do Sistema Interligado Nacional – SIN, determinar antecipadamente, em relação à violação da CAR, o despacho de usinas térmicas, dentro dos períodos de vigência dos Programas Mensais de Operação – PMO e suas revisões semanais⁸.

A violação de níveis de segurança pode exigir a adoção de medidas adicionais, tais como o relaxamento dos critérios de segurança elétrica, de restrições ambientais e de uso múltiplo da água e até mesmo o gerenciamento da demanda. Por essa razão torna-se vantajoso antecipar, no presente, decisões operativas que possam atenuar essas medidas adicionais futuras mais rigorosas.

4.3.5.3 Procedimento Operativo de Curto Prazo (POCP)

Em 2007 a Resolução CNPE 07 determinou que o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) poderia despachar termelétricas fora da ordem de mérito, desde que respaldado por Nota Técnica emitida pelo ONS.

Em 2008 o ONS desenvolveu uma metodologia para realizar este tipo de despacho, conhecida como Procedimento Operativo de Curto Prazo (POCP). O objetivo deste procedimento é garantir que, ao final de cada período seco, haja água suficiente nos reservatórios para atender a demanda no ano seguinte, mesmo que volte a ocorrer uma das secas mais severas observadas no histórico. De maneira simplificada, o POCP consiste dos seguintes passos:

- (i) No início de cada ano, define-se **níveis meta** que devem ser verificados ao final de novembro do mesmo ano, quando se tem o fim do período seco. Por exemplo, as metas de 2008 foram 53% da energia armazenada máxima da região Sudeste e 35% da região Nordeste.
- (ii) No **início** de cada mês do período seco (abril a novembro), verifica-se⁹ se é possível atingir (ou exceder) os níveis meta ao final de novembro, supondo-se: (a) a ocorrência de uma hidrologia severa; (b) que todas as térmicas estão acionadas no máximo, do **mês seguinte** ao mês corrente até o final de novembro; e (c) a decisão térmica do mês corrente é a **mesma** do procedimento “tradicional”, isto é, sem níveis meta.
- (iii) Quando o resultado do passo (ii) for positivo, isto significa que é possível atingir os níveis meta – e, com isso, garantir a segurança de suprimento – sem geração térmica adicional a da operação vigente no mês corrente. Neste caso, o procedimento estaria terminado para o mês corrente, despachando apenas usinas por ordem de mérito, sem custos adicionais para o consumidor.

⁸ Para referências, veja-se GCE (2003) e ANEEL (2003).

⁹ Esta verificação é feita através da execução de um modelo de otimização operativa determinístico, isto é, que supõe conhecidas as vazões do mês corrente até o final do período, estudos realizados no período máximo de 6 meses. No procedimento operativo do ONS, utiliza-se uma versão do programa de modelo operativo a usinas individualizadas, o DECOMP.

- (iv) Se o resultado do passo (ii) for negativo, isto é, não for possível atingir os níveis meta, determina-se o montante de **geração adicional** no mês corrente que permitiria atingir esses níveis ou, se isto ainda não for possível, levar os armazenamentos ao final de novembro o mais perto possível das metas.
- (v) Os custos da geração adicional resultante dos passos (iv) e (v) são transferidos para os consumidores através do Encargo de Serviços do Sistema (ESS). Os encargos cobrados ao longo dos anos de 2013 a 2017 foram significativos, evidenciando momentos em que o sistema estava sob condições de estresse operativo e/ou uma grande aversão do operador ao esvaziamento dos reservatórios.

4.3.5.4 CVaR na Política Operativa

A Resolução CNPE nº 3, de 6 de março de 2013, definiu a adoção de mecanismos de aversão ao risco explícitos na metodologia de cálculo do PLD a partir de setembro de 2013. O MME publicou em julho de 2015 a nova metodologia a ser utilizada para calcular os preços de curto prazo (PLD), que foi implementada a partir de setembro de 2013. A metodologia adotada foi o CVaR, sendo descartada a utilização da CAR e do POCP.

O CVaR consiste de metodologia probabilística, em que a aversão ao risco é representada através de custos operacionais e o modelo busca minimizar uma combinação convexa dos valores esperados de custo operacional e "valor em risco condicional" (CVaR) do mesmo custo. A métrica foi importada de aplicações no mercado financeiro, onde o CVaR também é conhecido por "Expected Shortfall" e definido como a perda média numa carteira de investimentos caso o "VaR" (Value at Risk) seja atingindo. O "VaR" é definido como a perda potencial no valor da carteira em questão dado um horizonte temporal e nível de significância estatístico¹⁰.

De maneira simplificada, a nova função objetivo dos modelos de despacho hidrotérmico altera-se de um problema de minimização do valor esperado dos custos operacionais (Min E (CO)) para a minimização de uma combinação convexa dos valores esperados de custo operacional e de CVaR do mesmo custo para um determinado nível de risco α :

$$(1 - \lambda) * E(CO) + \lambda * CVaR * \alpha * (CO) \quad (1 - \lambda) * E(CO) + \lambda * CVaR_{\alpha}(CO),$$

onde α é um parâmetro (entre zero e um) definido pela Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP. Os parâmetros definidos em 2013 e utilizados até o presente momento são: $\alpha = 50\%$ e $\lambda = 25\%$.

¹⁰ Para maiores detalhes, ver Jorion (2006).

Nesta metodologia, o perfil de aversão ao risco é representado indiretamente pela seguinte relação:

- (i) Cenários de maior custo de operação são representados por CVaR na soma ponderada acima;
- (ii) Por sua vez, os cenários mais caros tendem a ser associados com condições hidrológicas mais secas, o que provavelmente inclui o subconjunto de cenários em que ocorreram algum déficit.

Em resumo, a nova metodologia introduz mecanismos de aversão ao risco no cálculo da política operativa hidrotérmica para aumentar a segurança do abastecimento e capturar o custo dessa aversão ao risco no PLD.

De qualquer forma, é importante observar que, independente da adoção de mecanismos de aversão ao risco, o custo de déficit procura equilibrar os custos de operação e confiabilidade do sistema. Caso tenhamos um custo de déficit muito elevado, será necessário um despacho térmico mais dispendioso. Por outro lado, a adoção de um custo de déficit muito reduzido traz um maior risco ao sistema, já que acarretaria em uma utilização intensa dos reservatórios. Assim, a relevância do presente trabalho está em buscar uma curva de custo de déficit que represente o seu real valor para a sociedade e também permita que o binômio operação e segurança seja cumprido.

4.4 Déficit de Energia e Racionamento

De modo geral, os racionamentos estão associados a déficit de energia, ao contrário dos déficits de potência. Conforme o histórico de racionamento no Brasil, geralmente os contratos de energia dos consumidores racionados devem ser reduzidos na mesma proporção do montante deficitário no sistema. Por outro lado, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), embora momentaneamente alto, tende a experimentar uma redução (podendo até mesmo chegar ao piso) à medida em que o consumo baixa e eventualmente as condições hidrológicas se normalizam. As mudanças no padrão de consumo e na economia como um todo que se seguem aos períodos de racionamento contribuem para um excesso de oferta momentâneo imediatamente após o programa de corte, o que possivelmente contribui para explicar valores de PLD mais baixos, como foi observado após o racionamento de 2001-2002.

Estes fatos devem produzir vários impactos no mercado de energia brasileiro para diferentes grupos ou categorias de Agentes.

4.4.1 PARA OS CONSUMIDORES

O modelo adotado para o racionamento pode modificar significativamente o impacto para os consumidores. Como anteriormente comentado, desligamentos geridos pelo sistema, sistemáticos e recorrentes (como um rodízio) podem ser impraticáveis ou de custo excessivamente alto para a indústria e para o comércio,

mas induzem a modificações apenas temporária de hábitos. Por outro lado, a redução gerida pelo consumidor normalmente leva a um uso eficiente e à mudança efetiva de hábitos, que tende a ser permanente.

Embora o racionamento seja normalmente aceito pelo consumidor cativo, há uma discussão sobre a validade da aplicação do racionamento ao mercado livre – que, por definição, gere seu próprio risco de forma independente e não deveria (segundo alguns Agentes) estar sujeito a riscos suplementares. Vale lembrar que o contrato padrão de comercialização de energia possui uma cláusula sujeitando-o às disposições regulatórias, se necessário.

Em qualquer caso, é significativa a possibilidade de que o consumidor sujeito a restrições busque formas alternativas de suprimento. Por exemplo, nas regiões de alta complexidade socioeconômica haverá maior propensão à informalidade, como a busca por ligações clandestinas, aumentando perdas comerciais (perdas não técnicas) e inadimplências.

4.4.2 PARA OS GERADORES HIDRELÉTRICOS

O racionamento seguido de regra de contabilização específica, na qual a redução proporcional dos montantes de energia contratados estivesse prevista, aliviaria, em princípio, a exposição dos compromissos não atendidos ao PLD e às sanções associadas (multas, garantias, redução de garantia física, etc.)¹¹. No entanto, é interessante notar que a longo prazo, a resiliência do novo padrão de consumo costuma levar a sobras de geração que podem perdurar por longo período, trazendo uma importante diminuição de receita, que pode acarretar risco excessivamente elevado para os Agentes.

4.4.3 PARA OS GERADORES TERMELÉTRICOS E OUTROS GERADORES

Estes agentes podem ser vistos inicialmente como beneficiados em períodos de racionamento decorrentes de hidrologia desfavorável e baixa capacidade de armazenamento nos reservatórios das usinas hidrelétricas. Ocorre que os efeitos favoráveis dependerão do modelo comercial no qual as termelétricas estão enquadradas, e também da capacidade de dimensionar adequadamente os riscos e custos envolvidos no modelo de negócio adotado. Um exemplo é o caso de um gerador termelétrico que esteja totalmente descontratado a espera de obter receitas expressivas diante de valor de PLD elevado, característico de períodos de hidrologia fraca¹².

¹¹O período de hidrologia desfavorável que permanece desde 2013 não foi acompanhado de medidas formais de racionamento (regra de contabilização excepcional), de modo que as regras regulares de comercialização acabam por impor aos geradores hidrelétricos maior exposição ao PLD, tendo em vista que os reservatórios deplecionados comprometem a capacidade produtiva destes Agentes.

¹² É importante considerar que em períodos de escassez de suprimento, intervenções de política que visem contornar a crise podem levar à adoção de teto que impeça esses geradores de auferir os ganhos esperados. A literatura descreve esse fenômeno como o Problema de “Missing Money”. Para maiores detalhes, veja-se W. Hogan (2005).

A decisão sobre adotar este modelo de negócio envolve avaliar a probabilidade de ocorrência do despacho, além de dimensionar custos fixos, variáveis e remuneração a serem compensados com as receitas obtidas por estes geradores durante um racionamento. No racionamento de 2001-2002 alguns Agentes estavam sob esta condição comercial.

No modelo de comercialização vigente, a maioria dos geradores termelétricos firmaram compromissos decorrentes dos leilões regulados, nos quais há uma remuneração fixa para a disponibilidade da usina, independente da geração ocorrer ou não. Nas situações onde o despacho é determinado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), o gerador termelétrico terá sua receita complementada por parcela variável a depender do montante gerado. A decisão do Agente quanto à adoção deste modelo de negócios envolve avaliar as probabilidades de despacho e riscos envolvidos na composição das parcelas fixa e variável da receita contratual. Em períodos de hidrologia baixa, estas usinas podem ser despachadas acima da probabilidade considerada quando da tomada de decisão de venda ao preço estabelecido nos leilões regulados. Em perdurando esta situação, o racionamento pode deixar de configurar oportunidade de incremento de receitas para se converter em risco ao empreendimento, na medida em que as manutenções necessárias tendem a ser mais frequentes e o risco de quebra de equipamento se eleva bastante.

Outros geradores, como usinas eólicas, e futuramente fotovoltaicas, poderão ter sua geração aumentada em período de racionamento, tendo em vista que os anos de hidrologia ruim tendem a ser generosos em ventos e em radiação solar. Por isso, o impacto de um eventual racionamento sobre estes Agentes dependerá da regra de contabilização específica que venha a ser adotada sobre os compromissos contratuais firmados.

4.4.4 PARA OS DISTRIBUIDORES

Em princípio, o primeiro efeito de um racionamento sobre o distribuidor é a redução da receita. Mas existem outros impactos, possivelmente importantes.

Inicialmente, sabe-se que muitos dos distribuidores estão expostos e sua cesta de contratos não alcança o consumo. Neste caso, reduzir paralelamente consumo e contratos não elimina a exposição (apenas submete-a a mesma redução). No entanto, a restrição pode levar (e muitas vezes leva) o consumidor a buscar formas alternativas de suprimento – que pode concretizar-se sob a forma de contratação de geradores próprios, como investimento em geração distribuída, ou até como aumento de perdas comerciais (furtos por ligações irregulares), nem sempre repassáveis à tarifa.

É interessante ainda analisar o efeito sobre a tarifa. Embora os custos com a compra de energia possam eventualmente ser reduzidos proporcionalmente à redução do consumo, os custos fixos permanecem constantes. Em outras palavras, o custo de suprimento por unidade de carga – e, portanto, a tarifa – aumenta. Este efeito é ainda maior quando se leva em conta os efeitos sob a forma de aumento das perdas comerciais e de inadimplência que podem ser muito relevantes em áreas de alta complexidade socioeconômica.

4.4.5 PARA OS COMERCIALIZADORES

Os comercializadores são, em princípio, um elo entre o consumidor e o gerador. Se um contrato de intermediação gera lucro ou prejuízo, sua redução se aplica ao seu resultado. Há ainda comercializadores que administram exposições em suas carteiras de contratos de compra e venda de energia. Estas exposições são cobertas no curto prazo e envolvem uma gestão de risco que tende a se elevar quando o PLD assume valores característicos de racionamento (PLD teto). Assim, um mal dimensionamento da exposição a ser administrada tem potencial para inviabilizar o negócio.

4.4.6 PARA OS TRANSMISSORES

Em princípio, os transmissores prestam um serviço não relacionado com os contratos de geração/consumo. A redução da carga reduz os fluxos nas linhas e cria uma “folga” que favorece a operação, sem levar equipamentos a limites potencialmente prejudiciais a sua vida útil. De modo geral, para o setor de transmissão a “folga” sistêmica poderá postergar ciclos de investimento nesse setor específico.

5. HISTÓRICO DA FUNÇÃO CUSTO DO DÉFICIT NO BRASIL

Este capítulo apresenta de forma resumida o primeiro cálculo da Função Custo do Déficit (FCD) no Brasil, em 1988, e descreve sua evolução, mostrando os pequenos ajustes que foram feitos ao longo do tempo até chegar à função atualmente em vigor. Por fim, apresenta algumas limitações e possibilidades de melhoria no parâmetro atual.

5.1 Resultado Obtido Pela Comissão Custo do Déficit do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos - GCPS (1988)

A metodologia empregada no Brasil para estimar a curva de custo do déficit de energia elétrica foi desenvolvida pela Comissão para Estudo do Custo do Déficit do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS), e foi apresentada no Relatório Final (GCPS/SEC/CDEF/001.88) em 1988.

A estimativa original parte do modelo de Leontief e utilizou-se da análise insumo-produto na definição da curva em patamares de custo do déficit. Contudo, no Relatório Final (GCPS/SEC/CDEF/001.88) foi considerada a Matriz do ano de 1975, pois o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) não dispunha de matrizes insumo-produto nacionais atualizadas. Vale ressaltar que as matrizes insumo-produto construídas até 1980 não eram integradas ao sistema de contas nacionais, o que posteriormente foi reparado.

O Custo do déficit global foi valorado pelo GCPS em US\$ 750/MWh. Este resultado revela que, na época, para cada unidade de energia não suprida, a sociedade seria penalizada em US\$ 750 na média. Os resultados setoriais encontrados pelo GCPS em 1988 estão dispostos na **Erro! Autoreferência de indicador não válida..** A coluna 1 indica o custo de déficit de energia por setor econômico (US\$/MWh), com os setores ordenados segundo a magnitude do impacto, do menos custoso para o mais custoso. Nota-se que na mesma tabela pode-se identificar a profundidade de um determinado nível de racionamento, como proporção do mercado e o respectivo custo de restrição.

TABELA 5-1. CUSTO DO DÉFICIT SETORIAL

Setor	Custo do Racionamento*	Profundidade	Racionamento	Patamar de Custo*
	[US\$/MWh]	[% do Mercado]	[%]	[US\$/Mwh]
Agricultura	137	2,8	0,8	137
Residencial	164	21,3	7,2	161
Construção Civil	265	0,4	7,4	163
Material Transporte	370	2,3	8,0	180
Editorial e Gráfica	436	0,2	8,1	182
Diversos Transformação	503	1	8,4	194

Setor	Custo do Racionamento*	Profundidade	Racionamento	Patamar de Custo*
	[US\$/MWh]	[% do Mercado]	[%]	[US\$/Mwh]
Mecânica/Mat. Elétrico	525	1	8,7	205
Perfumaria/Farm.	538	1,3	9,1	219
Química	577	7,7	11,4	292
Energia Elétrica	615	2	12,0	308
Diversos Serviços	620	0,1	12,0	309
Produtos Alimentares	684	5,8	13,8	356
Borracha	686	0,5	13,9	360
Têxtil e Vestuário	703	3,6	15,0	384
Transporte/Comunic.	790	19,2	20,8	497
Madeira/Mobiliário	790	0,8	21,0	500
Couros e Peles	795	0,2	21,1	501
Metalurgia	1.106	17,7	26,4	623
Papel e Celulose	1.475	2,6	27,2	647
Minerais não Metálicos	1.517	3,4	28,2	679
Extrativa Mineral	1.618	3,2	29,1	710
Serv. Ind. Util. Pública	2.156	2,9	30,0	750
Total		100		

Fonte: FGV-CERI. * US\$ de 1980

A metodologia empregada no Brasil para estimar a curva de custo do déficit de energia elétrica foi desenvolvida pela Comissão para Estudo do Custo do Déficit do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS), e foi apresentada no Relatório Final (GCPS/SEC/CDEF/001.88) em 1988.

A estimativa original parte do modelo de Leontief e utilizou-se da análise insumo-produto na definição da curva em patamares de custo do déficit. Contudo, no Relatório Final (GCPS/SEC/CDEF/001.88) foi considerada a Matriz do ano de 1975, pois o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) não dispunha de matrizes insumo-produto nacionais atualizadas. Vale ressaltar que as matrizes insumo-produto construídas até 1980 não eram integradas ao sistema de contas nacionais, o que posteriormente foi reparado.

O Custo do déficit global foi valorado pelo GCPS em US\$ 750/MWh. Este resultado revela que, na época, para cada unidade de energia não suprida, a sociedade seria penalizada em US\$ 750 na média. Os resultados setoriais encontrados pelo GCPS em 1988 estão dispostos na **Erro! Autoreferência de indicador não válida..** A coluna 1 indica o custo de déficit de energia por setor econômico (US\$/MWh), com os setores ordenados segundo a magnitude do impacto, do menos custoso para o mais custoso. Nota-se que na mesma tabela pode-se identificar a profundidade de um determinado nível de racionamento, como proporção do mercado e o respectivo custo de restrição.

Tabela 5-1 revela que para alguns setores a perda de valor agregado em consequência de uma restrição planejada de energia é significativamente maior que para outros. Com base nos números encontrados em 1988, pode-se fazer algumas inferências:

- O setor agrícola tem um custo de restrição muito menor que o setor de Serviços Industriais de Utilidade Pública, extremos no ranking dos custos do racionamento;
- Um corte de 30% do consumo de energia dos setores Agrícola e Residencial equivale a um racionamento de 7,2%;
- Um racionamento de 30% atingiria todos os setores da economia e foi valorado em 750 US\$/MWh. Como era de se esperar, este valor corresponde ao valor do custo médio do déficit global.

Conforme a metodologia original, os valores postos na A metodologia empregada no Brasil para estimar a curva de custo do déficit de energia elétrica foi desenvolvida pela Comissão para Estudo do Custo do Déficit do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS), e foi apresentada no Relatório Final (GCPS/SEC/CDEF/001.88) em 1988.

A estimativa original parte do modelo de Leontief e utilizou-se da análise insumo-produto na definição da curva em patamares de custo do déficit. Contudo, no Relatório Final (GCPS/SEC/CDEF/001.88) foi considerada a Matriz do ano de 1975, pois o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) não dispunha de matrizes insumo-produto nacionais atualizadas. Vale ressaltar que as matrizes insumo-produto construídas até 1980 não eram integradas ao sistema de contas nacionais, o que posteriormente foi reparado.

O Custo do déficit global foi valorado pelo GCPS em US\$ 750/MWh. Este resultado revela que, na época, para cada unidade de energia não suprida, a sociedade seria penalizada em US\$ 750 na média. Os resultados setoriais encontrados pelo GCPS em 1988 estão dispostos na **Erro! Autoreferência de indicador não válida..** A coluna 1 indica o custo de déficit de energia por setor econômico (US\$/MWh), com os setores ordenados segundo a magnitude do impacto, do menos custoso para o mais custoso. Nota-se que na mesma tabela pode-se identificar a profundidade de um determinado nível de racionamento, como proporção do mercado e o respectivo custo de restrição.

Tabela 5-1 refletem o custo médio do déficit (coluna 5). Como discutido nesta seção, entretanto, o GCPS instituiu o custo marginal do déficit como parâmetro de interesse para determinar a Função Custo do Déficit em patamares. Em concordância com os números reportados pelo GCPS, a tabela a seguir apresenta a curva de custo do déficit de energia elétrica para o ano de 1988.

TABELA 5-2. FUNÇÃO CUSTO DE DÉFICIT DE ENERGIA ELÉTRICA EM PATAMARES

Patamares	Patamares de Déficit [% da Carga]	Custo Médio do Déficit [US\$/MWh]	Custo Marginal do Déficit [US\$/MWh]
-----------	--------------------------------------	--------------------------------------	---

I	0 - 5	161	161
II	5 - 10	292	423
III	10 - 20	497	702
VI	>20	750	813

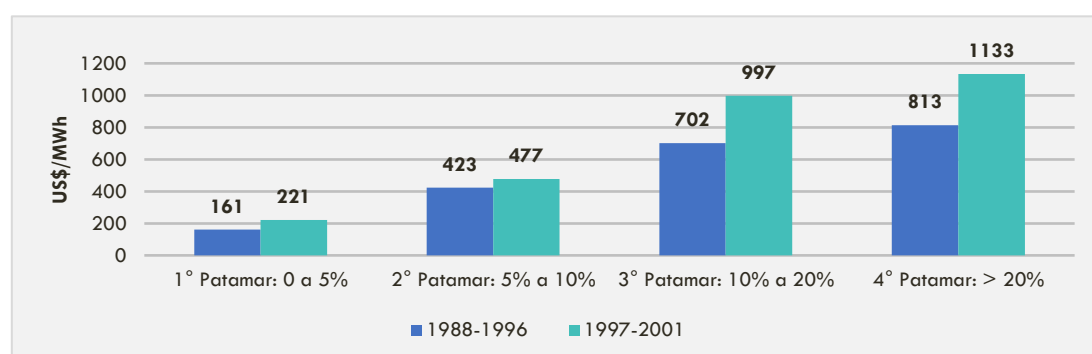
Fonte: FGV-CERI.

5.2 Evolução da Curva de Custo do Déficit

Após o cálculo do custo de energia não suprida realizado em 1988, pela Comissão CDEF do GCPS, não se verificou qualquer atualização dos valores da Função Custo do Déficit, de modo a refletir as transformações estruturais ocorridas no Brasil e no setor elétrico. Ao longo das últimas décadas, contudo, a curva de custo de restrição em patamares passou por algumas correções, que serão pontuadas nesta seção.

A primeira correção do valor do custo do déficit foi realizada em 1996. Ademais, no ano seguinte, esse parâmetro passou a ser adotado no ciclo decenal de planejamento da expansão (ANEEL, Nota Técnica no 41/2003-SEM/SRG/SRC/ANEEL, 2003b). Depois de quase uma década após a primeira definição da Função Custo do Déficit em patamares não era razoável supor que o parâmetro possuísse a mesma dimensão, haja vista a diferente participação dos setores econômicos na formação do PIB, além de transformações sociais relevantes que podem ser representadas por elevações no consumo per capita. Dito isso, a atualização da curva de custo para valores de 1996 tinha por objetivo incorporar as modificações na composição do PIB, especialmente no que se refere à participação da produção de eletricidade na economia (**Erro! Autoreferência de indicador não válida.**).

GRÁFICO 5-1. FUNÇÃO CUSTO DO DÉFICIT DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL (1988-2001)



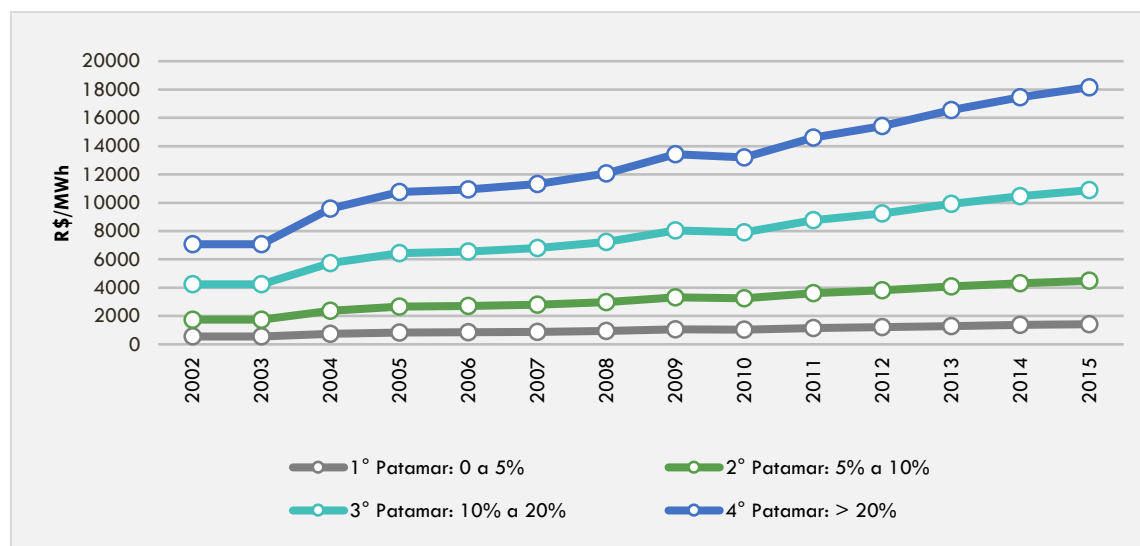
Fonte: ANEEL.

A “nova curva” de custo adotada em 1997 persistiu, sem qualquer alteração, até o ano de 2001, quando no Brasil foi decretado racionamento de 20% da carga. O cenário de crise no setor elétrico, mais uma vez, evidenciou a necessidade de atualização da Função Custo do Déficit. Naquele contexto, a Aneel contratou

o CEPEL para propor uma metodologia alternativa, como iniciativa para mitigar a defasagem desse parâmetro. Mesmo com a iniciativa da Aneel, os resultados não foram conclusivos e a CGCEE (Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, 24/01/2002) estabeleceu que até 31 de dezembro de 2002, ou até que a ANEEL definisse nova metodologia, a curva de custo do déficit de energia elétrica deveria ser representada pela função em quatro patamares adotada desde 1997 nos estudos de planejamento da expansão dos sistemas elétricos.

Em 2002 a CGCE decretou que a FCD seria atualizada apenas pela conversão cambial (US\$ 1,00 = R\$ 2,50). E, para os anos seguintes, a curva em quatro patamares seria mantida, devendo ser corrigida com base na variação anual do IGP-DI¹³. Respeitando as determinações da CGCE, a trajetória da curva do Déficit de Energia Elétrica no Brasil, desde 2002 até os dias de hoje, é ilustrada no **Erro! Autoreferência de indicador não válida..**

GRÁFICO 5-2. EVOLUÇÃO DA FUNÇÃO CUSTO DO DÉFICIT DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL ((2002-2015)

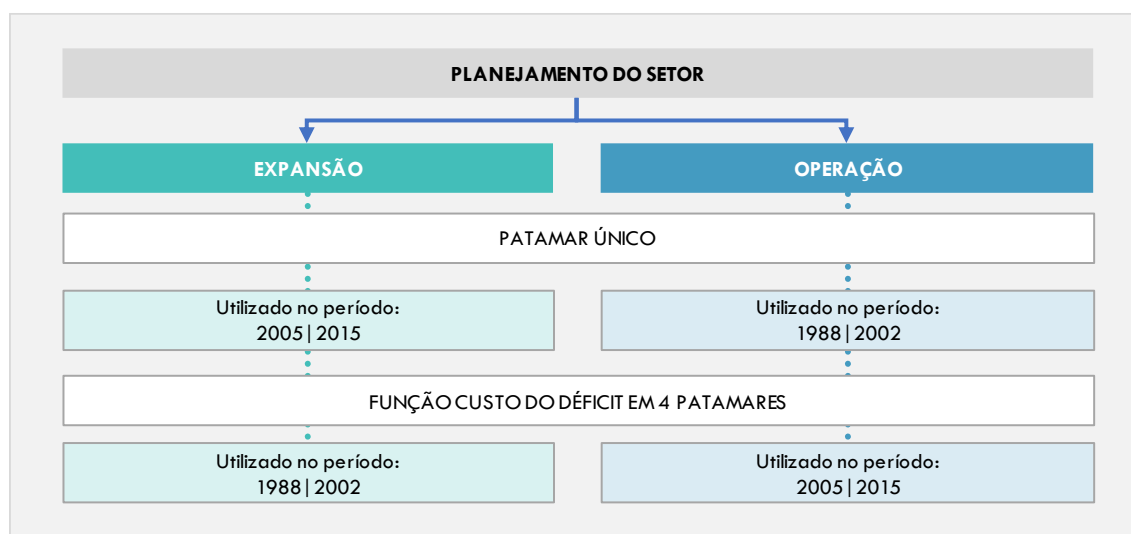


Fonte: ANEEL.

Conforme destacado no capítulo anterior, a Função Custo do Déficit assumiu importância fundamental dentro dos modelos de planejamento e expansão do sistema elétrico brasileiro. A **Erro! Autoreferência de indicador não válida.** ilustra a evolução desta utilização.

¹³Medida definida pela resolução GCE n°. 109/2002.

FIGURA 5-1. USO DA FUNÇÃO CUSTO DO DÉFICIT



Fonte: FGV-CERI.

5.3 Limitações e Possibilidades de Melhoria do Parâmetro em Vigor

Diante dessa breve descrição histórica e da apresentação resumida da metodologia vigente, é possível mapear algumas limitações existentes no modelo atual. Esta seção mostra como uma abordagem a partir da teoria econômica poderia ser utilizada para melhorar a estimativa do custo do déficit.

A teoria econômica, em linhas gerais, analisa o comportamento de agentes econômicos e as variáveis que determinam mudanças nesse comportamento. Em especial, busca determinar o valor de recursos escassos determinantes para decisões econômicas. Em períodos de déficit de energia, é possível interpretar que, ao menos do ponto de vista da teoria econômica, a energia se torna um bem cuja escassez é alterada. Nesse contexto, é possível aportar conhecimentos desenvolvidos na teoria econômica para estudar o comportamento das famílias e firmas em circunstância de um racionamento de energia. Isto posto, a teoria econômica desenvolveu ferramentas para fazer essa avaliação, algo não tratado com a devida importância na abordagem da GCPS de 1988.

Algumas áreas de conhecimento da teoria econômica apresentam ferramentas úteis aos estudos sobre o custo de déficit. A teoria do consumidor estuda, entre outros temas, o comportamento de decisão intertemporal de consumo dos indivíduos (consumir hoje ou poupar e consumir em um período futuro), maximizando sua função utilidade (medida proxy de bem estar) e sujeito a uma restrição orçamentária também intertemporal. A teoria do produtor estuda a decisão de produção de firmas que maximizam seus lucros sujeito a restrições tecnológicas. A teoria de equilíbrio geral avalia como as decisões de indivíduos e firmas são processadas no ambiente econômico e resumidas nos preços, indicando, em última instância, a valoração que todos esses agentes econômicos dão aos bens.

A restrição energética pode ser inserida nos problemas de maximização de utilidade dos consumidores e de lucro das firmas para avaliar a perda de bem-estar derivada do fato de os agentes não poderem escolher os níveis de consumo e produção que escolheriam na ausência dessa restrição. Essa perda de bem-estar é justamente o custo de oportunidade, ou preço-sombra, da restrição energética imposta em cada uma das otimizações.

Com essa abordagem seria possível entender, por exemplo, a relação entre o preço da energia e o custo do déficit, sem ser necessário o uso de hipóteses arbitrárias, como as adotadas pela GCPS de 1988 (de que o custo do déficit é diretamente proporcional ao valor da tarifa de energia, por exemplo). As formas funcionais usualmente empregadas na literatura econômica não sugerem linearidade entre o preço e o custo do déficit, ao contrário do resultado que a hipótese adotada pelo GCPS de 1988 supõe. A não-linearidade é importante para gerar valorações do custo do déficit diferentes para diferentes níveis de consumo.

A teoria econômica também fornece uma abordagem unificada para avaliar o custo de uma restrição energética para famílias e empresas, sem a necessidade de se empregar um tratamento diferenciado (e arbitrário) ao cálculo do custo do racionamento para o setor residencial. Afinal, os custos da restrição energética para o setor residencial e para os setores produtivos da atividade econômica são indissociáveis: as famílias são proprietárias e funcionárias dessas companhias, são elas que têm a sua renda destruída.

Consequentemente, todo o custo de um racionamento, em equilíbrio geral, pode ser interpretado como custo residencial: as famílias perdem a renda que as empresas deixaram de gerar (renunciando consumo) e ainda precisam reduzir a sua demanda energética. Por isso, o racionamento tipicamente implica numa redução heterogênea de consumo, diminuindo mais o consumo de alguns bens do que o de outros, o que faz com que a perda de bem-estar gerada seja diferente da simples soma da destruição de valor adicionado setorial (podendo ser maior ou menor, a depender dos parâmetros de preferência dos Agentes).

A evidência empírica também sugere que os consumidores mantêm taxas de crescimento do consumo constantes ao longo do tempo. Como isso é resultado de um consumidor que maximiza o seu bem-estar, a distribuição temporal de um racionamento de energia não é inócua ao custo de bem estar que ele gera.

Uma vez estabelecido o valor da perda de bem estar derivada da renúncia ao consumo ao longo do tempo, é possível traduzi-lo em termos monetários: qual seria a perda de renda da economia capaz de gerar uma perda de bem estar equivalente àquela da escassez energética? Esse é o custo do déficit energético em equilíbrio geral.

O equilíbrio geral macroeconômico usa dados da matriz insumo-produto e da Tabela de Recursos e Usos do Sistema de Contas Nacionais. Todo esse conjunto de dados permite fazer uma análise macroeconômica que incorpora fundamentos microeconômicos, que é a forma mais usual de abordagem da análise de impactos econômicos nas últimas décadas. Atualmente, uma ampla gama de choques é analisada sobre esse espectro. Por exemplo, Bancos Centrais ao redor do mundo usam esse tipo de arcabouço para avaliar a

política econômica. O Banco Central dos Estados Unidos¹⁴ usa um modelo de equilíbrio geral dinâmico estocástico para avaliar os impactos de choques nos spreads de crédito, na produtividade, nas margens de lucro, na oferta de trabalho, nos gastos do governo e na taxa de juros sobre inflação, atividade econômica, horas trabalhadas e PIB. Outro bom exemplo é praticado pelo Banco Central Espanhol¹⁵, que possui um modelo de equilíbrio geral para avaliar os impactos da política fiscal (mudanças nos impostos e nas despesas do governo) sobre o PIB, custos do trabalho, emprego, consumo, inflação, juros e contas fiscais. A principal vantagem desse tipo de arcabouço é levar em consideração o comportamento de todas as variáveis da economia de forma consistente.

Vale notar que a necessidade de se analisar o comportamento de agentes econômicos maximizadores (consumidores que maximizam utilidade e firmas que maximizam lucros) está alinhada aos desenvolvimentos da ciência nos melhores departamentos de economia do mundo. Para uma introdução à estrutura do equilíbrio geral competitivo pode-se buscar o trabalho de Mas-Collel et.al. (1995). Apesar de não ser uma forma usual de tratamento do déficit energético no setor, a teoria de equilíbrio geral em economia vem sendo desenvolvida nos últimos 50 anos e, em termos de avaliação de impactos, é hoje o ponto de partida de qualquer análise minimamente consistente.

Na origem do cálculo da Função Custo do Déficit em patamares, os impactos da energia não suprida deveriam ser avaliados sob a ótica macroeconômica, para que os efeitos intersetoriais pudessem ser capturados. Naquela oportunidade o uso da matriz insumo-produto (MIP) foi justificado, não apenas pela crescente penetração dos setores eletro-intensivos na formação do PIB Brasileiro, mas também pelo fato do sistema elétrico ser interligado em grande parte, se alinhando com os conceitos da MIP. Contudo, o próprio relatório do GCPS de 1988 indicava que seria necessário complementar os estudos a fim de avaliar com mais propriedade os impactos sociais da energia não suprida.

Naquele contexto, os conceitos sobre o cálculo do custo da interrupção foram entendidos como uma forma de se avaliar os impactos do racionamento sob a ótica social, na medida em que são quantificados discriminadamente por classe de consumo, por meio de pesquisa direta feita aos diferentes tipos de clientes. Embora esta abordagem não tenha sido incluída no estudo do GCPS em 1988, o Grupo recomendou que os estudos macroeconômicos de avaliação do déficit de energia fossem complementados com pesquisa direta aos consumidores, não apenas para ampliar a visão do problema, mas também para utilizar as informações obtidas para implantação prática de uma política de gerenciamento da demanda. A relação entre as pesquisas diretas junto aos consumidores e o arcabouço microeconômico acerca das métricas de bem-estar social pode ser encontrada com detalhes em UPME (2004) e, também, no capítulo 8 deste relatório.

¹⁴ http://www.newyorkfed.org/research/staff_reports/sr647.pdf

¹⁵ <http://www.bde.es/f/webbde/SES/Secciones/Publicaciones/PublicacionesSeriadas/DocumentosTrabajo/11/Fich/dt1110e.pdf>

6. LIÇÕES DA EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

Este capítulo visa descrever diferentes experiências internacionais de tratamento do custo de déficit ou de interrupção. Os países e/ ou regiões escolhidas para esta resenha constituem, em parte, localidades onde foram aplicadas pesquisas de disposição a pagar dentro de certas premissas.

Um número significativo de experiências internacionais utilizou as metodologias de disposição a pagar para a avaliação de déficits de potência, confiabilidade, qualidade do suprimento ou impactos de interrupções localizadas, e não para medir custos econômicos e sociais de racionamentos mais prolongados (déficits de energia). Neste sentido, a escolha pela descrição destas experiências é pautada pelas contribuições das mesmas em termos de desenho de uma pesquisa de campo aplicada ao setor elétrico e, também, pelo conhecimento das modelagens estatísticas que podem ser empregadas. Por esta razão, e dado o caráter multidisciplinar do tema, não são descritas as técnicas existentes para a avaliação da segurança no suprimento de energia oriundas de outros campos fora Economia – para informações sobre as abordagens em questão, uma boa fonte é Mansson et al (2014).

Argumenta-se que, independentemente da aplicação em estudo neste P&D (custo de racionamento) ser diferente, estas referências serão extremamente úteis para as etapas de desenvolvimento dos questionários e do modelo econométrico – desafios que são comuns a quaisquer trabalhos que envolvam a busca da percepção dos consumidores acerca de um bem ou serviço (ou de sua escassez).

No tocante a experiências similares ao caso brasileiro, dar-se-ão destaque aos casos peruano e colombiano. Serão explicitadas as familiaridades da aplicação em questão quando comparamos os casos do Peru, da Colômbia e do Brasil. Os três países possuem um sistema interligado nacional, matriz de geração hidrotérmica e um modelo de planejamento de despacho e expansão que faz uso de função custo do déficit; entretanto, o modelo peruano de otimização faz uso de uma função de custo do déficit obtida via pesquisa junto aos consumidores, enquanto que, no caso brasileiro, obtém-se este parâmetro, atualmente, via metodologia de matriz insumo-produto. Um ponto semelhante deve ser enfatizado com relação ao caso da Colômbia, que desde 1997 faz uso de pesquisas diretas junto aos consumidores para a estimação do custo de racionamento – parâmetro este que também é parte do modelo de otimização utilizado no despacho hidrotérmico naquele país.

6.1 Canadá

O Canadá foi um dos primeiros países a desenvolver trabalhos de determinação direta dos custos de interrupção, iniciados no final da década de 70. Nesta primeira experiência foi aplicada pesquisa em pequenos distritos. Anos depois, na década de 80, foi conduzida pesquisa semelhante em âmbito nacional para determinar a avaliação do usuário residencial do custo de interrupção do serviço elétrico através de

três abordagens distintas (Wacker, Wojczynski, & Billinton, 1983). Esta metodologia foi atualizada em 1993 (Tollefson, Billinton, Wacker, Chan, & Aweya, 1994).

6.2 Estados Unidos

Nos Estados Unidos, o trabalho do *Electric Power Research Institute* – EPRI, finalizado em 1990 (EPRI, 1990), apresenta uma resenha dos trabalhos realizados com o objetivo de mensurar a confiabilidade, determinando os custos de interrupção.

Em estudo mais recente, o Berkeley National Lab (BNL, 2009) estimou o custo da interrupção de energia elétrica para os EUA baseado em resultados obtidos de 28 estudos conduzidos por 10 grandes distribuidoras de energia durante o período de 1989 a 2005. Deste modo, este custo é definido a partir das perdas econômicas dos usuários resultantes de problemas de confiabilidade e qualidade do serviço, o que é resumido em uma função denominada “função custo do consumidor” ou “value of lost load” (VOLL). Estes resultados são recorrentemente atualizados, sendo que a última versão foi divulgada em janeiro de 2015 (BNL, 2015).

De maneira geral, desde a primeira compilação realizada, após as atualizações devidas nas pesquisas de campo, um modelo econométrico é reestimado para calcular o custo por atributos da interrupção (duração, estação do ano, hora do dia e dia da semana), características dos consumidores (tipo de consumidor, tamanho, horário comercial, estrutura familiar, presença de equipamento sensível a interrupção, presença de geradores) e atributos do ambiente (temperatura, umidade e outras condições climáticas). Os questionários utilizados nas *surveys* também são reavaliados, mas seus princípios básicos, que visam a identificação da disposição a pagar dos usuários para evitar os eventos de interrupção, permanecem os mesmos. Os questionários, por exemplo, devem endereçar as características de **frequência**, **duração** e **profundidade** de corte e suas complexidades. Uma ilustração com relação à **frequência**, através de perguntas diretas aos consumidores, segue abaixo:

- “Quantas interrupções momentâneas seu domicílio experimentou nos últimos 12 meses”?

Com relação à **duração** da interrupção são criados cenários onde essa variável é explicitada como, por exemplo:

- “Em um dia útil de inverno uma interrupção de energia ocorre às 6h da manhã sem qualquer aviso prévio. Você não sabe quanto tempo durará, mas depois de **1 hora** a eletricidade está completamente restaurada.”.

Vale notar que este tipo de inferência, via **Pesquisas de Valoração da Contingência**, permite capturar aspectos que outras abordagens (como a matriz insumo-produto e Modelos Econométricos) não conseguiriam capturar: (i) diferença do custo de não ter energia elétrica dependendo se é dia útil ou não (“Em um dia

útil..."); (ii) o efeito da temperatura ("...de inverno..."); e (iii) o período do dia ("... ocorre às 6h da manhã...") em que a interrupção ocorre.

Por fim, a **profundidade** é o resultado da combinação da profundidade do déficit com o perfil do setor (e.g. residencial) a ser pesquisado e a estimativa do consumo de energia elétrica daquele determinado consumidor. Estas informações são extremamente relevantes, uma vez que o custo do consumidor, relativo a uma interrupção no fornecimento de energia elétrica, dependerá fortemente dessas variáveis.

Conforme destacado na introdução deste capítulo, experiências como esta são ricas por produzirem insumos capazes de subsidiar o desenho de uma pesquisa de campo robusta, a despeito de não terem sido utilizadas, neste caso, para avaliar o custo de um racionamento. Outro ponto de relevância diz respeito à descrição das mais modernas técnicas econométricas para a estimação de uma função de disposição a pagar. Por fim, as informações obtidas numa pesquisa com este foco (custo de interrupção) são também úteis para outras aplicações, entre elas:

1. Estimar o custo da confiabilidade elétrica da economia;
2. Estabelecer o custo marginal de gerar capacidade, para o propósito de determinar o preço do serviço, e fazer planejamentos de reservas de margens economicamente eficientes (folga operativa);
3. Avaliar os benefícios econômicos de reforços para aumentar a confiabilidade do sistema de transmissão e distribuição;
4. Priorizar alternativas aos reforços nos sistemas de distribuição para obter o conjunto ótimo de projetos que devem ser executados, dadas restrições no capital;
5. Estabelecer o valor econômico e eficiência de custos de investimentos em Smart Grid; e
6. Melhorar o desenho de programas de resposta da demanda que buscam associar uma capacidade limitada para aqueles que valorizam mais o serviço, durante períodos de escassez de energia.

Por fim, os dados citados e obtidos pelo Berkeley Lab costumam ser utilizados em pesquisas que empregam implementações econométricas alternativas. Um bom exemplo é Centolella (2010), que fez uso do modelo Tobit para estimar o custo da interrupção de energia para o operador independente do sistema elétrico do Centro-Oeste dos Estados Unidos.

6.3 Europa

É amplamente difundida nos países membros do Conselho Europeu dos Reguladores de Energia (CEER) a ideia de que instrumentos financeiros podem ser utilizados com o intuito de minimizar a frequência e a duração das interrupções do fornecimento de energia, de modo a garantir o nível de qualidade do serviço, isto é, os agentes poderiam ser compensados ou punidos, conforme os critérios estabelecidos pelos órgãos reguladores de cada país. Para tal, metodologias de valoração do custo de restrição, distintas de acordo com o grupo e período analisado, devem ser implementadas.

Assim, em 2010, o CEER elaborou um documento¹⁶ direcionado aos países europeus e contendo orientações para nortear o estudo e o cálculo do custo associado à restrição de energia. Após expor um conjunto de recomendações para a construção de parâmetros consistentes, são retratados três casos de estimação do custo da interrupção de eletricidade: Itália, Holanda e Noruega. O estudo identifica duas possíveis abordagens para determinação do custo: *survey* e estudos de casos. A primeira é indicada para grupos numerosos, como é o caso dos clientes domésticos, enquanto a segunda seria mais adequada para grandes clientes. De forma geral, dentre os métodos recomendados, todos são estruturados num formato de pesquisas junto aos consumidores, embora a aplicação e os objetivos possam se diferenciar. É destacado ainda que a estratégia metodológica deve se ajustar às características de cada país.

As experiências destes países revelam que o conceito e a aplicação do custo de interrupção de fornecimento se distanciam consideravelmente da realidade do sistema elétrico brasileiro.

É importante destacar, entretanto, que o CEER aponta que as pesquisas também poderiam ser voltadas para a estimação do custo social relativo à escassez de energia elétrica, algo mais próximo da realidade brasileira:

“C-3: Society costs should be considered in addition to customer costs when doing a cost-estimation study, as these can differ significantly” (página 9).

¹⁶CEER (2010).

Quadro 6-1 busca resumir as quatro categorias principais elencadas no documento de recomendações do CEER, tendo por base a Itália e a Holanda: objetivo do cálculo, método escolhido, aplicação do método e finalidade dos resultados.

QUADRO 6-1. COMPARATIVO DAS METODOLOGIAS APLICADAS NA ITÁLIA E HOLANDA

INFORMAÇÕES GERAIS	
Itália	Antes de 2000, o incentivo para redução de interrupções era atrelado à bonificação ou penalidade.
Holanda	Em 2004, foi realizada uma pesquisa nacional junto aos consumidores para determinar o preço atribuído à qualidade do serviço de energia. Os operadores poderiam cobrar acima ou abaixo do preço estipulado, de acordo com a qualidade do serviço.
OBJETIVO	
Itália	O objetivo do estudo é atualizar as taxas de punição e recompensa, e buscou-se realizar uma pesquisa junto aos clientes, para determinar os custos de interrupção de eletricidade para os consumidores.
Holanda	Em 2009, o objetivo da pesquisa era atualizar a pesquisa de 2004, baseado no critério de frequência e duração das interrupções para avaliar a qualidade do fornecimento de eletricidade.
MÉTODO	
Itália	Os consumidores são levados a determinar os custos diretos de uma restrição de energia, a partir de cenários e categorias de custo pré-estabelecido.
Holanda	Os consumidores passam por uma análise conjunta, ou seja, são submetidos a situações hipotéticas, devendo revelar as suas preferências, dadas as pequenas mudanças nas situações descritas.
APLICAÇÃO DO MÉTODO	
Itália	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Pesquisas presenciais de 30 minutos com os grupos de clientes; ▪ Dois grupos: residenciais e setores produtivos (indústria/comércio/ serviços); ▪ Amostra: 1100 usuários domésticos e 1500 agentes dos setores produtivos; ▪ Foi apresentado um cenário de interrupção para todos os entrevistados e eles tiveram que inferir um custo aproximado de cortes distintos quanto à duração;
Holanda	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Pesquisa realizada online, após contato com os consumidores (famílias e empresas) por telefone; ▪ Os consumidores tiveram que analisar apenas dois cenários; ▪ 27% dos consumidores residenciais e 6,5% das empresas que receberam os questionários responderam à pesquisa;
FINALIDADE DOS RESULTADOS	
Itália	Os resultados foram utilizados para construir as taxas de compensação e penalidades relativas à qualidade do serviço de energia e não tinham como objetivo mensurar o custo de interrupções acima de 8h. Contudo, o conjunto de informações levantadas nesse método foi capaz de auxiliar os reguladores de energia em outras questões.
Holanda	Os resultados encontrados foram utilizados para estimar uma curva de demanda associada à inadequação do serviço, a partir das preferências. Os valores calculados foram empregados para avaliar o desempenho dos operadores, o nível médio de qualidade do fornecimento e criar um incentivo a eficiência, dado que o operador pode ajustar a tarifa de acordo com o serviço prestado.

Fonte: CEER (2010), elaboração: FGV-CERI.

Assim, apesar de Itália e Holanda tratarem a questão relativa à restrição de energia de formas distintas, a metodologia empregada, em ambos os casos, passa pela incorporação da percepção dos consumidores e suas preferências (reveladas ou diretas). A existência de diferentes percepções quanto ao custo da qualidade do serviço de energia entre os agentes econômicos e os diferentes métodos para majorar os custos diretos e indiretos podem ser traduzidos de inúmeras formas. No caso da Itália, o custo é tratado como uma

taxa que premia ou pune os operadores, enquanto na Holanda o custo serve como determinante do preço de energia praticado pelos mesmos.

6.3.1 ALEMANHA

Para o caso da Alemanha, Growitch et al (2013) realizaram uma estimativa dos custos econômicos de interrupção de energia para consumidores industriais e residenciais em diferentes regiões do país. A metodologia empregada, chamada pelos autores de “macroeconômica”, faz uso, na verdade, de dados agregados para a extração da VOLL a partir de uma métrica de bem-estar social. Para os consumidores residenciais (r), então, o custo da interrupção de energia seria dado pela razão entre a utilidade total ganha em atividades de lazer (VL) e o consumo de energia total (EC) na região sob avaliação (f), ou seja:

$$VOLL_{r,f} = \frac{VL_{r,f}}{EC_{r,f}} z \quad (6.1)$$

No caso dos consumidores industriais (num dado setor “ s ”), a medida de bem-estar escolhida foi a razão entre valor agregado anual por estes consumidores (GVA) e o consumo anual de eletricidade (EC) no respectivo setor (“ f ” continua representando a região ou unidade da federação alemã):

$$VOLL_{s,f} = \frac{GVA_{s,f}}{EC_{s,f}} \quad (6.2)$$

Os autores ponderam que esta metodologia é vantajosa por não utilizar dados históricos de interrupções, o que não constitui um argumento forte para a defesa da técnica, haja visto que os outros métodos aplicáveis ao tema também não fazem uso de dados deste tipo. Além disso, a abordagem pressupõe uma linearidade entre as métricas de bem-estar selecionadas e o consumo de energia elétrica, o que não necessariamente é verdade. Apenas para fins de ilustração, em estimativa recente para o Brasil (Sanches, 2014) e utilizando-se a metodologia descrita, foi obtido um custo de interrupção da ordem de 13, o que implica que o não fornecimento de 1MWh de energia impactaria o consumidor brasileiro médio numa perda de R\$ 13,00 em termos de seu bem-estar medido em unidades de lazer.

Em outro trabalho recente, Wenzel & Wolf (2014), fazendo uso de métricas semelhantes às descritas acima, estimam as implicações em termos de bem-estar de um **acionamento** de energia para a Alemanha. Após as estimativas de custos, tanto em termos regionais, quanto para o país, os autores simulam os efeitos, em termos de bem-estar, de alguns programas de racionamento. O trabalho segue a base desenvolvida por de Nooij et al (2007 e 2009), no qual estimaram os custos de interrupção e a estruturação ótima de “blackouts” para os Países Baixos. Metodologia semelhante também foi utilizada por Leahy & Tol (2011) na estimativa do “value of lost load” para a Irlanda (República da Irlanda e Irlanda do Norte).

6.4 Peru

No Peru, o custo do racionamento é avaliado através do valor da geração elétrica alternativa que deve ser produzida em caso de um evento desta natureza. A lei de Concessões Elétricas do país define o custo de racionamento como o custo médio incorrido pelos usuários que, ao não terem acesso à energia elétrica, precisariam recorrer a fontes alternativas. O custo é um valor único e deve ser representativo dos déficits mais frequentes no sistema elétrico daquele país (OSINERGMIN, 2012). Assim, há uma premissa de que os déficits mais frequentes podem ser programados e, portanto, podem ser previstos e comunicados com antecedência aos usuários. Em suma, o custo de não ter energia é o custo inquirido por diferentes usuários do setor elétrico diante de um corte programado.

Uma vez que o custo de não se ter energia dependerá das características de cada usuário, a metodologia para a estimação do custo do déficit peruano leva em conta os custos dos diversos tipos, que são classificados, de acordo com OSINERGMIN (2012), em: (i) residenciais, (ii) não residenciais regulados (Baixa Tensão - BT e Média Tensão - MT) e (iii) livres.

Os usuários residenciais, de maneira geral, não têm acesso aos sistemas de geração alternativa, portanto, para estimar o custo de racionamento deve-se considerar pesquisas de valoração da contingência - estima-se, então, a **disposição a pagar** por energias alternativas hipotéticas. Combinando as abordagens “aberta” e “referendum”, são criados cenários para extrair destes consumidores o quanto estariam dispostos a aportar, mensalmente, para não serem prejudicados se um programa de racionamento fosse implementado. São construídas e utilizadas situações contrafactuais onde o consumidor poderia optar pelo pagamento de um valor monetário que lhe daria acesso a um sistema de emergência no caso do programa de racionamento ser decretado. No tocante à modelagem econométrica, vale destacar o uso da abordagem de valoração contingente de Hanemman (1984,1991), considerada um clássico dentro da área.

Os quadros abaixo, retirados do anexo 3 do relatório do OSINERGMIN, constituem exemplos interessantes (não exaustivos) de montagem de cenários hipotéticos, utilizados em pesquisas de valoração contingente/disposição a pagar.

FIGURA 6-1. EXEMPLO DE CENÁRIO HIPOTÉTICO NO PERU (1)

En el Perú se va a implementar una norma para mejorar la belleza de las ciudades, por ello se les solicitará a las empresas prestadoras del servicio que los cables de energía eléctrica los instalen en el subsuelo.

(mostrar figuras del 1 al 3. Hacer notar en la figura 1 los cables, en la figura 2 mostrar la diferencia entre una calle sin cables y otra con cables. En la figura 3, mostrar cómo sería la instalación en el subsuelo, cuadro de la derecha. Si la persona preguntase por los demás cables – internet, por ejemplo – señalar que se incluirán todos los cables).

Técnicamente esta opción brinda mayor seguridad en cuanto a accidentes tanto de tránsito como naturales. Además mejora el servicio a los usuarios garantizando que no falte corriente eléctrica, aun en condiciones meteorológicas extremas. Igualmente evitará la presencia de aves en los postes de energía eléctrica que son incómodas para las personas.

Esta instalación se realizará en la vereda y tendrá un sistema de aislamiento que no dejará pasar la energía eléctrica al suelo.

(Si no se cree que es posible, señalar que en los baños hay tuberías de agua y de energía eléctrica y que la energía eléctrica no pasa fácilmente).

1 ¿Estaría de acuerdo con esta propuesta?

1 Si

2 No >> (Preg. 9)

Fonte: OSINERGMIN (2012).

O cenário acima, que faz uso explícito de fotos ou figuras para contextualizar o problema para o respondente, diz respeito à mensuração de preferências do consumidor com relação a um certo evento ou política – no caso, a conversão de redes aéreas em subterrâneas.

FIGURA 6-2. EXEMPLO DE CENÁRIO HIPOTÉTICO NO PERU (2)

Las empresas se encargaran de hacer esta tarea sin que ello signifique un costo adicional para el consumidor, quién además tendrá el beneficio que su predio se vea en mejor estado y, por lo tanto, se revalorice.

El problema con esta situación es que la empresa prestadora del servicio para llevar los cables de los postes al subsuelo, deberá cortar la electricidad.

Se está pensando que la ejecución de estas obras significará CORTAR LA ELECTRICIDAD por CUATRO HORAS CONSECUTIVAS AL DÍA, DOS DÍAS A LA SEMANA, DURANTE CUATRO MESES, lo que equivale a 128 horas de corte en total.

Como este corte se encontrará dentro del permiso establecido por el gobierno, la empresa está autorizada a realizar el corte respectivo, pero tendrá la obligación de notificarle cuando sucederá.

Además tendrá la obligación de balancear los cortes, por lo que en la semana elegirá el día que más y menos prefiere los cortes. Es decir, se elegirá [mencionar días y horas que prefiere y no prefiere los cortes] . Esto significa que su vivienda NO contará con energía eléctrica 8 horas a la semana, 32 horas al mes, y 128 horas durante todo el periodo.

Si bien el traslado de los cables aéreos a subterráneos beneficiará a los usuarios residenciales, la ejecución de las obras generará incomodidades entre los usuarios.

Por ello, la empresa suministradora del servicio está evaluando contar con un servicio de emergencia para evitar los cortes de electricidad. Este sistema de emergencia sería conectado a las estaciones locales, no produciendo ruido porque tiene sistema aislante.

6 ¿Estaría interesado en ser conectado a este Sistema de Emergencia?

1 Si

2 No >> (Preg. 9)

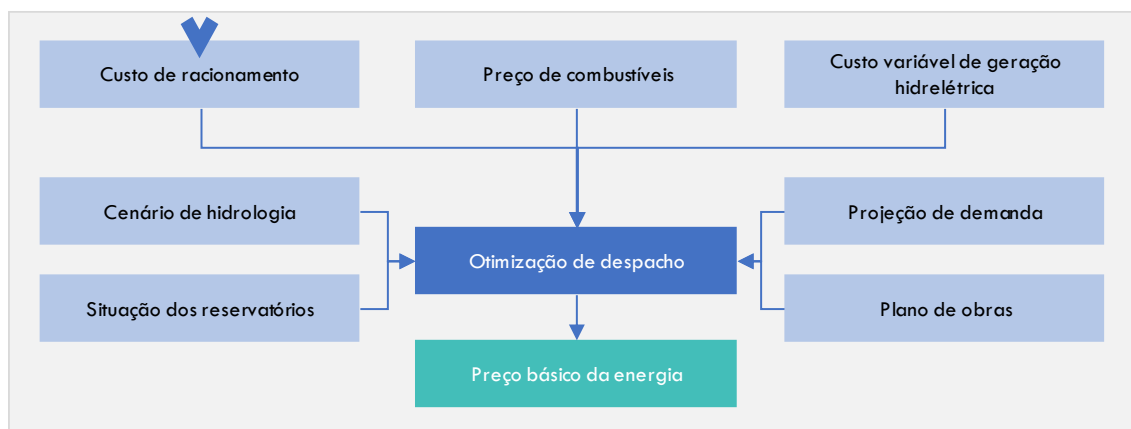
Fonte: OSINERGMIN (2012).

Já este cenário tenta contextualizar junto ao consumidor o que seria um possível programa de racionamento, com dimensões precisas e estabelecido (decretado) pelo governo. Vale notar que os dois cenários são relacionados – a conversão de redes aéreas em subterrâneas demandaria, dentro da situação criada, obras que implicariam em déficits de energia programados junto aos consumidores.

Para o caso dos usuários não residenciais, estima-se o valor do racionamento através do custo da geração alternativa que os usuários devem incorrer dado um corte programado. Também, neste caso, recorre-se a pesquisas diretas junto aos respondentes, comerciais e industriais, em linha com o que se deseja implementar para o Brasil no âmbito deste projeto de P&D.

A questão da operação no Peru também é deveras interessante. Segundo OSINERGMIN (2012), o custo do racionamento é utilizado nas atividades de programação do despacho do COES (Comite de Operacion Economica del Sistema), o que inclui o plano de operação e planejamento do sistema, considerando os cortes programados. A figura a seguir, adaptada de Carpio (2009), ilustra a similaridade entre as operações do sistema elétrico interligado peruano e brasileiro, ambos caracterizados por matriz hidrotérmica:

FIGURA 6-3. OTIMIZAÇÃO DO DESPACHO HIDROTÉRMICO NO PERU



Fonte: Carpio (2009), elaboração: FGV-CERI.

Assim, de maneira muito similar ao caso brasileiro e para a determinação dos custos marginais mensais, o operador peruano faz uso de um modelo de otimização, denominado PERSEU e de natureza semelhante ao brasileiro DECOMP. O custo de racionamento entra explicitamente dentro do modelo, tal qual no caso brasileiro. A diferença crucial reside na metodologia utilizada para a estimativa do custo do déficit: o Peru utiliza pesquisas diretas junto aos consumidores, com destaque para a estimativa de **disposição a pagar** junto aos usuários residenciais, conforme destacado.

O documento oficial e citado como referência (OSINERGMIN, 2012), por exemplo, faz menção à metodologia de matriz insumo-produto, utilizada no Brasil desde o trabalho pioneiro do GCPS, em apenas um pequeno parágrafo, com destaque para as deficiências da mesma.

Em termos de resultados (OSINERGMIN, 2012), o valor do custo de racionamento para os consumidores residenciais está estimado em US\$ 777,47 por MWh. Para as empresas de baixa tensão e média tensão o custo de racionamento foi calculado com base nos custos de geração alternativa declarados pelas empresas no último corte programado e perfizeram um valor de US\$ 1 604,20 por MWh para os usuários de baixa tensão e de US\$ 1 624,10 para os usuários de média tensão. Para os clientes livres, o custo estimado foi de US\$ 245,52 por MWh. Por fim, o custo do déficit é calculado como a média ponderada pelo consumo de eletricidade de cada usuário e perfaz um valor de US\$ 746,00 por MWh.

6.5 Inglaterra

Sob demanda do OFGEM (regulador britânico de energia) e do DECC (departamento de energia e mudanças climáticas), a London Economics (2011) estimou o custo de interrupção (*Value of Lost Load - VOLL*) para consumidores domésticos, pequenas e médias empresas e consumidores industriais e comerciais de larga escala. O VOLL, neste caso, foi definido como o valor atribuído aos usuários à segurança do forneci-

mento de gás, insumo fundamental na matriz energética britânica. Deste modo, considera-se que as estimativas do custo do déficit de gás podem ser usadas para prover um sinal sobre o nível adequado de segurança do fornecimento de energia.

Para consumidores domésticos, pequenas e médias empresas, o estudo estimou o custo de interrupção (VOLL) a partir das metodologias de disposição a pagar (*Willingness to Pay* - WTP) e disposição a receber (*Willingness to Accept* - WTA). Foram utilizados “experimentos de escolha”, que criam cenários hipotéticos sobre os quais os respondentes devem revelar suas preferências. Os cenários envolvem diferentes atributos, como duração da interrupção, estação do ano e frequência das interrupções.

Já para usuários comerciais e industriais, o custo de interrupção de energia foi estimado a partir do lucro bruto perdido ao não se produzirem os bens e serviços pertinentes, somados aos custos de parada em seus processos industriais. Esse segmento foi dividido em dois subgrupos: produtores e não produtores de eletricidade. Para o primeiro subgrupo, o custo de interrupção foi estimado pela diferença entre o preço da energia e o custo do gás usado para produzi-la (*spark-spread*) e por técnicas de opções reais. Para os não produtores de energia elétrica, usou-se uma metodologia baseada no conceito de Value-at-Risk (VaR), comum em diversas aplicações no mercado financeiro (perda potencial no valor produzido dado um choque na oferta de energia, um horizonte temporal especificado e um intervalo de confiança estatístico).

6.6 Colômbia

O caso colombiano também é digno de destaque, dadas as similaridades que existem entre os mercados de energia deste país e o brasileiro. Tal qual no caso peruano, o país conta com uma matriz hidrotérmica, predominantemente hidráulica e uma operação do despacho, para o sistema interligado nacional, que faz uso de um programa de otimização, semelhante aos já citados PERSEO (Peru) e NEWAVE e DECOMP(Brasil).

Segundo a Unidad de Planeacion Minero Energetica (UPME, 2004), a função custo de racionamento é estimada desde 1986. Naquela ocasião, o custo do déficit para os setores residencial e comercial foi estimado a partir da variação do excedente do consumidor, fazendo uso de elasticidades-preço da demanda e custos marginais de produção de eletricidade. Para o setor industrial, o custo foi estimado a partir da perda de produção ou valor agregado da indústria decorrente de uma suspensão da oferta de energia elétrica.

Em 1997, as metodologias foram revistas, passando-se a adotar as pesquisas diretas para a avaliação do custo do déficit de energia, com destaque para a inclusão da valoração contingente/ disposição a pagar na estimativa com relação aos consumidores residenciais. Estas metodologias permanecem em vigor até o presente momento, tendo sido reestimadas pela última vez em 2004. Desde então são aplicadas correções, a partir de indexadores específicos, sobre os valores de custo do déficit obtidos naquela ocasião. É inte-

ressante pontuar que a atualização metodológica de 2004 passou a incluir também as pesquisas de disposição a pagar para a estimativa do custo de racionamento de gás natural, combustível também relevante dentro da matriz energética colombiana.

O documento de 2004, *Estudio de Costos de Racionamiento de Electricidad Y Gas Natural*, ao apresentar as metodologias a serem utilizadas, fornece, adicionalmente, todo um arcabouço microeconômico para suportar o uso da valoração contingente, bem como uma discussão aprofundada acerca dos mais robustos métodos econométricos aplicáveis, com destaque, mais uma vez, para a abordagem de Hanemann (1984).

No tocante ao desenho das pesquisas de campo, são enfatizados pontos semelhantes àqueles contidos no documento congênere peruano, como a necessidade de contextualização para os respondentes, a combinação entre questões do tipo “abertas” ou “referendo” e o uso de fotografias e/ ou ilustrações, de modo que os cenários hipotéticos sejam plausíveis. Como exemplo, não exaustivo, de questões possíveis de serem empregadas, tem-se:

FIGURA 6-4. EXEMPLO DE PERGUNTA PARA AFERIR DISPOSIÇÃO A PAGAR

P. 1 Pues bien, teniendo en cuenta sus ingresos personales o familiares y el hecho de que existen otras actuaciones por las que se le podría pedir dinero ¿estaría usted dispuesto a pagar la cantidad de: X pesos por evitar un racionamiento de electricidad del tipo Y?

 sí
 no
 no sabe
no responde

Si responde SÍ a P.1

P. 2 Teniendo en cuenta que pagaría como mínimo pesos, ¿cuál sería la cantidad máxima que estaría dispuesto/a a pagar?

SI responde NO a P.1

P. 3 Teniendo en cuenta que pagaría menos de pesos, ¿cuál sería la cantidad máxima que estaría dispuesto/a a pagar?

P. 4 [sólo si da 0 pts o un valor negativo]
¿Por qué motivo no está dispuesto a pagar?

Fonte: UPME (2004).

Evidentemente, tal qual no caso reportado para o Peru, a utilização de uma questão como esta, ou outras de natureza semelhante, envolveria uma explicação prévia ao respondente acerca do que é o programa de racionamento e seus potenciais efeitos em termos de bem-estar (para a construção do cenário hipotético). A título de ilustração, reportam-se a seguir os valores vigentes para a função custo do déficit na Colômbia.

FIGURA 6-5. CUSTO DO DÉFICIT NA COLÔMBIA

	COSTO	\$ / kWh
Umbral	CRO1	1.080,50
	CRO2	1.958,71
	CRO3	3.435,11
Segmento 4	CRO4	6.802,55
	CRO1 (Estrato 4)	833,79

Fonte: UPME (2015). Valores em pesos de 30 de setembro de 2015.

Os CR's são equivalentes aos "patamares" brasileiros. Por exemplo, CR01 corresponde a um racionamento que "corta" até 1,5% da carga na Colômbia; CR02, entre 1,5% e 5% e CR03, entre 5% e 10%.

Portanto, a experiência colombiana, em conjunto com a do Peru, dadas as similaridades com o caso brasileiro, fornece evidências de que outras metodologias para a função custo do déficit podem e devem ser testadas, como parte de um exercício empírico robusto. Ademais, vale notar que o documento do UPME, citado e utilizado nesta resenha, não faz menção em nenhum momento ao uso de uma metodologia similar à atualmente em uso no Brasil, da matriz insumo-produto.

Deste modo, estas experiências, que envolvem o uso da disposição a pagar para a estimação do custo de racionamento e seu uso explícito nos modelos operativos do setor, em conjunto com as demais descritas neste capítulo e importantes por trazerem à discussão os desafios envolvidos no desenho e implementação de uma pesquisa com este foco, constituindo assim uma rica contribuição para este projeto de P&D estratégico, fornecendo inovações genuínas e possíveis de serem ao menos testadas dentro do setor elétrico brasileiro.

7. METODOLOGIA DO GRUPO COORDENADOR DE PLANEJAMENTO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS (GCPS) PARA CÁLCULO DO CUSTO DO DÉFICIT COM USO DE MATRIZ INSUMO-PRODUTO

Este capítulo apresenta a derivação do modelo de cálculo da função custo do déficit proposta pelo GCPS em 1988 e a atualização deste modelo com os dados mais recentes do sistema de Contas Nacionais do Brasil (matriz insumo-produto de 2010 e Tabela de Recursos e Usos de 2013), incluindo também modificações na tarifa de energia T e na sistemática para obtenção dos custos setoriais Z_i .

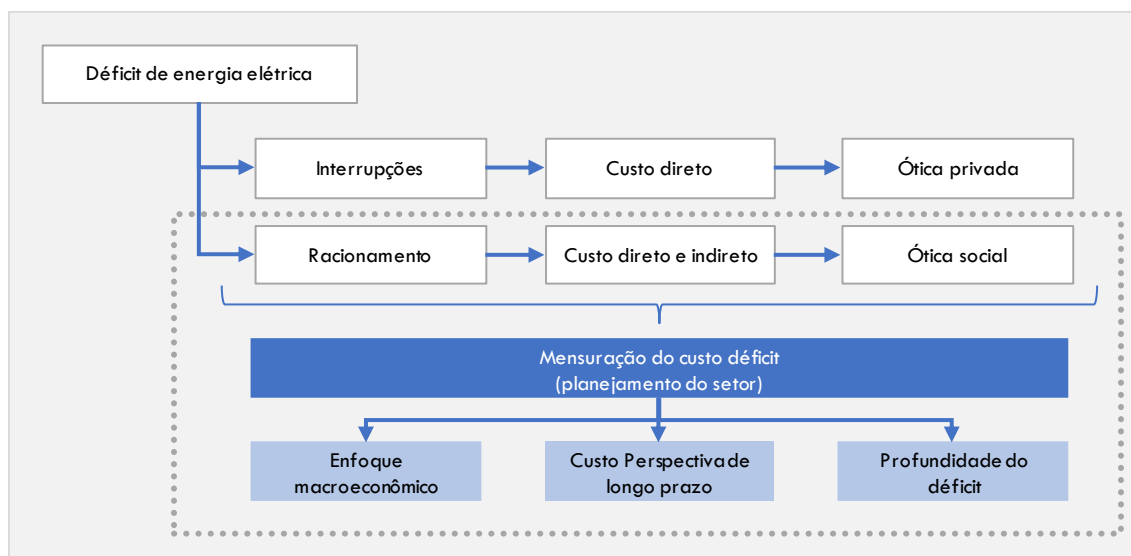
7.1 Estimação da Função Custo do Déficit: Metodologia Atual

Como dito anteriormente, a função custo do déficit utilizada atualmente no planejamento e na operação do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) foi calculada no Relatório Final do GCPS (GCPS/SEC/CDEF/001.88). Embora não tenha havido qualquer atualização da curva de custo, os valores do custo de racionamento passaram por correções monetárias ao longo das duas últimas décadas. Logo, a metodologia de 1988 é a metodologia atual, e para entender a estratégia de estimação desenvolvida na época, faz-se necessário compreender como o problema de restrição de oferta de energia foi caracterizado pelo GCPS.

A **Erro! Autoreferência de indicador não válida.** ilustra, de forma simplificada, em que perspectiva o tema custo do déficit foi entendido e tratado pelo GCPS em 1988. Primeiramente, no Relatório Final, argumentou-se que diferentes tipos de déficit têm impactos distintos para a sociedade e, desse modo, os respectivos custos de restrição devem ser mensurados de maneira particular. É sabido que existem dois tipos de restrição de energia elétrica: racionamento (corte planejado) e interrupções (corte não planejado). Segundo o GCPS, os efeitos negativos de interrupções incidem predominantemente no curto prazo e de maneira isolada. Mas o racionamento é caracterizado como uma política de corte de grande abrangência e efeito socioeconômico suficientemente prolongado.

O GCPS caracteriza o custo da interrupção como custo direto, passível de mensuração junto ao consumidor afetado. Sob a ótica do planejamento do SIN, contudo, o grupo ocupou-se em estimar o custo associado ao racionamento, dada a perspectiva de longo prazo atrelada a esse fenômeno. O GCPS qualifica a abordagem original para estimar a função de custo como uma análise de bem-estar social, porém, em termos econômicos, a avaliação de bem-estar passa pela derivação da função de utilidade dos agentes econômicos, o que não consta no Relatório Final.

FIGURA 7-1. CUSTO DO DÉFICIT NO GCPS



Fonte: FGV-CERI.

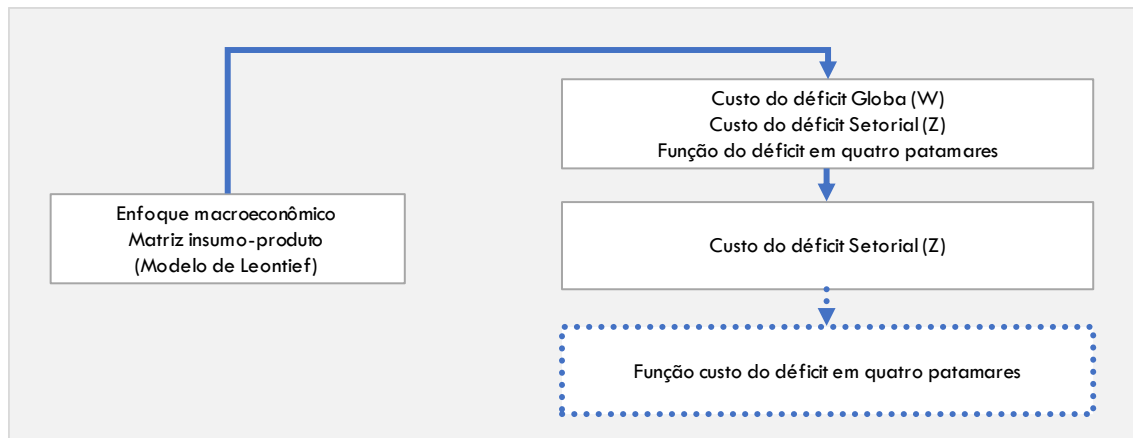
Vale pontuar que interrupções não planejadas podem ter efeitos e custos indiretos, e assim gerar custos sociais, dependendo das características desse fenômeno. Por exemplo, considere um corte de energia não antecipado num município de grande porte, pólo industrial, no período de 9h às 14h, numa quarta-feira. Nesse exemplo, o fenômeno não gera apenas custos isolados, pois os produtores e, por consequência, os seus clientes sofrerão com a restrição de energia e, possivelmente, outros agentes ligados a esta atividade econômica podem incorrer em custos adicionais. De todo modo, embora o GCPS não tenha se dedicado em estimar os custos associados a um corte não planejado de energia, entende-se que é fundamental esse conhecimento para o desenho de uma política de corte.

Um segundo ponto refere-se à estratégia escolhida pelo GCPS para calcular o custo do déficit de energia elétrica. Conforme o relatório final, para estimar o custo do racionamento num sistema interligado como o caso brasileiro seria mais adequado uma tratativa com enfoque macroeconômico, pois uma política de corte tem implicações em todo o sistema econômico. Nesse sentido, o GCPS utilizou uma técnica de regressões lineares e a matriz insumo-produto (Modelo de Leontief) para valorar o custo de energia não suprida, de modo a estimar a perda de Produto Interno Bruto - PIB resultante da restrição de uma unidade de energia elétrica.

A forma como o GCPS emprega a matriz insumo-produto apresenta fragilidades, uma vez que o uso da matriz em análise de impacto tem algumas limitações, dado que ela tem como premissa a hipótese de linearidade das funções de produção - (ou seja, as relações intersetoriais são fixas e constantes). Ademais, não é crível supor, por exemplo, que no mundo real os agentes não reagem a variações dos preços relativos. Desta forma, a utilização da matriz insumo-produto exige hipóteses restritivas e pouco realistas, que dificultam uma análise consistente.

Para além da mensuração do valor do custo do déficit global¹⁷, o GCPS defende no relatório final que o custo de cortar a segunda unidade de energia é sempre maior que o custo de corte da primeira unidade de energia, ou seja, o custo de restrição pode ter magnitudes diferentes a depender da profundidade do déficit de energia. Portanto, segundo a metodologia original, o custo de energia deveria ser mensurado em diferentes patamares, levando em consideração as inter-relações setoriais na economia. A partir dessa premissa e sob a ótica do planejamento, o cálculo do custo do déficit teve por finalidade a construção de uma curva de custo em quatro patamares, tal que os custos marginais fossem crescentes com a profundidade. Embora razoável, não há evidências que garantem que o custo do déficit para a economia é representado por uma função custo em patamares.

FIGURA 7-2. CUSTO DO DÉFICIT E MATRIZ INSUMO-PRODUTO



Fonte: FGV-CERI.

A abordagem original apoia-se no Modelo de Leontief e em premissas cujas implicações são em alguns casos problemáticas e alvo de críticas. De forma geral, a estratégia metodológica encontrada pelo GCPS para estimar a curva de custo do déficit parte do cálculo do custo global do mesmo. Em seguida, para encontrar os custos setoriais, o custo global é distribuído entre todos os setores produtivos e a demanda final. Uma vez calculados os custos setoriais, constrói-se a função custo do déficit em quatro patamares (Para além da mensuração do valor do custo do déficit global, o GCPS defende no relatório final que o custo de cortar a segunda unidade de energia é sempre maior que o custo de corte da primeira unidade de energia, ou seja, o custo de restrição pode ter magnitudes diferentes a depender da profundidade do déficit de energia. Portanto, segundo a metodologia original, o custo de energia deveria ser mensurado em diferentes patamares, levando em consideração as inter-relações setoriais na economia. A partir dessa premissa e sob a ótica do planejamento, o cálculo do custo do déficit teve por finalidade a construção de uma curva de custo em quatro patamares, tal que os custos marginais fossem crescentes com a profundidade.

¹⁷ O quanto do PIB seria deduzido para cada unidade de energia não suprida, dada uma política de corte planejada.

Embora razoável, não há evidências que garantem que o custo do déficit para a economia é representado por uma função custo em patamares.

Figura 7-2). As subseções seguintes descrevem o arcabouço metodológico exposto no Relatório Final à luz dos conceitos atrelados à matriz insumo-produto e o Modelo de Leontief.

7.1.1 MATRIZ INSUMO-PRODUTO E MODELO DE LEONTIEF

O modelo de insumo-produto é derivado a partir da condição de equilíbrio entre oferta e demanda agregada. Segundo a teoria proposta por Walras, o equilíbrio geral é caracterizado pela soma de trocas entre os consumidores e as firmas, de forma que cada agente econômico busque maximizar sua utilidade. Assim, considerando que todos os agentes, diante de um conjunto de decisões, respondem às sinalizações do mercado de forma ótima, o sistema econômico estabelece uma interação de tal modo que a oferta e a demanda agregada se equilibrem.

A interação entre os setores da economia pode ser melhor compreendida a partir do modelo de Leontief, que representa uma “fotografia econômica”, ou seja, Leontief conseguiu reproduzir as relações intersetoriais a partir de um modelo linear de produção. Este, por sua vez, permite analisar o grau de dependência entre a extensa rede de atividades econômicas e os efeitos multiplicadores sobre a produção, emprego e renda.

O modelo de Leontief é representado de maneira simplificada a partir da construção de matrizes de insumo-produto (MIP). Essa técnica permite decompor os fluxos dos setores produtivos e dos fatores primários (salários, impostos e subsídios, excedente operacional bruto), revelando detalhadamente a estrutura interna dos setores e dos componentes da demanda final (famílias, governo, investigação, exportação). A **Erro! Autoreferência de indicador não válida.** mostra de forma simplificada uma MIP. Nela fica clara a relação de interdependência dos setores existentes na economia. Os setores produzem bens que serão absorvidos pelos componentes da demanda final, ao passo que, esses mesmos setores são produtores e compradores de insumos dentro do processo produtivo.

FIGURA 7-3. EXEMPLO DE UMA MATRIZ INSUMO-PRODUTO PARA UMA ECONOMIA COM DOIS SETORES

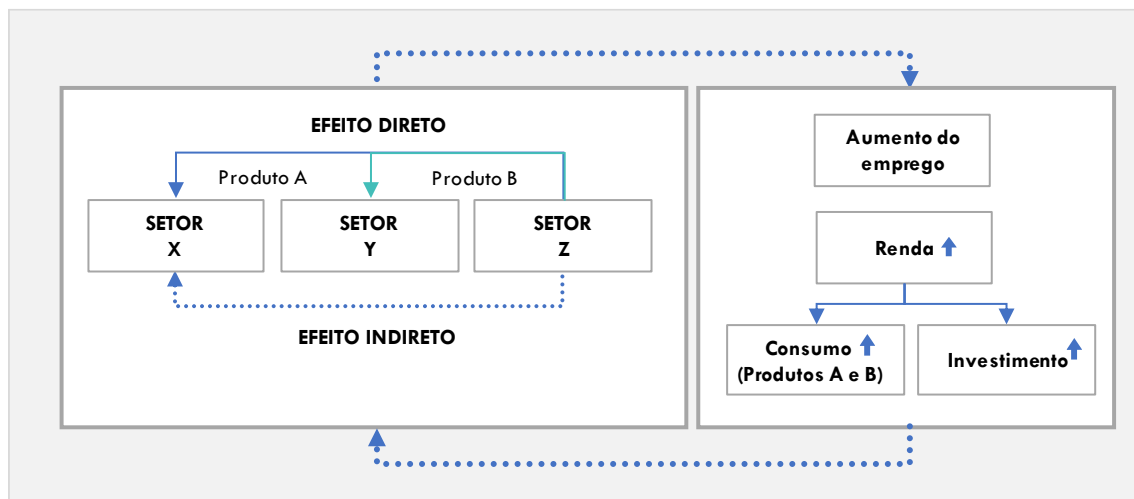
	Fluxo intermediário				Demanda final				Demanda total
	Setores	A	B	Vendas intermed- diárias	Consumo famílias	Governo	Investi- mento	Expor- tações	
Fluxo intermediário	A	X_{aa}	X_{ab}	X_{aN}	C_a	G_a	W_a	E_a	X_a
	B	X_{ba}	X_{bb}	X_{bN}	C_b	G_b	W_b	E_b	X_b
	Compras interme- diárias	X_{Na}	X_{bN}						Valor bruto da produ- ção
	Importações	M_a	M_b	M_{NN}					
	Impostos diretos lí- quidos	T_a	T_b	T_{NN}					
	Subtotal	Cl_a	Cl_b	Cl_{NN}					
	Salários	V_a	V_b	V_{NN}					

Valor adicionado (preços básicos)	Impostos e subsídios	T_a	T_b	T_{NN}
	Excedente operacional bruto	L_a	L_b	L_{NN}
Produção total		X_a	X_b	Valor bruto da produção

Fonte: FGV-CERI.

Para facilitar o entendimento sobre como se dá a interação entre os agentes da economia, admita, por simplicidade, um mundo sem governo e de economia fechada (no qual não há comércio entre países). A título de exemplo, considere o caso de insumo intermediário. Desta forma, suponha a seguinte relação ilustrativa: o setor X compra o produto A do setor Y diretamente. Para produzir A, o setor Y depende do produto B, fabricado pelo setor Z, ou seja, o setor X depende indiretamente do setor Z (**Erro! Autoreferência de indicador não válida.**).

FIGURA 7-4. RELAÇÕES ENTRE OS SETORES



Fonte: FGV-CERI.

Como mostra a Para facilitar o entendimento sobre como se dá a interação entre os agentes da economia, admita, por simplicidade, um mundo sem governo e de economia fechada (no qual não há comércio entre países). A título de exemplo, considere o caso de insumo intermediário. Desta forma, suponha a seguinte relação ilustrativa: o setor X compra o produto A do setor Y diretamente. Para produzir A, o setor Y depende do produto B, fabricado pelo setor Z, ou seja, o setor X depende indiretamente do setor Z (**Erro! Autoreferência de indicador não válida.**).

Figura 7-4, a matriz insumo-produto permite identificar o processo conhecido como efeito multiplicador, tanto via demanda por insumos intermediários, quanto via insumos primários. Suponha, agora, que haja aumento na demanda por produtos fabricados por X. Esse aumento pressiona a produção dos fornecedores de X. A esse efeito dá-se o nome de direto. Os produtores que são responsáveis pela matéria-prima desses

fornecedores de X, contudo, também terão que aumentar sua produção para atender a demanda que lhes foi colocada e, neste caso, verifica-se um efeito indireto. O processo multiplicador gera impactos maiores na economia, dadas mudanças na oferta ou na demanda de um setor individualmente. Vale ressaltar que o processo multiplicador difere entre os setores da economia, pois o grau de dependência de cada setor não é necessariamente igual.

O efeito multiplicativo também ocorre via demanda por insumos primários. Neste caso, o efeito se propaga numa dinâmica diferente. Uma expansão da demanda por mão de obra permite que muitas famílias possam aumentar seu padrão de consumo, ou seja, impulsiona a demanda por bens finais e, por consequência, pressiona os setores produtivos direta e indiretamente. Tal efeito volta a afetar o mercado de trabalho e o nível de consumo das famílias e essa dinâmica continua até que a economia convirja para o equilíbrio, quando a demanda e a oferta agregada se igualam (Para facilitar o entendimento sobre como se dá a interação entre os agentes da econômicos, admita, por simplicidade, um mundo sem governo e de economia fechada (no qual não há comércio entre países). A título de exemplo, considere o caso de insumo intermediário. Desta forma, suponha a seguinte relação ilustrativa: o setor X compra o produto A do setor Y diretamente. Para produzir A, o setor Y depende do produto B, fabricado pelo setor Z, ou seja, o setor X depende indiretamente do setor Z (**Erro! Autoreferência de indicador não válida.**).

Figura 7-4).

Ainda de forma simplificada, num mundo de economia aberta e com governo, as relações ilustradas na Para facilitar o entendimento sobre como se dá a interação entre os agentes da econômicos, admita, por simplicidade, um mundo sem governo e de economia fechada (no qual não há comércio entre países). A título de exemplo, considere o caso de insumo intermediário. Desta forma, suponha a seguinte relação ilustrativa: o setor X compra o produto A do setor Y diretamente. Para produzir A, o setor Y depende do produto B, fabricado pelo setor Z, ou seja, o setor X depende indiretamente do setor Z (**Erro! Autoreferência de indicador não válida.**).

Figura 7-4 não se alteram, porém os setores podem comercializar com outras economias, ou seja, a cadeia produtiva se expande e os setores passam a exportar e/ou importar insumos e produtos finais entre os países. Quanto ao governo, dentre outras implicações, as empresas e os indivíduos passam a pagar impostos ao governo pelo serviço público prestado.

A matriz insumo-produto é um instrumento de grande utilidade em economias planificadas, como foi a economia soviética, em que o sistema de preços não pode determinar as alocações de insumos e consumo em virtude da inexistência de uma economia de mercado na qual os preços possam ser formados. Em economias de mercado, essa matriz pode servir como um dos insumos necessários a estratégias de avaliação

de impacto de políticas e choques. Todavia, para isso ela precisa ser colocada dentro de um arcabouço de equilíbrio geral, para não serem gerados resultados economicamente inconsistentes.¹⁸

Numa economia em que firmas produzem bens, empregam consumidores e distribuem seus lucros a esses consumidores, e em que esses consumidores consomem esses bens, um equilíbrio geral não é caracterizado só pelas relações intersetoriais das empresas. Consequentemente, a matriz insumo-produto não é capaz de determinar os preços, as produções e o consumo de cada um dos bens e serviços da economia de forma independente: ela precisa ser inserida num modelo macroeconômico capaz de determinar essas relações. Ao usar somente a matriz insumo-produto para esse tipo de análise se ignoram os efeitos desses choques no sistema de preços, no mercado de trabalho e nas preferências dos consumidores para o consumo dos diferentes bens.

A mudança de preços e a heterogeneidade da intensidade de trabalho dos diferentes setores geram impactos distintos no mercado de trabalho e na renda de diferentes programas de restrição energética. Um racionamento pode acarretar muitas demissões e pouca perda de salários ou muita perda de salários e poucas demissões: cada um desses equilíbrios têm consequências muito diferentes para a estrutura econômica que vigorará durante a restrição energética. Vale notar que a matriz insumo-produto não fornece uma resposta adequada para essas questões: sem determinar a dinâmica competitiva das firmas e do mercado de trabalho é impossível determinar como o equilíbrio de preços será afetado por uma escassez energética.

Por fim, a matriz pressupõe uma forma muito particular da função de produção. Ela considera a premissa de que a proporção de todos os insumos na atividade produtiva deve permanecer constante, de modo que é impossível substituir um insumo por outro. Essa hipótese possivelmente é muito restritiva, de modo que mesmo a adequada estimação das dependências setoriais, algo para o qual a matriz insumo-produto foi desenvolvida, também não é necessariamente bem capturada por ela.

7.1.1.1 Modelo de Leontief

O modelo proposto por Leontief apresentado na seção anterior conserva as identidades macroeconômicas e pode ser expresso formalmente, a partir da identidade entre oferta e demanda:

$$X + M = CI + C + G + W + E \quad (7.1)$$

em que a demanda final é definida como:

¹⁸ O conceito de equilíbrio econômico competitivo requer que, aos preços estabelecidos, os vetores de consumo e de produção sejam tais que os consumidores estejam maximizando suas funções de utilidade, que as firmas estejam maximizando seus lucros e que a oferta de cada um dos bens seja igual à sua demanda. Qualquer análise de impacto que não garanta o atendimento simultâneo de todas essas condições em todos os estados da natureza em todos os instantes do tempo não pode ser considerada economicamente consistente.

$$D = C + G + W + E - M \quad (7.2)$$

substituindo a equação (7.2) na (7.1), temos:

$$X = CI + D \quad (7.3)$$

tal que:

X é a produção doméstica total;

M é a importação de bens e serviços;

CI é a produção que é utilizada como insumo intermediário;

C é a produção destinada ao consumo doméstico das famílias;

G é a produção destinada ao consumo doméstico do governo;

W é a produção destinada ao investimento;

E é a produção doméstica exportada; e

D é a demanda final.

A produção nacional por atividade é igual ao total dos insumos intermediários empregados no seu processo produtivo, somados à sua utilização pela demanda final. Numa economia com n setores, o consumo intermediário de cada setor pode ser considerado uma proporção fixa da produção total de cada produto, o que permite definir a produção setorial do seguinte modo:

$$X_i = \sum_{j=1}^n a_{ij} X_j + D_i \quad (7.4)$$

$$i = 1, 2, \dots, n$$

O termo a_{ij} é o coeficiente que indica a quantidade de insumo do setor i necessária para a produção de uma unidade de produto final do setor j . Em termos matriciais, a equação (7.4) pode ser representada para toda a economia como:

$$\begin{bmatrix} x_{1,1} \\ x_{2,1} \\ \vdots \\ x_{n,1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{1,1} & a_{1,2} & \cdots & a_{1,n} \\ a_{2,1} & a_{2,2} & \cdots & a_{2,n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{n,1} & a_{n,2} & \cdots & a_{n,n} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} x_{1,1} \\ x_{2,1} \\ \vdots \\ x_{n,1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} d_{1,1} \\ d_{2,1} \\ \vdots \\ d_{n,1} \end{bmatrix}$$

Supondo que a demanda final (D) seja determinada exogenamente, tem-se o modelo de insumo-produto proposto por Leontief, que define quanto é necessário produzir em uma economia aberta para suprir a demanda final. A estrutura matricial da equação do modelo é expressa como:

$$X = (I - A)^{-1} * D \quad (7.5)$$

Cada elemento da matriz $(I - A)^{-1}$

de ordem n , caracterizada como a matriz inversa da diferença entre a matriz identidade e a matriz A , representa o quanto da produção do setor i é necessária para produzir uma unidade de demanda final do setor j .

O modelo de Leontief determina a produção total doméstica bruta. Para a avaliação do custo de uma restrição no setor elétrico, todavia, a metodologia original considera o valor da produção a preços de mercado, além de julgar necessário fazer correção de preços. Para atender o primeiro caso, basta multiplicar a produção bruta pela matriz de coeficientes dos insumos primários (R), sendo esta resultante da razão entre os fatores primários (salário, impostos e subsídios e excedente operacional bruto) e a produção de cada setor:

$$R_{m,n} = \begin{bmatrix} \text{insumo}_{1,1}/X_1 & \text{insumo}_{1,2}/X_2 & \dots & \text{insumo}_{1,n}/X_n \\ \text{insumo}_{2,1}/X_1 & \text{insumo}_{2,2}/X_2 & \dots & \text{insumo}_{2,n}/X_n \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \text{insumo}_{m,1}/X_1 & \text{insumo}_{m,2}/X_2 & \dots & \text{insumo}_{m,n}/X_n \end{bmatrix}$$

Vale ressaltar que o valor adicionado do setor i é exatamente o somatório dos seus insumos primários:

$$Va_n = \sum_{j=1}^m \text{Insumo}_{\text{primário}}_{n,m} \quad (7.6)$$

$$i = 1, 2, \dots, n$$

Quanto à correção de preços, o PIB a preços de mercado é multiplicado por um vetor de preços:

$$S_{1,m} = [s_{1,1} \quad \dots \quad s_{1,m}] \quad (7.7)$$

Dito isto, após fazer as multiplicações indicadas, obtém-se a produção total (P) a preços de mercado:

$$P = S * R * X \quad (7.8)$$

$$P = S * R * (I - A)^{-1} * D$$

A equação (7.8) derivada nessa seção representa a base da metodologia adotada no Relatório Final (GCPS/SEC/CDEF/001.88). Segundo ele, essa abordagem permite avaliar os impactos da restrição da oferta de energia sobre o valor agregado total em função de variações na produção setorial.

7.1.2 CUSTO DO DÉFICIT GLOBAL

Segundo a metodologia proposta e desenvolvida no documento de 1988, o custo do déficit global é caracterizado pelas perdas marginais da produção nacional decorrentes da restrição de oferta de energia elétrica. Inicialmente, considere a produção total a preços sociais (equação 7.8) e a produção de energia elétrica X_e em moeda nacional. O custo marginal da restrição desse insumo avaliado a preços sociais é representado por $\frac{\partial P}{\partial X_e}$:

$$\frac{\partial P}{\partial X_e} = S \cdot R \cdot \frac{\partial X}{\partial X_e} \quad (7.9)$$

Tomando por base o Relatório Final (GCPS/SEC/CDEF/001.88), a elasticidade é um dos conceitos fundamentais utilizados na solução da derivada acima (equação 7.9). Trata-se de uma medida que exprime a sensibilidade da produção a restrições na oferta de um insumo. Desta forma, a elasticidade da produção com relação ao uso de energia é tal que:

$$\epsilon_{je} = \frac{\frac{dX_j}{dj}}{\frac{dX_e}{X_e}} \rightarrow \frac{dX_j}{dX_e} = \epsilon_{je} \cdot \frac{X_j}{X_e} \quad (7.10)$$

Na metodologia original de 1988, X_j é a produção do setor j e ϵ_{je} foi denominado elasticidade-preço da demanda de energia elétrica, embora não tenha sido apresentada nenhuma relação de preço.

Vetorialmente:

$$\frac{\partial X}{\partial X_e} = E_{XX_e} \cdot \frac{X}{X_e} \quad (7.11)$$

Onde E_{XX_e} é uma matriz $n \times n$ cuja diagonal é composta pelas elasticidades ϵ_{je} . Substituindo (7.11) em (7.9), a variação do valor agregado total decorrente da variação de uma unidade na produção de energia elétrica é dada por (7.12).

$$\frac{\partial P}{\partial X_e} = S \cdot R \cdot E_{XX_e} \cdot \frac{X}{X_e} \quad (7.12)$$

O resultado encontrado na expressão anterior é adimensional, pois tanto o PIB a preços sociais como a produção de energia elétrica estão expressos na mesma unidade (Cr\$ na época do último cálculo). A fim de tratar essa questão, o GCPS determinou que a derivada (7.9) fosse multiplicada pelo custo de energia,

que neste caso é a tarifa média de energia elétrica T (\$/MWh). Ou seja, o custo global de restrição (w) é expresso em perda do valor agregado (\$) por unidade física de energia elétrica (MWh):

$$w = \frac{\partial P}{\partial X_e} \cdot T \quad (7.13)$$

A metodologia original estima o custo global (w). A finalidade do estudo, porém, é determinar uma curva de custo, de maneira a considerar a profundidade do déficit. Deste modo, o custo global do déficit será fracionado entre os setores da economia, respeitando a importância destes quanto ao uso de energia elétrica.

7.1.3 CUSTO DO DÉFICIT SETORIAL

Conforme exposto pelo GCPS, uma das premissas estabelecidas na construção da função de custo de restrição seria calcular o custo do déficit para cada um dos setores produtivos e para a demanda final (Z_j), de forma que a soma dos custos setoriais (Z_j), ponderada pela participação de cada setor no consumo total de energia (C_j)¹⁹, fosse igual ao custo global da escassez energética (w) definido na equação (7.13).

$$\sum_{j=1}^n C_j \cdot Z_j = w \quad (7.14)$$

$$\sum_{j=1}^n C_j \cdot Z_j = \frac{\partial P}{\partial X_e} \cdot T$$

Considera-se que C_i = parcela da produção de energia elétrica destinada à produção do setor j em relação ao total da produção do setor elétrico (em outras palavras, é o consumo de energia elétrica do setor j).

Além da restrição mencionada acima, o cálculo original impõe mais três premissas para a construção dos custos de restrição energética setoriais. Primeiro, os custos setoriais devem ser proporcionais à importância do setor quanto ao consumo intermediário de energia elétrica. Segundo, os custos de restrição devem respeitar a importância dos setores no sistema produtivo. E terceiro, o menor custo associado à restrição de energia para um setor é no mínimo o valor pago pela energia elétrica, ou seja, a tarifa T .

No relatório final do GCPS, as duas primeiras exigências foram traduzidas da seguinte forma:

¹⁹ O C_j é determinado pela razão entre o consumo intermediário do setor j por eletricidade e a produção total de energia elétrica da economia em unidade monetária.

$$Z_j = \lambda \cdot C_j \cdot \frac{\partial P}{\partial X_j} \quad j = 1, \dots, n \quad (7.15)$$

Para atender à terceira exigência ($Z_j \geq T$), acrescentou-se na equação (7.15) a tarifa de energia elétrica (T):

$$Z_j = \lambda \cdot C_j \cdot \frac{\partial P}{\partial X_j} + T \quad j = 1, \dots, n \quad (7.16)$$

Tem-se que $\frac{\partial P}{\partial X_j}$ corresponde à perda de valor adicionado na economia dada uma diminuição na produção do setor j ²⁰.

Até o momento, a metodologia de estimação do custo de energia não suprida desconsiderou o impacto da restrição de consumo de eletricidade para a demanda final (consumo das famílias e do governo) no cálculo dos custos setoriais (Z_j). O GCPS, no relatório de 1988, incluiu o setor “Residencial” de forma particular. O cálculo da perda de bem-estar social, em virtude do racionamento de energia para os consumidores residenciais e o governo, é análogo ao caso da produção de bens e serviços.

Seja D^* o vetor ($n \times 1$), onde:

$$\begin{cases} D_i^* = 0 & \forall i \neq e \\ D_e^* = \Delta d_e \end{cases}$$

na qual e significa energia elétrica e Δd_e , a variação na demanda de energia elétrica (definida pelo GCPS como suficientemente pequena).

Na estimação original, admitiu-se que o custo de restrição para o setor residencial ($\frac{\partial P}{\partial D^*}$) é calculado a partir da equação (7.8), substituindo D^* :

$$\frac{\partial P}{\partial D^*} = S \cdot R \cdot E_{Xd} \cdot (I - A)^{-1} \cdot D^* \quad (7.17)$$

Considerando que a demanda ocupe a posição $j = n + 1$ no vetor de produção P :

$$\frac{\partial P}{\partial D^*} = \frac{\partial P}{\partial X_{n+1}} \quad (7.18)$$

Feita a inclusão da demanda final na análise, o custo de energia não suprida para os setores da economia é solução de um sistema, com $n + 2$ equações e $n + 2$ incógnitas (λ e Z_j), formado pelas equações (7.14):

²⁰ $\frac{\partial P}{\partial X_j}$ é obtido de maneira análoga a $\frac{\partial P}{\partial X_e}$, conforme disposto em (7.9), ou seja, $\frac{\partial P}{\partial X_j} = S \cdot R \cdot E_{XXj} \cdot \frac{X}{X_j}$.

$$\begin{cases} \sum_j C_j \cdot Z_j = w & j = 1, \dots, n+1 \\ Z_j = \lambda \cdot C_j \cdot \frac{\partial P}{\partial X_j} + T \end{cases}$$

Substituindo w por $\frac{\partial P}{\partial X_e} \cdot T$, e resolvendo o sistema para λ e Z_j , tem-se as seguintes soluções:

$$\lambda = \frac{\left(\frac{\partial P}{\partial X_e} - 1\right)}{\sum_j C_j^2 \frac{\partial P}{\partial X_j}} \cdot T \quad j = 1, \dots, n+1 \quad (7.19)$$

$$Z_j = \left[1 + C_j \cdot \frac{\partial P}{\partial X_j} \cdot \frac{\left(\frac{\partial P}{\partial X_e} - 1\right)}{\sum_j C_j^2 \frac{\partial P}{\partial X_j}} \right] \cdot T \quad j = 1, \dots, n+1 \quad (7.20)$$

A partir dos custos setoriais (Z_j), o GCPS instituiu a função de custo do déficit em quatro patamares.

7.1.4 FUNÇÃO CUSTO DO DÉFICIT EM PATAMARES

Estimado o custo de restrição de energia no âmbito global e setorial, a metodologia original defende a construção de uma curva de racionamento em quatro patamares, diferenciando os custos marginais atrelados às distintas faixas de déficit. O GCPS argumenta que o processo de planejamento de corte da oferta de eletricidade deve distinguir os custos de restrição segundo a função de profundidade do déficit. Em outras palavras, quanto maior o déficit de energia, mais setores serão atingidos pelo racionamento e, quanto mais profundo for o déficit, mais custoso será para a atividade econômica.

A função custo do déficit em patamares foi construída a partir da repartição dos custos de restrição setoriais (Z_j), supondo que: (i) eventuais cortes serão realizados cumulativamente a partir dos setores menos custosos até os setores mais custosos, até que o nível desejado de déficit seja atingido; (ii) cada setor suporta no máximo um corte de 30% da sua carga. Vale ressaltar que esta segunda hipótese é em grande medida irrealista, pois supõe que os custos de cada setor são constantes, independentemente da profundidade do corte. O ideal, segundo o GCPS, seria dispor de informações sobre cotas setoriais diferenciadas, pois alguns setores podem suportar cotas mais profundas. Além disso, o custo de cada setor pode variar conforme a profundidade do corte.

Mesmo reconhecendo as fragilidades das hipóteses estabelecidas, a abordagem original defende que, na ausência de informações, tais premissas são adequadas para construir a curva em patamares. Desta forma, o Quadro 7-1 mostra como foi calculado o custo médio do racionamento em cada um dos quatro patamares:

QUADRO 7-1. CÁLCULO DA FUNÇÃO CUSTO DO DÉFICIT EM PATAMARES

Setor ²¹ (i)	Custo do Racionamento Setorial [u.m.c/Mwh]	Profundidade [% do Mercado]	Racionamento (R_i) [%]	Patamar de Custo [u.m.c/Mwh]
1	Z_{jmin}	C_{ji}	$30\% \sum_{i=1}^1 C_j$	$\sum_{i=1}^1 C_{ji} * Z_{ji}$
			\vdots	\vdots
			$30\% \sum_{i=1}^i C_j \cong 5\%$	$P_1 = \sum_{i=1}^i C_{ji} * Z_{ji}$
			\vdots	\vdots
\vdots	\vdots	\vdots	$30\% \sum_{i=1}^i C_j \cong 10\%$	$P_2 = \sum_{i=1}^i C_{ji} * Z_{ji}$
			\vdots	\vdots
			$30\% \sum_{i=1}^i C_j \cong 20\%$	$P_3 = \sum_{i=1}^i C_{ji} * Z_{ji}$
			\vdots	\vdots
n+1	Z_{jmax}	C_{ji}	$30\% \sum_{i=1}^{n+1} C_j \cong 30\%$	$P_4 = \sum_{i=1}^{n+1} C_{ji} * Z_{ji}$
Total		$\sum_{i=1}^{n+1} C_j = 100\%$		

Fonte: FGV-CERI.

Como indicado no Quadro 7-1, os setores são ranqueados em ordem crescente segundo seus respectivos custos de restrição (coluna 2) e são atingidos cumulativamente por racionamento de 30%. O custo do déficit para um determinado nível de profundidade (coluna 5) foi considerado como o custo médio do racionamento, ponderado pela participação de cada setor no consumo total de energia (coluna 3), para aqueles setores (j) que permitam atingir a necessidade de corte desejada (R_i). Desta forma, o custo em patamares corresponde às faixas de corte de energia apresentadas no Quadro 7-2.

²¹ i setores, onde i = 1 ... n + 1

QUADRO 7-2. FUNÇÃO CUSTO DO DÉFICIT EM PATAMARES

Patamares	Patamares de Déficit [% da Carga]	Custo Médio do Déficit [u.m.c./Mwh]
I	0 - 5	P_1
II	5 - 10	P_2
III	10 - 20	P_3
VI	>20	P_4

Fonte: FGV-CERI.

Nota-se que o último patamar da curva de custo corresponde a um racionamento maior que 20%. Tendo como base a hipótese de que os setores não conseguem suportar racionamentos superiores a 30%, estar no quarto patamar de custo significa dizer que todos os setores da economia serão racionados em 30% da carga. Desta forma, pode-se concluir que o custo do quarto patamar é equivalente ao valor do custo médio de déficit global, dada a restrição imposta ao cálculo dos custos setoriais:

$$\sum_{j=1}^n C_j \cdot Z_j = w \quad (7.21)$$

$$\sum_{j=1}^n C_j \cdot Z_j = \frac{\partial P}{\partial X_e} \cdot T$$

Logo, como ilustrado no 2, tem-se:

$$P_4 = \sum_{i=1}^{n+1} C_{ji} * Z_{ji} = W \quad (7.22)$$

O Como indicado no Quadro 7-1, os setores são ranqueados em ordem crescente segundo seus respectivos custos de restrição (coluna 2) e são atingidos cumulativamente por racionamento de 30%. O custo do déficit para um determinado nível de profundidade (coluna 5) foi considerado como o custo médio do racionamento, ponderado pela participação de cada setor no consumo total de energia (coluna 3), para aqueles setores (j) que permitam atingir a necessidade de corte desejada (R_i). Desta forma, o custo em patamares corresponde às faixas de corte de energia apresentadas no Quadro 7-2.

Quadro 7-2 reflete custos médios para cada um dos patamares. No relatório de 1988 foi argumentado, contudo, que o custo marginal é mais apropriado para avaliar a perda de bem-estar social. Desta forma, após a construção da curva em patamares do custo médio do déficit, os valores dos patamares foram alterados com o intuito de compensar as diferenças de interpretação. Vale ressaltar que não está explícito no relatório final o cálculo para esta alteração - contudo, partindo do conceito de custo marginal, acredita-se que a

curva em patamares do custo do déficit tenha sido corrigida conforme mostra o **Erro! Autoreferência de indicador não válida..**

QUADRO 7-3. FUNÇÃO CUSTO DO DÉFICIT EM PATAMARES

Patamares	Patamares de Déficit [% da Carga]	Custo Médio do Déficit [u.m.c./Mwh]	Custo Marginal do Déficit [u.m.c./Mwh]
I	0 – 5	P_1	P_1
II	5 – 10	P_2	$\frac{10\%P_2 - 5\%P_1}{10\% - 5\%}$
III	10 – 20	P_3	$\frac{20\%P_3 - 10\%P_2}{20\% - 10\%}$
VI	>20	P_4	$\frac{100\%P_4 - 20\%P_3}{100\% - 20\%}$

Fonte: FGV-CERI.

O arcabouço metodológico ora revisado e documentado no relatório final de 1988 é responsável pela atual estrutura de custo do déficit que vigora desde então. A metodologia vigente é alvo de críticas e questionamentos, dentre outros motivos, devido às hipóteses adotadas pelo GCPS e às limitações atreladas ao uso de matriz insumo-produto em análise de impacto intersetoriais. É de grande relevância pontuar e caracterizar os principais problemas metodológicos no cálculo atual do custo de energia não suprida para propor uma alternativa que minimize as imprecisões de cálculo e interpretação.

7.2 Metodologia GCPS Revisada

Esta seção apresenta a metodologia utilizada para estimar a Função Custo do Déficit, conforme trabalho concluído no âmbito do GCPS em julho de 1988, com algumas mudanças metodológicas apresentadas e devidamente suportadas. As alterações foram parcimoniosas justamente para se calcular o custo do déficit energético com base numa metodologia a mais próxima possível da oficial, de modo que seja possível comparar os valores obtidos pelos outros métodos com os deste arcabouço. Além disso, neste trabalho será usada a matriz insumo-produto de 2010, mais atualizada do que aquela empregada pelo GCPS (Eletrobras, 1988).

A metodologia do GCPS (Eletrobras, 1988) apurou o custo do déficit energético incorporando tanto elementos de modelos estatísticos (pela estimativa de elasticidades cruzadas setoriais, tanto de produção como de demanda) como da matriz insumo-produto (para avaliar o impacto sobre o PIB de uma restrição energética aplicada sobre o consumo das famílias). Nesse sentido, as alterações realizadas neste trabalho em relação à metodologia original visam somente garantir que as hipóteses adotadas para o cálculo do custo do déficit oficial não sejam contraditórias entre si, pois o modelo de equilíbrio geral apresentado já tem a capacidade de incorporar a matriz insumo-produto com métodos estatísticos e, assim, ele seria a evolução natural da abordagem originalmente apresentada pelo GCPS (Eletrobras, 1988).

Primeiramente, causa estranheza o fato de, na metodologia oficial, não ser utilizada a matriz insumo-produto para calcular os efeitos da restrição da oferta em um setor sobre os demais (foram usados modelos estatísticos), uma vez que ela tem exatamente essa finalidade. Como já discutido, a adoção da hipótese da matriz insumo-produto implica, pela solução do problema da firma, um valor unitário para a elasticidade do consumo intermediário de cada setor em relação à sua oferta, em particular a elasticidade da oferta de todos os setores em relação ao consumo intermediário de energia é unitária. Logo, uma queda no consumo de energia por qualquer setor se traduz numa queda da produção setorial (e da demanda por bens intermediários) na mesma proporção, em linha com os efeitos encadeados da matriz. Como resultado, no novo equilíbrio a oferta setorial diminui no percentual do racionamento e, portanto, se assumirmos a aplicação de um racionamento homogêneo, envolvendo todos os setores, a elasticidade cruzada entre a oferta de energia e a oferta setorial pode ser determinada, na própria matriz insumo-produto, sem a necessidade de modelos econométricos. Por isso, a combinação dos modelos econométricos, na medida em que resultem em números diferentes dos indicados pela matriz não é consistente com ela. Para sanar esta questão, no cálculo apresentado nesta seção serão utilizadas as elasticidades de produção consistentes com a hipótese de que a função de produção das firmas é a indicada pela matriz insumo-produto. Além disso, foi corrigida a derivação do impacto no produto de um racionamento aplicado sobre as famílias.

Em seguida será reproduzida e atualizada a discussão que introduz o modelo oficial (Eletrobras, 1988), para contextualizar e detalhar as críticas a essa abordagem.

O modelo de insumo-produto é derivado a partir da condição de igualdade entre a oferta (a importação, dada por M , e a produção dos produtos, dada por X) e a demanda (a demanda intermediária CI , o consumo das famílias, C , o investimento, Inv , o consumo da administração pública, G , e as exportações E) para cada um dos bens e serviços da economia. A ideia é que todo produto ofertado deve ter um destino na demanda. Além disso, a demanda intermediária é uma função linear da produção total ($CI = A * X$, em que $*$ representa o produto matricial), usando a matriz dos coeficientes técnicos intersetoriais (A). Deve ser atendida, portanto, a equação abaixo.

$$X - AX = C + Inv + G + E - M \stackrel{\text{def}}{=} D \quad (7.23)$$

Definindo a demanda total de cada um dos produtos da economia como D e usando a matriz identidade (I), é possível escrever a equação matricial na forma da equação (7.24).

$$X - AX = D$$

$$X = (I - A)^{-1}D \quad (7.24)$$

Sendo n o número de setores da economia, pode-se definir a matriz R_{mxn} como a matriz de coeficientes de insumos primários, onde m é o número de insumos utilizados. Nessa matriz, o termo $r_{i,j}$ mostra a proporção da produção do setor j (coluna) que utiliza o insumo i (linha).

O produto entre a matriz de coeficientes de insumos primários R_{mxn} e o valor da produção bruta setorial R_{mxn} fornece uma matriz com o valor dos insumos primários ($V = RX$). Vale notar que a soma das entradas do vetor V é justamente o valor adicionado da economia (a preços de mercado).

Supondo que o vetor de correção de preços sociais é unitário (ou seja, o custo do racionamento não deve ser computado a partir de preços diferentes daqueles usados no sistema de contas nacionais), pode-se escrever o valor adicionado total da economia (P) como $P = SV$. É fácil ver que vale a identidade $P = SRX$. Logo, a equação (7.24) implica a equação (7.25).

$$P = SR(I - A)^{-1}D \quad (7.25)$$

A definição de custo do racionamento energético oficial (Eletrobras, 1988) é a perda no PIB causada pela restrição na oferta de energia (X_e). Logo, o racionamento pode ser matematicamente definido, dentro desse conceito pela equação (7.26): o impacto sobre o PIB de uma variação na oferta de energia do país.

$$\frac{\partial P}{\partial X_e} = S \cdot R \cdot \frac{\partial X}{\partial X_e} \quad (7.26)$$

Supondo a existência de uma elasticidade constante entre a oferta de cada um dos setores da economia e a oferta energética agregada (sendo ε_{je} a elasticidade cruzada da oferta do setor j em relação à oferta energética, e), pode-se calcular a mudança na oferta de cada um dos j setores da atividade econômica (X_j) diante de uma restrição de energia usando a equação (7.27). Vale notar que, como discutido anteriormente, essa elasticidade pode mudar de acordo com a configuração da política de racionamento adotada, ponto que não pode ser resolvido por esta metodologia pelas razões abordadas nas críticas aos modelos estatísticos.

$$\varepsilon_{je} = \frac{\frac{dX_j}{dX_e}}{\frac{X_j}{X_e}} \rightarrow \frac{dX_j}{dX_e} = \varepsilon_{je} \cdot \frac{X_j}{X_e} \quad (7.27)$$

Podemos, portanto, definir uma matriz E_{XXe} , em que todos os elementos da diagonal principal representam as elasticidades de cada setor em relação à oferta de energia (ε_{je}), com os outros elementos da matriz sendo zero. Nesse caso, o impacto de uma restrição energética sobre a oferta setorial de todos os setores pode ser matricialmente escrito como na equação (7.28).

$$\frac{dX}{dX_e} = E_{XXe} \cdot \frac{X}{X_e} \quad (7.28)$$

Substituindo (7.28) em (7.26), a variação do valor agregado total decorrente da variação de uma unidade na produção de energia elétrica é dada por (7.29).

$$\frac{\partial P}{\partial X_e} = S.R. \cdot E_{XXe} \cdot \frac{X}{X_e} \quad (7.29)$$

Uma vez que $\frac{\partial P}{\partial X_e}$ é adimensional, é necessário multiplicar essa medida pelo seu custo para a obtenção de um valor para o custo global de restrição que possa ser expresso em perda do valor agregado (R\$) por unidade física de energia elétrica (kWh). A metodologia original supõe que esse custo, representado por w , é o produto da derivada indicada em (7.29) pela tarifa média de energia T^{22} (R\$/kWh).

$$w = \frac{\partial P}{\partial X_e} \cdot T \quad (7.30)$$

A partir desse custo global, a metodologia supõe que o custo do racionamento aplicado sobre cada setor da atividade produtiva se distribui na forma das equações (7.31) e (7.32). A equação (7.31) busca atender a restrição de que a soma dos custos setoriais de um racionamento (Z_j), ponderada pela participação de cada setor no consumo total de energia (C_j), deve ser igual ao custo global desse racionamento (w).

$$\sum_{j=1}^n C_j \cdot Z_j = w$$

$$\sum_{j=1}^n C_j \cdot Z_j = \frac{\partial P}{\partial X_e} \cdot T \quad (7.31)$$

²² Para preservar a construção metodológica adotada originalmente (Eletrobras, 1988), a tarifa mais apropriada para utilização no cálculo da nova FCD é a Tarifa Média de Fornecimento para todo o território nacional, disponível no site da Aneel. Essa tarifa explícita deve refletir, em média, o custo que os agentes econômicos enfrentam quando tomam suas decisões de consumo, investimento e produção.

Na metodologia original também foi pressuposto que o custo sobre a economia da imposição do racionamento em cada um dos setores da atividade produtiva é dado pela equação (7.32), em que o custo do racionamento é tão maior quanto maior for o consumo de energia desse setor. Além disso, esse custo é tão maior quanto maior for o impacto que uma restrição sobre a oferta setorial impactar o PIB ($\frac{\partial P}{\partial X_j}$). Para que a equação (7.32) seja válida para todos os setores e a equação (7.31) também o seja, existe um fator de normalização (λ) na equação (7.31), para que a condição de posto da solução do sistema de equações lineares dado por (7.31) e (7.32) seja possível e única.

$$Z_j = \lambda \cdot C_j \cdot \frac{\partial P}{\partial X_j} \quad (7.32)$$

Entretanto, o impacto de um racionamento de energia sobre a atividade econômica ocorre não somente pela sua indisponibilidade para consumo intermediário, mas também pela sua indisponibilidade para consumo final. Por isso, analogamente ao caso da produção de bens e serviços, é calculada a perda de valor agregado decorrente de um decréscimo na demanda final de energia elétrica, que corresponde ao consumo das famílias e do governo (aqui também o investimento e o consumo são tratados na mesma variável).

Esse impacto será calculado usando a matriz insumo-produto. O objetivo é calcular o impacto sobre o PIB de uma redução do consumo das famílias em uma unidade infinitesimal. Novamente, será feita a suposição de que existe uma elasticidade entre a demanda por energia elétrica e a demanda de todos os outros bens da economia, e a de que essa elasticidade pode ser representada numa matriz, E_{DD_e} , com a mesma estrutura da matriz E_{XX_e} . Supondo que a demanda por energia não afeta a demanda pelos demais produtos (como faz a metodologia), E_{DD_e} é uma matriz de zeros, com a elasticidade unitária da demanda por energia diante de uma variação do consumo de energia (por construção). Logo, o impacto no PIB de uma mudança na demanda por energia é dado por $\frac{\partial P}{\partial D_e}$, como colocado na equação (7.33).

A equação (7.33) não representa exatamente a equação original de cálculo do custo de um racionamento sobre a demanda das famílias. A equação original, todavia, por multiplicar a matriz $SR(I - A)^{-1}E_{DD_e}$ por um vetor que tem por elementos ou zero ou um número muito próximo de zero (definido como “suficientemente pequeno”), sempre indicaria que o custo de um racionamento sobre as famílias é, a menos da hipótese adotada na equação (7.35), nulo.

$$\frac{\partial P}{\partial D_e} = SR(I - A)^{-1}E_{DD_e} \frac{D}{D_e} \quad (7.33)$$

Para fins de notação, suponha-se que a demanda ocupa a posição $j = n + 1$ no vetor de produção P . Logo, vale a equação (7.34).

$$\frac{\partial P}{\partial D_e} = \frac{\partial P}{\partial X_{n+1}} \quad (7.34)$$

Adicionalmente, admite-se que $Z_j \geq T$, com a hipótese de que o menor valor que um setor pode associar à energia elétrica é o preço que pago por ela. Essa hipótese modifica a equação (7.32), adicionando a tarifa de energia (T) ao custo de cada setor.

$$Z_j = \lambda \cdot C_j \cdot \frac{\partial P}{\partial X_j} + T \quad j = 1, \dots, n + 1 \quad (7.35)$$

Resolvendo as equações (7.31) e (7.35), tem-se o valor da constante de normalização, dado na equação (7.36), e do custo setorial do déficit energético, na equação (7.37).

$$\lambda = \frac{\left(\frac{\partial P}{\partial X_e} - 1 \right)}{\sum_j C_j^2 \frac{\partial P}{\partial X_j}} \cdot T \quad (7.36)$$

$$Z_j = \left[1 + C_j \cdot \frac{\partial P}{\partial X_j} \cdot \frac{\left(\frac{\partial P}{\partial X_e} - 1 \right)}{\sum_j C_j^2 \frac{\partial P}{\partial X_j}} \right] \cdot T \quad (7.37)$$

Para $j = 1, \dots, n + 1$

Uma vez calculado o custo setorial do déficit energético, é possível construir a curva de custo em patamares. A sua construção pressupõe que é possível cortar o suprimento de energia somente de algumas atividades econômicas e que, sendo isso possível, o corte seria feito por mérito de custo: primeiro corta-se o suprimento das atividades cujo custo de corte seja pequeno, e, conforme a necessidade de corte, avança-se sobre as atividades de maior custo. Supondo, como no relatório original, que cada setor só suporta cortes menores do que 30% do seu consumo total, todos os elementos para a construção da curva estão dados. A ideia é que o corte seria sempre feito ao menor custo possível.

Para efetuar o cálculo, resta definir como calcular as elasticidades cruzadas da produção setorial. A função de produção compatível com o uso da matriz insumo-produto é a função de produção Leontief.²³ Nela, a proporção entre o consumo intermediário das atividades e a produção final é fixa. Nesse sentido, a adoção da matriz (na metodologia exposta, usada somente para o cálculo do custo do racionamento sobre as

²³ Vide Mas-Collel et.al. (1995), páginas 154 a 156.

famílias) requer que a relação entre os setores da economia aconteça desta forma. Consequentemente, para que o cálculo do custo do racionamento sobre as atividades produtivas e o cálculo do custo do racionamento sobre as famílias sejam consistentes, é preciso assumir que a matriz E_{XXe} é identidade.

7.2.1 O CÁLCULO DO CUSTO GLOBAL DO DÉFICIT

7.2.1.1 As Informações Consideradas no Cálculo do Custo Global do Déficit

Conforme descrito anteriormente, o custo global do déficit (W) é calculado a partir da expressão:

$$W = \frac{\partial P}{\partial X_e} \cdot T, \quad (7.38)$$

na qual T representa a tarifa média no Brasil.

A derivada parcial corresponde ao impacto do déficit de energia elétrica em termos de valor adicionado, e é calculada por:

$$\frac{\partial P}{\partial X_e} = S \cdot R \cdot E_{XXe} \cdot \frac{X}{X_e}, \quad (7.39)$$

na qual:

- ✓ S representa o vetor de correção de preços de mercado para preços sociais – vetor com todos os elementos iguais a 1 e dimensão (1 x m), com m sendo o número de insumos primários da economia brasileira. Esta premissa, oriunda do modelo original de 1988, foi reinterpretada nas atualizações visto a dificuldade em estimar-se os chamados preços sociais²⁴;

²⁴ A nomenclatura de PIB a “preços sociais” foi mantida, conforme descreve a metodologia do GCPS, de 1988. Cabe mencionar que a descrição de PIB a preços sociais não guarda relação com o que era denominado pelo IBGE por “PIB a custo de fatores”. Na realidade, o cálculo de PIB a “preços sociais” não faz parte do sistema de Contas Nacionais, sendo uma premissa adotada de maneira independente pelo grupo do GCPS. Atualmente, O PIB é sempre considerado a preços de mercado, não necessitando que sua valoração seja explicitada a cada menção. A valoração a custo de fatores para estimar o PIB foi abolida nas recomendações de 1993. A metodologia utilizada descreve como o PIB pode ser formado pela ótica do produto, ou seja, pela soma do valor agregado de todas as atividades econômicas. Nesta ótica, subtrai-se do valor da produção o consumo intermediário de cada atividade. A este saldo denomina-se valor adicionado a preço básico, pois o valor da produção está valorado a preço básico, ou seja, já contém os impostos líquidos de subsídios de cada atividade. Para se obter o PIB (a preços de mercado) deve-se adicionar os impostos líquidos de subsídios a produtos. Quando se calcula o PIB pela ótica da renda, somam-se as remunerações de empregados (salários mais contribuições sócias), o excedente operacional bruto e os impostos líquidos de subsídios à produção (que compreendem os impostos e subsídios a atividades e a produtos). Muito embora, na metodologia original, o vetor S esteja descrito e representado na formulação algébrica, não há registros dos valores utilizados no cálculo realizado em 1988. Assim, coube aos pesquisadores do projeto investigar

- ✓ R é a matriz de coeficientes de insumos primários, de dimensão (m x n) e que representa a proporção da produção do setor j (coluna) que utiliza o insumo i (linha). Esta informação vem da TRU e foi atualizada dentro da reestimativa apresentada nesta nota técnica²⁵;
- ✓ E_{xxe} é a matriz diagonal (n x n) cujos elementos correspondem às elasticidades ε_{je} (elasticidades da produção com relação ao uso de energia). Esta matriz, assim como as matrizes E_{dde} (elasticidade da demanda final dos setores com relação a demanda final de energia) e E_{xxj} (elasticidade da produção dos setores com relação a produção) mantiveram as premissas originais ²⁶;
- ✓ X , vetor (n x 1), representa o valor da produção bruta setorial, X_j a produção no setor j e X_e a produção de energia elétrica. Estas informações também são alvo de atualização, fazendo uso dos números mais recentes.

7.2.1.2 A Interpretação da Variável T – Tarifa Média Brasil

Com relação à Tarifa Média Brasil (T), a princípio utilizou-se a tarifa média de fornecimento de energia elétrica, que engloba apenas o mercado cativo, refletindo integralmente a metodologia original do GCPS. Este valor é divulgado pela ANEEL.

Com o objetivo de melhorar a representatividade desta variável, algumas modificações também são propostas, no sentido de que os valores reflitam apenas os montantes que efetivamente variam com o consumo em MWh (TE + TUSD + Encargos + Perdas) em cenários de restrição da oferta de energia elétrica. O ajuste visa eliminar os custos relativos à Demanda Contratada e Uso da Rede Básica do valor da Tarifa média, uma vez que, na hipótese de racionamento, os faturamentos destes serviços de redes não se alteram, dado

qual seria o propósito de medir o impacto do racionamento no PIB a preços sociais – ou seja desconsiderando efeitos de impostos e subsídios que de fato estão presentes na economia real. Tendo em vista que se busca medir os efeitos de um eventual racionamento na economia, dadas as relações intersetoriais mais recentes registradas, não se mostra vantajoso trabalhar com PIB a preços sociais, porque ele impõe distorções adicionais que não são as que se pretende medir. Por essa razão, manteve-se para S, um vetor unitário de 1 x m, conforme pode ser observado na memória de cálculo entregue juntamente com esta Nota Técnica. Na prática, isso tem o efeito de retratar o PIB a preços de mercado.

²⁵ A Matriz R de insumos primários serve para quantificar o valor agregado da economia nacional, descrito sob a ótica da oferta dos setores produtivos (produção). Em cada setor produtivo são consumidos produtos oriundos de outros setores produtivos (oferta intermediária) e também insumos primários representados na Matriz R. Estes insumos primários são: i) Remunerações; ii) Excedente operacional bruto e rendimento misto bruto; e iii) outros impostos e subsídios a produção.

²⁶ A matriz E_{xxe} é uma matriz diagonal de elementos unitários (matriz identidade). Isto significa dizer que para cada variação percentual na produção de energia, o setor “j” representado na diagonal terá a mesma variação percentual na sua produção. Por isso, os elementos são unitários. Esta é uma característica da metodologia da Matriz Insumo Produto, onde, para qualquer quantidade produzida serão utilizadas as mesmas combinações relativas de fatores produtivos. É simplesmente uma maneira, utilizando-se álgebra matricial, de representar a função de produção de Leontief, que assume proporções fixas.

que são faturados pela demanda kW contratada e não pelo consumo medido em MWh. Para os consumidores na baixa tensão, onde as tarifas são monômias, contudo, este ajuste não deve ser feito, pois os custos relativos ao uso das redes de distribuição e transmissão são faturados pelo consumo medido.

Assim, o ajuste pode ser representado pela expressão abaixo:

$$T = TC_{BRASIL} \times At + TF_{B1} \times Bt \quad (7.40)$$

No Quadro 7-4 apresenta-se a descrição das variáveis e os valores obtidos para o ano de 2013, tendo em vista o objetivo de identificar os elementos necessários para a atualização do cálculo com base na TRU relativa a este ano.

QUADRO 7-4. FORMAÇÃO DA VARIÁVEL T

Variável	Valor	Unidade	Data Base	Descrição
TC_{BRASIL}	236,81	R\$/MWh	Ano 2013	Tarifa média faturada em função do consumo médio (TE + TUSD _{energia})
At	52%	%	Ano 2013	Proporção do consumo das classes industrial, comercial e serviços no total das classes representadas
TR_{B1}	285,25	R\$/MWh	Ano 2013	Tarifa média da classe residencial B1
Bt	48%	%	Ano 2013	Proporção do consumo da classe residencial no total das classes representadas
T	259,85	R\$/MWh	Ano 2013	Variável T para aplicação no modelo GCPS com TRU de 2013
T	254,45	R\$/MWh	Ano 2013	Tarifa de fornecimento média sem tributos

Fonte: ANEEL, elaboração: FGV-CERI.

Nota-se que os resultados são muito semelhantes, independentemente do uso ou não de informações que refletem de maneira mais apropriada apenas o montante que é efetivamente relacionado ao consumo de energia. Destaca-se que a tarifa média de fornecimento (R\$ 254,45/MWh) engloba apenas o mercado cativo, enquanto a tarifa TC_{BRASIL} inclui os faturamentos da TUSD em R\$/MWh feitos ao mercado livre, além dos faturamentos feitos ao mercado cativo em função do consumo.

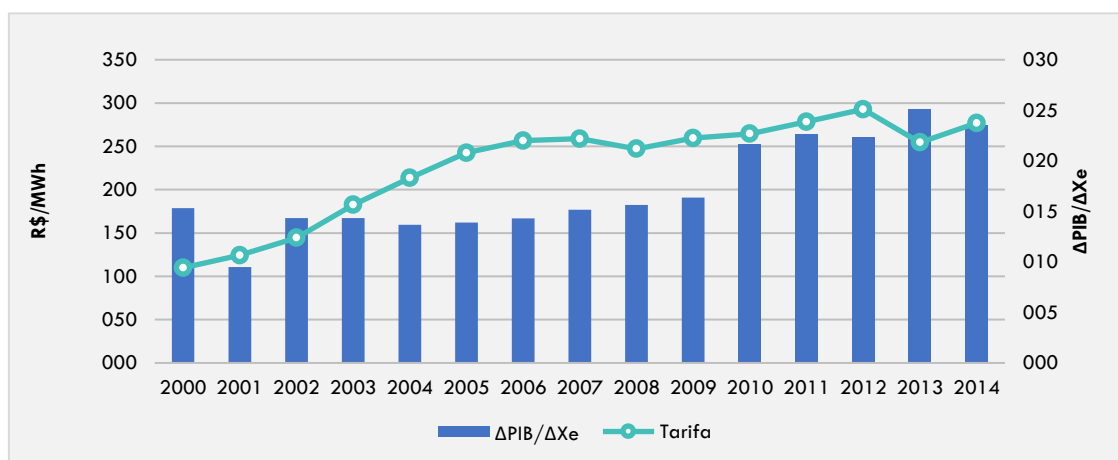
7.2.1.3 Custo Global W com Tabela de Recursos e Usos de 2013

A seguir, tem-se um sumário dos resultados obtidos a partir da atualização das Tabelas de Recursos e Usos. Ao longo deste projeto de P&D, primeiramente foi feito o cálculo através da TRU de 2009 e, depois, atualizado para a TRU de 2013. É importante destacar que, além de uma maior desagregação (o número de setores passa a ser 68 em 2013, em vez de 56 em 2009) há uma sensível mudança metodológica. As alterações realizadas, de acordo com o IBGE, fazem com que o Sistema de Contas Nacionais reflita de maneira mais apropriada as mudanças ocorridas na economia brasileira no período, o que inclui uma série

de reclassificações de alto impacto. Esta mudança metodológica²⁷ é o que explica a diferença de valores com relação ao parâmetro W – Custo Global do Déficit, uma vez que o valor da variável T considerada nos dois cálculos é muito próximo.

O **Erro! Autoreferência de indicador não válida.** mostra a evolução dos valores dos componentes da variável W. Nota-se que a variação do valor agregado total decorrente da variação de uma unidade na produção de energia elétrica ($\Delta\text{PIB}/\Delta\text{Xe}$) não apresenta grandes variações ao longo do tempo. A mudança de patamar refere-se à mudança metodológica, da TRU de 2009 para a TRU de 2013.

GRÁFICO 7-1. EVOLUÇÃO DE $\Delta\text{PIB}/\Delta\text{Xe}$ E T



Fonte: FGV-CERI.

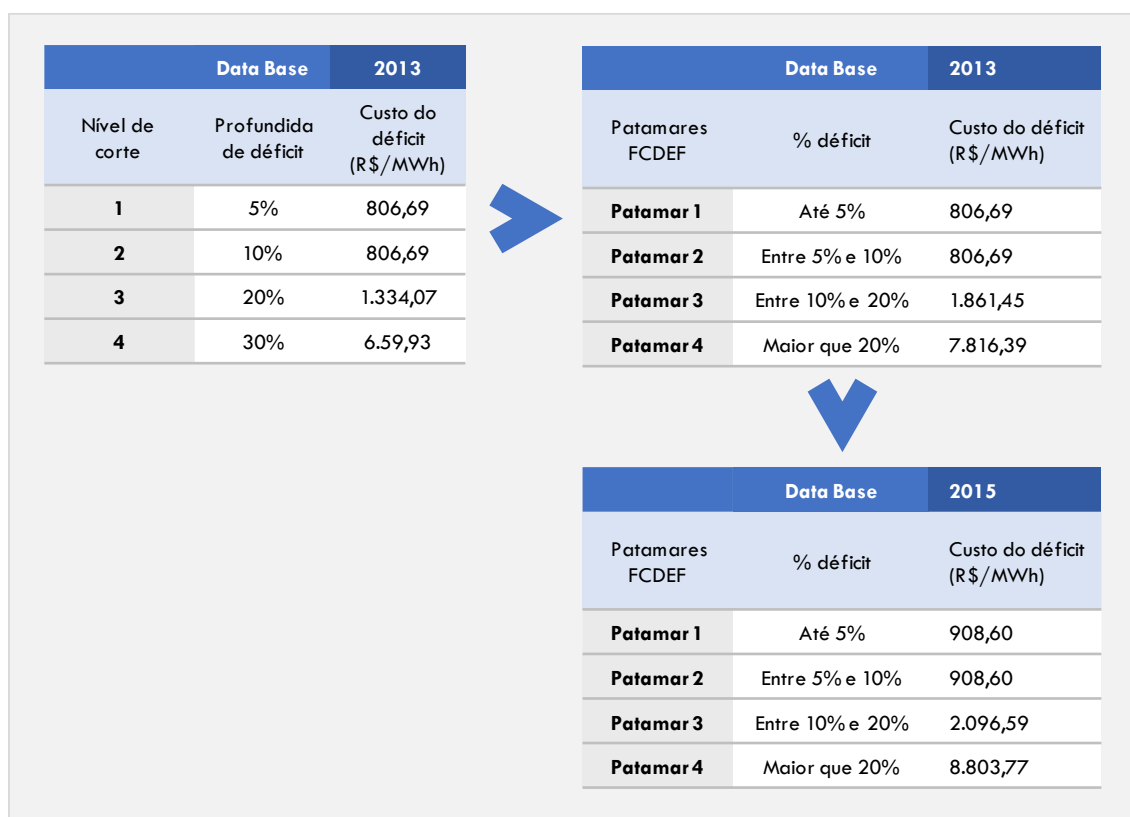
Assim, os resultados encontrados para a função custo do déficit ficam como apresentado na Figura 7-5 .

²⁷ Setores que eram classificados com indústria passaram para o grupo de serviços, por exemplo. As alterações metodológicas, por completo, podem ser visualizadas no sítio do IBGE, a partir dos links:

http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/economia/contasnacionais/2013/default_SCN_2010.shtm

http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/economia/contasnacionais/2013/default_srm.shtm

FIGURA 7-6. FUNÇÃO CUSTO DO DÉFICIT – MODELO GCPS COM MIP-2010 E TRU-2013



Fonte: FGV-CERI.

Esta versão faz uso das seguintes premissas:

1. Mantém-se inalterada a fórmula do Custo Global W;
2. Z_j mantido proporcional ao consumo energético C_j (ver próxima seção deste relatório);
3. Aprimoramento na Tarifa (T) que passa a refletir apenas valores que variam com consumo em MWh (TE + TUSD + encargos e perdas).

No tocante aos resultados, decorrentes de maneira imediata das mudanças ocorridas no sistema de Contas Nacionais do Brasil, destaca-se a igualdade entre os dois primeiros patamares para a função de Custo do Déficit. Essa equivalência se deve ao fato de que as economias acumuladas de racionamentos de 30% nos setores econômicos recaem no setor residencial, tanto para déficits com profundidades de 5%, quando para os déficits com profundidades de 10% (ver Anexo III – Tabela dos Setores Econômicos que determinaram os patamares de déficit na metodologia do GCPS 1988 atualizada com a TRU 2013).

7.2.2 CUSTOS SETORIAIS

7.2.2.1 As Informações Consideradas no Cálculo do Z_j

Os custos setoriais (Z_i) são obtidos a partir da solução do seguinte sistema de equações:

$$\begin{cases} \sum_j C_j \cdot Z_j = w & j = 1, \dots, n + 1 \\ Z_j = \lambda \cdot C_j \cdot \frac{\partial P}{\partial X_j} + T \end{cases} \quad (7.41)$$

Esses custos devem compor, em conjunto, o custo global (primeiro grupo de equações acima) dada a proporção de consumo energético de cada setor (C_i), sendo que cada valor individual (Z_i) depende desta proporção de consumo, do efeito do setor sobre o PIB (derivada parcial acima), de um fator de proporcionalidade (λ), obtido como solução do sistema de equações) e da tarifa de energia. Esta forma funcional é oriunda da modelagem original do GCPS (1988) e buscava representar, ao mesmo tempo, a importância de cada setor: (i) como consumidor de energia elétrica e (ii) no sistema produtivo.

Também é importante destacar que esta expressão para o Z_i , a despeito de incluir fatores associados aos requisitos (i) e (ii) expostos, é completamente arbitrária. Não é apresentada a justificativa algébrica e ou a construção desta fórmula dentro do documento original do GCPS (ver a página 71 do referido documento). Deste modo, o teste de formulações alternativas é desejável. Nesta Nota Técnica realizou-se a implementação segundo a seguinte versão:

$$\sum_j^{n+1} C_j Z_j = w \quad (7.42)$$

$$Z_j = \lambda \cdot \frac{C_j P}{X_j} + T \quad (7.43)$$

Considerando-se apenas a importância de cada setor dentro do sistema produtivo ($\frac{\partial P}{\partial X_j}$), obtém-se:

$$I = \frac{W - T}{\sum_j \frac{C_j P}{X_j}} \quad (7.44)$$

e

$$Z_j = \frac{W - T}{\sum_j \frac{C_j P}{X_j}} + T \quad (7.45)$$

Esta proposta de aprimoramento flexibiliza a premissa original de que o impacto do custo do déficit em cada setor seja diretamente proporcional ao consumo de energia elétrica. Isso porque o impacto que um setor produtivo causa no PIB depende do quanto a produção deste setor contribui na formação do PIB. O quanto de valor agregado que cada setor adiciona ao PIB, contudo, não depende da quantidade de energia que ele consome.

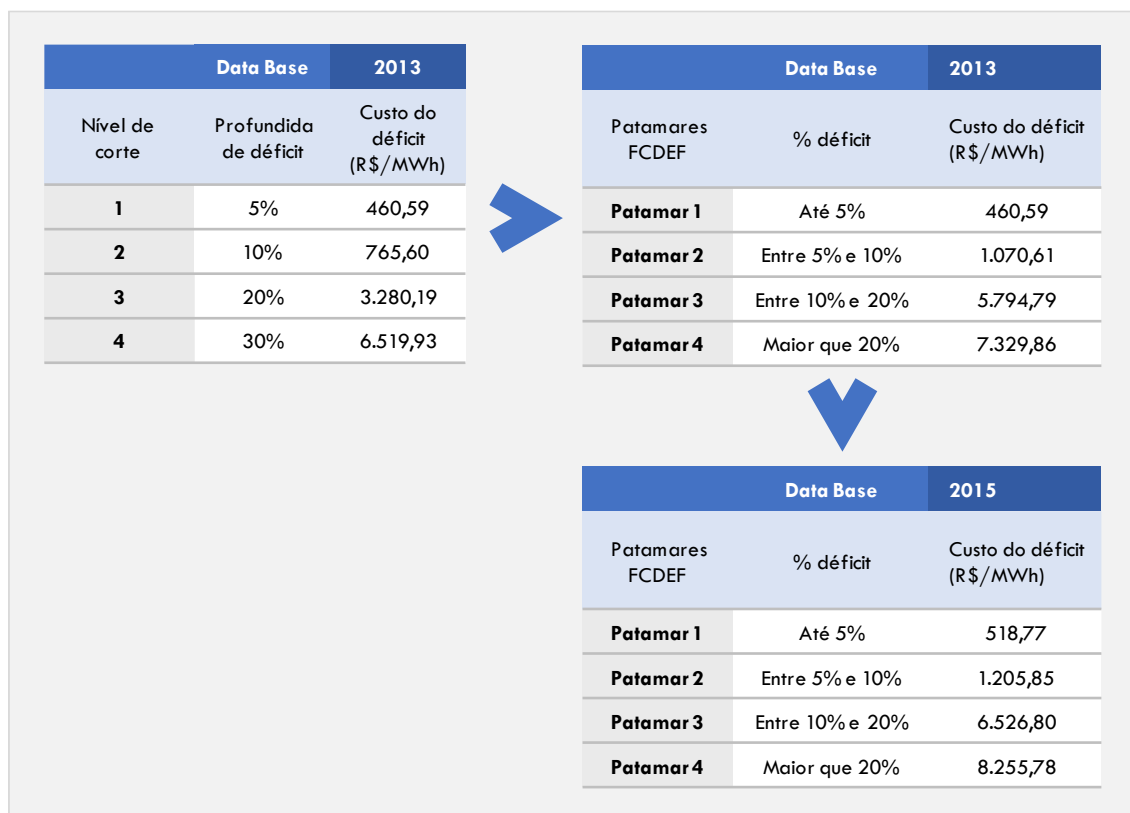
Há setores, como o agrícola ou produção de soja por exemplo, que contribuem muito na formação do PIB, mas não são intensivos em consumo energético. Por isso, caso se mantenha a ponderação pelo consumo, os setores com menor consumo tendem a se apresentar com custos relativamente mais baixos, mesmo que tenham uma contribuição determinante na formação do PIB.

O oposto também ocorre, como é o caso do setor residencial, que individualmente tem o maior C_j e por isso, mesmo que provoque uma perda de PIB pequena com a redução da demanda final por energia, terá um custo setorial Z_j elevado devido ao ponderador do consumo energético.

Por estas razões, a retirada do C_j da definição do Z_j se apresenta como um aprimoramento metodológico que foi adotado na construção da Função de Custo do Déficit (FCDEF).

Este ajuste metodológico pontual leva aos resultados apresentados na Figura 7-6 para a curva de custo do déficit.

FIGURA 7-6. FUNÇÃO CUSTO DO DÉFICIT – MODELO GCPS COM MIP-2010 E TRU-2013 DESCONSIDERANDO C_J NO CÁLCULO DO CUSTO SETORIAL Z_i



Fonte: FGV-CERI.

Conforme explicitado, esta versão faz uso de uma formulação para o Z_i que não depende da proporção de consumo energético C_i , em combinação com o aprimoramento já utilizado para a tarifa T ($TE + TUSD + \text{Encargos} + \text{Perdas}$). O destaque é a obtenção, tal qual na metodologia oficial, de uma curva em quatro patamares onde o setor residencial assume a 1ª posição dentro do ordenamento estabelecido para os cortes. Na versão anterior apresentada na Assim, os resultados encontrados para a função custo do déficit ficam como apresentado na Figura 7-5.

Figura 7-6, onde C_j influencia o custo setorial Z_i , o setor residencial assume a 38ª posição.

8. EQUILÍBRIO GERAL COMPUTÁVEL

Este capítulo tem como objetivo apresentar o cálculo do custo do déficit a partir de um modelo de Equilíbrio Geral Computável. Apesar de representar a realidade de forma bastante simplificada, o modelo é extremamente tratável e apresenta resultados bastante robustos (resultados aderentes aos dados). Primeiro serão apresentados os benefícios do uso do Equilíbrio Geral, em seguida o modelo e resultados.

8.1 Introdução ao Modelo de Equilíbrio Geral Computável

O modelo insumo-produto apresentado no capítulo anterior possui limitações importantes que podem levar a resultados inconsistentes e pouco precisos, já que não é capaz de estimar os parâmetros fundamentais dos agentes, que reflitam as preferências dos consumidores e a tecnologia das firmas. Diante disso, surge a necessidade de desenvolver uma nova metodologia que considere os conceitos relevantes dessa abordagem e que seja também capaz de superar as fragilidades a que ela está sujeita.

Primeiro, o modelo foca no custo do déficit energético como sendo a diminuição no PIB da economia causada pela escassez de energia. Todavia, esse custo vai além da perda de renda dos trabalhadores e de lucro das firmas, já que ele também deveria contabilizar a perda de bem-estar da restrição de consumo. A metodologia do GCPS ignora esse efeito e, mesmo tendo como foco somente estimar o custo do racionamento energético em termos de perdas no PIB, apresenta uma série de limitações que a impede de estimar adequadamente esse impacto.

Os modelos que envolvem somente a matriz insumo-produto apresentam algumas falhas. Antes de discutir as perguntas que a matriz insumo-produto, sozinha, não é capaz de responder, é indispensável entender as perguntas que ela responde. Se a proporção entre o consumo de cada um dos insumos e a produção final de todas as firmas da economia é constante, a matriz insumo-produto permite calcular, dada a produção de cada setor, quanto cada um demandará de produtos intermediários de todas as outras atividades econômicas. Antes de determinar quanto cada setor irá demandar dos outros produtos da economia, contudo, é necessário determinar a demanda final pelos seus bens. A matriz, de forma isolada, porém, não é capaz de definir a demanda final, sendo necessárias hipóteses adicionais para esse cálculo que, nos estudos tipicamente realizados, pressupõem que a demanda dos consumidores ocorre em função da produção setorial, como se a demanda pudesse ser totalmente determinada a partir da oferta. Em macroeconomia, esse tipo de problema é respondido por abordagens de equilíbrio geral, no qual o consumo das famílias é determinado com base em preços, salários e preferências. Sem determinar a dinâmica competitiva das firmas e do mercado de trabalho é impossível determinar como o equilíbrio de preços será afetado por uma escassez energética, levando a resultados economicamente inconsistentes.

Este capítulo propõe o cálculo do custo do déficit energético em equilíbrio geral competitivo. Padrões de preferência impõem relações entre salários, emprego, preços e consumo. Uma vantagem dessa metodologia, ainda não completamente explorada neste trabalho, é a possibilidade de ela, por meio da função de utilidade estimada para os consumidores, fazer uma análise de bem-estar que calcule a renda que os consumidores precisariam receber para compensá-los pela ocorrência do racionamento energético. Assim, seria possível analisar o custo do racionamento de energia em termos não só de destruição de renda como em termos de uma medida muito mais ampla de bem-estar.

Na versão do modelo de equilíbrio geral adotada neste trabalho, analisamos uma economia fechada (sem setor externo), sem governo, estática e com informação perfeita, sem incerteza. Dessa forma, várias extensões desse modelo são possíveis. É possível incorporar estrutura dinâmica²⁸ e calcular a função de impulso-resposta de um choque de racionamento energético²⁹. Além da análise tradicional, é possível, com esse arcabouço, avaliar como a economia reagiria a choques de racionamento antecipados ou não antecipados. Outra possibilidade seria construir esse modelo numa economia aberta e calcular os impactos desses choques nas contas externas, assim como o efeito da abertura da economia sobre a reação das firmas ao racionamento de energia. Por fim, é possível relaxar algumas hipóteses sobre a função de produção das firmas e sobre a estrutura competitiva das empresas, de modo a analisar como a hipótese dos ambientes competitivos e tecnologias de produção afeta a estimativa do custo de um racionamento de energia. Além desses elementos, é possível incorporar a estrutura do mercado de comercialização de energia elétrica (inclusive a divisão do mercado em cativo e livre) nesse tipo de arcabouço.

Outra possível melhoria ao modelo seria a inclusão da variável de investimento na decisão da firma (na versão atual, investimento e consumo são tratados como consumo). Uma das dificuldades práticas de se fazer a inclusão do investimento neste arcabouço, contudo, decorre da não existência de dados de investimentos por setor da atividade econômica, de modo que os métodos necessários para a estimação dos parâmetros do problema de decisão de investimento das firmas são diferentes dos aqui elencados. Para isso, seria necessário definir os pesos de todos os bens na cesta de investimentos de cada setor da atividade econômica, mas o Sistema de Contas Nacionais não dispõe desses dados nesse nível de desagregação e, portanto, essa análise comprometeria a dimensão setorial do estudo.

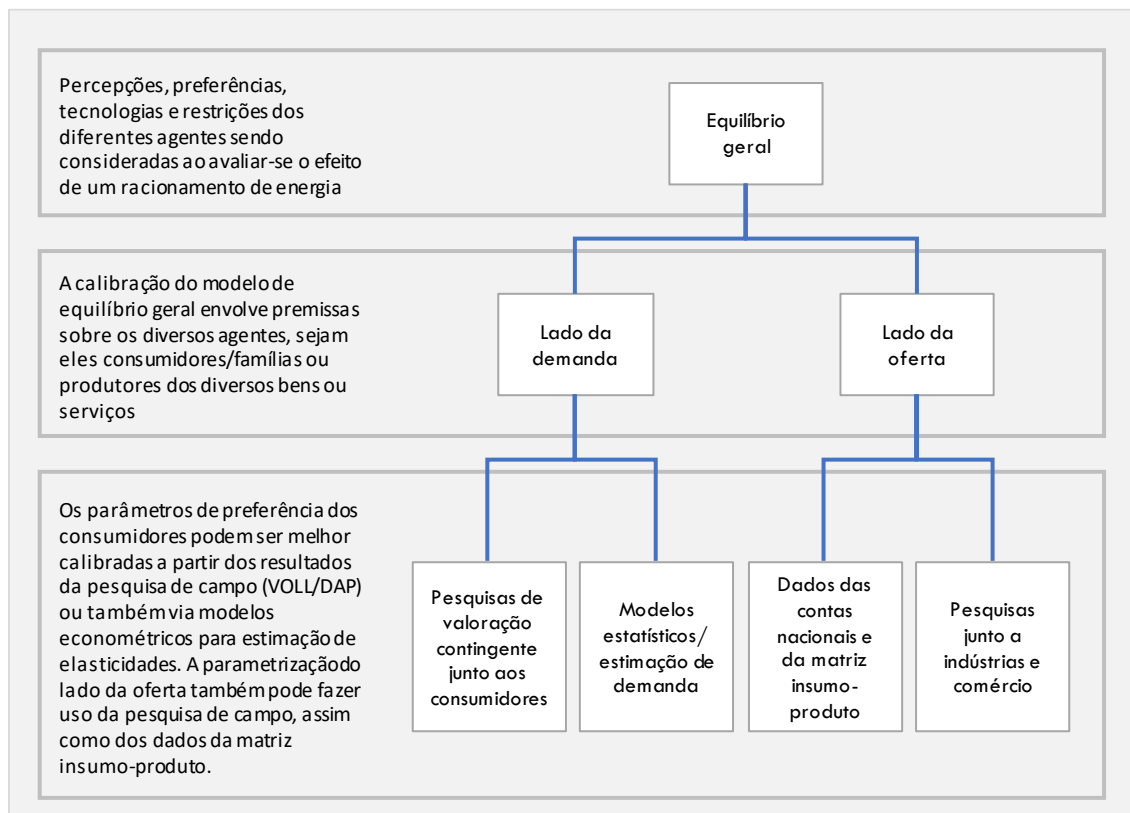
Vale notar que o equilíbrio geral macroeconômico usa dados da Matriz Insumo-Produto e da Tabela de Recursos e Usos do Sistema de Contas Nacionais. Esse conjunto de dados é suficiente para uma análise macroeconômica microfundamentada. Assim, a matriz é inserida num sistema de modo a dar uma resposta macroeconômica à questão do custo do déficit energético.

²⁸ i.e., a distribuição dos impactos ao longo do tempo.

²⁹ Isso permitirá saber como esses efeitos são distribuídos ao longo de trimestres e anos.

Vale ressaltar que a análise de equilíbrio geral aqui desenvolvida é capaz de integrar outras metodologias em um só modelo, como mostra o fluxograma a seguir.

FIGURA 8-1. POSSIBILIDADE DE INTEGRAÇÃO ENTRE AS METODOLOGIAS - ALTERNATIVAS PARA ESTIMATIVA DO CUSTO DO DÉFICIT



Fonte: FGV-CERI.

8.2 A Necessidade do Equilíbrio Geral

Os agentes não reagem à política de racionamento da mesma forma que eles agiriam em tempos de normalidade. Esse fenômeno, caracterizado pelo fato de os agentes reagirem a uma política de forma distinta a como teriam agido na ausência dela é recorrente em diversas áreas da economia e, em particular, a análise macroeconômica está sujeita a esse problema na avaliação de choques de política monetária e política fiscal. Robert Lucas, em Lucas (1976), escreveu uma crítica explorando esse ponto, a qual ficou conhecida como "a crítica de Lucas". Para resolver essa questão é necessário estimar os parâmetros fundamentais dos agentes econômicos, parâmetros que reflitam as preferências dos consumidores ou as tecnologias das firmas em qualquer estado da natureza.

Assim, propõe-se o cálculo do custo do déficit energético em equilíbrio geral competitivo. É preciso determinar equações de equilíbrio para salários, emprego³⁰, preços das mercadorias e consumo, ou seja, para um determinado conjunto de preços, os consumidores irão escolher quanto consumir de cada bem, sujeitos à sua restrição orçamentária. Pela estrutura competitiva dos setores, os preços serão determinados a partir dos custos de produção, assim como os salários. A oferta de trabalho, o consumo agregado e o PIB podem ser computados a partir desse equilíbrio.

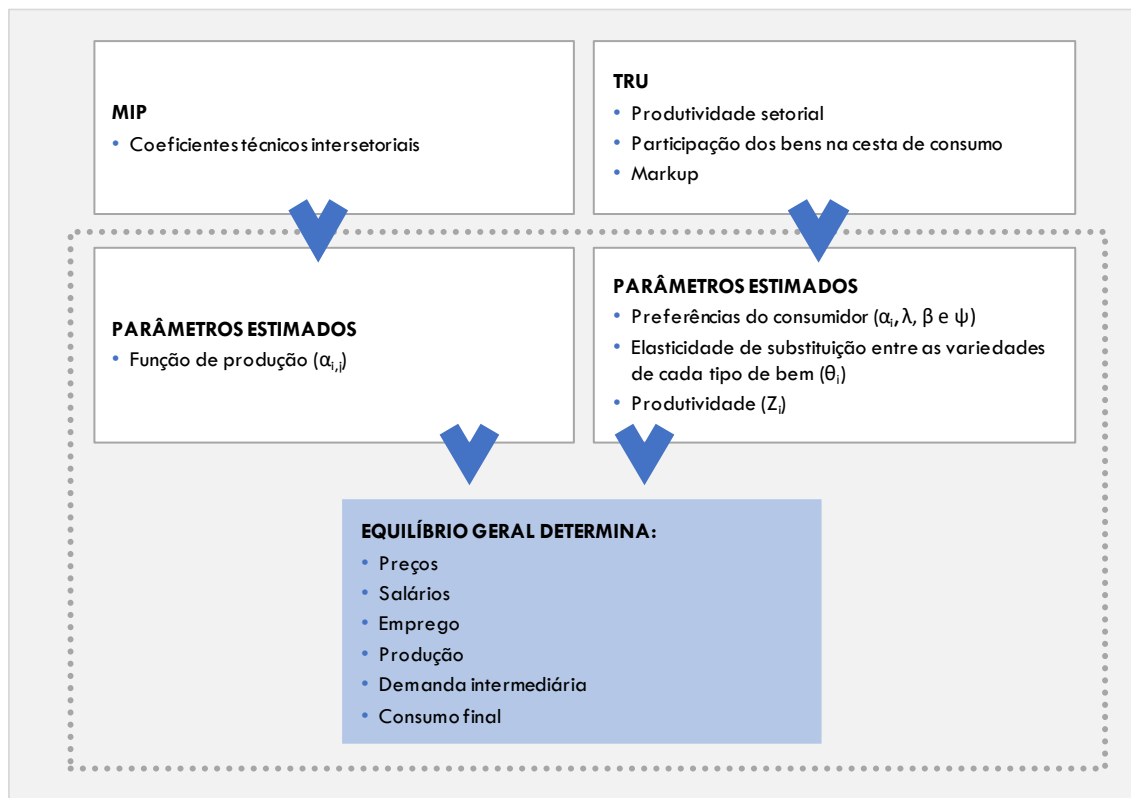
Essas variáveis devem atender a algumas condições básicas, chamadas de condições de *market-clearing* ou equilíbrio de mercado: a soma das pessoas empregadas em cada setor deve ser igual ao total de emprego da economia e todos os bens produzidos por cada setor são consumidos ou para fins produtivos (demanda intermediária) ou para fins não produtivos (demanda final), como o caso dos bens para consumo residencial. O resultado do modelo deve garantir algumas condições adicionais. Numa economia de mercado, as firmas maximizam lucro, portanto, a evolução dos preços, dos salários e do emprego deve assegurar que as firmas estejam, dadas as restrições colocadas, maximizando o seu lucro. Os consumidores, por sua vez, consomem cada bem de acordo com a sua preferência, sua renda e o preço que é atribuído a esse bem, de forma compatível com a maximização de uma função de utilidade.

Dado que essa metodologia atribui uma forma funcional para a preferência dos consumidores, é possível fazer uma análise de bem-estar e calcular a renda que eles precisariam receber para serem compensados da eventualidade do racionamento energético. Consequentemente, é possível analisar o custo do racionamento de energia em termos não só de PIB como em termos de uma medida muito mais ampla de bem-estar, avaliando a renda que os consumidores precisariam receber para serem compensados pela falta de energia. Neste trabalho isso será analisado com estáticas comparativas: o modelo irá simular o equilíbrio de uma economia com racionamento e sem racionamento, comparando o bem-estar das duas simulações. A perda de bem-estar que for verificada de uma simulação para a outra (traduzida em termos monetários) pode ser interpretada como o custo da escassez.

O equilíbrio geral macroeconômico desenvolvido neste trabalho usa os coeficientes técnicos da matriz insumo-produto e as margens setoriais, as preferências do consumidor e a produtividade da Tabela de Recursos e Usos do Sistema de Contas Nacionais. Nesse sentido, o modelo de equilíbrio geral é uma extensão do modelo insumo-produto. Todo esse conjunto de dados permite fazer uma análise macroeconômica com fundamentos microeconômicos, que é a forma mais usual de abordagem da análise de impactos econômicos nas últimas décadas.

³⁰ Nesse arcabouço, os salários indicam a oferta de trabalho das famílias, enquanto o emprego é a demanda por trabalho das firmas. A determinação do emprego e do salário é simultânea, já que uma variável afeta a outra.

FIGURA 8-2. INTEGRAÇÃO ENTRE AS INFORMAÇÕES DA MATRIZ INSUMO-PRODUTO, DA TABELA DE RECURSOS E USOS NO MODELO DE EQUILÍBRIO GERAL



Fonte: FGV-CERI.

O modelo de equilíbrio geral é construído a partir da solução de um problema da firma e de um problema do consumidor (consumidores que maximizam utilidade e firmas que maximizam lucros). O racionamento de energia, por sua vez, pode ser entendido como uma restrição dentro do problema de maximização de utilidade dos consumidores e dentro do problema de maximização dos lucros da firma. Logo, o modelo pode ser resolvido em ambientes com e sem racionamento de energia e a comparação da solução do modelo nessas duas situações permite calcular o impacto do racionamento energético sobre uma série de variáveis, inclusive sobre o PIB. Dessa forma, se entendemos que o custo de um racionamento de energia é o impacto negativo que ele causa sobre a atividade econômica, o modelo permite a sua apuração.

Por fim, vale notar que a necessidade de se analisar o comportamento de agentes econômicos maximizadores (consumidores que maximizam utilidade e firmas que maximizam lucros) está em linha com os desenvolvimentos da ciência nos melhores departamentos de economia do mundo. Para uma introdução à estrutura do equilíbrio geral competitivo pode-se buscar Mas-Collel et.al. (1995). Apesar de não ser uma forma usual de tratamento do déficit energético no setor, a teoria de equilíbrio geral macroeconômico vem sendo desenvolvida nos últimos 50 anos e, em termos de avaliação de impactos macroeconômicos, é hoje o ponto de partida das análises de políticas públicas dessa envergadura.

8.3 O Modelo

8.3.1 ESTRUTURA

As classes de funções de utilidade e de produção escolhidas para consumidores e firmas permitem estimar os parâmetros fundamentais da economia por *moment-matching*. Esse procedimento consiste em encontrar o conjunto de parâmetros que emula as variáveis observadas da economia da melhor forma possível, uma vez que na análise de equilíbrio geral os preços e quantidades de todos os mercados são determinados simultaneamente, sendo a interdependência entre os mercados explicitamente incorporada.

No equilíbrio competitivo os consumidores maximizam a utilidade, os produtores maximizam lucro e as condições de *market-clearing* são satisfeitas, ou seja, oferta e demanda são iguais para bens e alocação de trabalho. Assim pode-se determinar o impacto do racionamento nas decisões de consumo, de preços, de renda e de valor adicionado.

A estrutura básica do modelo envolve uma economia estática com informação perfeita, sem incerteza. Apesar de essa estrutura ser bastante restritiva e poder ser, seguramente, relaxada em modelos mais sofisticados, essa hipótese também está implícita nos modelos estatísticos e no modelo original elaborado pelo GCPS em 1988. Desse modo, ao adotá-la nesse tipo de abordagem não estamos fazendo nada mais restritivo do que estava sendo feito anteriormente (este trabalho é uma contribuição ao debate, apesar de não resolver todos os problemas a que as metodologias anteriores estavam sujeitas). Existem n setores produzindo bens que podem ser demandados como bens intermediários ou para consumo final. A função de produção das firmas é do tipo Leontief, compatível com a matriz insumo-produto. A produtividade do trabalho é constante (já que a tecnologia das firmas não muda entre os estados da natureza), assim como a elasticidade de substituição entre todos os bens e serviços. Há livre alocação de trabalho entre os setores, o mercado de trabalho é perfeitamente competitivo e há concorrência monopolística na produção dos bens, ou seja, cada setor produz uma quantidade infinita de variedades do seu bem e cada variedade só pode ser produzida por uma firma.

Além dessa estrutura, pressupõe-se que existe um contínuo de consumidores de massa unitária que pode ser agregado num consumidor representativo. Esse consumidor representativo é dono das firmas e trabalha nelas e, por isso, todo o custo do racionamento pode ser traduzido em renúncia de consumo, já que a renúncia de consumo abarca o custo do excedente do consumidor e a perda de lucro das firmas.

O consumidor representativo, a cada instante do tempo, resolve o problema modelado em (8.1), escolhendo uma cesta de consumo (c) e uma oferta de trabalho (h). Essa escolha depende da elasticidade de substituição intertemporal (σ) e do inverso da elasticidade de oferta de trabalho de Frisch (ψ).

$$\begin{aligned} \max_{\{c\}, \{h\}} & \left[\frac{c^{1-\sigma}}{1-\sigma} - \frac{h^{1+\psi}}{1+\psi} \right] \\ \text{s.a.} & \\ & Wh + \Pi \geq Pc \end{aligned} \quad (8.1)$$

A cesta de consumo c pode ser representada por um vetor com todos os tipos de bens. A elasticidade de substituição entre esses tipos de bens é dada por λ , na forma da equação (8.2). O parâmetro α_i reflete uma preferência dos consumidores por uma determinada composição na sua cesta de bens (vale notar que $\sum_{i=1}^n \alpha_i = 1$).

$$c = \left[\sum_{i=1}^n \alpha_i^{\frac{1}{\lambda}} c_i^{\frac{\lambda-1}{\lambda}} \right]^{\frac{\lambda}{\lambda-1}} \quad (8.2)$$

A inclusão de um parâmetro extra para dar mais liberdade ao peso dado ao trabalho com relação ao consumo na utilidade do consumidor não alteraria o custo do déficit calculado neste modelo, por isso admite-se que $\beta=1$.³¹

O consumo de cada um dos i bens é dividido entre firmas, cada uma produtora de uma variedade desse bem principal. A elasticidade de substituição do consumidor por cada uma dessas variedades é dada por θ_i (cada setor tem uma elasticidade de substituição diferente). O contínuo de firmas é de massa unitária, de modo que a agregação do consumo das variedades em cada tipo de bem é dada, genericamente, pela equação (8.3).

$$C^i = \left[\int_0^1 C^{\{i,j\}} \frac{(\theta_i-1)}{\theta_i} dj \right]^{\frac{\theta_i}{\theta_i-1}} \quad (8.3)$$

A firma do setor i maximiza seu lucro, resolvendo o problema apresentado em (8.4) de forma a escolher um preço P_i . As firmas escolhem um preço para atenderem a uma demanda X_i e precisam, por unidade produzida, de $\frac{1}{Z_i}$ unidades de trabalho (ao custo W), assim como de n insumos intermediários, calculados de acordo com os coeficientes técnicos intersetoriais da matriz insumo-produto.

³¹ Mais detalhes no anexo.

$$\max_{P_i} X_i \left(P_i - \frac{W}{Z_i} - \sum_{j=1}^n a_{i,j} P_j \right) \quad (8.4)$$

A demanda de cada firma é dada pela equação (8.5). Enquanto o primeiro termo do lado direito da equação se refere à demanda das famílias, o segundo se refere à demanda das outras firmas pelo bem produzido pela firma demandada.

$$X_k = \alpha_i c \left(\frac{P_k}{P_i} \right)^{-\theta_i} \left(\frac{P_i}{P} \right)^{-\lambda} P^{\frac{1}{1-\lambda}} + \sum_{j=1}^n a_{i,j} X_j \left(\frac{P_k}{P_i} \right)^{-\theta_i} \quad (8.5)$$

Tem-se que P_i é o nível agregado de preço do setor, P_k o preço da firma k (produtora do produto i e P é o nível agregado de preços (que será normalizado à unidade). Em equilíbrio, como todas as firmas são idênticas, elas cobrarão os mesmos preços pelos seus produtos ($P_i = P_k$), apesar de haver diferenciação de produtos e influência de marcas. Logo, os comportamentos de cada setor podem ser emulados por uma firma representativa setorial.

Cada firma produz de acordo com uma quantidade de trabalho empregada. Sendo X_i a produção desse setor e $\frac{1}{Z_i}$ a quantidade de trabalhadores necessária para produção de uma unidade de cada bem, H_i é dado pela equação (8.6).

$$X_i = Z_i H_i \quad (8.6)$$

A estimação por *moment-matching* envolve a simulação do modelo para diferentes valores dos parâmetros λ , ψ , σ e β (escolhe-se parâmetros que minimizem a distância entre os vetores proporção de consumo com relação ao produto calculado e real³² e maximizem a correlação entre consumo e produto calculados e reais). A elasticidade de substituição entre as variedades de cada setor é estimada pela razão entre o lucro e o custo de produção indicados no Sistema de Contas Nacionais.

Por fim, como a alocação de recursos da economia só depende dos preços relativos (equilíbrio Walrasiano) e os modelos simulados são estáticos, o nível agregado de preços pode ser normalizado para a unidade. Logo, vale a equação (8.7).

$$P = \sum_{i=1}^n \alpha_i P_i^{1-\lambda} = 1 \quad (8.7)$$

³² Como no nosso modelo a economia é fechada e estática, para que os dados reais representassem também uma proporção, calcula-se o produto como uma soma do consumo final e intermediário.

O equilíbrio geral macroeconômico envolve: um vetor de consumo final (C), um consumo agregado (c), um vetor de produção $n \times 1$ (X), um vetor de alocações de trabalho $n \times 1$ (H), uma equação de trabalho agregado (h), um vetor de preços $n \times 1$ (P) e condições de *market-clearing* satisfeitas (notadamente, $X = AX + C$).

A solução do problema da firma indica que o preço a ser cobrado é um fator aplicado sobre o custo marginal da firma, chamado *markup* ($\frac{\theta_i}{\theta_i - 1}$). Logo, seja Θ uma matriz diagonal com os *markups* na

diagonal principal e Z uma matriz diagonal com as produtividades setoriais na diagonal principal, o vetor de preços da economia pode ser escrito como³³:

$$P = \Theta(A'P + WZ^{-1}) \quad (8.8)$$

Consequentemente, vale a equação 8.9:

$$P = (I - \Theta A')^{-1}(\Theta WZ^{-1}) \quad (8.9)$$

A matriz insumo-produto, todavia, não fornece exatamente os coeficientes técnicos setoriais da matriz de Leontief na forma que a teoria microeconômica usualmente considera. Por ser nominal, ela depende dos preços dos bens e, dessa forma, não é um parâmetro exclusivamente tecnológico (como devem ser os parâmetros das funções de produção). Isso acontece porque multiplicamos a matriz insumo-produto pelo valor da oferta final para obter o valor do consumo intermediário, logo, ela é uma matriz de valores. A tecnologia das firmas, porém, deve ser expressa por coeficientes que sejam independentes das condições de mercado.

Por isso, seja dP a matriz diagonal dos termos do vetor P e B a MIP calculada pelo IBGE e expandida neste estudo, vale a equação (8.10):

$$A = dP^{-1}BdP \quad (8.10)$$

Logo, as equações (8.7), (8.8), (8.9) e (8.10) determinam o valor dos salários e dos preços da economia. Determinado o vetor de preços, é possível determinar as alocações de trabalho a partir da equação (8.6). Seja H um vetor $n \times 1$ com a quantidade de trabalho empregada em cada um dos n setores, a equação de produtividades pode ser escrita matricialmente na forma da equação (8.11).

$$X = ZH \quad (8.11)$$

A condição de *market-clearing* requer, todavia, que seja satisfeita a equação (8.12).

³³ Esta equação é derivada resolvendo a condição de primeira ordem em (8.4) com X_i definido por (8.5).

$$X = AX + C \quad (8.12)$$

Paralelamente, a solução do problema do consumidor implica que, sendo Γ a matriz diagonal dos valores α_i e $C = c\Gamma f(P)$, sendo $f(P)$ uma função $f: R^n \rightarrow R^n$, na qual cada elemento é dado por $f(x_i) = x_i^{-\lambda}$ e sendo c o valor do consumo agregado da economia. Nesse caso, a solução da equação (8.12) indica que a oferta da economia é dada pela equação (8.13).

$$X = (I - A)^{-1} c\Gamma f(P) \quad (8.13)$$

Consequentemente, a equação (8.11) pode ser escrita como a equação (8.14):

$$H = Z^{-1}(I - A)^{-1} c\Gamma f(P) \quad (8.14)$$

Resta determinar, contudo, o valor do consumo agregado c . Pelo problema do consumidor, todavia, é possível relacionar salários, oferta agregada de trabalho e de consumo por meio da equação (8.15), na qual $h = \vec{1}H$ e $\vec{1}$ é um vetor unitário de dimensão $1 \times n$:

$$W = c^\sigma h^\psi \quad (8.15)$$

Consequentemente, é possível reescrever a equação (8.14) como a equação (8.16).

$$H = Z^{-1}(I - A)^{-1} \Gamma f(P) W^{\frac{1}{\sigma}} h^{-\frac{\psi}{\sigma}} \quad (8.16)$$

Tem-se que h pode ser calculado de acordo com (8.17):

$$h = [\vec{1}Z^{-1}(I - A)^{-1} \Gamma f(P) W^{\frac{1}{\sigma}}]^{\frac{1}{1+\frac{\psi}{\sigma}}} \quad (8.17)$$

Denotaremos as variáveis de equilíbrio do modelo sem racionamento (*benchmark*) pelo subscrito b : X_b , C_b , P_b , h_b , c_b e W_b .

O equilíbrio da economia pode, portanto, ser determinado por meio da solução conjunta das equações (8.7), (8.9), (8.10), (8.13), (8.15), (8.16) e (8.17). Assim terão sido determinados o vetor de preços, os salários, as ofertas das firmas, o consumo das famílias e a oferta de trabalho, de modo que as condições de *market-clearing* são satisfeitas, as firmas maximizam lucro e os consumidores maximizam utilidade.

Percebe-se, portanto, que as quantidades produzidas por cada firma são determinadas em equilíbrio, sendo um resultado derivado dos parâmetros empregados no modelo. O racionamento de energia, contudo, é uma restrição empregada sobre as quantidades que cada firma produz. Logo, para incorporá-lo precisa-se encontrar quais parâmetros da economia representam a restrição decorrente da insuficiência do suprimento energético. Ao longo deste trabalho, o termo **política de racionamento** (Ω) será usado como representando um vetor com o conjunto de valores para o consumo máximo de energia de todos os setores da atividade econômica e para o consumo máximo de energia das famílias.

Seja X_i^* a produção de uma firma e C_e^* o seu consumo de energia de equilíbrio (sendo e a coluna, na matriz insumo-produto, referente ao setor energético). Pela solução do problema da firma, a identidade $C_e^* = a_{i,e}X_i^*$ deve ser respeitada. Logo, se é decretada uma política de racionamento de redução de consumo no percentual r , o consumo de energia dessa firma será \bar{C}_e , tal que $\bar{C}_e = (1 - r)C_e^*$. Portanto, como a quantidade produzida pela firma num racionamento (\bar{X}_i) deve respeitar a identidade $\bar{C}_e = a_{i,e}\bar{X}_i$, afirma-se que $\bar{X}_i = (1 - r)X_i^*$. Dessa forma, a imposição de um racionamento energético que reduza o consumo da firma em C_e^*r é idêntica à imposição de uma restrição de produção sobre os valores de equilíbrio, no mesmo percentual. Por essa razão, o problema da firma que sofre um racionamento de energia pode ser escrito sob a forma da expressão (8.18), com a demanda pelos bens que ela produz expressa pela equação (8.5).

$$\begin{aligned} \max_{P_i} X_i & \left(P_i - \frac{W}{Z_i} - \sum_{j=1}^n a_{j,i} P_j \right) \\ \text{s.a.} & \\ \bar{X}_i & \geq X_i \end{aligned} \quad (8.18)$$

Se o preço-sombra da restrição de oferta energética é δ , a solução do problema (20) é dada pela equação (8.19). Vale notar que, se a restrição está ativa, implica que $\delta > 0$.

$$P_i = \frac{\theta_i}{\theta_i - 1} \left(\frac{W}{Z_i} + \sum_{j=1}^n a_{i,j} P_j + \delta_i \right) \quad (8.19)$$

A solução das equações (8.19) e (8.5), quando $X_i = \bar{X}_i$, determina o equilíbrio das firmas da economia em racionamento.

O racionamento de energia aplicado aos consumidores muda o problema do consumidor. Seja C^e o consumo de energia residencial na eventualidade de um racionamento, r o percentual do racionamento aplicado aos consumidores, C_e^* o consumo de energia que ocorreria na ausência de um racionamento e \bar{C}_e o consumo de energia quando o racionamento é decretado. Nesse caso, o problema do consumidor, originalmente definido sob a forma da expressão (8.1), passa a ser escrito sob a forma da expressão (8.20).

$$\begin{aligned} \max_{\{c\}, \{h\}} & \left[\frac{c^{1-\sigma}}{1-\sigma} - \frac{h^{1+\psi}}{1+\psi} \right] \\ \text{s.a.} & \\ & Wh + \Pi \geq Pc \\ & \bar{C}^e \geq C^e \end{aligned} \quad (8.20)$$

Suporemos que a restrição imposta pelo racionamento de energia está ativa em todos os setores. No equilíbrio com racionamento a condição de *market clearing* também deve ser satisfeita, o que implica um vetor de consumo em equilíbrio:

$$C = X_r(I - A) = (1 - r)X_b(I - A) = (1 - r)C_b. \quad (8.21)$$

O consumo agregado permanece sendo o definido pela equação (8.2).

$$c_r = \left[\sum_{i=1}^n \alpha_i^{\frac{1}{\lambda}} C_r^{\frac{(\lambda-1)}{\lambda}} \right]^{\frac{\lambda}{\lambda-1}} = \left[\sum_{i=1}^n \alpha_i^{\frac{1}{\lambda}} [(1-r)C_b^i]^{\frac{(\lambda-1)}{\lambda}} \right]^{\frac{\lambda}{\lambda-1}} = (1-r)c_b \quad (8.22)$$

Pela equação (8.11) podem ser calculados a alocação de trabalho e o trabalho agregado:

$$H_r^i = \frac{X_r^i}{Z_i} = \frac{(1-r)X_b^i}{Z_i} = (1-r)H_b^i \quad \text{e} \quad h_r = \bar{1}H_r^i = (1-r)h_b. \quad (8.23)$$

Dessa forma, a equação (8.15) para o racionamento pode ser escrita

$$W_r = c_r^\sigma h_r^\psi = ((1-r)c_b)^\sigma ((1-r)h_b)^\psi. \quad (8.24)$$

As condições de primeira ordem do consumidor e da firma fornecem os preços e os lagrangianos em equilíbrio.

Como os problemas da firma e do consumidor são estáticos, será analisada a estática comparativa das economias: a alocação de recursos da economia sem restrição energética será comparada com a alocação de recursos da economia com restrição energética.

Os preços relativos dos bens permanecem praticamente inalterados, ao passo que os salários variam. Isso resulta provavelmente do fato que esses preços (dos bens) são relativos e normalizados. Dado o corte homogêneo e a linearidade do problema, esse resultado não surpreende. A mudança do consumo agregado e do salário (ou seja, do preço relativo do trabalho e consumo agregado) levam a uma mudança na utilidade do consumidor representativo.

A diferença entre as alocações determinará o custo de um racionamento de energia. Em outras palavras, uma vez resolvido o modelo, pode-se simular o modelo sem racionamento (com os parâmetros de elasticidade de substituição entre os tipos de bens indicados pelo Sistema de Contas Nacionais).

Uma vez calculados as novas variáveis de equilíbrio (X_r , C_r , P_r , h_r , c_r e W_r) e do benchmark (X_b , C_b , P_b , h_b , c_b e W_b) pode-se escolher diferentes métricas para o cálculo do custo do racionamento. As duas opções contempladas consistem na:

1. Variação do produto;
2. Variação compensatória (esta é mais completa por ser uma medida de bem-estar).

Os valores estimados para os parâmetros de preferência do consumidor estão indicados no quadro a seguir.

QUADRO 8-1. VALORES ESTIMADOS PARA OS PARÂMETROS DE PREFERÊNCIA DO CONSUMIDOR

	Valores simulados
λ	1,005
σ	3,0
ψ	2,5

Fonte: FGV-CERI.

Vale ressaltar que o modelo é sensível a diferentes programas de racionamento, ou seja, a forma com que cada setor da economia tem seu consumo restringido influencia diretamente os efeitos do racionamento sobre a sociedade. Quanto maior for a proporção do racionamento sobre as atividades não produtivas³⁴, menor impacto terá o programa sobre o PIB, e mesmo sobre o consumo. Como discutido anteriormente, esse tipo de resultado não pode ser capturado por modelos estatísticos simples.

8.3.2 ADERÊNCIA AOS DADOS

Uma das vantagens do arcabouço de equilíbrio geral é de ele gerar resultados cuja aderência com os dados pode ser testada. A calibração do modelo foi feita com a tabela de recursos e usos e com a matriz insumo-produto de 2010. O modelo foi calibrado com dados da tabela de recursos e usos de 2013.³⁵ Para

³⁴ As atividades não produtivas são todas as atividades da firma que não afetam diretamente a produção, como as atividades administrativas.

³⁵ Do Sistema de Contas Nacionais de Referência 2000.

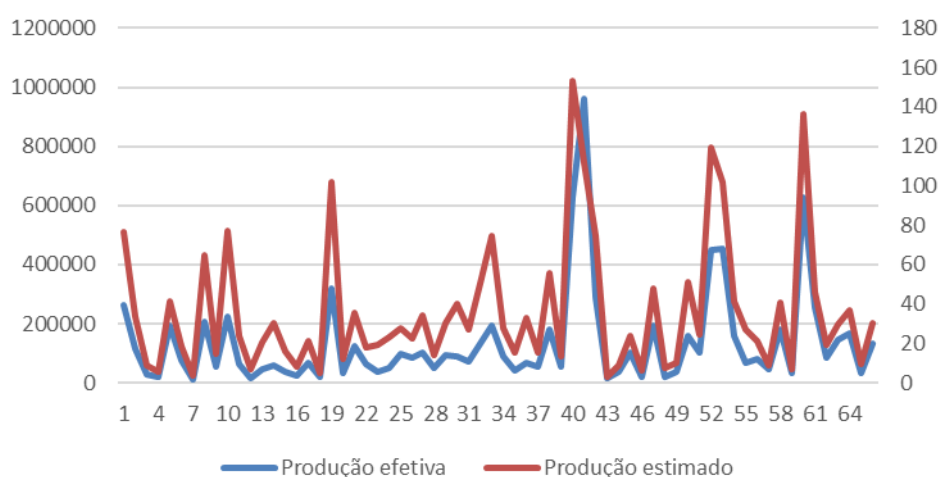
checar a atualidade destes parâmetros, comparar-se-á, nesta seção, os valores simulados pelo modelo com a distribuição da economia indicada pela Tabela de Recursos e Usos de 2013.

Antes de comparar os resultados, vale destacar que, neste modelo, o nível de preços foi normalizado para a unidade. Explicitamente, essa hipótese está indicada na equação (8.7). Por essa razão, como a tabela de recursos e usos fornece as variáveis setoriais em termos nominais, haverá uma diferença de nível natural entre a série simulada e a série verdadeira de cada uma das variáveis, dada pelo nível de preços da economia (que não é observável).

Como o equilíbrio Walrasiano parte da hipótese de que o nível de preços não influencia a alocação de recursos (somente os preços relativos seriam capazes de afetar essa alocação) e como o custo do raciocínio é medido em termos do PIB real (influenciado somente pela alocação de recursos e pelos preços relativos, mas não pelo nível geral de preços), e não do PIB nominal, a diferença entre o nível de preços simulado e o efetivo é inócua para o exercício em questão.

Por essa razão, em vez de comparar o valor da produção e o valor do consumo das diferentes atividades, será calculada a correlação entre as séries efetivas e simuladas. Calcularemos também a proporção do valor do consumo das famílias com relação à produção efetiva e simulada. Neste caso, usamos os dados de consumo e consumo intermediário apenas (sendo a produção “efetiva” a soma de ambos). No gráfico a seguir, compara-se o valor da produção simulado pelo modelo, por setor, com o valor da produção efetiva da tabela de recursos e usos do IBGE de 2013. A correlação entre as duas séries é de 90,5%.

GRÁFICO 8-1. VALOR DA PRODUÇÃO TOTAL PRODUZIDO POR CADA UM DOS SETORES DA ECONOMIA (DADOS VERDADEIROS EM 2013 E ECONOMIA SIMULADA)

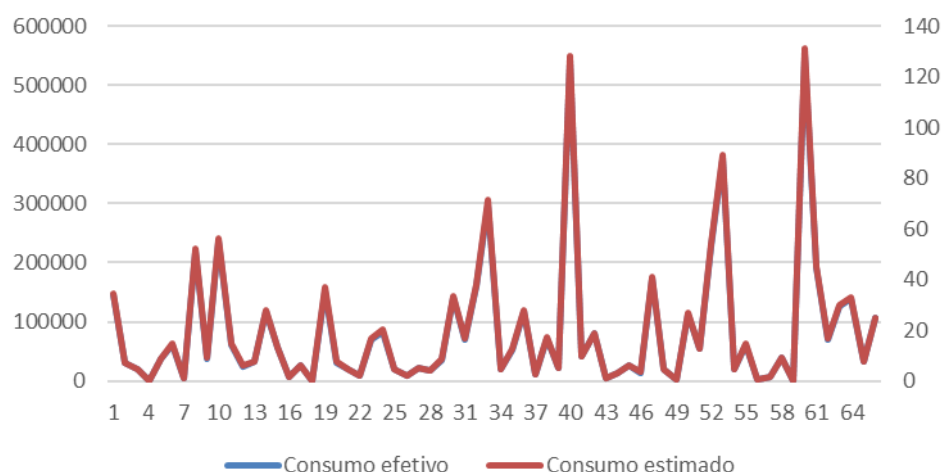


Fonte: FGV-CERI.

Resultado similar é obtido na comparação entre os dados de consumo. Agora, a correlação entre os dados simulados e os dados reais (tabela de recursos e usos de 2013) é de 99,99%. Os dados de cada setor

estão indicados no gráfico a seguir (note que, neste caso, a correlação é tão alta que não é possível distinguir as séries).

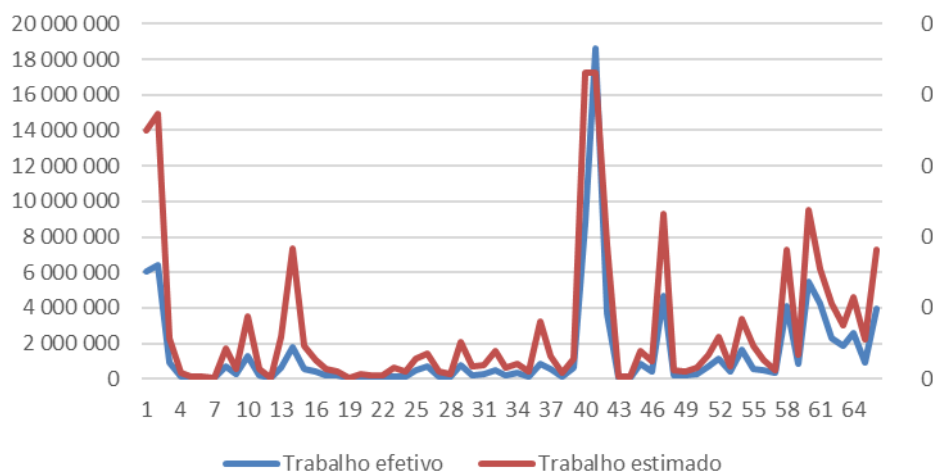
GRÁFICO 8-2. PROPORÇÃO DO VALOR DO CONSUMO TOTAL PRODUZIDO POR CADA UM DOS SETORES DA ECONOMIA (DADOS VERDADEIROS EM 2013 E ECONOMIA SIMULADA)



Fonte: FGV-CERI.

Além disso, o modelo não incorpora a população do país e, por isso, a oferta de trabalho agregada é um índice que representa as horas trabalhadas, mas não é igual ao número de trabalhadores ou ao total de horas trabalhadas nacionalmente. Como o objetivo do modelo é comparar a economia diante de um racionamento de energia com a economia na ausência desse racionamento e a população do país é a mesma em ambas essas situações, essa hipótese não altera o custo do déficit energético. Logo, o resultado sugere que a aderência do modelo deve ser feita comparando a proporção simulada do valor do trabalho total alocada para cada setor com os dados verdadeiros de 2013. Como é possível inferir a partir do gráfico a seguir, essa estatística tem alta aderência: a correlação entre a série simulada e a série de dados verdadeiros (tabela de recursos e usos de 2013) é de 90,52%.

GRÁFICO 8-3. PROPORÇÃO DO TRABALHO TOTAL ALOCADO EM CADA UM DOS SETORES DA ECONOMIA (DADOS VERDADEIROS EM 2009 E ECONOMIA SIMULADA)



Fonte: FGV-CERI.

A partir dos resultados, o modelo, apesar de sua simplicidade, parece replicar adequadamente as variáveis de consumo, trabalho e produção.

8.3.3 CUSTO DO DÉFICIT ENERGÉTICO

8.3.3.1 Custo do Déficit Energético em Equilíbrio Geral pela Ótica do Produto

A função de produção utilizada neste modelo não permite que as firmas realoquem os insumos, e, por isso, o custo calculado pode ser interpretado como o custo máximo que o racionamento de determinada profundidade impõe à sociedade. Os custos médio e marginal são calculados a partir das variáveis de equilíbrio do modelo do benchmark (X_b, C_b, P_b, h_b, c_b e W_b) e com racionamento (X_r, C_r, P_r, h_r, c_r e W_r). O custo marginal (CMg_i)³⁶ do patamar i de racionamento é função do custo médio desse patamar (CMe_i) e do custo médio do patamar imediatamente anterior (CMe_{i-1}), ponderados pelos seus respectivos percentuais de corte r_1 e r_{i-1} , como dados pelas fórmulas (8.25) e (8.26):

$$(CMe_i \Delta e) = \frac{\Delta PIB(r_i)}{\Delta e(r_i)} \frac{PIB_{2014}}{E_{2014}} \quad (8.25)$$

³⁶ O custo marginal, a rigor, seria a variação instantânea no custo ao aumentar a profundidade do corte a partir do ponto no qual já se encontra. Esta é uma medida de “custo marginal médio”.

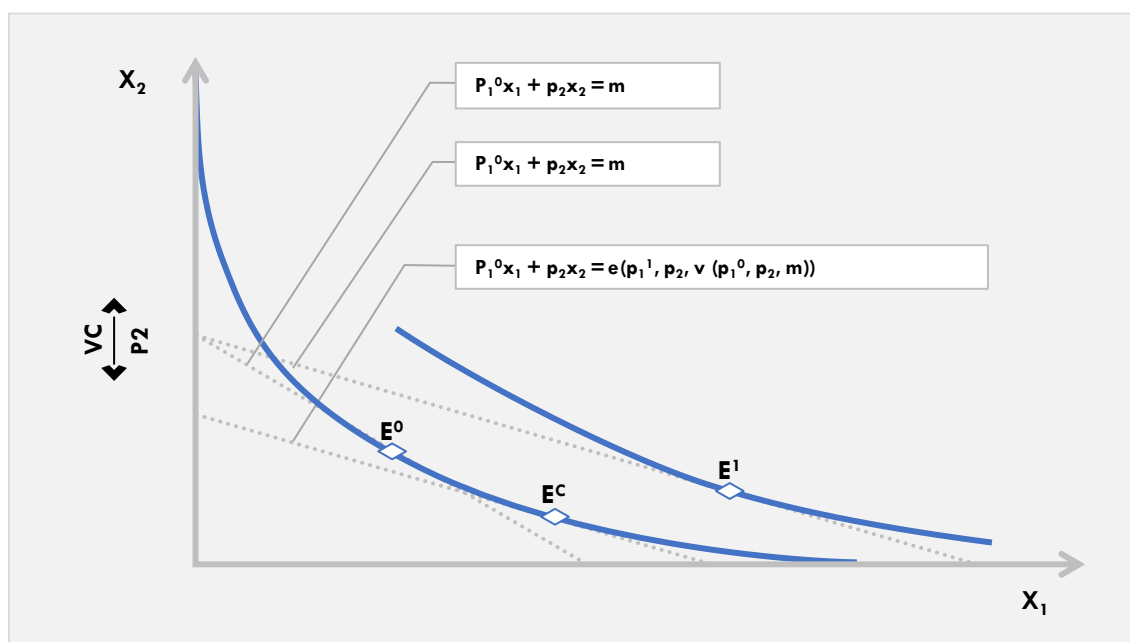
$$CMg_i = \frac{CMe_i r_i - CMe_{i-1} r_{i-1}}{r_i - r_{i-1}} \quad (8.26)$$

Como no modelo a variação da produção é linear e os preços são relativos e se mantêm constantes, tem-se que para qualquer patamar os custos marginais e médios se mantêm constantes e iguais a R\$ 14.104,00 MWh.

8.3.3.2 Custo do Déficit Energético em Equilíbrio Geral pela Utilidade

Uma medida mais completa para o cálculo do custo do déficit é pela ótica do bem-estar. A implementação realizada a partir do modelo de EGC original (a ser descrita no tópico a seguir) é baseada no conceito de variação compensatória (VC). Avaliou-se qual seria o acréscimo de consumo capaz de fazer com que o consumidor representativo voltasse ao seu nível original de utilidade após os efeitos da mudança econômica implementada (a restrição na disponibilidade de energia). Em seguida, esta variação percentual no consumo é transformada em valores monetários e este valor monetário corresponde ao custo do déficit para o nível de corte estabelecido. A figura a seguir ilustra graficamente um caso simples para essa métrica – o impacto da mudança no preço de um dos bens (passando de p_1^0 para p_1^1) e a implementação de uma variação compensatória que faça com que, dada a mudança no nível de utilidade, o consumidor volte para a situação original (curva de indiferença que compreende os pontos E^0 e E^c)³⁷.

FIGURA 8-3. VARIAÇÃO COMPENSATÓRIA DADA UMA POLÍTICA DE MODIFICAÇÃO NO PREÇO DE UM DOS BENS



Fonte: Varian (2012), elaboração: FGV-CERI.

³⁷ Esta análise é oriunda do trabalho seminal de Hicks (1939): Value and Capital.

Calcular-se-á o custo do déficit a partir do cálculo de quanto o agente representativo deve receber (em termos de consumo) para que sua utilidade seja a mesma. O modelo de equilíbrio geral informa as variáveis de equilíbrio e a utilidade do consumidor representativo:

$$u_r = \frac{c_r^{1-\rho}}{1-\rho} - \frac{h_r^{1+\psi}}{1+\psi} \quad \text{e} \quad u_b = \frac{c_b^{1-\rho}}{1-\rho} - \frac{h_b^{1+\psi}}{1+\psi}. \quad (8.27)$$

O passo seguinte para o cálculo do custo do déficit pela ótica do bem-estar envolve o cálculo da variação no consumo para manter o agente no mesmo nível de bem-estar anterior ao déficit:

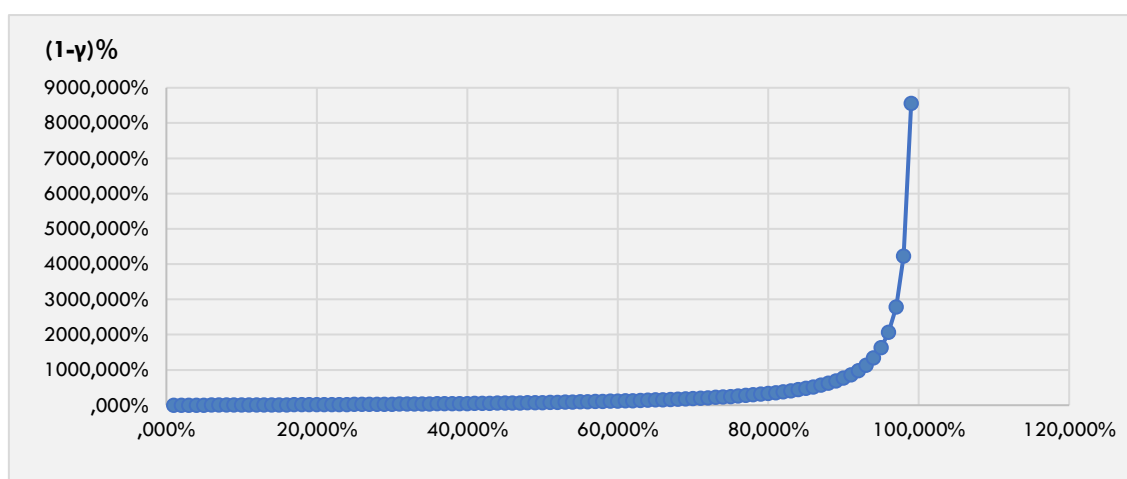
$$\frac{(\gamma c_r)^{1-\rho}}{1-\rho} - \frac{h_b^{1+\psi}}{1+\psi} = u_b = \frac{c_b^{1-\rho}}{1-\rho} - \frac{h_b^{1+\psi}}{1+\psi} \quad (8.28)$$

O que nos leva a

$$\gamma = \frac{1}{c_r} ((1-\sigma) \left[u_b + \frac{h_r^{1+\psi}}{1+\psi} \right])^{\frac{1}{1-\sigma}}. \quad (8.29)$$

Vale ressaltar aqui que o valor do γ e, conseqüentemente, dos custos calculados a partir dele, independem do parâmetro β que optou-se por excluir.³⁸ Os gráficos a seguir ilustram qual o aumento percentual no consumo que deixaria o agente indiferente entre os cenários benchmark e de racionamento (calculado por $(1-\gamma) * 100\%$).

GRÁFICO 8-4. AUMENTO PERCENTUAL NO CONSUMO QUE DEIXARIA O AGENTE INDIFERENTE ENTRE OS CENÁRIOS BENCHMARK E DE RACIONAMENTO

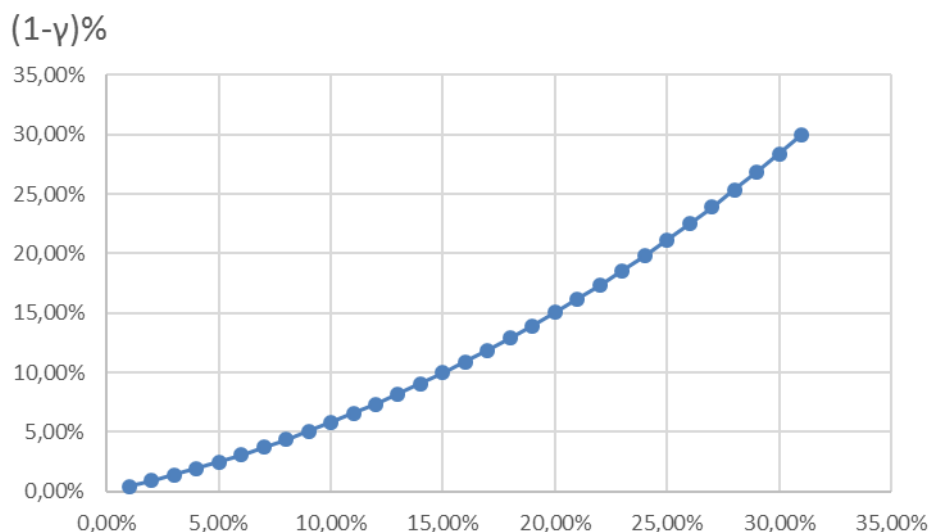


Fonte: FGV-CERI.

³⁸ Ver anexo para mais detalhes.

Para uma melhor visualização do efeito do racionamento, segue o gráfico para racionamentos de até 30%:

GRÁFICO 8-5. AUMENTO PERCENTUAL NO CONSUMO QUE DEIXARIA O AGENTE INDIFERENTE ENTRE OS CENÁRIOS BENCHMARK E DE RACIONAMENTO – RACIONAMENTOS DE ATÉ 30%



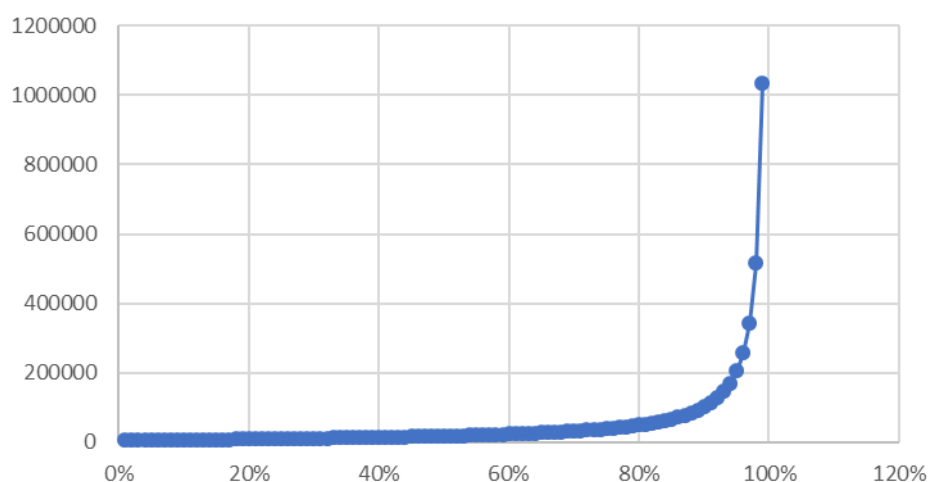
Fonte: FGV-CERI.

Note que a medida que o racionamento aumenta, maior é o aumento que o consumidor necessita como recompensa. Intuitivamente, quanto menos unidades de consumo eu tenho, mais valiosas elas são. Esse resultado é crucial para entender os Custos Médios e Marginais resultantes.

A partir do cálculo do γ calcula-se os custos médios e marginais de forma semelhante ao cálculo do custo do déficit pela ótica do produto.

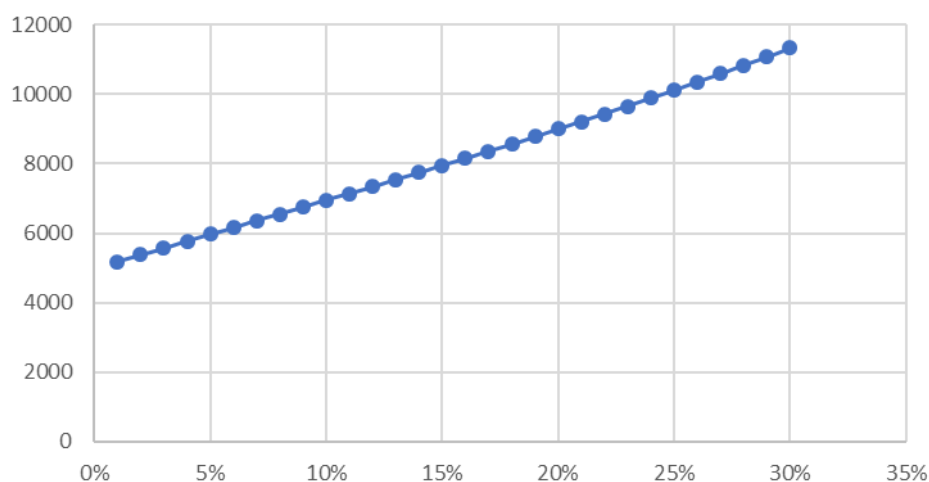
Custo médio do déficit em R\$/MWh é dado por $CD(\Delta e) = \frac{\Delta c(\Delta e)}{(\Delta r)} \frac{C_{2014}}{E_{2014}}$, onde $\Delta c(\Delta e) = (1 - \gamma)$, e a variação de energia é a profundidade do corte ($\Delta e = r$). O modelo permite calcular o custo médio para qualquer valor do racionamento. Caso exista apenas um patamar, este custo deve ser utilizado.

GRÁFICO 8-6. CUSTO MÉDIO (R\$/MWH)



Fonte: FGV-CERI.

GRÁFICO 8-7. CUSTO MÉDIO (R\$/MWH)



Fonte: FGV-CERI.

Note que o custo aumenta de forma mais brusca a medida que a profundidade do corte aumenta, como era de se esperar dados os valores de γ .

O custo marginal, a rigor, seria a variação instantânea no custo ao aumentar a profundidade do corte a partir do ponto no qual já se encontra. O cálculo do custo marginal do déficit é feito a partir do aumento do custo médio entre dois patamares. Para o cálculo do custo do déficit marginal para o patamar de $r_1\%$ a $r_2\%$:

$$CMg(r_2\%) = \frac{CMe(r_2\%)*r_2 - CMe(r_1\%)*r_1}{r_2 - r_1} \quad (8.30)$$

Para o cálculo em quatro patamares, tem-se os seguintes resultados (atualizados pelo IGP-DI 2016):

TABELA 8-1. CUSTO DO DÉFICIT CALCULADO POR EQUILÍBRIO GERAL COMPUTÁVEL

Patamares	EGC medida: utilidade (R\$/MWh)	EGC medida: PIB (R\$/MWh)
até 5%	7.028	14.104
5% a 10%	9.338	14.104
10% a 20%	13.018	14.104
20% a 30%	18.856	14.104

Fonte: FGV-CERI.

É importante ressaltar que o modelo nos permite calcular o custo médio (dado a escolha da métrica) e marginal para qualquer profundidade de corte. A partir destes custos médios, o cálculo dos custos marginais para um, quatro ou qualquer número de patamares é imediato.

9. AVALIAÇÃO DO CUSTO DO RACIONAMENTO DE 2001

Este capítulo apresenta um exercício contra factual, avaliando o racionamento que houve no Brasil entre meados de 2001 e início de 2002.

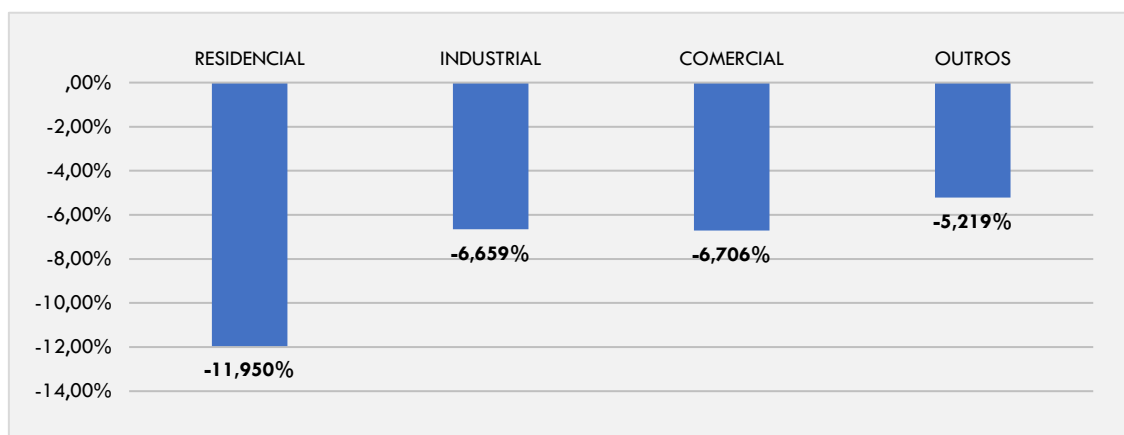
9.1 Efeitos do Racionamento e Premissas sobre o Impacto do PIB

Entre junho de 2001 e fevereiro de 2002 o Brasil esteve oficialmente sob um racionamento de energia. A Câmara de Gestão da Crise de Energia (CGE), instituída através de Medida Provisória, em 10 de maio de 2001, tinha por objetivo administrar a crise de abastecimento de energia elétrica existente naquele momento. O plano adotado por ela visava reduzir o consumo de energia, em relação à média dos meses de maio a julho de 2000, em 20%. Esse plano foi detalhado na Resolução nº 8, de 25 de maio de 2001: de acordo com ela, os consumidores residenciais deveriam reduzir seu consumo em 20% (exceto os consumidores cujo gasto mensal fosse inferior a 100 kWh). No caso das indústrias eletrointensivas, haveria negociação de cortes na produção, com ressarcimento das perdas de receita para os quatro setores mais energointensivos (alumínio, soda-cloro, gases industriais e ferro-ligas). Para as indústrias de alta tensão (como siderurgia, papel e celulose e petroquímica), haveria negociação de cortes entre 15% e 25% no consumo. As indústrias e comércio de baixa tensão estariam sujeitas às mesmas regras do setor residencial. Na área rural a meta de redução de consumo foi de 10%, enquanto no setor público federal a negociação de cortes variava entre 15% e 35% do consumo total.

Além do racionamento, foram adotadas uma série de outras medidas com o objetivo de desestimular o consumo de energia e estimular o aumento da eficiência energética, tais como aumentos nas tarifas de energia elétrica e redução (aumento) de impostos sobre equipamentos com maior (menor) eficiência energética.

O gráfico 9.1 mostra a variação do consumo de energia elétrica por atividade de 2001, em relação ao ano anterior. Como se pode ver, o setor residencial foi um dos que mais contribuiu para o sucesso do racionamento, tendo seu consumo observado uma queda de 12% em relação ao ano anterior. Em seguida vieram os setores industrial e comercial, ambos com redução de 6,7% no período. Os demais setores reduziram o consumo de energia elétrica em 5,2%.

GRÁFICO 9-1. VARIAÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA POR ATIVIDADE



Fonte: EPE.

Com a recuperação dos reservatórios, em 19 de fevereiro de 2002, a GCE emitiu a Resolução nº 117, decretando o fim do racionamento em 28 de fevereiro de 2002. Segundo a GCE, cerca de R\$ 832,94 milhões foram pagos em bônus, R\$ 431,74 foram recebidos em multas e o custo operacional do racionamento foi de R\$ 3,93 milhões.

A dificuldade em se avaliar o custo do racionamento energético reside no fato de que a análise é feita sobre um contra-factual: qual teria sido o crescimento da economia na ausência desse evento? O modelo de equilíbrio geral permite fazer esse cálculo, contudo, para checar se o cálculo tem aderência com a realidade, é necessário fazer suposições sobre as tendências do crescimento econômico naquele momento.

Apesar de o ano de 2001 ter sido bastante conturbado, com crises externas, atentados terroristas nos Estados Unidos, a crise argentina e a explosão da bolha da bolsa norte-americana, a evolução do PIB no período sugere que, na ausência do racionamento, a economia teria crescido 4%, ou menos, naquele ano. No primeiro trimestre de 2000, antes do decreto da restrição energética, o crescimento da indústria de transformação no PIB, ajustado sazonalmente, foi de 1% (4% em termos anualizados). Logo após o fim do racionamento, essa taxa foi de 1,4% (5,7% em termos anualizados). Portanto, parece que a indústria, naquele momento, tinha uma tendência de crescimento de aproximadamente 1% ao ano. Vale notar que o PIB cresceu 4,4% em 2000 e 1,4% em 2001. A média das taxas de crescimento do PIB, na comparação de cada trimestre com o trimestre imediatamente anterior, desde o quarto trimestre de 1999 até o quarto trimestre de 2000, foi de 1,2%. Na indústria, a mesma média foi de 1,4% e nos serviços de 1,1%. Ou seja, há alguma homogeneidade nas taxas de crescimento do período, que já estavam num patamar próximo de crescimento antes do início do racionamento. Assim, não parece que a indústria acelerou a produção para criar estoques (embora essa seja uma questão relevante na análise, não temos dados suficientes para sermos conclusivos a esse respeito).

Nesses cálculos serão adotados os mesmos parâmetros usados na seção de cálculo do custo do déficit: 10% da energia consumida pelas empresas não tem finalidade produtiva e elas podem suportar uma queda de

até 25% nesse suprimento. Além disso, só a redução do consumo industrial e do comercial se converterão numa redução de produção (para que o resultado seja compatível com aquele simulado pelo equilíbrio geral). A queda do consumo de energia residencial e o consumo das outras atividades (pela classificação da EPE) afetará o PIB e diminuirá a produção das atividades econômicas, porém essa redução não ocorrerá em um percentual específico, dependerá de quanto a demanda intermediária dos setores é a demanda do SIUP. Será pressuposto, ainda, que, na ausência do racionamento, o crescimento da demanda energética de todas as atividades teria sido igual ao produto potencial da economia (ou seja, ao crescimento efetivo de 2001 subtraído do impacto do racionamento sobre a atividade no ano). Apesar de essa ser uma hipótese forte, ela é necessária na realização do exercício em virtude da ausência de uma hipótese mais realista.

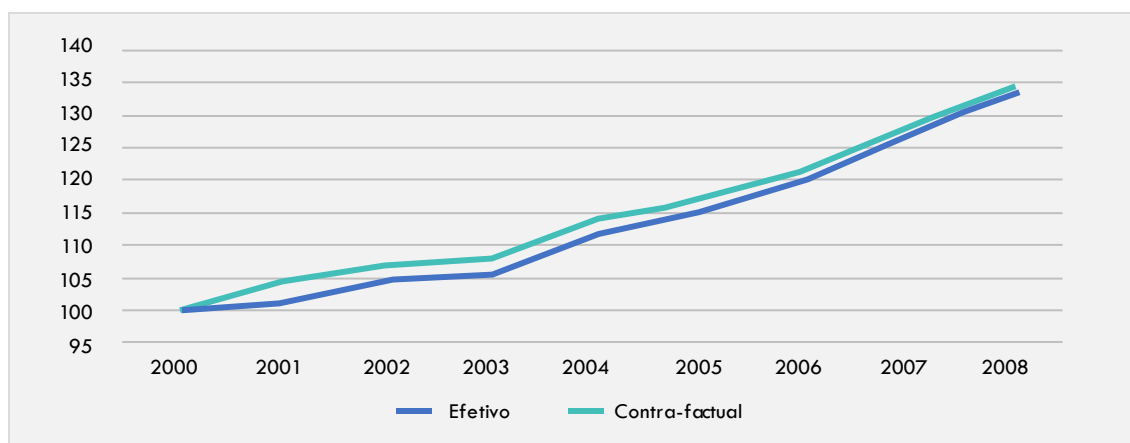
Sendo assim, precisamos determinar quanto a economia teria crescido na ausência do racionamento de 2001, o que é equivalente, por hipótese, a determinar o seu crescimento pontencial. Essa hipótese permite que se calcule, para cada possível crescimento pontencial, qual foi a renúncia de consumo energético de cada setor. Ao comparar esse valor com o observado em 2001 tem-se a magnitude da renúncia de consumo de cada setor. A partir disso, com base nos pressupostos elencados no parágrafo anterior, é possível calcular a proporção de renúncia de consumo de energia para finalidades produtivas em relação à renúncia de consumo total e, com esses valores, pode-se calcular o impacto do racionamento sobre o PIB usando as elasticidades simuladas. Vale notar, todavia, que o crescimento efetivo do PIB (1,4%) subtraído do impacto do racionamento é o próprio crescimento pontencial. Consequentemente, o cálculo do impacto do racionamento sobre a atividade econômica, que depende de uma hipótese de crescimento pontencial, permite checar se essa hipótese estava correta.

A solução desse problema sugere que o impacto do racionamento sobre a atividade foi de 3,0% do PIB e que o crescimento pontencial em 2001 foi de 4,4%, exatamente a taxa de crescimento do ano anterior. Tem-se que 56,7% da renúncia total da oferta energética foi feita por atividades não produtivas e a renúncia de consumo (diferença entre quanto se gostaria de ter consumido no ano e quanto efetivamente se consumiu) foi de 11,8%. Para essa parametrização, a elasticidade estimada pelo modelo entre a redução da oferta energética e a atividade econômica foi de 25,49%. Portanto, a reais de 2001, o custo do racionamento foi de R\$ 39 bilhões. A preços de 2014, atualizando os números pelo deflator do PIB, esse número ultrapassa os R\$ 109 bilhões.

Utilizando uma função de produção do tipo $Y = K^\alpha L^{1-\alpha}$, onde α corresponde à participação do capital na renda e $1 - \alpha$ à participação do trabalho na renda, faremos um exercício com o objetivo de simular os impactos de longo prazo (sobre o produto potencial) do racionamento de 2001, pois sabemos que reduções no investimento podem afetar o crescimento de longo prazo da economia. Apesar de o modelo não permitir uma desagregação setorial do investimento (pois, como colocado anteriormente, não há dados que permitam estimar os pesos dos diferentes bens na cesta de investimentos de cada setor), usando o caso de 2001 construir-se-á uma série de hipóteses, que estão além das hipóteses e dos resultados do modelo, para aproximar o impacto agregado do racionamento sobre os investimentos.

Supondo que, na ausência de racionamento, o investimento cresceria à mesma taxa da economia, em 2001 o investimento teria crescido 4,4%, ao invés de 1,3%. Isso teria elevado o PIB potencial em 0,07% no primeiro ano. Logo, o investimento no ano seguinte teria sido 0,07% maior. No ano seguinte, o PIB potencial também seria algo como 0,07% maior, porque o capital demora para depreciar totalmente. Assim, o investimento também seria 0,07% maior naquele ano. Após cinco anos do choque, essa diferença é só de 0,06%. Após 10 anos é de 0,05% e depois de 20 anos é de 0,03%. Fazendo o valor presente dessas diferenças chega-se a 0,8% do PIB (10% ao ano de juros). Logo, o custo de longo prazo é de 0,8% do PIB. O custo de curto prazo é de 3% do PIB. Portanto, 20% do custo é de longo prazo e 80% do custo é de curto prazo. O gráfico a seguir ilustra a trajetória do PIB efetivo e contra-factual resultante desse exercício.

GRÁFICO 9-2. PIB REAL (EFETIVO E CONTRA-FACTUAL, BASE 100 EM 2000)



Fonte: FGV-CERI.

9.2 O Impacto de Altas no Preço do PLD sobre o PIB

O mercado de energia é dividido entre mercado livre e mercado cativo. No mercado livre, geradores e consumidores podem comercializar livremente a energia produzida, em contratos de médio e longo prazo. Como cada firma tem bastante incerteza sobre a sua demanda energética em horizontes longos, a diferença entre a energia consumida e a energia contratada é liquidada em um mercado de balcão, ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). O PLD é uma função do custo de geração, com um teto estipulado em decreto.

O Brasil enfrentou uma crise hídrica bastante severa nos últimos anos, o que fez com que o PLD saísse de R\$121,29, em julho de 2013, para o teto, R\$822,83, em fevereiro de 2014. Como o valor da energia já contratada pelas empresas estava fixado nos contratos já realizados, a alta no PLD gera incentivos para renúncia do consumo da energia contratada. Especialmente, dado o contexto de baixa demanda, tornava-se possível para as empresas obter lucro por meio da revenda da energia contratada, em vez de utilizá-la para produção.

A competência de definir os limites máximo e mínimo do PLD foi concedida à ANEEL por meio do Decreto 5.163/2004. Na audiência pública nº 54/2014, a ANEEL reduziu o teto do PLD de R\$ 822,83 para R\$ 388,48. Esse fato fez com que o PLD despencasse de R\$ 804,54 em novembro de 2014 para R\$ 388,48 em janeiro de 2015. Logo, há dois eventos de forte variação desse preço que podem ser analisados pelo modelo: janeiro de 2015 e fevereiro de 2014.

É possível simular o choque da mudança de preço no modelo e comparar o impacto previsto nos diversos setores da atividade econômica com o que efetivamente aconteceu nesse período. Para fazer essa simulação é preciso interpretar esse aumento no preço da energia nos termos do modelo, por isso esse choque será emulado como uma redução da produtividade da energia tanto no consumo de insumos como na alocação de trabalho.

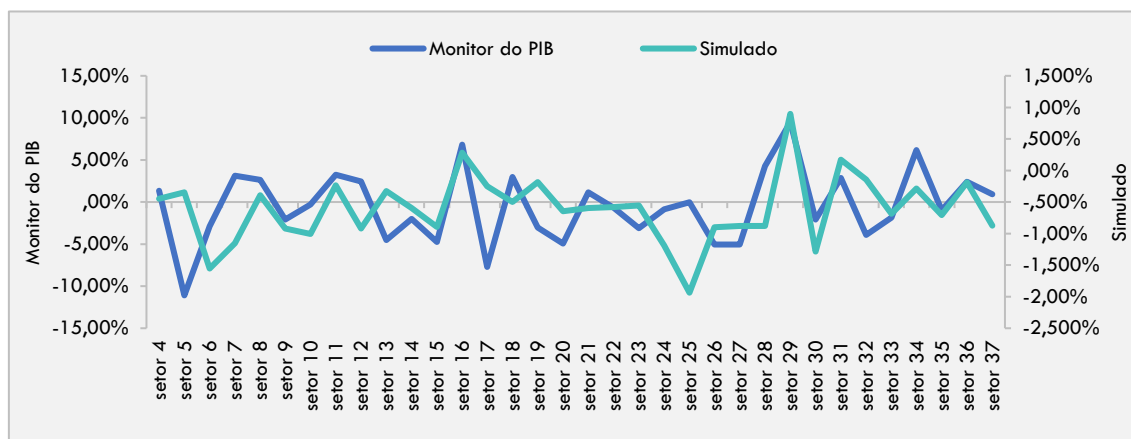
Esse aumento no preço da energia pode ser emulado por uma perda de eficiência na geração energética: para a mesma oferta final passam a ser necessário o emprego de mais pessoas e o de mais insumos. Em outras palavras, os coeficientes de demanda do setor de energia na matriz insumo-produto e o coeficiente da produtividade setorial são, respectivamente, elevados e reduzidos num mesmo percentual pré-determinado. Num primeiro passo, esse choque é feito para um percentual qualquer e é comparado à correlação entre a taxa de crescimento prevista pelo modelo, em cada setor, e a taxa de crescimento efetiva dos setores. Uma alta correlação indicará, simultaneamente, que ocorreu um choque de oferta energética no período e que o modelo replica bem esse tipo de choque. Essa alta correlação também indicaria que o modelo, mesmo tendo sido calibrado com a Tabela de Recursos e Usos de 2005, tem uma forte aderência com a economia até hoje. Havendo a confirmação sobre a aderência do modelo à realidade, pode-se calibrar o choque dado na produtividade do setor de energia de forma a emular o valor das taxas de crescimento e a queda dos diferentes setores da atividade. Assim, será possível calcular os efeitos da queda do PLD sobre o PIB e comparar a eficiência de uma redução na oferta energética via política de racionamento e via aumento de preços.

Os resultados da simulação, comparando os valores simulados do modelo com o crescimento da produção das diferentes atividades, na média móvel trimestral de fevereiro a abril de 2014 com os três meses imediatamente anteriores, podem ser vistos no Gráfico 9.3. Os dados efetivos foram calculados a partir dos dados mensais do Monitor do PIB – FGV/IBRE, que é um indicador mensal da PIB trimestral divulgado pelo IBGE.

Com base nos dados do Monitor do PIB da FGV, foi possível construir índices de produção por setor, desazonalizá-los e chegar à média móvel trimestral do crescimento do primeiro trimestre de 2015 em relação ao último trimestre de 2014. Com o objetivo de checar se a heterogeneidade do impacto da queda do PLD é reproduzida corretamente pelo modelo, podemos comparar essa taxa de crescimento por setor com os dados simulados a partir de um choque de produtividade no modelo. Como mostram os dois gráficos a

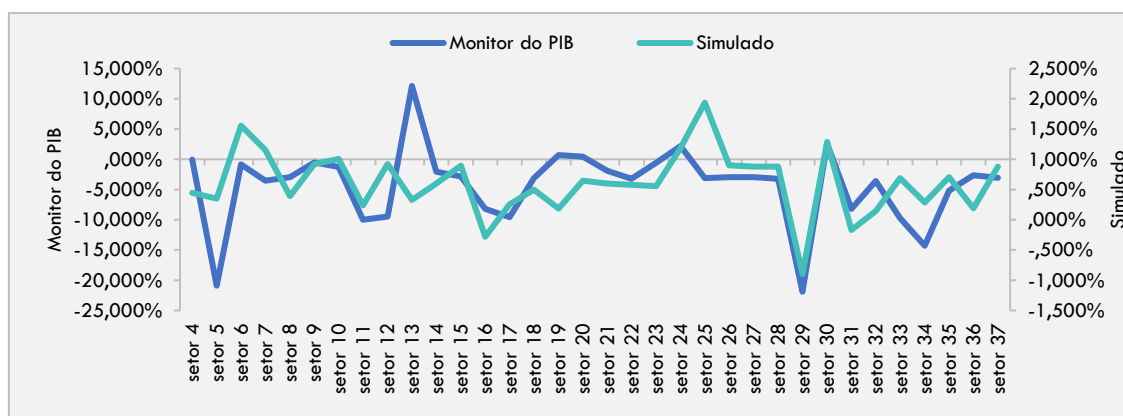
seguir, a correlação entre as séries simuladas e a série do Monitor do PIB é de 30,7% em fevereiro de 2014 e 45% em janeiro de 2015³⁹.

GRÁFICO 9-3. VALOR DA PRODUÇÃO DE INDÚSTRIA DE TRANSFORMAÇÃO APÓS CHOQUE DE PRODUTIVIDADE EM 2014 (EFETIVO E SIMULADO)



Fonte: FGV (Monitor do PIB), dados dessazonalizados. Variação do período de fevereiro de 2014 a abril de 2014 contra os três meses imediatamente anteriores. Elaboração: FGV-CERI.

GRÁFICO 9-4. VALOR DA PRODUÇÃO DE INDÚSTRIA DE TRANSFORMAÇÃO APÓS CHOQUE DE PRODUTIVIDADE EM 2015 (EFETIVO X SIMULADO)



Fonte: FGV (Monitor do PIB), dados dessazonalizados. Variação do período de janeiro a março de 2014 contra os três meses imediatamente anteriores. Elaboração: FGV-CERI.

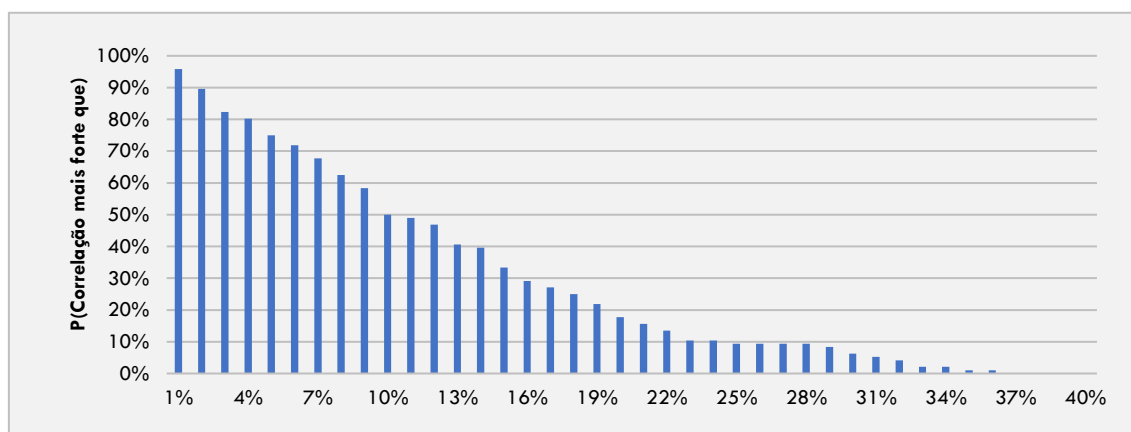
Essas correlações são suficientes, todavia, para indicar a ocorrência de um choque energético? A teoria estatística clássica permite responder essa pergunta: se for feita a suposição de que não houve choques no

³⁹ O choque, no caso de janeiro de 2015, é de aumento da produtividade. Embora esse aumento de produtividade não tenha se verificado na prática, porque o despacho das usinas permaneceu elevado, para o restante da economia é como se a eficiência do setor tivesse aumentado, porque seus preços (pelo menos em termos de custos de oportunidade) caíram.

mercado energético significativos no período de 2004 a 2011 e assim calcular o histograma da correlação entre os choques simulados e a taxa de variação da média móvel trimestral da produção de cada um desses setores nesse período, ter-se-á a distribuição de probabilidade entre a correlação da produção industrial setorial e a simulação do modelo dos efeitos de um choque energético quando não há choque de energia. Esse resultado é a distribuição de probabilidade da estatística de interesse sob a hipótese nula.

Essa distribuição de probabilidade está indicada no gráfico a seguir. Por exemplo, a probabilidade de a correlação entre a simulação do choque do modelo e a produção industrial ser superior a 4% é de 80%. Com essa distribuição empírica é possível testar a hipótese nula de que não houve, em fevereiro de 2014 e nem em janeiro de 2015, correlação estatisticamente significativa (diferente de zero) entre a produção industrial e o resultado do modelo para o impacto setorial de um choque energético. De acordo com esses dados, a probabilidade da correlação entre a simulação e os dados ser superior a 30% é de aproximadamente 6%. Já a probabilidade de ela ser superior a 45% é zero. Portanto, a níveis usuais de confiança, a hipótese nula de que não houve choque energético é rejeitada.

GRÁFICO 9-5. PROBABILIDADE DO MÓDULO DA CORRELAÇÃO ENTRE O MODELO E OS DADOS SER SUPERIOR A CADA UM DOS VALORES DO EIXO HORIZONTAL



Fonte: FGV-CERI.

Os dados obtidos identificam a ocorrência de um choque energético sobre a produção industrial. A magnitude dessa correlação, todavia, depende de todos os outros choques acontecendo na economia naquele instante do tempo. Desse modo, não é possível afirmar, a priori, se essa correlação indica ou rejeita a hipótese nula de que houve um choque energético. Ela somente indica que, se a correlação é realmente estatisticamente significativa, o choque teve pouco impacto na atividade econômica agregada (apesar de ter ocorrido). Nesse sentido, a correlação entre a produção industrial e o choque simulado pelo modelo mostra tanto que o evento aconteceu como que esse não foi o principal determinante da desaceleração econômica nesse período. Afinal, ao calibrar o modelo para uma magnitude de choque que represente a variação observada das atividades, é possível estimar o impacto da alta (e da baixa) do PLD sobre o PIB e, aparentemente, os custos da alta são quase totalmente revertidos pela baixa. De acordo com o modelo, o custo da alta do PLD em 2014 foi de aproximadamente 0,1% do PIB. Ao PIB de 2014, isso corresponde

a aproximadamente R\$ 5,7 bilhões. O benefício da queda do PLD para o PIB em 2015 é aproximadamente de mesmo valor.⁴⁰

O fato de ter ocorrido uma restrição energética de baixo impacto no PIB, contudo, é bastante informativo. Afinal, o modelo proposto permite comparar o impacto de uma restrição energética causada por política de racionamento ou por aumento de preços e, de acordo com os resultados simulados, a alta no PLD impacta a atividade econômica com uma elasticidade de 4,03% entre PIB e oferta de energia. Nesse caso, 70,14% da queda do consumo energético se dá por meio de uma redução no consumo de energia pelas famílias. Por outro lado, um racionamento energético homogêneo em que 70,14% da queda na oferta de energia é causada por uma queda no consumo das famílias, tem uma elasticidade entre PIB e oferta de energia de 8,49%. Logo, o custo, em termos de atividade econômica, de uma restrição energética via racionamento, é quase o dobro do custo social de uma alta de preços, e é isso que o baixo impacto no PIB devido à alta do PLD também sugere.

Esse resultado não é surpreendente, à luz dos chamados primeiro e segundo teoremas do bem-estar (Mas-Collé et.al. (1995), Jehle & Reny (2001) e Varian (1992)). É de se esperar que o mecanismo de preços seja um sinalizador de escassez mais eficiente do que políticas de restrição de consumo. É notável, porém, a diferença de magnitude dos impactos sobre o crescimento econômico de cada uma dessas estratégias de restrição do consumo.

⁴⁰ Evidentemente, isso não é uma recomendação sobre como gerenciar o preço da energia, mas um indicativo de que a eficiência energética tem fortes implicações sobre o crescimento econômico.

10. PESQUISA DIRETA AOS CONSUMIDORES

Este capítulo tem o objetivo de registrar os conceitos que fundamentaram a elaboração dos questionários aplicados durante a pesquisa direta feita aos consumidores finais de energia elétrica. De modo geral, a pesquisa visa investigar a percepção das diferentes classes de consumo quanto aos impactos socioeconômicos de um racionamento de energia. Nesse sentido, o trabalho difere das demais metodologias empregadas para cálculo da função custo de déficit, que se valem de abordagens nas quais mede-se os efeitos da restrição energética de forma encadeada em todos os setores econômicos. De outra forma, o uso da pesquisa direta busca identificar a percepção dos diferentes tipos de consumidores sobre determinados cenários de restrição na oferta de energia elétrica. O objetivo é descobrir o valor monetário que teria efeito similar (ou compensatório) no bem-estar dos consumidores de um modo geral. No entanto, a pesquisa inclui também uma avaliação junto às indústrias, buscando investigar os efeitos das restrições no fornecimento de energia elétrica sob a ótica da gestão dos setores produtivos.

10.1 Introdução à Pesquisa Direta

No contexto do projeto de P&D estratégico em que se insere esta iniciativa, é importante resgatar que já houve em 2009 uma proposta de estimar o custo de déficit a partir de elasticidades da demanda em relação ao preço. Na oportunidade, contudo, a ANEEL avaliou que somente esta abordagem não seria suficiente para representar os custos sociais do não fornecimento de energia elétrica. No entanto, na retomada do tema estratégico pela ANEEL em 2014, a Agência acolheu a proposta de investigar, no escopo desta pesquisa, as metodologias de cálculo do *Value of Lost Load* (VoLL) para identificar como estas poderão ser úteis ao esforço de mensurar o custo do déficit.

De certo modo, a realização de pesquisa direta se coloca como uma investigação complementar às abordagens macroeconômicas que tem sido empregadas historicamente. No estudo de 1988, quando o Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema Elétrica (GCPS) estabeleceu a primeira Função de Custo de Déficit (FCDEF) em patamares, concluiu-se que seria fundamental obter subsídios, por meio de pesquisa direta aos consumidores, a respeito do custo de interrupção da energia elétrica e de outros parâmetros que caracterizem o custo de racionamento⁴¹. O GCPS apontava vantagens no método da pesquisa direta tais como a possibilidade de conhecer os custos de interrupção por ramos de atividades, em função da duração e do horário de ocorrência da restrição no fornecimento.

Entretanto, algumas dificuldades também foram destacadas como a dificuldade de “isolar” o efeito preço de outras variáveis que influenciam a demanda de energia, tais como: o nível de renda, número de consumidores, o consumo de outros energéticos, etc (GCPS, 1988). Para além do fato de identificar as variáveis

⁴¹ Veja conclusões na página 65 do Relatório Final da Comissão para Estudo do Custo do Déficit, GCPS – Rio de Janeiro, 1988.

explicativas da curva de demanda, a compreensão que o GCPS buscava sobre o efeito preço deveria sobrepor ainda um outro obstáculo: a utilização da tarifa como instrumento de política de incentivo ao consumo de energia elétrica em substituição ao uso de derivados de petróleo, conforme se praticava à época. Adicionalmente, os custos com a mão de obra e esforço computacional para realizar uma pesquisa com abrangência nacional⁴² acabou por justificar a postergação deste trabalho na década de 1980.

Diante deste contexto, as seções seguintes representam um passo importante na busca de informações sobre o comportamento do consumidor de energia elétrica no Brasil. Após quase trinta anos do estudo que fundamentou a FCDEF em quatro patamares, algumas das dificuldades para realizar a pesquisa direta foram superadas, especialmente no que diz respeito à capacidade de processamento das informações e acesso aos entrevistados, por meio de formulários eletrônicos. O dimensionamento da amostra considerou o quantitativo mínimo para se obter representatividade estatística dos resultados por região geográfica e por classe de consumo. Cabe destacar, contudo, que a continuidade da aplicação dos questionários dentro da agenda setorial permitiria investigar novos cenários e teria o potencial de produzir a consolidação gradativa das informações necessárias para avaliar os custos sociais da restrição de oferta de energia elétrica e capacidade.

10.2 Aplicação do Custo do Déficit e os Cenários Utilizados da Pesquisa

Direta

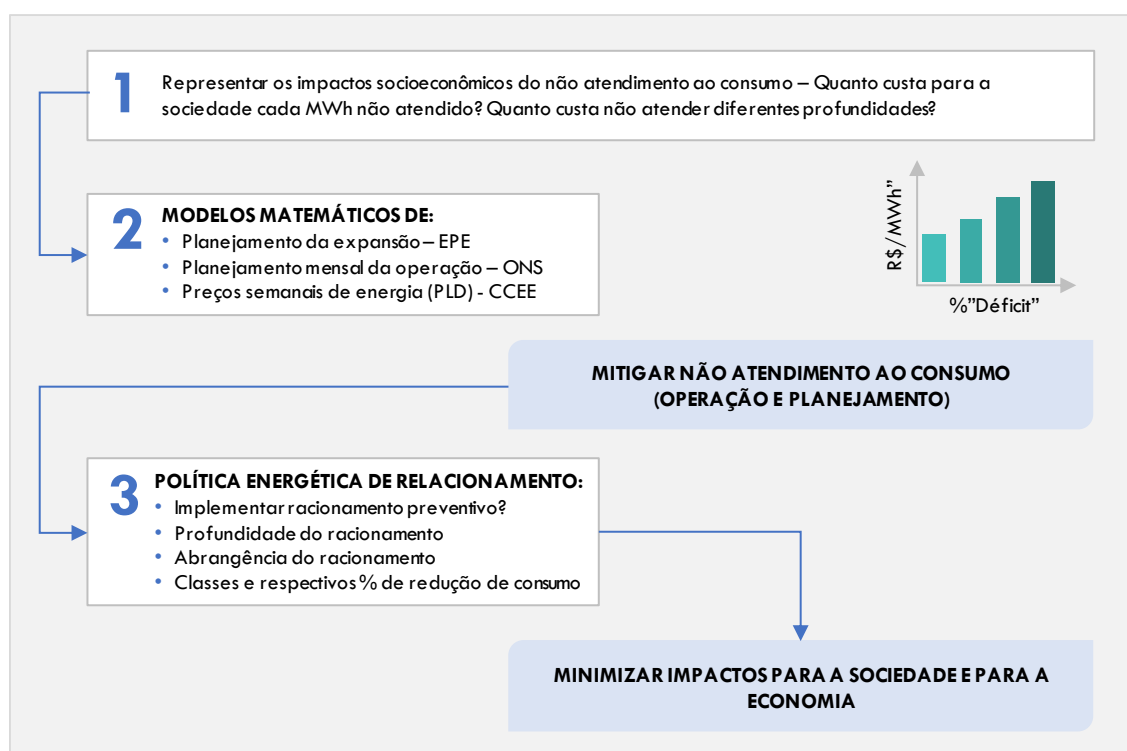
Em linhas gerais, o Custo do Déficit (CDEF), quando inserido nos modelos de operação e de planejamento, deverá desempenhar o papel de mitigar risco de suprimento. Simultaneamente, espera-se ainda que o CDEF seja capaz de representar os impactos econômicos de uma eventual incapacidade de atender integralmente o mercado.

Portanto, a forma de medir e de representar o custo da energia não suprida deve servir: (i) aos objetivos do Operador do Sistema Elétrico, na medida em que é representado matematicamente nos modelos de operação e planejamento; e (ii) aos objetivos do Governo Central na função de formulador de política energética e política de racionamento. Diante desse entendimento, imagina-se que a forma da função Custo do Déficit não tenha que ser necessariamente idêntica para as duas aplicações (modelos matemáticos operação/planejamento e formulação de políticas de racionamento). Apesar de poder assumir formas distintas, espera-se que a origem das informações do CDEF seja única e consistente para as duas aplicações.

⁴² Em 1988 a Companhia Hidrelétrica do São Francisco - CHESF conduziu uma pesquisa direta na região com o objetivo de apurar o comportamento do Mercado Consumidor de energia elétrica em face do racionamento ocorrido na região entre março e dezembro de 1987.

No caso dos modelos operativos, eventualmente um ou dois patamares de déficit poderão ser suficientes para os objetivos de operar com o mínimo custo, mitigando riscos de não suprimento⁴³. Por outro lado, o formulador de políticas públicas poderá se valer de informações mais segregadas quanto aos impactos e ao custo da energia não suprida, em nível nacional, em diferentes classes de consumo ou em diferentes regiões. Poderá existir um encadeamento no uso do custo do déficit dimensionado sob a ótica econômica⁴⁴ e as decisões decorrentes dos modelos matemáticos utilizados para planejamento da expansão e da operação do SIN, conforme ilustra a figura a seguir. Outras duas abordagens, todavia, também foram avaliadas no escopo deste P&D: (i) uma delas se vale da definição do custo implícito do déficit, onde os efeitos são predominantemente avaliados em termos de nível de risco de racionamento e considerando os custos da geração associados; (ii) a segunda abordagem é a pesquisa direta aos consumidores, apresentando cenários de restrição da oferta de energia.

FIGURA 10-1. CDEF SOB A ÓTICA DO IMPACTO SOCIOECONÔMICO – POSSÍVEIS APLICAÇÕES



Fonte: FGV-CERI.

Inicialmente, o escopo do projeto de P&D estabeleceu que a pesquisa direta deveria investigar o custo da interrupção da energia elétrica, ou *Value of the Lost Load* (VoLL) conforme consagrado internacionalmente. O VoLL trata-se de metodologia baseada em pesquisas realizadas com o intuito de estimar o valor do

⁴³ Este tema está tratado no Relatório 4 deste projeto e nas suas atualizações, elaborados pela PSR.

⁴⁴ As principais abordagens econômicas para o dimensionamento do CDEF neste projeto de P&D foram: uso de Matriz Insumo Produto nos temas da metodologia do GCPS de 1988 e Equilíbrio Geral Computável, para medir o impacto do déficit no nível de utilidade.

serviço de confiabilidade elétrica nos Estados Unidos, cujo objetivo inicial consiste em estimar a chamada função custo do consumidor por meio da aplicação de questionários aplicados a consumidores residenciais, industriais e comerciais. Portanto, o desafio inicial do projeto seria adaptar esta prática internacional para o caso brasileiro, e adotar as informações resultantes de forma complementar ao processo de definição da Função Custo do Déficit.

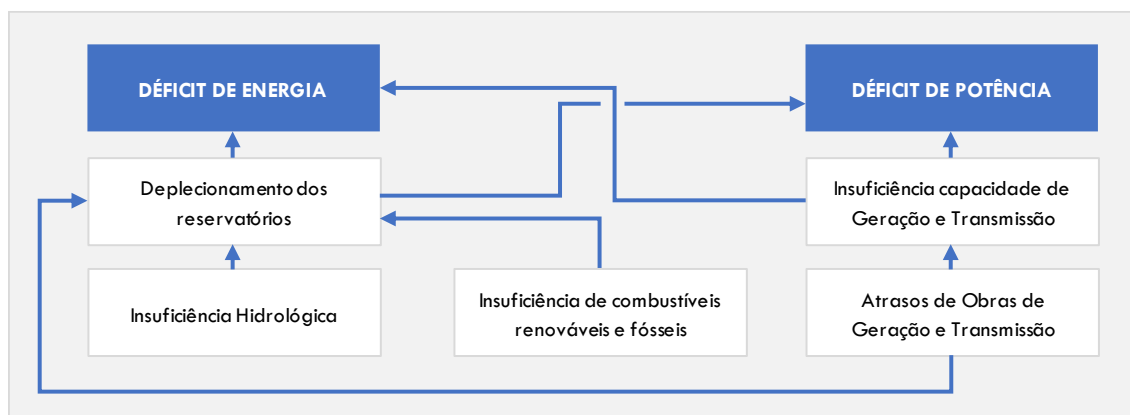
No entanto, durante a fase de adaptação do VoLL para o caso brasileiro, quando os cenários a serem investigados foram construídos, o Comitê Técnico – formado por representantes das empresas do setor elétrico financiadoras da Pesquisa – foi diligente no sentido de ampliar a proposta inicial de cenários a serem pesquisados, passando a incluir, além do cenário de interrupções, um novo cenário sobre racionamento, em formato semelhante ao ocorrido em 2001. Assim, foram investigados os possíveis custos da restrição energética em dois cenários distintos:

- (i) Interrupção programada no horário da ponta (horário definido), que se repete três vezes por semana durante seis meses, ou mais;
- (ii) Racionamento com duração de pelo menos 6 meses, no qual o consumidor entrevistado deverá fazer esforço de redução do consumo, indicando as alterações que faria nos padrões regulares de consumo.

10.2.1 INTERRUPÇÕES PROGRAMADAS GERIDAS PELO OPERADOR DO SISTEMA E RACIONAMENTOS PREVENTIVOS SOB A GESTÃO DOS CONSUMIDORES

Conceitualmente, é possível afirmar que a interrupção no fornecimento da energia decorre de falhas fortuitas de curta duração e de recuperação imediata, quando o sistema pode se recompor em algumas horas ou até em poucos minutos. Embora a natureza das interrupções, ou déficits de potência, seja absolutamente distinta da dos déficits estruturais de energia, para o consumidor que deixa de ser atendido isto pode ser indiferente. Em outras palavras, e como se não importasse se a interrupção teve origem no baixo nível de reservatórios das grandes usinas hidrelétricas ou se foi ocasionada por problemas nos equipamentos das redes de distribuição ou transmissão, uma vez que a falta de energia momentânea trará consequências semelhantes nos dois casos. A **Erro! Autoreferência de indicador não válida.** ilustra possíveis causas de déficit de energia e de potência.

FIGURA 10-2. POSSÍVEIS CAUSAS DO DÉFICIT DE ENERGIA E DÉFICIT DE POTÊNCIA



Fonte: FGV-CERI.

Vale lembrar que, no Brasil, o atendimento ao consumo do período seco depende, em sua maioria, do volume de água armazenado durante o período úmido. Portanto, a entrada no período seco com reservatórios deplecionados pode levar a déficits de atendimento futuros. Esta falta pode acarretar racionamento (ou racionalização) de energia, caracterizado, geralmente, pelo estabelecimento de uma meta de redução no total de consumo a ser atendido. No entanto, esta redução não necessita ser contínua, linear ou gerenciada pelo próprio consumidor. Ao contrário, é possível alcançar esta meta através do gerenciamento pelo lado da oferta ou mesmo pelo operador do sistema – por exemplo, com um sistema de rodízio de interrupções programadas em áreas pré-definidas.

Da mesma forma como se caracteriza a severidade de um déficit de energia, a interrupção também é medida conforme frequência, duração, profundidade e abrangência. Contudo, adicionam-se outros aspectos fundamentais para qualificar a interrupção: horário de ocorrência, programação (com ou sem aviso prévio) e causa. Os prejuízos causados por uma interrupção dependem destas características, sendo que estes aspectos coincidem com as questões a serem avaliadas no desenho de uma política de cortes ou de racionamento.

Para compreender os impactos da restrição no fornecimento de energia elétrica aos consumidores residenciais, foram elencados nos questionários os inconvenientes que podem ocorrer quando a energia é interrompida por algumas horas, como por exemplo:

1. Valor perdido por alimentos estragados pela geladeira e/ou freezer desligados;
2. Inconveniência sobre o tempo de lazer perdido (uso da TV, DVD, som e computadores);
3. Impossibilidade de executar tarefas domésticas como lavar e passar roupas, utilizar aspirador de pó etc;
4. Impossibilidade de usar ventilador no verão;
5. Impossibilidade de usar ar condicionado no verão;

6. Impossibilidade de usar aquecedor elétrico no inverno;
7. Inconveniências em se arrumar para trabalho/ escola/ faculdade (ex: indisponibilidade de água quente em chuveiros elétricos, iluminação insuficiente, uso de aparelhos elétricos de higiene e cuidados pessoais);
8. Inconveniência para desempenhar atividade produtiva (trabalho remunerado) na residência;
9. Inconveniência para estudar;
10. Inconveniência por problemas com segurança (escuro, desligamento de alarmes, etc.);
11. Inconveniência pela parada de aparelhos ligados para uso contínuo (aparelhos de saúde, despertador, relógios digitais, carregamento de baterias);
12. Inconveniência de ficar no escuro;
13. Interrupção do abastecimento de água.

Para o segundo cenário, onde é apresentada a possibilidade de racionamento sob a forma de necessidade de redução mensal do consumo regular de energia, os consumidores residenciais foram questionados sobre os inconvenientes de alterar seus hábitos de consumo, como reduzir o uso da iluminação, a frequência e a duração de uso do chuveiro elétrico e de aparelhos de ar condicionado. Diante das situações apresentadas, a pesquisa residencial foi orientada para identificar a disposição a pagar visando evitar os inconvenientes apresentados ou, de outro modo, qual seria o valor suficiente para reparar os transtornos decorrentes de restrições no uso da energia elétrica conforme o padrão das residências entrevistadas.

Já para os consumidores industriais e comerciais, os efeitos de um corte inesperado no fornecimento de energia envolvem custos imediatos, como a perda de produção ou perda de matéria prima, mão de obra ociosa e custos para retomada do processo produtivo interrompido. Caso as interrupções tornem-se frequentes, haverá um movimento natural da indústria e do comércio no sentido de buscar alternativas para se proteger dos impactos da falta recorrente da energia, incorrendo em custos de adaptação do processo industrial ou na atividade comercial, com a clara finalidade de mitigar os prejuízos. Por sua vez, interrupções frequentes e precedidas de aviso preservam características de uma política de racionamento, sendo esta uma das possíveis formas de aplicação desta pesquisa (Em linhas gerais, o Custo do Déficit (CDEF), quando inserido nos modelos de operação e de planejamento, deverá desempenhar o papel de mitigar risco de suprimento. Simultaneamente, espera-se ainda que o CDEF seja capaz de representar os impactos econômicos de uma eventual incapacidade de atender integralmente o mercado.

Portanto, a forma de medir e de representar o custo da energia não suprida deve servir: (i) aos objetivos do Operador do Sistema Elétrico, na medida em que é representado matematicamente nos modelos de operação e planejamento; e (ii) aos objetivos do Governo Central na função de formulador de política energética e política de racionamento. Diante desse entendimento, imagina-se que a forma da função Custo do Déficit não tenha que ser necessariamente idêntica para as duas aplicações (modelos matemáticos operação/planejamento e formulação de políticas de racionamento). Apesar de poder assumir formas

distintas, espera-se que a origem das informações do CDEF seja única e consistente para as duas aplicações.

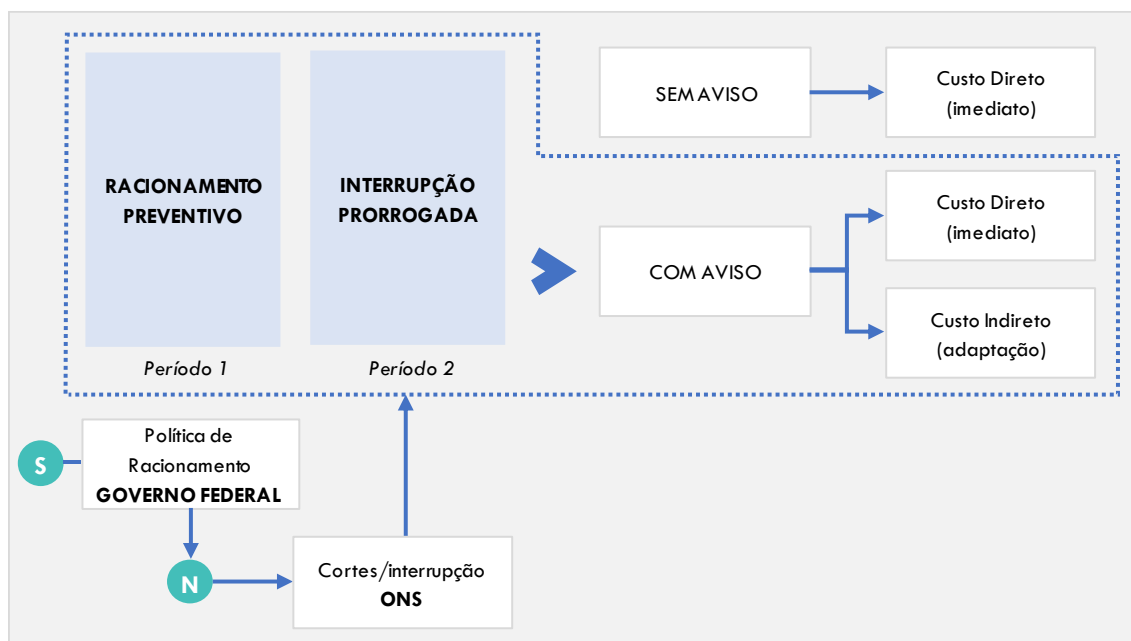
No caso dos modelos operativos, eventualmente um ou dois patamares de déficit poderão ser suficientes para os objetivos de operar com o mínimo custo, mitigando riscos de não suprimento. Por outro lado, o formulador de políticas públicas poderá se valer de informações mais segregadas quanto aos impactos e ao custo da energia não suprida, em nível nacional, em diferentes classes de consumo ou em diferentes regiões. Poderá existir um encadeamento no uso do custo do déficit dimensionado sob a ótica econômica e as decisões decorrentes dos modelos matemáticos utilizados para planejamento da expansão e da operação do SIN, conforme ilustra a figura a seguir. Outras duas abordagens, todavia, também foram avaliadas no escopo deste P&D: (i) uma delas se vale da definição do custo implícito do déficit, onde os efeitos são predominantemente avaliados em termos de nível de risco de racionamento e considerando os custos da geração associados; (ii) a segunda abordagem é a pesquisa direta aos consumidores, apresentando cenários de restrição da oferta de energia.

Figura 10-1). Nesse sentido, os questionários aplicados aos setores produtivos – comércio e indústria – foram orientados para investigar a relação do uso da energia com o valor da produção, associando o custo do déficit (por racionamento ou interrupção) à perda de valor agregado nestes setores.

Tendo em vista a similaridade entre políticas de racionamento e programas de interrupções com aviso prévio, o cenário relativo ao VoLL foi adaptado para uma situação de políticas de cortes programados, que hipoteticamente ocorreriam em um período de 6 meses ou mais, tanto para residências quanto para os setores produtivos. As premissas adotadas para relacionar os dois cenários – interrupção com cortes programados pelo Operador e racionamento com redução do consumo sob gestão dos próprios consumidores – foram construídas a partir do pressuposto que interrupções programadas seriam implementadas em casos mais severos de atendimento à carga, devido ao fato de os reservatórios estarem deplecionados para além dos níveis que permitiriam o atendimento normal do consumo no horário da ponta. Por outro lado, o racionamento sob a gestão dos consumidores tem a característica de prevenir que a situação mais severa com interrupções ocorra. Portanto, o cenário de racionamento tem a finalidade de economizar a água dos reservatórios, enquanto os cenários de interrupções programadas refletem a incapacidade de os reservatórios atenderem a energia demandada na ponta do sistema (Figura 10-3).

Diante desse pressuposto, espera-se que o custo do déficit avaliado sob a ótica da interrupção constitua um valor de referência limite (valor teto) para o Custo do Déficit relativo a programas de racionamento preventivo, pois quando ocorrer a necessidade de interrupções na ponta devido ao deplecionamento dos reservatórios, o Sistema Interligado Nacional (SIN) estará, em termos de restrição de oferta, no que seria o equivalente ao último patamar de déficit.

FIGURA 10-3. RELAÇÃO ENTRE OS CENÁRIOS DE RACIONAMENTO E INTERRUPÇÕES PROGRAMADAS



Fonte: FGV-CERI.

10.2.2 RESIDÊNCIAS E COMÉRCIO: VALORES A SEREM UTILIZADOS NOS QUESTIONÁRIOS SOBRE O CUSTO DO DÉFICIT:

Uma das recomendações para a construção de pesquisas de disposição a pagar (DAP) ou de disposição a receber (DAR) é que sejam evitadas questões abertas, nas quais o entrevistado tem apenas uma visão qualitativa do que está sendo avaliado. O uso de referências numéricas contribui para se obter um melhor grau de precisão e consistência dos resultados, em face do objetivo de se obter valores para o cenário investigado (veja item 10.3.1). Na elaboração dos questionários residenciais e comerciais, foram estabelecidas premissas relativas aos valores sugeridos de disposição a pagar e a receber, sendo que para cada faixa de consumo mensal foram fixados três valores de referência (máximo, médio e mínimo). Caso nenhum dos três valores se mostrasse aderente às expectativas do entrevistado, então ele poderia informar qual o valor que estava disposto a pagar ou a receber de forma independente das referências.

Os valores foram definidos para cada faixa de consumo, conforme detalhado a seguir.

Questionamento sobre Cenário com Interrupções Programadas – Residências e Comércio

Valor máximo: Obtido pelo produto entre o consumo médio no horário do corte (MWh) e o Custo de Interrupção de 16.000 R\$/MWh. Este valor foi obtido originalmente em dólares no relatório ELETRO-BRASIL/GCOI, Relatório SCEL/GTAD – Relatório da Pesquisa sobre Custo de Interrupção no Fornecimento

de Energia Elétrica - 01/91 e na tese de doutorado de Magalhães (2008). A conversão do valor de 4,74 US\$/kWh foi feita ao câmbio de R\$ 3,5/US\$.

Valor mínimo: Obtido pelo produto entre o consumo médio no horário do corte (MWh) e o Custo do déficit de 8.000 R\$/MWh, que corresponde ao valor aproximado do último patamar da função de custo do déficit em vigor à época. Isto porque espera-se que o menor valor do custo das interrupções programadas seja no mínimo igual ao valor do último patamar de déficit de um racionamento preventivo.

Valor Médio: Corresponde ao valor médio (entre os dois anteriores) de 12.330 R\$/MWh multiplicado pelo consumo médio no horário do corte (MWh).

Questionamento sobre cenário com Racionamento Preventivo - Residências

Neste cenário é preciso identificar o consumo de energia elétrica em termos de posses e hábitos. Em seguida questiona-se, num eventual cenário de racionamento sob gestão do consumidor, qual o aparelho que preferivelmente deixaria de ser utilizado para se alcançar a redução de consumo de um programa de racionamento preventivo.

A última pesquisa de Posses e Hábitos em nível nacional realizada no âmbito do PROCEL/Eletrobrás divulgou quais são os equipamentos predominantes no consumo médio das residências brasileiras. Assim, com base nesta informação, o questionário sugere valores de DAP/DAR para fazer o uso normal do aparelho colocado em 1º lugar no ranking de preferência do entrevistado. Os itens mais presentes nas residências brasileiras e utilizados para estabelecer as referências de valores na pesquisa são: iluminação, chuveiro elétrico e ar condicionado.

A partir de características médias de potência e padrão de consumo de cada aparelho, foi possível calcular faixas de valores a serem sugeridos para a DAP/DAR de cada equipamento, conforme:

Valor máximo: Obtido pelo produto entre a estimativa de redução máxima do consumo (MWh) associado ao equipamento nº 1 indicado pelo entrevistado e o valor de 8.000 R\$/MWh, que corresponde ao valor do último patamar de déficit em vigor à época da pesquisa.

Valor mínimo: Obtido pelo produto entre a estimativa de redução máxima do consumo (MWh) associado ao equipamento nº 1 no ranking e o valor de 1.600 R\$/MWh, que corresponde ao valor aproximado do primeiro patamar de déficit em vigor à época da pesquisa.

Valor Médio: Corresponde ao valor médio (entre os dois anteriores) de 4.800 R\$/MWh multiplicado pela estimativa de redução máxima do consumo (MWh) associado ao equipamento apontado pelo entrevistado como o 1º no ranking de preferências de uso.

Para as estimativas de redução máxima do consumo, adotou-se que:

Questionamento sobre Cenário com Racionamento Preventivo - Comércio

No cenário de racionamento aplicado ao comércio, não é possível padronizar antecipadamente nos questionários quais são os equipamentos que definem posses e hábitos a serem modificados. Por esse motivo, aplicou-se uma questão aberta solicitando informações sobre os equipamentos que mais consomem energia, para depois indagar sobre a possibilidade de reduzir consumos ineficientes e também sobre a contribuição possível para um cenário de racionamento.

Tendo em vista a contribuição declarada, relativa ao esforço de redução de consumo para o cenário de racionamento, a investigação sobre a DAP ou DAR foi aplicada. Os valores sugeridos nos questionários foram obtidos utilizando o consumo correspondente ao percentual de redução informado, multiplicado pelas referências de preços: mínimo, médio e máximo, respectivamente de R\$ 1.600/MWh, R\$ 4.800/MWh e R\$ 8.000/MWh. Com isso, a partir das respostas iniciais sobre consumo ou valor da conta mensal, o entrevistador apresentava os valores de DAP e DAR, conforme ilustra a tabela a seguir:

TABELA 10-1. EXEMPLO DE VALORES DE DAP / DAR SUGERIDOS PARA CLASSE COMERCIAL POR FAIXA DE CONSUMO E POR ESFORÇO DE REDUÇÃO DO CONSUMO

		DAP/DAR Gestão do Consumidor			DAP/DAR Gestão do Consumidor			DAP/DAR Gestão do Consumidor			DAP/DAR Gestão do Consumidor			DAP/DAR Gestão do Consumidor		
Tarifa Média (R\$/MWh)	413,66	Entrevistado Declara que Reduziria o consumo em: 5%			Entrevistado Declara que Reduziria o consumo em: 10%			Entrevistado Declara que Reduziria o consumo em: 15%			Entrevistado Declara que Reduziria o consumo em: 20%			Entrevistado Declara que Reduziria o consumo em: 30%		
Bandeira Tarifária	verde	Mínimo	Médio	Máximo	Mínimo	Médio	Máximo	Mínimo	Médio	Máximo	Mínimo	Médio	Máximo	Mínimo	Médio	Máximo
kWh	Conta Mensal (R\$)	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$
800	486,08	64	192	320	128	384	640	192	576	960	256	768	1.280	384	1.152	1.920
900	546,09	72	216	360	144	432	720	216	648	1.080	288	864	1.440	432	1.296	2.160
1000	606,10	80	240	400	160	480	800	240	720	1.200	320	960	1.600	480	1.440	2.400
1100	666,11	88	264	440	176	528	880	264	792	1.320	352	1.056	1.760	528	1.584	2.640
1200	726,12	96	288	480	192	576	960	288	864	1.440	384	1.152	1.920	576	1.728	2.880
1300	786,13	104	312	520	208	624	1.040	312	936	1.560	416	1.248	2.080	624	1.872	3.120
1400	846,14	112	336	560	224	672	1.120	336	1.008	1.680	448	1.344	2.240	672	2.016	3.360
1500	906,15	120	360	600	240	720	1.200	360	1.080	1.800	480	1.440	2.400	720	2.160	3.600
1600	966,16	128	384	640	256	768	1.280	384	1.152	1.920	512	1.536	2.560	768	2.304	3.840
1700	1.026,17	136	408	680	272	816	1.360	408	1.224	2.040	544	1.632	2.720	816	2.448	4.080
1800	1.086,18	144	432	720	288	864	1.440	432	1.296	2.160	576	1.728	2.880	864	2.592	4.320
1900	1.146,19	152	456	760	304	912	1.520	456	1.368	2.280	608	1.824	3.040	912	2.736	4.560
2000	1.206,20	160	480	800	320	960	1.600	480	1.440	2.400	640	1.920	3.200	960	2.880	4.800
2100	1.266,21	168	504	840	336	1.008	1.680	504	1.512	2.520	672	2.016	3.360	1.008	3.024	5.040
2200	1.326,22	176	528	880	352	1.056	1.760	528	1.584	2.640	704	2.112	3.520	1.056	3.168	5.280

Fonte: FGV-CERI.

10.2.3 INDÚSTRIA E COMÉRCIO: PERDA DE VALOR AGREGADO

Para os questionários aplicados à indústria, não se investiga a disposição a pagar ou a receber associadas a uma forma de compensação pela indisponibilidade ou restrição ao consumo da energia elétrica. Nos setores produtivos, a energia é geralmente um dos insumos para o processo produtivo e para a geração de valor, por essa razão os efeitos dos cenários de restrição de oferta poderão ser associados aos impactos na produção e no faturamento.

De forma semelhante, o cenário de interrupção no setor de comércio também pode ser avaliado pela perda de valor agregado. Portanto, para o comércio, as duas abordagens foram aplicadas para entender os efeitos de um eventual cenário de interrupções programadas: variação compensatória (medidas de DAP e DAR) e perda de valor agregado. Nesse sentido, a avaliação do custo da restrição energética se sustenta

em informações sobre custos com o processo produtivo, insumos, possíveis adaptações e nível de consumo de energia.

10.3 A Base Metodológica da Pesquisa Direta

O Capítulo 8 deste trabalho versou sobre a base metodológica de modelos macroeconômicos que poderão medir o impacto do racionamento a partir da perda de bem-estar do consumidor. Por essa razão, não se pretende aqui repetir integralmente os aspectos teóricos anteriormente apresentados, mas sim embasar de forma sucinta os conceitos fundamentais que delineiam o desenho dos formulários aplicados e que suportam a interpretação dos resultados obtidos.

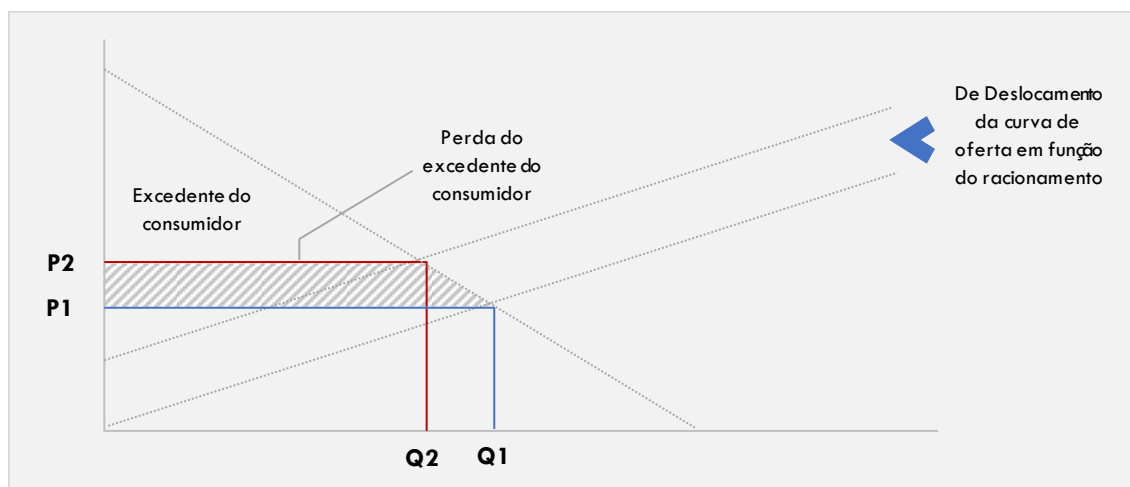
Dito isso, remete-se ao referido capítulo, onde se destacou um aspecto preliminar a ser considerado: antes de avaliar a adequação da metodologia que será empregada para identificar os custos sociais do déficit de energia, é necessário compreender que os racionamentos e seus efeitos tem canais de transmissão dentro do arranjo social e produtivo.

Suponha-se que um racionamento irá necessariamente reduzir a produção das firmas, com reflexos nos lucros, nível de emprego e em salários. Como consequência à menor disponibilidade de renda (e também de bens), haverá redução no consumo final, que se traduz como perda de bem-estar, pois pressupõe-se que o valor atribuído a determinado bem é ao menos igual ou maior que o valor pago por ele. Por essa razão, a perda de bem-estar por unidade de bens que se deixa de consumir é \geq superior ao valor consumido.

Numa situação de racionamento, existe a perda incorrida nos setores produtivos, que pode ser medida pela perda de valor agregado ou pela redução no Produto Interno Bruto (PIB). Conceitualmente, esta perda é definida como a perda de excedente dos produtores, que teriam seus lucros reduzidos. Por outro lado, a perda de bem-estar decorrente do menor consumo pode ser definida como a perda de excedente do consumidor. Busca-se, portanto, qualificar os efeitos de um racionamento sob as duas óticas: (i) os questionários aplicados aos segmentos produtivos tem o objetivo de identificar as medidas de perda de valor agregado, dado um determinado cenário de racionamento; (ii) e as entrevistas direcionadas aos clientes residenciais devem captar qual o valor que esta categoria de agentes atribui à energia consumida. Neste último caso, o valor deve ser maior que a tarifa paga (ou no mínimo igual).

Com base nessa interpretação, aplicou-se a metodologia de “Disposição a Pagar”, em sua concepção mais recente, inserida no campo da Economia Experimental (Harrison & List, 2004). A metodologia oferece a possibilidade de estimar a perda de excedente do consumidor. Em média, os consumidores valoram a eletricidade mais do que seu preço, i.e., o valor de reserva deles é maior ou igual ao preço. A diferença entre o valor de reserva e o preço é o excedente. Um choque na oferta, que diminui a quantidade de eletricidade disponível teria, então, o efeito de diminuir este excedente (Figura 10-4).

FIGURA 10-4. REDUÇÃO DO EXCEDENTE DO CONSUMIDOR EM SITUAÇÃO DE RACIONAMENTO



Fonte: LE (2013), elaboração: FGV-CERI.

Vale lembrar que a eletricidade não consumida não é paga. Desta forma, a diferença entre esta perda de excedente e o valor economizado na conta pode ser interpretado como o custo do déficit, mas para esta medida é necessária uma estimativa do valor de reserva. O método de pesquisa de preferência revelada, onde o entrevistado revela quanto está disposto a pagar por essa eletricidade, pode ser usado para estimar o valor de reserva. O valor de um gerador de back-up ou de um contrato interruptível, por exemplo, revela uma disposição a pagar para evitar a falta de energia elétrica⁴⁵. É também interessante notar que a medida da perda do excedente (área cinza no gráfico) envolve um reequilíbrio dos preços, assim como no modelo de Equilíbrio Geral Computável (EGC). Se considerarmos que no evento de uma restrição da oferta de energia não haverá alteração de preço (seja por razões regulatórias ou pela combinação de custos envolvidos), a perda do excedente seria igual à área cinza do triângulo entre Q1 e Q2.

O questionário dos consumidores residenciais não usa o método de preferência revelada, afinal a maioria dos consumidores residenciais não possui gerador próprio nem acesso a contratos interruptíveis no Brasil (ainda). Então devemos usar a interpretação do excedente do consumidor com cautela. Uma ação já tomada não é necessariamente igual a uma que o consumidor diz que tomaria, devido a todas as incertezas relacionadas a uma pesquisa de cenário hipotético. Por esta razão, podemos interpretar os resultados da pesquisa que mede a Disposição a Receber (DAR) como uma Variação Compensatória (VC), e a Disposição a Pagar (DAP) como Variação Equivalente (VE).⁴⁶ Vale aqui uma comparação entre a interpretação da VC calculada no modelo de EGC e a interpretação dos resultados da pesquisa com o conceito de DAR. No equilíbrio geral, a VC é calculada considerando um “reequilíbrio” da economia, ou seja, dos preços. A

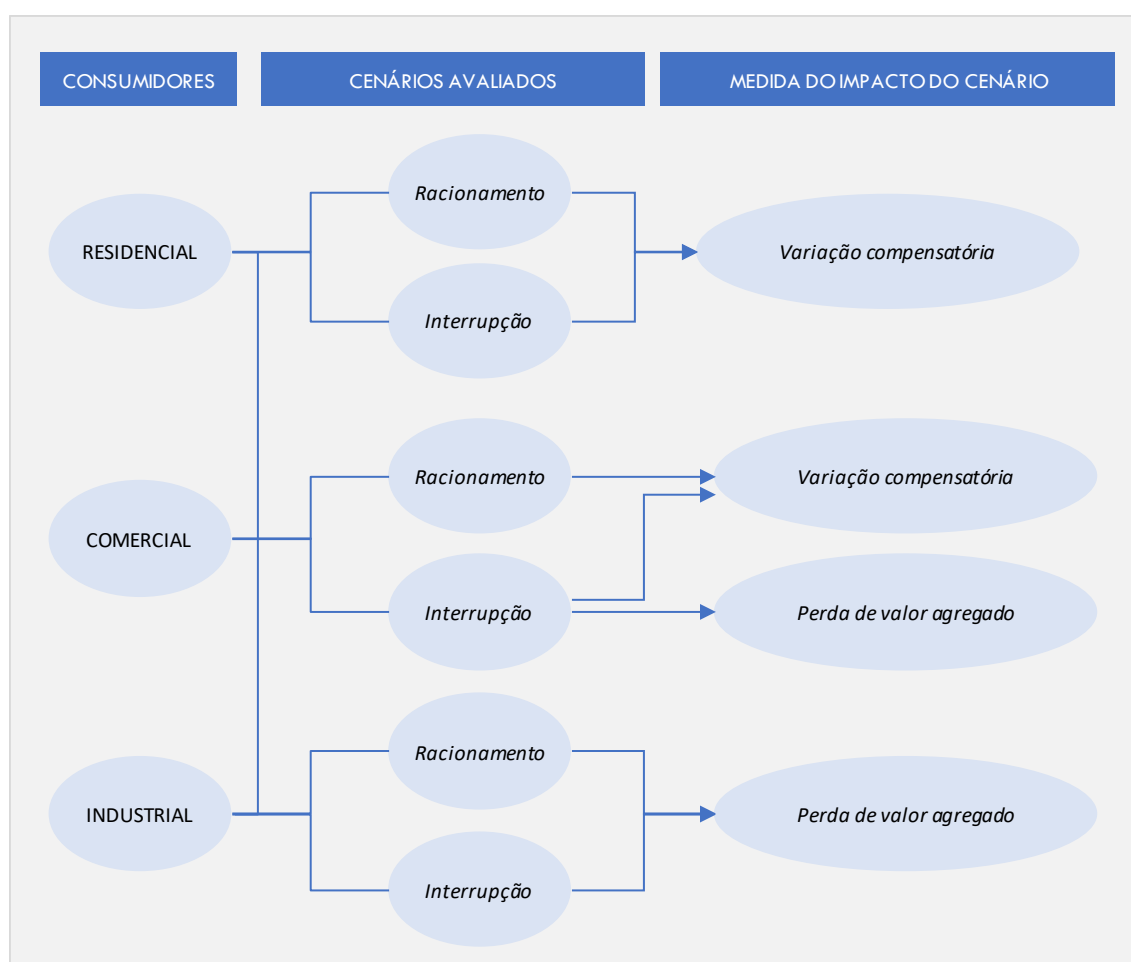
⁴⁵ Sanghvi (1982).

⁴⁶ Ver Varian (2006) para mais detalhes a respeito da VC e VE.

medida corresponde a quanto o consumidor precisaria receber na “nova realidade” para que sua satisfação fosse a mesma de antes. Na pesquisa, a medida de VC é mais realista ao considerar que os consumidores tomam os preços como dados.

Cabe esclarecer que para as indústrias foi adotada outra abordagem, tendo em vista que o valor atribuído à energia consumida pode ser associado mais diretamente à quantidade produzida e aos lucros auferidos por estas empresas. Assim, os questionários aplicados para se estimar o custo de uma redução da oferta de energia não contemplam a metodologia de “Disposição a Pagar”, mas tem como foco um levantamento do valor da produção e investiga como a variação na disponibilidade do insumo “energia elétrica” afeta a produção e eventualmente impõe novos custos de adaptação.

FIGURA 10-5. CENÁRIOS E ABORDAGENS PARA QUANTIFICAR O CUSTO DA RESTRIÇÃO NA OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA



Fonte: FGV-CERI.

10.3.1 VALORAÇÃO CONTINGENTE E DISPOSIÇÃO A PAGAR PARA RESIDÊNCIAS E COMÉRCIOS

Os métodos de Valoração Contingente (VC) começaram a ter destaque a partir da década de 1960, quando passaram a ser utilizados por bancos de desenvolvimento multilaterais e juristas norte-americanos para estipular indenizações relativas a bens e serviços que não estão inseridos dentro de um mercado específico. Assim, como podem ser úteis para avaliar o valor atribuído às externalidades positivas e negativas associadas a bens públicos, os métodos de VC são orientados para estimar medidas de bem-estar ou de utilidade, que, no presente estudo, estão vinculadas ao advento de um eventual racionamento de energia.

O racionamento, assim, é um “bem” (ou mal) para o qual não há um mercado específico. Caso existisse um mercado, no qual quaisquer usuários pudessem contratar uma proteção ou seguro contra esse evento (ou sinistro), então seria possível determinar um preço para o racionamento de forma direta. Entretanto, isto não é possível na prática, de forma que o racionamento pode ser equiparado a uma mercadoria para a qual não existe um mercado ou, ao menos, não há um mercado acessível a todos os consumidores. Ocorre que o fato de não existir um “mercado” para se proteger de um racionamento não quer dizer que não exista um valor econômico associado a este evento. Ao contrário disso, a sua existência tem impacto no bem-estar social.

Nesses casos, o método de valoração contingente consiste em aplicar aos consumidores duas modalidades de questionamentos: quanto estão dispostos a pagar para evitar os efeitos de um racionamento preventivo, ou seja, sua explícita Disposição a Pagar (WTP – Willingness to Pay ou DAP), ou quanto aceitariam receber, em termos de crédito financeiro, para suportar os mesmos efeitos do eventual racionamento - sua explícita disposição a receber (WTA – Willingness to Accept ou DAR).

Existe, portanto, um desafio relevante de compreender qual o valor do bem-estar decorrente do consumo de energia elétrica. Dito de outra forma, qual o valor monetário que seria suficiente para compensar os consumidores residenciais pela restrição ou pela indisponibilidade da energia elétrica? Esta investigação é feita de forma direta aos entrevistados, por meio de questionário que deve ser elaborado com base em um cenário bem estruturado. O grau de precisão das respostas obtidas tende a estar associado ao nível de familiaridade que o respondente possui sobre o tema. Nesse sentido, as seguintes premissas foram adotadas a partir das recomendações do NOAA – *National Oceanic and Atmospheric Administration* (1993)⁴⁷ na elaboração e na aplicação dos questionários utilizados nesta pesquisa:

- 1) Descrição precisa da situação que o entrevistado vai avaliar;

⁴⁷ NOAA – *National Oceanic and Atmospheric Administration* (1993), que reuniu nomes célebres da Academia Econômica para discutir a aplicabilidade de métodos de Valoração Contingente e Análise Conjunta na determinação do valor de recursos naturais, apontando as críticas mais relevantes e propondo soluções para minimizar essas limitações.

- 2) Utilizar o formato *referendum* (evitar formato *open-ended*), no qual o respondente considera referências oferecidas pelo entrevistador, proporcionando um output mais preciso. Nesse caso, as faixas de valores pré-estabelecidas utilizaram o modelo “double-bounded”, também conhecido como *referendum* com *follow-up*, em que é sugerido um segundo valor, que será maior ou menor que o primeiro, de acordo com a resposta do entrevistado (maior se “sim”, e menor se “não”);
- 3) Montar o perfil socioeconômico do entrevistado: o objetivo é identificar também o posicionamento sobre outros fatores que possam estar associados ao tema em questão ou à resposta oferecida. Assim, passa a ser possível incluir variáveis explicativas em um modelo de regressão;
- 4) As entrevistas devem ser conduzidas pessoalmente ou, pelo menos, por telefone;
- 5) Implementar testes-piloto do questionário, para avaliar seu desempenho e treinar os entrevistadores, e incluir perguntas para validar a compreensão do respondente na amostra final;
- 6) No caso de avaliação de um racionamento, o estudo deve ser conduzido a um intervalo de tempo significativo do ocorrido.

Nos questionários aplicados aos consumidores residenciais e comerciais, o custo do déficit - sob a forma de interrupção e sob a forma de racionamento - foi inferido a partir das respostas sobre o valor que os entrevistados estariam dispostos a pagar para evitar a interrupção ou ao montante que precisariam receber para que fossem compensados pelo inconveniente de não poder consumir a energia da forma habitual. Adicionalmente, na pesquisa aplicada ao comércio, o custo da interrupção também foi investigado a partir da perda de valor agregado, permitindo uma comparação entre os resultados avaliados com as duas abordagens.

10.3.2 VALOR AGREGADO BRUTO E PADRÃO DE CONSUMO ENERGÉTICO

A perda de valor agregado decorrente de eventual racionamento foi investigada nos cenários de interrupções programadas apresentados aos respondentes da indústria e também do comércio. Neste último, o custo da interrupção também considerou medidas de variação compensatória para avaliar o custo da interrupção conforme mencionado na seção anterior (veja Figura 10-5).

O estudo sobre o custo da interrupção e a metodologia do VoLL oferece informações relevantes para definir as questões voltadas a identificar os custos diretos e indiretos associados aos cenários de restrição no fornecimento de energia elétrica. A opção por investigar os efeitos de um programa de interrupções programadas com aviso prévio se justifica pelo fato deste representar uma situação mais grave que um racionamento preventivo, e, portanto, os seus resultados seriam capazes de constituir uma espécie de limite ou teto para o custo do racionamento. Além deste fato, a possibilidade de apontar mais claramente os custos diretos e indiretos da interrupção programada pode ser vista como uma vantagem em relação ao cenário de racionamento. Os efeitos de interrupções são de mais fácil visualização e contribuem para tornar os cenários mais concretos, na medida em que se estabelecem os dias da semana e horários que as indústrias e o comércio ficariam sem a

energia elétrica. Com isso, os respondentes podem fazer um exercício de avaliar inclusive possíveis adaptações nos processos produtivo e comercial (relacionados aos custos indiretos).

Assim, os questionários aplicados à indústria visam apurar custos totais de produção, divididos em: matérias-primas; mão de obra, energia elétrica e outros itens. Ao apresentar o cenário de interrupção, pede-se que o entrevistado informe a perda econômica e financeira mensal, tendo em vista a perda de produção, a retomada de produção, a disponibilidade de mão de obra, a perda de matéria-prima, etc. Além disso, solicita-se que sejam avaliadas possíveis reduções de custos ou alternativas de adaptação, tendo em vista que as interrupções seriam programadas e com duração de pelo menos seis meses.

Pede-se que sejam considerados ajustes em contratos, redução nas compras de energia, possibilidade de adquirir novas máquinas, substituição de insumos, entre outras possibilidades, para o setor industrial. No caso do comércio, são questionados os seguintes custos: vendas perdidas, mão de obra parada, danos à imagem do estabelecimento, queima de equipamentos, etc. Diante destas informações, o questionário visa estimular uma reflexão sobre como o padrão de consumo energético se vincula aos demais fatores de produção, ou, no caso do comércio, como o padrão de consumo impacta o processo de vendas.

10.4 A Definição da Amostra

A etapa de definição das amostras visou conciliar: (i) a representatividade que se buscava obter nas classes de consumo e nas regiões geoeletricas do Sistema Interligado Nacional (SIN); e (ii) o acesso aos cadastros de potenciais entrevistados.

Para a classe residencial, a questão do acesso aos respondentes não impõe dificuldades, porque as entrevistas são feitas presencialmente nas residências das áreas selecionadas a partir de sorteio dos setores censitários. No que diz respeito às classes industrial e comercial, contudo, existe um desafio relevante, que é encontrar os interlocutores adequados para tratar dos dois temas fundamentais: gestão dos processos e gestão do insumo energia elétrica. Por essa razão, optou-se por adotar um banco de dados de agentes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), com contatos telefônicos dos responsáveis pela gestão e operação da compra de energia. Nesse caso, a amostra utilizada tende a incluir um quantitativo maior de clientes livres do que o segmento da indústria e comércio tem de fato. Por isso, na interpretação dos resultados deverá ser considerado este aspecto.

Cabe mencionar um destaque sobre a escolha das três classes de clientes entrevistados: residencial, comercial e industrial. Estas três classes são as mais representativas em termos de quantidade de unidades consumidoras e também em função do volume de energia consumido. Considerando os dados de 2015, as três classes selecionadas correspondem a 93,3% do total de unidades consumidoras do Brasil, enquanto em termos de consumo de energia, representam 80,6% do consumo nacional. Deste modo, os custos operacionais necessários para elaborar e aplicar os questionários específicos para as outras classes (como rural, serviços públicos, iluminação pública) não se justificaria no contexto deste projeto.

Para além das características destacadas, há também os aspectos teóricos do dimensionamento da amostra que devem ser observados. Mesmo quando a população é desconhecida, a teoria amostral permite estimar quantas entrevistas devem ser feitas e qual o seu grau de precisão. Isso se justifica porque uma das características da amostragem, contraintuitiva, mas bastante útil neste tipo de pesquisa, é que a precisão da amostra está mais ligada ao seu próprio tamanho do que ao tamanho da população. Por exemplo, um aumento de duas ou quatro vezes no tamanho do universo pesquisado – para um mesmo erro amostral – adiciona, respectivamente, 7 e 4 entrevistas no tamanho amostral, se o erro for de 5 pontos percentuais, ou adiciona 3 e 4 entrevistas no tamanho amostral, se o erro for de 6,5 pontos percentuais (**Erro! Autoreferência de indicador não válida.**). O crescimento da amostra a ser considerada, portanto, não cresce linearmente como o tamanho do universo a ser avaliado. Por outro lado, caso se busque uma pequena melhora na precisão dos resultados, a quantidade de entrevistas adicionais necessárias aumentará em maior proporção que a redução na margem de erro.

TABELA 10-2. COMPARATIVO ENTRE A QUANTIDADE DE ENTREVISTAS PARA UNIVERSOS AMOSTRAIS DISTINTOS

Erro da amostra	Universo		
	10.000	20.000	40.000
5 p.p.*	370	377	381
6,5 p.p.	222	225	226

Fonte: FGV-CERI.

Diante desse fato, não seria necessário conhecer exatamente o tamanho do universo amostral, porque sabe-se que cerca de 380 entrevistas são capazes de permitir um erro de 5 pontos percentuais para qualquer população entre 10.000 e 1 milhão. Ainda que no setor elétrico a quantidade de unidades em cada classe de consumo seja uma informação disponível nos bancos de dados oficiais, esta não foi uma questão chave no dimensionamento do quantitativo de entrevistas a serem realizadas. Assim, foram estabelecidas as metas para a realização de 1600 entrevistas na classe residencial, 500 entrevistas no setor industrial e 1000 para o comércio.

A partir dessa definição, foi necessário distribuir o total de entrevistas de cada classe de consumo e entre as regiões do Brasil. Para isso, foi considerada a proporção de unidades consumidoras da classe específica em cada região. As tabelas a seguir ilustram a aplicação deste critério para dimensionar o quantitativo de entrevistas por classe de consumo e por região.

TABELA 10-3. ESTIMATIVA DAS ENTREVISTAS DA CLASSE RESIDENCIAL EM CADA REGIÃO

Residencial

Regiões	#U.C	Quantidade
Sudeste	45,17%	723
Centro-oeste	7,50%	120
Sul	14,50%	232
Nordeste	26,76%	428
Norte	6,06%	97
Brasil	1000,00%	1.600

Fonte: FGV-CERI.

TABELA 10-4. ESTIMATIVA DAS ENTREVISTAS DA CLASSE COMERCIAL EM CADA REGIÃO

Regiões	Comercial, serviços, outros	
	#U.C	Quantidade
Sudeste	43,13%	431
Centro-oeste	8,95%	89
Sul	17,96%	180
Nordeste	23,51%	235
Norte	6,47%	65
Brasil	100,00%	1.000

Fonte: FGV-CERI.

TABELA 10-5. ESTIMATIVA DAS ENTREVISTAS DA CLASSE INDUSTRIAL EM CADA REGIÃO

Regiões	Industrial	
	#U.C	Quantidade
Sudeste	38,43%	192
Centro-oeste	7,76%	39
Sul	42,35%	212
Nordeste	9,23%	46
Norte	2,23%	11
Brasil	100,00%	500

Fonte: FGV-CERI.

É importante mencionar que o total de entrevistas de cada classe de consumidores em cada região foi utilizado como um referencial para o planejamento dos trabalhos de campo, lembrando que estes também deveriam conciliar a execução das entrevistas com o acesso aos bancos de dados, quando se trata de unidades do comércio e da indústria. Nesse sentido, buscou-se priorizar o banco de dados da CCEE, de forma que o planejamento das entrevistas para agentes não pertencentes à CCEE seria feito em caráter complementar, visando atingir a meta de entrevistas por região. As tabelas seguintes representam esta etapa de alocação.

TABELA 10-6. PLANEJAMENTO PARA CAMPO: ALOCAÇÃO DAS ENTREVISTAS DO COMÉRCIO PRIORIZANDO CONTATOS DA CCEE (DATA BASE MARÇO/2016)

A = Amostra	Universe de Comércio no ACL B = #U.C Comercial Agentes CCEE	Entrevistas Comércio na MT e AT C = Min (100% A;B)	Entrevistas Comércio BT D = A-C
431	390	390	41
89	27	27	62
180	116	116	64
235	66	66	169
65	27	27	38
1.000	626	626	374

Fonte: FGV-CERI.

TABELA 10-7. PLANEJAMENTO PARA CAMPO: ALOCAÇÃO DAS ENTREVISTAS DA INDÚSTRIA PRIORIZANDO CONTATOS DA CCEE (DATA BASE MARÇO/2016)

A = Amostra	Universe de indústrias no ACL B = #U.C Indústrias Agentes CCEE	Entrevistas Indústria na MT e AT C = A - D	Entrevistas Indústria BT D = 15%* A
192	1163	163	29
39	79	33	6
212	679	180	32
46	161	39	7
11	34	9	2
500	2116	425	75

Fonte: FGV-CERI.

10.4.1 As CLASSES DE CONSUMO REPRESENTATIVAS NOS GRUPOS A E B

Os agentes da CCEE são, em grande maioria, consumidores conectados na alta tensão e média tensão – Grupo A. Com isso, a estratégia de acesso aos cadastros da CCEE acaba por colocar um viés nas entrevistas, na medida em que passará a refletir predominantemente as respostas de consumidores de grande porte. Ocorre que os dados da ANEEL mostram que em termos de quantitativo de unidades consumidoras, o total de unidades na baixa tensão é muito maior no Grupo B (baixa tensão). Por isso, os resultados obtidos deverão ser reponderados para adequar as conclusões à real representatividade do porte de consumidores. Na aplicação da pesquisa, as proporções entre clientes do Grupo A e Grupo B estão apresentadas na tabela a seguir, assim como a real distribuição dos clientes de acordo com as informações disponíveis na ANEEL.

TABELA 10-8. DISTRIBUIÇÃO DOS GRUPOS A E B DE ACORDO COM AS INFORMAÇÕES DISPONÍVEIS NA ANEEL E A PORÇÃO UTILIZADA NA PESQUISA

	ANEEL			Pesquisa de campo			
	Grupo A	Grupo B	Total	Grupo A	Grupo B	Não Informa	Total
Comércio, serviços e outros	1%	99%	100%	64%	36%	0%	100%
Indústria	10%	90%	100%	86%	86%	8%	100%

Fonte: FGV-CERI.

Em razão do cronograma do projeto, as pesquisas de campo foram interrompidas antes de se cumprir o objetivo de mil (1.000) entrevistas para a classe comercial. No total foram realizadas 290 entrevistas, das quais 185 em unidades do Grupo A e 105 em comércios do Grupo B. Na hipótese de se aplicar reponderação nos resultados, a fim de adequar as conclusões para o quantitativo de unidades em cada classe, haveria predominância absoluta dos resultados de DAP e DAR informados pelo Grupo B, dado que o ponderador deste grupo seria de 99%. Ocorre que o número de entrevistas (105) não permite alcançar conclusões sobre o comércio de baixa tensão com o nível de confiança desejado. Nesse caso, não é indicado que se repliquem, através de pesos representativos, os resultados do Grupo B para toda a classe comercial. De outra forma, o total de entrevistas do Grupo A permite alcançar maior grau de confiança na interpretação dos resultados. Contudo, a análise das respostas de DAP e DAR para a classe comercial de forma agregada poderá impor viés nos resultados, onde seria predominante o padrão dos grandes consumidores comerciais conectados nas redes de alta tensão.

Muito embora não tenha sido possível alcançar a meta de entrevistas para o comércio, as análises dos resultados foram realizadas com as devidas ressalvas.

10.5 Resultados Obtidos

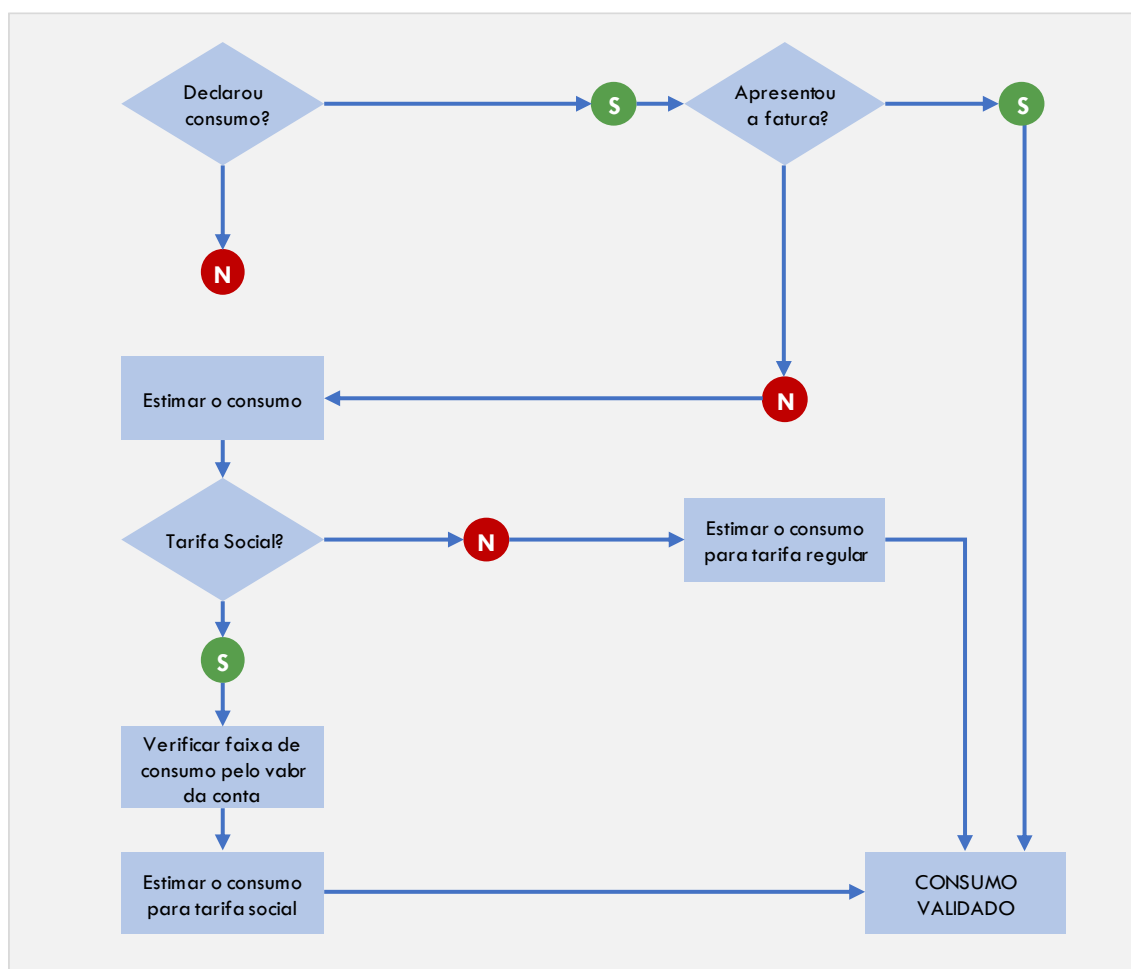
10.5.1 CUSTO DA INTERRUPÇÃO – CLASSE RESIDENCIAL

Uma das informações mais relevantes para converter o valor de “custo do déficit” resultante da pesquisa em uma referência em R\$/MWh é o dado sobre o consumo de energia mensal declarado durante a entrevista. Esta informação foi submetida a um processo de análise de consistência, tanto na classe residencial, quanto nos setores de indústria e comércio.

A princípio, não havia a expectativa de que os entrevistados da **classe residencial** fossem capazes de saber quantos kWh suas residências consumiram no último mês, mas a informação sobre o valor em reais que foi pago deveria ser mais facilmente lembrada. Por isso, os questionários foram levados até o final

somente para aqueles que foram capazes de informar o valor mensal pago, preferivelmente com a apresentação da fatura no momento da entrevista. A informação sobre o consumo é fundamental para se obter referências em R\$/MWh a partir dos resultados de DAP e DAR resultantes das pesquisas. O processo de validação do consumo residencial observa o fluxo apresentado na Figura 10-6.

FIGURA 10-6. FLUXO PARA VALIDAÇÃO OU ESTIMATIVA DO CONSUMO MENSAL DOS ENTREVISTADOS NA CLASSE RESIDENCIAL



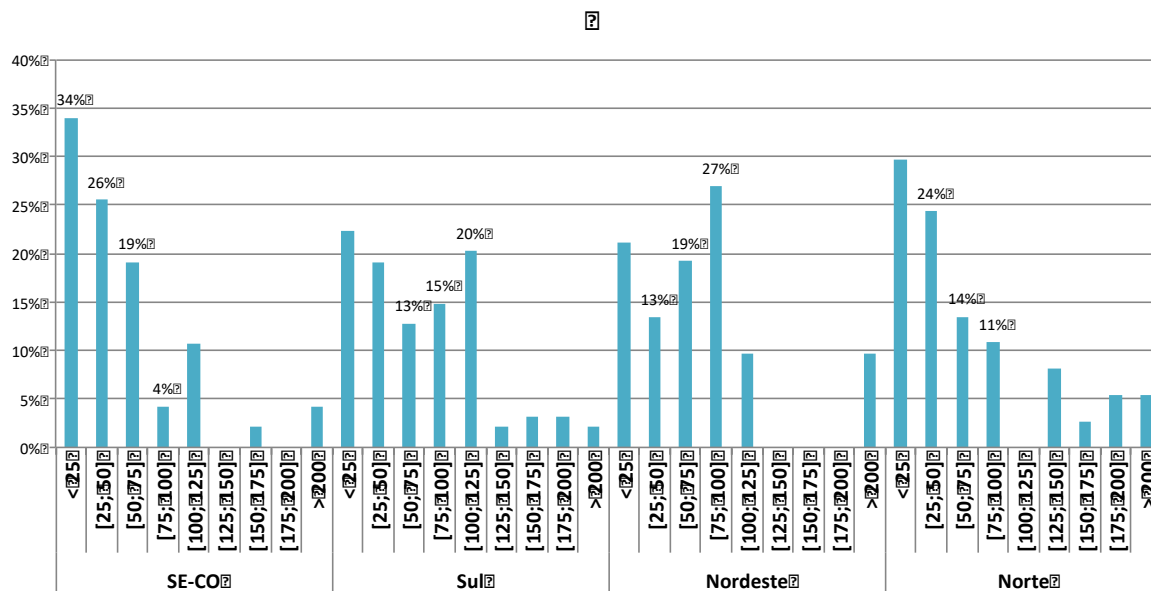
Fonte: FGV-CERI.

No cenário da interrupção, o valor de consumo renunciado devido aos cortes é obtido a partir da aplicação de um percentual que representa a parcela de consumo que se faz regularmente no horário dos cortes programados. Este percentual é diferente para cada região e foi obtido a partir das curvas de carga agregadas das distribuidoras do Sudeste, Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. A figura seguinte ilustra os percentuais aplicados ao consumo mensal validado, para se obter o consumo que deixaria de ocorrer na hipótese das interrupções programadas.

[illegible]

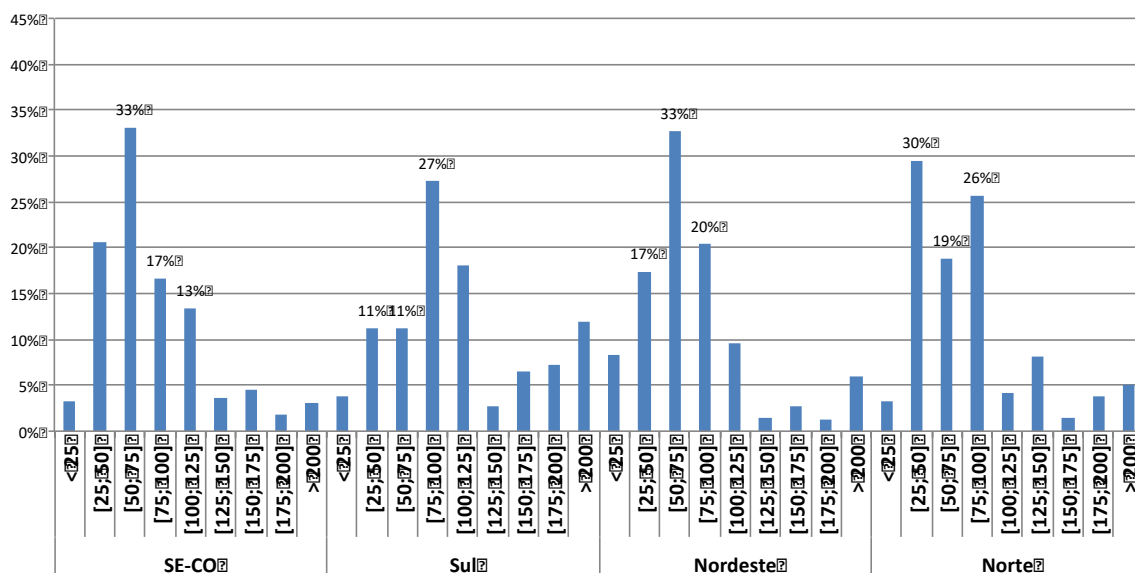
Para o cenário de interrupção aplicado à classe residencial, foram obtidos os resultados apresentados nos gráficos seguintes.

GRÁFICO 10-1. INTERRUÇÃO – PERCENTUAL DE UNIDADES RESIDENCIAIS NAS REGIÕES, POR FAIXA DE DISPOSIÇÃO A PAGAR (DAP), EM R\$/MÊS



Fonte: FGV-CERI.

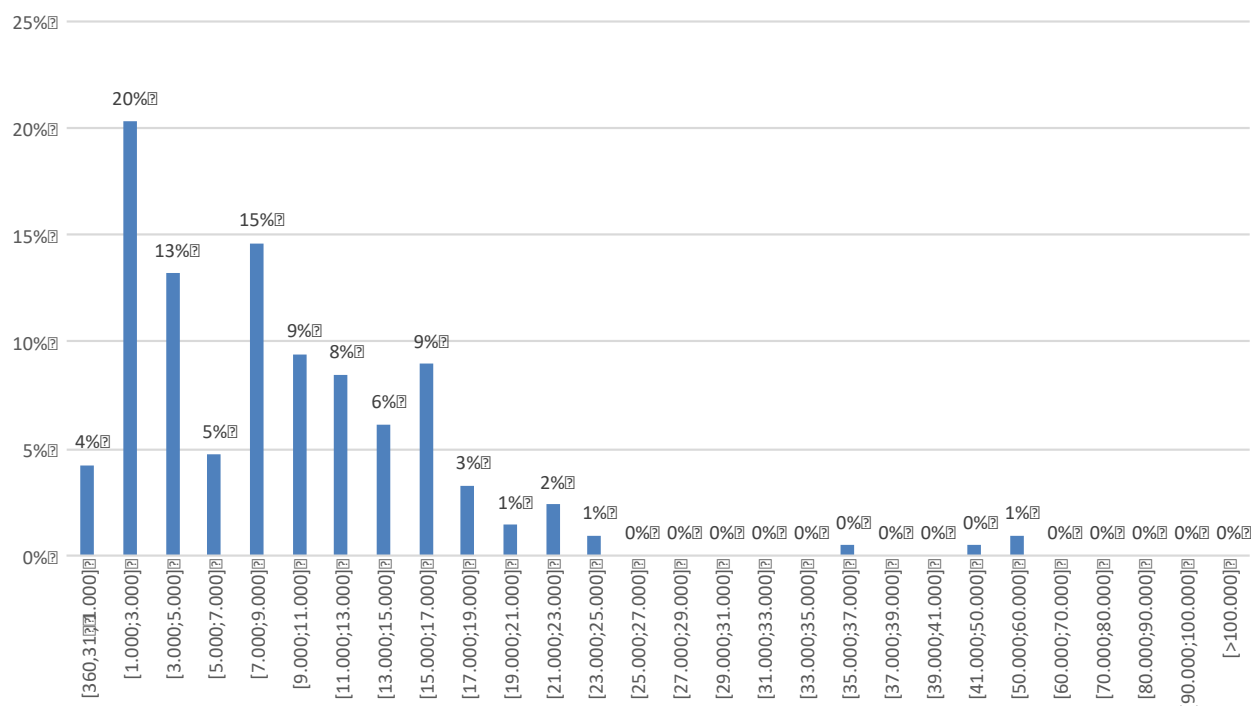
GRÁFICO 10-2. INTERRUÇÃO – PERCENTUAL DE UNIDADES RESIDENCIAIS NAS REGIÕES, POR FAIXA DE DISPOSIÇÃO A RECEBER (DAR), EM R\$/MÊS



Fonte: FGV-CERI.

Estas informações de DAP e DAR em R\$/mês foram interpretadas a partir do consumo renunciado e, com isso, foi possível obter os custos em R\$/MWh relativos ao cenário de interrupções programadas para a classe residencial.

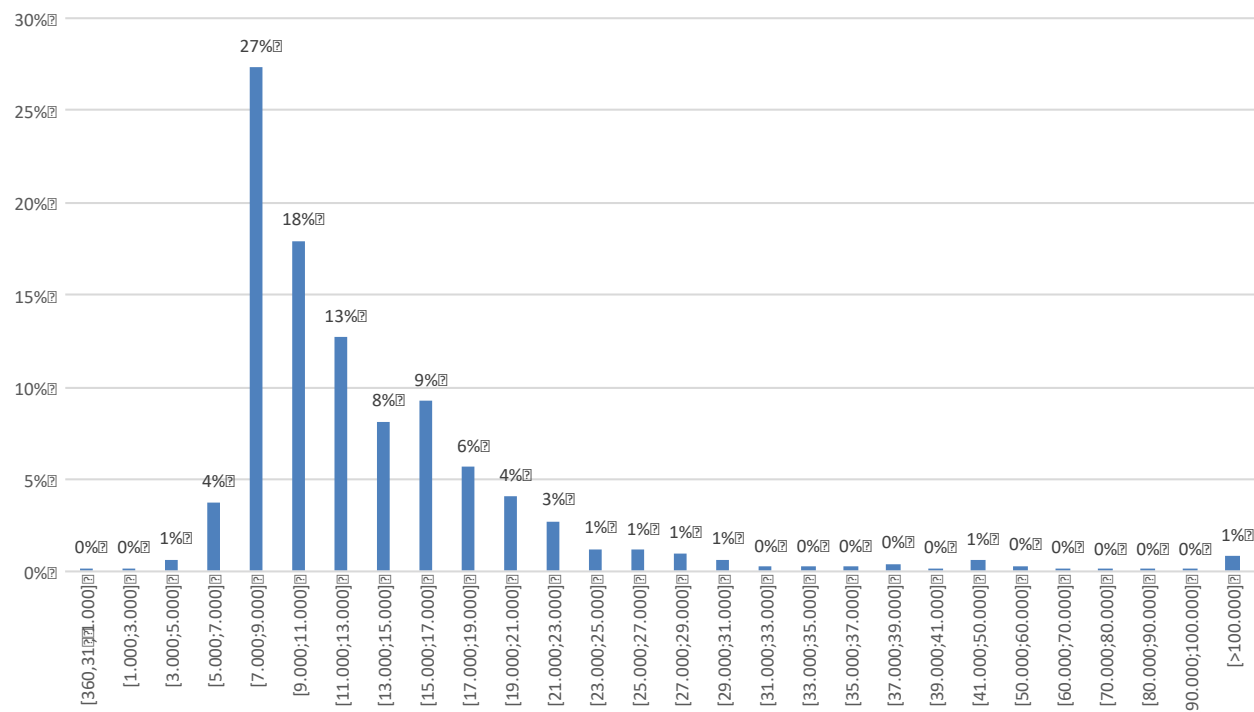
GRÁFICO 10-3. INTERRUPÇÃO – RESIDENCIAL - PERCENTUAL DE CONSUMIDORES, POR FAIXA DE DISPOSIÇÃO A PAGAR (DAP), EM R\$/MWh



Fonte: FGV-CERI.

Dentre os consumidores que preferem pagar para evitar os cortes, 20% deles pagariam entre R\$ 1.000/MWh e R\$ 3.000/MWh.

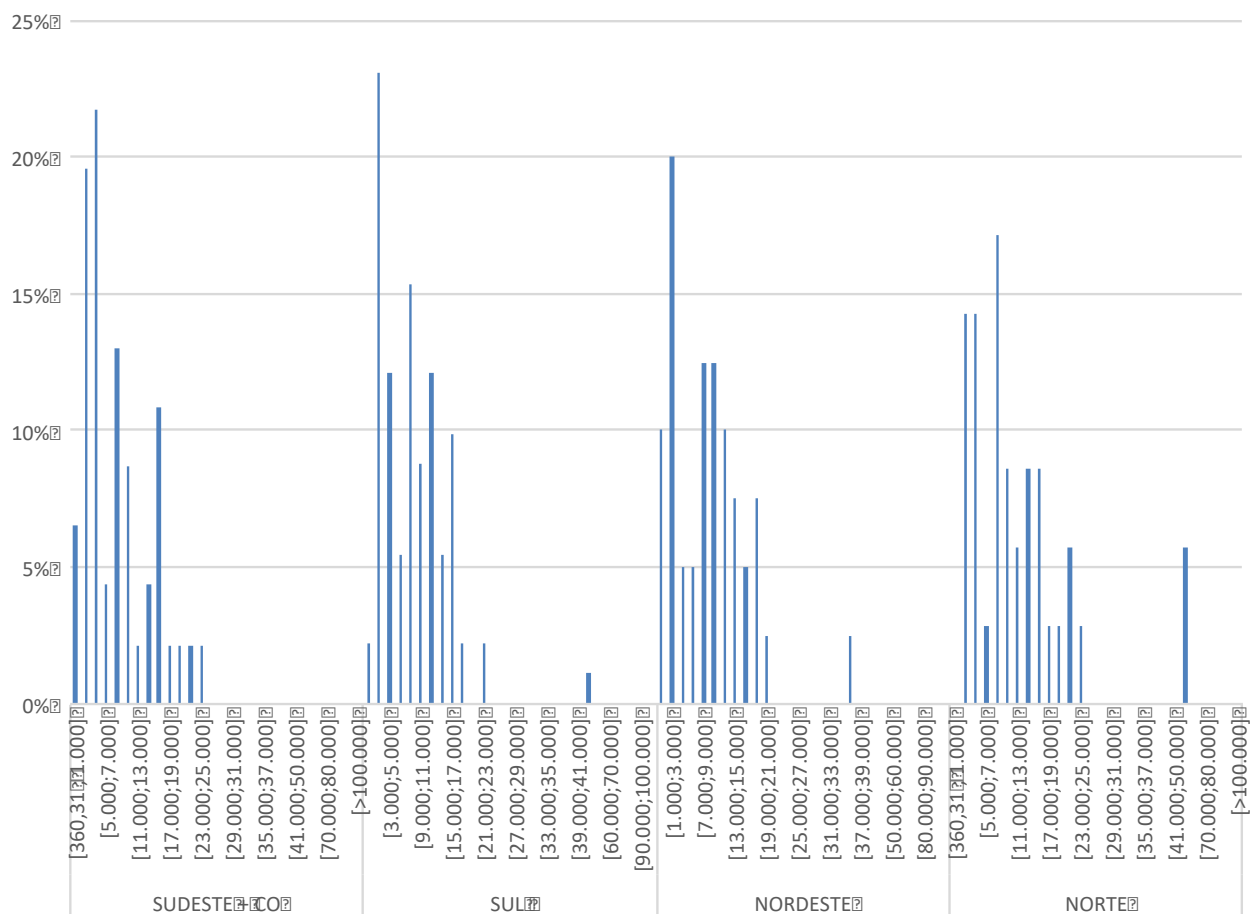
GRÁFICO 10-4. INTERRUÇÃO – RESIDENCIAL - PERCENTUAL DE CONSUMIDORES, POR FAIXA DE DISPOSIÇÃO A RECEBER (DAR), EM R\$/MWH



Fonte: FGV-CERI.

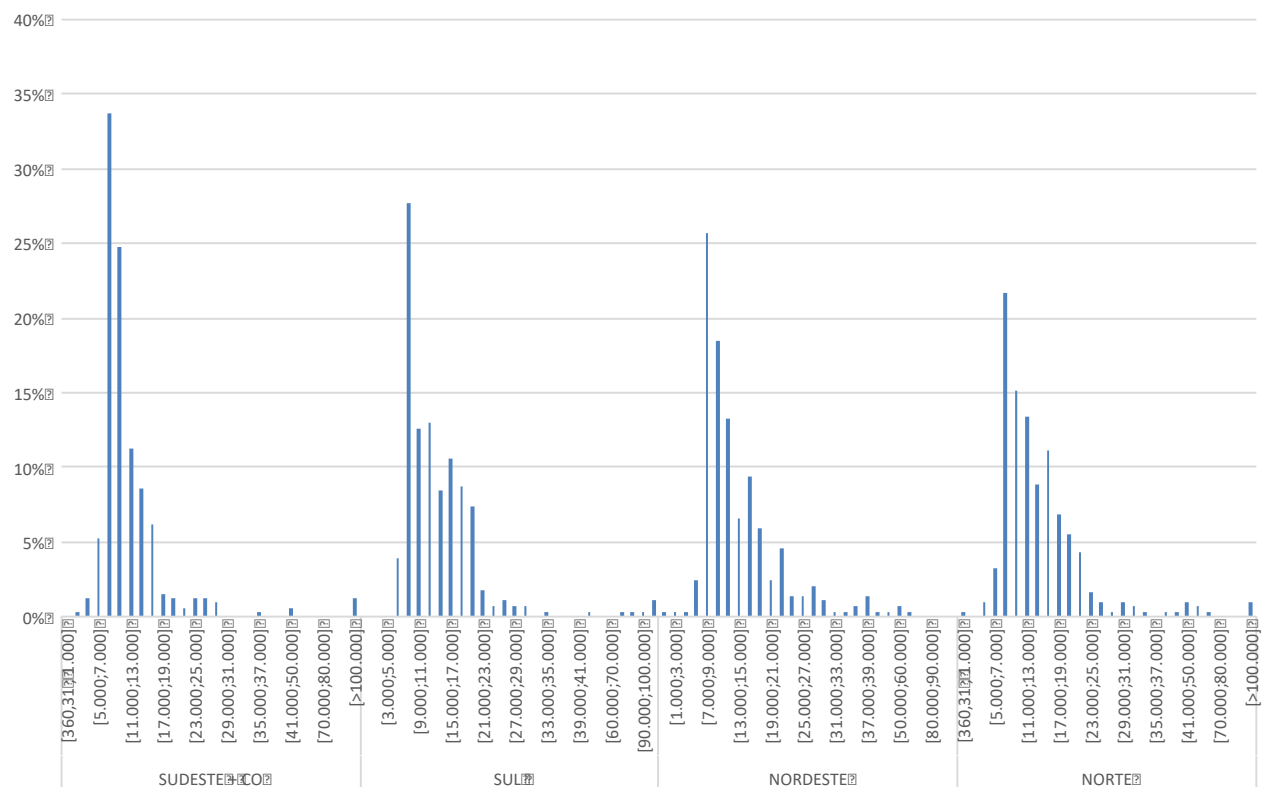
Dentre os consumidores que preferem receber para serem compensados pelos cortes programados no fornecimento, 27% deles informa que a compensação deve ser entre R\$ 7.000/ MWh e R\$ 9.000/MWh.

GRÁFICO 10-5. INTERRUÇÃO PROGRAMADA – DISTRIBUIÇÃO DAS RESIDÊNCIAS, POR FAIXA DE DISPOSIÇÃO A PAGAR (DAP), EM R\$/MWH



Fonte: FGV-CERI.

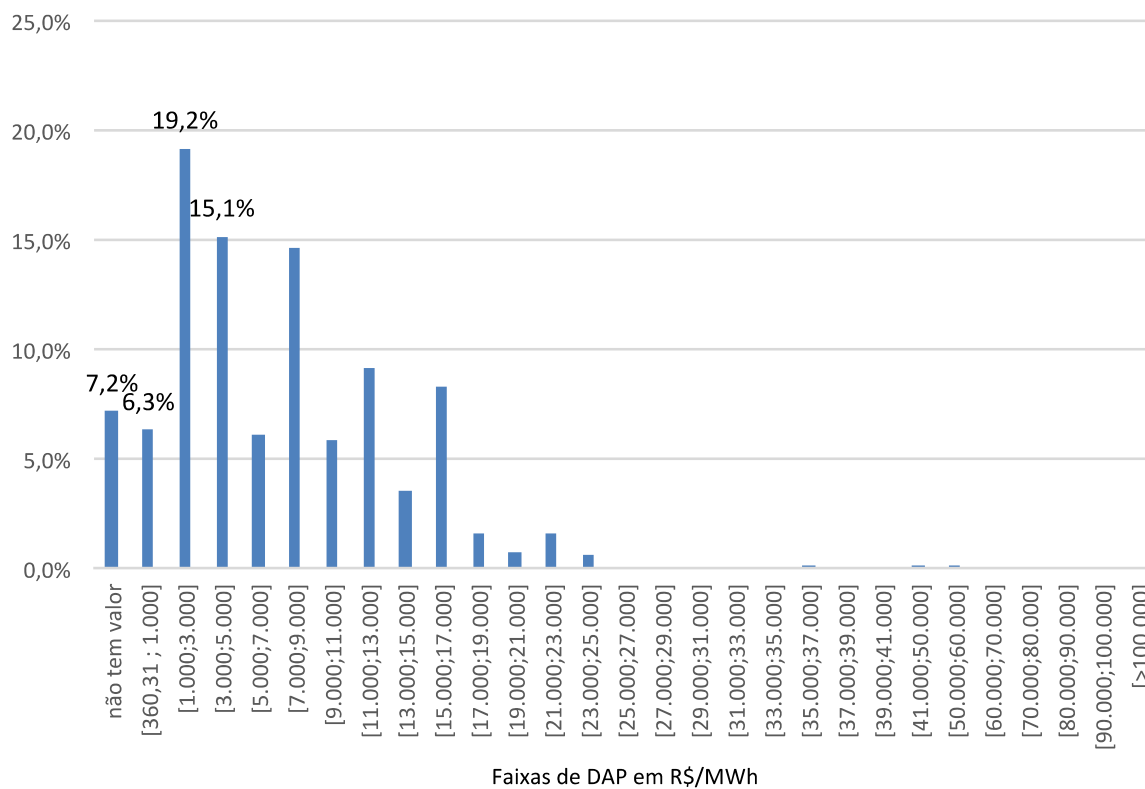
GRÁFICO 10-6. INTERRUÇÃO PROGRAMADA – DISTRIBUIÇÃO DAS RESIDÊNCIAS, POR FAIXA DE DISPOSIÇÃO A RECEBER (DAR), EM R\$/MWH



Fonte: FGV-CERI.

Além dessa avaliação da frequência de unidades residenciais por faixa de DAP e DAR, procurou-se identificar, em cada faixa, quanto as residências representam em percentuais do consumo residencial total. Os gráficos seguintes destacam esta informação.

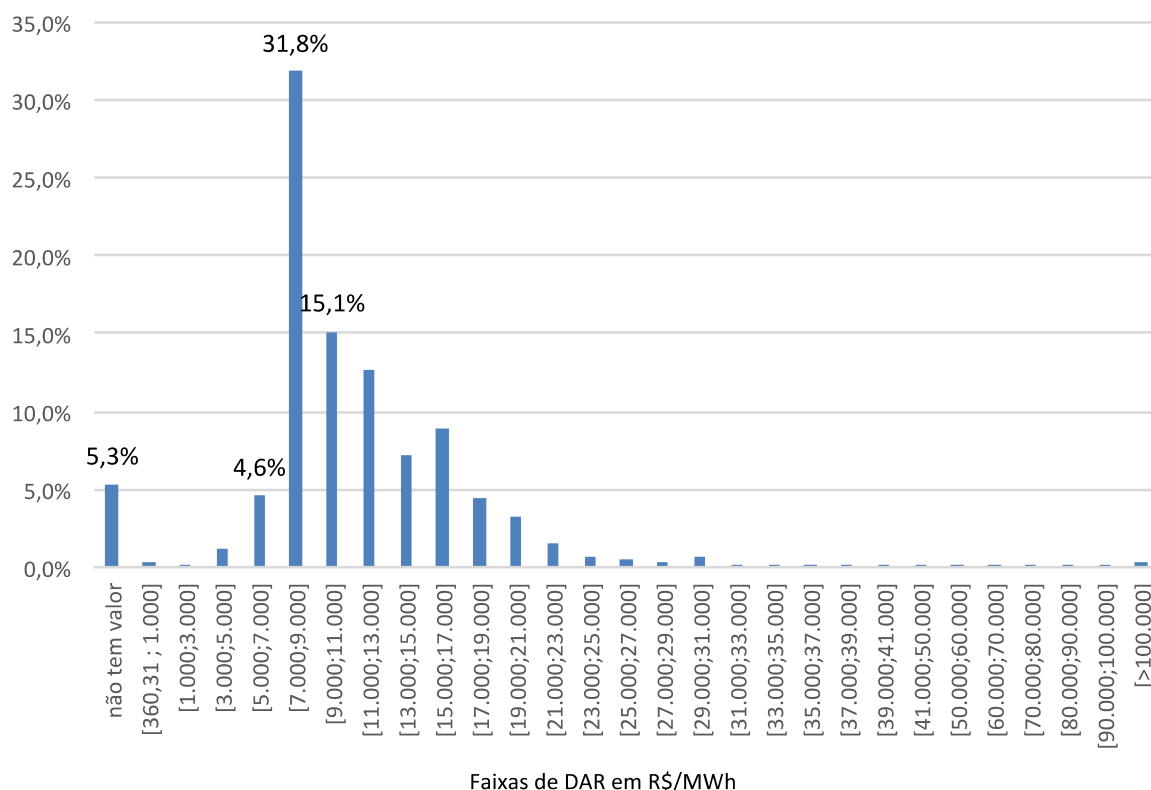
GRÁFICO 10-7. INTERRUPÇÃO PROGRAMADA – PARTICIPAÇÃO DO CONSUMO RESIDENCIAL, POR FAIXA DE DISPOSIÇÃO A PAGAR (DAP), EM R\$/MWh



Fonte: FGV-CERI.

Dentre os consumidores com DAP, aqueles na faixa de R\$ 1000/MWh a R\$ 3000/MWh representam 19,2% do consumo residencial total do SIN.

GRÁFICO 10-8. INTERRUPÇÃO PROGRAMADA – PARTICIPAÇÃO DO CONSUMO RESIDENCIAL, POR FAIXA DE DISPOSIÇÃO A RECEBER (DAR), EM R\$/MWh



Fonte: FGV-CERI.

Dentre os consumidores com DAR, aqueles na faixa de R\$ 7000/MWh a R\$ 9000/MWh representam 31,8% do consumo residencial total do SIN.

10.5.2 CUSTO DA INTERRUPÇÃO – CLASSE RESIDENCIAL

Assim como no cenário de interrupção descrito no item 10.2, foi necessário estabelecer referencial de consumo mensal para se calcular valores de custo do racionamento em R\$/MWh. Após uma etapa identificação do consumo de referência, faz-se uma associação deste aos custos declarados pelos entrevistados nos cenários onde se questiona sobre o racionamento de energia. No caso do racionamento, a renúncia ao consumo foi associada pelo entrevistado ao padrão de uso de determinado tipo de equipamento existente na residência, apontando a preferência de modificação no padrão de consumo a fim de contribuir para o racionamento apresentado no cenário hipotético. Questionou-se, por exemplo, se haveria DAR por ter que tomar banhos frios durante 10 dias em um mês, ou se haveria DAP para evitar os 10 banhos frios por mês, lembrando que a situação hipotética persistiria por pelo menos seis meses. Em face deste tempo de duração do cenário apresentado (6 meses ou mais) entende-se ser desnecessária a diferenciação de valor de DAP ou DAR por estação do ano (inverno ou verão).

Considerando que a amostra é representativa, o racionamento espontâneo informado representa em média 7,36% do consumo total da classe residencial do SIN. Esta informação pode variar significativamente a depender da preferência por DAP ou por DAR, e também conforme a faixa de valor destas (Gráfico 10-9 e Gráfico 10-10). Cabe observar que, para a classe residencial, o número de ocorrências com DAR – 85% da amostra válida – é bastante superior às ocorrências de DAP – com 14% da amostra válida.

GRÁFICO 10-9. PERCENTUAL DE ESFORÇO DE REDUÇÃO DE CONSUMO NO CENÁRIO DE RACIONAMENTO POR FAIXA DE DAR EM R\$/MWh

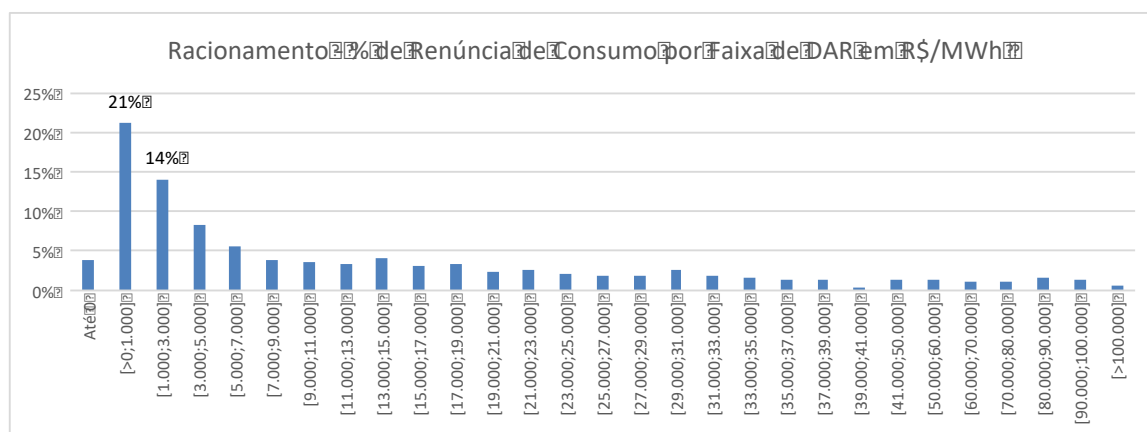
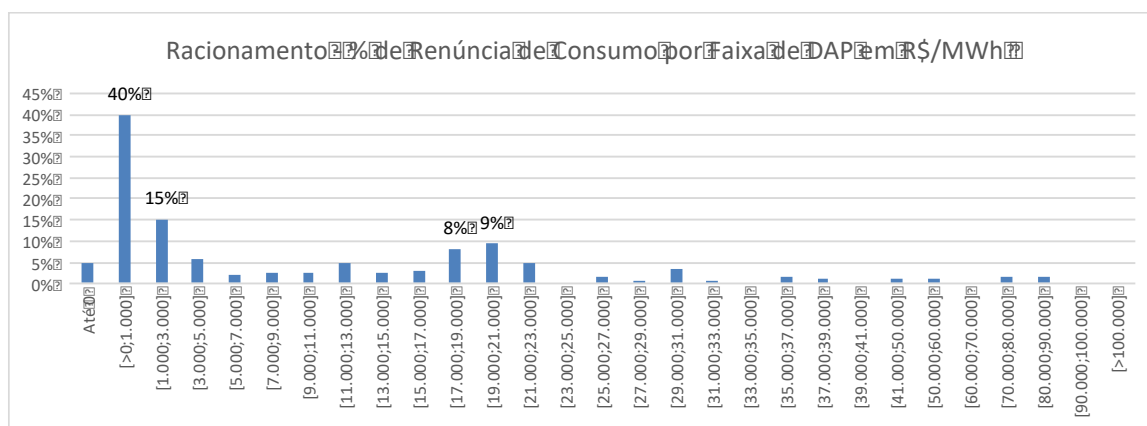


GRÁFICO 9 - PERCENTUAL DE ESFORÇO DE REDUÇÃO DE CONSUMO NO CENÁRIO DE RACIONAMENTO POR FAIXA DE DAP EM R\$/MWh



Enquanto o esforço espontâneo de racionamento declarado é de 21% para aqueles com disposição a receber de até R\$ 1000/MWh, os entrevistados que preferem pagar a mesma faixa de valor para não ter que modificar seus hábitos têm um potencial de redução de 40% do consumo mensal. Dito de outra forma, aqueles que preferem pagar até R\$ 1000/MWh para não abrir mão do consumo regular de determinado equipamento teriam capacidade de reduzir até 40% do consumo mensal, caso renunciassem ao

uso do equipamento indicado. De outro lado, aqueles que aceitam o racionamento e preferem ser compensados na faixa de até R\$ 1000/MWh seriam capazes de reduzir 21% do consumo mensal.

Os valores de disposição a pagar ou de disposição a receber, para evitar ou compensar o esforço de redução do padrão de consumo regular, permitiram elaborar as seguintes análises sobre a DAP e a DAR em R\$/mês, observando o comportamento da classe residencial nas diferentes regiões.

GRÁFICO 10-11. CUSTO DO RACIONAMENTO – PERCENTUAL DE RESIDÊNCIAS POR FAIXA DE DAR EM R\$/MÊS NAS DIFERENTES REGIÕES

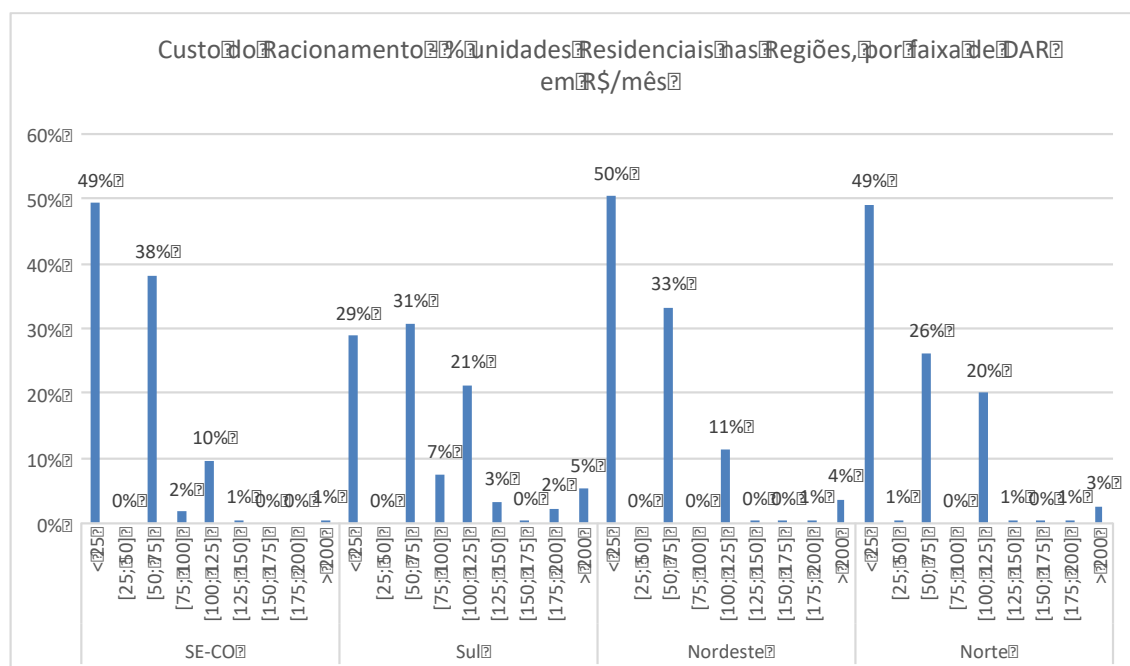
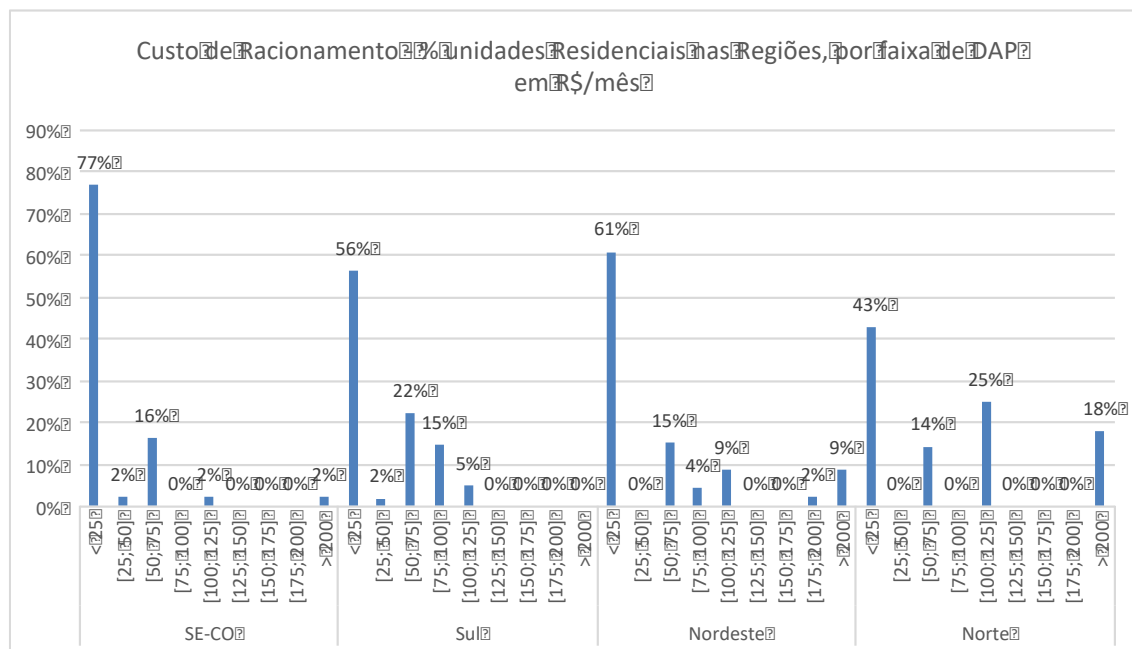


GRÁFICO 10-12. CUSTO DO RACIONAMENTO – PERCENTUAL DE RESIDÊNCIAS POR FAIXA DE DAP EM R\$/MÊS NAS DIFERENTES REGIÕES



A análise também pode ser feita de forma agregada, observando o conjunto representativo de toda classe residencial do SIN por faixa de DAP e DAR em R\$/MWh.

Gráfico 10-13. Custo do Racionamento – Classe Residencial – Percentual de Residências por faixa da DAR em R\$/MWh

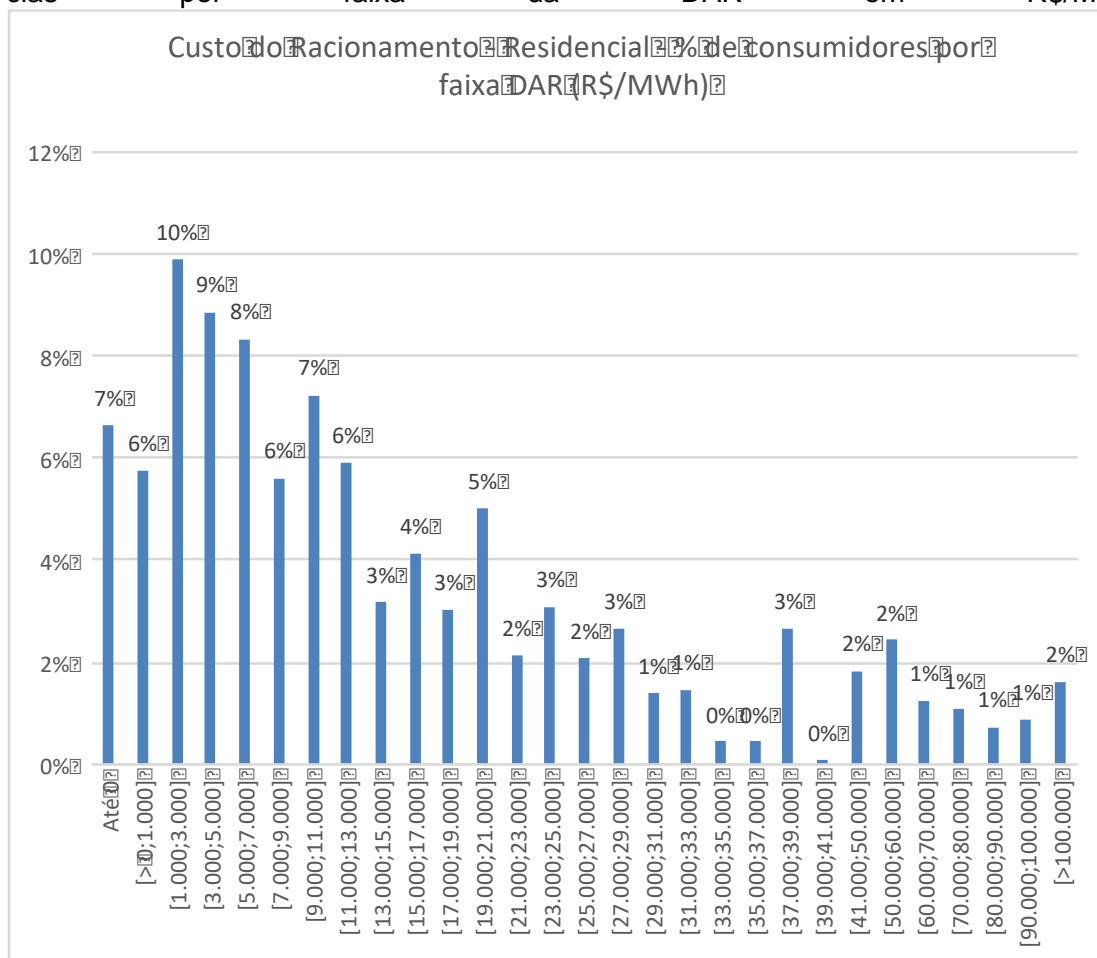
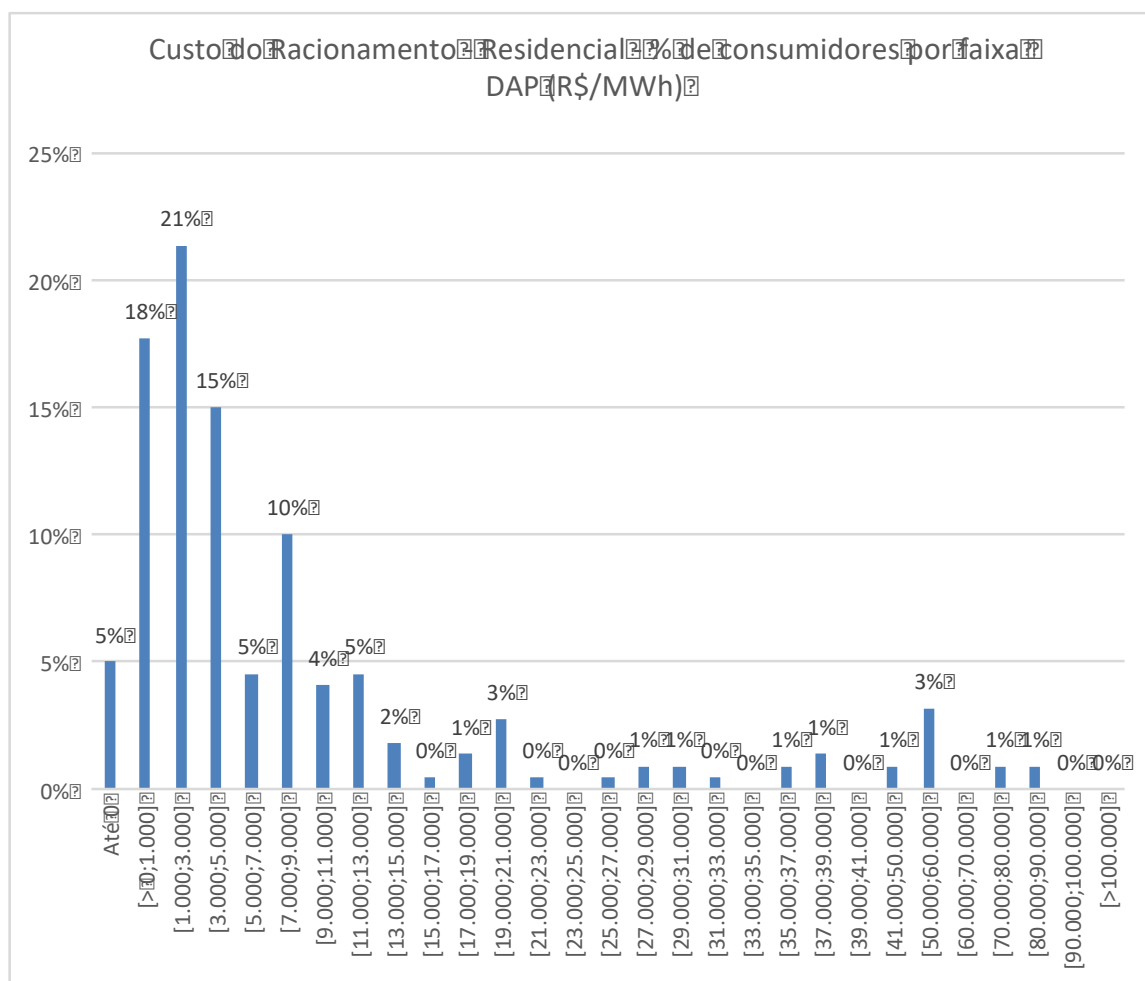
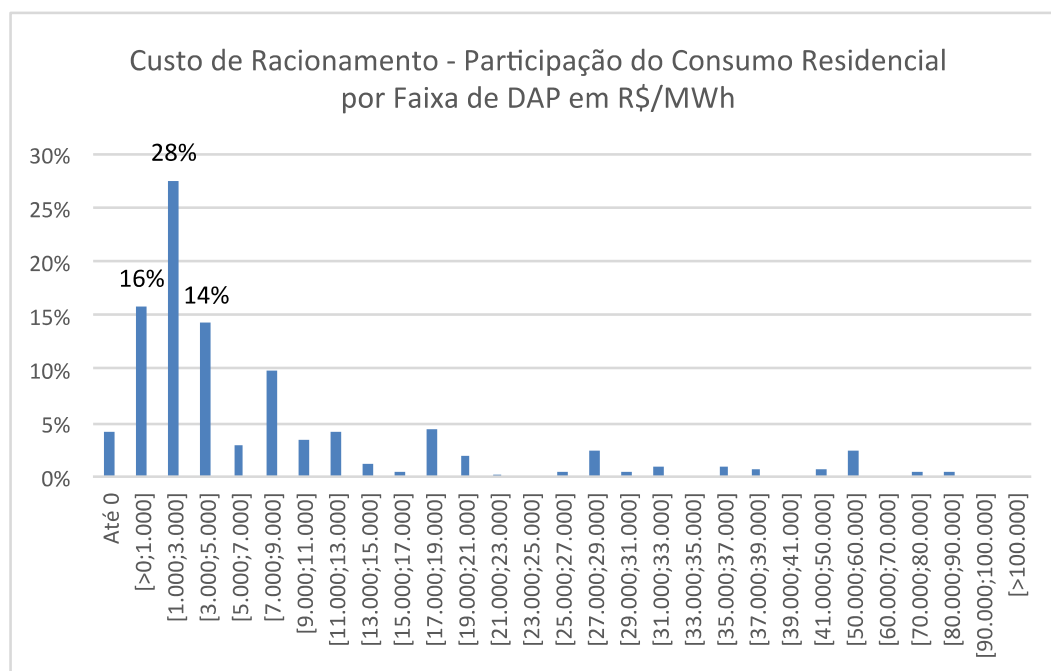


GRÁFICO 10-14. CUSTO DO RACIONAMENTO – CLASSE RESIDENCIAL – PERCENTUAL DE RESIDÊNCIAS POR FAIXA DA DAP
EM R\$/MWH



Para além das ocorrências do quantitativo de residências em cada faixa de DAP ou DAR, é importante avaliar quão representativas são essas faixas em termos de participação no mercado residencial, para que seja possível avaliar o potencial de racionamento em função dos custos. Os gráficos a seguir apresentam o percentual do consumo agregado, por faixa de valor de DAP e DAR em R\$/MWh.

GRÁFICO 10-15. CUSTO DO RACIONAMENTO – CLASSE RESIDENCIAL – PERCENTUAL DO MERCADO RESIDENCIAL POR FAIXA DA DAP EM R\$/MWh



Os consumidores residenciais que aceitam o racionamento e consideram suficiente o valor compensatório entre R\$ 1000/MWh e R\$ 3000/MWh são responsáveis por 11% do consumo residencial do SIN. Este mesmo grupo indica ser capaz de fazer um esforço de redução de 14%, conforme ilustra o Gráfico 10-9. Caso seja feito um desembolso de R\$ 1000/MWh a R\$ 3000/MWh, portanto, será possível racionar 1,6% do mercado residencial do SIN. Esta análise pode ser estendida para as demais faixas de DAR e permite obter o patamar de racionamento da classe residencial, conforme a 10-9.

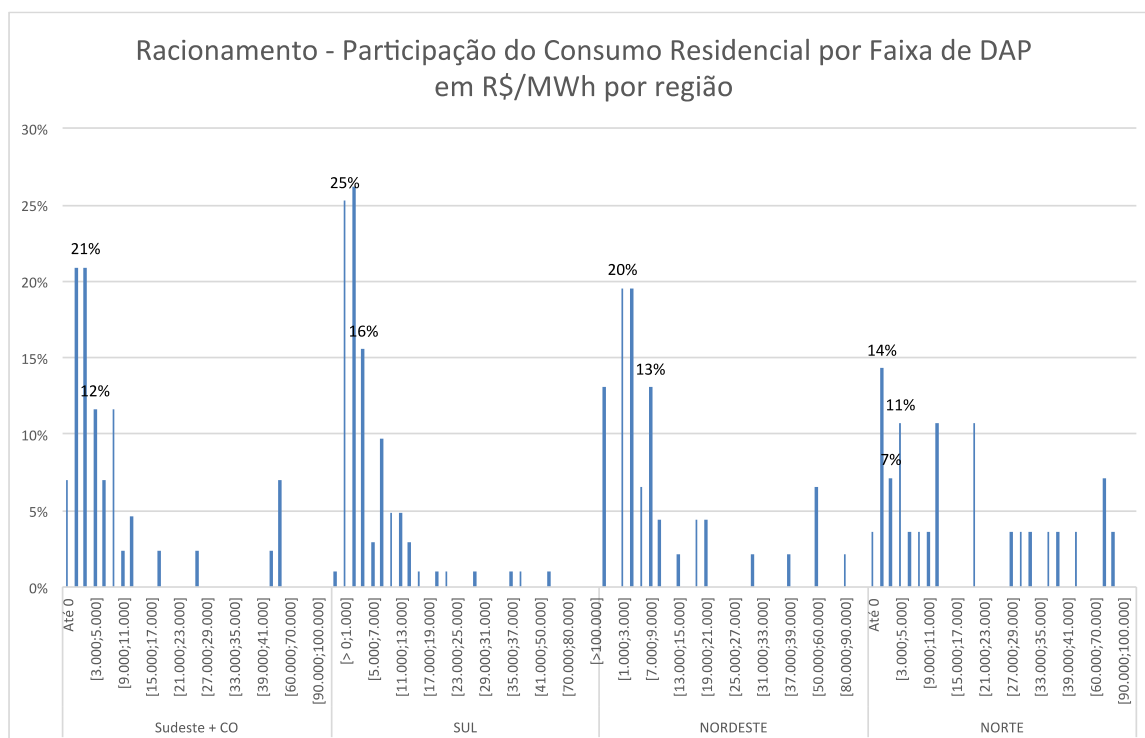
TABELA 10-9. POTENCIAL DE RACIONAMENTO POR FAIXA DE DAR EM R\$/MWh

DAR (R\$/MWh)	Representatividade de Mercado Residencial (%)	Esforço de Redução de Consumo (%)	Potencial de Racionamento Residencial (%)	Patamar de Déficit Residencial
Até 0	6%	4%	0,2%	0,2%
[>0;1.000]	8%	21%	1,7%	2,0%
[1.000;3.000]	11%	14%	1,6%	3,6%
[3.000;5.000]	10%	8%	0,8%	4,4%
[5.000;7.000]	8%	6%	0,5%	4,9%
[7.000;9.000]	5%	4%	0,2%	5,1%
[9.000;11.000]	7%	4%	0,2%	5,3%
[11.000;13.000]	6%	3%	0,2%	5,5%
[13.000;15.000]	3%	4%	0,1%	5,6%
[15.000;17.000]	3%	3%	0,1%	5,7%
[17.000;19.000]	3%	3%	0,1%	5,8%
[19.000;21.000]	5%	2%	0,1%	6,0%
[21.000;23.000]	2%	3%	0,0%	6,0%
[23.000;25.000]	3%	2%	0,1%	6,1%
[25.000;27.000]	2%	2%	0,0%	6,1%
[27.000;29.000]	2%	2%	0,0%	6,1%
[29.000;31.000]	1%	3%	0,0%	6,2%
[31.000;33.000]	1%	2%	0,0%	6,2%
[33.000;35.000]	0%	2%	0,0%	6,2%
[35.000;37.000]	1%	1%	0,0%	6,2%
[37.000;39.000]	2%	1%	0,0%	6,3%
[39.000;41.000]	0%	0%	0,0%	6,3%
[41.000;50.000]	2%	1%	0,0%	6,3%
[50.000;60.000]	2%	1%	0,0%	6,3%
[60.000;70.000]	1%	1%	0,0%	6,3%
[70.000;80.000]	1%	1%	0,0%	6,3%
[80.000;90.000]	0%	1%	0,0%	6,3%
[90.000;100.000]	1%	1%	0,0%	6,3%
[>100.000]	1%	1%	0,0%	6,4%
			6,4%	

Fonte: FGV-CERI.

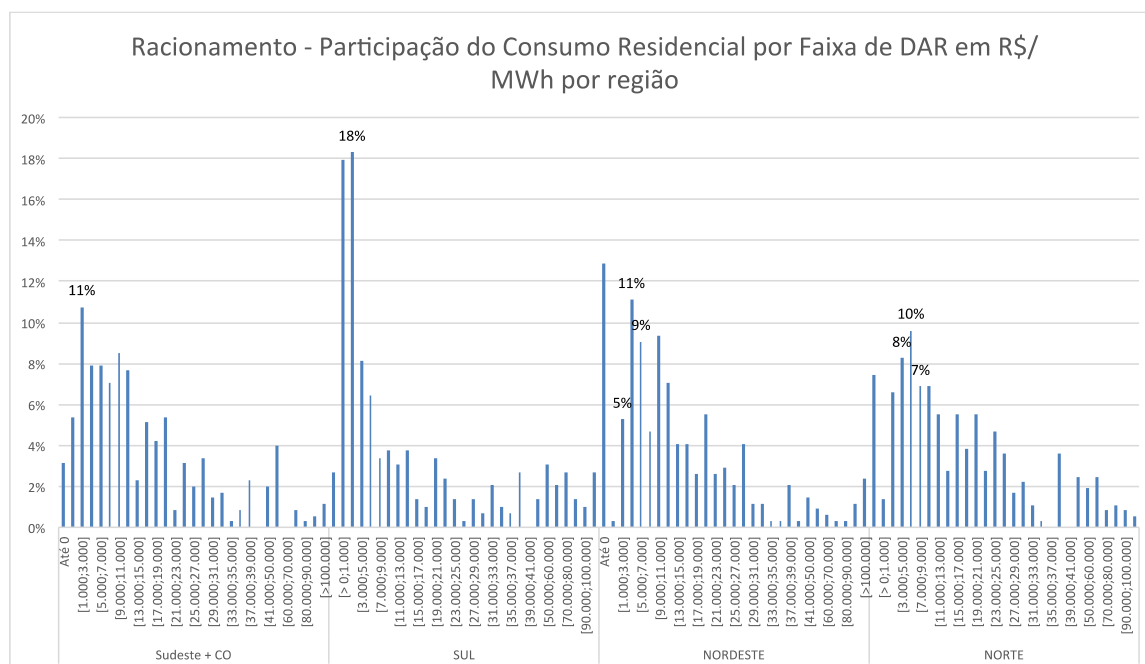
As informações sobre o consumo residencial por faixa de DAP e DAR também podem ser observadas por região, conforme destacam os gráficos seguintes.

GRÁFICO 10-17.CUSTO DO RACIONAMENTO – CLASSE RESIDENCIAL – PERCENTUAL DO MERCADO RESIDENCIAL NAS DIFERENTES REGIÕES POR FAIXA DA DAP EM R\$/MWH



Fonte: FGV-CERI.

GRÁFICO 10-18. CUSTO DO RACIONAMENTO – CLASSE RESIDENCIAL – PERCENTUAL DO MERCADO RESIDENCIAL NAS DIFERENTES REGIÕES POR FAIXA DA DAR EM R\$/MWh



Fonte: FGV-CERI.

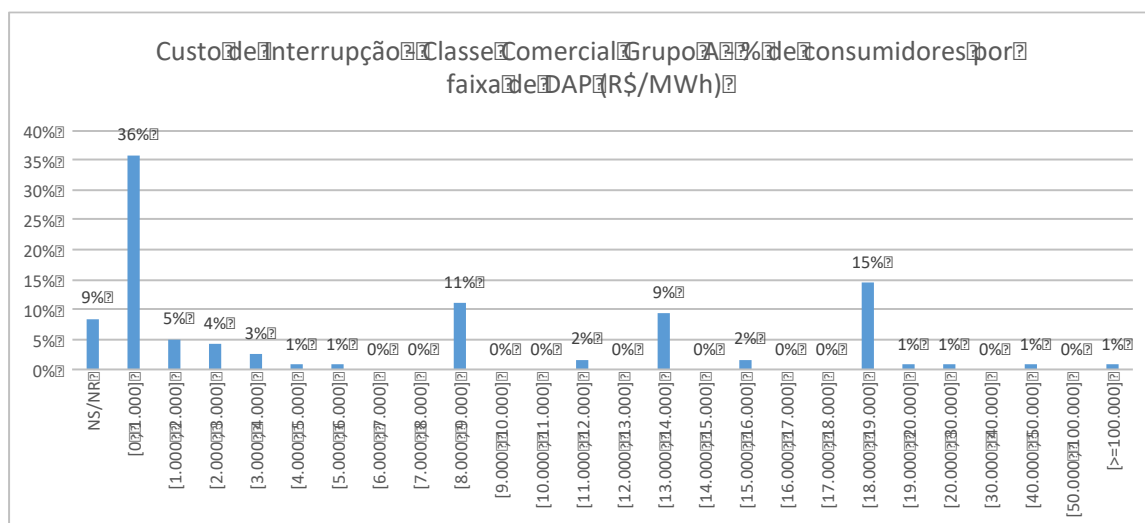
10.5.3 CUSTO DA INTERRUPÇÃO – CLASSE COMERCIAL

O cenário da interrupção para a classe comercial foi avaliado a partir das respostas de DAP e DAR (Valoração Contingente). Foram consideradas também as informações declaradas sobre prejuízos que seriam causados pelo não fornecimento de energia durante duas horas por dia e três vezes por semana (Perda de Valor Agregado). Tendo em vista o número restrito de entrevistas, as conclusões sobre o comportamento dessa classe restam prejudicadas, especialmente no que diz respeito à representação em separado dos Grupos A e B. Apesar desta ressalva, as análises estão representadas nos gráficos seguintes, sem diferenciação por região, haja vista o tamanho da amostra.

É importante mencionar que no Grupo A, a maioria dos entrevistados (117) prefere pagar para não sofrer as interrupções (DAP). Aqueles que preferem ser compensados pelas interrupções (DAR) são 64 dentre os 185 entrevistados do Grupo A, sendo que apenas 4 não responderam sobre a preferência ou valor de DAP ou DAR⁴⁸.

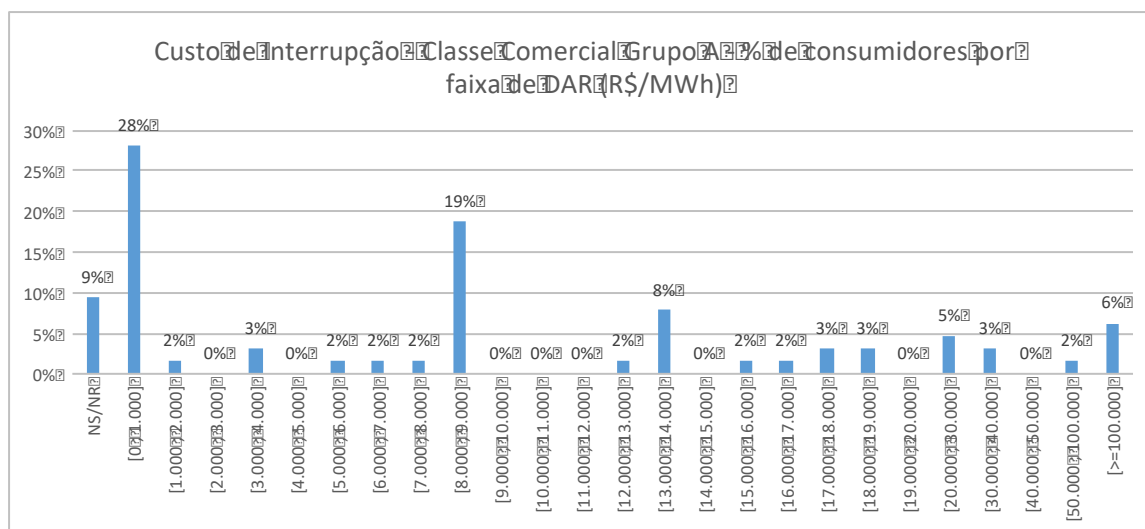
⁴⁸ A quantidade de DAP e DAR diz respeito à primeira resposta oferecida pelo entrevistado. Em alguns casos, aqueles que preferiram DAP e não souberam apontar um valor foram estimulados a mudar para DAR.

GRÁFICO 10-19. CUSTO DA INTERRUPÇÃO POR FAIXA DE VALOR DA DAP EM R\$/MWh – PROPORÇÃO DE UNIDADES COMERCIAIS DO GRUPO A EM CADA FAIXA DE VALOR (VALORAÇÃO CONTINGENTE)



Fonte: FGV-CERI.

GRÁFICO 10-20. CUSTO DA INTERRUPÇÃO POR FAIXA DE VALOR DA DAR EM R\$/MWh – PROPORÇÃO DE UNIDADES COMERCIAIS DO GRUPO A EM CADA FAIXA DE VALOR (VALORAÇÃO CONTINGENTE)

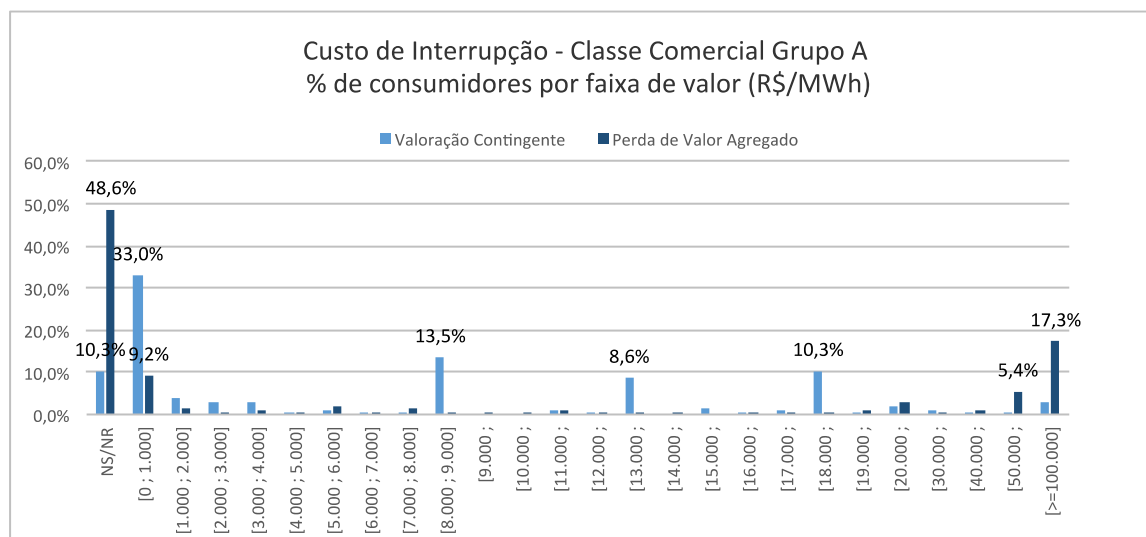


Fonte: FGV-CERI.

O custo de interrupção da classe comercial no Grupo A foi também medido a partir da perda de valor agregado decorrente dos cortes programados nos termos do cenário hipotético. A comparação entre as

duas medidas está apresentada no Gráfico 10-21 a seguir, onde o custo do Valoração Contingente agrupa informações de DAP e DAR.

GRÁFICO 10-21.CUSTO DA INTERRUPÇÃO DAS UNIDADES COMERCIAIS DO GRUPO A – PROPORÇÃO DE UNIDADES EM CADA FAIXA DE VALOR (VALORAÇÃO CONTINGENTE X PERDA DE VALOR AGREGADO)



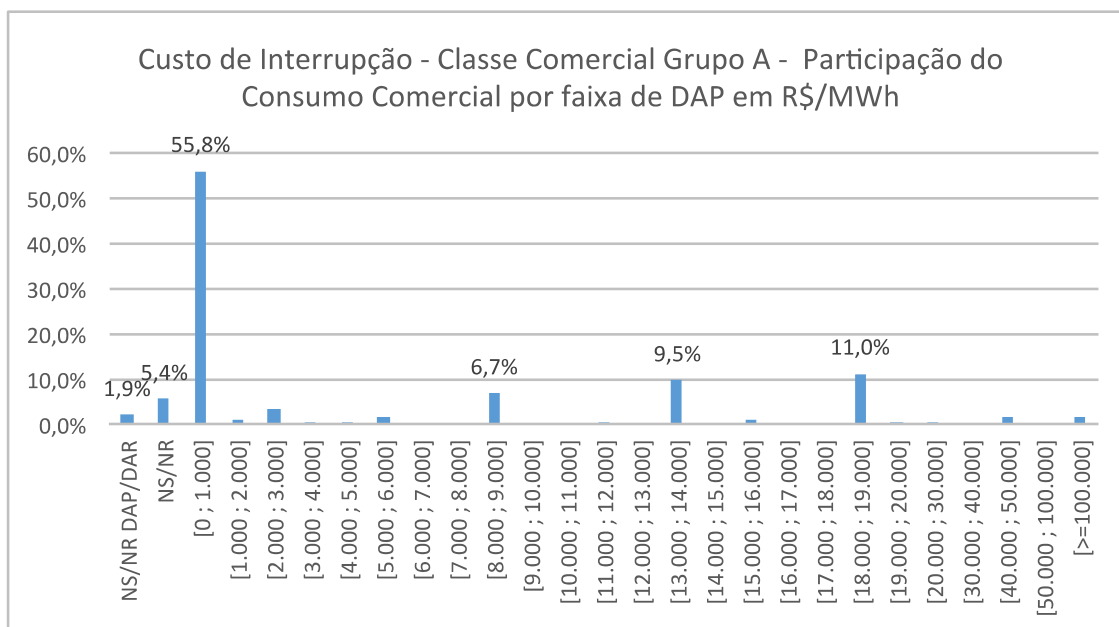
Fonte: FGV-CERI.

O comparativo permite observar que 10,3% não responderam o questionamento sobre a disposição a pagar ou a receber, enquanto quase metade dos entrevistados não foi capaz de responder sobre prejuízos estimados para o cenário de interrupções (vendas perdidas, mão de obra parada, danos à imagem, queima de equipamentos, escuridão no horário de funcionamento do comércio, etc). Dentre aqueles que responderam no Grupo A, 9,2% apresentam um custo de interrupção de até R\$ 1000/MWh, quando este é obtido pela ótica da perda de valor agregado. Comparativamente, na mesma faixa de custo de interrupção, 33% das unidades comerciais do Grupo A informaram DAP ou DAR de até R\$ 1000/MWh.

Opostamente, na faixa de custo de interrupção mais elevado (superior a R\$ 100 mil/MWh), há 17,3% das unidades comerciais quando se observa a perda de valor agregado decorrente do cenário de interrupção. Possivelmente, os respondentes nesta faixa superestimaram o valor dos prejuízos associados aos cortes programados. A grande quantidade de “não respostas” sobre estimativas de prejuízos e também a quantidade de estimativas sobreavaliadas evidenciam, de forma geral, uma falta de conhecimento da relação entre a energia e seus impactos nas atividades comerciais.

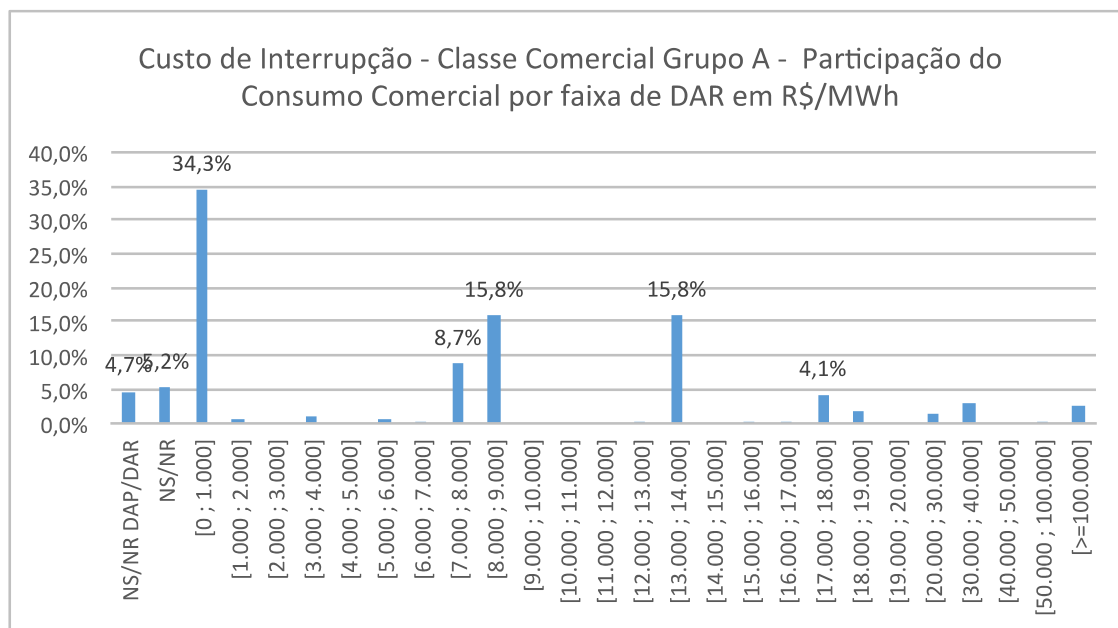
O quantitativo de unidades da classe comercial no Grupo A em cada faixa de valor de custo de interrupção também pode ser interpretado a partir da representação do consumo em relação ao total da amostra.

GRÁFICO 10-22.CUSTO DE INTERRUPÇÃO – CLASSE COMERCIAL GRUPO A – PERCENTUAL DO MERCADO POR FAIXA DE DAP EM R\$/MWh



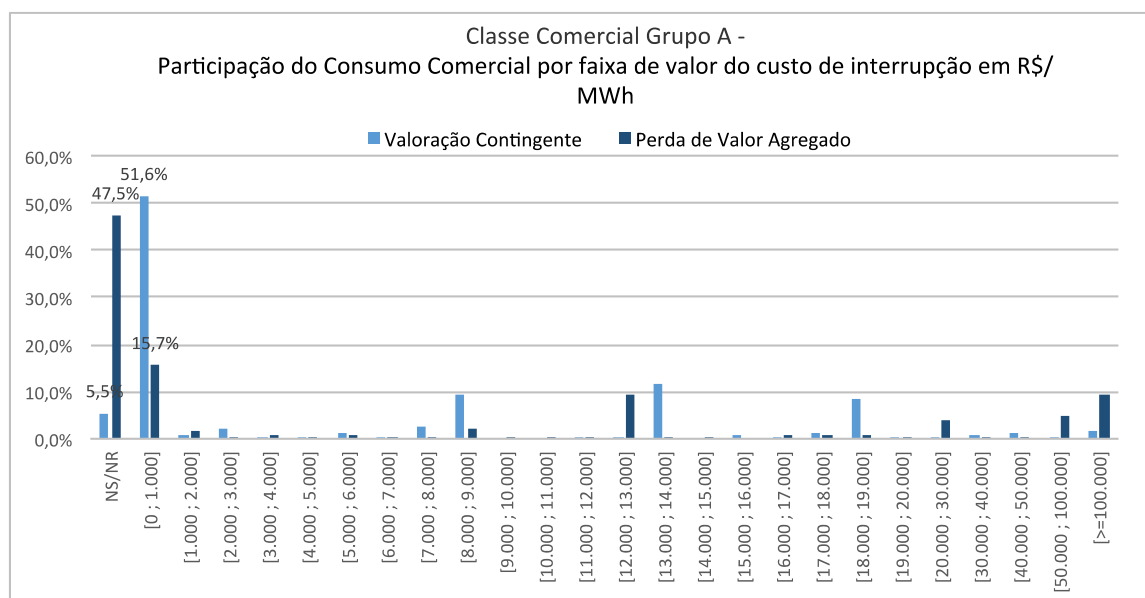
Fonte: FGV-CERI.

GRÁFICO 10-23. CUSTO DE INTERRUPÇÃO – CLASSE COMERCIAL GRUPO A – PERCENTUAL DO MERCADO POR FAIXA DE DAR EM R\$/MWH



Fonte: FGV-CERI.

GRÁFICO 10-24. CUSTO DA INTERRUPÇÃO DAS UNIDADES COMERCIAIS DO GRUPO A – PERCENTUAL DO MERCADO EM CADA FAIXA DE VALOR (VALORAÇÃO CONTINGENTE X PERDA DE VALOR AGREGADO)

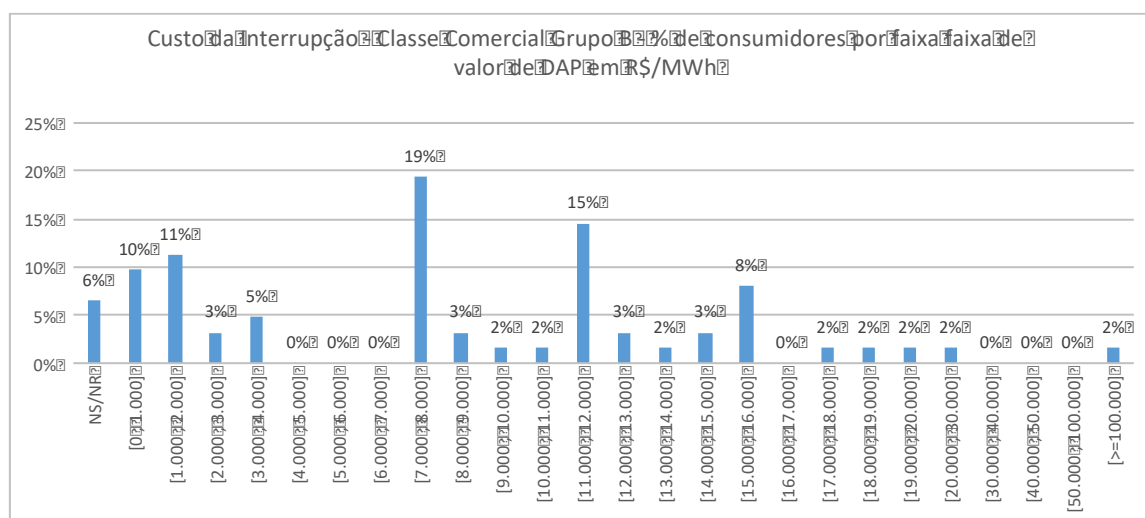


Fonte: FGV-CERI.

A comparação entre o Gráfico 10-21 e o Gráfico 10-24 permite verificar que 33% das unidades comerciais entrevistadas no Grupo A, cujo custo de interrupção seria de até R\$ 1000/MWh na medida de valoração contingente, correspondem a 51% do mercado (em termos de MWh) dessa amostra. Nesta mesma faixa de custo de interrupção, há um conjunto menor – 9,2% de unidades e 15,7% de mercado – quando os efeitos dos cortes programados são dimensionados pela ótica da perda de valor agregado. A baixa quantidade de respostas para a estimativa sobre prejuízos decorrentes da interrupção é constatada tanto em termos de representatividade de mercado (47,5%) quanto em termo de unidades comerciais do Grupo A (48,6%).

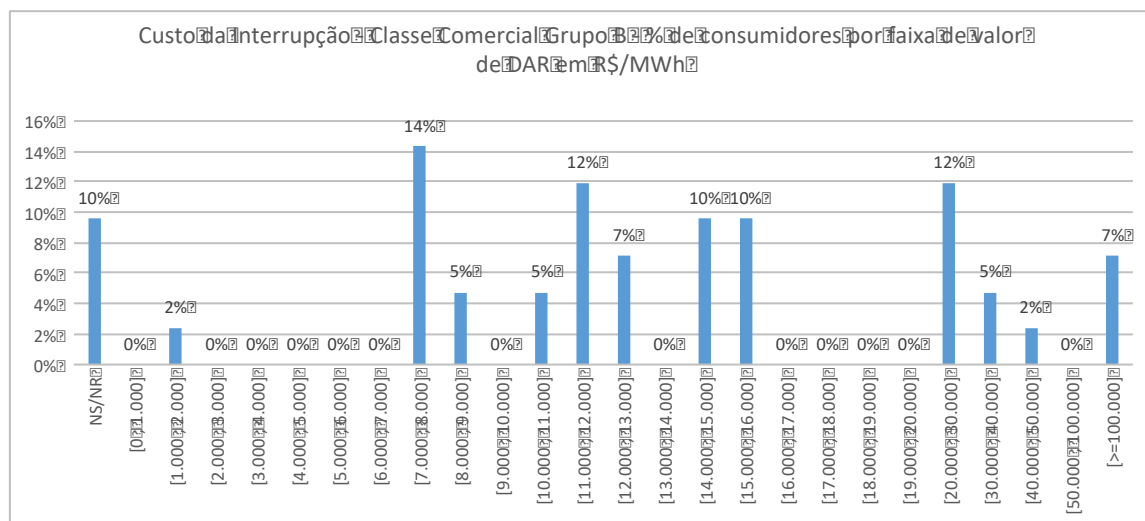
Com relação aos clientes comerciais do Grupo B, as mesmas análises gráficas sobre o custo de interrupção foram realizadas, conforme apresentado a seguir. Assim como se verificou no Grupo A, as respostas para DAP são predominantes no Grupo B (62 de 105), indicando que a classe comercial prefere pagar para evitar os cortes a ser compensada pelo incômodo ou pelos prejuízos decorrentes de cenários de interrupções programadas.

GRÁFICO 10-25. CUSTO DA INTERRUPÇÃO POR FAIXA DE VALOR DA DAP EM R\$/MWh – PROPORÇÃO DE UNIDADES COMERCIAIS DO GRUPO B EM CADA FAIXA DE VALOR (VALORAÇÃO CONTINGENTE)



Fonte: FGV-CERI.

GRÁFICO 10-26. CUSTO DA INTERRUPÇÃO POR FAIXA DE VALOR DA DAR EM R\$/MWh – PROPORÇÃO DE UNIDADES COMERCIAIS DO GRUPO B EM CADA FAIXA DE VALOR (VALORAÇÃO CONTINGENTE)



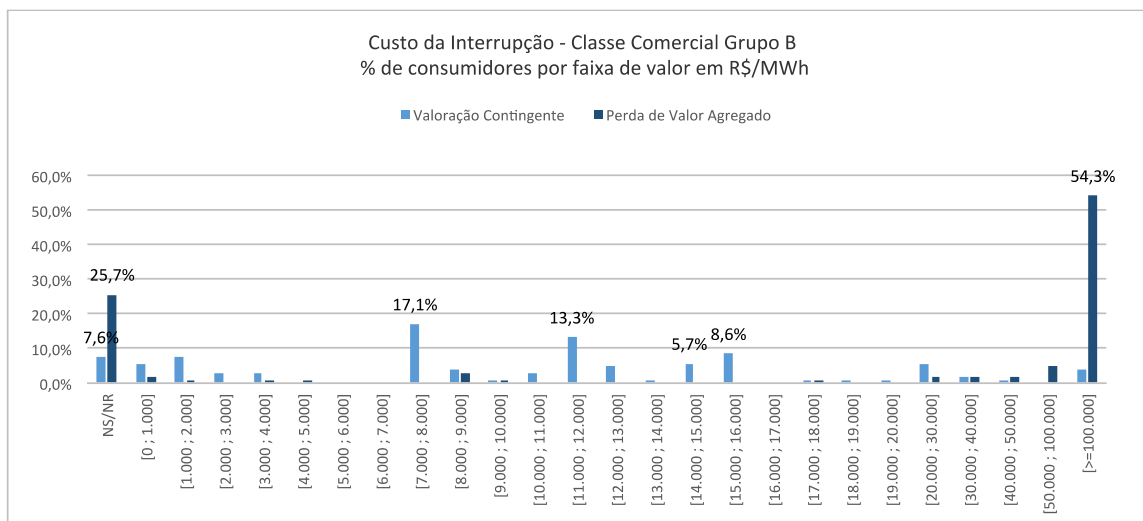
Fonte: FGV-CERI.

Quando comparadas ao Grupo A, as unidades comerciais do Grupo B apresentam maior número de ocorrências em faixas de custo de interrupção mais elevadas, em especial na faixa de R\$ 7.000/MWh a R\$ 8.000/MWh. Dentre as unidades com DAP, 19% das respostas estão nesta faixa, enquanto para aqueles com DAR há 14% das respostas com custo de interrupção entre R\$ 7.000/MWh e R\$ 8.000/MWh.

Essa diferença entre o Grupo A e Grupo B, em termos de custo de interrupção, pode estar associada ao uso de geradores sob a forma de back-up. As entrevistas no Grupo A indicam que 86,5% (160 de 185) possuem geradores que podem ser utilizados em casos de corte no fornecimento. No Grupo B, apenas 12,4% (13 de 105) tem o gerador disponível para casos de interrupções no fornecimento. Nesse sentido, o custo de interrupção para o Grupo A é relativamente mais baixo, porque o cenário de cortes programados poderia ser equacionado com o uso dos geradores disponíveis.

A análise do custo de interrupção pela ótica da perda de valor agregado também evidencia que o comércio no Grupo B tem pouco conhecimento sobre os impactos dos cortes programados nos custos das atividades comerciais, dado que 25,7% dos entrevistados não soube responder sobre esse tema, conforme ilustra o Gráfico10-27. Por outro lado, no mesmo gráfico pode-se ver que boa parte daqueles que responderam sobre o tema superestimaram os prejuízos ou apresentaram informações pouco consistentes, tendo em vista que 54,3% das unidades informaram custos superiores a R\$ 100 mil por MWh.

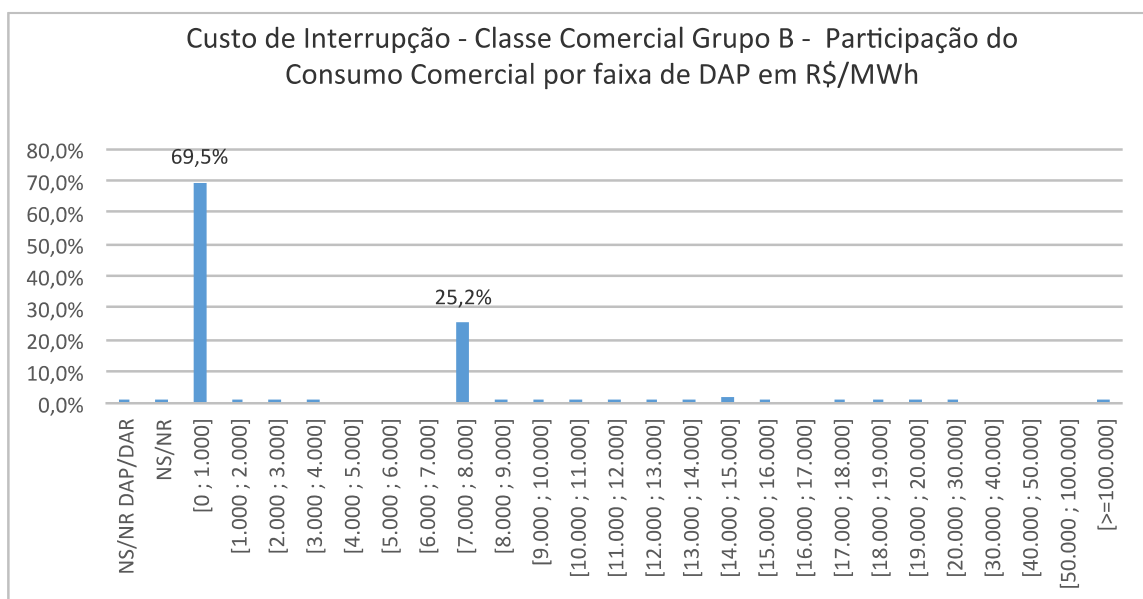
GRÁFICO 10-27. CUSTO DA INTERRUPÇÃO DAS UNIDADES COMERCIAIS DO GRUPO B – PROPORÇÃO DE UNIDADES EM CADA FAIXA DE VALOR (VALORAÇÃO CONTINGENTE X PERDA DE VALOR AGREGADO)



Fonte: FGV-CERI.

O quantitativo de unidades da classe comercial no Grupo B em cada faixa de valor de custo de interrupção também pode ser interpretado a partir da representação do consumo em relação ao total da amostra, conforme os gráficos seguintes.

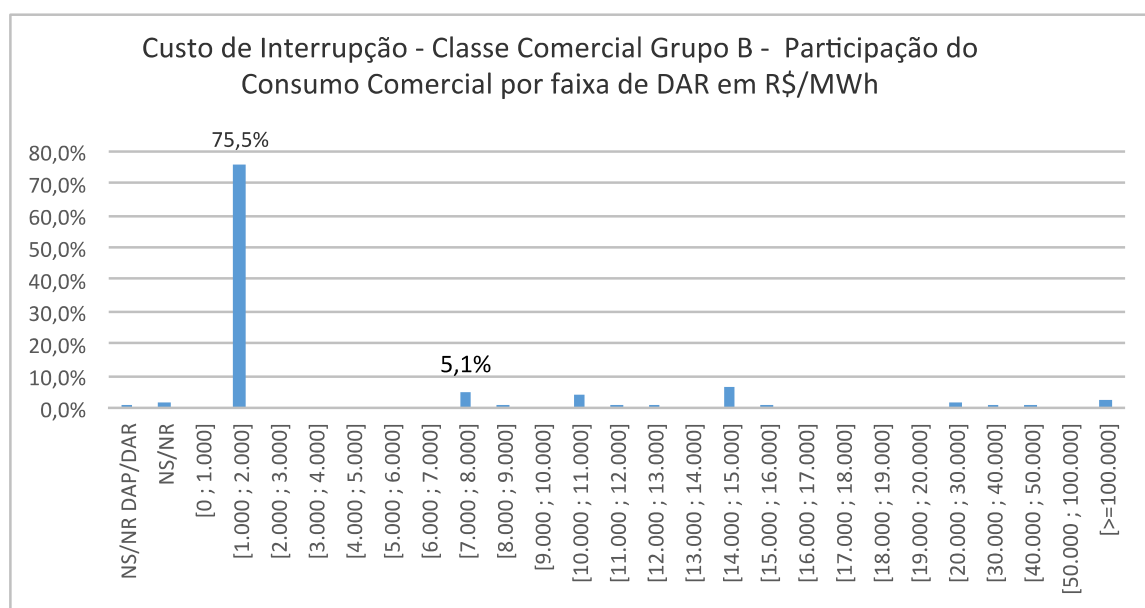
GRÁFICO 10-28. CUSTO DE INTERRUPÇÃO – CLASSE COMERCIAL GRUPO B – PERCENTUAL DO MERCADO POR FAIXA DE DAP EM R\$/MWh



Fonte: FGV-CERI.

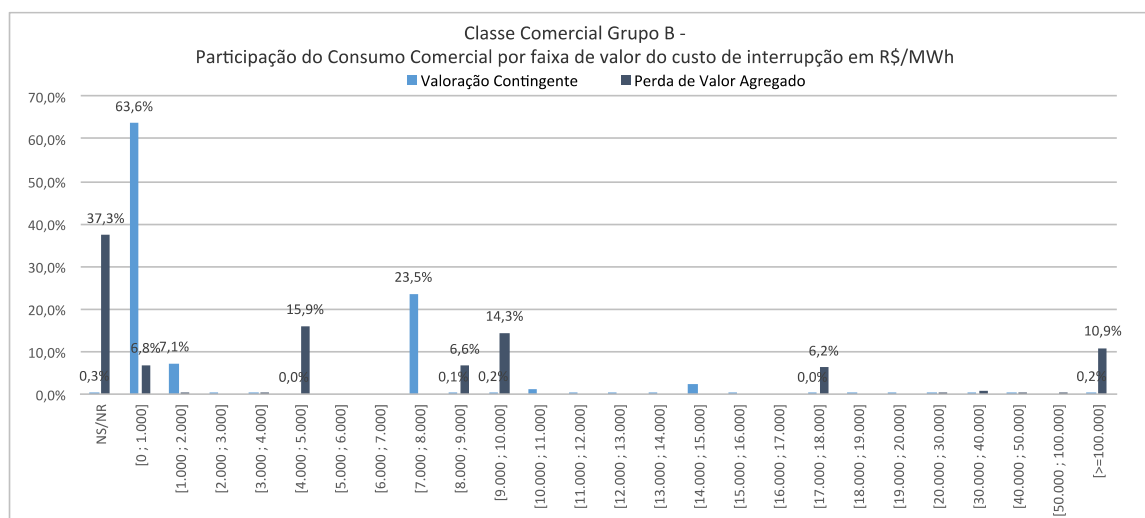
A comparação entre o Gráfico 10-28 e o Gráfico 10-25 permite verificar que 10% das unidades comerciais entrevistadas no Grupo B, cujo custo de interrupção seria de até R\$ 1000/MWh na medida de DAP, correspondem a 69,5% do mercado (em termos de MWh) dessa amostra. Outra faixa com quantitativo de respostas relevante é entre R\$ 7000/MWh e R\$ 8000/MWh, cujas respostas totalizam 19% das unidades do Grupo B com DAP (Gráfico 10-25), que juntas representam 25,2% dessa amostra em termos de consumo (Gráfico 10-28).

GRÁFICO 10-29. CUSTO DE INTERRUPÇÃO – CLASSE COMERCIAL GRUPO B – PERCENTUAL DO MERCADO POR FAIXA DE DAR EM R\$/MWh



Fonte: FGV-CERI.

GRÁFICO 10-30. CUSTO DA INTERRUPÇÃO DAS UNIDADES COMERCIAIS DO GRUPO B – PERCENTUAL DO MERCADO EM CADA FAIXA DE VALOR (VALORAÇÃO CONTINGENTE X PERDA DE VALOR AGREGADO)



Fonte: FGV-CERI.

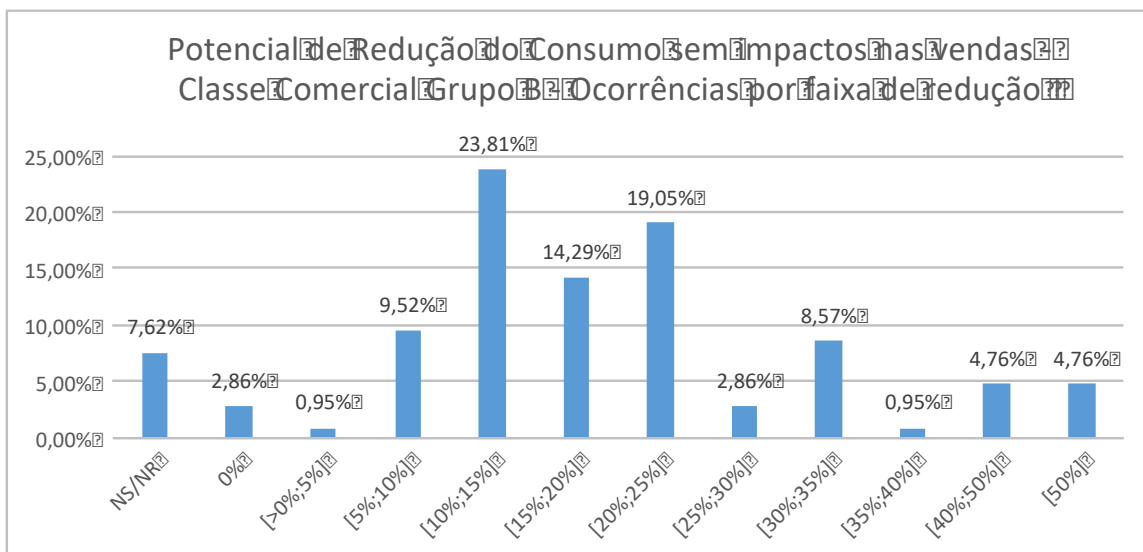
A baixa quantidade de respostas para a estimativa sobre prejuízos decorrentes da interrupção é constatada tanto em termos de representatividade de mercado (37,3%) quanto em termos de unidades comerciais do Grupo B (25,7%). De fato, a amostra muito restrita impede o desenvolvimento de conclusões sobre os efeitos econômicos diretos no comércio de baixa tensão.

10.5.4 CUSTO DO RACIONAMENTO – CLASSE COMERCIAL

A abordagem para avaliar o custo do racionamento da classe comercial foi semelhante à aplicada à classe residencial, onde se procura investigar o padrão de consumo regular a partir dos equipamentos mais relevantes em termos de consumo. Os questionamentos sobre o padrão de consumo são seguidos de pergunta sobre qual o esforço de redução possível no caso de ocorrer racionamento. Com base nas respostas (5%, 10%, 15%, 20% ou superior a 30%) passou-se à aplicação do método de valoração contingente, avaliando DAP ou DAR para o caso do racionamento.

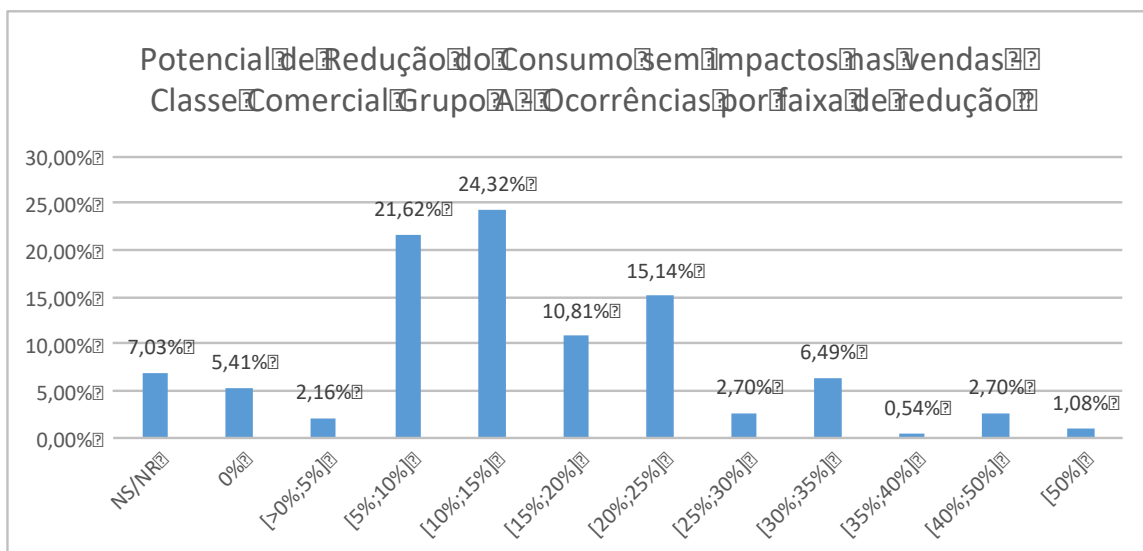
Adicionalmente, a pesquisa na classe comercial buscou identificar qual o potencial de ganho de eficiência no uso da energia elétrica, a partir das respostas sobre a capacidade de redução do consumo sem comprometimento das vendas. As respostas indicam que há um grande potencial para melhorar a eficiência do uso da energia no comércio, tanto no Grupo A quanto no Grupo B.

GRÁFICO 10-31. POTENCIAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO REGULAR SEM COMPROMETIMENTO DAS VENDAS – CLASSE COMERCIAL – GRUPO B



Fonte: FGV-CERI.

GRÁFICO 10-32. POTENCIAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO REGULAR SEM COMPROMETIMENTO DAS VENDAS – CLASSE COMERCIAL – GRUPO A

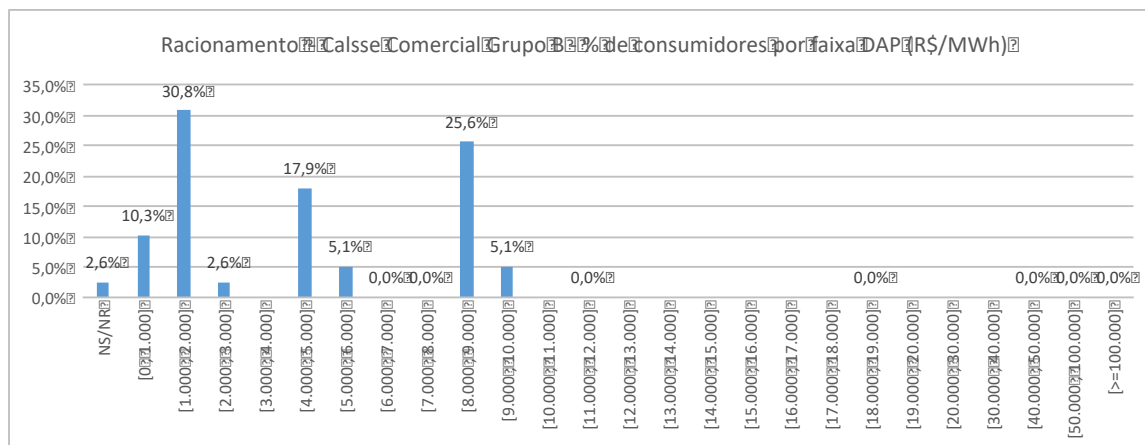


Fonte: FGV-CERI.

Para 24,32% dos consumidores comerciais do Grupo A e para 23,8% dos consumidores comerciais do Grupo B, é possível reduzir o consumo regular de energia elétrica entre 10% e 15% sem que haja comprometimento das vendas.

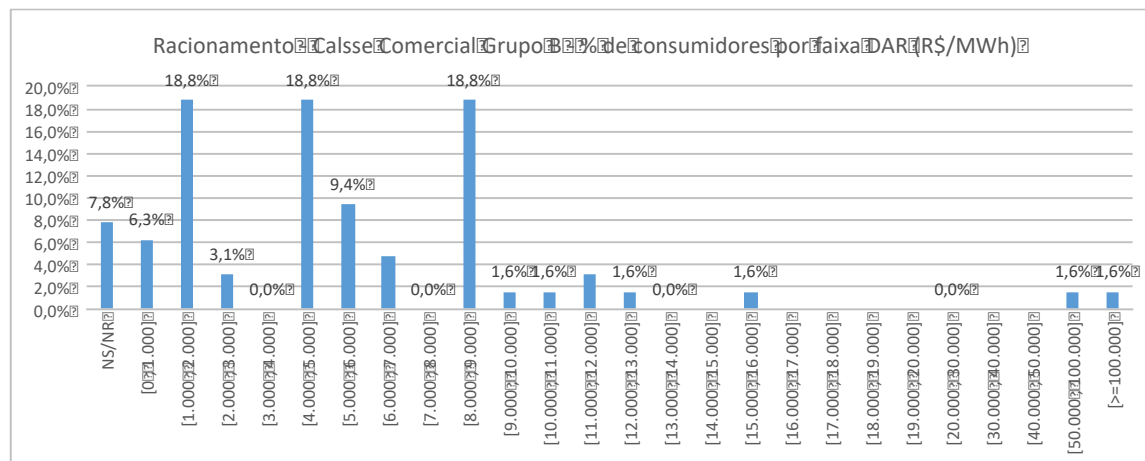
Os resultados para o custo do racionamento de acordo com as medidas de DAP e DAR são apresentados nos gráficos a seguir, tanto para a classe comercial do Grupo A quanto para o Grupo B.

GRÁFICO 10-33. CUSTO DO RACIONAMENTO POR FAIXA DE VALOR DA DAP EM R\$/MWh – PROPORÇÃO DE UNIDADES COMERCIAIS DO GRUPO B EM CADA FAIXA DE VALOR



Fonte: FGV-CERI.

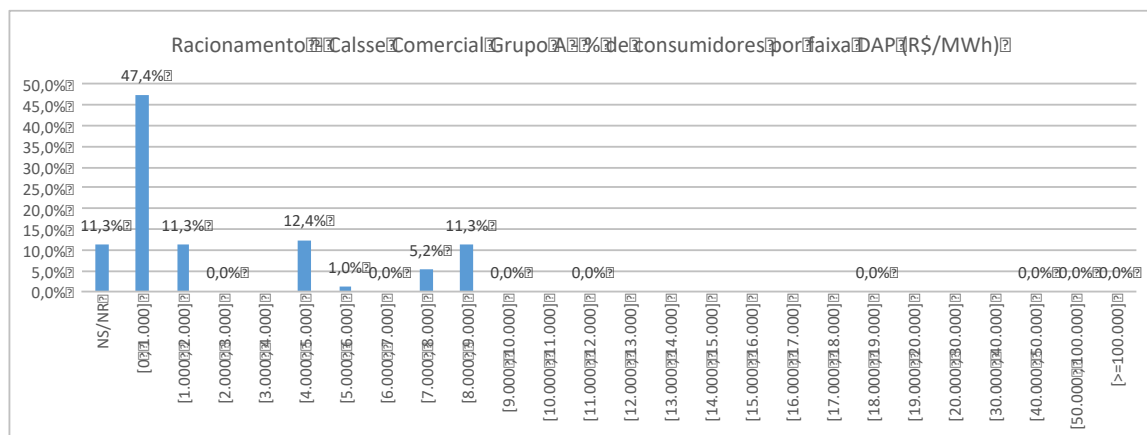
GRÁFICO 10-34 CUSTO DO RACIONAMENTO POR FAIXA DE VALOR DA DAR EM R\$/MWh – PROPORÇÃO DE UNIDADES COMERCIAIS DO GRUPO B EM CADA FAIXA DE VALOR



Fonte: FGV-CERI.

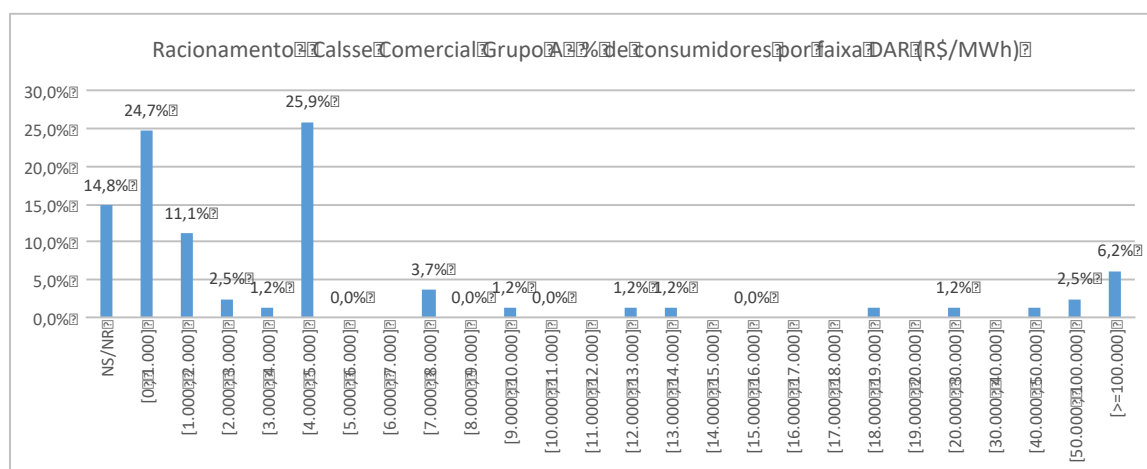
Aparentemente, os consumidores da classe comercial no Grupo B que preferem pagar (DAP) para evitar o racionamento atribuem mais valor à energia que aqueles que declaram preferir ser compensados (DAR). Os resultados indicam que 41,1% dos entrevistados com DAP possuem custos de racionamento de até R\$ 2000/MWh, enquanto o conjunto com DAR concentra 25,1% das entrevistas nesta mesma faixa de valor.

GRÁFICO 10-35. CUSTO DO RACIONAMENTO POR FAIXA DE VALOR DA DAP EM R\$/MWh – PROPORÇÃO DE UNIDADES COMERCIAIS DO GRUPO A EM CADA FAIXA DE VALOR



Fonte: FGV-CERI.

GRÁFICO 10-36. CUSTO DO RACIONAMENTO POR FAIXA DE VALOR DA DAR EM R\$/MWh – PROPORÇÃO DE UNIDADES COMERCIAIS DO GRUPO A EM CADA FAIXA DE VALOR



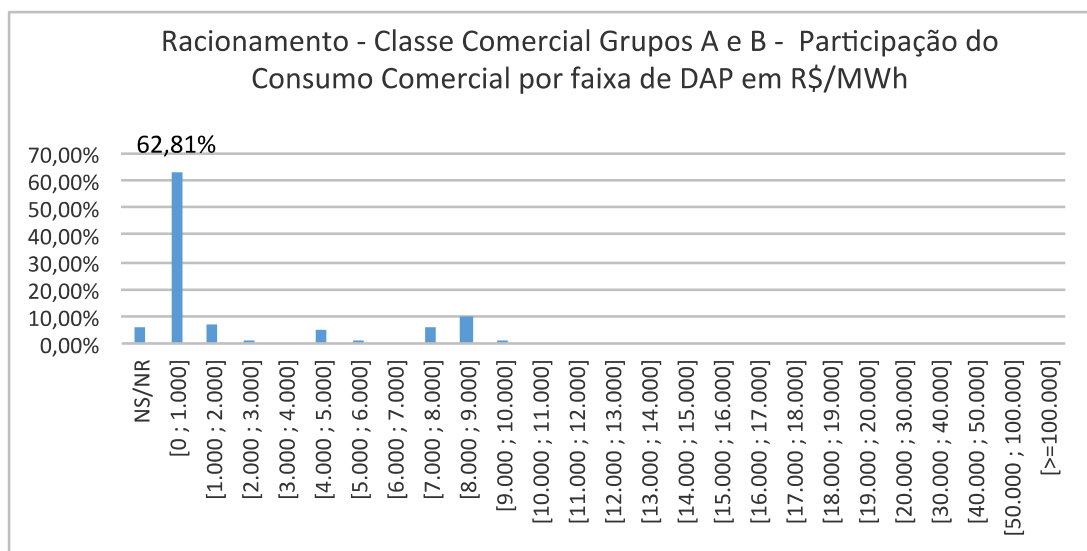
Fonte: FGV-CERI.

No Grupo A, a classe comercial concentra a maior quantidade de respostas nas faixas onde o custo do racionamento é mais baixo: para custo de até R\$ 1000/MWh estão 24,7% daqueles com DAR e 47,4% daqueles com DAP. Embora a amostra seja restrita para se estabelecer conclusões, a classe comercial como um todo (Grupo A e B) tem quantidades expressivas de DAP, onde prefere-se pagar para não ter que ser racionado. As faixas de valores de disposição a pagar são baixas, contudo, especialmente no Grupo A. Isso pode estar relacionado à disponibilidade de geradores com a função de back-up e também com o

grande potencial de redução de consumo sem prejudicar as vendas. No caso do Grupo B, a capacidade de reduzir o consumo sem comprometimento das vendas parece ser ainda maior (veja Gráfico 10-31 e Gráfico 10-32), o que eventualmente pode pressionar os valores do custo do racionamento para as faixas de DAP e DAR menos elevadas. De modo geral, o comércio da Baixa Tensão parece precificar mais o racionamento que o comércio da Alta Tensão.

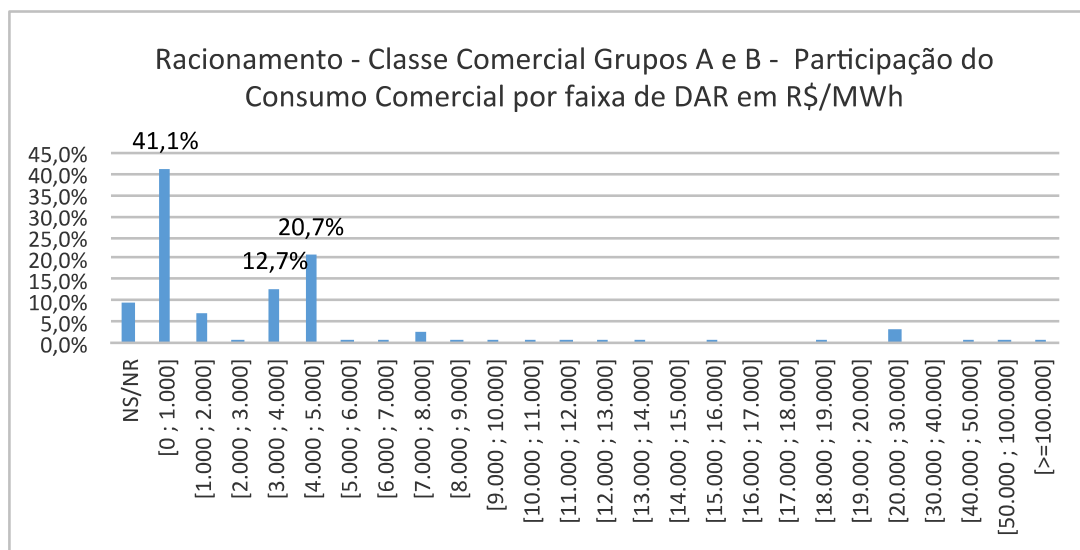
As análises de DAP e DAR para a classe comercial também foram feitas de forma agregada para os Grupos A e B, em termos de representação do mercado comercial por faixa de custo de racionamento, conforme os gráficos a seguir.

GRÁFICO 10-37. CUSTO DE RACIONAMENTO – CLASSE COMERCIAL GRUPOS A E B – PERCENTUAL DO MERCADO POR FAIXA DE DAP EM R\$/MWh



Fonte: FGV-CERI.

GRÁFICO 10-38. CUSTO DE RACIONAMENTO – CLASSE COMERCIAL GRUPOS A E B – PERCENTUAL DO MERCADO POR FAIXA DE DAR EM R\$/MWh



Fonte: FGV-CERI.

O Gráfico10-37 e o Gráfico 10-38 podem ser interpretados no sentido de confirmar que a DAP ou DAR da classe comercial existe, mas se concentra em faixas de custos mais baixos. Ou seja, para aproximadamente 62,8% do mercado comercial (em termos de MWh), o custo do racionamento seria de até R\$ 1000/MWh quando este é valorado pela DAP. Caso o custo do racionamento seja valorado pela ótica da DAR, 41% do mercado comercial seria compensado com até R\$ 1000/MWh.

No que diz respeito ao racionamento, o questionário da classe comercial incluiu uma seção onde são levantados dados dos equipamentos mais relevantes a fim de identificar o padrão de consumo. Os resultados obtidos mostram que 44% dos entrevistados não são capazes de responder a perguntas como potência dos equipamentos ou quantidade de horas de uso diário de cada um deles. Dentre aqueles que responderam, não há evidências de consistência nas informações apresentadas quando estas são comparadas ao consumo mensal declarado. Isto sugere que as respostas tendem a supervalorizar o uso dos equipamentos, em termos de horas de utilização ou em termos de potência. Comportamento semelhante também foi identificado na classe residencial, onde o padrão de uso de chuveiro e ar-condicionado declarado não se mostrou compatível com o consumo mensal declarado.

Finalmente, a classe comercial pode ser avaliada pelo potencial de racionamento a partir dos custos apurados por meio de valoração contingente. Para cada faixa de valor do custo de racionamento há um mercado e um esforço de redução declarado, associados ao cenário apresentado. A combinação destas informações permite construir a tabela com o potencial de racionamento da classe comercial por faixa de DAP/DAR em R\$/MWh (Tabela).

TABELA 9 - POTENCIAL DE RACIONAMENTO DA CLASSE COMERCIAL POR FAIXA DE DAP/DAR EM R\$/MWH

DAR/DAP (R\$/MWh)	Representatividade Mercado Comercial (%)	Esforço de Redução Consumo (%)	Potencial de Racionamento Comercial (%)	Patamar de Déficit Comercial
[0 ; 1.000]	58%	13%	7,5%	7,5%
[1.000 ; 2.000]	7%	15%	1,1%	8,6%
[2.000 ; 3.000]	0%	10%	0,0%	8,6%
[3.000 ; 4.000]	4%	10%	0,4%	9,0%
[4.000 ; 5.000]	10%	11%	1,1%	10,1%
[5.000 ; 6.000]	0%	11%	0,0%	10,1%
[6.000 ; 7.000]	0%	13%	0,0%	10,1%
[7.000 ; 8.000]	5%	9%	0,4%	10,5%
[8.000 ; 9.000]	6%	12%	0,8%	11,3%
[9.000 ; 10.000]	0%	20%	0,0%	11,3%
[10.000 ; 11.000]	0%	10%	0,0%	11,3%
[11.000 ; 12.000]	0%	19%	0,0%	11,3%
[12.000 ; 13.000]	0%	5%	0,0%	11,3%
[13.000 ; 14.000]	0%	30%	0,0%	11,4%
[14.000 ; 15.000]	0%	0%	0,0%	11,4%
[15.000 ; 16.000]	0%	15%	0,0%	11,4%
[16.000 ; 17.000]	0%	0%	0,0%	11,4%
[17.000 ; 18.000]	0%	0%	0,0%	11,4%
[18.000 ; 19.000]	0%	5%	0,0%	11,4%
[19.000 ; 20.000]	0%	0%	0,0%	11,4%
[20.000 ; 30.000]	1%	10%	0,1%	11,5%
[30.000 ; 40.000]	0%	0%	0,0%	11,5%
[40.000 ; 50.000]	0%	5%	0,0%	11,5%
[50.000 ; 100.000]	0%	15%	0,0%	11,5%
[>=100.000]	0%	9%	0,0%	11,5%
NS/NR	7%	9%	0,6%	12,1%
	100,0%	12,1%		

Fonte: FGV-CERI.

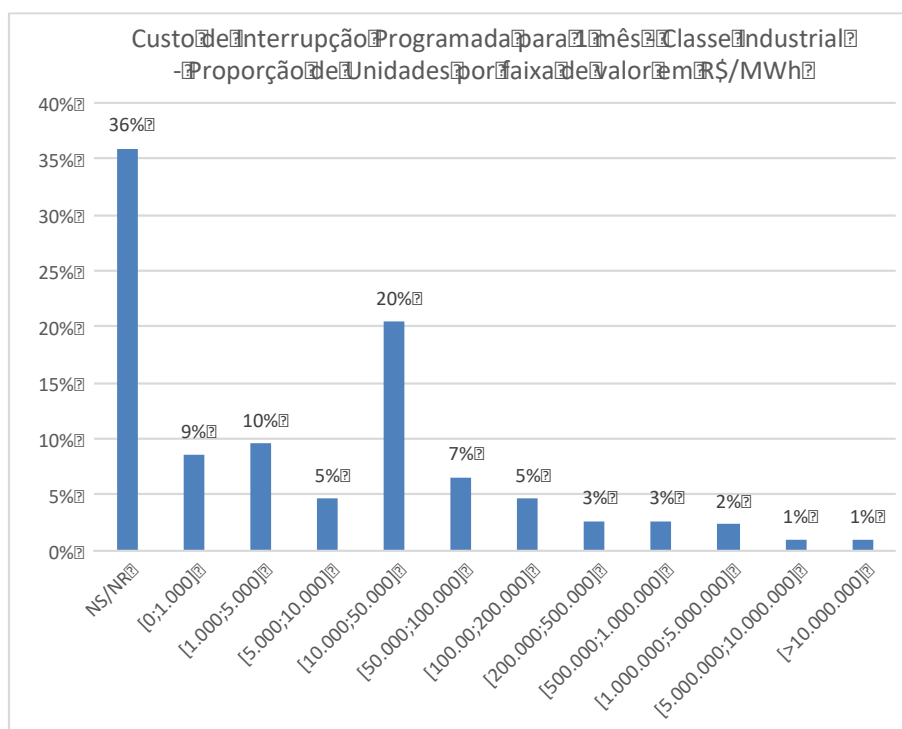
10.5.5 CUSTO DA INTERRUPÇÃO – CLASSE INDUSTRIAL

O planejamento de entrevistas na classe industrial alcançou o total de 308 entrevistas em todo o Brasil, refletindo um quantitativo um pouco inferior ao planejado de 500 entrevistas. Dentre os 308 questionários aplicados, 264 referem-se a unidades conectadas na alta tensão (Grupo A) e apenas 18 representam unidades na baixa tensão (Grupo B). Diferente das demais classes, o custo da interrupção, e também o custo do racionamento, não são medidos por métodos de valoração contingente. Para compreender os impactos diretos da restrição da oferta de energia elétrica na classe industrial é necessária uma investigação sobre a forma como a energia é utilizada no processo produtivo e como os custos de produção se distribuem entre matéria prima, mão de obra, energia elétrica e outros itens. O custo da interrupção é então avaliado a partir das perdas financeiras associadas ao cenário de cortes, descontando as possíveis reduções de despesas que poderiam ser feitas em face do aviso prévio e da duração do programa de cortes.

Para se converter a perda de valor agregado em R\$/MWh, foi necessário estimar as horas de funcionamento regular e também apurar como as interrupções de duas horas impactam a retomada da produção nas indústrias.

As análises a seguir são apresentadas de forma agregada, não diferenciando Grupo A e B, tendo em vista a pequena quantidade de respostas para o Grupo B.

GRÁFICO 10-39. CUSTO DE INTERRUPÇÃO (1 MÊS) – CLASSE INDUSTRIAL – PERCENTUAL DE UNIDADES POR FAIXA DE VALOR EM R\$/MWh

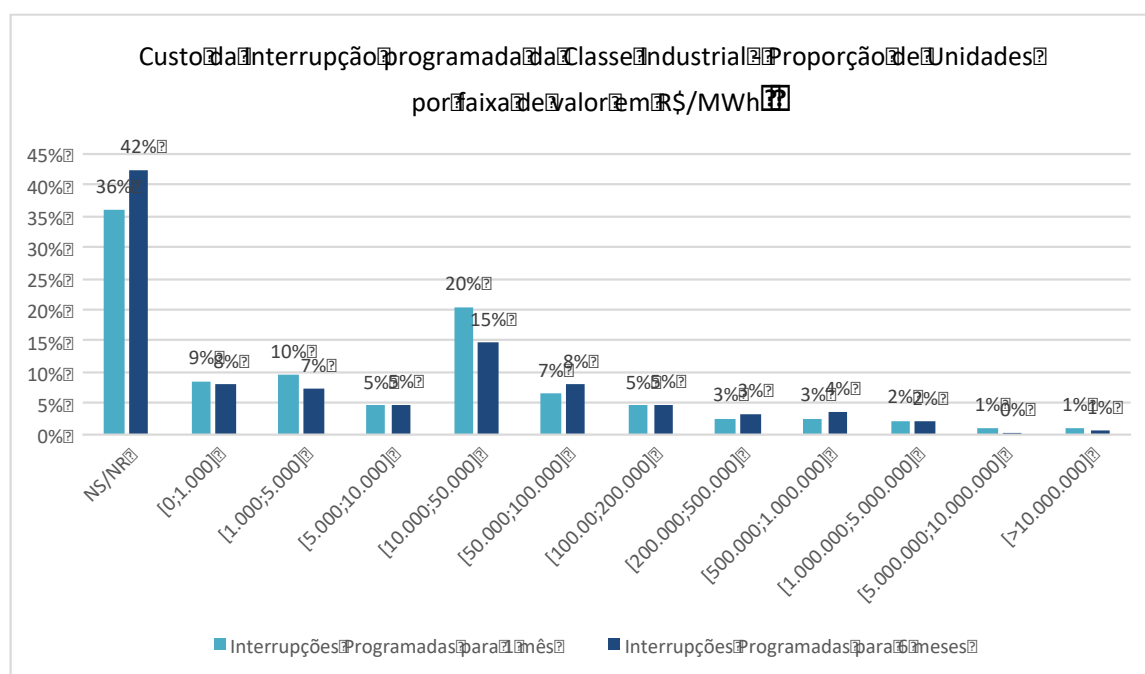


Fonte: FGV-CERI.

Os custos de interrupção calculados para a classe industrial se mostram muito elevados quando comparados com aqueles da classe comercial. Na faixa de valor de até R\$ 1000/MWh estão apenas 9% das unidades entrevistadas. Merece destaque o grande número de entrevistados que não foram capazes de oferecer informações sobre perdas financeiras associadas aos cortes ou também sobre o consumo frustrado em face do cenário de interrupções apresentado. As perdas financeiras e as horas paradas de produção são essenciais para se obter as referências de custos em R\$/MWh. No caso da indústria, 36% dos questionários não resultaram em informações que permitissem calcular o custo da interrupção.

Muitas respostas resultaram em custos de interrupção muito elevados, quando convertidos para a relação R\$/MWh. Cabe destacar que o denominador dessa relação considera o total de horas paradas por mês decorrentes do cenário de cortes programados para três vezes por semana, com duas horas de duração, no horário de máxima utilização da energia elétrica. O numerador reflete a resposta direta sobre a perda financeira associada às horas paradas devido ao cenário hipotético de interrupção. Complementarmente, avaliou-se como seriam os custos de adaptação e eventuais ajustes nas despesas, no caso de a programação de cortes durar mais que seis meses. O gráfico seguinte destaca o comparativo entre as ocorrências para cada faixa de valor do custo de interrupção.

GRÁFICO 10-40. CUSTO DE INTERRUPÇÃO (1 MÊS X 6 MESES) – CLASSE INDUSTRIAL – PERCENTUAL DE UNIDADES POR FAIXA DE VALOR EM R\$/MWH



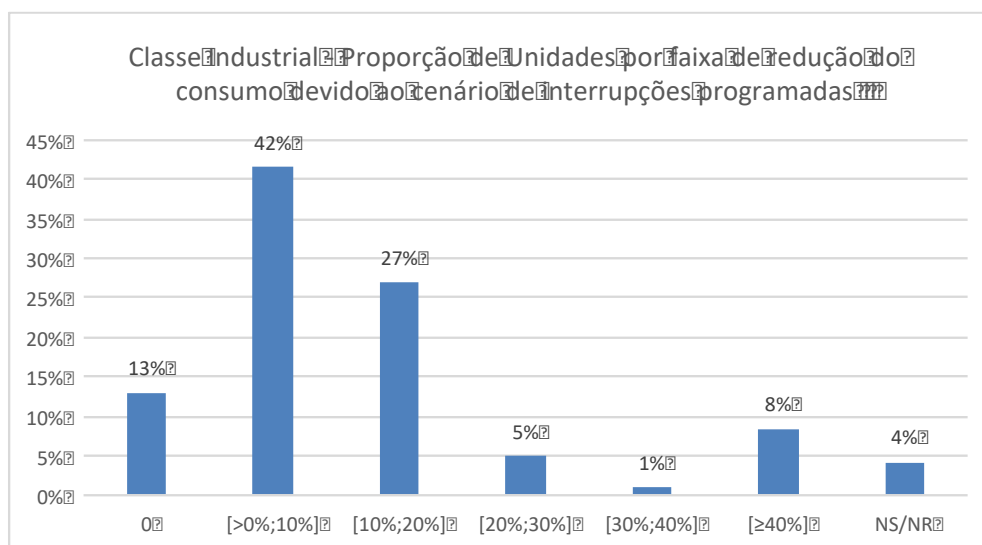
Fonte: FGV-CERI.

A quantidade de entrevistados que não souberam responder aumentou de 36% para 42% quando perguntados sobre os custos de adaptação (duração de pelo menos seis meses do cenário de cortes programados). Parece haver possibilidade real de reduzir custos por meio de ajustes na alocação dos recursos produtivos, contudo, quando se observa a intenção de rever despesas com energia elétrica como exemplificado no Gráfico 10-45.

A consequência de interrupções de duas horas pode ser a parada da produção por um período bastante superior, a depender da complexidade para a retomada do processo produtivo. De toda forma, esse

tempo de parada informado nas entrevistas tem como efeito uma redução no consumo mensal regular. Nesse sentido, as respostas sobre a economia no consumo mensal em decorrência do cenário de interrupção foram agrupadas por faixas de redução, conforme apresenta o Gráfico 10-41.

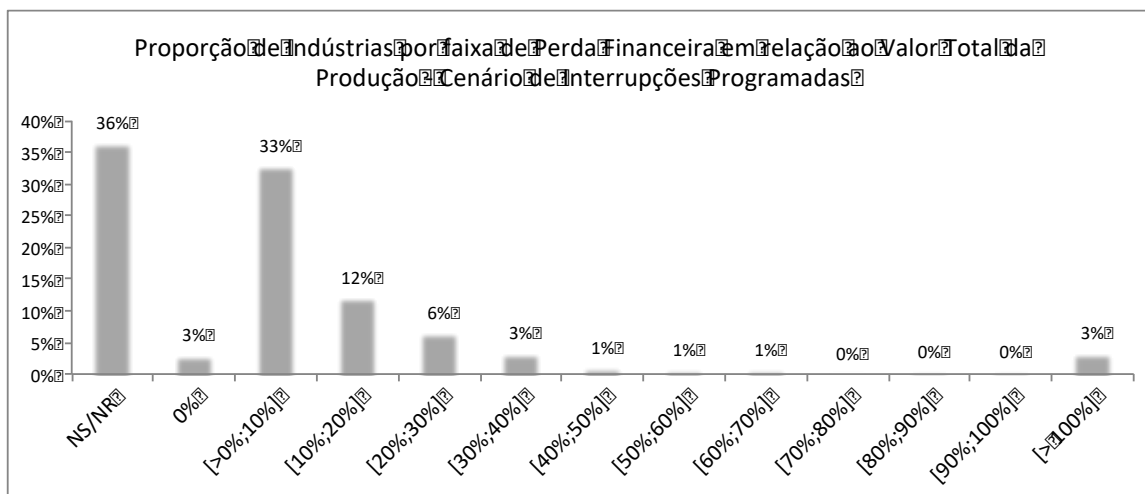
GRÁFICO 10-41. PROPORÇÃO DE UNIDADES INDUSTRIAIS POR FAIXA DE REDUÇÃO DO CONSUMO DECORRENTE DO CENÁRIO DE INTERRUPÇÕES PROGRAMADAS



Fonte: FGV-CERI.

Uma outra forma de avaliar a qualidade das respostas obtidas é a partir das informações sobre as perdas financeiras em relação ao valor total da produção. Observa-se que 112 das 308 entrevistas não ofereceram informações para avaliar os impactos financeiros dos cortes programados, enquanto 3% dos respondentes declararam não apresentar perdas com as interrupções programadas.

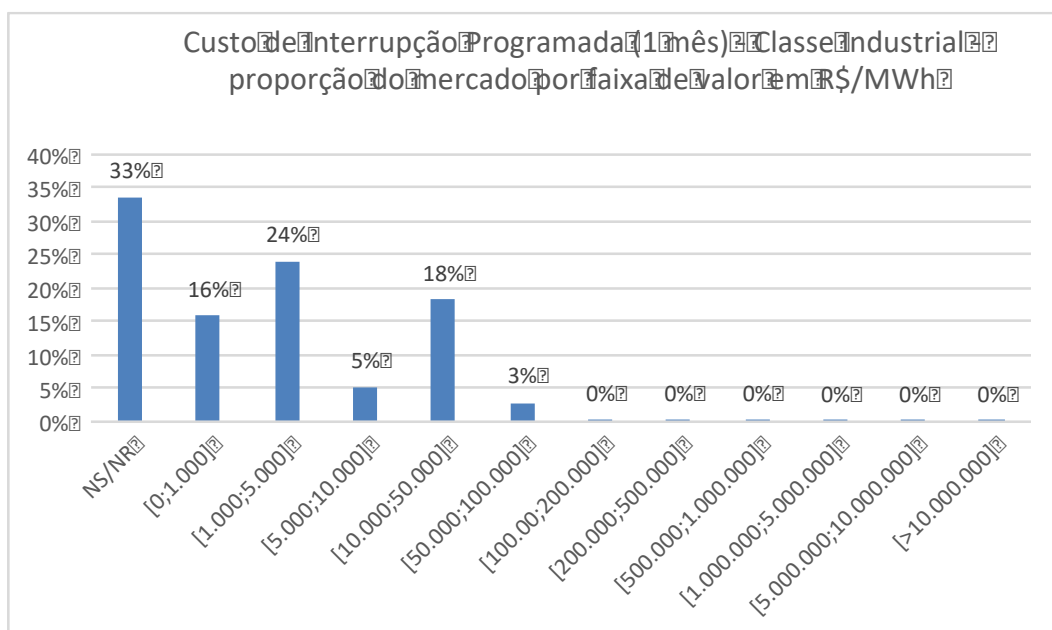
GRÁFICO 10-42. PROPORÇÃO DE INDÚSTRIAS POR FAIXA DE PERDAS FINANCEIRAS – CENÁRIO DE INTERRUPÇÕES PROGRAMADAS



Fonte: FGV-CERI.

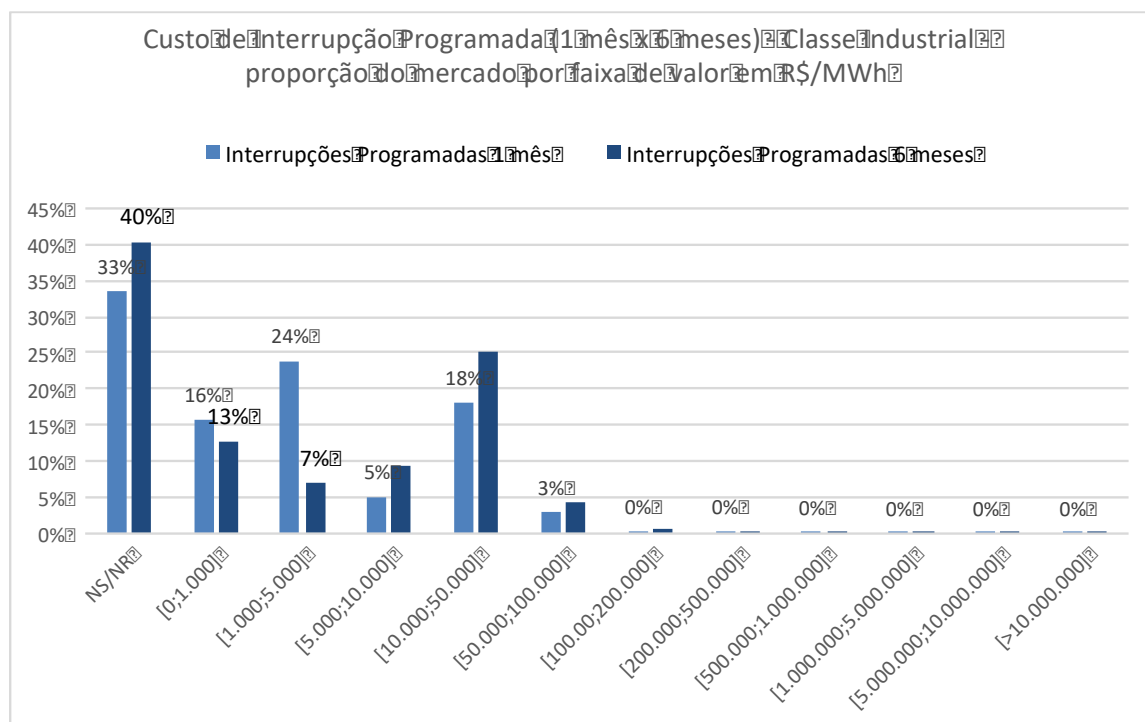
As faixas de custo de interrupção também podem ser avaliadas em termos de participação do mercado industrial, conforme apresentam os gráficos a seguir.

GRÁFICO 10-43. CUSTO DE INTERRUPÇÃO (1 MÊS) – CLASSE INDUSTRIAL – PARTICIPAÇÃO DO CONSUMO INDUSTRIAL POR FAIXA DE VALOR EM R\$/MWH



Fonte: FGV-CERI.

GRÁFICO 10-44. CUSTO DE INTERRUPÇÃO (1 MÊS X 6 MESES) – PARTICIPAÇÃO DO CONSUMO INDUSTRIAL POR FAIXA DE VALOR EM R\$/MWH

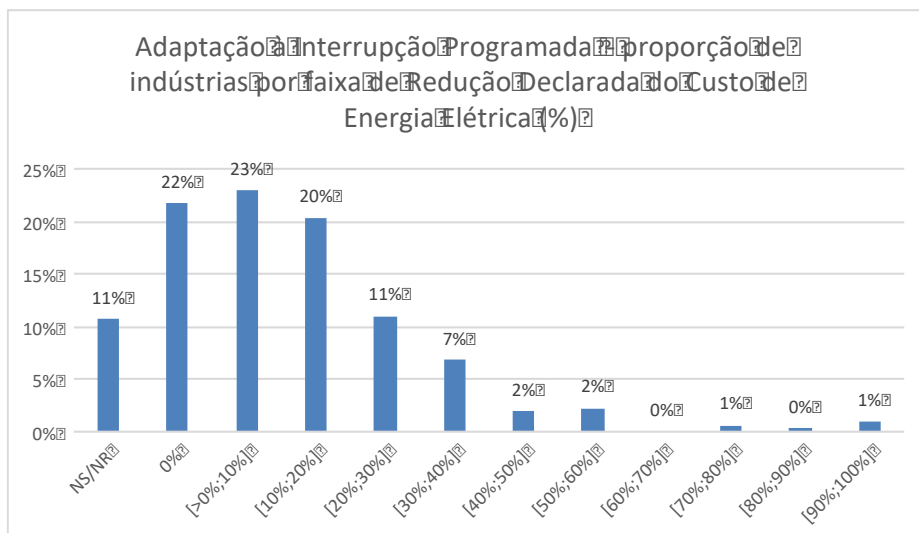


Fonte: FGV-CERI.

A comparação entre o Gráfico e o Gráfico evidencia maior importância do custo de interrupção na faixa de valor de R\$ 1000/MWh a R\$ 5000/MWh, na qual estão 10% das unidades industriais entrevistadas que correspondem 24% do mercado industrial. A primeira faixa de custos também parece relevante, uma vez que contém 16% do mercado industrial. Portanto, muito embora tenham sido apurados resultados para faixas de custos da interrupção mais elevadas, existe uma predominância das primeiras faixas no que tange ao mercado industrial. Nesse contexto, cabe destacar que quase 60% (183 de 308) dos entrevistados contam com geradores de back-up, o que possivelmente torna as indústrias menos sensíveis ao cenário de interrupções programadas.

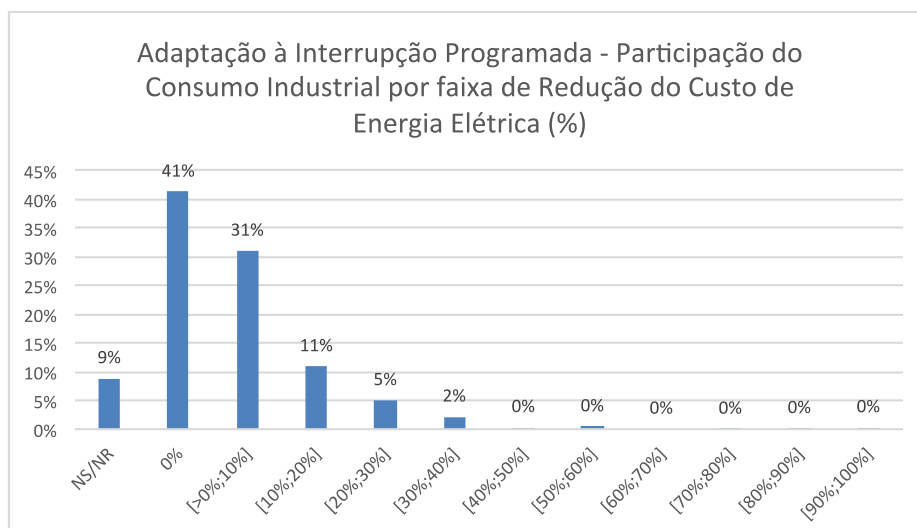
As ações de adaptação ao cenário prolongado de interrupções foram questionadas, a partir de perguntas sobre qual o percentual estimado de redução de custos com matéria prima, mão de obra e outros insumos, inclusive energia elétrica. No que diz respeito à intenção de redução dos custos com energia elétrica, as respostas podem ser analisadas por faixas de redução, observando as ocorrências tanto em termos de unidades industriais quanto em termos de participação no mercado.

GRÁFICO 10-45. ADAPTAÇÃO À INTERRUPÇÃO PROGRAMADA – PROPORÇÃO DE INDÚSTRIAS POR FAIXA DE REDUÇÃO DE CUSTO DE ENERGIA ELÉTRICA (%)



Fonte: FGV-CERI.

GRÁFICO 10-46. ADAPTAÇÃO À INTERRUPÇÃO PROGRAMADA - PARTICIPAÇÃO DO CONSUMO INDUSTRIAL POR FAIXA DE REDUÇÃO DO CUSTO DE ENERGIA ELÉTRICA (%)



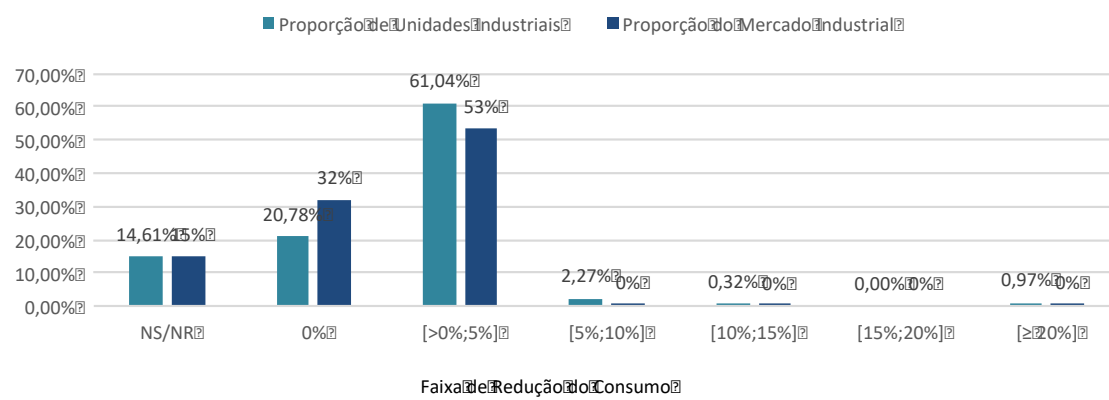
Fonte: FGV-CERI.

Muitas unidades informam que não seria possível reduzir custos de energia elétrica, representando 22% do total de entrevistados, que equivalem a 41% do mercado industrial. A faixa de redução de até 10% concentra 31% do mercado industrial e 23% das unidades entrevistadas. A informação sobre interrupções programadas com antecedência permitiria aos consumidores industriais a revisão das demandas contratas para uso dos sistemas de distribuição e de transmissão.

10.5.6 CUSTO DO RACIONAMENTO – CLASSE INDUSTRIAL

De forma semelhante ao questionário aplicado na classe comercial, o potencial de redução do consumo foi investigado antes que se apresentasse o cenário de restrição na oferta de energia elétrica. Esta avaliação foi feita a partir das respostas sobre o destino da energia para fins administrativos ou, dito de outra forma, diz respeito à proporção de energia utilizada não diretamente nos processos fabris. Os entrevistados da indústria também responderam sobre qual o potencial para reduzir este consumo administrativo de energia sem que a produção seja comprometida. Diante dessas informações, foi possível identificar para cada unidade industrial entrevistada qual seria o potencial de redução do consumo total sem que houvesse comprometimento no processo produtivo. O Gráfico 10.47 apresenta os resultados da frequência de unidades industriais em cada faixa de potencial de redução do consumo.

GRÁFICO 10-47. POTENCIAL DE CONSUMO SEM COMPROMETIMENTO DO PROCESSO PRODUTIVO - PERCENTUAL DE INDÚSTRIAS E PROPORÇÃO DO MERCADO INDUSTRIAL POR FAIXA DE REDUÇÃO

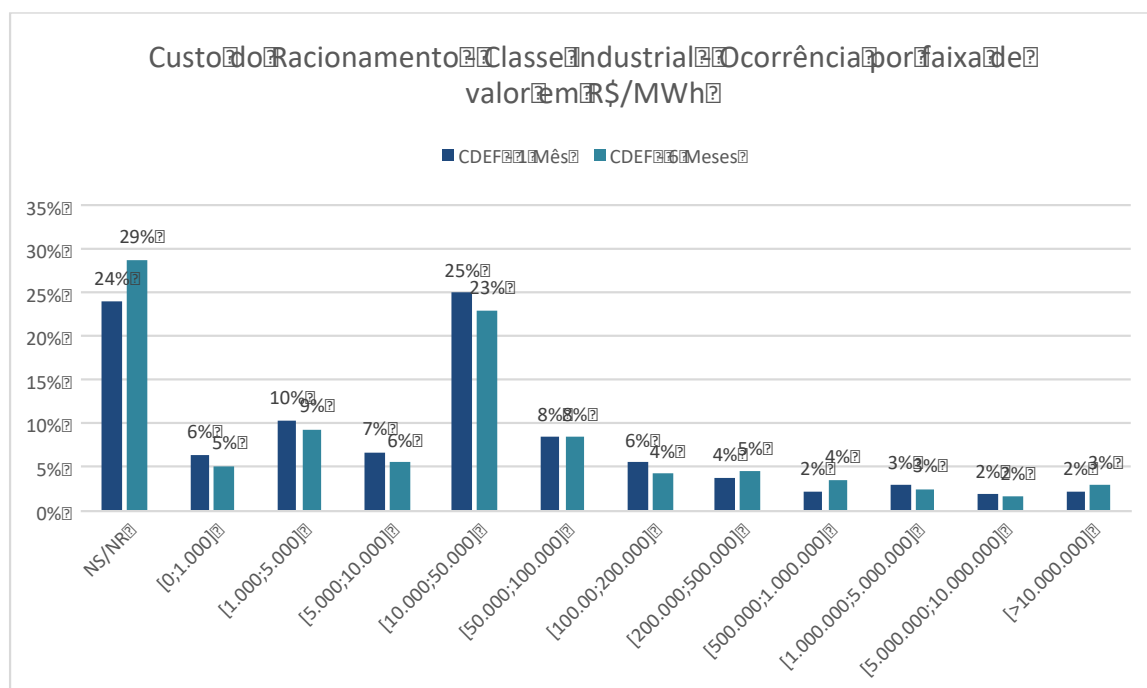


Fonte: FGV-CERI.

A análise mostra que 61% dos entrevistados na classe industrial teriam capacidade de reduzir até 5% do consumo regular apenas evitando desperdícios no uso da energia elétrica destinada a fins não produtivos (consumo administrativo). Em termos de proporção do mercado, este conjunto de consumidores representa 53% do mercado industrial.

Diferente do cenário aplicado às demais classes, a situação de racionamento hipotético apresentada à classe industrial questiona sobre como os fatores de produção seriam afetados no caso de se implementar um racionamento de 10% do consumo regular. Portanto, o percentual de racionamento de 10% é dado e, para este nível de restrição da oferta, investiga-se qual o prejuízo associado à energia que deixaria de ser consumida. O Gráfico 10-48 aponta a proporção de consumidores industriais por faixa de custo do racionamento, considerando a duração de 1 mês e também os efeitos da adaptação, caso o racionamento tenha um aviso prévio de duração mínima de 6 meses.

GRÁFICO 10-48. CUSTO DE RACIONAMENTO – CLASSE INDUSTRIAL – PROPORÇÃO DE INDÚSTRIAS POR FAIXA DE VALOR EM R\$/MWh – PROGRAMA DE 1 MÊS X PROGRAMA DE 6 MESES



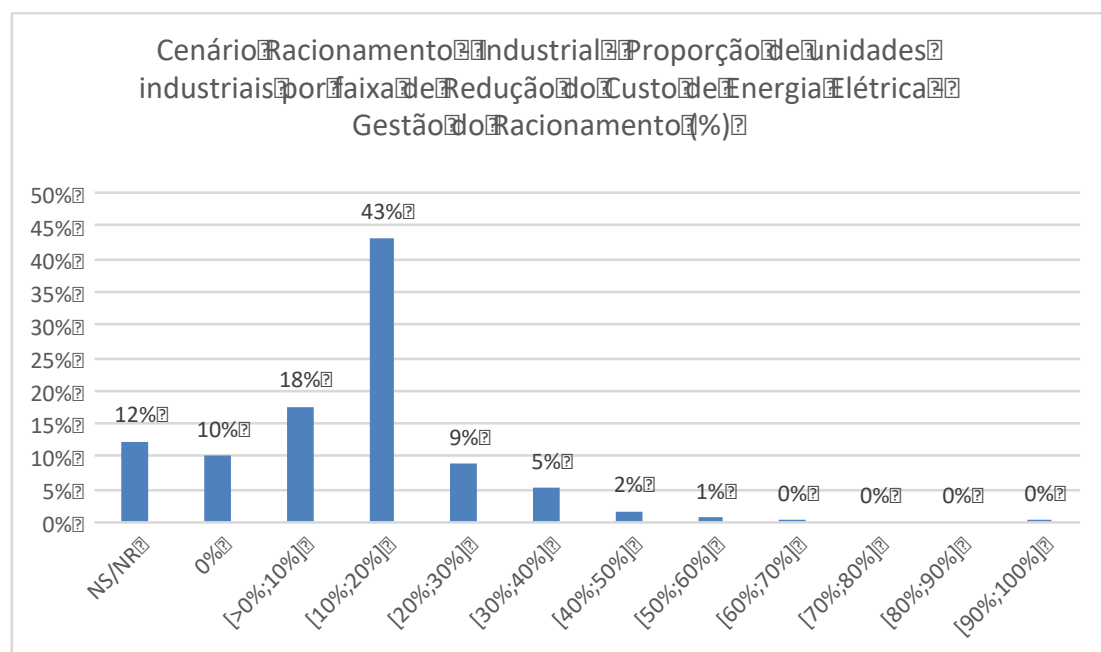
Fonte: FGV-CERI.

A comparação entre o custo do racionamento programado para um mês e o custo do racionamento com seis meses de duração mostra que existe uma perspectiva de pequena redução de custos, com gestão de insumos. Por outro lado, há um aumento no número de respostas que parecem estar superestimando as

perdas financeiras quando estas estão convertidas em R\$/MWh. Da mesma forma, o percentual de indústrias que não sabe responder aumenta quando se apresenta a perspectiva de um racionamento com duração mínima de 6 meses.

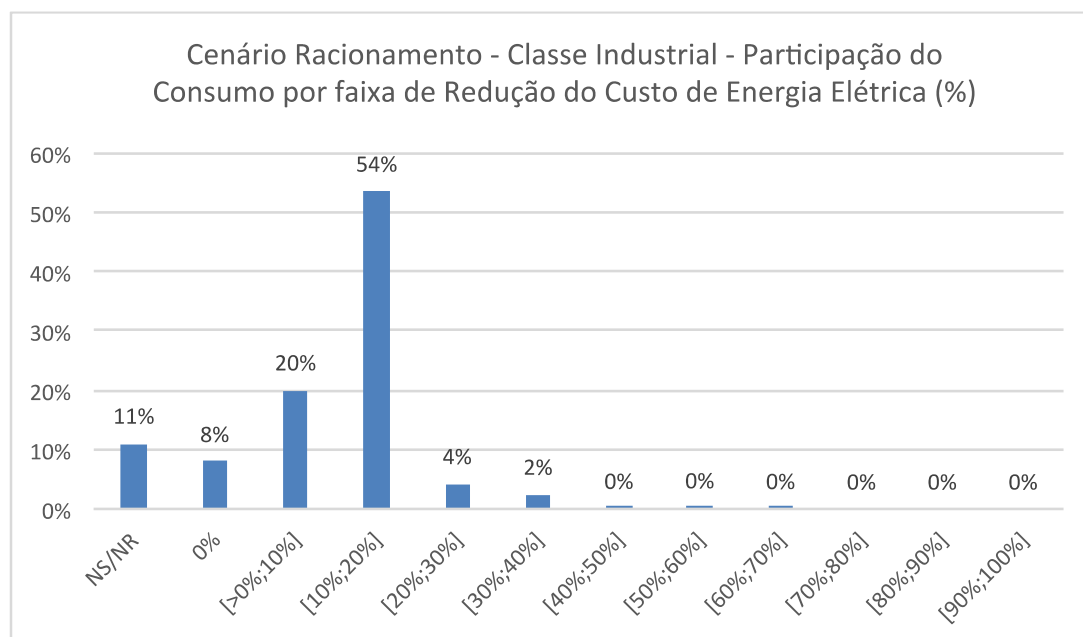
A gestão do racionamento por parte da indústria foi avaliada sob a ótica dos esforços de adaptação ao cenário mais prolongado. Assim, os entrevistados foram estimulados a avaliar a possibilidade de rever contratos e custos dos fatores de produção em face do cenário de redução de 10% do consumo de energia elétrica. Os gráficos seguintes apresentam a síntese das respostas sobre a possibilidade de redução dos custos de energia elétrica, destacando a proporção de indústrias (Gráfico 10-49) e a proporção do mercado industrial (Gráfico 10-50) em cada faixa de redução de custos com energia elétrica.

GRÁFICO 10-49. ADAPTAÇÃO AO RACIONAMENTO — PROPORÇÃO DE INDÚSTRIAS POR FAIXA DE REDUÇÃO DE CUSTO DE ENERGIA ELÉTRICA (%)



Fonte: FGV-CERI.

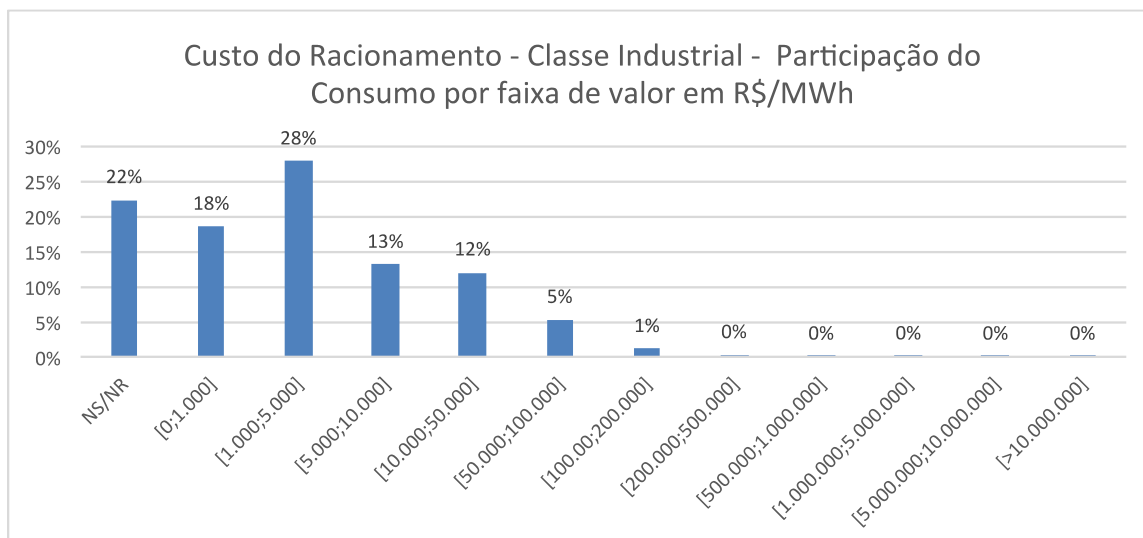
GRÁFICO 10-50. ADAPTAÇÃO AO RACIONAMENTO – PARTICIPAÇÃO DO CONSUMO INDUSTRIAL POR FAIXA DE REDUÇÃO DO CUSTO DE ENERGIA ELÉTRICA (%)



Fonte: FGV-CERI.

Outra forma de avaliar o custo do racionamento na classe industrial é identificando qual a parcela do mercado está representada em cada faixa de valor do custo calculado em R\$/MWh. A análise no Gráfico 10-51 a seguir utiliza os valores apurados para o cenário de um mês de racionamento.

GRÁFICO 10-51. CUSTO DE RACIONAMENTO – CLASSE INDUSTRIAL – PERCENTUAL DO MERCADO POR FAIXA DE VALOR EM R\$/MWh



Fonte: FGV-CERI.

A segmentação do mercado industrial por faixa de custo do racionamento permite que sejam calculados os patamares de custos de racionamento para o mercado industrial. A Tabela 10-11 apresenta este exercício.

TABELA 10-11. POTENCIAL DE RACIONAMENTO DA CLASSE INDUSTRIAL POR FAIXA DE DAP/DAR EM R\$/MWh

(CDEF) 10% Redução (R\$/MWh)	Representatividade Mercado Industrial (%)	Redução Consumo Sugerida (%)	Potencial de Racionamento Industrial (%)	Patamar de Déficit Industrial
[0;1.000]	18%	10%	1,8%	1,8%
[1.000;5.000]	28%	10%	2,8%	4,6%
[5.000;10.000]	13%	10%	1,3%	5,9%
[10.000;50.000]	12%	10%	1,2%	7,1%
[50.000;100.000]	5%	10%	0,5%	7,6%
[100.000;200.000]	1%	10%	0,1%	7,7%
[200.000;500.000]	0%	10%	0,0%	7,8%
[500.000;1.000.000]	0%	10%	0,0%	7,8%
[1.000.000;5.000.000]	0%	10%	0,0%	7,8%
[5.000.000;10.000.000]	0%	10%	0,0%	7,8%
[>10.000.000]	0%	10%	0,0%	7,8%
NS/NR	22%	10%	2,2%	10,0%
	100%	10%		

Fonte: FGV-CERI.

A interpretação da tabela acima permite inferir que o custo de racionar o 4,6% do mercado industrial seria de até R\$ 5000/MWh.

No que diz respeito aos resultados da pesquisa no segmento industrial, deve ser destacado o grande número de respostas do tipo “Não Sabe – NS” ou “Não Respondeu – NR”. Esta situação, quando combinada com a amostra reduzida de 308 consumidores industriais, pode prejudicar a elaboração de conclusões com o nível de confiança pretendido inicialmente. Uma dificuldade adicional está relacionada à necessidade de acionar diferentes interlocutores nas unidades entrevistadas, porque as questões tratavam de aspectos relacionados à gestão de custos, gestão de energia elétrica e também gestão do processo produtivo. Possivelmente, este foi um fator que contribuiu para a baixa qualidade de um conjunto de respostas.

Por outro lado, o exercício de aplicação da pesquisa e a análise dos resultados permite formar a profundidade com que o desenho dos questionários aborda todos os temas fundamentais para se avaliar cenários de interrupção e de racionamento. Nesse sentido, verifica-se que os aprimoramentos necessários para se alcançar melhor qualidade nas respostas podem estar relacionados a: (i) melhor acesso aos interlocutores ou talvez a uma fidelização do cadastro; e (ii) redução do questionário para apenas um cenário por entrevistado e consequente ampliação da amostra. Além destes aprimoramentos, existe um aspecto que se mostrou evidente no levantamento da perda de valor agregado associado à restrição da oferta de energia elétrica. Trata-se de uma aparente falta de conhecimento, por parte dos gestores nas indústrias, sobre os custos associados aos processos produtivos e a relação destes com a energia elétrica como insumo. Não é possível saber ao certo, todavia, se essa é uma realidade ou se é uma questão mais relacionada ao acesso aos interlocutores adequados.

10.5.7 CONSOLIDAÇÃO DOS RESULTADOS PARA AS CLASSES RESIDENCIAL, COMERCIAL E INDUSTRIAL

O potencial de racionamento das classes pesquisadas pode ser consolidado a fim de se obter uma representação para o mercado como um todo. Para isso, a representatividade de cada classe foi ponderada para se alcançar a representação do mercado de acordo com a Tabela 10-12.

TABELA 10-12. PONDERAÇÃO DA AMOSTRA PARA REPRESENTAÇÃO DAS CLASSES DE CONSUMIDORES

Representatividade das Classes (MWh 2016)	%
Comercial	22,81%
Industrial	42,71%
Residencial	34,49%
Total	100%

Fonte: FGV-CERI.

As tabelas seguintes foram construídas incluindo os dados da indústria em ambos os casos. Para o comércio e classe residencial os dados do custo de racionamento foram separados a partir das preferências de DAP ou DAR.

TABELA 10-13. POTENCIAL DE RACIONAMENTO AGREGADO POR FAIXA DE DAP EM R\$/MWh DAS CLASSES RESIDENCIAL E COMERCIAL — MAIS CLASSE INDUSTRIAL

DAP-CDEF (R\$/MWh)	Representatividade Mercado (%)	Esforço de Redução Consumo (%)	Potencial de Racionamento (%)	Patamar de Déficit
Até 0	1%	6%	0,0%	0,0%
[>0;1.000]	29%	12%	3,4%	3,5%
[1.000;3.000]	17%	11%	1,9%	5,4%
[3.000;5.000]	8%	10%	0,8%	6,2%
[5.000;7.000]	4%	10%	0,4%	6,6%
[7.000;9.000]	8%	10%	0,8%	7,4%
[9.000;11.000]	4%	9%	0,4%	7,8%
[11.000;13.000]	2%	9%	0,1%	7,9%
[13.000;15.000]	1%	9%	0,1%	8,0%
[15.000;17.000]	1%	10%	0,1%	8,1%
[17.000;19.000]	1%	9%	0,1%	8,2%
[19.000;21.000]	1%	10%	0,1%	8,2%
[21.000;23.000]	0%	6%	0,0%	8,2%
[23.000;25.000]	0%	10%	0,0%	8,2%
[25.000;27.000]	0%	8%	0,0%	8,2%
[27.000;29.000]	1%	8%	0,1%	8,3%
[29.000;31.000]	0%	9%	0,0%	8,3%
[31.000;33.000]	0%	5%	0,0%	8,3%
[33.000;35.000]	0%	10%	0,0%	8,4%
[35.000;37.000]	0%	6%	0,0%	8,4%
[37.000;39.000]	0%	3%	0,0%	8,4%
[39.000;41.000]	0%	10%	0,0%	8,4%
[41.000;50.000]	1%	9%	0,0%	8,5%
[50.000;60.000]	2%	9%	0,2%	8,6%
[60.000;70.000]	0%	10%	0,0%	8,7%
[70.000;80.000]	2%	10%	0,2%	8,8%
[80.000;90.000]	0%	5%	0,0%	8,8%
[90.000;100.000]	0%	10%	0,0%	8,8%
[>100.000]	1%	10%	0,1%	8,9%
NS/NR	16%	10%	1,7%	10,6%

Fonte: FGV-CERI.

TABELA 10-14. POTENCIAL DE RACIONAMENTO AGREGADO POR FAIXA DE DAR EM R\$/MWh DAS CLASSES RESIDENCIAL E COMERCIAL — MAIS CLASSE INDUSTRIAL

DAR-CDEF (R\$/MWh)	Representatividade Mercado (%)	Esforço de Redução Consumo (%)	Potencial de Racionamento (%)	Patamar de Déficit
Até 0	2%	4%	0,1%	0,1%
[>0;1.000]	17%	13%	2,2%	2,3%
[1.000;3.000]	16%	11%	1,7%	4,0%
[3.000;5.000]	11%	9%	1,0%	5,1%
[5.000;7.000]	6%	8%	0,5%	5,5%
[7.000;9.000]	5%	8%	0,3%	5,9%
[9.000;11.000]	6%	8%	0,4%	6,3%
[11.000;13.000]	3%	6%	0,2%	6,5%
[13.000;15.000]	2%	7%	0,1%	6,6%
[15.000;17.000]	2%	5%	0,1%	6,7%
[17.000;19.000]	1%	6%	0,1%	6,8%
[19.000;21.000]	2%	4%	0,1%	6,9%
[21.000;23.000]	1%	3%	0,0%	6,9%
[23.000;25.000]	1%	2%	0,0%	6,9%
[25.000;27.000]	1%	3%	0,0%	6,9%
[27.000;29.000]	2%	6%	0,1%	7,0%
[29.000;31.000]	1%	5%	0,0%	7,1%
[31.000;33.000]	1%	3%	0,0%	7,1%
[33.000;35.000]	0%	8%	0,0%	7,1%
[35.000;37.000]	0%	3%	0,0%	7,1%
[37.000;39.000]	1%	2%	0,0%	7,1%
[39.000;41.000]	0%	8%	0,0%	7,1%
[41.000;50.000]	1%	5%	0,1%	7,2%
[50.000;60.000]	2%	7%	0,1%	7,3%
[60.000;70.000]	1%	4%	0,0%	7,4%
[70.000;80.000]	2%	9%	0,1%	7,5%
[80.000;90.000]	0%	3%	0,0%	7,5%
[90.000;100.000]	0%	2%	0,0%	7,5%
[>100.000]	1%	6%	0,1%	7,6%
NS/NR	14%	10%	1,3%	8,9%

Fonte: FGV-CERI.

10.6 Conclusão da Pesquisa Direta aos Consumidores

Este capítulo apresenta a análise dos resultados da pesquisa aplicada em campo entre outubro de 2016 e janeiro de 2017. A pesquisa direta buscou identificar a percepção dos diferentes tipos de consumidores sobre determinados cenários de restrição na oferta de energia elétrica. Os cenários avaliados consideram apenas dois tipos de restrição: (i) interrupção programada no horário da ponta sob a gestão do Operador do Sistema Elétrico; e (ii) racionamento preventivo com reduções de consumo mensal sob a gestão das próprias unidades consumidoras.

10.6.1 CLASSE RESIDENCIAL

Nos dois cenários avaliados considera-se que a situação perdura por período igual ou superior a seis meses e não se faz uma ressalva ou diferenciação sobre a época do ano em que o cenário ocorreria, como é comumente encontrado na experiência internacional. Ainda assim, é possível estabelecer conclusões para as diferentes regiões do Brasil, particularmente no caso da classe residencial, no qual foram realizadas 1.600 entrevistas (sendo aproximadamente 400 em cada uma das regiões geoeletricas do Sistema Interligado Nacional (SIN)).

Na maioria da classe residencial há preferência por receber uma recompensa pelo incômodo causado com a restrição da oferta de energia elétrica (DAR) do que pagar para manter o padrão de consumo regular (DAP). Dentre esses consumidores com DAR, 27% (equivalente a 31,8% do mercado residencial) informam que a compensação a ser feita no cenário de interrupções programadas deveria estar entre R\$ 7.000/MWh e R\$ 9.000/MWh. Caso o custo de interrupção seja estabelecido entre R\$ 9.000/MWh e R\$ 11.000/MWh, mais que 50% do mercado residencial seria adequadamente compensado, conforme apontam os resultados da pesquisa.

O comportamento do mercado residencial nas regiões também demonstra maior quantidade de respostas com DAP do que DAR. Na região Sul e no Sudeste/Centro-Oeste, parece haver uma precificação menor da interrupção que nas demais regiões, porque a maior parte das respostas se concentra nas faixas de custos menores. Por outro lado, no Nordeste e no Norte demanda-se quantias maiores do custo da interrupção para que os incômodos dos cenários em questão sejam compensados. O mesmo comportamento se observa entre as regiões no cenário de racionamento.

No cenário de racionamento observa-se ainda que haveria um esforço de redução do consumo que representa em média 7,36% do consumo total da classe residencial do SIN. Esta redução seria alcançada pela mudança no padrão de consumo relativo à iluminação, ao uso do chuveiro elétrico e ao uso do ar-condicionado. Este esforço de redução estaria associado a uma compensação que reflete o custo do racionamento. Os resultados mostram que aqueles que aceitam o racionamento e preferem ser compensados na faixa de até R\$ 1000/MWh, seriam capazes de reduzir 21% do consumo mensal. Esse grupo representa 8% do mercado residencial. Os consumidores residenciais que aceitam o racionamento, e consideram suficiente o

valor compensatório entre R\$ 1000/MWh e R\$ 3000/MWh, são responsáveis por 11% do consumo residencial do SIN e tem capacidade de fazer um esforço de redução de 14%. Esta análise pode ser estendida para as demais faixas de DAR e permite obter patamares de racionamento da classe residencial, conforme a Tabela 10-9. Com base nessa avaliação conclui-se que o custo do racionamento de 5% da classe residencial estaria entre R\$ 7000/MWh e R\$ 9000/MWh.

10.6.2 CLASSE COMERCIAL

O custo de interrupção da classe comercial foi medido tanto por medidas de valoração contingente (DAP e DAR) quanto pela perda de valor agregado decorrente dos cortes programados nos termos do cenário hipotético. Tendo em vista o número restrito de entrevistas (290 no total), as conclusões sobre o comportamento dessa classe restam prejudicados, especialmente no que diz respeito à representação em separado dos Grupo A e B. Ainda assim, as análises realizadas permitem tecer considerações relevantes.

Para a classe comercial no Grupo A, 30% das unidades comerciais entrevistadas apresentam custo de interrupção de até R\$ 1000/MWh na medida de valoração contingente (DAP e DAR). Este conjunto de indústrias corresponde a 51% do mercado (em termos de MWh). Quando os efeitos dos cortes programados são dimensionados pela ótica da perda de valor agregado, verifica-se nessa mesma faixa de custo de interrupção (de até R\$ 1000/MWh) um conjunto menor de unidades comerciais – 9,2% de unidades - e 15,7% de mercado. A baixa quantidade de respostas para a estimativa sobre prejuízos decorrentes da interrupção é constatada tanto em termos de representatividade de mercado (47,5%) quanto em termos de unidades comerciais do Grupo A (48,6%). Aparentemente existe um grau de desconhecimento significativo sobre os custos globais das atividades do comércio, prejudicando a análise sobre o custo da restrição de energia elétrica sob a ótica da perda de valor agregado.

Para as unidades comerciais do Grupo B há um maior número de ocorrências em faixas de custo de interrupção mais elevadas que aquelas predominantes no Grupo A. Dentre as unidades com DAP, 19% das respostas (ou 25,2% do mercado) estão na faixa de R\$ 7.000/MWh a R\$ 8.000/MWh, enquanto para aquelas com DAR, há 14% das respostas (ou 5,1% do mercado) na mesma faixa de custo de interrupção. Observa-se ainda que 10% das unidades comerciais entrevistadas no Grupo B, cujo custo de interrupção seria de até R\$ 1000/MWh na medida de DAP, correspondem a 69,5% do mercado (em termos de MWh) dessa amostra.

Para o cenário de racionamento, o Grupo A da classe comercial concentra a maior quantidade de respostas nas faixas onde o custo do racionamento é mais baixo. Para custo de até R\$ 1000/MWh estão 24,7% daqueles com DAR e 47,4% daqueles com DAP. Embora a amostra seja restrita para se estabelecer conclusões, a classe comercial como um todo (Grupo A e B) tem quantidades expressivas de DAP, onde prefere-se pagar para não ter que ser racionado. Contudo, as faixas de valores de disposição a pagar são baixas, especialmente no Grupo A. Isto pode estar relacionado à disponibilidade de geradores com a função de back-up e também com o grande potencial de redução de consumo sem prejudicar as vendas.

As análises sobre o custo de racionamento do mercado comercial - Grupos A e B de forma agregada - permitem observar que para aproximadamente 63% do mercado comercial (em termos de MWh) o custo do racionamento seria de até R\$ 1000/MWh, quando este é valorado pela DAP. Caso o custo do racionamento seja valorado pela ótica da DAR, 41% do mercado comercial seria compensado com até R\$ 1000/MWh.

10.6.3 CLASSE INDUSTRIAL

O custo da interrupção e do racionamento foram avaliados a partir das perdas financeiras associadas aos cenários de restrição da disponibilidade da energia elétrica, descontando as possíveis reduções de despesas que poderiam ser feitas em face do aviso prévio e da duração dos programas.

Os custos de interrupção calculados para a classe industrial se mostram muito elevados quando comparados com aqueles da classe comercial. Na faixa de valor de até R\$ 1000/MWh estão apenas 9% das unidades entrevistadas, ou o equivalente a 16% do mercado industrial em termos de consumo. Neste caso estão consideradas unidades dos Grupos A e B de forma agregada. As perdas financeiras e as horas paradas de produção são essenciais para se obter as referências de custos em R\$/MWh, mas, no caso da indústria, 36% dos questionários não resultaram em informações que permitissem calcular o custo da interrupção.

A quantidade de entrevistados que não souberam responder aumentou de 36% para 42% quando perguntados sobre os custos de adaptação (duração de pelo menos seis meses do cenário de cortes programados). Parece haver possibilidade real de reduzir custos por meio de ajustes na alocação dos recursos produtivos, contudo, principalmente quando se observa a intenção de rever despesas com energia elétrica, por exemplo.

Para a faixa de custo de interrupção de R\$ 1000/MWh a R\$ 5000/MWh estão 10% das unidades industriais entrevistadas, que correspondem a 24% do mercado industrial. A primeira faixa de custos, de até R\$ 1000/MWh, também parece relevante, uma vez que contém 16% do mercado industrial. Muito embora tenham sido apurados resultados para faixas de custos da interrupção mais elevadas, existe uma predominância das primeiras faixas no que tange ao mercado industrial. Nesse contexto, cabe destacar que quase 60% (183 de 308) dos entrevistados contam com geradores de back-up, o que possivelmente torna as indústrias menos sensíveis ao cenário de interrupções programadas.

Para compreender o cenário de racionamento, fez-se uma investigação sobre o potencial de redução do consumo sem impactos nos processos industriais. A análise mostra que 61% dos entrevistados na classe industrial teriam capacidade de reduzir até 5% do consumo regular apenas evitando desperdícios no uso da energia elétrica destinada a fins não produtivos (consumo administrativo). Em termos de proporção do mercado, esse conjunto de consumidores representa 53% do mercado industrial.

O cenário de racionamento apresentado às indústrias pressupôs 10% de restrição da oferta, para em seguida apurar qual o prejuízo associado à energia que deixaria de ser consumida. O custo do racionamento apurado para 28% do mercado industrial ficaria na faixa de R\$ 1000/MWh a R\$ 5000/MWh, enquanto na faixa anterior – custo de racionamento de até R\$ 1000/MWh – estão 18% do mercado industrial.

Deve ser destacado que um considerável número de respostas – equivalente a 22% do mercado – foi do tipo “Não Sabe – NS” ou “Não Respondeu – NR”, quando se tratou dos custos associados ao cenário de racionamento. Possivelmente, esta situação está relacionada à necessidade de acionar diferentes interlocutores nas unidades entrevistadas, uma vez que as questões tratavam de aspectos relacionados a áreas de conhecimento distintas dentro da indústria, tais como: gestão de custos, gestão de energia elétrica e gestão do processo produtivo.

Por outro lado, o exercício de aplicação da pesquisa e a análise dos resultados permite formar a convicção de que o desenho dos questionários aborda todos os temas fundamentais para se avaliar cenários de interrupção e de racionamento. Identifica-se, contudo, aprimoramentos que poderiam ser implementados em uma próxima edição da pesquisa, no sentido de melhorar a qualidade das respostas.

11. FUNÇÃO DE PENALIZAÇÃO: METODOLOGIA PSR

Este capítulo apresenta brevemente um arcabouço conceitual sobre as relações existentes entre a função de custo de déficit e o critério de suprimento baseado no déficit de energia. Em seguida, propõe uma metodologia para estimar o custo de déficit implícito, e, por fim, aplica essa metodologia em um estudo de caso.

11.1 Adequabilidade entre a Função de Penalização do Déficit e o Critério de Suprimento

Esta seção tem como objetivo discutir as relações existentes entre a função de custo de déficit e o critério de suprimento baseado no déficit de energia.

11.1.1 PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO HIDROTÉRMICA COM RESTRIÇÕES DE CONFIABILIDADE

11.1.1.1 Despacho Hidrotérmico e Déficit de Energia: Revisão

Conforme discutido anteriormente, o objetivo do despacho hidrotérmico é minimizar o somatório do custo operativo imediato e do valor presente do custo futuro, ao longo do horizonte de planejamento. No caso do Sistema Elétrico Brasileiro, este horizonte de planejamento é de cinco anos, o que significa que a cada mês o Operador decide quais os recursos devem ser despachados para atender a demanda projetada para o horizonte, de maneira a minimizar o valor presente do custo imediato mais valor presente do custo futuro. Como os reservatórios brasileiros possuem capacidade de regularização plurianual das afluições, este processo decisório se caracteriza pelo *trade off* entre utilizar o recurso hidráulico hoje ou armazená-lo para a utilização futura, que é feito através da comparação da função de custo imediato com a função de custo futuro. A incerteza com relação às vazões afluentes confere um caráter estocástico para esse problema de otimização, que é modelado através de cenários futuros de vazões.

Como os recursos disponíveis para o atendimento à demanda projetada são finitos, podem ocorrer situações onde não haja oferta suficiente para o atendimento à carga prevista, o que resultaria em um déficit de energia. Este déficit de energia pode ser representado através da adição da variável de decisão referente ao déficit de energia r_t na equação de atendimento à demanda, conforme abaixo:

$$\sum_{i=1}^I \eta_i U_{ti} + \sum_{j=1}^J g_{tj} + r_t = d_t \quad (11.1)$$

Onde,

$\eta_i U_{ti}$ é a geração da hidrelétrica i na etapa t

g_{tj} é a geração da termelétrica j na etapa t

r_t é o déficit do sistema na etapa t

d_t é a demanda total do sistema na etapa t

A inclusão da variável r_t implica em um outro *trade off* no processo decisório do despacho hidrotérmico, desta vez entre o despacho de usinas termelétricas e o montante de déficit de energia. Uma alternativa para resolver esse dilema é representar no problema o peso relativo entre os déficits de energia e os custos operativos, ou seja, incluir na função objetivo uma penalidade δ pela ocorrência de um déficit, também conhecida como custo do déficit, conforme apresentado a seguir:

$$\alpha_t(V_t) = \text{Min} \sum_{j=1}^J c_j g_{tj} + \alpha_{t+1}(V_{t+1}) + \delta r_t \quad (11.2)$$

Onde,

c_j é o custo de geração da termelétrica j na etapa t

g_{tj} é a geração da termelétrica j na etapa t

α_{t+1} é a afluência na etapa $t+1$

δ é a penalidade do déficit

r_t é o déficit do sistema na etapa t

Para sistemas puramente termelétricos, que possuem como característica o desacoplamento temporal entre as decisões tomadas em cada estágio do horizonte de planejamento, a inclusão da variável r_t não altera o despacho do sistema⁴⁹, tendo como função apenas tornar o problema viável e determinar o custo marginal de operação na ocorrência de um déficit, que seria igual ao custo do déficit δ .

⁴⁹ Na realidade, o custo de déficit em sistemas puramente termelétricos afetaria o despacho energético em duas ocasiões: (i) caso existam termelétricas com custo variável unitário superior ao custo de déficit, pois o operador teria a preferência por reduzir o consumo de energia ao invés de utilizar estas usinas e (ii) para dimensionamento da necessidade de reserva operativa, quando se considera

Já para sistemas hidrotérmicos, o custo do déficit influencia também no custo futuro da operação, uma vez que cenários hidrológicos mais secos podem levar a déficits de energia nos estágios posteriores, o que aumentaria o valor da função de custo futuro. Como consequência, o valor do custo de déficit impacta no *trade off* entre usar o recurso hídrico hoje ou no futuro (despacho termelétrico no presente). Quanto maior o custo de déficit, maior o peso que é dado para o custo futuro e maior o despacho termelétrico no presente.

Como mencionado anteriormente, uma alternativa para se obter o custo do déficit é calcular o custo econômico do déficit, como nas metodologias apresentadas nos capítulos anteriores. Uma vez calculado esse custo, o despacho hidrotérmico passaria a ser realizado com o objetivo de minimizar o valor esperado do valor presente da soma do custo operativo termelétrico e do custo de déficit.

Nesses modelos, a confiabilidade do suprimento de energia é um resultado do processo de otimização do despacho hidrotérmico e não um dado de entrada. Por exemplo, se o estudo econômico indicar uma redução do custo de déficit, haverá redução do despacho termelétrico e, consequentemente, aumento da probabilidade de ocorrência de déficits no futuro. Por outro lado, um aumento do custo de déficit econômico implica em aumento da confiabilidade de suprimento de energia. Isso ocorre porque o custo de déficit econômico não captura a aversão ao risco da sociedade com relação à frequência ou severidade de racionamentos de energia.

Uma alternativa para considerar a aversão ao risco da sociedade no despacho hidrotérmico independente da função de custo de déficit é representar explicitamente a restrição de risco, ou seja, o critério de suprimento de energia no despacho hidrotérmico. Dessa maneira, o problema de otimização passa a ser o de minimizar o valor esperado dos custos operativos imediato e futuro, sujeito a uma restrição de risco. Considere a métrica de risco $\varphi\{\cdot\}$ e o limite para o risco como sendo k . A formulação do despacho hidrotérmico com restrição de risco é apresentada a seguir.

$$\alpha_t(V_t) = \text{Min } \sum_{j=1}^J c_j g_{tj} + \alpha_{t+1}(V_{t+1}), \quad (.-3)$$

Sujeito a,

$$\sum_{i=1}^I \eta_i U_{ti} + \sum_{j=1}^J g_{tj} + r_t = d_t \quad e \quad (11.4)$$

$$\varphi\{r_t\} \leq k. \quad (11.5)$$

Se a métrica de risco $\varphi\{\cdot\}$ for o valor esperado, o problema de despacho hidrotérmico passa a ser o de minimizar o valor esperado do custo operativo sujeito ao valor esperado do déficit de energia seja menor

por exemplo que a demanda é estocástica e a reserva é calculada para o atendimento da demanda a um determinado nível de risco (Arroyo & Galiana, 2005).

que k . Se a métrica de risco $\varphi\{\cdot\}$ for risco de déficit de energia, o problema de despacho passa a ser o de minimizar o valor esperado do custo operativo sujeito a que o risco de déficit seja menor que k .

Em resumo, é possível representar a aversão ao déficit de energia através de uma penalização na função objetivo, que por sua vez pode ser calculada através do custo econômico do déficit. A fragilidade dessa abordagem é que o critério de suprimento de energia passa a ser um resultado do processo de otimização. Para contornar esta fragilidade, é possível representar explicitamente o critério de suprimento no problema de otimização. Será visto neste capítulo que há uma relação direta entre estas duas abordagens quando a métrica de risco é o valor esperado ou o CVaR do déficit (da energia não suprida). Antes disso, serão discutidas as principais métricas de riscos aplicadas ao despacho hidrotérmico.

11.1.1.2 Métricas de risco associadas ao déficit de energia

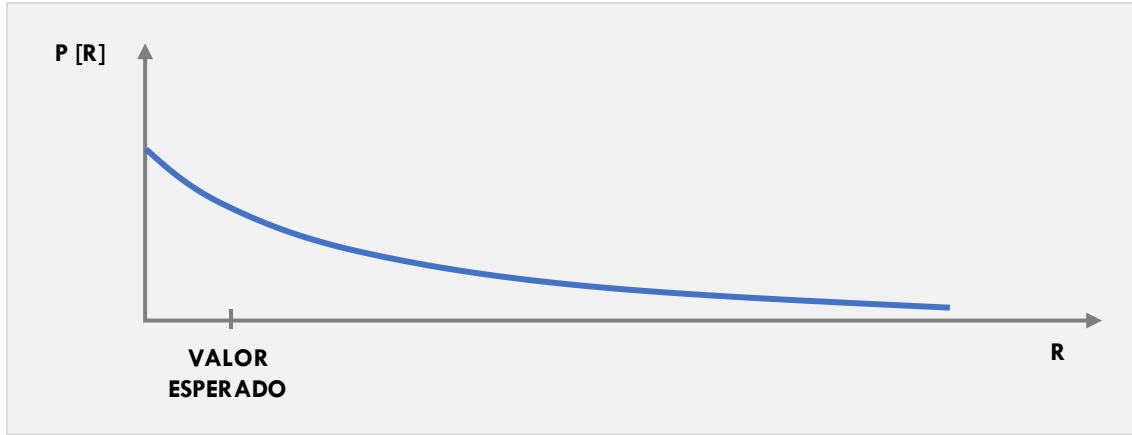
Esta seção apresenta as seguintes métricas de risco associadas ao déficit de energia:

- Valor esperado da energia não suprida;
- Risco de déficit;
- Valor em Risco (Value at Risk – VaR);
- Valor em Risco Condicional (Conditional Value at Risk - CVaR).

11.1.1.2.1 Valor esperado do déficit de energia

O valor esperado do déficit de energia, também conhecido como valor esperado da energia não suprida (EENS – *expected energy non-served* - em inglês), é a métrica de risco mais simples e considera neutralidade com relação ao risco. Considerando que o déficit de energia é representado pela variável aleatória (v.a.) r_t , essa métrica pode ser escrita como $\varphi\{r_t\} = E[r_t] = \frac{1}{S} \sum_s r_{t,s}$, onde S é o número de cenários equiprováveis de vazões afluentes. A figura a seguir apresenta a função densidade de probabilidade do déficit, enfatizando o valor esperado da energia não suprida.

FIGURA 11-1. FUNÇÃO DENSIDADE DE PROBABILIDADE DO DÉFICIT DE ENERGIA



Fonte: PSR.

Conforme visto, a restrição do valor esperado do déficit de energia acopla os distintos cenários de vazão no mesmo problema de otimização. Dessa maneira, para ilustrar o problema de despacho hidrotérmico com restrição no valor esperado do déficit de energia, apresenta-se a seguir uma formulação em árvore estocástica do problema, considerando dois estágios e incerteza na vazão apenas no segundo estágio. Por simplificação, foram omitidas as demais restrições do problema (balanço hídrico, limites das variáveis, etc).

$$\text{Min } \sum_{j=1}^J c_j g_{1j} + \frac{1}{S} \sum_s \sum_{j=1}^J c_j g_{2sj}, \quad (11.6)$$

Sujeito a,

$$\sum_{i=1}^I \eta_i U_{1i} + \sum_{j=1}^J g_{1j} = d_1, \quad (11.7)$$

$$\sum_{i=1}^I \eta_i U_{2si} + \sum_{j=1}^J g_{2sj} + r_{2s} = d_2, \forall s \text{ e} \quad (11.8)$$

$$\frac{1}{S} \sum_s r_{2,s} \leq k. \quad (11.9)$$

O problema acima pode ser resolvido através da dualização da restrição (11.9), procedimento conhecido como Relaxação Lagrangeana (Rossman, 1977). Com esta técnica, a restrição passa para a função objetivo e é penalizada por μ , expressa em R\$/MWh, que é a variável dual associada à restrição. Apresenta-se a seguir o problema de despacho hidrotérmico relaxado $P(\mu)$.

$$\alpha_t(V_t) = \text{Min } \sum_{j=1}^J c_j g_{tj} + \frac{1}{S} \sum_s \sum_{j=1}^J c_j g_{2sj} + \mu \left(\frac{1}{S} \sum_s r_{2,s} - k \right), \quad (11.10)$$

Sujeito a,

$$\sum_{i=1}^I \eta_i U_{ti} + \sum_{j=1}^J g_{tj} = d_t \text{ e} \quad (11.10)$$

$$\sum_{i=1}^I \eta_i U_{2si} + \sum_{j=1}^J g_{2sj} + r_{2s} = d_2, \forall s. \quad (11.11)$$

Para cada valor de μ , o problema passa a ser equivalente ao despacho hidrotérmico considerando o custo de déficit. Observa-se que quanto maior a penalidade maior o peso da restrição na função objetivo do problema e, conseqüentemente, o despacho termelétrico será maior no tempo presente para reduzir o valor esperado da energia não suprida no futuro.

Se na solução ótima do problema $P(\mu)$ a restrição (11.9) estiver ativa (variável dual não nula), a penalidade μ equivale ao valor que faz com que $\frac{1}{S} \sum_s r_{t,s} = k$, ou seja, que iguala o valor esperado do déficit ao limite aceito para o sistema. Assim, pode-se fazer um paralelo entre a penalidade μ e o custo de déficit implícito. A diferença nesse caso é que o custo de déficit foi ajustado para regular o valor esperado do déficit no lugar do risco do déficit.

Esse resultado mostra que há uma relação direta entre o custo de déficit de um segmento e o despacho hidrotérmico com restrição de atendimento ao valor esperado do déficit.

O problema acima $P(\mu)$ pode ser resolvido através de um procedimento de busca binária do valor da penalização μ que garante o atendimento à restrição (11.9) com uma determinada tolerância ε . Apresenta-se a seguir o algoritmo.

1. Inicialização das variáveis

- a. Defina o limite inferior $\underline{\mu} = 0$ e resolva $P(\underline{\mu})$. Se $\frac{1}{S} \sum_s r_{t,s} < k$, pare;
- b. Defina o limite superior $\bar{\mu}$ e resolva $P(\bar{\mu})$. Se $\frac{1}{S} \sum_s r_{t,s} > k$, pare, aumente a penalidade $\bar{\mu}$ e reinicie o processo;

2. Verificação da convergência: se $\bar{\mu} - \underline{\mu} \leq \varepsilon$ pare;

3. Faça $\mu \leftarrow 0.5(\bar{\mu} + \underline{\mu})$;

4. Solucione $P(\mu)$ e calcule $\frac{1}{S} \sum_s r_{t,s}$;

5. Atualização dos limites:

a. Se $\frac{1}{S} \sum_s r_{t,s} > k$, $\bar{\mu} \leftarrow \mu$;

b. Se $\frac{1}{S} \sum_s r_{t,s} < k$, $\underline{\mu} \leftarrow \mu$;

6. Volte para o passo 2.

O procedimento de busca acima é similar ao algoritmo para calcular o custo de déficit implícito. A única diferença é que se calcula o valor esperado do déficit de energia ao invés do risco de déficit.

Crítérios de suprimento que utilizam a energia não suprida (valor esperado ou uma métrica probabilística) possuem a grande vantagem de serem critérios de interesse de Operadores do Sistema, uma vez que são critérios físicos e mais “concretos”.

1.1.1.2.2 Probabilidade de ocorrência de um déficit (risco de déficit)

No Brasil, a abordagem utilizada para avaliar o desempenho do sistema é identificar, dentro de um conjunto de possíveis estados (no caso, uma sequência de séries de afluição às dezenas de hidroelétricas do sistema), o número de estados que levam a alguma falha no atendimento da demanda (quantidade de energia não suprida). O indicador de adequação de uma estratégia operativa é o déficit de energia r_t . O risco de déficit corresponde à probabilidade de haver algum déficit de energia, ou seja, $\text{Risco} = P(r_t > 0)$. A figura a seguir ilustra a função de distribuição de probabilidade de R e o risco de déficit.

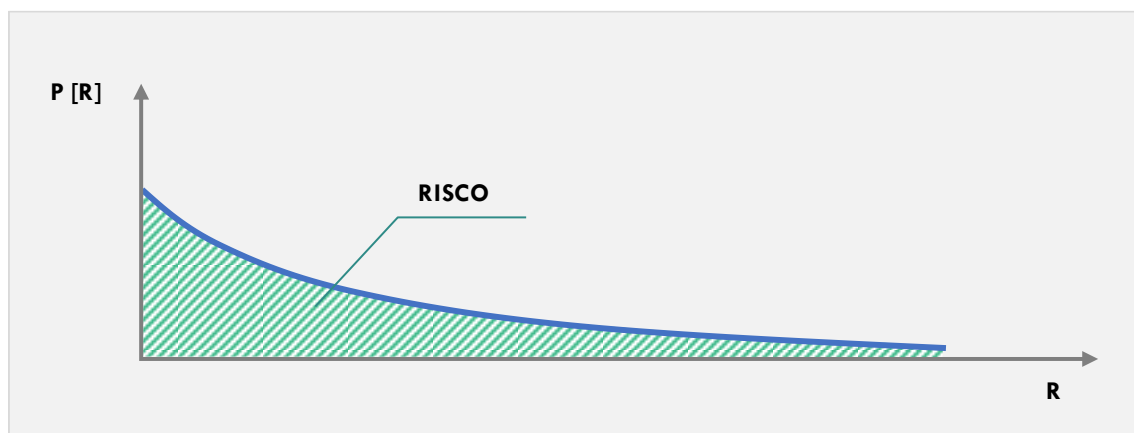
REPRESENTAÇÃO EXPLÍCITA VS IMPLÍCITA DA AVERSÃO AO RISCO

Na representação **explícita da aversão ao risco** no despacho hidrotérmico, o problema de despacho consiste em minimizar o valor esperado do custo operativo termelétrico ao longo de todo horizonte, considerando o atendimento a uma restrição de aversão ao risco.

Na representação **implícita**, o déficit de energia é valorado na função objetivo do problema através de uma função de penalização.

Existe uma relação direta entre estas duas representações: a função de penalização é equivalente à variável dual da restrição de aversão ao risco.

FIGURA 11-2. FUNÇÃO DENSIDADE DE PROBABILIDADE DO DÉFICIT DE ENERGIA – RISCO DE DÉFICIT



Fonte: PSR.

Apesar de simples e intuitivo, o principal problema na utilização do risco de déficit como critério de planejamento é que esta medida não é capaz de diferenciar a profundidade dos cenários com corte de carga, sendo indiferente para situações onde há um corte de carga pequeno ou um corte de carga mais severo (em termos de potência/energia).

11.1.1.2.3 Value at Risk (VaR)

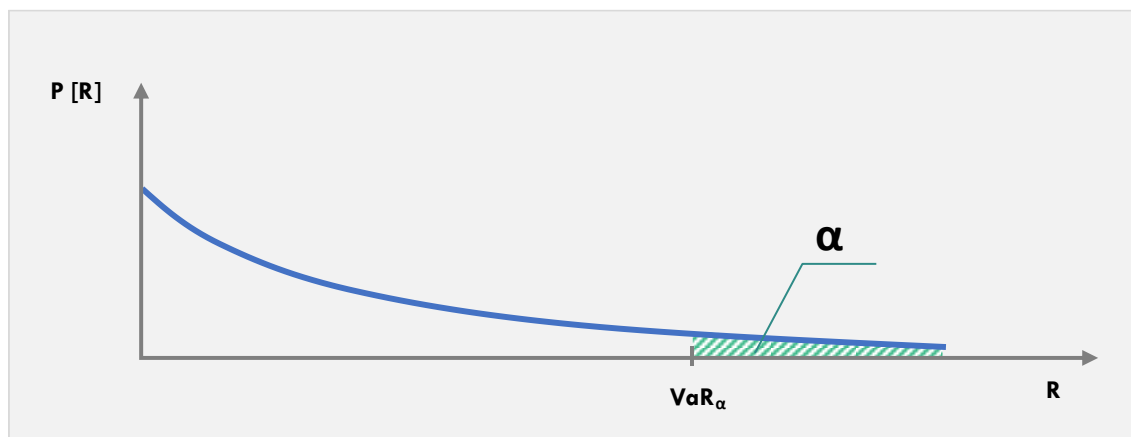
Uma evolução da medida risco de déficit é o Value-at-Risk, de utilização bastante comum em mercados financeiros para a quantificação de riscos e desempenho associados a portfólios de ativos. Considerando sua aplicação no contexto de cálculo de confiabilidade, essa medida procura responder a seguinte questão: qual é o máximo corte de carga previsto dentro de um intervalo de confiança estabelecido?

Considerando uma variável aleatória r_t , o valor de risco é definido como:

$$\varphi\{r_t\} = VaR(r_t) = \inf\{k: P(r_t > k) \leq \alpha\}, \quad (11.12)$$

na qual α representa um determinado nível de confiança. Se r_t representa o corte de carga, $VaR(r_t)$ é o máximo corte de carga a um nível de confiança α , conforme ilustrado na figura a seguir.

FIGURA 11-3. VALUE-AT-RISK ASSOCIADO AO CORTE DE CARGA



Fonte: PSR.

Portanto, o VaR_α define o maior valor do corte de carga dentro de um intervalo de confiança especificado. Entretanto, assim como o risco de déficit, o VaR_α não é sensível aos estados que excedem este valor, ou seja, que compõem a cauda da distribuição⁵⁰. Adicionalmente, a representação do critério de VaR na política operativa introduz não convexidades ao problema de otimização, devido à necessidade de utilização de variáveis inteiras, o que impede a sua utilização dentro do algoritmo da Penalização do Déficit.

⁵⁰ É possível demonstrar que o critério de planejamento utilizando a medida VaR_α é uma generalização do critério de risco de déficit.

11.1.1.2.4 Conditional Value at Risk (CVaR)

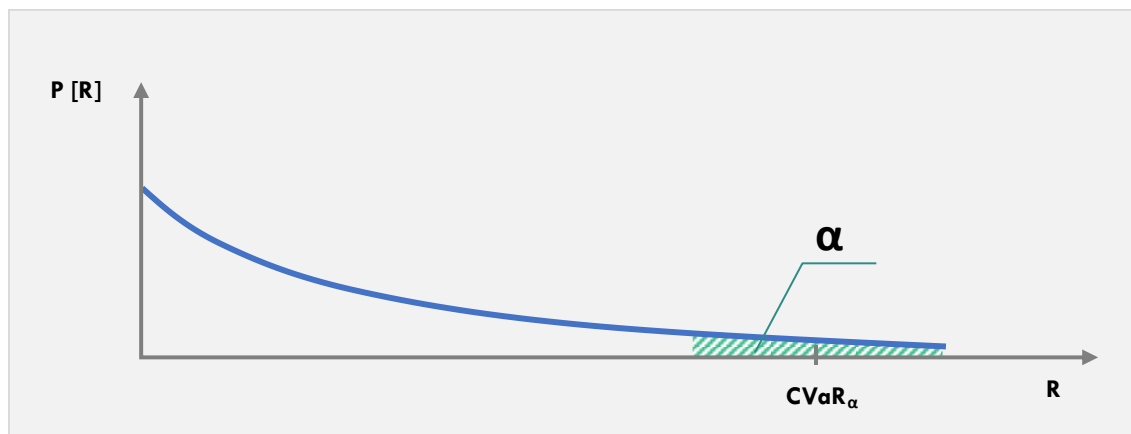
Na tentativa de solucionar este problema, diversas medidas de risco alternativas foram estudadas e propostas. Em Acerbi & Tasche (2001), os autores introduzem o CVaR como a alternativa natural para o VaR em problemas de portfólio.

O CVaR de uma variável aleatória r_t qualquer é definido como:

$$\varphi\{r_t\} = CVaR_\alpha(r_t) = E[r_t : r_t \geq VaR_\alpha(r_t)], \quad (11.13)$$

que representa o valor esperado de r_t condicionado aos eventos maiores que o VaR_α e pode ser visto como um quantil de r_t , conforme ilustrado na figura a seguir.

FIGURA 11-4. CONDITIONAL VALUE-AT-RISK ASSOCIADO AO CORTE DE CARGA



Fonte: PSR.

O $CVaR_\alpha(r_t)$ procura responder à seguinte questão: qual é o valor esperado do corte de carga condicionado aos $\alpha\%$ piores cenários?

É possível notar que o $CVaR_\alpha$ é uma generalização do conceito de valor esperado, uma vez que, por definição:

$$CVaR_\alpha(r_t) = E[r_t], \quad \text{para } \alpha = 1 \quad (11.14)$$

Além disso, quando α maior que o risco de qualquer déficit, tem-se que todos os cenários com corte de carga irão contribuir para o cálculo do $CVaR_\alpha$. Neste caso é possível estabelecer outra relação entre o $CVaR_\alpha$ e a $E[r_t]$:

$$CVaR_\alpha = \frac{1}{\alpha S} \sum_S r_{ts} = \frac{1}{\alpha} E[r_t], \quad \alpha \geq \text{risco}, \quad (11.15)$$

o que ilustra o fato de o $CVaR_\alpha$ ser uma medida mais geral que $E[r_t]$, lembrando que $0 < \alpha \leq 1$.

Embora a definição do $CVaR_\alpha(r_t)$ seja bastante intuitiva, à primeira vista, o cálculo do $CVaR_\alpha(r_t)$ está condicionado ao cálculo do VaR, herdando assim as dificuldades de sua representação no cálculo da política operativa, que consistem na introdução de não convexidades em sua representação matemática. Entretanto, Rockafellar & Uryasev (2000), Diniz et al (2012), Costa et al (2012) e Matos et al (2012) mostraram que o CVaR pode ser representado por um conjunto de restrições lineares e, portanto, convexas. Este desenvolvimento possibilitou a utilização do $CVaR_\alpha$ em problemas de otimização linear de forma direta, com a simples adição de um conjunto de restrições lineares ao problema original. No caso do problema de operação hidrotérmico, esse desenvolvimento permitiu a representação do CVaR de forma compatível com a Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE)

Apresenta-se a seguir problema de otimização linear que calcula o CVaR do déficit de energia r_t .

$$CVaR_\alpha(r_t) = \text{Min } b + \frac{1}{\alpha S} \sum_S y_{ts} , \quad (11.12)$$

Sujeito a,

$$y_{ts} \geq r_{ts} - b, \forall s \quad (11.13)$$

As únicas variáveis de decisão do problema acima são y_{ts} e b , que são não negativas. A variável y_{ts} representa a diferença positiva entre o déficit de energia e b , sendo a restrição (11.13) equivalente a uma função de truncamento deslocada de b .

Apresenta-se a seguir um exemplo considerando três cenários hidrológicos equiprováveis considerando o déficit em cada cenário igual a 0%, 5% e 20% da demanda.

$$CVaR_\alpha(r_t) = \text{Min } b + \frac{1}{\alpha S} \sum_S y_s , \quad (11.14)$$

Sujeito a,

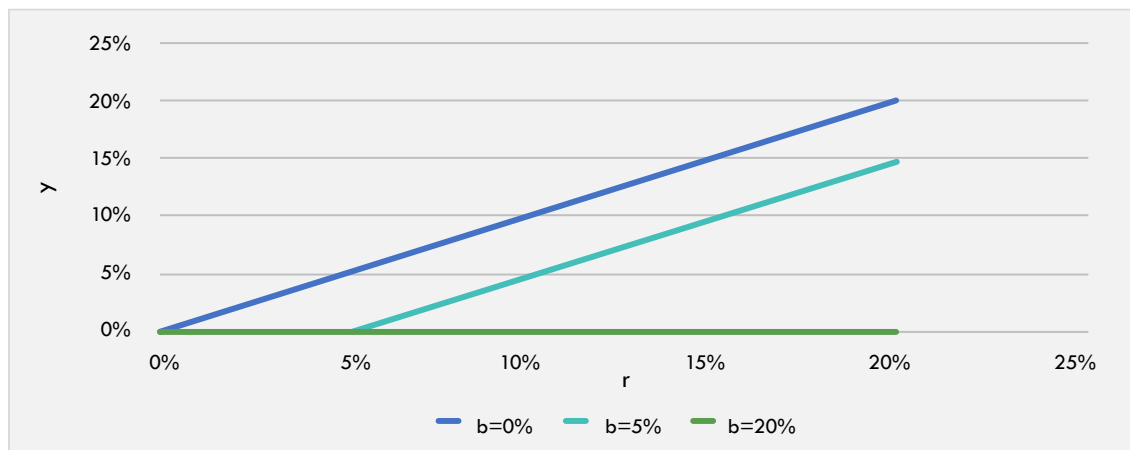
$$y_1 \geq 0\% - b, \quad (11.15)$$

$$y_2 \geq 5\% - b \text{ e} \quad (11.16)$$

$$y_3 \geq 20\% - b. \quad (11.17)$$

A figura a seguir apresenta a variável y em função do déficit de energia para diferentes valores da variável b . Observa-se que quanto maior o valor de b , maior o deslocamento para a direita na função de truncamento. Para b igual ou maior que 20% a variável y é nula.

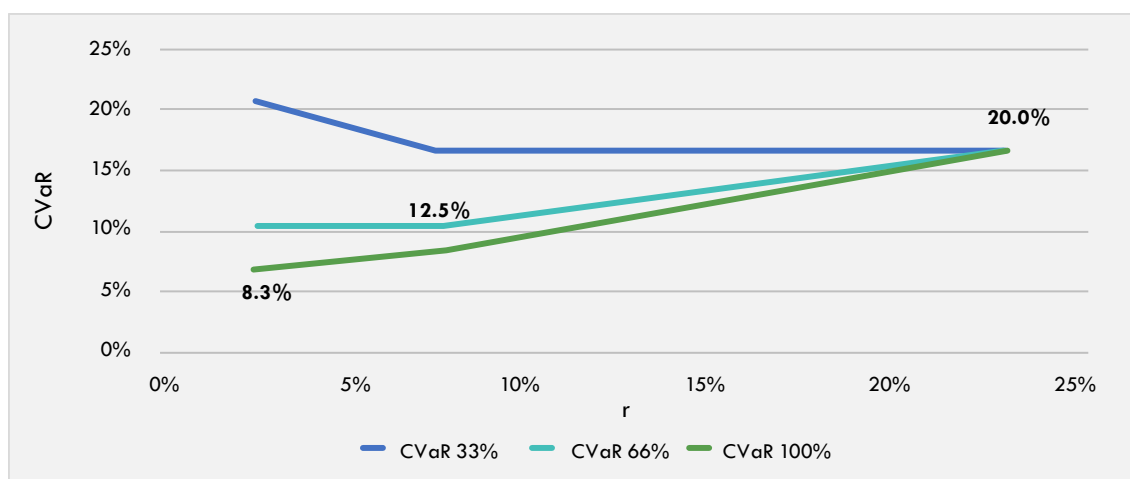
FIGURA 11-5. EXEMPLO DA RELAÇÃO ENTRE O DÉFICIT E A VARIÁVEL y



Fonte: PSR.

Como o problema do cálculo do CVaR possui apenas uma variável independente, o mesmo pode ser resolvido por inspeção da variável b . A figura a seguir apresenta o resultado desta inspeção para α igual a 33% (pior cenário), 66% (média dos dois piores cenários) e 100% (equivalente ao valor esperado).

FIGURA 11-6. EXEMPLO DA RELAÇÃO ENTRE A VARIÁVEL b E O CVaR



Fonte: PSR.

Observa-se que para α igual a 33%, o valor que b que minimiza o CVaR é 20%, que é o próprio valor do CVaR, uma vez que a variável y é nula em todos os cenários. Para esse nível de confiabilidade, o problema é degenerado, sendo $b = 5\%$ também solução ótima que leva ao mesmo CVaR de 20%. Neste caso $y_1 =$

$y_2 = 0$ e $y_3 = 15\%$. Para α igual a 66%, o deslocamento b é igual a 5% e o CVaR é igual a média dos dois piores cenários, ou seja, 12,5%. Para α igual a 100%, a variável $b = 0\%$ e o CVaR é igual ao valor esperado do déficit, ou seja, 8,3% da demanda.

Esse exercício simplificado mostra que o deslocamento b é utilizado na otimização para selecionar os cenários de déficit que fazem parte do CVaR. Para o caso de $\alpha = 33\%$, o deslocamento é calculado de maneira que apenas o pior cenário entre na restrição do problema. Observa-se que também há uma relação direta entre o deslocamento b e o VaR.

11.1.2 RELAÇÃO ENTRE O CVAR DO DÉFICIT E A FUNÇÃO DE PENALIZAÇÃO DO DÉFICIT

Foi mostrado anteriormente que existe uma relação direta entre a **Função de Penalização do Déficit** (FPD) de um patamar e o problema de despacho hidrotérmico, considerando restrição no valor esperado do déficit de energia. Em particular, a penalização ótima μ do problema relaxado é igual ao custo do déficit que garante que o valor esperado do déficit atende à restrição.

Esta seção apresenta a mesma análise para o caso do CVaR do déficit de energia.

11.1.2.1 Formulação matemática

Apresentamos a seguir a mesma formulação em árvore estocástica do problema de despacho hidrotérmico, considerando dois estágios e incerteza na vazão apenas no segundo estágio, porém com a restrição do CVaR no déficit de energia. Por simplificação, foram omitidas as demais restrições do problema (balanço hídrico, limites das variáveis, etc). Observa-se que na função objetivo (11.12) e na restrição (11.13) do problema de cálculo do CVaR foram incluídas as restrições (11.21) e (11.22), respectivamente.

$$\text{Min } \sum_{j=1}^J c_j g_{1j} + \frac{1}{S} \sum_s \sum_{j=1}^J c_j g_{2sj}, \quad (11.18)$$

Sujeito a,

$$\sum_{i=1}^I \eta_i U_{1i} + \sum_{j=1}^J g_{1j} = d_1, \quad (11.19)$$

$$\sum_{i=1}^I \eta_i U_{2si} + \sum_{j=1}^J g_{2sj} + r_{2s} = d_2, \forall s, \quad (11.20)$$

$$b + \frac{1}{\alpha S} \sum_s y_{2s} \leq k \text{ e} \quad (11.21)$$

$$y_{2s} \geq r_{2s} - b, \forall s. \quad (11.22)$$

O problema acima pode ser reescrito considerando as seguintes mudanças de variáveis para separar o déficit de energia em dois segmentos no estágio 2:

$$r_2 = r_2^1 + r_2^2 \text{ e} \quad (11.23)$$

$$y_2 = r_2^2 \quad (11.24)$$

Com isso, o problema de despacho hidrotérmico considerando restrição de CVaR pode ser escrito como:

$$\text{Min } \sum_{j=1}^J c_j g_{1j} + \frac{1}{S} \sum_s \sum_{j=1}^J c_j g_{2sj}, \quad (11.25)$$

Sujeito a,

$$\sum_{i=1}^I \eta_i U_{1i} + \sum_{j=1}^J g_{1j} = d_1, \quad (11.26)$$

$$\sum_{i=1}^I \eta_i U_{2si} + \sum_{j=1}^J g_{2sj} + r_{2s} = d_2, \forall s, \quad (11.27)$$

$$b + \frac{1}{\alpha S} \sum_s r_{2s}^2 \leq k, \quad (11.28)$$

$$r_{2s}^1 \leq b, \forall s \text{ e} \quad (11.29)$$

$$r_{2s} = r_{2s}^1 + r_{2s}^2. \quad (11.30)$$

Aplicando-se a Relaxação Lagrangeana na restrição (11.28), tem-se:

$$\text{Min } \sum_{j=1}^J c_j g_{1j} + \frac{1}{S} \sum_s \sum_{j=1}^J c_j g_{2sj} + \mu \left(b + \frac{1}{\alpha S} \sum_s r_{2s}^2 - k \right), \quad (11.31)$$

Sujeito a,

$$\sum_{i=1}^I \eta_i U_{1i} + \sum_{j=1}^J g_{1j} = d_1, \quad (11.32)$$

$$\sum_{i=1}^I \eta_i U_{2si} + \sum_{j=1}^J g_{2sj} + r_{2s} = d_2, \forall s, \quad (11.33)$$

$$r_{2s}^1 \leq b, \forall s \in e \quad (11.34)$$

$$r_{2s} = r_{2s}^1 + r_{2s}^2. \quad (11.35)$$

O problema acima pode ser resolvido utilizando o mesmo algoritmo de busca descrito na seção 11.1.1.2.1. Na solução ótima do problema a penalização μ garante o atendimento à restrição do CVaR (11.28).

Para o caso onde $\alpha = 100\%$, o valor de b é igual a zero, uma vez que este valor equivale ao VaR, e o problema acima passa a ser idêntico ao despacho hidrotérmico com restrição no valor esperado do déficit. Conforme anteriormente discutido, a penalização μ nesse estudo de caso equivale ao custo de déficit de 1 segmento. Já para o caso de $\alpha < 100\%$, a penalização μ está sendo aplicada apenas à parcela do déficit que excede o VaR, ou seja, a variável r_{2s}^2 , o que mostra uma similaridade a uma função de custo de déficit de dois segmentos.

Para tornar mais palpável essa relação, apresenta-se a seguir a formulação equivalente de 1 estágio do problema anterior, para ser solucionado pela PDDE. Os desenvolvimentos necessários para chegar à formulação em questão estão consolidados em Costa Júnior (2013). Para facilitar a comparação com a função de custo de déficit de dois segmentos foi incluída a penalidade δ ao déficit total r_{2s} , que é equivalente à restrição do valor esperado do déficit.

$$\text{Min } \sum_{j=1}^J c_j g_{2j} + \delta r_2^1 + \left(\delta + \frac{\mu}{\alpha} \right) r_2^2, \quad (11.36)$$

Sujeito a,

$$\sum_{i=1}^I \eta_i U_{2i} + \sum_{j=1}^J g_{2j} + r_2 = d_2, \quad (11.37)$$

$$r_2^1 \leq b \text{ e} \quad (11.38)$$

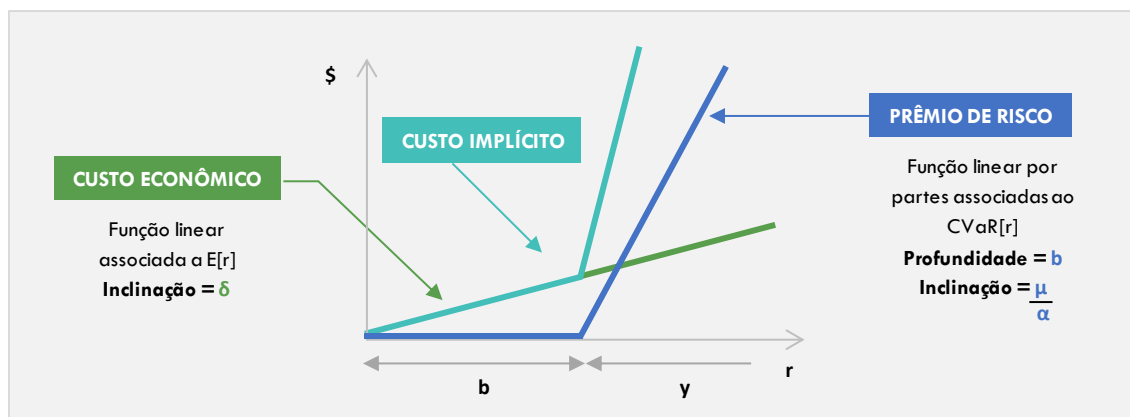
$$r_2 = r_2^1 + r_2^2. \quad (11.39)$$

11.1.2.2 Interpretação econômica

Analisando o problema (11-39) observa-se que existem dois níveis de penalização do déficit de energia. Enquanto o déficit for menor que b , a penalização do déficit é δ . Se o déficit for superior a b , ou seja, a

variável r_2^2 , o valor penalizado é dado por $(\delta + \frac{\mu}{\alpha})$. Estes dois níveis de penalização podem ser interpretados como uma função de custo de déficit com dois patamares, onde o primeiro representa o custo econômico de se cortar qualquer consumo de energia e o segundo a restrição de CVaR no déficit de energia. A figura a seguir ilustra esse conceito.

FIGURA 11-7. RELAÇÃO ENTRE A FUNÇÃO DE CUSTO DE DÉFICIT E O CVAR

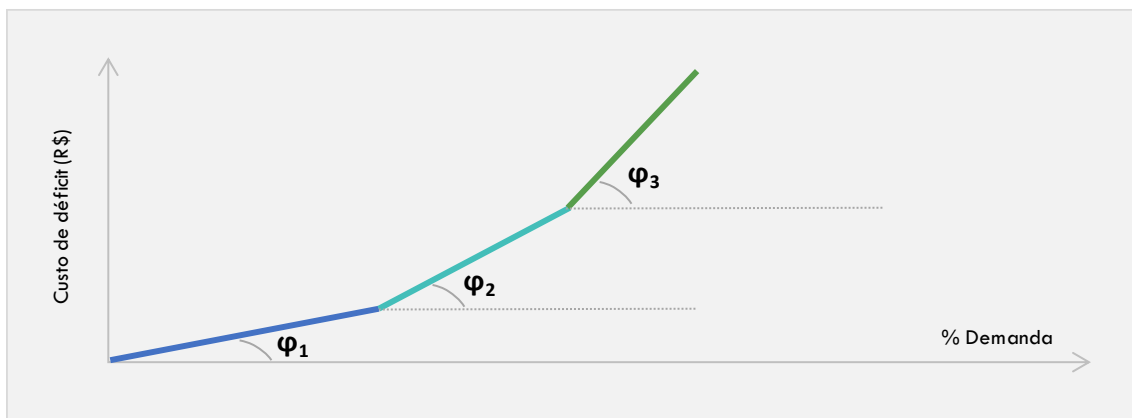


Fonte: PSR.

Assim, um aspecto muito interessante das restrições de CVaR é que o custo de déficit implícito que induziria o atendimento das restrições de confiabilidade no cálculo da política operativa é uma função linear por partes. Isto significa que é possível construir uma **Função de Penalização do Déficit** que “mapeia” de maneira analítica (e exata) a aversão a risco dos consumidores, através da superposição dos custos de déficit implícitos de cada restrição de risco. Suponha, por exemplo, que a aversão a risco dos consumidores é caracterizada por três restrições: (i) R_1 : o valor esperado da energia não suprida (calculado para todos os cenários) deve ser inferior a 2% da demanda; (ii) R_2 : o valor esperado da energia não suprida nos 2% piores déficits deve ser inferior a 1% da demanda ($CVaR_{2\%} < 1\%$); e (iii) R_3 : o valor esperado da energia não suprida no 1% pior déficit deve ser inferior a 0,3% da demanda ($CVaR_{1\%} < 0,3\%$).

A primeira restrição corresponderá a uma função linear com origem em zero e inclinação φ_1 (por exemplo, $\varphi_1 = 1.200 \text{ R\$/MWh}$). Por sua vez, a segunda restrição corresponderá a uma função linear com origem em uma determinada profundidade de déficit b_1 (por exemplo, igual a 4% da demanda) e inclinação φ_2 maior do que φ_1 (por exemplo, $\varphi_2 = 2.700 \text{ R\$/MWh}$). Finalmente, a terceira restrição corresponderá a uma função linear com origem em um nível de déficit mais profundo b_2 e maior inclinação do que a anterior (por exemplo, igual a 9% da demanda e $\varphi_3 = 3.400 \text{ R\$/MWh}$).

FIGURA 11-8. FUNÇÃO DE CUSTO DE DÉFICIT COM TRÊS PATAMARES



Fonte: PSR.

Matematicamente, a função objetivo do problema com função de custo de déficit com três segmentos seria:

$$\text{Min } \sum_{j=1}^J c_j g_{2j} + 1200r_2^1 + (1200 + 1500)r_2^2 + (1200 + 1500 + 700)r_2^3, \quad (11.40)$$

Sujeito a,

$$\sum_{i=1}^I \eta_i U_{2i} + \sum_{j=1}^J g_{2j} + r_2 = d_2, \quad (11.41)$$

$$r_2^1 \leq 4\%d_2, \quad (11.42)$$

$$r_2^2 \leq 5\%d_2 \text{ e} \quad (11.43)$$

$$r_2 = r_2^1 + r_2^2 + r_2^3. \quad (11.44)$$

11.2 Metodologia para definição dos segmentos da função de custo de déficit

Esta seção tem como objetivo apresentar a metodologia proposta neste projeto de P&D para a definição dos segmentos da função de custo de déficit, incorporando de forma integrada aspectos econômicos e de garantia de suprimento, considerando seus impactos no custo operativo total e no déficit de energia do sistema.

11.2.1 VISÃO GERAL DA METODOLOGIA

Conforme discutido ao longo deste documento, é possível calcular os segmentos da função de custo de déficit com o objetivo de garantir o atendimento a um critério de suprimento baseado na métrica do CVaR do déficit de energia. Nesta abordagem, a princípio, o custo da ocorrência de qualquer déficit de energia, que corresponde ao primeiro segmento, viria dos estudos econômicos, o qual denominaremos **Função de Custo de Déficit (FCDEF)**. Os demais segmentos seriam calculados para o atendimento ao critério de suprimento, formando assim a **Função de Penalização do Déficit (FPD)**. É importante destacar que no decorrer deste capítulo a abordagem da premissa de que o 1º patamar da FPD é igual ao 1º patamar da FCDEF é desfeita. Ressalta-se que mesmo considerando que o primeiro patamar da FPD não seja igual ao da FCDEF, as metodologias de FCDEF e FPD se relacionam quando há a valoração do custo de racionamento.

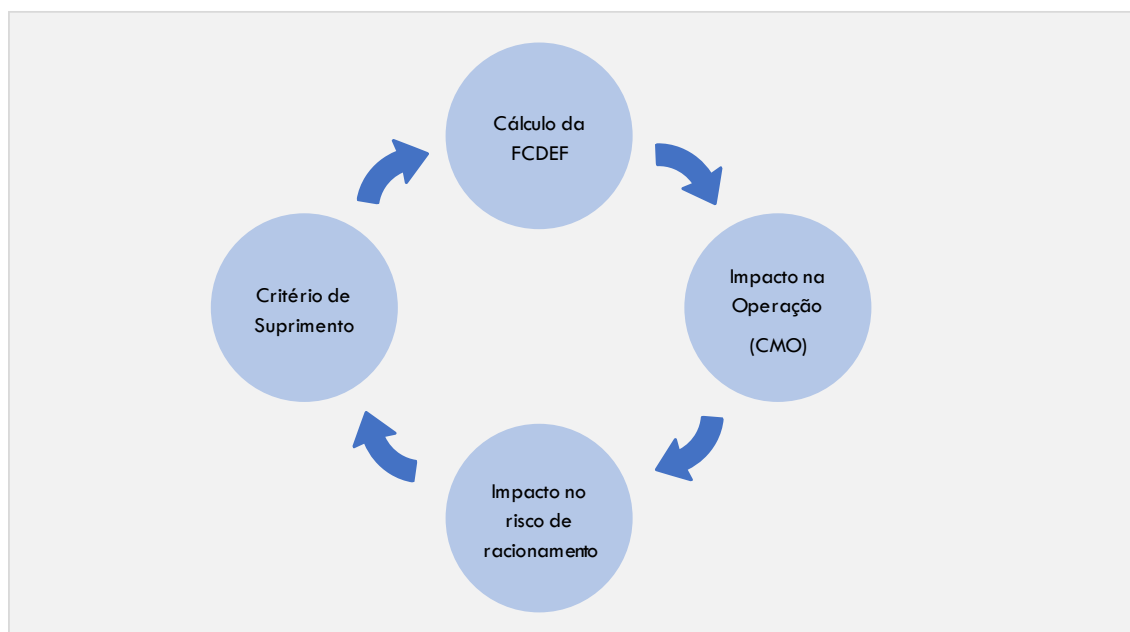
Em resumo, o objetivo do estudo é construir uma função de penalização do déficit que pode ter n patamares, sendo o primeiro patamar da função de penalização do déficit proveniente ou não do estudo econômico.

*A metodologia de determinação da melhor função de penalização do déficit partirá da premissa que o primeiro patamar da **Função de Penalização do Déficit**, que será utilizada nos modelos operativos, **pode ou não ser igual** ao primeiro patamar do **Função do Custo de Déficit** dos estudos econômicos.*

A questão que surge é qual o nível de aversão ao risco considerar para definição dos outros n patamares da função de custo de déficit. Para responder esta questão é necessário analisar o impacto causado pela alteração na aversão ao risco do sistema nos diferentes elos da cadeia. Por exemplo, ao aumentar o nível de confiabilidade na operação, através de um aumento no valor do segundo patamar do custo de déficit, haverá um maior despacho preventivo das termelétricas no tempo presente, resultando em maior custo operativo (custo presente). Por outro lado, a frequência com que o sistema incorrerá na necessidade de declaração de um racionamento irá reduzir, o que implica em uma redução do custo econômico do déficit de energia para o país e sociedade.

O núcleo da metodologia consiste em definir uma função de custo de déficit que represente simultaneamente o critério de suprimento do sistema, os custos da operação, e o impacto econômico do corte de carga à economia do país. A figura a seguir ilustra o procedimento utilizado.

FIGURA 11-9. VISÃO GERAL DA METODOLOGIA



Fonte: PSR.

A metodologia possui os seguintes passos:

1. Faz-se uma primeira simulação do sistema considerando a FPD igual a FCDEF. Nomeia-se esta simulação de **Simulação Mestra**, pois ela define os volumes dos reservatórios das hidrelétricas que serão utilizados para as simulações com diferentes FPD;
2. Define-se um nível de confiabilidade para o suprimento de energia elétrica (sugere-se que seja medido em termos do CVaR no déficit de energia, que é indicado por ser um critério físico e possui relação com a FPD);
3. Determina-se uma função de penalização de déficit (FPD) linear por partes, onde **inicialmente** o primeiro segmento é resultado do estudo econômico e os restantes mapeiam a aversão a risco do operador (o critério de garantia de suprimento). Nesta etapa insere-se o conceito de prêmios de risco inseridos nos patamares da FPD, quando o critério de suprimento não é atendido;
4. Simula-se a operação do sistema para a FPD definida anteriormente com o modelo de despacho hidrotérmico lendo os volumes iniciais dos reservatórios da Simulação Mestra;
5. Estes resultados são utilizados no processo de cálculo de severidade dos racionamentos e de índices de prejuízo para a sociedade;

6. O processo é então repetido para vários níveis de confiabilidade de suprimento com o objetivo de construir uma função que relaciona o critério de suprimento (traduzido por uma função penalização de custo de déficit) com o custo total para a sociedade (custo total de operação e racionalamento), conforme ilustrado na figura a seguir.

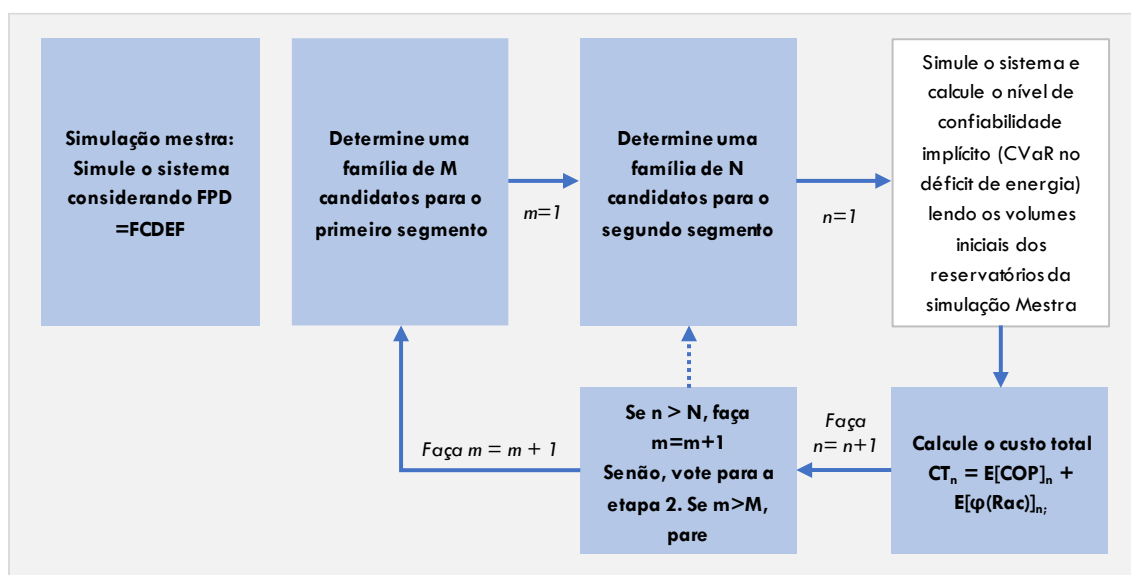
FIGURA 11-10. EXEMPLO DO TRADE OFF CRITÉRIO DE SUPRIMENTO E CUSTO DE DÉFICIT PARA A SOCIEDADE



Fonte: PSR.

Enfatiza-se novamente que a metodologia não exclui a possibilidade do primeiro patamar da FPD ser diferente do primeiro patamar da FCDEF, considerando inserção de prêmios de risco. O procedimento da metodologia integrada do resultado econômico com a metodologia de definição da função de penalização do custo do déficit pode ser visualizado no fluxograma da figura a seguir.

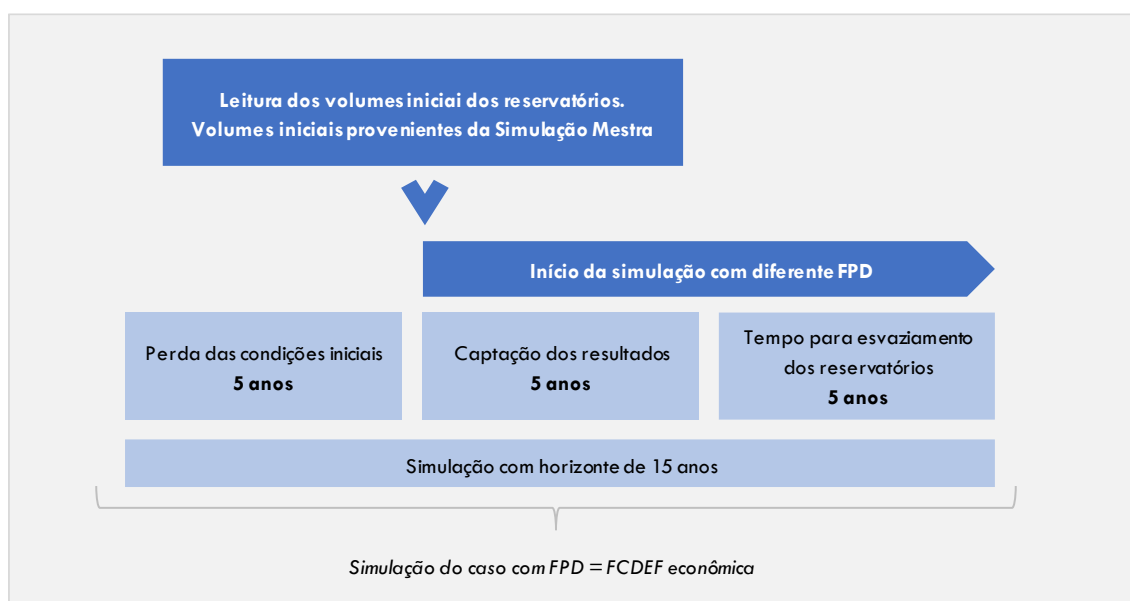
FIGURA 11-11. FLUXOGRAMA DO PROCESSO DE DETERMINAÇÃO DA FUNÇÃO DE PENALIZAÇÃO DE CUSTO DE DÉFICIT



Fonte: PSR.

Destaca-se a importância da Simulação Mestra no procedimento de avaliação da FPD. Como característica da metodologia, utiliza-se a premissa de que as condições iniciais dos reservatórios devam ser as mesmas para todos os casos, afim de torná-los comparáveis. Dessa forma, todos os casos iniciam com o mesmo distribuição de probabilidade do nível de armazenamento e podem evoluir o despacho hidrotérmico de acordo com a nova premissa de FPD. Esse ponto é importante devido à natureza da base de dados utilizada nos estudos de caso e descritas na próxima seção. De forma geral, a base de dados utilizada é uma base estática que tem como característica a simulação dos primeiros 5 anos para perda das condições iniciais dos reservatórios. Considerando que esta base de dados seria simulada para todas as n FPDs, todas as simulações do despacho hidrotérmico chegariam a um nível de armazenamento distinto no final do 5º ano, devido às diferentes políticas operativas no horizonte inicial de 5 anos. Para driblar esse inconveniente, iniciou-se todas as simulações com diferentes FPD que possuam a mesma distribuição de probabilidade do nível de armazenamento advindo da Simulação Mestra. Para ilustrar o procedimento, a figura a seguir mostra a relação entre a Simulação Mestra e simulações com diferentes FPD.

FIGURA 11-12. ILUSTRAÇÃO DE RELAÇÃO ENTRE SIMULAÇÃO FPD = FCDEF E VOLUME INICIAL DOS RESERVATÓRIOS



Fonte: PSR.

Reforça-se que a não consideração da premissa de volumes iniciais iguais implicaria na operação do sistema para a perda das condições iniciais dos reservatórios com as novas FPD chegando a níveis de armazenamento no final do 5º ano diferentes, o que tornaria os casos incomparáveis, dado que o sistema para cada simulação estaria em um ponto diferente no término dos 5 anos iniciais.

11.2.2 FUNÇÃO DE CUSTO DE DÉFICIT E O RISCO DE RACIONAMENTO

O processo decisório de decretar um racionamento de energia é distinto do resultado do déficit energético dos modelos de despacho hidrotérmico. Dentro do âmbito deste P&D, porém, utilizou-se como proxy o

resultado do custo do déficit energético como custo de racionamento sem prejuízo à metodologia. Esta escolha foi devido a atribuir mais simplicidade, reprodutibilidade e transparência ao processo. Adicionalmente, os resultados de déficit de energia obtido pelo despacho hidrotérmico e do racionamento de energia se mostraram muito próximos para os casos simulados, indicando que não haveria ganho significativo na qualidade dos resultados com a inclusão de uma etapa adicional para calcular o montante racionado.

Os parágrafos abaixo discorrem sobre o modelo de racionamento e uma comparação entre os custos de racionamento advindos da valoração do resultado do déficit energético dos modelos de despacho hidrotérmico e do processo de decretar racionamento.

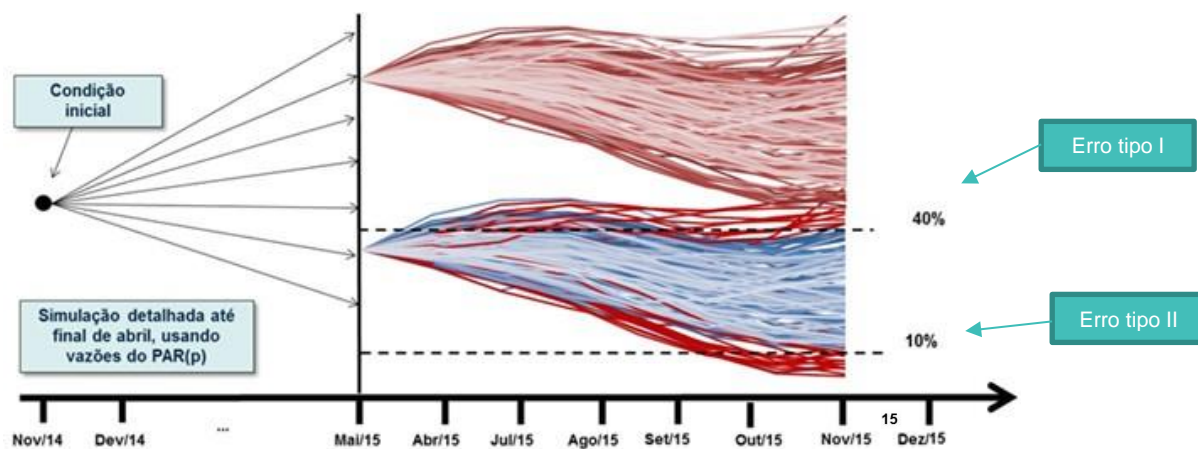
O processo decisório de decretar o racionamento

Os resultados da trajetória de armazenamento da simulação discutida na subseção anterior servem de input para o processo de tomada de decisão do racionamento, realizado através de metodologia desenvolvida pela PSR. Essa metodologia considera que: (i) a decisão de racionamento é tomada sempre ao final do período úmido, pois permite maior conhecimento sobre a situação hidrológica do ano em questão; (ii) o montante a ser racionado considera a projeção dos níveis de armazenamento ao final de novembro, com o objetivo de ter volumes seguros para enfrentar o próximo período úmido; e (iii) o montante a ser racionado em percentual da demanda é constante em todos os meses do período seco, para evitar o custo relacionado à política de aumentar o montante racionado. O montante a ser racionado durante o período seco é calculado através de um problema de otimização, cujo objetivo é equilibrar os seguintes tipos de arrependimentos:

- Tipo I: o montante a racionar definido a priori foi maior do que o necessário, o que aconteceria se o nível de armazenamento ao final de novembro for tal que cause vertimentos no sistema no período úmido a começar;
- Tipo II: o montante a racionar definido a priori foi menor do que o necessário, o que aconteceria se o nível de armazenamento ao final de novembro for menor do que o necessário para se operar de maneira adequada o sistema.

A figura a seguir exemplifica o processo de decretar racionamento de acordo com a metodologia de equilíbrio dos arrependimentos para primeira semana operativa de novembro de 2014.

FIGURA 11-13. SIMULAÇÃO DO PROCESSO DE DECRETAR RACIONAMENTO



Fonte: PSR.

Dado que ambos os tipos de arrependimento causam prejuízos à sociedade, a metodologia descrita considera que a decisão de racionar deve ser aquela que melhor equilibra os arrependimentos Tipo I e II. Como resultado, obtém-se, para cada cenário hidrológico simulado, o montante que deve ser racionado durante o período seco visando equilibrar os dois tipos de arrependimentos.

O próximo passo consiste em calcular o custo desse racionamento para a sociedade. Uma primeira abordagem para calcular esse custo seria multiplicar os montantes racionados diretamente pela função de penalização do custo de déficit utilizada no despacho hidrotérmico. No entanto, como discutido anteriormente, os patamares desta função foram calculados de maneira a penalizar o despacho hidrotérmico e atender ao critério de suprimento. Como consequência,

A Função de Penalização de Custo de Déficit não está diretamente relacionada com o custo econômico de racionar energia da sociedade.

Propõe-se nesta metodologia utilizar a função de custo de déficit obtida dos estudos econômicos na valoração do custo do racionamento para a sociedade. Esta função pode ser distinta da utilizada para a operação do despacho hidrotérmico⁵¹.

Por exemplo, a função de custo de déficit econômico pode possuir 4 patamares, calculados de acordo com a matriz insumo-produto, enquanto a função utilizada para o despacho hidrotérmico pode possuir dois patamares. Em outras palavras, a função de dois patamares seria utilizada nos modelos de despacho

⁵¹ Com exceção do primeiro patamar de déficit, que é análogo ao da função utilizada para a operação.

hidrotérmico para as decisões operativas e a função econômica de 4 patamares seria utilizada para quantificar os custos para a sociedade de um racionamento de energia resultante desta operação.

Seja a função de custo de déficit econômico $\varphi(Rac)$, onde Rac é a variável aleatória referente ao montante a ser racionado durante o período seco. O valor esperado do custo do racionamento para a sociedade é definido como $E[\varphi(Rac)]$.

Como dito anteriormente, dentro do âmbito deste P&D, utilizou-se como proxy o resultado do custo do déficit energético como custo de racionamento, sem prejuízo à metodologia, aplicando a mesma lógica descrita anteriormente, na qual os custos do déficit energético foram obtidos através da valoração dos déficits pela FCDEF econômica. Comparando os resultados obtidos com os dois procedimentos, observou-se uma diferença percentual entre os resultados de 3%.

11.2.3 FUNÇÃO DE PENALIZAÇÃO DO DÉFICIT E O CRITÉRIO DE SUPRIMENTO

O processo se inicia com a definição de uma configuração de oferta e demanda do sistema e com o custo de um valor qualquer de déficit para o sistema, calculado através de um critério econômico. A definição da configuração de oferta é discutida na seção 11.2.5.

A segunda etapa do processo consiste em definir um critério de suprimento baseado no CVaR do déficit de energia (por exemplo, o valor esperado do déficit de energia dos 5% piores cenários tem que ser igual a 1% da demanda, o que equivale a $CVaR_{5\%}$ igual a 1% da demanda). Na sequência, é aplicado o procedimento de busca binária discutido na seção 11.1.1.2.4, com o objetivo de calcular o segundo patamar do custo de déficit que atende ao critério de suprimento.

Uma outra maneira de implementar essa etapa é definir uma função de penalização de custo de déficit e calcular o CVaR do déficit de energia implícito. Como o objetivo final do procedimento é construir uma função contínua para diversas alternativas de critérios de suprimento, calcular uma função de custo de déficit para diferentes critérios de suprimento é equivalente a calcular o critério de suprimento implícito em cada função de custo de déficit candidata, ou seja, as duas abordagens são equivalentes.

Calcular uma **função de penalização de custo de déficit** para diferentes critérios de suprimento é equivalente a calcular o **critério de suprimento implícito** em cada função de custo de déficit candidata.

A diferença entre as duas abordagens está no número de simulações do despacho hidrotérmico necessárias para convergir o processo. Na primeira abordagem, para cada critério de suprimento é necessário iniciar um processo de busca iterativo para se calcular a função de custo de déficit, na qual, para cada iteração, é necessário o cálculo de uma política operativa e uma simulação final do despacho hidrotérmico. O processo é então repetido para outros critérios de suprimento. Já na segunda abordagem, para cada função de custo de déficit se obtém o critério de suprimento implícito com apenas uma política operativa e uma

simulação final do despacho hidrotérmico. O processo é então repetido para diversas funções de custo de déficit candidatas.

Propõe-se neste projeto a utilização desta segunda abordagem, uma vez que o número de simulações do despacho hidrotérmico e, conseqüentemente, o tempo computacional é menor.

11.2.4 FRONTEIRA EFICIENTE: TRADE OFF ENTRE SEGURANÇA DE SUPRIMENTO E CUSTO TOTAL DE OPERAÇÃO

O último passo da metodologia proposta neste projeto é o cálculo da fronteira eficiente que possibilita a análise do trade off entre o critério de segurança de suprimento e o custo total de operação do racionamento do sistema para o consumidor. Essa fronteira é obtida através da soma dos custos calculados nas etapas anteriores, conforme expressão abaixo:

$$CT(CVaR_{\alpha}) = E[COP] + E[\varphi(Rac)], \quad (11.45)$$

na qual CT representa o custo total para o sistema do critério de suprimento do $CVaR_{\alpha}$, $E[COP]$ o valor esperado do custo operativo termelétrico e $E[\varphi(Rac)]$ o valor esperado do custo do racionamento. A função CT será avaliada para diferentes critérios de suprimento, com o objetivo de avaliar os custos e os benefícios de aumentar a segurança de suprimento do sistema.

11.2.5 DISCUSSÃO SOBRE BASE DE DADOS

Esta seção discute a origem da base de dados para o cálculo da função de custo de déficit e periodicidade de sua atualização.

O Setor Elétrico Brasileiro possui quatro bases de dados oficiais principais para estudos de planejamento e operação:

- Plano Mensal de Operação (PMO): consiste na base de dados utilizada para o cálculo do despacho hidrotérmico e do PLD. Possui atualização mensal e incorpora a conjuntura hidrológica (níveis dos reservatórios, perspectivas de aflúências para o curto prazo, etc) e de oferta e demanda (atraso de usinas, impacto da economia na demanda, etc). O horizonte de análise é de 5 anos;
- Plano Decenal de Energia (PDE): consiste na base de dados utilizada para o planejamento da expansão do sistema. Possui atualização anual, não incorpora a conjuntura hidrológica e incorpora a conjuntura de oferta apenas nos primeiros 3 anos (a partir do quarto ano se considera equilíbrio entre oferta e demanda). Possui horizonte de 10 anos. Contém a visão do planejador do sistema sobre a situação de oferta e demanda;

- Planejamento da Operação Energética (PEN): com oferta, demanda e conjuntura hidrológica similar ao PMO, porém com atualização anual. É atualizado em maio de cada ano. Contém a visão do operador nacional do sistema sobre a situação de oferta e demanda;
- Configuração estática do sistema: consiste em uma visão do sistema em situação de equilíbrio, na qual a demanda é ajustada para ser atendida de maneira que o valor esperado do custo marginal de operação seja igual ao custo marginal de expansão. A oferta considera todos os empreendimentos já contratados nos leilões de energia nova e não considera os aspectos hidrológicos conjunturais (a simulação é realizada de maneira a garantir que não haja influência do nível inicial dos reservatórios e da condição hidrológica inicial). A configuração estática é utilizada para o cálculo das garantias físicas dos empreendimentos de geração e dos parâmetros que compõe o Índice de Custo Benefício (ICB) (valor esperado do custo operativo – COP – e valor esperado das compras e vendas no mercado de curto prazo – CEC).

Como a função de custo de déficit tem impacto direto no custo operativo do sistema, na expansão do sistema e na própria segurança de suprimento, o seu cálculo deve levar em conta os seguintes princípios:

- Reprodutibilidade: qualquer Agente do mercado que possua os modelos oficiais do setor elétrico deve ser capaz de reproduzir o seu cálculo;
- Previsibilidade: os Agentes devem estar aptos e possuir ferramentas para estimar atualizações futuras da função de custo de déficit;
- Robustez: o valor da função do custo do déficit não deve ser afetado por aspectos conjunturais, como por exemplo o nível dos reservatórios, sendo necessária sua atualização apenas se a estrutura de custos da sociedade e/ou da matriz elétrica for alterada.

O primeiro princípio tem como objetivo tornar transparente o cálculo da função de custo de déficit, devido sua relevância para o setor elétrico. O segundo princípio pretende, por exemplo, que os Agentes do mercado tenham maior previsibilidade sobre os preços da energia, antevendo futuras atualizações da função de custo de déficit, o que possibilita o reposicionamento de seus portfólios de contratos. Por fim, a robustez é característica necessária para maior estabilidade dos preços do mercado e do despacho hidrotérmico.

Dentre os quatro tipos de bases de dados encontradas no Setor Elétrico Brasileiro, a que melhor atende aos três princípios é a configuração estática para o cálculo de garantia física. A razão é que os resultados desta configuração buscam representar o sistema sem os efeitos da conjuntura hidrológica e considerando aspectos estruturais, isto é, o equilíbrio entre a oferta e a demanda.

Por essas razões, sugere-se, neste projeto, utilizar a base de dados estática para o cálculo dos segmentos da função de custo de déficit. Esta função seria utilizada nos Planos Mensais de Operação (PMO) do ONS do ano subsequente.

A função de custo de déficit poderia ser recalculada uma vez por ano, através da atualização da configuração estática, com base nos resultados dos leilões de energia nova.

11.2.6 CONCLUSÕES SOBRE A METODOLOGIA PARA DEFINIÇÃO DOS SEGMENTOS DA FUNÇÃO CUSTO DE DÉFICIT

Essa seção apresentou a metodologia proposta neste projeto para a definição da função de custo de déficit considerando o trade off entre critério de suprimento e o custo total de operação e racionamento do sistema para o consumidor.

O produto final da metodologia é uma fronteira eficiente, que relaciona o critério de suprimento com o custo total do sistema (operação e custo de racionamento). De maneira a atender os princípios da reprodutibilidade, previsibilidade e robustez, propõe-se que os cálculos sejam feitos com a mesma configuração estática utilizada para o cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração.

Para reduzir o número de simulações do despacho hidrotérmico, sugere-se que o processo iterativo se inicie com a definição de funções de custo de déficit candidatas, seguida do cálculo do critério de suprimento implícito. Este procedimento possui menor tempo computacional que a definição de um critério de suprimento seguido pelo cálculo da função de custo de déficit implícita.

Apresenta-se a seguir um resumo do procedimento proposto:

1. *Simule o sistema considerando FPD = FCDEF: Simulação Mestra;*
2. *Determine o primeiro segmento da função de custo de déficit com base no estudo econômico e uma família de M prêmios de risco para o primeiro segmento;*
3. *Faça $m = 1$;*
4. *Determine uma família de N candidatos para o segundo segmento $\{\mu_1; \mu_2; \dots; \mu_n; \dots; \mu_N\}$;*
5. *Faça $n = 1$;*
6. *Simule o sistema e calcule o nível de confiabilidade implícito (CVaR no déficit de energia) lendo os volumes iniciais dos reservatórios da Simulação Mestra;*
7. *Simule a operação do sistema com o modelo de despacho hidrotérmico e com o processo decisório de se decretar um racionamento. Calcule $E[COP]_n$ e $E[\varphi(Rac)]_n$;*
8. *Calcule o custo total $CT_n = E[COP]_n + E[\varphi(Rac)]_n$;*
9. *Faça $n = n + 1$. Se $n > N$, faça $m = m + 1$. Caso contrário volte para a etapa 6.*
10. *Se $m > M$, pare.*

11.3 Estudo de Caso

Esta seção ilustra a aplicação da metodologia proposta em um estudo de caso do Setor Elétrico Brasileiro. Apresenta-se a seguir o conjunto e premissas utilizadas no estudo e, na sequência, são apresentadas as análises iniciais mostrando o comportamento do sistema para diferentes funções de custo de déficit com 1 patamar. No final apresenta-se os **resultados da fronteira eficiente, que é o núcleo da metodologia proposta neste capítulo**.

11.3.1 BASE DE DADOS

O estudo de caso foi realizado com a configuração estática utilizada para o cálculo da garantia física dos empreendimentos que participaram do leilão de energia nova A-5 de 2015. Esta configuração foi ajustada para CMO igual a CME de R\$ 154,00/MWh. O valor do CME foi definido de acordo com a Nota Técnica Nº EPE-DEE-RE-043/2015-r0. Em resumo, a configuração possui as seguintes características:

- Proporcionalidade da carga: adotada a proporcionalidade do ano 2020 do Plano Decenal de Expansão de Energia 2023;
- Taxa de Desconto: 8% ao ano;
- Função Custo do Déficit de Energia: Atualizado o valor para R\$ 3.250,00/MWh, de acordo com a metodologia prevista na Nota Técnica “Atualização do valor do patamar único de Custo de Déficit – 2015” (EPE-DEE-NT-023/2015-r0), de 19 de fevereiro de 2015;
- Limites de transmissão entre subsistemas com base no ano de 2020 do PDE 2023;
- Configuração de oferta considera todos os empreendimentos já contratados até o Leilão A-5 de 2015;
- Custos Variáveis Unitários (CVUs) de acordo com o PMO de fevereiro de 2015.

11.3.2 SIMULAÇÃO DO SISTEMA

O modelo de despacho hidrotérmico utilizado foi o SDDP®, desenvolvido pela PSR. Para tanto, foi necessário converter a base de dados do cenário estático, em formato NEWAVE, para o formato SDDP, para então utilizar este modelo. O modelo NEWAVE poderia ter sido utilizado nesta etapa, contudo o modelo SDDP foi utilizado por conveniência.

A política operativa e a simulação do sistema consideraram 1200 cenários hidrológicos, que são sorteados pelo método de Monte Carlo e buscam reproduzir as características estatísticas do histórico (média, desvio padrão e correlação) através do modelo estocástico de geração de séries sintéticas PAR(p).

A simulação é realizada considerando cinco anos iniciais para perda da memória das condições hidrológicas iniciais (nível dos reservatórios e vazões afluentes dos últimos 6 meses)⁵², cinco para a extração das estatísticas do despacho hidrotérmico e cinco anos finais para o buffer da PDDE, visando evitar o esvaziamento dos reservatórios após o horizonte de interesse⁵³. Dessa maneira, os resultados analisados entre os anos 6 e 10 estão em regime permanente, permitindo extrair informações sobre o despacho hidrotérmico considerando apenas os efeitos estruturais. Todos os resultados apresentados a seguir foram obtidos como a média dos valores obtidos dos anos 6 a 10, representando a performance estrutural do sistema. Este é o mesmo critério utilizado nos estudos de planejamento energético atuais.

11.3.3 RESULTADOS: FUNÇÃO DE PENALIZAÇÃO DO DÉFICIT COM DOIS PATAMARES

Os primeiros exercícios apresentados nesta sessão **não consideram o CVaR no custo operativo**. O objetivo é ter um caso de trabalho mais controlado, onde o único mecanismo de aversão ao risco é determinado apenas pela função de penalização do déficit.

Tem-se como objetivo deste trabalho indicar a melhor FPD que, de acordo com um determinado critério de risco de suprimento, resulte no menor custo total operativo. De acordo com a metodologia descrita na seção 11.2, entende-se custo total como o somatório do custo operativo termelétrico com o custo de déficit, onde o custo de déficit é o déficit oriundo da simulação operativa do sistema, valorado à FCDEF econômica que melhor representa a percepção do custo de racionamento para a sociedade.

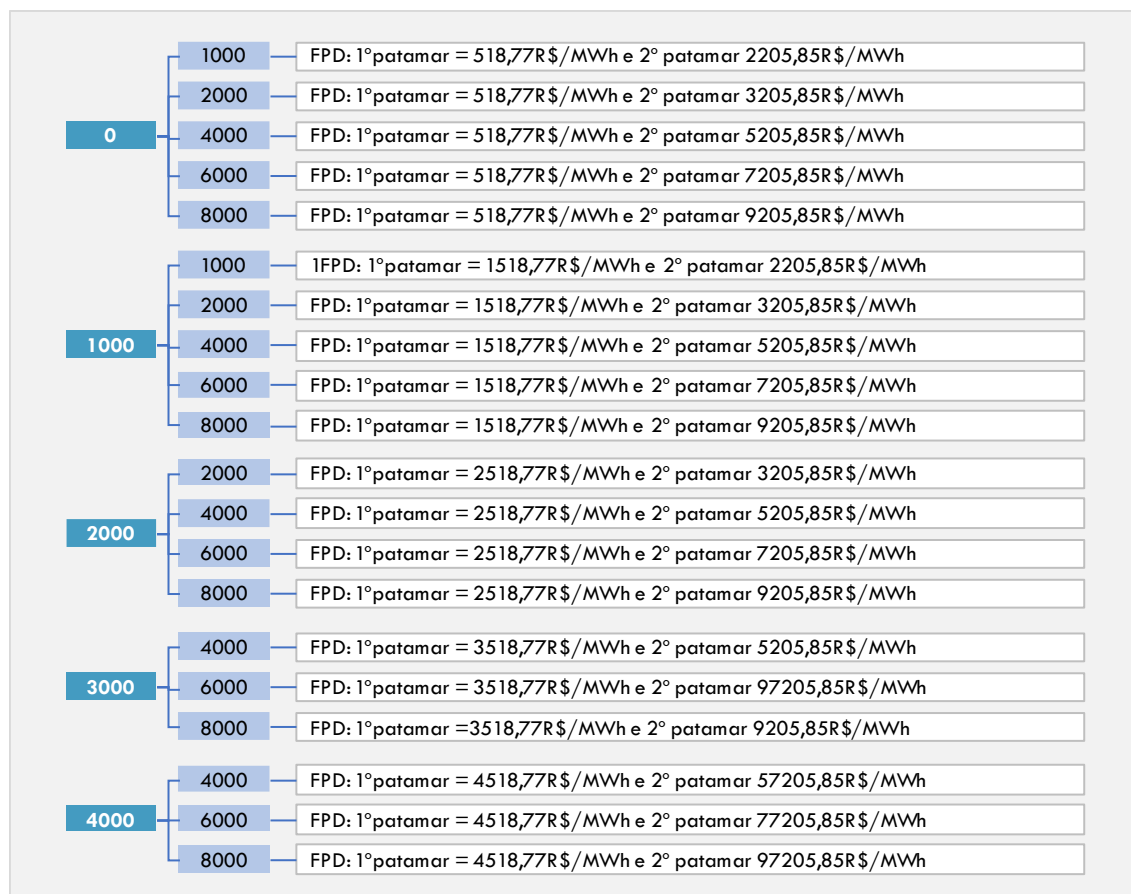
Para a determinação da FPD, neste trabalho optou-se por utilizar um processo de busca que tem como consequência distintos custos operativos e riscos de suprimento. O processo de busca consiste em calcular a política operativa considerando diferentes FPDs, sendo que essas funções são montadas inserindo prêmios de risco no primeiro e segundo patamar da FCDEF econômica. A FCDEF utilizada inicialmente é a que possui 1º patamar = R\$ 518,77/MWh, 2º patamar = R\$ 1.205,85 /MWh, 3º patamar = R\$ 6.526,80/MWh e 4º patamar = R\$ 8.225,78/ MWh, denominada neste trabalho como FCDEF metodologia GCPS. Na figura a seguir pode-se observar a árvore com os prêmios de risco dos patamares da FCDEF calculada com a metodologia do GCPS, onde os prêmios de risco do primeiro nível são os inseridos no primeiro patamar da FCDEF GCPS e os números do segundo nível de hierarquia são os prêmios de risco no segundo patamar da FCDEF GCPS. No terceiro nível da árvore, tem-se como resultado as FPD utilizadas em cada política operativa do sistema. Observa-se que os prêmios de risco inseridos no primeiro patamar não resultam em valores com o primeiro patamar maior do que o segundo patamar.

⁵² A metodologia oficial para o cálculo da garantia física considera 10 anos iniciais para perda da memória hidrológica. Na experiência da PSR, devido à redução da capacidade de regularização do sistema com a inserção de UHs a fio d'água, a utilização de 5 anos é suficiente.

⁵³ Este buffer é necessário porque a PDDE utiliza como premissa que o valor da água no último estágio é zero, fazendo com que os reservatórios terminem vazios ao final da simulação.

Destaca-se que o intervalo dos prêmios de risco inseridos no primeiro e segundo patamar é limitado devido à percepção de não haver benefício no custo total e no risco de suprimento das simulações.

FIGURA 11-14. ÁRVORE DO PROCESSO DE BUSCA DA FPD



Fonte: PSR.

O processo de busca mostrado na Figura 11-14 foi aplicado para três casos de estudo que derivam da base de dados descrita na seção 11.3.1. A utilização dos casos de estudo tem como objetivo abranger diferentes cenários de geração e demanda para que a determinação da FPD não seja limitada e condicionada a apenas um cenário de geração e demanda.

Os casos de estudo são brevemente descritos abaixo e neles serão percebidos os custos totais operativos, valorados com diferentes FCDEFs econômicas e diferentes riscos de suprimento.

1. Caso Base:

- Tem como característica a base de dados descrita na seção 11.3.1.

2. Caso Demanda Alta:

- Mesmo cenário de geração do caso base com demanda 5% mais elevada do que o Caso Base. Este caso emula uma situação de suprimento mais adversa.

3. Caso Demanda Alta + Potência Termelétrica alta:

- Possui demanda 5% mais elevada e maior penetração de fontes termelétrica. O caso emula um cenário de expansão de longo prazo que compreenda uma expansão não baseada em hidrelétricas, além de representar uma situação de suprimento mais adversa.

11.3.3.1 Análise dos Estudos de Caso

11.3.3.1.1 CVaR do Déficit de Energia

Conforme discutido anteriormente, as funções com 2 patamares representam implicitamente a restrição de não violação do valor esperado e do CVaR do déficit de energia. Apresenta-se a seguir o impacto das diferentes FPD no CVaR do déficit de energia, os resultados do $CVaR_{1\%}$, déficit médio dos 1% piores cenários, são mostrados na Tabela 11-1, Tabela 11-2 e

Tabela 11-3. Como era de se esperar dentro dos resultados obtidos, quanto maior o prêmio de risco inserido tanto no primeiro quanto no segundo segmento da FCDEF econômica, menor o valor do déficit (em percentual da demanda total do sistema). Observa-se na Tabela 11-1, Tabela 11-2 e

Tabela 11-3 que o custo implícito do déficit que garante que a restrição $CVaR_{1\%}(R_t) \leq 5,0\%$ seja atendida em todas as configurações é a FPD que leva a $CVaR_{1\%}(R_t) \leq 5,0\%$ seria a FPD com primeiro patamar igual a R\$ 3518,77 R\$/MWh e segundo patamar igual a 9205,88 R\$/MWh. Determinado critério de suprimento pode não ser alcançado em situações de suprimento mais adversas. Por exemplo, se critério fosse $CVaR_{1\%}(R_t) \leq 3,0\%$, para o Caso Demanda Alta da Tabela 11-2, nenhuma FPD atenderia a premissa, ou seja, não encontra-se nenhum valor abaixo de 5% na Tabela 11-2. Para os outros casos, Tabela 11-1e

Tabela 11-3, para o critério de suprimento $CVaR_{1\%}(R_t) \leq 3,0\%$ a FPD indicada poderia ser R\$ 2518,77/MWh / R\$ 5205,88/MWh.

O critério de suprimento é definido pelo tomador de decisão. Neste ponto, o trabalho possibilita a avaliação de melhor custo benefício quanto a escolha da FPD ótima, ou seja, é necessário avaliar conjuntamente os critérios de suprimento e custos totais de operação que serão mostrados na próxima seção.

TABELA 11-1. CASO BASE - CVAR 1% DO DÉFICIT

Prêmio 1º/2º pat	0	1000	2000	4000	6000	8000
0	6.3%	4.8%	4.7%	4.4%	4.3%	4.3%
1000		3.8%	3.6%	3.3%	3.1%	3.1%

2000	3.2%	3.0%	2.9%	2.8%
3000		2.8%	2.7%	2.6%
4000		2.7%	2.5%	2.5%

TABELA 11-2. CASO DEMANDA ALTA - CVAR 1% DO DÉFICIT

Prêmio 1º/2º pat	0	1000	2000	4000	6000	8000
0	8.6%	7.3%	7.1%	6.7%	6.5%	6.4%
1000		6.5%	6.2%	6.0%	5.7%	5.6%
2000			5.9%	5.7%	5.4%	5.3%
3000				5.4%	5.2%	5.0%
4000				5.4%	5.1%	5.0%

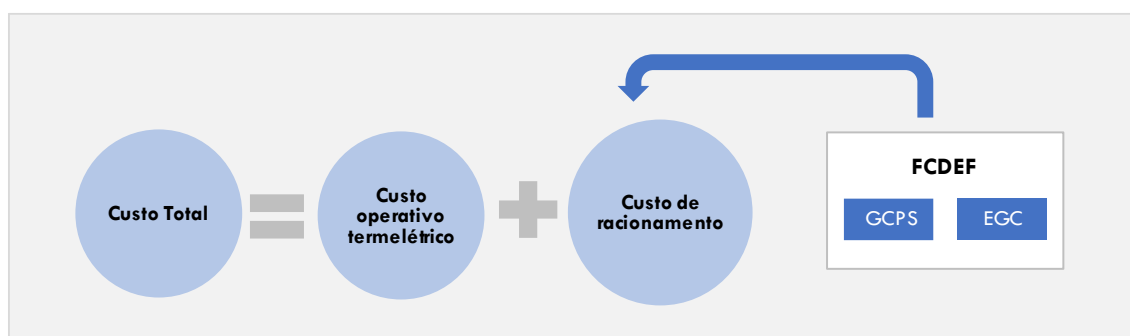
TABELA 11-3. CASO DEMANDA ALTA E POTÊNCIA ELEVADA - CVAR 1% DO DÉFICIT

Prêmio 1º/2º pat	0	1000	2000	4000	6000	8000
0	5.7%	4.6%	4.4%	4.2%	4.1%	4.0%
1000		3.3%	3.0%	3.1%	2.9%	2.9%
2000			2.9%	2.7%	2.6%	2.6%
3000				2.4%	2.5%	2.5%
4000				2.5%	2.2%	2.4%

11.3.3.1.2 Custo Total e análise de robustez

Como descrito na metodologia em 11.2, a métrica utilizada para avaliar a FPD é o custo total. Entende-se custo total como o somatório do custo operativo termelétrico com o custo de racionamento, este sendo o déficit oriundo da simulação operativa do sistema, valorado a FCDEF econômica que melhor representa a percepção do custo de déficit de energia para a sociedade.

FIGURA 11-15. FORMAÇÃO DO CUSTO TOTAL



Fonte: PSR.

Para as simulações realizadas no âmbito desse projeto, o custo de racionamento foi valorado de acordo com as FCDEFs econômicas mostradas na Tabela 11-4.

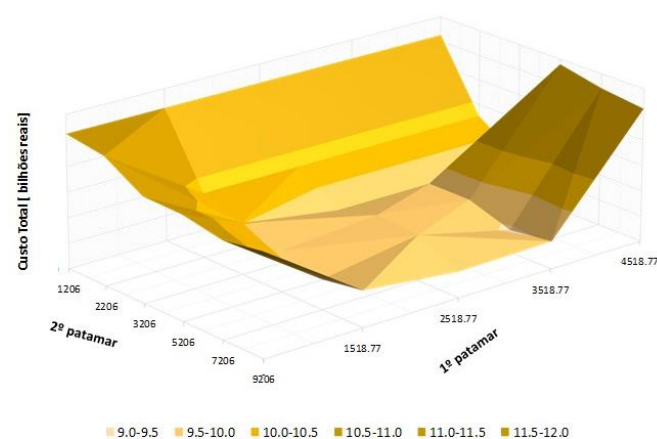
TABELA 11- 4. FCDEF QUE VALORA OS DÉFICITS

Patamar	GCPs	EGC
1º	518.77	6,378.05
2º	1,205.85	8,474.42
3º	6,526.80	11,814.10
4º	8,225.78	17,112.20

Fonte: PSR.

Como um exemplo de busca da FPD, ilustrou-se na Figura 11-16, o custo total obtido para cada simulação composta pela configuração do Caso Base com as diferentes FPD e considerando o custo de racionamento valorados à FCDEF econômica GCPs. De acordo com a metodologia proposta, a FPD a ser escolhida deve ser a que leva ao menor custo total de operação.

FIGURA 11-16. SUPERFÍCIE DE FUNÇÕES DE PENALIZAÇÃO DO DÉFICIT X CUSTO TOTAL



Para a escolha da FPD, diversas simulações foram realizadas para que a FPD escolhida fosse robusta dadas incertezas futuras de configuração de demanda e geração e incerteza sobre o real custo de déficit econômico.

Os resultados apresentados a seguir serão mostrados pela menor diferença percentual do custo total do caso simulado em relação ao menor custo total encontrado dentro das simulações.

Considerando a metodologia descrita anteriormente, simulou-se neste primeiro momento dois conjuntos de simulações:

- Conjunto 1: Caso Base com as diversas FPD candidatas e déficits valorados pela FCDEF GCPS.
- Conjunto 2: Caso Base com as diversas FPD candidatas e déficits valorados pela FCDEF EGC.

Analisando o conjunto 1 de simulações, com o custo total referente de cada simulação foi possível verificar qual FPD leva a um menor custo total e com isso comparar o acréscimo em percentual dos custos das diferentes simulações considerando a modificação dos valores da FPD. Os resultados são mostrados na Tabela 11-5.

TABELA 11-5. DIFERENÇA PERCENTUAL DO CUSTO TOTAL – CUSTO DE RACIONAMENTO VALORADOS À FCDEF GCPS

2º/1º Pat R\$/MWh	1205.85	2205.85	3205.85	5205.85	7205.85	9205.85
518.77	38%	8%	7%	3%	2%	1%
1518.77		9%	6%	2%	0%	0%
2518.77			6%	3%	3%	2%
3518.77				3%	2%	2%
4518.77				4%	3%	3%

Fonte: PSR.

Pelos resultados plotados, observa-se que para o primeiro conjunto de simulações, Caso Base e valoração pela FCDEF GCPS, a FPD que leva ao menor valor de custo total é a FPD = 1º patamar R\$ 1518,77/MWh e 2º patamar R\$ 9205,85/MWh.

De posse do resultado desse conjunto de simulações, indaga-se a escolha da FPD frente à utilização de uma nova FCDEF econômica (diferente da utilizada anteriormente) na valoração do custo de racionamento. Ou seja, caso o custo de racionamento não seja valorado à FCDEF GCPS e sim por FCDEF EGC a escolha da FPD deveria ser a mesma? A Tabela 11-6 composta pelo segundo conjunto de simulações, mostra os acréscimos em percentual dos custos das diferentes simulações considerando a modificação dos valores da FPD

e valoração dos custos de racionamento pela FCDEF EGC. Observa-se que para este segundo conjunto de simulações a FPD que leva ao menor custo total é FPD = 1º patamar R\$ 4518,77/MWh e 2º patamar R\$ 9205,85/MWh.

TABELA 11-6. DIFERENÇA PERCENTUAL DO CUSTO TOTAL – CUSTO DE RACIONAMENTO VALORADOS À FCDEF EGC

2º/1º Pat R\$/MWh	1205.85	2205.85	3205.85	5205.85	7205.85	9205.85
518.77	106%	39%	40%	39%	38%	38%
1518.77		17%	12%	8%	5%	5%
2518.77			9%	4%	3%	3%
3518.77				2%	1%	1%
4518.77				2%	0%	0%

Fonte: PSR.

Neste ponto, destaca-se que a FPD escolhida deve ser robusta o suficiente para absorver as incertezas sobre o real custo de déficit econômico. Analisando os resultados dos dois conjuntos de simulações, verifica-se que caso a FPD escolhida fosse referente somente ao primeiro conjunto de simulação, a FPD escolhida seria FPD = 1º patamar R\$ 1518,77/MWh e 2º patamar R\$ 9205,85/MWh. Caso o custo real da FCDEF fosse EGC, o custo total aumentaria em 5% quando valorados os déficits a esse valor. O contrário também é válido. Suponha que a FPD seja escolhida considerando somente o segundo conjunto de simulações (custos de déficits valorados à FCDEF EGC), a FPD escolhida seria é FPD = 1º patamar R\$ 4518,77/MWh e 2º patamar R\$ 9205,85/MWh. Caso o custo real da FCDEF fosse pelo GCPS, o aumento nos custos totais pela escolha não robusta de uma FPD seria de 3%.

TABELA 11-7. ROBUSTEZ FRENTE ÀS DIFERENTES FUNÇÕES DE CUSTO DO DÉFICIT ECONÔMICO

2º/1º Pat R\$/MWh	1205.85	2205.85	3205.85	5205.85	7205.85	9205.85	2º/1º Pat R\$/MWh	1205.85	2205.85	3205.85	5205.85	7205.85	9205.85
518.77	38%	8%	7%	3%	2%	1%	518.77	106%	39%	40%	39%	38%	38%
1518.77		9%	6%	2%	0%	0%	1518.77						5%
2518.77			6%	3%	3%	2%	2518.77			9%	4%	3%	3%
3518.77				3%	2%	2%	3518.77				2%	1%	1%
4518.77				4%	3%	3%	4518.77						0%

Aumento de 5% no custo total

Aumento de 3% no custo total

Considerando que a escolha da FPD deve ser robusta frente às diferentes funções de custo do déficit econômico, a FPD que minimiza o arrependimento, frente às diferentes funções de custo de déficit econômico é

FPD = 1º patamar R\$ 3518,77/MWh e 2º patamar R\$ 7205,85/MWh. Esta função é mais indiferente às modificações da FCDEF.

Dada a discussão sobre a necessidade de robustez na escolha da FPD para incerteza frente às diferentes funções de custo do déficit econômico, foram incorporados outros conjuntos de simulação para a análise, considerando incertezas quanto a configuração de oferta e demanda e superposição de mecanismos de aversão ao risco com a utilização do CVaR na função objetivo.

Analisa-se inicialmente o impacto nos custos totais considerando diferentes configurações de oferta e demanda e diferente valoração pela FCDEF. Os casos simulados foram os mesmos descritos em 11.3.3, a saber:

1. Caso Base:

- Tem como característica a base de dados descrita na seção 11.3.1.

2. Caso Demanda Alta: “ALTA”

- Mesmo cenário de geração do caso base com demanda 5% mais elevada do que o Caso Base. Este caso emula uma situação de suprimento mais adversa.

3. Caso Demanda Alta + Potência Termelétrica alta: “TERM”

- Possui demanda 5% mais elevada e maior penetração de fontes termelétrica. O caso emula um cenário de expansão de longo prazo que compreenda uma expansão não baseada em hidrelétricas, além de representar uma situação de suprimento mais adversa.

A Tabela 11-8 compara os resultados obtidos com a FPD que possui o menor custo total quando valorada a FCDEF GCPS (1º patamar R\$ 1518,77/MWh e 2º patamar R\$ 9205,85/MWh) e a FPD robusta frente os diferentes valores de FCDEF (1º patamar R\$ 3518,77/MWh e 2º patamar R\$ 7205,85/MWh). Considerando as configurações de demanda alta e maior inserção termelétrica, valorando os déficits dessas diferentes configurações a FCDEF EGC, observa-se que a FPD = 1º patamar R\$ 1518,77/MWh e 2º patamar R\$ 9205,85/MWh, tem uma elevação significativa de seus custos quando comparados aos valores obtidos com a FPD = 1º patamar R\$ 3518,77/MWh e 2º patamar R\$ 7205,85/MWh. Observa-se, por exemplo, que os custos da configuração com demanda mais alta valorada a FCDEF GCPS (ALTA-GCPS) passam de 1% para 10% quando a mesma configuração é valorada FCDEF EGC (ALTA – EGC) para a FPD 1º patamar R\$ 1518,77/MWh e 2º patamar R\$ 9205,85/MWh. Isso ocorre pela característica de se ter um 1º patamar da FPD mais baixo. O modelo de despacho permite mais déficits nesse patamar (déficits preventivos) que quando valorados à FCDEF EGC, tornam os custos totais mais altos. Enquanto para a FPD = 1º patamar R\$ 3518,77/MWh e 2º patamar R\$ 7205,85/MWh, esse incremento de custo passa de 1% para 2%. Como esta FPD tem o valor do primeiro patamar mais elevado, o modelo não permite tantos déficits preventivos quando comparado ao patamar de R\$1518,77/MWh. O mesmo comportamento é

observado para configuração TERM-GCPS e TERM-EGC. Isso mostra que a FPD mais robusta frente às diferentes FCDEF e configurações de oferta e demanda é a **FPD = 1° patamar R\$ 3518,77/MWh e 2° patamar R\$ 7205,85/MWh.**

TABELA 11-8. ROBUSTEZ FRENTA ÀS DIFERENTES CONFIGURAÇÕES DE OFERTA E DEMANDA

2°/1° Pat R\$/MWh	*1518.77 / 9205.85	3518.77 / 7205.85
BASE-GCPS	0%	2%
ALTA- GCPS	1%	1%
TERM- GCPS	3%	3%
BASE-EGC	5%	1%
ALTA-EGC	10%	2%
TERM-EGC	11%	4%

Todas as simulações analisadas anteriormente consideravam apenas a FPD como mecanismo de aversão ao risco. Verifica-se na Tabela 11-9, o impacto nos custos totais do Caso Base, quando inserida a superposição de mecanismos de aversão ao risco: FPD e CVaR na função objetivo. A mesma comparação entre as FPD ótima para o caso base e a FPD que tem se mostrado mais robusta é realizada considerando o CVaR (alfa 50%, lambda 40%) com parâmetros oficiais nas simulações é realizada. Observa-se que os custos obtidos com a FPD = 1° patamar R\$ 1518,77/MWh e 2° patamar R\$ 9205,85/MWh quando valorados a FCDEF EGC e simulados com CVaR, esses aumentam de 5% para 10%. Enquanto para a FPD = 1° patamar R\$ 3518,77/MWh e 2° patamar R\$ 7205,85/MWh, o aumento dos custos é de 1% para 2%. Isso mostra que a **FPD = 1° patamar R\$ 3518,77/MWh e 2° patamar R\$ 7205,85/MWh é a mais robusta considerando também a presença do CVaR na função objetivo.**

TABELA 11-9. ROBUSTEZ FRENTA ÀS DIFERENTES CONFIGURAÇÕES DE OFERTA E DEMANDA

1°/2° Pat [R\$/MWh]	*1518.77 / 9205.85	3518.77 / 7205.85
BASE-GCPS	0%	2%
BASE-EGC	5%	1%
BASE-GCPS CVAR	1%	1%

BASE-EGC CVAR

10%

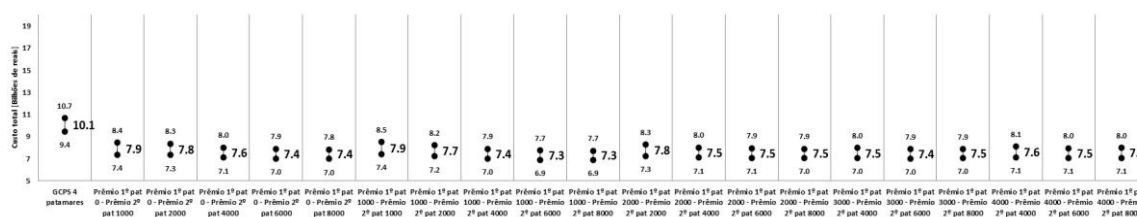
2%

11.3.3.1.3 Intervalo de confiança – significância estatística

A Figura 11-17, a Figura 11-18 e a Figura 11-19 apresentam o valor esperado anual do custo total para cada FPD simulada, considerando as três configurações de geração e demanda descritas anteriormente. Além dos valores esperados, mostra-se também o intervalo de confiança da média para verificação se os resultados de custo total obtidos são estatisticamente independentes.

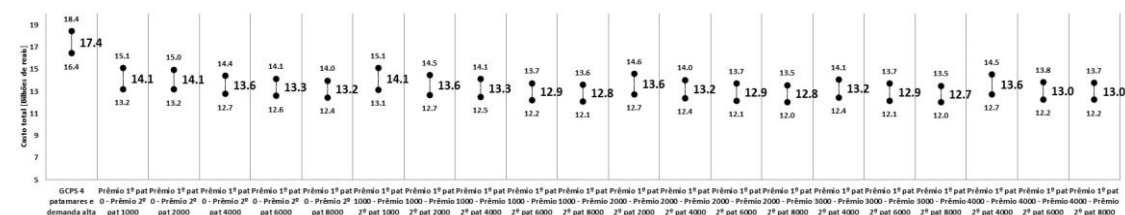
Para cada configuração do estudo simulou-se como referência o caso com FPD igual à FCDEF econômica definida com quatro patamares pela metodologia GCPS. Os resultados mostrados na Figura 11-17, na Figura 11-18 e na Figura 11-19, são compostos considerando o custo de racionamento valorado de acordo com a FCDEF GCPS.

FIGURA 11-17. VALOR ESPERADO DO CUSTO TOTAL E INTERVALO DE CONFIANÇA DA MÉDIA– CASO BASE VALORADO A GCPS



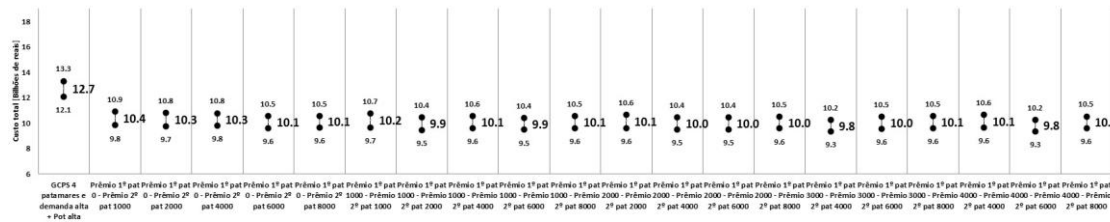
Fonte: PSR.

FIGURA 11-18. VALOR ESPERADO DO CUSTO TOTAL E INTERVALO DE CONFIANÇA DA MÉDIA– CASO DEMANDA ALTA VALORADO A GCPS



Fonte: PSR.

FIGURA 11-19. VALOR ESPERADO DO CUSTO TOTAL E INTERVALO DE CONFIANÇA DA MÉDIA– CASO DEMANDA ALTA E POTÊNCIA TERMELÉTRICA ELEVADA VALORADO A GCPS

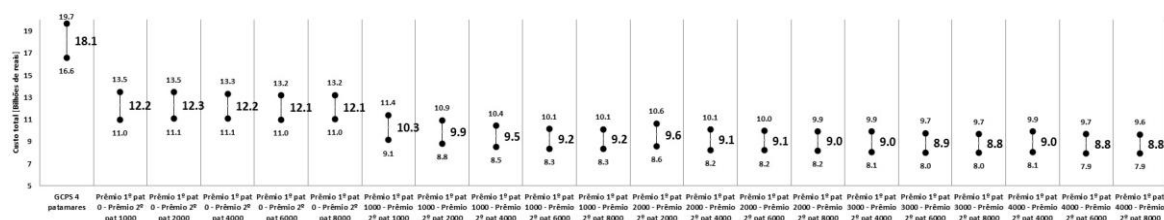


Fonte: PSR.

Verifica-se que para as três configurações de geração e demanda é importante e significativo inserir pelo menos o prêmio de risco no segundo patamar da FCDEF GCPS pois, a inserção desse prêmio resulta em custos totais menores. Considerando os valores apresentados acima, observa-se que as simulações com as diferentes configurações não levaram a custos totais muito diferentes quando há incorporação progressiva de prêmios de risco no primeiro e segundo patamar, ou seja, a medida que prêmios de risco maiores são inseridos tanto no primeiro quanto no segundo patamar, não se observa diminuição significativa nos custos totais. Isso porque a medida que se aumenta os valores da FPD, os custos operativos termelétricos aumentam enquanto os custos de racionamento diminuem.

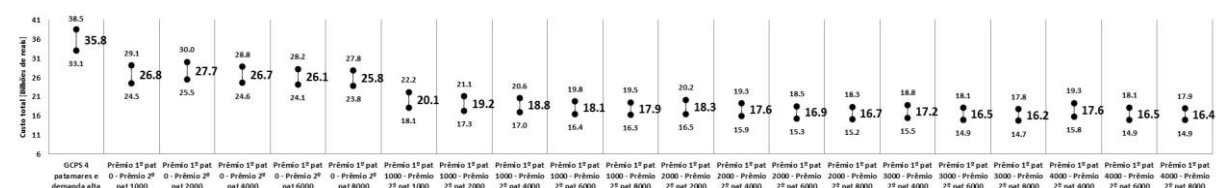
Para o mesmo conjunto de simulações, valorou-se os déficits definidos pela simulação considerando diferentes FPD pela FCDEF econômica definida pela metodologia EGC. Os resultados são mostrados na Figura 11-20, Figura 11-21 e Figura 11-22.

FIGURA 11-20. VALOR ESPERADO DO CUSTO TOTAL E INTERVALO DE CONFIANÇA DA MÉDIA— CASO BASE VALORADO A EGC



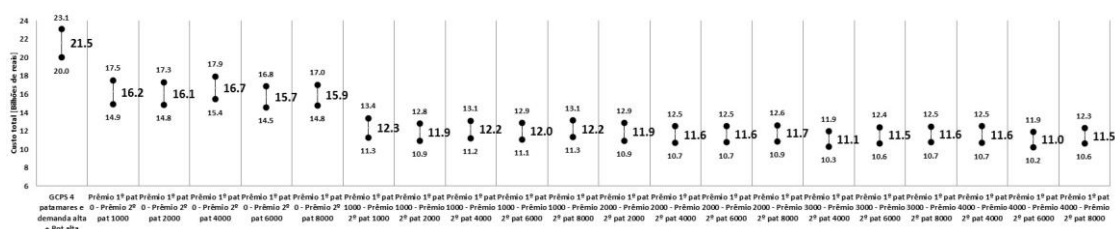
Fonte: PSR.

FIGURA 11-21. VALOR ESPERADO DO CUSTO TOTAL E INTERVALO DE CONFIANÇA DA MÉDIA— CASO DEMANDA ALTA VALORADO A EGC



Fonte: PSR.

FIGURA 11-22. VALOR ESPERADO DO CUSTO TOTAL E INTERVALO DE CONFIANÇA DA MÉDIA- CASO DEMANDA ALTA E POTÊNCIA TERMELÉTRICA ELEVADA VALORADO A EGC



Fonte: PSR.

Quando os déficits são valorados ao custo da FCDEF econômica EGC, encontram-se valores de custo totais mais elevados do que os apresentados nos resultados com GCPS. Considerando esses resultados, nota-se que para todas as configurações de geração e demanda dos casos de estudo é importante inserir pelo menos algum prêmio de risco no segundo patamar, mesmo que não haja prêmio de risco no primeiro patamar, pois os custos totais tornam-se significativamente menores. Destaca-se ainda que diferentemente dos casos valorados a GCPS, os casos valorados a EGC sem prêmio de risco no primeiro patamar são estatisticamente independentes quando o prêmio de risco de R\$1000,00/MWh é aplicado no primeiro patamar.

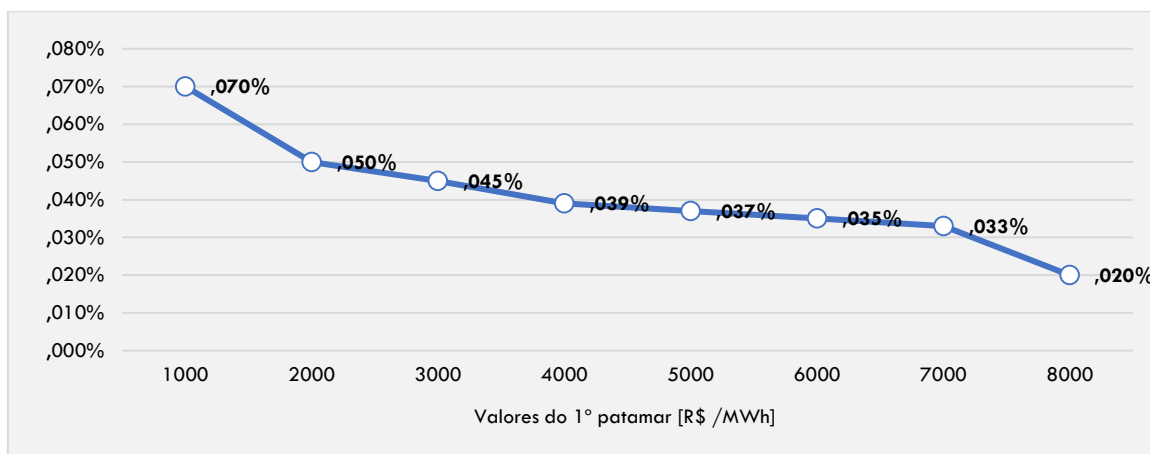
11.3.4 FUNÇÃO DE CUSTO DE DÉFICIT DE 1 PATAMAR – SEM CVAR CUSTO

Os exercícios apresentados nesta sessão também **não consideram o CVaR no custo operativo**. O objetivo é avaliar os resultados quando a FPD utiliza apenas um patamar de déficit. O cenário de geração e demanda utilizado neste exercício é o mesmo cenário do caso base, portanto, todos os resultados de custo total operativo e suprimento podem ser comparados com os resultados do caso base.

O primeiro exercício realizado consiste em calcular a política operativa considerando um intervalo de R\$1000,00/MWh a R\$8000,00/MWh para FPD de 1 patamar, obtendo-se como resultado a relação entre confiabilidade (medida pelo valor esperado da energia não suprida e risco de déficit) e o custo do déficit. O objetivo deste exercício é verificar a relação entre essas duas variáveis.

Conforme discutido anteriormente, **as funções de 1 patamar representam implicitamente a restrição de não violação do valor esperado do déficit de energia**. Apresenta-se a seguir o impacto das diferentes FPD no valor esperado do déficit de energia.

FIGURA 11-23. VALOR ESPERADO DO DÉFICIT EM % DEMANDA



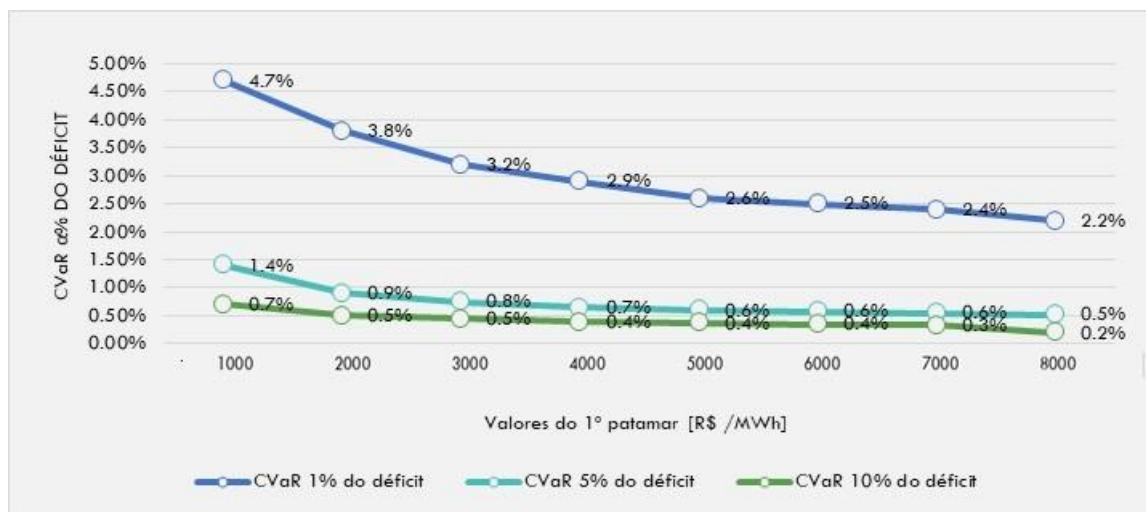
Fonte: PSR.

De acordo com o esperado, quanto maior o valor da FPD menor o valor esperado do déficit de energia (em percentual da demanda total do sistema).

Verifica-se na Figura 11-23 que o custo implícito do déficit que garante que a restrição $E(R_t) \leq 0,05\%$ seja atendida é R\$ 2000,00/MWh. Se a restrição for mais severa, por exemplo 0,03%, então o custo de déficit deve ser R\$ 7000,00/MWh.

Observa-se na figura a seguir o mesmo comportamento quando se analisa a energia não suprida através do CVaR. A medida que o valor da FPD aumenta, menor é o valor déficit de energia.

FIGURA 11-24. VALOR ESPERADO DO DÉFICIT EM % DEMANDA E CVAR DO DÉFICIT

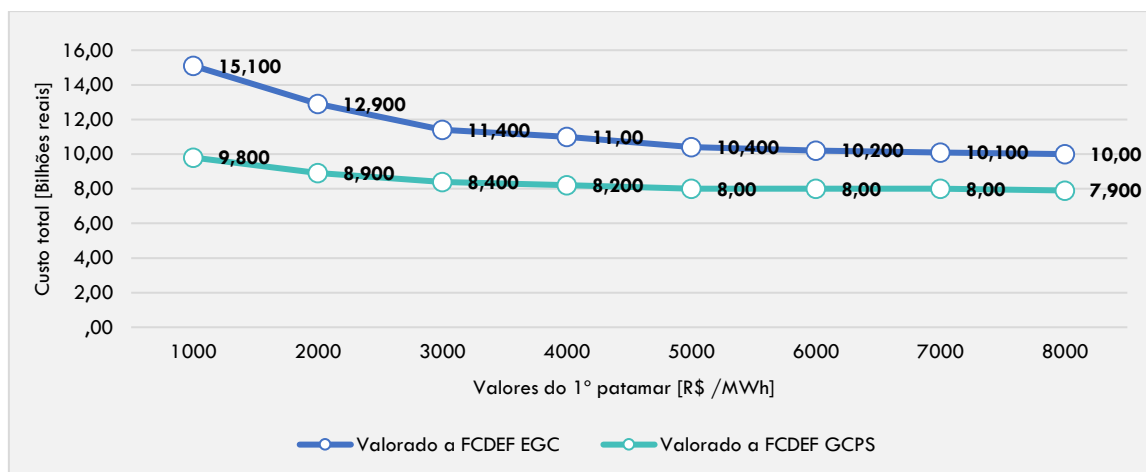


Fonte: PSR.

Observa-se que para que o risco de déficit seja próximo de 5%, o custo de déficit deveria ser aproximadamente R\$ 1000,00/MWh.

Analisa-se então os custos totais de operação (custo termelétrico + custo de racionamento) da mesma forma que se valorou os déficits pela FCDEF econômica GCPS e EGC para as FPD de dois patamares. Os resultados são apresentados abaixo.

FIGURA 11-25. FRONTEIRA EFICIENTE - FPD DE 1 PATAMAR.



Fonte: PSR.

Comparando os resultados obtidos nas simulações do caso base com 1 patamar e com 2 patamares, observa-se que para um mesmo critério de suprimento os custos totais obtidos com a FPD com 1 patamar são maiores. Como exemplo, destaca-se que para o mesmo critério de suprimento de $CVaR_{1\%}(R_t) \leq 2,5\%$

(olhar Tabela 11-1) tem-se a FPD = 1º patamar de R\$ 4518,77/MWh e R\$ 7205,85/MWh com custo total de 7,4 bilhões de reais (olhar Figura 11-17) e tem-se a FPD de R\$6000,00/MWh que também atende a este critério, mostrado na Figura 11-24, porém com o custo total mais elevado de 8,0 bilhões, onde o custo é explicitado na Figura 11-25.

Adotando puramente o critério de mínimo custo total, recomendar-se-ia a FPD R\$8000,00/MWh. Adicionalmente, considerando também um critério de suprimento, suponha $CVaR_{1\%}(R_t) \leq 2,5\%$, recomenda-se a **FPD R\$ 6000,00/MWh** sem prejuízos no custo total, tanto para a valoração com a FCDEF CGPS e EGC. Caso o critério de suprimento fosse igual ao CVaR do déficit de 1% encontrado para FPD de 1º patamar de R\$3518,77/MWh e 2º patamar de R\$7205,85/MWh, $CVaR_{1\%}(R_t) \leq 2,7\%$, a FPD de 1 patamar recomendada seria a de **R\$5000,00/MWh**, sem grandes variações de custo total quando comparado ao custo total da FPD R\$6000,00/MWh

11.3.5 INSERINDO CVAR-CUSTO NA SIMULAÇÃO

Para a configuração de geração e demanda do caso base foi realizado o mesmo procedimento de cálculo de custo total de forma comparativa para casos com 1 patamar e 2 patamares, considerando CVaR - Custo na política operativa no custo da função objetivo com parâmetros $\alpha=50\%$ e $\lambda=40\%$.

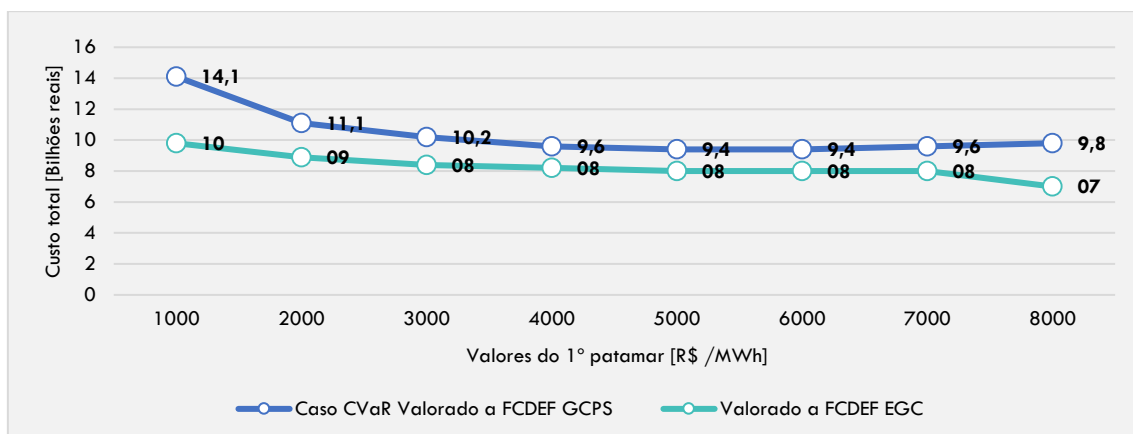
Os resultados abaixo comparam como o menor custo global varia se considerarmos funções de penalização com características diferentes:

- 1 patamar de déficit;
- 1 patamar de déficit com CVaR- Custo.

Destaca-se que a escolha de uma FPD juntamente com o mecanismo de aversão ao risco CVaR-Custo inclui um processo cíclico no qual uma vez para definição de qual o melhor parâmetro de CVaR a ser utilizado, dentro das simulações de busca foi utilizada uma FPD no modelo.

Inicia-se a análise pelo caso com 1 patamar. A figura a seguir mostra a fronteira eficiente para a função de penalização definida com apenas 1 patamar de déficit com as simulações realizadas com CVaR-Custo e sem CVaR-Custo no cálculo da política operativa. Com a presença de mais um mecanismo de aversão ao risco (CVaR-Custo) observa-se que para FPD elevadas os custos totais se elevam.

FIGURA 11-26. CURVA DA FRONTEIRA EFICIENTE DO SISTEMA PARA FUNÇÃO DE PENALIZAÇÃO COM 1 PATAMAR DE DÉFICIT



Fonte: PSR.

Dessa forma, considerando que as simulações serão realizadas com ambos os mecanismos de aversão ao risco, FPD e CVaR-Custo, o valor de mínimo custo global é encontrado para 1 patamar de custo de déficit de R\$6000,00/MWh para o CVaR 1% do déficit de 2,5% da demanda. Como dito anteriormente, a escolha de uma FPD juntamente com o mecanismo de aversão ao risco CVaR inclui um processo cíclico onde uma vez para definição de qual o melhor parâmetro de CVaR a ser utilizado, dentro das simulações foi utilizada uma FPD diferente da que está se propondo neste trabalho.

11.3.6 CONCLUSÃO DO ESTUDO DE CASO

Os resultados deste projeto mostram a importância de analisar de maneira integrada o impacto da FPD, os efeitos da FCDEF econômica no processo de decisão de qual FPD ótima utilizar assim como a consideração de um critério de suprimento em função do CVaR do déficit. A análise de custo mínimo entre as soluções encontradas para as FPD com dois patamares mostra que a melhor FPD a ser utilizada seria a FPD de 1º patamar de R\$3518,77/MWh e 2º patamar de R\$7205,85/MWh.

Para as análises de FPD de 1 patamar, tem-se como recomendação a utilização da FPD de **R\$6000,00/MWh considerando um critério de suprimento de $CVaR_{1\%}(R_t) \leq 2,5\%$** , mesmo considerando a incorporação do CVaR-Custo nas políticas operativas. Caso o critério de suprimento fosse igual ao CVaR do déficit de 1% encontrado para FPD de 1º patamar de R\$3518,77/MWh e 2º patamar de R\$7205,85/MWh, $CVaR_{1\%}(R_t) \leq 2,7\%$, a FPD de 1 patamar recomendada seria a de **R\$5000,00/MWh**, sem grandes variações de custo total quando comparado ao custo total da FPD R\$6000,00/MWh

11.4 Conclusões da Função de Penalização

Este capítulo apresentou uma proposta de metodologia para calcular os segmentos da FCDEF considerando de forma integrada aspectos econômicos e de garantia de suprimento, tais como aversão ao risco e impactos nos custos de operação e expansão do sistema. Foi apresentada também recomendação sobre a base de dados que deve ser utilizada para realizar estes cálculos e sobre como se realizar as simulações.

As principais conclusões obtidas foram:

1. Este capítulo mostrou que existe uma relação direta entre a operação do sistema com restrições de suprimento de energia e a função de custo de déficit. A restrição de suprimento que controla o valor esperado do déficit de energia pode ser substituída por uma função de custo de déficit de 1 segmento. Já uma restrição no CVaR no déficit de energia equivale a uma função de 2 segmentos na qual o primeiro tem inclinação nula. A função de custo de déficit atual com 4 patamares equivale a 1 (uma) restrição de valor esperado e 3 (três) restrições de CVaR, o que revela grande dificuldade de interpretação do seu papel na aversão ao risco da operação do sistema.
2. O estudo de caso apresentado mostrou a importância de se analisar o impacto integrado da alteração da função de custo de déficit, uma vez que há alteração nos custos operativos e no próprio custo do racionamento para a sociedade.

12. ANÁLISE DO NÚMERO DE PATAMARES DA FUNÇÃO DE A PENALIZAÇÃO DO DÉFICIT

O custo do déficit é modelado como uma curva linear por partes, que pode ser discretizada em tantos intervalos quanto desejado pelo operador/planejador. É intuitivo – e verdadeiro – imaginar que quanto maior a discretização (quanto maior o número de patamares) mais precisa será a modelagem. Assim, em princípio, o número de patamares deveria ser o maior possível, limitado apenas pelos recursos computacionais disponíveis (memória e tempo de execução).

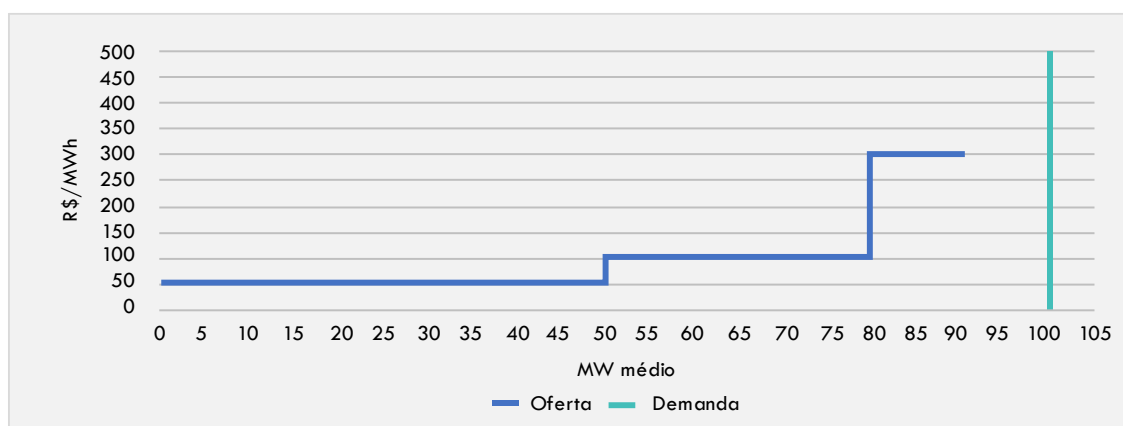
Este capítulo discute a utilização da maior ou menor granularização (número de patamares) e suas consequências em termos de resultados para a operação e a precificação da energia (custos marginais).

12.1 Interpretação dos patamares da função de penalização do déficit de energia

Este capítulo visa discutir a formulação da função de penalização do déficit de energia, tendo como foco a questão do número de patamares necessários para que o resultado obtido seja realista, coerente e leve a uma operação econômica e segura.

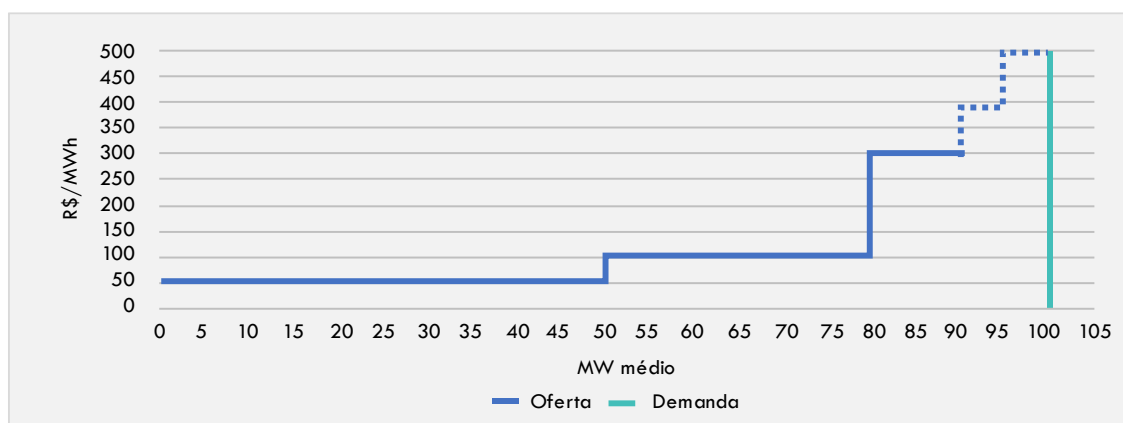
Normalmente, o déficit de energia é representado através de térmicas fictícias, que “completam” a geração inexistente. Para ilustrar este efeito, considere um parque gerador com uma demanda de 100 MW médios e com três termelétricas T1, T2 e T3 com custos variáveis unitários R\$ 50,00, R\$100,00 e R\$300,00 /MWh, e com capacidade 50, 30 e 10 MW médios, respectivamente. Mesmo com o despacho pleno das termelétricas haveria um déficit de 10% da demanda, já que a disponibilidade total ($50+30+10=90$ MW med) não cobre a demanda. O gráfico a seguir apresenta a curva de oferta e demanda desse sistema, considerando que a demanda é inelástica (não varia com o preço).

GRÁFICO 12-1. OFERTA E DEMANDA DO SISTEMA



Fonte: PSR.

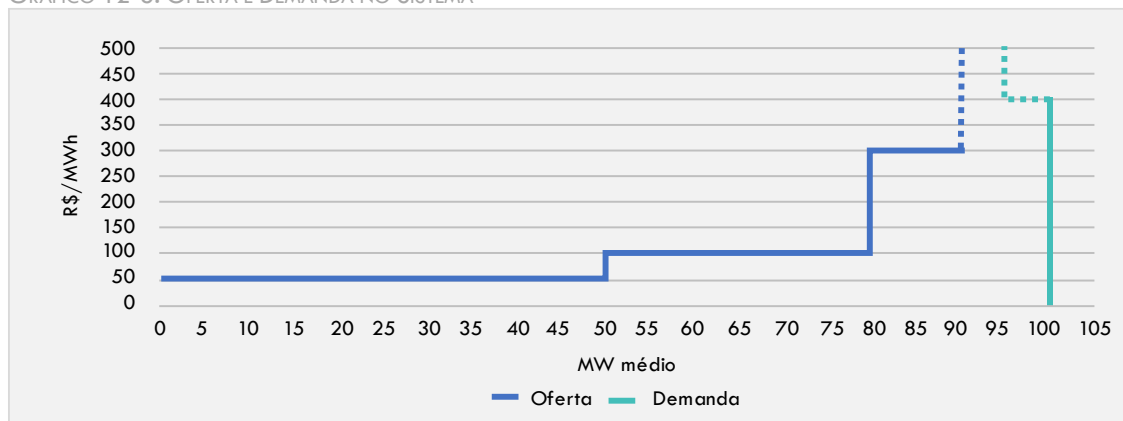
GRÁFICO 12-2. OFERTA E DEMANDA DO SISTEMA – PROJEÇÃO DE ATENDIMENTO



Fonte: PSR.

Considere agora que nesse sistema o custo de déficit econômico possui dois patamares: com o déficit até 5% custando R\$400,00/MWh e déficits acima de 5% custando R\$500,00/MWh. Essa função de custo de déficit econômica é equivalente a representar este sistema com duas termelétricas adicionais na curva de oferta, conforme o Gráfico 12-2.

GRÁFICO 12-3. OFERTA E DEMANDA NO SISTEMA



Fonte: PSR.

Considere agora que a demanda é elástica, respondendo ao sinal de preços. Quando o preço no mercado de curto prazo atinge R\$400,00/MWh, há uma redução de 5% e, quando o preço atinge R\$500,00/MWh, 10% da demanda reage. Nesse caso, a curva de oferta e demanda passa a ter o formato apresentado no Gráfico 12-3.

Pode-se observar que estes dois exemplos possuem o mesmo despacho físico (todas termelétricas despachadas na base) e o mesmo resultado comercial (o custo marginal de operação é igual a R\$500,00/MWh). Inclusive, a formulação destes dois problemas é matematicamente a mesma, com representação por patamares da função de penalização do déficit de energia.

A formulação matemática do despacho hidrotérmico é apresentada a seguir.

$$\text{Min } g_1 50 + g_2 100 + g_3 300 + x_1 400 + x_2 500$$

S/a

$$g_1 + g_2 + g_3 + x_1 + x_2 = 100;$$

$$g_1 \leq 50;$$

$$g_2 \leq 30;$$

$$g_3 \leq 10;$$

$$x_1 \leq 5 \text{ e}$$

$$x_2 \leq 95.$$

Apesar de matematicamente equivalentes, a interpretação econômica dos dois exemplos é bastante distinta. No primeiro exemplo os patamares da função de penalização do déficit representam o impacto do déficit de energia para a economia. Já no segundo exemplo, os patamares do déficit representam a reposta da demanda ao preço no mercado de curto prazo.

Para sistemas onde o despacho possui acoplamento temporal, como é o caso de sistemas com predominância hidrelétrica, a função de penalização do déficit pode não ter como objetivo apenas determinar o custo da operação no momento da escassez. Neste caso, irá compor o custo futuro da operação. O otimizador deverá comparar o custo imediato da operação termelétrica com o benefício futuro da redução dos custos dos déficits de energia. ***Vale dizer que, se usado para outras funções de penalização, o valor econômico da função custo do déficit se perde, passando a representar outros objetivos e metas definidos pelo tomador de decisão.***

A característica probabilística do despacho hidrotérmico faz com que os patamares da função de penalização do déficit possam conter uma terceira interpretação: a representação da aversão ao risco na operação. Como já discutido no capítulo anterior, a função de penalização com um patamar pode representar uma restrição no valor esperado da energia não suprida. Já uma função de dois patamares pode ser desenhada para representar uma restrição de valor esperado da energia não suprida (profundidade) e uma restrição no CVaR da energia não suprida (risco). ***Novamente, a função do custo do déficit perde seu sentido econômico, assumindo a representação de outras metas e objetivos do tomador de decisão.***

Conclui-se então que existem ao menos três interpretações para a função de penalização do déficit de energia na função objetivo do despacho hidrotérmico, todas representadas sob a mesma formulação matemática:

- Função de custo de déficit econômico: representa o impacto do déficit de energia para a sociedade e o mercado;
- Resposta da demanda: representa a elasticidade da demanda ao preço da energia;
- Aversão ao risco: representa uma penalização no déficit de energia para o atendimento a um critério de suprimento de energia.

Cabe ressaltar que estas três interpretações do custo do déficit de energia não são excludentes, e podem ser combinadas. É possível realizar um despacho hidrotérmico considerando simultaneamente a minimização dos custos operativos termelétricos e do impacto para a economia, representando a resposta da demanda e incluindo um prêmio de risco de maneira a garantir um determinado critério de suprimento.

Por exemplo, a função de penalização do déficit poderia ser desenhada para representar que 5% da demanda responde a preços no curto prazo superiores a R\$500,00/MWh e que o restante da demanda é inelástico. Dessa forma, o racionamento de energia causaria um impacto de R\$2000,00/MWh. Para garantir que mesmo aceitando o risco de perda de carga igual a 5% (CVaR igual a 95%) o corte não exceda 1% da demanda (profundidade máxima aceitável), porém, é necessário que o segundo patamar tenha um prêmio de risco de R\$1000,00/MWh. Em outras palavras, deve-se ajustar a função econômica (através de um prêmio) de modo a chegar a uma solução compatível com os critérios de risco estabelecido. Nesse caso, utilizando o mesmo exemplo anterior, a formulação matemática do despacho hidrotérmico seria:

$$\text{Min } g_1 50 + g_2 100 + g_3 300 + x_1 500 + x_2 (2000 + 1000)$$

No caso de despacho hidrotérmico, haveria também na função objetivo a componente do custo futuro da operação. **Vale sempre notar, entretanto, que a combinação de dois efeitos na mesma função distorce o sentido econômico, e o resultado do modelo não pode mais ser visto como a minimização dos custos do déficit para a sociedade.** Por exemplo, o custo marginal de operação (conhecido como CMO) será associado aos custos mais altos das penalidades (neste caso 2000), atenuando e até mascarando o efeito dos custos reais (neste caso 500)

12.2 Relação entre os patamares e a operação real do sistema

Antes de avaliar a relação entre os patamares da função de penalização do déficit de energia nas suas diferentes interpretações, é importante analisar como o modelo do despacho hidrotérmico utiliza essa informação para a tomada de decisão.

12.2.1 CARACTERÍSTICAS DO DÉFICIT DE ENERGIA NO MODELO DE DESPACHO HIDROTÉRMICO

Conforme discutido anteriormente, a função de penalização do déficit de energia permite realizar um *trade-off* entre utilizar os recursos hidrelétricos imediatamente ou guardar água para reduzir o custo futuro. Este aspecto é de extrema importância, uma vez que os valores desta função de penalização, utilizados na representação da operação nos próximos meses, influenciam o custo imediato da operação. Assim, um valor elevado da penalização do déficit no futuro pode levar ao aumento do despacho termelétrico no presente.

Adicionalmente, as decisões com relação ao acionamento do déficit de energia dos modelos utilizador no NEWAVE possuem granularidade mensal, não havendo, na atual implementação dos modelos em uso, nenhuma restrição com relação ao momento e duração da ocorrência do déficit. Como resultado, o modelo de despacho hidrotérmico pode indicar um déficit de energia em fevereiro, “voltar atrás” em março, e decidir por um novo déficit de energia em maio – vale notar, entretanto, que se o modelo “sente o déficit” em qualquer instante do horizonte de planejamento, o custo marginal (CMO) será constante e igual ao custo do déficit (eventualmente ponderado por probabilidades dos cenários ou taxas de desconto financeiras. A prática no setor elétrico tem mostrado que a política de racionamento de energia é distinta da lógica apresentada do modelo de despacho hidrotérmico.

Em geral, espera-se o final do período úmido para decidir se haverá ou não racionamento de energia. O objetivo dessa estratégia é inibir a decisão de um racionamento de energia que pode se mostrar desnecessário posteriormente. Por exemplo, um racionamento de energia em janeiro pode ser evitado se o mês de fevereiro e/ou março trouxerem as costumeiras “águas de verão”.

Uma vez decidido o racionamento, a política de redução do consumo é definida por um período longo (usualmente durante todo o período seco, quando a possibilidade de recuperação dos reservatórios é mais

remota). O objetivo é evitar a realização de um racionamento muito brando, que pode se mostrar subestimado posteriormente.

Dito isso, é necessário fazer uma reflexão sobre o número de patamares ideais para a formação da função de penalização do déficit de energia. A existência de mais de um patamar implica na disponibilização de um recurso (e.g. redução da demanda equivalente ao primeiro patamar) para o modelo de despacho hidrotérmico acionar de forma preventiva. Por exemplo, pode-se reduzir a demanda em 5% para evitar uma possível redução futura de 10% da carga. Quando o modelo percebe esse recurso, o cálculo do valor da energia incorpora a informação, e a trajetória de deplecionamento resultante conta com a possível utilização desse recurso no futuro. Se o recurso, quando necessário, não estiver disponível, a operação do sistema será sub-ótima, e pode levar a situações mais severas do que o antecipado.

Apresenta-se a seguir a relação entre a operação real do sistema e a função de penalização do déficit para as 3 diferentes interpretações dessa função discutidas anteriormente. Tomaremos como base, quanto pertinentes, a costumeira discretização em 5, 10 e 20% da carga total.

12.2.2 FUNÇÃO DE CUSTO DE DÉFICIT ECONÔMICO E A OPERAÇÃO REAL DO SISTEMA

No cenário em questão, a função de penalização do déficit passa a ter como objetivo adicional realizar um *trade-off* entre realizar reduções de consumo de energia preventivas (racionamentos preventivos) ou “apostar” nas perspectivas de vazões futuras sob o risco de realizar reduções de consumo mais profundas e, conseqüentemente, mais caras para o sistema.

O *trade-off* entre racionamento preventivo e reduções de consumo mais profundas ocorre devido à influência da função de penalização do déficit no cálculo da função de custo futuro. Como mencionado anteriormente, os patamares dessa função são considerados como recursos que podem ser utilizados no sistema no futuro, influenciando assim a decisão de esvaziamento dos reservatórios. No caso específico da função de custo de déficit econômico, o recurso que está disponível para o sistema é uma Política de Racionamento. A Política de Racionamento representada pela função com mais de um patamar considera que o tomador de decisão irá reduzir o consumo preventivamente, pois reconhece que o custo do racionamento para a sociedade varia de forma não linear com a profundidade do déficit de energia. Por exemplo, a Política de Racionamento para a função de 4 patamares é “implemente um racionamento preventivo de 5% para evitar a possibilidade de um racionamento de 10%; implemente um racionamento preventivo de 10% para evitar um de 20%,...”.

A questão que surge é o impacto no sistema de operar os reservatórios levando em conta uma Política de Racionamento que não é implementada. Considere que o custo marginal de operação atingiu o primeiro patamar da função de custo de déficit econômica, indicando que seria necessário realizar um racionamento preventivo de 5%. Tendo como cenário que praticamente todas as termelétricas estarão despachadas⁵⁴, se

⁵⁴ Somente as termelétricas com CVU maior que o primeiro patamar da função de custo de déficit econômica não estarão despachadas.

esse racionamento não for implementado, o resultado operativo será uma maior geração hidroelétrica, o que aumenta o deplecionamento do reservatório. Considerando que a situação seja mantida nos meses subsequentes até que o CMO atinja o segundo patamar da função de custo de déficit econômica, indicando a necessidade de reduzir 10% do consumo, e que nessa hora o tomador de decisão implemente o racionamento indicado pelo modelo de despacho hidrotérmico, Isso significa que a verdadeira Política de Racionamento é “realizar um racionamento preventivo somente quando a indicação de redução for igual ou maior que 10%”. Essa Política de Racionamento é equivalente ao valor do primeiro patamar ser igual ao valor do segundo patamar.

A consequência da operação exemplificada acima é o esvaziamento do reservatório de forma mais rápida do que o ótimo para o sistema. Se, durante o cálculo da função de custo futuro, fosse considerada a informação da verdadeira Política de Racionamento, ou seja, que racionar 5% da carga tem o mesmo custo de racionar 10%, o valor da água seria mais elevado e termelétricas teriam sido despachadas preventivamente. Olhando sob outra ótica, a operação considerando o primeiro patamar menor faz com que o modelo de despacho hidrotérmico reduza a geração termelétrica, apostando mais nas vazões futuras. A razão para essa estratégia é a possibilidade da utilização do recurso do racionamento preventivo de 5% da demanda para evitar reduções de consumo maiores que 10%.

Em resumo, a função de custo de déficit econômica com mais de um patamar possui implicitamente uma Política de Racionamento que realiza reduções preventivas do consumo. Utilizar esta função como penalização dos déficits no modelo de despacho hidrotérmico sem que a referida Política de Racionamento seja de fato implementada pode resultar em deplecionamento dos reservatórios em níveis maiores do que o ótimo para o sistema.

Este é um ponto bastante importante: o modelo de otimização oferece a solução ótima. Se não houver interesse ou disposição para adotá-la seria melhor, a bem da transparência e mesmo da modicidade, modificar a função objetivo ou as restrições, de forma a modelar exatamente os objetivos e metas do tomador de decisões.

Essa situação é agravada pela possibilidade de o modelo de despacho hidrotérmico realizar déficits de energia intermitentes em cada mês, não considerando o custo para a sociedade de declarar um racionamento em um mês, desistir do racionamento no mês seguinte e voltar atrás, racionando no mês subsequente. Fazendo um paralelo com o sistema termelétrico, existe um custo de partida para o racionamento que reflete os custos de transação e custos indiretos do anúncio de um racionamento. Nesse sentido, é possível que seja mais benéfico para o sistema reduzir 10% do consumo em um mês do que realizar uma redução de consumo de 5%, 0% e 5% em três meses consecutivos – novamente, é importante modelar exatamente o que se deseja, incluindo os custos de partida.

Vale, entretanto, notar que a função objetivo implementada no Newave incorpora uma taxa de desconto, que faz com que o custo do mês, ou do ano, seguinte, para o mesmo recurso seja atenuado (já que multiplicado pela taxa de desconto). Assim, o déficit no mês seguinte seria sempre mais “barato” que o do mês atual – o que inibe o fenômeno do início e arrependimento do decreto do racionamento.

12.2.3 RESPOSTA DA DEMANDA E A OPERAÇÃO REAL DO SISTEMA

Conforme discutido anteriormente, a resposta da demanda pode ser representada nos modelos de despacho hidrotérmico como uma variável elástica, o que é matematicamente equivalente à função de penalização do déficit de energia. Considerar a resposta da demanda como função de penalização é equivalente a informar para o modelo de despacho hidrotérmico, por exemplo, que 5% do consumo de energia estão dispostos a reduzir o seu consumo se o custo marginal de operação for maior que um determinado valor. Dessa maneira, a resposta da demanda passa a ser considerada como um recurso para o Operador do sistema, sendo utilizada no cálculo da função de custo futuro e, conseqüentemente, na estratégia de deplecionamento dos reservatórios. A consequência direta dessa representação é a redução do custo operativo termelétrico imeditado, uma vez que o modelo de despacho hidrotérmico reconhece que, na ocorrência de uma seca, a própria demanda responderá ao preço.

A questão na situação acima é qual o impacto para o sistema de operar os reservatórios considerando a resposta da demanda como um recurso, com a possibilidade de a mesma não responder ao sinal de preço. Por exemplo, considere que o custo marginal de operação atingiu o primeiro patamar da função de penalização, indicando que a demanda responderia ao sinal de preços, havendo assim uma redução de 5% no consumo de forma voluntária. Se esta redução de consumo de fato não ocorrer, o resultado operativo será uma maior geração hidroelétrica, o que aumenta o deplecionamento do reservatório. Se o modelo de despacho hidrotérmico soubesse que a demanda ainda é inelástica nesse patamar de preço, esse recurso não seria utilizado no cálculo da função de custo futuro, resultando em maior despacho termelétrico preventivo.

Vale ressaltar que existem diversas razões para a demanda não responder ao sinal de preços. Pode-se citar como exemplo o teto do PLD, o descolamento entre o custo marginal de operação real do sistema e o preço no mercado de curto prazo, o fato de grande parte dos consumidores não serem expostos aos preços da energia no mercado de curto prazo, entre outros.

Para a representação da resposta da demanda como função de penalização do déficit para fins de cálculo do custo futuro, é necessário estabelecer algum compromisso por parte dos consumidores com relação a essa redução. Por exemplo, a venda futura da resposta da demanda, através de um contrato em que o consumidor recebe um pagamento para reduzir o seu consumo. No entanto, para a modelagem no Plano Mensal de Operação (PMO), esse compromisso deveria ser de pelo menos 5 anos, que é o horizonte de planejamento do despacho hidrotérmico.

Uma solução alternativa é representar a resposta da demanda como termelétricas, cujo CVU é equivalente ao pagamento que o consumidor recebe para reduzir seu consumo e cuja disponibilidade é equivalente à duração do contrato de resposta da demanda. Uma atratividade adicional dessa alternativa é possibilitar separar no modelo o risco de déficit e a probabilidade de a demanda responder ao preço. A primeira estatística é referente à frequência com que a demanda inelástica tem que ser reduzida por falta de recursos energéticos ou de forma preventiva. A segunda estatística é a frequência com que a demanda é paga para reduzir o consumo. A separação das duas estatísticas possui como benefícios: (i) sinalizar corretamente para o sistema como está a situação da segurança de suprimento, uma vez que é importante separar os efeitos de redução de demanda de forma voluntária do racionamento de energia; (ii) permitir utilizar a estatística de risco de qualquer déficit, que está definida com critério de suprimento energético segundo o CNPE⁵⁵.

12.2.4 FUNÇÃO DE PENALIZAÇÃO COM AVERSÃO AO RISCO E A OPERAÇÃO REAL DO SISTEMA

Por fim, a terceira abordagem para a função de penalização do déficit de energia é a representação da aversão ao risco do sistema. Nessa é adicionado um prêmio de risco à função de custo de déficit econômico com o objetivo de atender a uma restrição de déficit de energia. Conforme já discutido na seção 11.1.2, o prêmio de risco adicionado ao primeiro patamar representa uma restrição no valor esperado do déficit de energia. Já um prêmio adicionado no segundo patamar representa uma restrição no valor em risco condicional (CVaR) do déficit de energia.

A consideração destes prêmios de risco na função de penalização do déficit aumenta o valor da função de custo futuro, sinalizando maior despacho termelétrico antecipado. Por exemplo, considere que a função de custo de déficit econômica possui 1 patamar de 1000 R\$/MWh. Considere que ao calcular a política operativa com este valor como função de penalização do déficit, o valor esperado do déficit de energia é 10% da demanda anual. Se o tomador de decisão considerar que esse risco é muito elevado, adiciona-se um prêmio de risco à função de penalização. Este prêmio de risco aumentará o valor da função de custo futuro, aumentando assim o despacho termelétrico preventivo. As consequências da inclusão do prêmio de risco são reservatórios mais cheios e a redução do valor esperado do déficit de energia, permitindo uma operação para atingir um critério de suprimento pré-determinado.

Diferente das abordagens da função de custo do déficit econômica e da resposta da demanda, um prêmio de risco positivo na função de penalização do déficit não é um recurso físico para o Operador utilizar no despacho hidrotérmico. A sua utilização no modelo de despacho hidrotérmico tem como único objetivo aprimorar o cálculo da função de custo futuro, permitindo a sinalização do despacho termelétrico antecipado para atender à restrição do déficit de energia.

⁵⁵ O critério de suprimento “risco de déficit menor que 5%” constante na Resolução CNPE de 2008 é definido como o risco de qualquer déficit.

Para ilustrar esse efeito, considera-se inicialmente uma função de custo de déficit econômica de 2 patamares, onde o primeiro patamar custa R\$1000,00/MWh e o custo para déficits acima de 5% é R\$3000,00/MWh, representada por {1000;3000}. Por simplificação, assumir-se-á que a Política de Racionamento real do sistema admite redução do consumo preventiva de 5%. Considere agora um prêmio de risco de R\$2000,00/MWh no segundo patamar da função de custo do déficit econômica, que resulta em uma função de penalização do déficit {1000;5000}. O prêmio teria como objetivo reduzir o CVaR do déficit de energia, por exemplo: o valor esperado do déficit no 1% pior cenário reduz de 10% para 7% da demanda ($CVaR_{99\%}(\text{déficit}) < 7\%$ da demanda).

Com essa função de penalização do déficit o modelo de despacho hidrotérmico continuará considerando como recurso para o sistema o déficit preventivo de 5% da demanda a R\$1000,00/MWh. A diferença é que frequência com que esse déficit será acionado será reduzida, devido ao aumento do custo futuro causado pela inclusão do prêmio de risco.

Vamos considerar agora a situação onde o prêmio de risco de R\$2000,00/MWh é incluído no primeiro patamar da função de penalização do déficit, resultando em uma função de 1 patamar {3000;3000}. Neste caso, o recurso do déficit preventivo de 5% da demanda ficou mais caro e, portanto, será acionado com menor frequência como no exemplo anterior. A diferença é que essa função de penalização indicaria que não haveria déficit preventivo quando o CMO atingir R\$1000,00/MWh, que é o custo econômico do déficit.

Nesse ponto é muito importante separar as componentes do modelo de despacho hidrotérmico que influenciam diretamente o custo futuro da operação e as componentes que afetam o custo imediato. O prêmio de risco tem como objetivo definir o cálculo do custo futuro, não necessitando ser utilizado no cálculo do custo imediato da operação. Nada impede que seja implementada a Política de Racionamento quando o CMO atingir R\$1000,00/MWh, ou seja, mesmo que o modelo de despacho hidrotérmico não indique a necessidade de déficit de 5% da demanda.

O leitor poderia indagar se a decisão operativa foi ótima para o sistema, pois se o recurso do racionamento preventivo de fato custa R\$1000,00/MWh e se esta informação fosse utilizada no cálculo do custo futuro, a frequência de acionamento das termelétricas seria menor, reduzindo o custo operativo. Essa afirmação seria verdadeira se o problema de despacho hidrotérmico fosse determinístico. Ao saber exatamente qual a vazão futura, o mínimo custo operativo é atingido quando representa-se na função objetivo os custos futuros reais. No entanto, o caráter probabilístico do problema faz com que possa ser interessante introduzir um prêmio de risco na penalização do déficit para reduzir a frequência de acionamento destes déficits preventivos. A operação deixa de buscar o mínimo valor esperado de custos e passa a contemplar um custo adicional atribuído ao risco de desabastecimento.

Em resumo, a consideração de um prêmio de risco na função de penalização não representa um recurso para o Operador do Sistema, tendo como objetivo realizar a operação do sistema de acordo com um critério de suprimento. Dessa maneira, a consideração desse prêmio de risco não requer um compromisso

firme de que uma determinada Política de Racionamento será implementada ou que a demanda responderá ao sinal de preços.

Novamente, vale notar que os custos marginais estarão associados às penalizações, e deixam de refletir o custo econômico do déficit. Ao escolher uma penalização para o déficit diferente do custo econômico, o operador ou o tomador de decisão passa a usar a função econômica para definir sua aversão ao risco, que é quantificada não por seu custo para a sociedade mas pela sua rejeição ao déficit (ou a qualquer outro cenário adverso, como cheias, secas, baixos armazenamentos, etc.)

Existem, no entanto, pelo menos três outras alternativas para representar aversão ao risco no cálculo da política operativa:

- Alteração da função objetivo: um exemplo é a utilização da combinação convexa entre o valor esperado e o CVaR dos custos operativos;
- Restrição de armazenamento: Curva de Aversão ao Risco (CAR) ou Superfície de Aversão ao Risco (SAR);
- Taxa de desconto: quanto menor a taxa de desconto utilizada para calcular o valor presente dos custos operativos, maior o valor dado para os custos futuros, resultando em menor deplecionamento dos reservatórios.

Todas essas alternativas podem envolver a definição de parâmetros de aversão ao risco. Por exemplo, a metodologia do CVaR requer a definição dos parâmetros alfa e lambda; a SAR requer a definição do nível meta de armazenamento e da série de afluência crítica; e a taxa de desconto pode requerer a definição de um prêmio de risco. Estes parâmetros normalmente são calibrados para atingir algum critério de suprimento (risco do déficit de qualquer montante de déficit, probabilidade do armazenamento ficar abaixo de 10%, etc) ou através de alguma metodologia de equilíbrio entre custos (despacho termelétrico) e benefícios (redução do déficit de energia). Como tanto a calibragem dos parâmetros por critério de suprimento quanto por equilíbrio entre custos e benefício requer a realização de simulações do despacho hidrotérmico, os valores resultantes são influenciados pela função de penalização do déficit de energia. Isso significa que diferentes funções de penalização podem resultar em diferentes combinações de alfa e lambda do CVaR para garantir que o risco de qualquer déficit é menor que 1%. É fácil ver que, para um mesmo critério de suprimento, um prêmio de risco elevado reduz o lambda do CVaR. Diferentes funções de penalização do déficit também resultam em diferentes séries críticas da SAR para garantir que o nível meta não seja violada com um determinado nível de risco. Também é intuitivo que, para o mesmo critério de suprimento, o aumento do prêmio de risco permite que seja utilizada uma série crítica mais úmida.

Da mesma forma, a metodologia utilizada para calibrar o prêmio de risco da função de penalização do déficit é influenciada pelos parâmetros de aversão ao risco adotados. Por exemplo, o aumento do lambda do CVaR reduz a necessidade de prêmio de risco para atingir o mesmo valor esperado do déficit de

energia. Outro exemplo é que o aumento da meta de armazenamento da SAR sinaliza a necessidade de despacho termelétrico preventivo, reduzindo a frequência de acionamento dos déficits de energia. Essa interdependência entre os diferentes métodos de aversão ao risco dificulta o processo de calibração dos parâmetros.

Adicionalmente, considerar prêmio de risco na função de penalização significa superpor mecanismos de aversão ao risco, o que dificulta o entendimento sobre qual é o problema de despacho hidrotérmico que se pretende resolver. Por exemplo, utilizar prêmio de risco na função de penalização do déficit junto com CVaR na função objetivo do problema é equivalente a resolver a questão de despacho hidrotérmico com o objetivo de minimizar o CVaR dos custos operativos, sujeito ao CVaR da energia não suprida. Juntar prêmio de risco com SAR é equivalente a minimizar o valor esperado da operação, sujeito a duas restrições de risco: (i) probabilidade de violação do nível meta; e (ii) CVaR da energia não suprida.

Novamente, vale lembrar: o custo marginal da operação (CMO, que deverá formar o PLD) estará associado à variação da função objetivo causada pela variação na demanda – e portanto incorporará os valores calibrados para as penalizações, perdendo seu sentido econômico.

A mesma discussão ocorre na comparação entre a função de custo de déficit econômica com 1 patamar e com 4 patamares. A opção pela utilização de mais patamares significa incluir restrições de CVaR do déficit da energia no problema do despacho hidrotérmico. Logo, essa opção junto aos mecanismos de CVaR na função objetivo ou da SAR resulta em sobreposição de mecanismos de aversão ao risco. Cabe ressaltar que esse problema é adicional à questão de os quatro patamares não refletirem a verdadeira Política de Racionamento, discutida anteriormente.

12.3 Exemplo de Aplicação das Metodologias: Déficit preventivo, Adiamento do racionamento e patamarização do déficit

A fim de ilustrar a aplicação do custo do déficit implícito e pontuar as considerações expostas anteriormente, será apresentado um exemplo prático de uma situação do processo decisório no planejamento da operação.

O sistema teórico (subtítulo)

Suponha um sistema composto por uma usina hidrelétrica com reservatório, o qual se encontra inicialmente com capacidade de 2 unidades de energia, e uma térmica cujo CVU é de R\$ 100,00. A hidrelétrica é capaz de atender uma carga igual a 8 unidades de energia, enquanto a térmica possui capacidade de atendimento de 1 unidade de energia. Além disso, existem dois patamares para o custo do déficit (CDEF), sendo que no primeiro patamar ($DEF < 1$) o custo econômico é de R\$ 120,00 (maior que o custo da primeira

térmica disponível), e no segundo patamar ($DEF > 1$), o custo é de R\$ 200,00. (todos os custos são dados em R\$/unidade de energia) A energia afluenta ao reservatório, no instante inicial, será equivalente a 6 unidades de energia.. A figura consiste em uma visualização gráfica das condições iniciais.

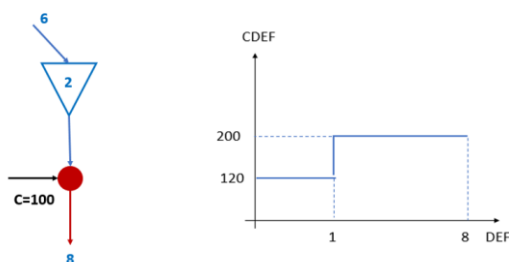
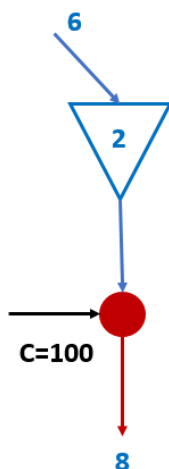


Figura 12-X. Oferta e Demanda do Sistema

Fonte: FGV CERI e ENGENHO.

A ocorrência de cenários desfavoráveis e a necessidade de déficits preventivos

Inicialmente, a título de simplicidade da explicação, considerar-se-á que o problema é determinístico. Dessa maneira, supõe-se que, num segundo instante de tempo, a afluência (A) observada seja equivalente a 4 unidades de energia, caracterizando um período seco. A operação ótima (e prudente) “guardaria” parte dos recursos hídricos para o futuro, evitando a necessidade de déficits mais profundos (e mais caros). Em outras palavras, A operação ótima consistiria no despacho da térmica mais barata e na realização de um déficit preventivo (corte de uma unidade da demanda), tendo este último o CDEF de R\$ 120,00, de forma a evitar a necessidade de um déficit futuro maior, que chegaria a um custo igual a R\$200,00.



Em outras palavras, a melhor solução para este sistema é a realização de um déficit preventivo, mais barato e menos abrangente do que o severo déficit futuro, inevitável face à seca do segundo instante.

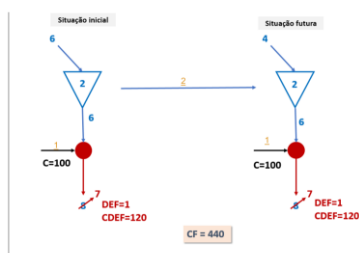
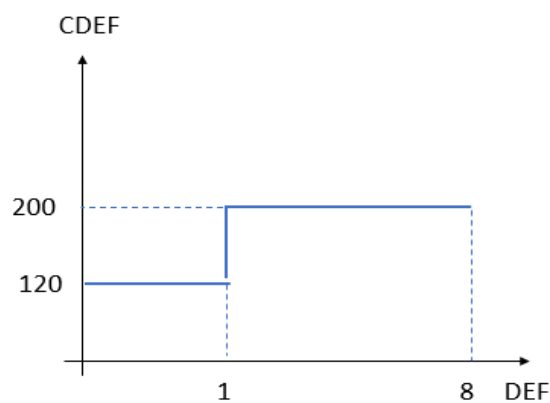
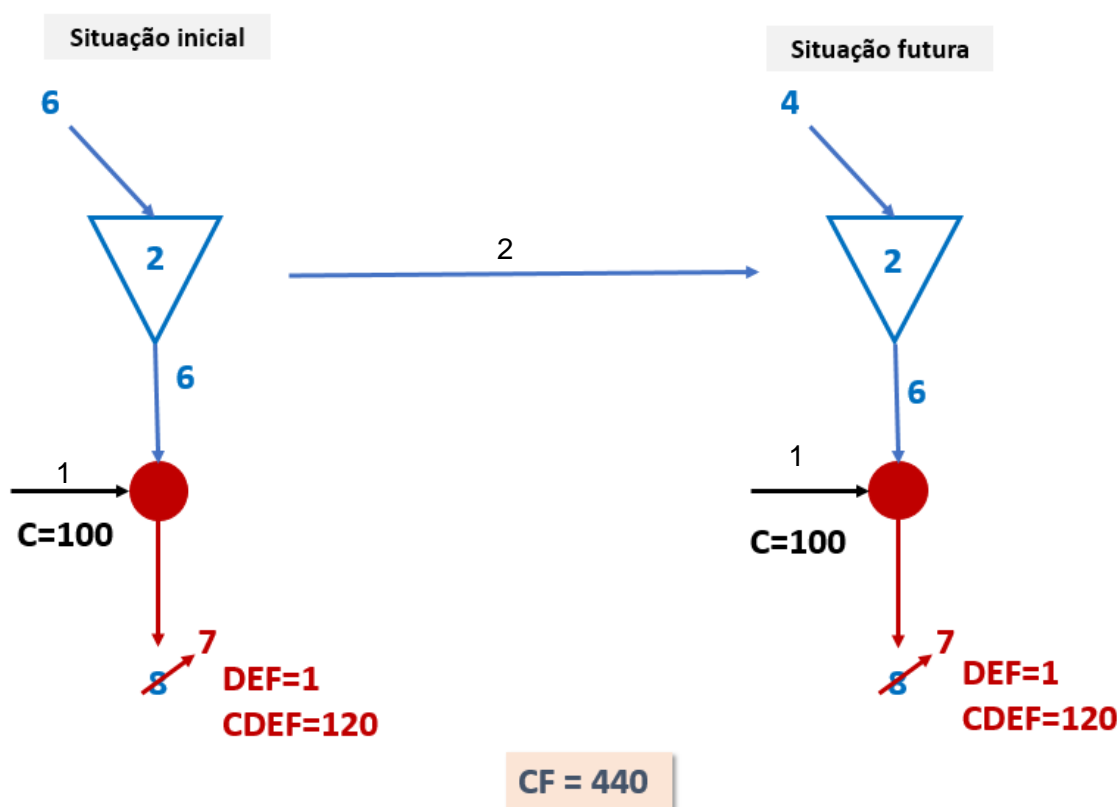


Figura 12-X. Condição Inicial Seguida por Cenário de Seca – operação ótima





Fonte: FGV CERI e ENGENHO.

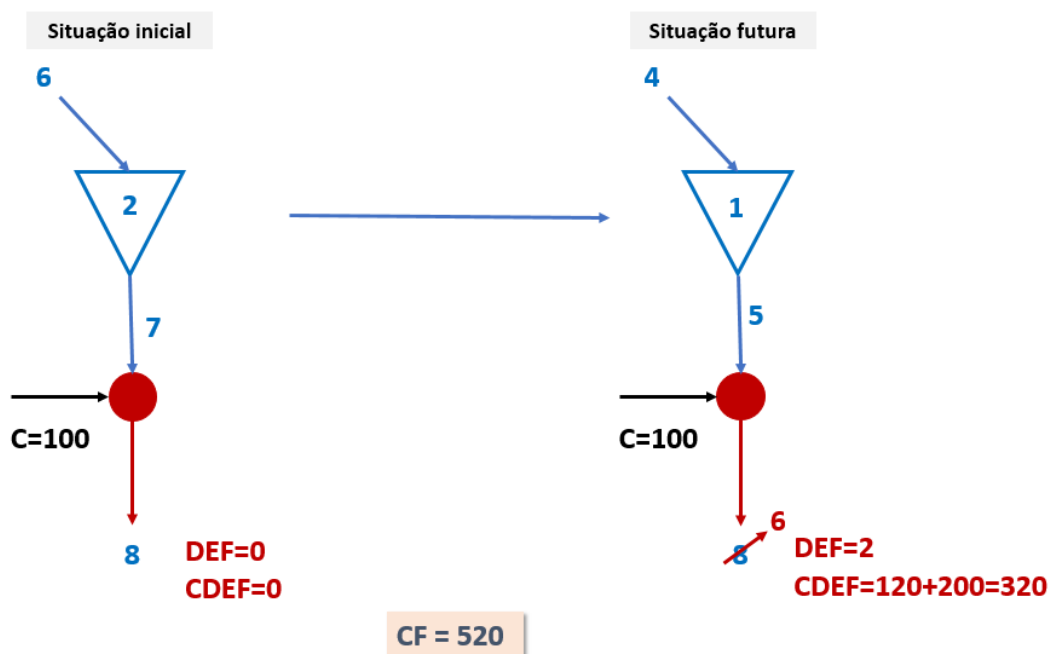
O custo da operação representada na Figura 14-X2 é dado por:

$$CF = (100 + 120) + (100 + 120) = 220 + 220 = 440 \quad (14.x)$$

O adiamento da implementação do déficit preventivo

É possível que, por alguma razão, o tomador de decisão resolva não implementar o déficit preventivo, e deixe para o futuro o enfrentamento do cenário desfavorável. Caso a solução que representa a operação ótima não seja implementada na prática e a ação tomada seja apenas o despacho da térmica, o cenário futuro de seca implicará na necessidade de um corte mais profundo da carga, levando a um racionamento mais caro e profundo, com consequentes custos futuros maiores. O custo final dessa operação seria igual a 100 (custo da situação inicial) + (100 + 120 + 200 = 420) (custo no segundo instante). Pode-se observar, assim, que a aparente economia conseguida no primeiro momento implica em um custo mais elevado no futuro, prejudicando mais a sociedade, com cortes mais severos de carga.

FIGURA 12-X. CONDIÇÃO INICIAL SEGUIDA POR CENÁRIO DE SECA – APENAS RECURSO TÉRMICO



Fonte: FGV CERI e ENGENHO

O custo da operação representada na Figura 14-X3 é dado por:

$$CF = (100) + (100 + 120 + 200) = 100 + 420 = 520 \quad (14.x)$$

A adoção do patamar único – custos médios (ponderados do déficit)

Uma outra possibilidade seria a simplificação do problema, através da utilização de um custo ponderado do déficit, constituindo um patamar único. Vale notar que o custo associado ao patamar único assume geralmente um valor bastante alto, já que contempla inclusive o racionamento de toda a carga, desligando toda a energia do país. É comum, na adoção do patamar único, que a operação ótima acione toda a capacidade térmica do sistema, buscando a utilização de todos os recursos capazes de evitar a utilização de um déficit tão caro.

A utilização do patamar único é ilustrada na Figura ???, onde o custo do déficit a patamar único é dado pela ponderação ($CDEF = \frac{1 \cdot 120 + 7 \cdot 200}{8} = 190$).

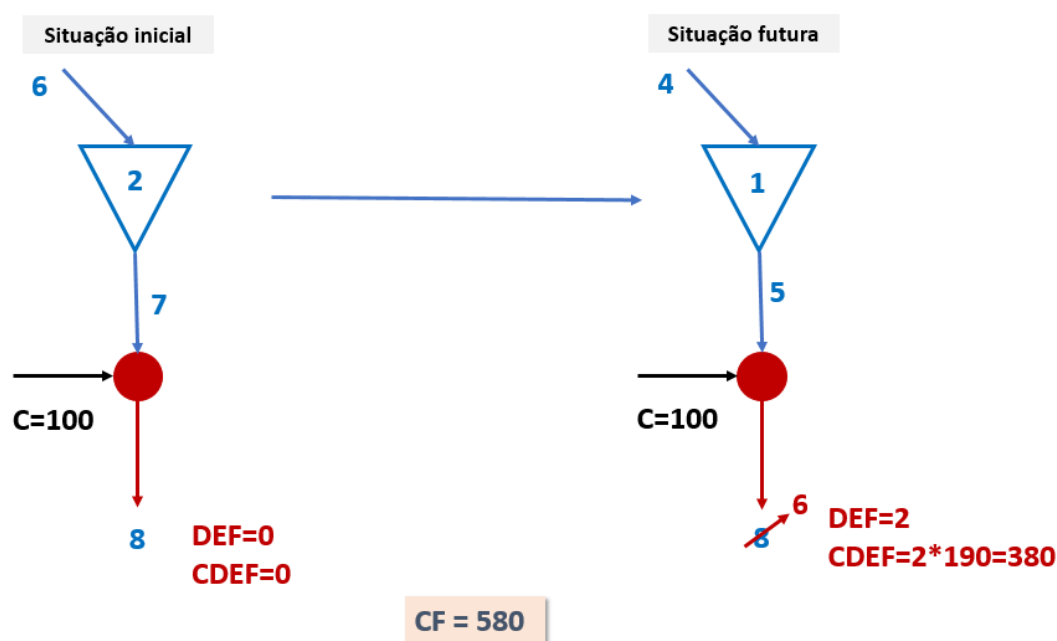
É interessante notar que não haverá mais o acionamento do déficit preventivo. Como o custo do déficit é igual em qualquer instante, não há qualquer motivo para que o tomador de decisão busque a prudência,

tentando um racionamento leve e barato para evitar um mais oneroso. Ao contrário: como o custo é igual em qualquer patamar, o tomador de decisão sempre deixará a decisão para o futuro.

O patamar único eleva artificialmente o custo do déficit, eliminando os sinais econômicos do custo para a sociedade, e desencorajando possíveis ações preventivas. Mais ainda, distorce os sinais de custos marginais (que seriam tomados como R\$190,00 em nosso exemplo, contra os reais R\$120,00 do primeiro patamar). Adicionalmente, a operação não deixa claro, no primeiro instante, os riscos que o sistema (e a sociedade) correm – enormes, mas não percebidos.

Em outras palavras, a adoção do patamar único distorce os sinais econômicos reais, induzindo portanto a soluções não-ótimas. Como resultado, a operação pode levar a riscos maiores (que passam despercebidos), custos de operação e custos marginais maiores. Pode ser adotada, se o tomador de decisões optar por evitar racionamentos preventivos, desde que seja claro (para os técnicos, autoridades e sociedades) os significativos efeitos colaterais que encerra.

FIGURA 12-X. CONDIÇÃO INICIAL SEGUIDA POR CENÁRIO DE SECA – ADOÇÃO DE PATAMAR ÚNICO



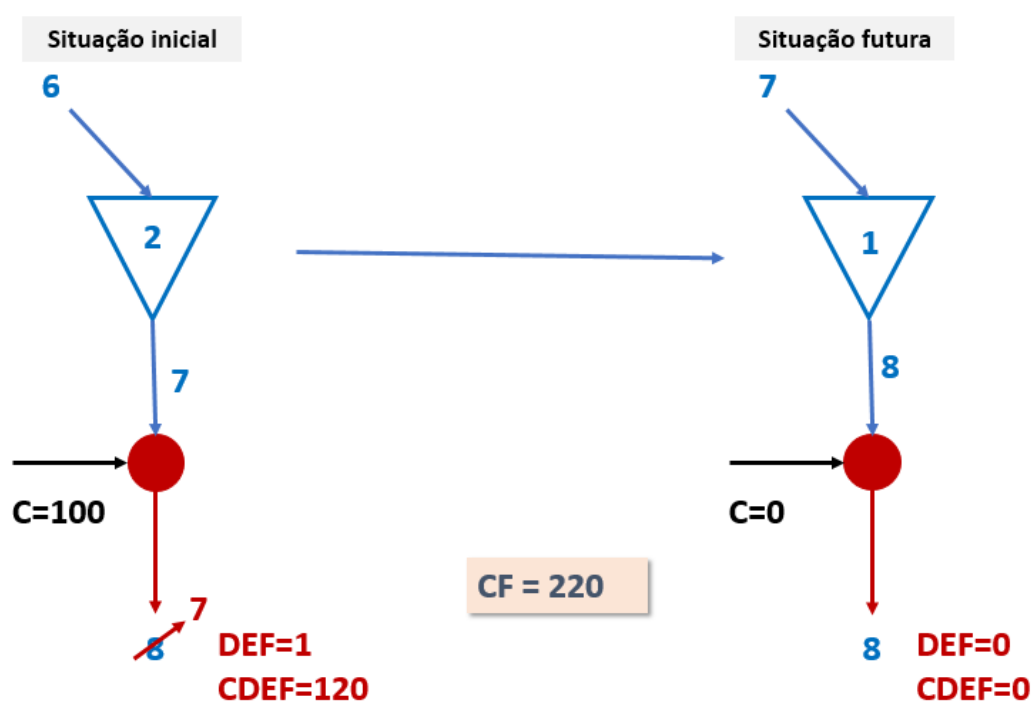
Fonte: FGV CERI e ENGENHO.

O custo da operação representada na Figura 14-X4 é dado por:

$$CF = (100) + (100 + 380) = 100 + 480 = 580 \quad (14.x)$$

A consideração de incertezas. Analisado o cenário de seca, focalizaremos o de cheia. Neste caso, após a implementação do déficit preventivo, há uma reversão de expectativas, e a afluência futura real é igual a 7 unidades de energia.

FIGURA 12-X. CONDIÇÃO INICIAL SEGUIDA POR CENÁRIO DE CHEIA

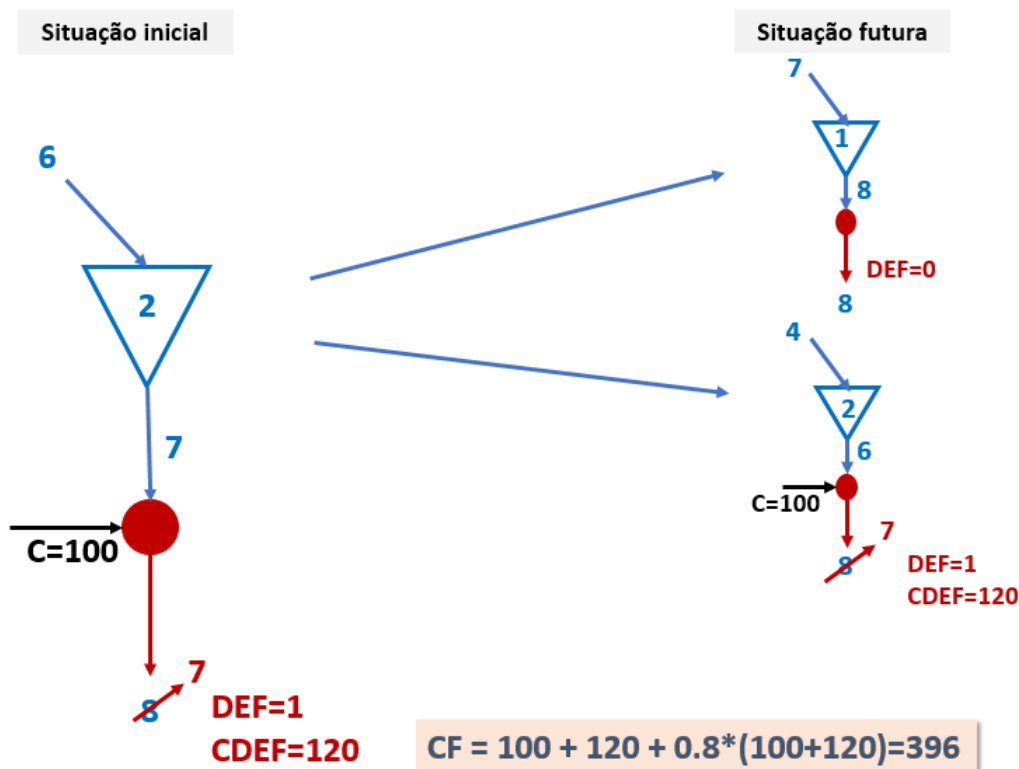


Fonte: FGV CERI e ENGENHO.

A operação apresentada na Figura 14-x5 exemplifica uma aplicação de déficit preventivo de 1 unidade de energia, correspondendo ao preço de R\$ 120,00. Dessa maneira, o custo inicial é de $100 + 120$. Se o cenário futuro for de cheia, a decisão inicial do déficit preventivo seria desnecessária. As térmicas seriam inclusive desligadas. No caso apresentado na Figura 14-x5, o custo final da operação pode ser dado como:

$$CF = (100 + 120) + (0) = 220 + 0 = 220 \quad (14.x)$$

FIGURA 12-X. CONDIÇÃO INICIAL SEGUIDA POR CENÁRIO DE SECA 80% PROVÁVEL



Analisando a Figura 14-x6, percebe-se que o custo do déficit mais alto no segundo estágio, cenário de seca, ponderado por sua probabilidade, é de $CDEF = 200 * 0.8 = 160$. A operação ótima, nesse caso, consistiria em implementar o déficit preventivo, ou seja, não atender 1 unidade de energia da demanda (o que custaria R\$ 120,00) com o intuito de eliminar o custo futuro esperado (que corresponderia a um gasto de R\$ 160,00). Vale notar que, caso não seja implementado o déficit preventivo, o custo total de operação seria igual a $100 + 0.8 * (100 + 120 + 200) = 436$ – ou seja, 10% superior ao custo ótimo.

Uma solução mais conservadora poderia ser tomada incorrendo um “prêmio” sobre o custo do déficit futuro; em outras palavras, pode-se criar um sobrecusto ao déficit futuro, visando o incentivo da prevenção. O prêmio ao qual foi feita referência é o custo implícito defendido no modelo apresentado no capítulo 11 e consiste numa penalidade adicional que representa a aversão ao risco em relação à decisão a ser tomada. Conforme discutido anteriormente, esta penalidade é equivalente a representar explicitamente um critério

de aversão ao risco do déficit de energia no despacho hidrotérmico⁵⁶, e combina o critério econômico do déficit e o critério de segurança de suprimento.

Como toda metodologia, o cálculo do custo implícito do déficit também possui desvantagens. Em primeiro lugar, o custo do déficit social deixa de ser explícito, o que leva a operação a estar mais suscetível a distorções e ser menos transparente. Além disso, o custo passa a ser endógeno ao estado do sistema e às séries de afliência usadas, precisando ser continuamente calculado, o que também deixa a operação mais suscetível a erros e até mesmo à manipulação.

12.4 Diante do exposto, o indicador a ser usado (econômico ou matemático) dependerá sempre das metas e restrições do responsável pela tomada de decisão, seja o responsável pela operação ou pelo planejamento da expansão do sistema. Ressalta-se que o modelo ideal a ser adotado é o que representa as aspirações do tomador de decisão, podendo inclusive evoluir ao longo do tempo, devendo ser revisto e avaliado constantemente. Conclusão da Análise sobre o Número de Patamares na Função de Penalização do Déficit

Com base no exposto no decorrer do capítulo, conclui-se que:

- A utilização do custo de déficit econômico com mais de um patamar significa que o racionamento preventivo é um recurso disponível para o modelo de despacho hidrotérmico otimizar a evolução dos reservatórios. Como toda a solução ótima, se não seguida, (se a política de racionamento real não permitir a redução preventiva do consumo), o sistema pode ser mais vulnerável a secas, sofrer deplecionamento mais acelerados de seus reservatórios e correr o risco de déficits futuros mais profundos, duradouros e onerosos.
- Como no exposto no item anterior, a utilização da resposta da demanda como função de penalização significa um recurso adicional disponível para o modelo de despacho hidrotérmico. Se a demanda de fato não responder ao preço (ou se o consumidor não tiver acesso ao verdadeiro custo marginal de operação do sistema), a operação do sistema não estará otimizada.
- Uma alternativa para representar a resposta da demanda é incluir no modelo apenas os consumidores que venderem sua redução de consumo em compromissos de longo prazo. Estes contratos podem ser modelados como termelétricas cujo CVU é igual ao preço pago para o consumidor reduzir o seu consumo. Um aspecto interessante dessa proposta é a separação da estatística de risco de qualquer déficit de energia da estatística de frequência de resposta da demanda ao

⁵⁶ Foi visto na seção 11.1.2 a função de penalização do déficit é equivalente a representar uma restrição explícita de limitação do valor esperado do déficit ou do CVaR do déficit.

preço da energia. Nesse caminho, a pesquisa realizada neste projeto poderá lançar uma nova luz sobre a resposta do consumidor ao preço.

- A consideração de um prêmio de risco na função de penalização não representa um recurso para o Operador do Sistema, tendo como objetivo realizar a operação do SIN de acordo com um critério de suprimento. Assim, a consideração desse prêmio de risco não requer um compromisso firme de que uma determinada Política de Racionamento será implementada ou que a demanda responderá ao sinal de preços. No entanto, como toda a solução ótima, se o operador não implementar a decisão oferecida pelos modelos (e calculada de acordo aos critérios de penalidades definidas), será possível o enfrentamento de riscos não previstos ou a sinalização incorreta dos sinais de preços.
- A adoção do prêmio do risco, ou do custo implícito, pode ser adequada à representação da aversão ao risco. Entretanto, deve-se notar que a sua superposição aos sinais econômicos leva a distorções – tanto no cálculo do custo de operação quanto no cálculo dos custos marginais. Assim, a operação passa a buscar as metas de risco do tomador de decisão, e não o menor custo para a sociedade. Analogamente, a precificação da energia, se baseada em custos marginais de operação, traduzirá a aversão ao risco e sua calibração, deixando de ser um sinal econômico para o sistema.
- Vale notar que isso ocorre mesmo que a função mescle as duas representações (custo econômico mais prêmio por risco). A função de penalização, se realmente calibrada para a aversão ao risco, é significativamente maior que o custo econômico e domina matematicamente os cálculos, distorcendo os sinais. A mesma discussão ocorre na comparação entre a função de custo de déficit econômica com 1 patamar e com 4 patamares. Pode-se notar que, quanto mais discretizada a função, mais realista será. Ao contrário, a discretização em um patamar é de todo desaconselhável, já que inibe completamente a implementação de um déficit preventivo para evitar riscos futuros. Como visto, o patamar único distorce os sinais econômicos (já que só contempla o corte total de carga), desincentiva a operação prudente (que busca os cortes mais suaves para evitar os mais profundos), e pode ser pouco transparente ao apresentar à sociedade o risco real de suprimento. ~~Em resumo, a definição da função de penalização do déficit de energia deve levar em consideração os recursos que realmente estão disponíveis para a operação do sistema e evitar a sobreposição de mecanismos de aversão ao risco.~~

O presente trabalho de P&D apresenta visões diferentes na avaliação do custo do déficit em sistemas elétricos. Percebe-se a importância em oferecer diversas opções para o problema em questão, pois assim há possibilidade de flexibilidade da decisão a ser tomada nos diferentes horizontes considerados em estudos do referido setor. Independente da metodologia escolhida, é vital a boa governança na operação. O modelo e a metodologia do cálculo do custo devem ser transparentes e a operação do sistema deve ser consistente com a otimização dinâmica, que deve refletir efetivamente as metas e necessidades da operação.

13. ANÁLISE COMPARATIVA

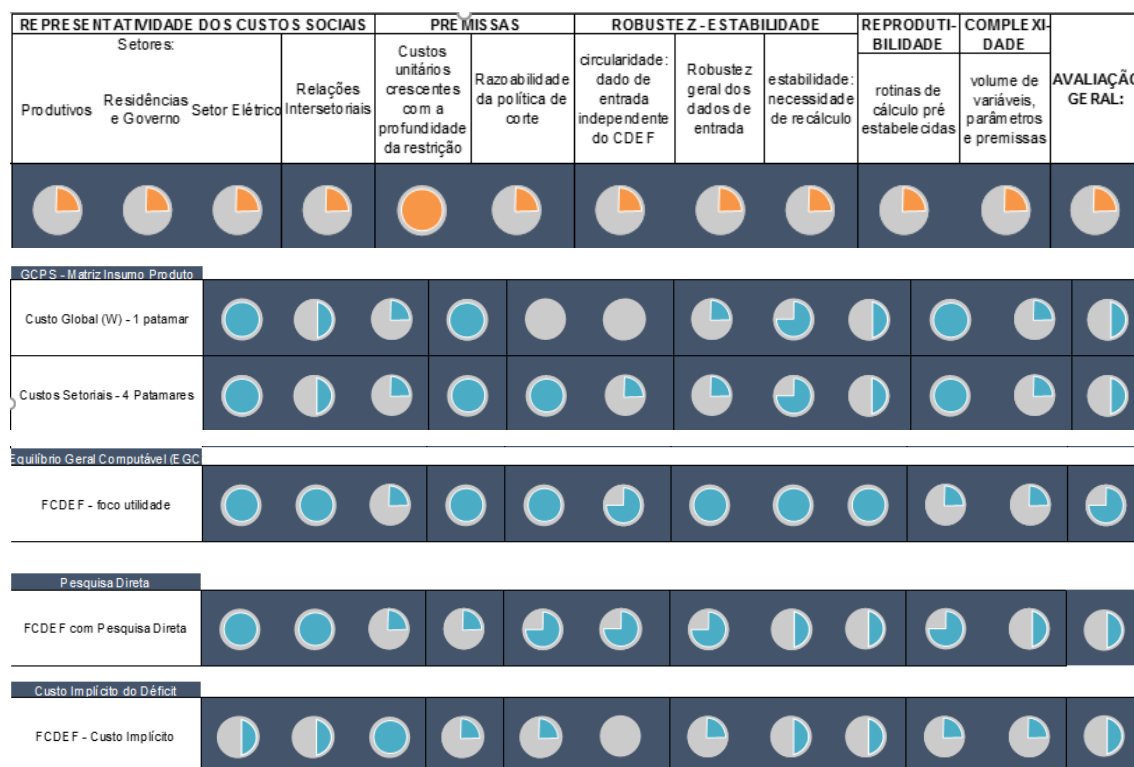
Este capítulo compara a metodologia da função custo do déficit atualmente em vigor com as propostas nos capítulos anteriores: modelo CGPS atualizado, modelo de equilíbrio geral computável, pesquisa direta e custo implícito do déficit.

Foram definidos alguns critérios de comparação a fim de avaliar a diferença entre os modelos e medir as principais características e fragilidades de cada um.

- Representatividade dos custos sociais
 - O modelo é capaz de representar bem os setores produtivos, residências, governo e o Setor Elétrico Brasileiro?
 - O modelo considera as relações intersetoriais?
- Premissas
 - Os resultados do modelo em questão apresentam custos unitários crescentes com a profundidade da restrição?
 - Como pode ser avaliada a política de corte proposta por cada metodologia? Por exemplo, é razoável propor que seja cortada 30% da energia de determinado setor enquanto outros não são afetados pela restrição?
- Robustez - estabilidade
 - Como é a circularidade das variáveis neste modelo? Existe algum dado de entrada que seja dependente do próprio custo do déficit?
 - Os dados de entrada são robustos, em geral?
 - Estabilidade: é necessário recalcular os resultados?
- Reprodutibilidade
 - O modelo é facilmente reprodutível? Possui rotinas de cálculo pré-estabelecidas que facilitem o cálculo dos resultados?
- Complexidade
 - Quão complexo é o modelo em questão? Pressupõe grande volume de variáveis, parâmetros e premissas para conseguir calcular o custo do déficit?

A figura a seguir mostra um resumo das avaliações, comparando os seis modelos. A avaliação atribuída a cada quesito está representada por um círculo na coluna correspondente. Quanto mais preenchido o círculo referente a determinado quesito, significa que aquele modelo atende melhor àquele determinado critério. Ao final, é apresentada também uma avaliação geral, baseada nas avaliações individuais obtidas.

FIGURA 13-1. ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE OS RESULTADOS DOS MODELOS



Fonte: FGV-CERI.

Como é possível perceber, cada modelo é capaz de endereçar melhor determinada necessidade. A análise um pouco mais detalhada acerca das avaliações de cada modelo pode ser vista a seguir.

13.1 Função Custo do Déficit em Vigor (4 Patamares – origem GCPS 1988)

A Função Custo do Déficit de quatro patamares em vigor não representa os custos sociais do déficit de energia uma vez que considera as relações intersectoriais da matriz insumo-produto de 1975. Embora os custos unitários sejam crescentes com a profundidade do déficit, a política de corte se mostra pouco razoável na medida em que estressa ao limite máximo de 30% a restrição na oferta de determinado setor (produtivo ou não) antes de considerar cortes no setor de custo de déficit imediatamente superior.

13.2 GCPS – Matriz Insumo-Produto

13.2.1 CUSTO GLOBAL (W) – 1 PATAMAR

O Custo Global tem boa representatividade dos custos sociais do déficit para circunstâncias onde não exista o pressuposto de racionamentos preventivos. Assim, o W representa o valor unitário de um déficit qualquer, sem estar associado a uma profundidade de corte específica. Tem boa reprodutibilidade (produto deste P&D) e bom nível de robustez para os parâmetros, à exceção da tarifa de energia elétrica.

13.2.2 CUSTOS SETORIAIS – 4 PATAMARES

A função custo do déficit em quatro patamares traz alguns aprimoramentos na metodologia original do GCPS, em especial na representação do custo do déficit dos setores não produtivos (Famílias e Governo). Os custos unitários do racionamento são crescentes com a severidade do corte, contudo, a premissa quanto à política de corte se mostra pouco razoável, na medida em que estressa ao limite máximo de 30% a restrição na oferta de determinado setor (produtivo ou não) antes de considerar cortes no setor de custo de déficit imediatamente superior. Assim como o W, tem boa reprodutibilidade, mas carece de robustez para os parâmetros, em especial com relação à posição relativa dos setores representados que determinam o custo de cada patamar de déficit.

13.3 Equilíbrio Geral Computável (EGC)

13.3.1 FUNÇÃO CUSTO DO DÉFICIT – FOCO UTILIDADE

Representa bem os setores produtivos, não produtivos e as relações intersetoriais. A função custo do déficit é medida pelo impacto do racionamento na utilidade, ou no nível de consumo (variação compensatória). Com isso, o custo do déficit é crescente com a profundidade do racionamento. Os cortes são lineares para todos os setores representados no modelo, apresentando assim boa razoabilidade. No entanto, é um modelo de elevada complexidade e há uma dificuldade relativa para calibrar os modelos, o que impõe uma perda no quesito de reprodutibilidade.

13.4 Pesquisa Direta

13.4.1 FUNÇÃO CUSTO DO DÉFICIT COM PESQUISA DIRETA

A pesquisa direta tem caráter complementar importante para interpretação dos resultados das metodologias com abordagem econômica. Não ofereceu, neste momento, uma função custo do déficit no formato esperado, mas apresenta potencial para isso.

13.5 Custo Implícito do Déficit

13.5.1 FUNÇÃO CUSTO DO DÉFICIT – CUSTO IMPLÍCITO

Utilizado como função de penalização dos déficits nos modelos de despacho hidrotérmico. Representa melhor os custos operativos e a aversão ao risco do sistema, utilizando a função de custo de déficit econômica para valorar o custo do racionamento. A formação da função depende do critério de suprimento do sistema e das características da matriz elétrica.

14. EFEITOS DAS FUNÇÕES CUSTO DO DÉFICIT

PROPOSTAS NOS MODELOS COMPUTACIONAIS DO SETOR ELÉTRICO (NEWAVE) - THYMOS

Este capítulo abordará o impacto da Função Custo do Déficit – FCD nas políticas de operativas definidas pelos modelos computacionais de otimização utilizados no Setor Elétrico Brasileiro – SEB.

14.1 Funções Custo do Déficit – FDC

Na Tabela 14-1 são apresentadas as FCDs por patamar de corte de carga utilizadas nos modelos computacionais do SEB.

TABELA 14-1. FUNÇÕES CUSTO DO DÉFICIT POR PATAMAR DE CORTE DE CARGA [R\$/MWh] – ANO BASE 2017.

Patamar de corte de carga	Caso Base	GCPS 4 patamares	GCPS 1 patamar	Equilíbrio Geral 4 patamares	Equilíbrio Geral 1 patamar	Custo Implícito 2 patamares	Custo Implícito 1 patamar
0% a 5%	4.650,00	571,64	8.091,87	7,028.01	10.600,69	3.877,35	5.509,52
5% a 10%	4.650,00	1.328,73	8.091,87	9,338.39	10.600,69	7.940,16	5.509,52
10% a 20%	4.650,00	7.191,90	8.091,87	13,018.19	10.600,69	7.940,16	5.509,52
20% a 100%	4.650,00	9.097,07	8.091,87	18,855.51	10.600,69	7.940,16	5.509,52

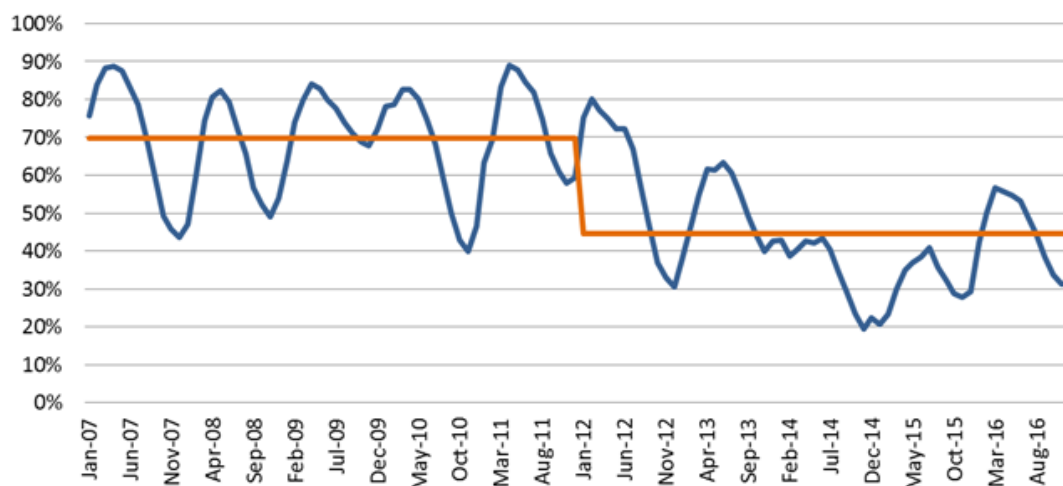
Os estudos de caso escolhidos para avaliar os diferentes impactados das FCDs serão detalhados nas seções seguintes.

14.2 Simulação Encadeada – Backtest do período de 2012 a 2016

De modo a avaliar o impacto das FCDs na definição das políticas de operativas do Sistema Interligado Nacional - SIN foi utilizado o período de tempo compreendido entre janeiro de 2012 a dezembro de 2016. Este período foi selecionado, pois o SIN iniciou o ano de 2012 com níveis elevados de armazenamento em seus principais reservatórios, passando na sequência por períodos com regimes hidrológicos desfavoráveis, levando, assim, o sistema a níveis críticos de armazenamento com preços elevados. A Figura 14-1 mostra o armazenamento do SIN nos últimos 10 anos, comparando os valores médios em dois subintervalos desse

período de tempo. Quando se compara a média de 70% verificada de 2007 a 2011 com a média de 45% de 2012 a 2016, percebe-se claramente essa transição vivida pelo sistema: anos estáveis deram lugar a um período com episódios críticos de armazenamento.

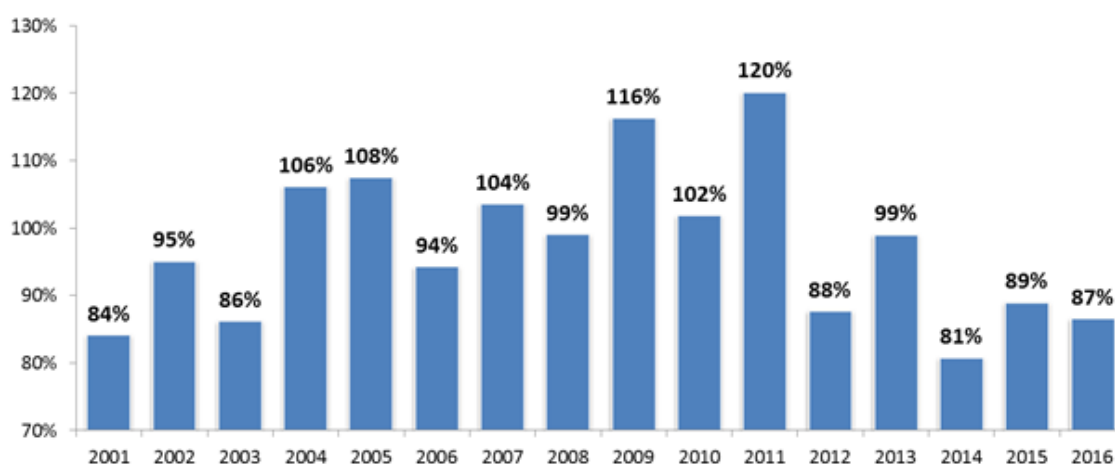
FIGURA 14-1. ARMAZENAMENTO DO SIN EM PERCENTUAL DA SUA ENERGIA ARMAZENADA MÁXIMA.



Fonte: Thymos Energia.

Matematicamente, como a FCD pode ser considerada uma forma de aversão ao risco dos modelos computacionais (quanto maior o seu valor, mais o modelo evitará o déficit), a sua influência na definição da geração de energia elétrica das usinas do SIN, e consequentemente a utilização da água armazenada nos reservatórios, vai, justamente, ser mais relevante em períodos em que o risco aumenta. Por essa razão, o período de 2012 a 2016 se mostra adequado para a realização simulações. O período de 2012 a 2016 foi marcado por anos com condições hidrológicas abaixo da média (Figura 14-2) e com críticas associadas à operação ótima definida pelos modelos computacionais do SEB. No ano de 2012, por exemplo, foi observado um deplecionamento significativos dos reservatórios. Neste caso, uma política operativa mais conservadora, com um nível de geração termoelétrica mais elevado, atenuaria os níveis críticos de armazenamento nos anos posteriores. Além disso, uma parte relevante da geração termoelétrica no período em análise foi despachada fora da ordem de mérito, indicando que a aversão ao risco dos modelos computacionais estava abaixo da aversão aceita pelo Operador do Sistema e validada pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

FIGURA 14-2. ENERGIA NATURAL AFLUENTE - ENA DO SIN NO ÚLTIMOS ANOS EM PERCENTUAL DA MÉDIA DE LONGO TERMO – MLT.

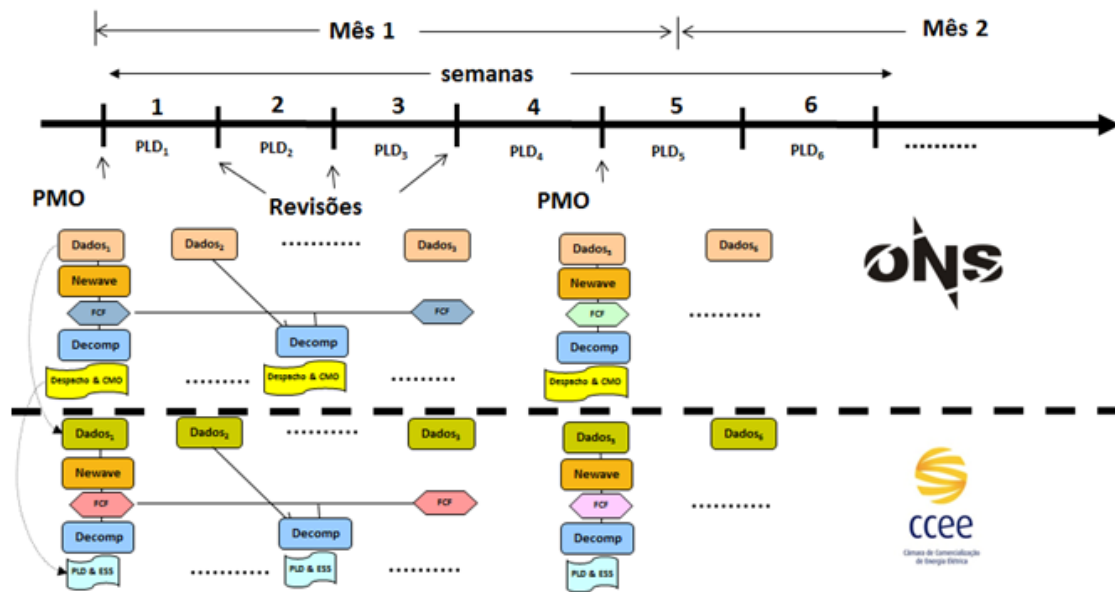


Fonte: Thymos Energia (adaptado: Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS).

O estudo em questão, portanto, simulou novamente a definição das políticas operativas no período compreendido entre janeiro de 2012 a dezembro de 2016, modificando a FCD para os valores propostos no âmbito deste P&D conforme apresentado na Tabela 14-1. Verificou-se assim, os principais resultados e os custos associados a cada FCD testada. Certos pontos poderão ser comparados entre as distintas FCDs para uma análise mais objetiva, tais como níveis de armazenamento, Custos Marginais de Operação – CMOs. Preços de Liquidação de diferenças - PLDs, custos associados à geração termoeletrica e alocação de energia seguindo o Mecanismo de Realocação de Energia - MRE.

Os resultados foram obtidos por meio de simulações encadeadas entre os modelos computacionais Newave e Decomp, ambos modelos oficiais do SEB utilizados para a definição das políticas operativas do sistema e formação de preços. Os níveis de reservatório por usina resultantes do despacho ótimo dos modelos computacionais de cada mês se tornam dados de entrada para o mês seguinte, e assim sucessivamente até o fim do período, como apresentado na Figura 14-3.

FIGURA 14-3. ESQUEMA DE ENCADEAMENTO ENTRE OS MODELOS COMPUTACIONAIS NEWAVE E DECOMP.



Fonte: CCEE e ONS.

Para a realização das simulações, foram utilizados os conjuntos de informações dos modelos computacionais (denominados de decks) da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. No cálculo do PLD as restrições elétricas internas aos submercados não são consideradas, sendo esta a principal diferença entre os decks da CCEE e do ONS. O acoplamento Newave e Decomp é dado pela estimativa do custo futuro da energia definida pelo modelo Newave, o qual gera a Função de Custo Futuro - FCF. Tal função é, então, utilizada como parâmetro de entrada para o modelo Decomp, que, por sua vez, definirá a utilização ótima da água armazenada nos reservatórios.

Além dos níveis iniciais dos reservatórios em cada mês (resultado da simulação da operação do mês anterior) e das próprias FCDs, apenas um dado de entrada do modelo Newave foi modificado em relação aos decks originais da CCEE: o mecanismo de aversão ao risco do modelo. Considerando que o mecanismo vigente é o Conditional Value at Risk - CVaR com os parâmetros $\alpha=50\%$ (percentual dos cenários, ordenados do pior para o melhor, que terão um peso maior na otimização) e $\lambda=40\%$ (peso – em relação a 100% – dada a média apenas dos piores cenários), e que tais parâmetros foram definidos como o melhor par de valores no período de 2012 a 2015, as simulações encadeadas consideraram a aplicação destes parâmetros desde 2012.

É importante salientar que as simulações do backtest, a consolidação e a análise dos resultados contaram com o apoio da CCEE.

14.2.1 RESULTADOS

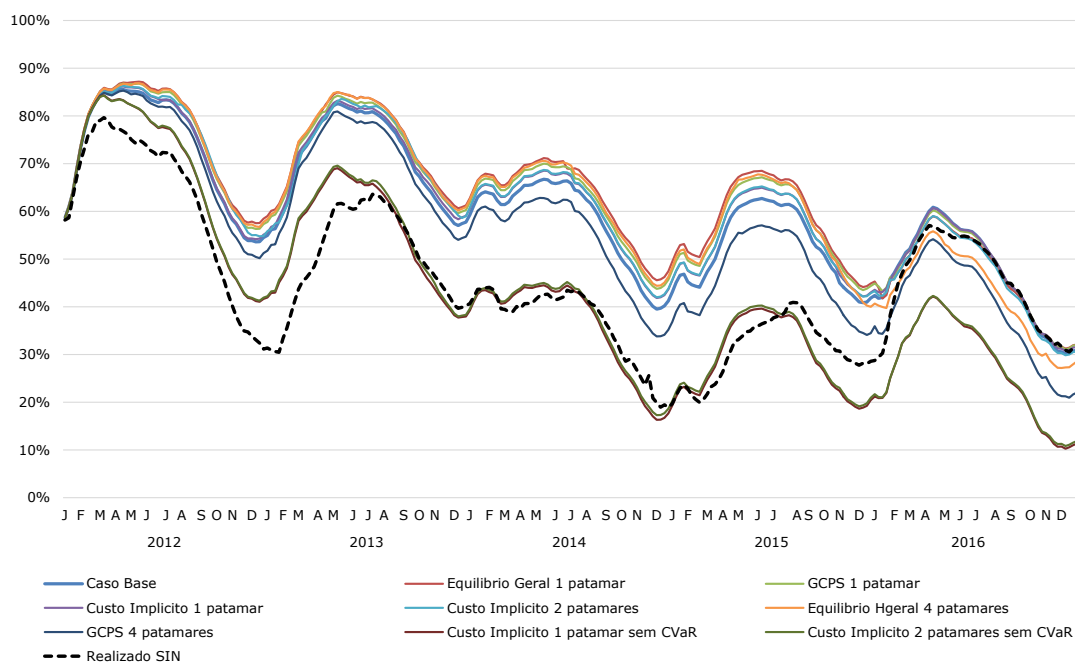
Além dos casos nos quais foi alterada somente a FCD, foram realizadas outras duas simulações adicionais relacionadas às funções do Custo Implícito. Como os valores para estas funções também são obtidos para

minimizar os custos de operação sujeito a uma restrição do CVaR do déficit de energia, foram realizadas simulações sem considerar a presença do CVaR no custo operativo. O objetivo de tais simulações foi ter uma sensibilidade do efeito “puro” da aversão ao risco já presente nestas FCDs sem considerar um mecanismo de risco em paralelo, como o CVaR no custo operativo.

O primeiro resultado a ser analisado do backtest de 2012 a 2016 é um dos parâmetros mais importantes para avaliar a política operativa do ponto de vista da confiabilidade do sistema: a energia armazenada nos reservatórios. Basicamente, quanto maior é o nível dos reservatórios, maior é a confiabilidade do sistema. Hoje, a capacidade total de armazenamento do sistema totaliza 290 GWmês de energia, enquanto no início de 2012 (início da simulação) este montante era de 284 GWmês. Com isso, percebe-se que não houve grande aumento de tal capacidade nos últimos 5 anos, visto que as grandes hidrelétricas que entraram em operação recentemente são todas a fio d’água. Dessa forma, em qualquer momento da simulação, 1% da energia armazenada máxima do sistema é o suficiente para atender durante um mês cerca de 50% da carga média atual do subsistema Norte, por exemplo. Esse dado mostra que qualquer variação percentual da energia armazenada do SIN é relevante para o sistema.

Na Figura 14-4 pode-se perceber que a operação simulada com as FCDs calculadas pelo modelo de Equilíbrio Geral apresentou elevação da energia armazenada em comparação com o Caso Base (que considera os parâmetros vigentes do CVaR desde 2012). A diferença chegou a totalizar 6,50% da capacidade total de armazenamento do SIN, no caso simulado com a FCD calculada pelo modelo de Equilíbrio Geral 1 patamar. Tal percentual equivale a quase 20 GWmês de energia a mais no sistema, um montante considerável que reduz as possibilidades de ocorrências de déficits futuros. Essa maior aversão a risco das FCDs calculadas através do modelo de Equilíbrio Geral pode ser compreendida de forma intuitiva, já que elas apresentam os maiores valores em R\$/MWh para os patamares de déficit. Valores mais elevados de custo de déficit levarão os modelos computacionais a anteciparem o despacho termoeletrico, elevando os custos marginais de operação no “presente”, porém buscando manter o sistema com maiores níveis de armazenamento ao longo do tempo e evitando a ocorrências de déficit futuros.

FIGURA 14-4. ENERGIA ARMAZENADA NO SIN EM PERCENTUAL DA ENERGIA ARMAZENADA MÁXIMA PARA OS CASOS SIMULADOS.



Fonte: Thymos e CCEE.

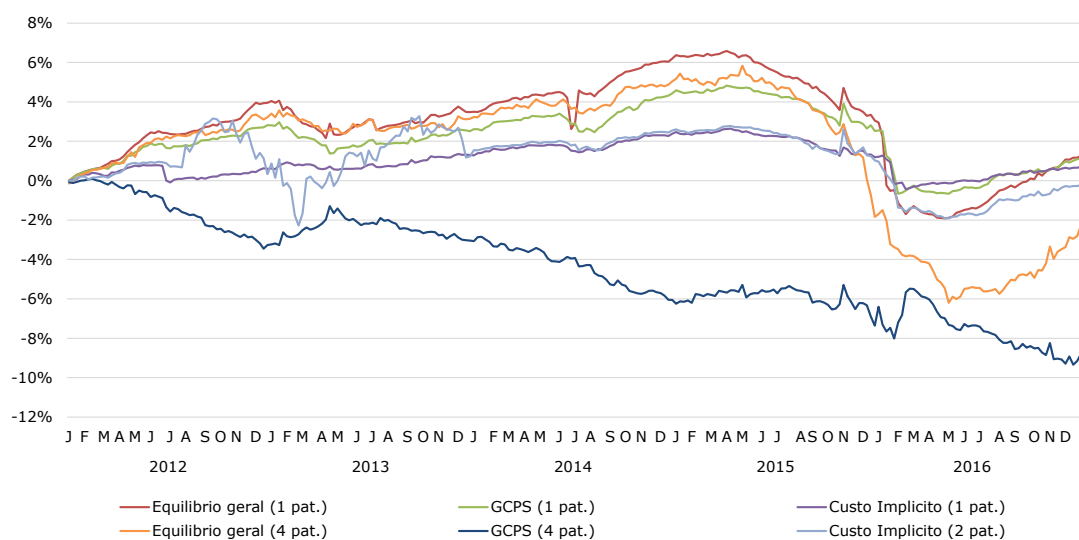
Apesar de a avaliação de eventuais respostas não intuitivas dos modelos computacionais não ser escopo deste P&D, os resultados de armazenamento para o ano de 2016 chamam a atenção. Como pode-se observar na Figura 14-4, os níveis de armazenamento para a FCD calculada pelo modelo de Equilíbrio Geral 4 patamares apresentam maiores reduções em 2016 em relação a maioria dos demais casos (exceto para o Custo Implícito sem CVaR e GCPS 4 patamares). Porém, tal função resultou em níveis de armazenamento dentre os mais elevados de 2012 a 2015.

Em relação às simulações das FCDs calculadas pela metodologia do Custo Implícito, sem levar em conta o CVaR, nota-se na Figura 14-4 uma grande diferença em relação aos casos nos quais tal mecanismo de aversão ao risco foi considerado. Verificou-se uma operação com pouca aversão ao risco, com montantes reduzidos de despacho térmico (Figura 14-6), levando o sistema a utilizar mais os reservatórios. Isso é um indicativo de que a utilização do CVaR com os parâmetros atuais ($\alpha=50\%$ e $\lambda=40\%$) tem mais impacto na operação do que a definição de uma FCD propriamente dita.

Outro ponto interessante que pode ser observado na Figura 14-4 é que a operação real se assemelhou muito aos casos sem CVaR de 2012 a 2015, indicando que a aversão ao risco do Operador do Sistema era inferior à vigente. Devido à situação crítica dos níveis dos reservatórios ao fim desse período, houve, porém, uma mudança na política operativa que elevou os níveis de armazenamento dos reservatórios de modo que estes se igualaram aos casos simulados (exceto as simulações sem CVaR, GCPS 4 patamares e Equilíbrio Geral 4 patamares).

Na Figura 14-5 são apresentadas as variações dos armazenamentos do SIN para as FCDs da Tabela 14-1 em relação ao Caso Base.

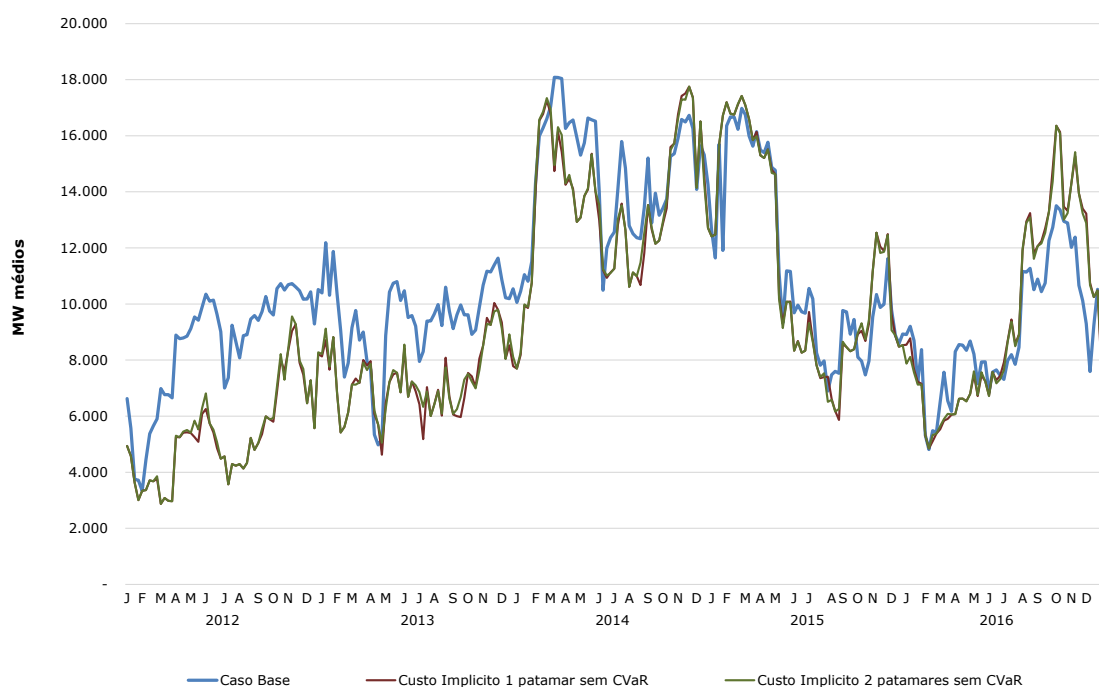
FIGURA 14-5. VARIAÇÃO DA ENERGIA ARMazenADA NO SIN EM PERCENTUAL DA ENERGIA ARMazenADA MÁXIMA EM RELAÇÃO AO CASO BASE.



Fonte: Thymos e CCEE.

A Figura 14-6 apresenta a comparação entre a geração termoeletrica do Caso Base com os casos cujas FCDs são calculadas pela metodologia do Custo Implícito sem considerar o CVaR, exemplificando os efeitos da metodologia de aversão ao risco nos modelos computacionais. Como pode-se observar, para os casos sem o CVaR, existe uma grande diferença de geração termoeletrica nos anos iniciais, a qual depois se inverte em virtude dos níveis críticos de armazenamento nos reservatórios.

FIGURA 14-6. GERAÇÃO TERMOELÉTRICA DO CASO BASE E DAS FCDs CALCULADAS PELA METODOLOGIA DO CUSTO IMPLÍCITO SEM CONSIDERAR A AVERSÃO AO RISCO (CVAR).

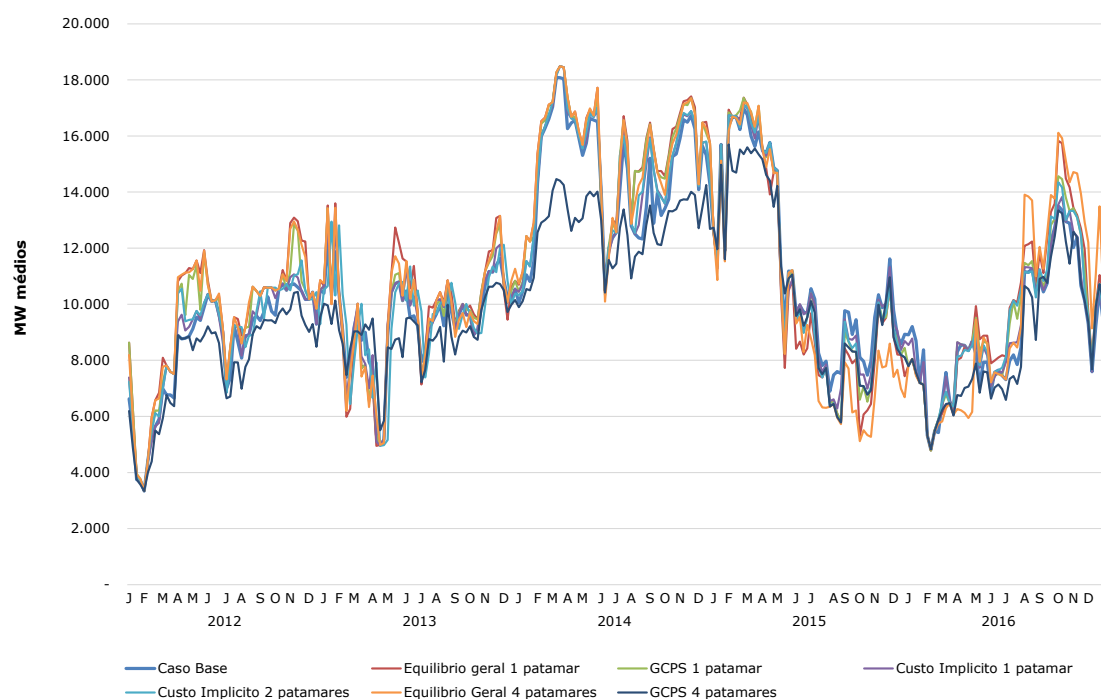


Fonte: Thymos e CCEE.

Na Figura 14-7 são apresentadas as gerações termoeletricas para as FCDs da Tabela 14-1. Como pode-se observar, apenas o caso com a FCD GCPS 4 patamares resulta em valores abaixo do Caso Base na maior parte dos meses, como esperado.

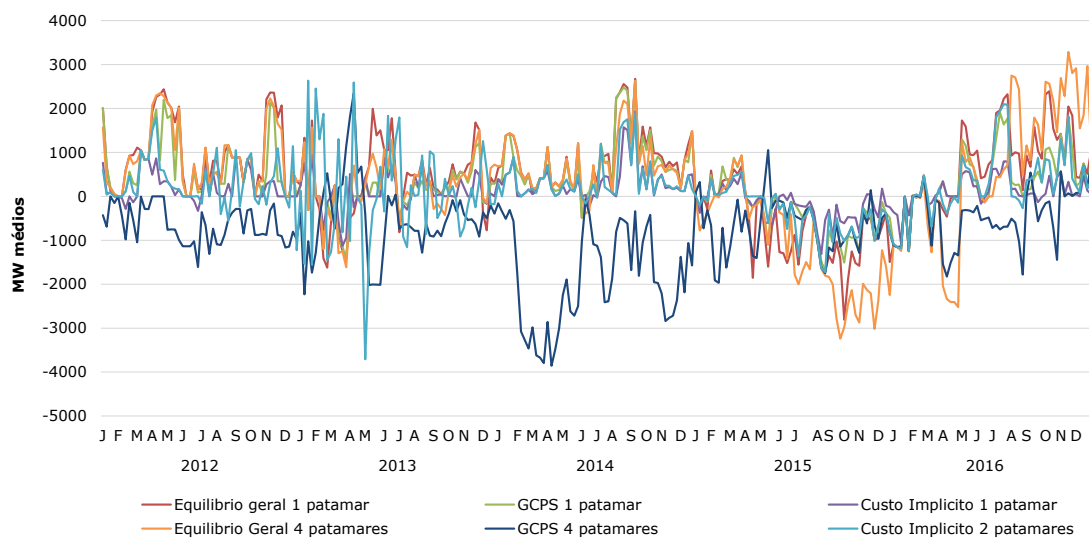
Na Figura 14-8 são apresentadas as diferenças entre a geração termoeletrica das FCDs da Tabela 14-1 em relação ao Caso Base.

FIGURA 14-7. GERAÇÃO TERMOELÉTRICA DOS CASOS SIMULADOS.



Fonte: Thymos e CCEE.

FIGURA 14-8. VARIAÇÃO GERAÇÃO TERMOELÉTRICA DOS CASOS SIMULADOS EM RELAÇÃO AO CASO BASE.



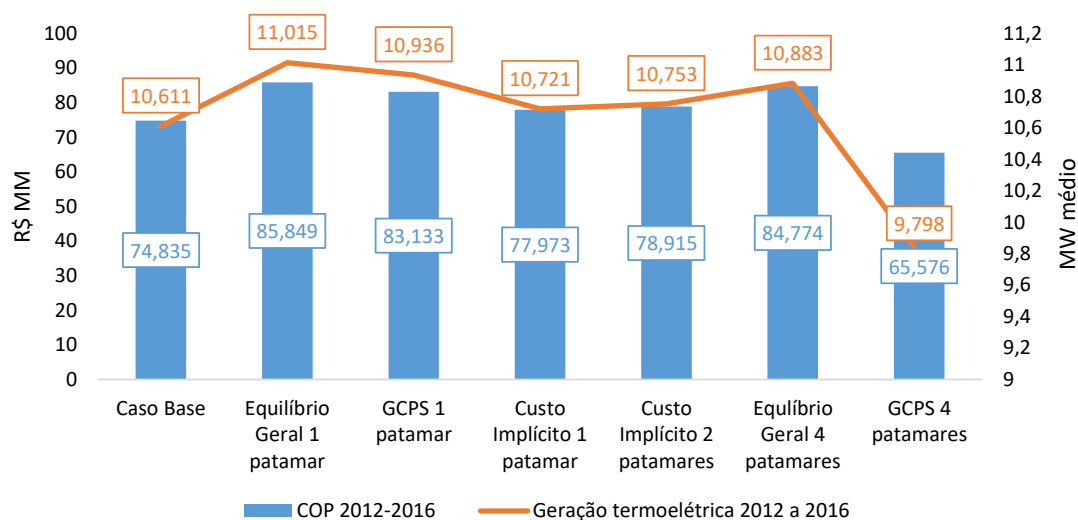
Fonte: Thymos e CCEE.

Analisando a Figura 14-8 e tendo como base a Figura 14-5, abstraindo eventuais respostas não intuitivas dos modelos computacionais, a FCD Equilíbrio Geral 4 patamares apresentou maior variação em relação

ao Caso Base, comportamento aderente ao maior deplecionamento dos reservatórios gerado por este caso. A variação da geração termelétrica da FCD do Custo Implícito 2 patamares entre 2012 e 2013 também está compatível com o comportamento dos reservatórios no período em questão.

A Figura 14-9 compara o somatório do Custo de Operação - COP ao longo dos 5 anos de simulação (2012 a 2016) e a geração termelétrica média para as FCDs da Tabela 14-1. O COP e a geração termelétrica são variáveis correlacionadas, já que o COP é calculado pelo gasto semanal com os combustíveis para geração nas unidades térmicas e eventuais penalizações pelo não atendimento da demanda, além de considerar o vertimento turbinável nas usinas hidrelétricas (a penalização por vertimento tem um peso muito menor no cálculo do custo em relação às demais parcelas).

FIGURA 14-9. CUSTO DE OPERAÇÃO – COP TOTAL DE 2012 A 2016 [R\$ MM] E GERAÇÃO TERMOELÉTRICA [MW MÉDIOS].



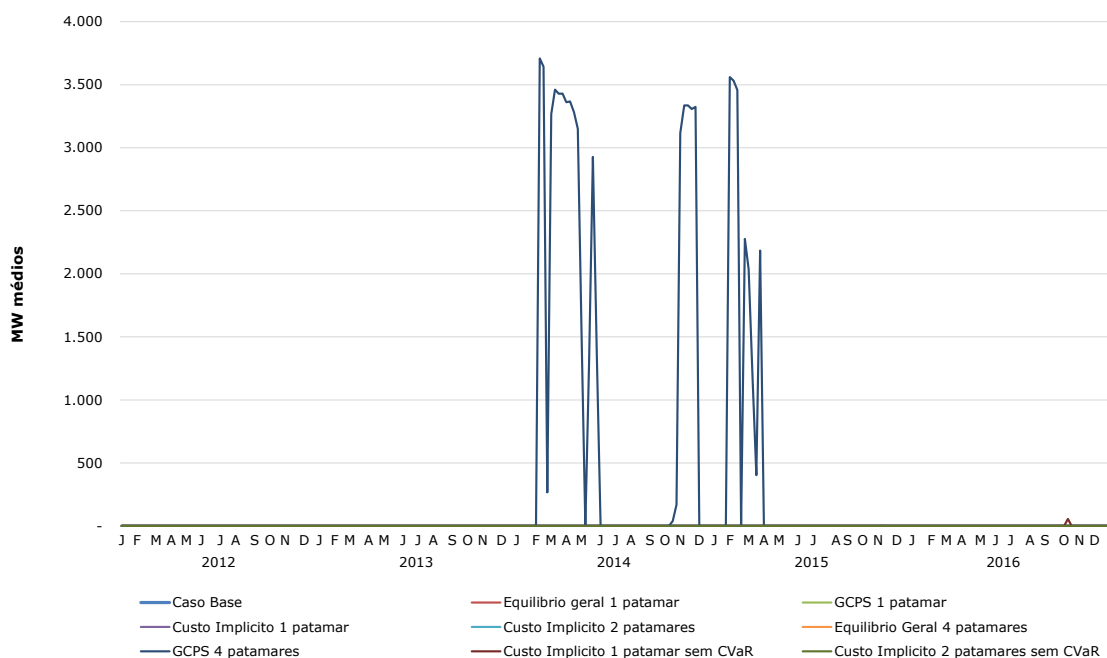
Fonte: Thymos e CCEE.

Como pode-se observar na Figura 14-9, a FCD Equilíbrio Geral 4 patamares apresenta o terceiro maior volume médio de geração termelétrica e o segundo maior COP, pois houve uma necessidade de acionamento de termelétricas mais caras no ano de 2016 devido ao baixo nível dos reservatórios. Além dos elevados COP, a FCD Equilíbrio Geral 4 patamares acabou a simulação com a energia armazenada abaixo quando comparada aos casos simulados com as FCDs Equilíbrio Geral e GCPS ambas de 1 patamar (Figura 14-4 e 14-5). Já a FCD GCPS 4 patamares é a que apresenta o menor volume de geração térmica média e também o menor COP. Em troca, a confiabilidade do sistema diminui. A energia armazenada nesse cenário, ao final da simulação, está muito abaixo da capacidade total, quando comparada aos casos de maior armazenamento.

Como pode-se observar na Figura 14-10, em relação ao não atendimento da carga, a FCD GCPS 4 patamares apresenta déficits que totalizam 12.900 GWh de energia não gerada (equivalente a cerca de 25%

da energia consumida no SIN em um mês típico de 2016). Importante lembrar que o primeiro patamar dessa função apresenta o custo de déficit de R\$ 571,64/MWh, valor mais baixo do que o Custo Variável Unitário - CVU de parte das usinas térmicas do SIN. Explica-se, assim, a maior ocorrência de déficits em relação às demais simulações. Outra observação que pode ser feita, contudo, é a de que, na realidade, tais ocorrências de déficits não necessariamente significariam, na prática, falta de energia, já que seria possível operar o sistema com mais geração termelétrica, fato que é comprovado quando se leva em conta que em nenhuma outra simulação tivemos a ocorrência de déficits médios mensais ou anuais. Por outro lado, a definição de um patamar de déficit com custo mais baixo do que o CVU de usinas a óleo diesel e óleo combustível sinaliza que os consumidores “prefeririam” cortar consumo a despachar recursos mais dispendiosos, pois o déficit seria mais “barato”. Nas demais FCDs simuladas, inclusive com GCPS 1 patamar, isso não ocorre, já que todos os valores de déficit são mais elevados do que o CVU da última usina termelétrica disponível no SIN.

FIGURA 14-10. DÉFICITS DOS CASOS SIMULADOS.

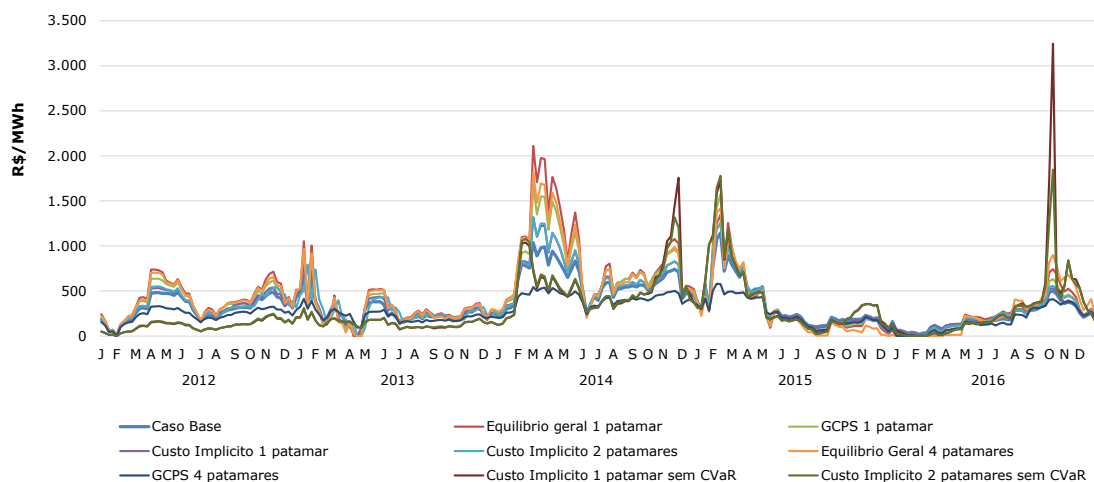


Fonte: Thymos e CCEE.

Os custos marginais de operação podem ser vistos na Figura 14-11. Há uma tendência de elevação dos CMOs de 2012 a 2014 nos casos com as FCDs mais conservadoras (Equilíbrio Geral 1 e 4 patamares e GCPS 1 patamar). Esses valores mais elevados de CMO nos três primeiros anos resultaram em maiores níveis de armazenamento.

Nos casos sem CVaR, ocorrem os maiores picos de CMO médio verificados no ano de 2016, indicando que o sistema foi operado com maior dispêndio de recursos hidroelétricos nas situações onde não foi considerado o mecanismo de aversão ao risco (CVaR). O maior valor de CMO médio é o resultante da FCD Custo Implícito 1 patamar, ocorrendo em uma semana onde esse caso apresenta déficit nos patamares de carga pesada e média (equivalente a R\$ 5000/MWh para a referida função no ano de 2016), como pode ser observado na Figura 14-10.

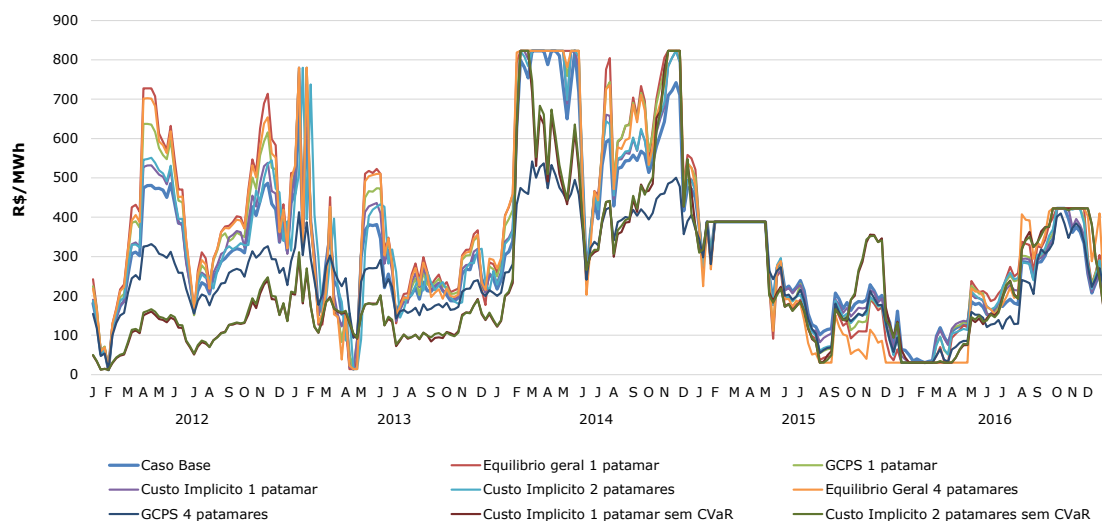
FIGURA 14-11. CUSTOS MARGINAIS DE OPERAÇÃO – CMO.



Fonte: Thymos e CCEE.

No entanto, convém lembrar que os preços do mercado de curto prazo são balizados pelo PLD, o qual possui limites regulatórios mínimo e máximo. Ao considerar tais limites nos CMOs, percebe-se uma variabilidade menor dos preços ao longo do período de simulação (Figura 14-12).

FIGURA 14-12. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DE DIFERENÇAS – PLD.



Fonte: Thymos e CCEE.

De qualquer modo, a Figura 14-12 permite uma conclusão similar ao que ocorre nos CMOs, como não poderia ser diferente: as FCDs com maiores penalizações levam a uma antecipação do despacho térmico e resultante elevação dos preços no presente.

Com a finalidade de se analisar os impactos na volatilidade dos preços com cada uma das FCDs, foram calculadas a média, o desvio padrão e a mediana das diferenças semanais dos PLDs e CMOs obtidos ao longo do horizonte de análise (Tabela 14-2).

TABELA 14-2 VOLATILIDADE DO PLD E DO CMO PARA OS CASOS SIMULADOS.

R\$/MWh	Caso Base		Equilíbrio Geral 1 patamar		GCPS 1 patamar	
	CMO	PLD	CMO	PLD	CMO	PLD
Média	0,14	0,14	-0,25	-0,21	0,11	0,11
Desvio padrão	91,25	68,14	186,16	97,12	149,69	86,82
Mediana	2,09	0,00	1,95	0,00	1,21	0,00

R\$/MWh	Custo Implícito 1 patamar		Custo Implícito 2 patamares		Equilíbrio Geral 4 patamares	
	CMO	PLD	CMO	PLD	CMO	PLD
Média	0,17	0,17	0,21	0,21	0,11	0,11
Desvio padrão	115,39	78,88	112,48	79,87	157,18	97,15
Mediana	2,69	3,18	1,77	0,00	0,28	0,00

R\$/MWh	GCPS 4 patamares		Custo Implícito 1 patamar sem CVaR		Custo Implícito 2 patamares sem CVaR	
	CMO	PLD	CMO	PLD	CMO	PLD
Média	0,33	0,33	0,66	0,66	0,66	0,66
Desvio padrão	44,17	39,62	246,15	59,01	155,77	59,67
Mediana	2,06	1,09	3,39	0,00	2,97	0,00

Fonte: Thymos e CCEE.

Pode-se observar na Tabela 14-2, as funções com maior aversão ao risco (Equilíbrio Geral 1 e 4 patamares) apresentam maiores desvios padrão de PLD que as demais. Em termos da variabilidade média e mediana as FCDs estão bem próximas, exceto às do Custo Implícito sem o mecanismo de aversão ao risco (CVaR).

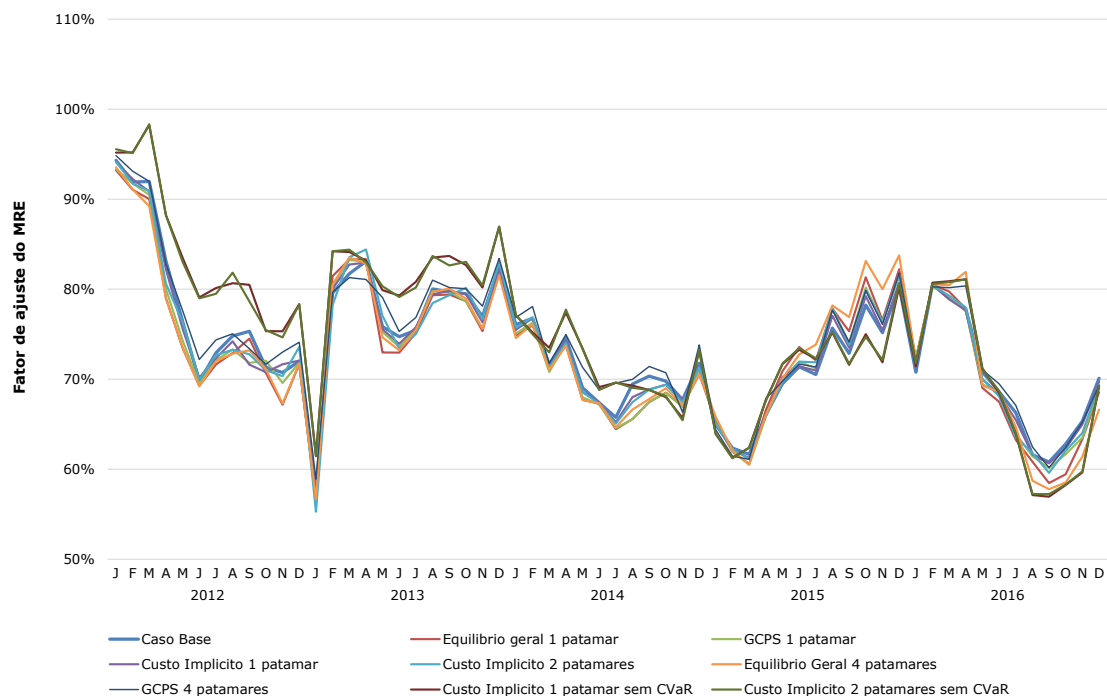
Com base nas observações dos desvios padrão apresentados na Tabela 14-2, as funções que mais apresentam volatilidade no PLD e, conseqüentemente, impactos à percepção de preço do mercado de energia, com base no horizonte de estudo analisado, são aquelas baseadas no Equilíbrio Geral. Essas funções geraram um aumento de despacho termelétrico, o que acarretou maiores variações de preços.

Apenas como constatação, as simulações com as FCDs Custo Implícito sem o CVaR levaram a valores elevados de desvio padrão dos CMOs, uma vez que as maiores diferenças máximas semanais são verificadas nesses casos.

Outro impacto relevante da FCD, é o seu efeito no Mecanismo de Realocação de Energia - MRE. Este mecanismo permite que as usinas compartilhem o risco de gerar abaixo dos seus montantes de garantia física, já que a decisão de geração de energia elétrica é centralizada.

O fator de ajuste do MRE é um percentual calculado mensalmente, representando o quociente da divisão entre os somatórios da geração das usinas hidrelétricas pertencentes ao mecanismo e da garantia física alocada naquele mês (sazonalizada) das mesmas. Na Figura 14-13 observa-se o fator do MRE para cada caso simulado, contudo o seu comportamento está ligado diretamente ao despacho termoeletrico e aos níveis de armazenamento dos reservatórios, já discutidos anteriormente. É importante ressaltar que, o cálculo do fator do MRE considera o mesmo valor de garantia física para todos os casos, variando apenas a geração hidrelétrica de cada um deles decorrentes das simulações.

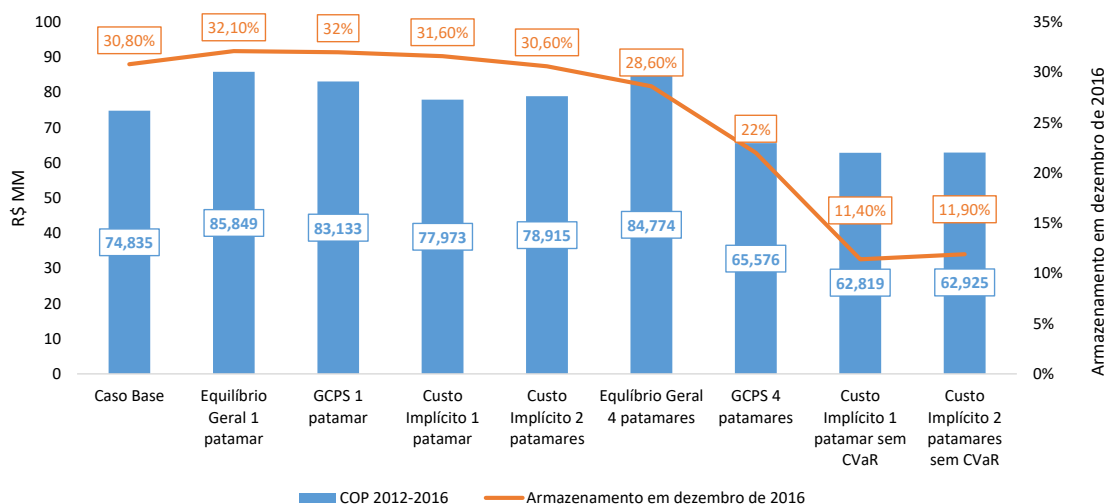
FIGURA 14-13. FATOR DE AJUSTE DO MRE PARA OS CASOS SIMULADOS [%].



Fonte: Thymos Energia e CCEE.

Outros dois parâmetros importantes de serem avaliados conjuntamente são o COP total do período, de 2012 a 2016, e o nível de armazenamento no final do período de simulação, em dezembro de 2016. A análise conjunta destes dois parâmetros tem como objetivo avaliar o custo benefício de cada FCD ao sistema. Na Figura 14-14 é apresentado o COP total de 2012 a 2016 e o nível de armazenamento em dezembro de 2016.

FIGURA 14-14. CUSTO TOTAL DE OPERAÇÃO – COP DE 2012 A 2016 [R\$ MM] E NÍVEL DE ARMAZENAMENTO EM DEZEMBRO DE 2016 [%].



Fonte: Thymos Energia e CCEE.

Como pode-se observar na Figura 14-14, As FCDs do Caso Base, Equilíbrio Geral 1 patamar, GCPS 1 patamar, Custo Implícito 1 patamar e Custo Implícito 2 patamares levaram o sistema a valores acima dos 30% de energia armazenada em dezembro de 2016 (em torno de 30,6% a 32,1%). O maior nível de armazenamento foi obtido com a FCD Equilíbrio Geral 1 patamar (32,1%), porém seu COP é o mais elevado no período (R\$ 85,849 MM, aproximadamente R\$ 86 bilhões). Em termos de custo, a FCD que chegou a valores similares de armazenamento a custos inferiores à R\$ 80 bilhões é a do Caso Base e as do Custo Implícito 1 e 2 patamares.

A FCD GCPS 4 patamares conduziu a custos operativos reduzidos. Mas é importante ressaltar que ela levou o sistema a ocorrências de déficit em função de seu valor mais baixo no primeiro patamar. Os casos das FCD Custo Implícito sem CVaR foram os de menor custo, porém o SIN chega em dezembro de 2016 com níveis de reservatórios críticos, em torno de 11%.

Dessa maneira, considerando que as diferenças entre armazenamento das FCDs que levaram o sistema a níveis de armazenamento acima dos 30%, estas não é tão significativa, porém as diferenças em termos de custos operativos totais não podem ser desprezadas.

Outro resultado apresentado na Figura 14-14 é que as FCDs de patamar único apresentaram melhores resultados para de custo benefício.

14.3 Simulações para o cálculo de Garantia Física

Outro impacto relevante da FCD é em relação à Garantia Física - GF das usinas do sistema. Segundo a regulação vigente, os valores de GF deveriam ser revisados regularmente ou em caso de ocorrência de fato relevante. Após sucessivos adiamentos, este processo foi encaminhado pelas autoridades competentes e as usinas hidrelétricas sofreram revisões em seus valores de GF, válidos a partir de janeiro de 2018. A Portaria MME nº 178 foi publicada no Diário Oficial da União em maio de 2017 estabelecendo esses novos valores.

A segunda parte dos estudos desenvolvidos neste P&D se concentra em simular os efeitos das FCDs na revisão das GFs das usinas. O cálculo dos novos valores das GFs se baseia na metodologia empregada pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE conforme Nota Técnica EPE "Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas - EPE-DEE-RE-016/2017-r2, onde se varia a carga do sistema até que se atinja a convergência CMO e Custo Marginal de Expansão – CME, isto é, custo de operação igual ao custo de expansão. Ao se obter tal convergência, encontra-se a carga máxima que o sistema consegue atender em uma situação de equilíbrio entre operação e expansão. Esta carga é denominada de carga crítica e esse valor equivale à GF total teórica do sistema.

Após obtenção da carga crítica, faz-se a divisão da mesma entre os blocos hidráulico e térmico, sendo que os blocos representam a GF total das usinas hidrelétricas e termelétricas, respectivamente. A divisão é feita analisando os montantes gerados pelas fontes hidráulica e térmica nas simulações do modelo computacional Newave e o impacto desses no CMO, detalhado na Equação 14.1 e 14.2.

$$\text{Bloco Hidráulico} = \text{Carga Crítica} * \text{Fator Hidráulico} \quad (14.1)$$

$$\text{Fator Hidráulico} = \frac{\sum_{s=1}^4 \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^5 \sum_{k=1}^{2000} gh(i,j,k,s) * cmo(i,j,k,s)}{\sum_{s=1}^4 \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^5 \sum_{k=1}^{2000} [gh(i,j,k,s) + gt(i,j,k,s)] * cmo(i,j,k,s)} \quad (14.2)$$

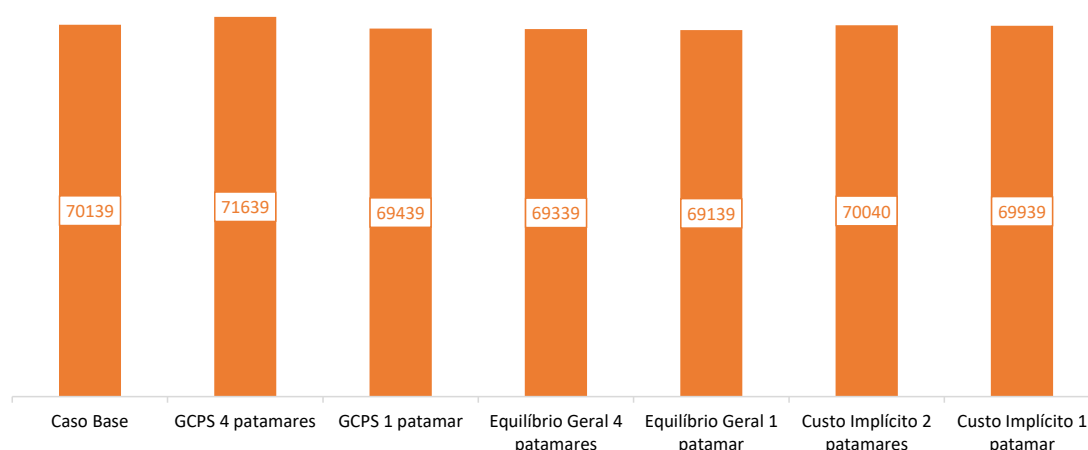
A Equação 14.2 considera o somatório da ponderação entre geração hidrelétrica (gh), geração termelétrica (gt) e CMO (cmo) para as 2.000 simulações do modelo computacional Newave (k) durante o período de 5 anos (j), discretizados mensalmente (j), e considerando os 4 submercados de energia (s). Analogamente, o mesmo equacionamento se aplica para chegar ao bloco térmico. Dessa forma, o bloco térmico é rateado entre as termelétricas de acordo com a geração simulada de cada uma, com um peso maior para os momentos em que o custo marginal de operação é mais elevado.

14.3.1 RESULTADOS

O Caso Base da presente análise é o caso de referência da revisão ordinária de GF, que entrará em vigor em 2018, cuja FCD é em patamar único com valor R\$4.650/MWh. Para a convergência entre o CMO médio ao longo dos 5 anos simulados e o CME, valorado pela EPE em R\$193/MWh, foi necessária uma carga crítica de 70.139 MW médios.

Na Figura 14-15 são apresentadas as cargas críticas de cada FCD simulada. Na Tabela 14-3 são apresentadas as variações da carga crítica em relação ao Caso Base para cada FCD. Uma variação positiva, como é o caso da FCD GCPS 4 patamares, significa que a adoção dessa função representaria um aumento da garantia física dos empreendimentos hidrelétricos e termelétricas na ordem de 1.500 MW médios, a ser rateada para cada um dos blocos.

FIGURA 14-15. CARGA CRÍTICA PARA CADA CASO SIMULADO [MW MÉDIOS].



Fonte: Thymos Energia.

TABELA 14-3. VARIAÇÃO DA CARGA CRÍTICA DOS CASOS SIMULADOS E RELAÇÃO AO CASO BASE.

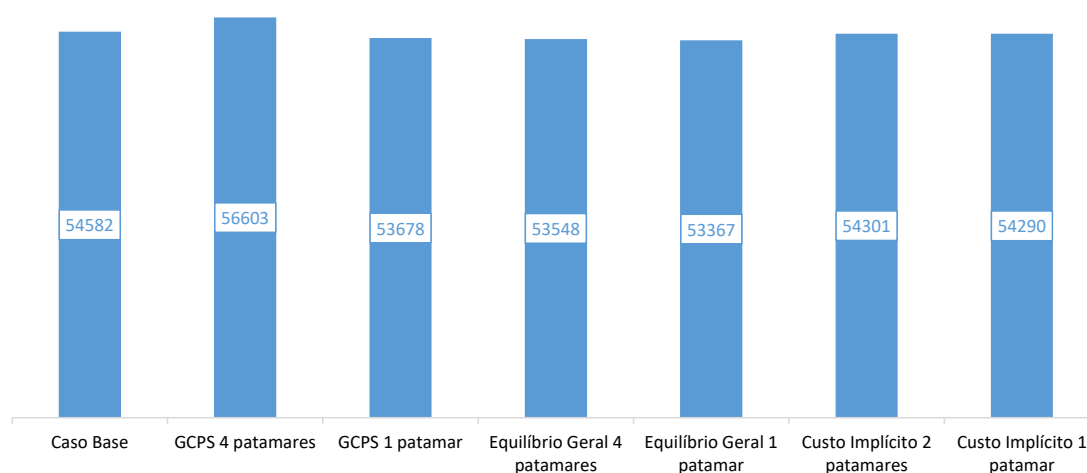
Variação da carga crítica em relação ao Caso Base		
FCD	Variação (MW médio)	Variação em %
GCPS 4 patamares	+1.500	+2.1%
GCPS 1 patamar	-700	-1.0%
Equilíbrio Geral 4 patamares	-200	-0.3%
Equilíbrio Geral 1 patamar	-100	-0.1%
Custo Implícito 2 patamares	-1000	-1.4%
Custo Implícito 1 patamar	-800	-1.1%

Fonte: Thymos Energia.

Os resultados confirmam a lógica de que a adoção de FCDs mais avessas ao risco, com os déficits representados por um custo maior, reduz a GF total do sistema. Essa redução, porém, não passa de 1,4% da carga crítica do Caso Base, considerando o caso mais extremo analisado. O aumento percentual da carga crítica para o caso GCPS 4 patamares também é aproximadamente 2%. Pode-se concluir que, para as FCDs analisadas, o montante total de GF do sistema não é profundamente alterado.

Na Figura 14-16 são apresentados os valores da carga crítica rateados para o bloco hidráulico. Na Tabela 14-4 são apresentadas as variações do bloco hidráulico em relação ao Caso Base. Observa-se, com a utilização da FCD do Equilíbrio Geral, uma redução de cerca de 2% na garantia física das hidrelétricas.

FIGURA 14-16. BLOCO HIDRÁULICO PARA CASA CASO SIMULADO [MW MÉDIOS].



Fonte: Thymos Energia.

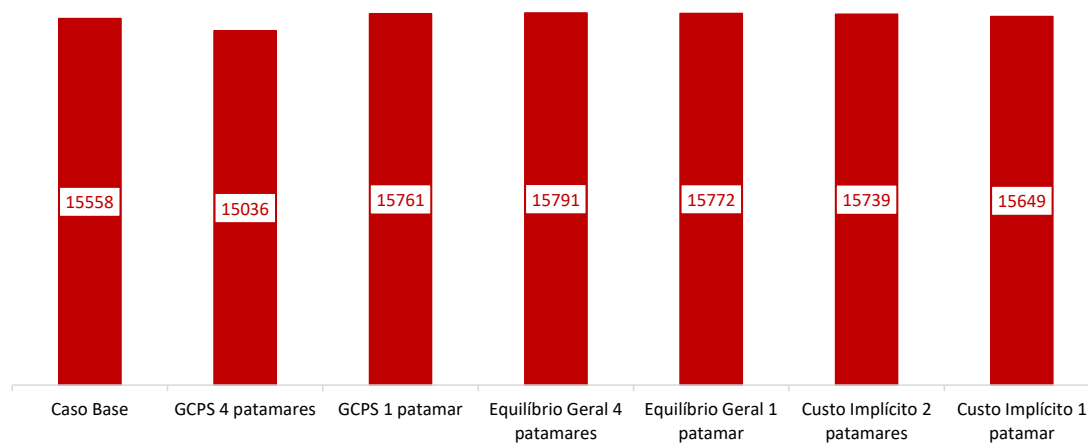
TABELA 14-4. VARIAÇÃO DO BLOCO HIDRÁULICO DOS CASOS SIMULADOS E RELAÇÃO AO CASO BASE.

Variação da carga crítica em relação ao Caso Base		
FCD	Variação (MW médio)	Variação em %
GCPS 4 patamares	+2.022	+3.7%
GCPS 1 patamar	-904	-1.7%
Equilíbrio Geral 4 patamares	-1.034	-1.9%
Equilíbrio Geral 1 patamar	-1.215	-2.2%
Custo Implícito 2 patamares	-281	-0.5%
Custo Implícito 1 patamar	-292	-0.5%

Fonte: Thymos Energia.

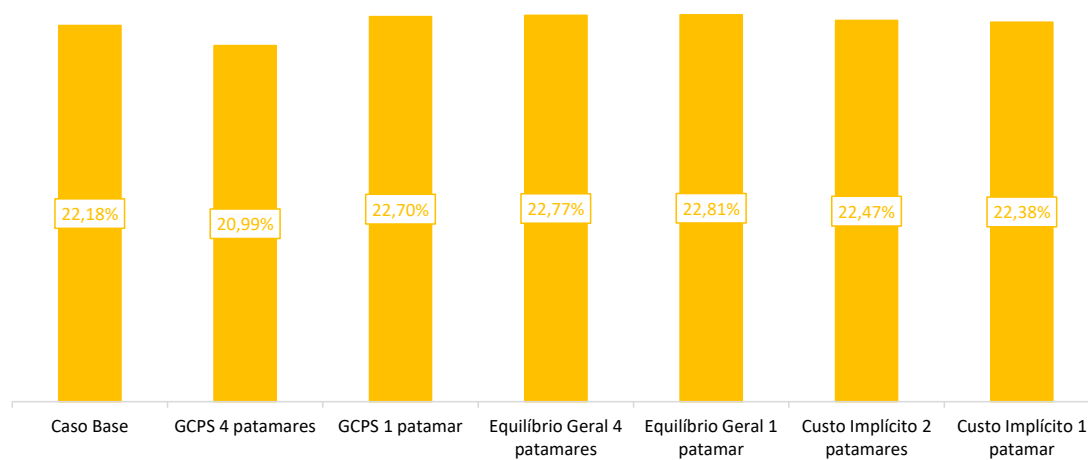
Nas Figuras 14-17 e 14-18 são apresentados os valores da carga crítica rateados para o bloco térmico e a sua participação em relação à carga crítica. Na Tabela 14-5 são apresentadas as variações do bloco hidráulico em relação ao Caso Base.

FIGURA 14-17. BLOCO TÉRMICO PARA CASA CASO SIMULADO [MW MÉDIOS].



Fonte: Thymos Energia.

FIGURA 14-18. PARTICIPAÇÃO DO BLOCO TÉRMICO PARA CASA CASO SIMULADO EM RELAÇÃO A CARGA CRÍTICA.



Fonte: Thymos Energia.

TABELA 14-5. VARIAÇÃO DO BLOCO TÉRMICO DOS CASOS SIMULADOS E RELAÇÃO AO CASO BASE.

Variação da carga crítica em relação ao Caso Base		
FCD	Variação (MW médio)	Variação em %
GCPS 4 patamares	-522	-3.4%
GCPS 1 patamar	+204	+1.3%
Equilíbrio Geral 4 patamares	+234	+1.5%
Equilíbrio Geral 1 patamar	+215	+1.4%
Custo Implícito 2 patamares	+181	+1.2%
Custo Implícito 1 patamar	+92	+0.6%

Fonte: Thymos Energia.

Observa-se pelos resultados apresentados que, quanto mais avessa ao risco a FCD, maior é a participação percentual do bloco térmico em relação à carga crítica. Isso ocorre porque o modelo computacional evitará ao máximo os cenários de déficit na operação ótima fazendo-se uso da geração termoeletrica. O modelo efetuará um despacho térmico preventivo maior para armazenar mais água nos reservatórios, representando um maior volume de geração térmica na média dos resultados.

O oposto ocorre no caso GCPS 4 patamares. Como o primeiro patamar de déficit (corte de até 5% da carga) representa um custo inferior a algumas usinas termelétricas mais caras, o modelo priorizará o déficit ao despacho dessas usinas, visando minimizar os custos para o sistema. Além disso, como a aversão ao risco de déficit é inferior em relação às outras funções testadas, a necessidade de despacho térmico preventivo para reduzir o deplecionamento dos reservatórios é inferior, o que resulta em volumes maiores de geração hidrelétrica.

14.4 Conclusões

Os resultados apresentados neste capítulo indicam que há uma ampla gama de consequências pela adoção de uma FCD distinta da atual. Um ponto essencial no processo de decisão da função a ser adotada é a similaridade da operação simulada no modelo com a realizada pelo Operador do Sistema. Não adianta fazer uso de uma FCD que induza a uma operação ótima do modelo muito distinta daquela que seria realizado pelo Operador do Sistema. Este fato pode gerar grandes distorções, inclusive no próprio CMO, e consequentemente no PLD, que seria formado por um despacho termoeletrico muito distinto do real. Tais distorções resultam em ineficiências que afastam o sistema do custo mínimo de operação e enfraquecem os incentivos econômicos.

Outro ponto relevante na decisão de se adotar uma FCD é o benefício sistêmico é o seu custo benefício gerado pela mesma. Para isso, a comparação entre a confiabilidade (segurança) e custo de operação do sistema, são itens relevante a serem analisado. Por mais que essa decisão não seja trivial e nem binária, a

avaliação do comportamento da FCD em um passado recente (backtest) é de extrema relevância para mensurar seus possíveis impactos na operação do sistema.

Em relação aos resultados obtidos na simulação da operação do sistema de 2012 a 2016 (backtest), considerando o binômio custo de operação x armazenamento no final do período de análise (dezembro de 2016), o desempenho da atual FCD de patamar único foi bem razoável, sendo superada em termos de armazenamento apenas pelas funções Equilíbrio Geral, GCPS e Custo Implícito de patamar único. Porém os custos operativos das duas primeiras (Equilíbrio Geral e GCPS) foram razoavelmente elevados, pois são funções mais avessas ao risco e ocasionam um maior despacho termoeletrico. A metodologia do Custo Implícito de patamar único, associado ao CVaR, também apresentou uma relação custo-benefício interessante. Além disso, esses mesmos resultados mostraram uma superioridade das FCDs de patamar único em relação às demais para o período de teste utilizado considerando o binômico custo x segurança.

Em termos de volatilidade semanal do CMO e PLD para o período simulado (2012 a 2016), foi observado que em termos de média e mediana, as FCDs possuem comportamentos muito similares, exceto para a FCD Custo Implícito 1 e 2 patamares sem CVaR. Com relação ao desvio padrão das diferenças semanais de PLD e CMO, a FCD mais conservadora, isto é mais avessa ao risco, forma a que apresentaram maior volatilidade do PLD, como é o caso do Equilíbrio Geral 1 patamar.

Os resultados das simulações indicaram também a necessidade de se estudar de forma mais profunda utilização de dois ou mais critérios de aversão ao risco de suprimento nos modelos computacionais, como por exemplo FCD e CVaR, ou FDC e Superfície de Aversão ao Risco - SAR. Conforme pode ser observado, ao se desconsiderar o CVaR, mantendo apenas a FCD como critério de aversão ao risco, houve um impacto significativo nos níveis de armazenamento, reduzidos de forma perigosa. Dessa forma, pode-se concluir que o CVaR possui um peso significativo na modelagem da aversão ao risco da operação.

Com relação à revisão de GF, resultados indicam que a adoção de FCDs mais avessas ao risco, reduzem a GF total do sistema, como era esperado. Essa redução, é da ordem de até 1,4% da carga crítica em relação ao Caso Base, caso de referência da revisão ordinária de GF, que entrará em vigor em 2018, cuja FCD é em patamar único com valor R\$4.650/MWh. O maior impacto ocorre nas hidrelétricas, onde o bloco hidráulico pode sofrer uma redução de até 2,2% em relação ao Caso Base com a utilização da FCD do Equilíbrio Geral. As termelétricas seriam beneficiadas, o bloco térmico pode sofrer uma elevação de até 1,5% em relação ao Caso Base. As FCD Custo Implícito 1 e 2 patamares foram as que apresentaram menores variações de carga crítica, bloco hidráulico e bloco térmico em relação ao Caso Base.

15. CONCLUSÃO

O presente estudo de P&D se propôs a oferecer e testar aperfeiçoamentos metodológicos capazes de refletir com maior propriedade o verdadeiro impacto da escassez de energia elétrica considerando a heterogeneidade dos consumidores em cenários de déficit.

Primeiro foi feita a atualização do modelo atualmente em vigor, proposta pelo GCPS em 1988. O modelo foi atualizado com dados mais recentes do sistema de Contas Nacionais do Brasil (matriz insumo-produto de 2010 e Tabela de Recursos e Usos de 2013), incluindo também modificações na tarifa de energia e na sistemática para obtenção dos custos setoriais.

Em seguida, foi calculado o custo do déficit a partir de um modelo de Equilíbrio Geral Computável. Apesar de representar a realidade de forma bastante simplificada, o modelo é extremamente tratável e apresenta resultados bastante robustos (resultados aderentes aos dados).

Depois, foi realizada uma pesquisa direta aos consumidores finais de energia elétrica, incluindo consumidores residenciais, comerciais e industriais. A pesquisa visou investigar a percepção das diferentes classes de consumo quanto aos impactos socioeconômicos de um racionamento de energia. O uso da pesquisa direta busca identificar a percepção dos diferentes tipos de consumidores sobre determinados cenários de restrição na oferta de energia elétrica. O objetivo foi descobrir o valor monetário que teria efeito similar (ou compensatório) no bem-estar dos consumidores de um modo geral.

Em seguida, foi proposta uma metodologia para estimar o custo de déficit implícito. O objetivo do estudo foi construir uma função de penalização do déficit que pode ter n patamares, sendo o primeiro patamar da função de penalização do déficit proveniente ou não do estudo econômico.

Para avaliar as metodologias propostas, foram definidos alguns critérios de comparação a fim de considerar a diferença entre os modelos e medir as principais características e fragilidades de cada um: representatividade dos custos sociais, premissas, robustez – estabilidade, reprodutibilidade e complexidade. Observou-se que cada modelo é capaz de endereçar melhor determinada necessidade.

Por fim, foram estimados os efeitos das funções custo do déficit propostas nos modelos computacionais do setor elétrico (NEWAVE).

Espera-se que os resultados apresentados permitam aprimorar os sinais econômicos necessários ao planejamento da operação e da expansão do sistema elétrico, podendo oferecer ainda subsídios para uma política de gestão de cortes e o desenvolvimento de mecanismos regulatórios e contratuais capazes de contribuir para a melhor alocação de recursos energéticos em momentos de escassez, com ganhos para a economia como um todo. De modo geral, estes resultados representam formas alternativas para substituir o uso da eletricidade na produção e no consumo.

ANEXO I

Tabela dos Setores Econômicos que determinaram os patamares de déficit na metodologia do GCPS 1988

Setores	$0.3 \cdot \Sigma C_j$ Critério de Corte = 30%	Patamares de Custo (US\$/MWh)
Agricultura	0,84%	137
Residencial	7,23%	161
Construção Civil	7,35%	163
Material Transporte	8,04%	180
Editorial e Gráfica	8,10%	182
Diversos Transformação	8,40%	194
Mecânica e Material Elétrico	8,70%	205
Perfumaria e Farmacêutica	9,09%	219
Química	11,40%	292
Engenharia Elétrica	12,00%	308
Diversos Serviços	12,03%	309
Produtos Alimentares	13,77%	356
Borracha	13,92%	360
Têxtil e Vestuário	15,00%	384
Transporte e Comunicações	20,76%	497
Madeira e Mobiliário	21,00%	500
Couros e Peles	21,06%	501
Metalurgia	26,37%	623
Papel e Celulose	27,15%	647
Minerais não metálicos	28,17%	679
Extrativa Mineral	29,13%	710
Serviços da Indústria e Utilidade Pública	30,00%	750

Fonte: GCPS, Comissão para Estudo do Custo do Déficit – Relatório Final

ANEXO II

Tabela dos Setores Econômicos que determinaram os patamares de déficit na metodologia do GCPS 1988, atualizada com a TRU 2013

Setores	0.3*Σ Cj Critério de Corte = 30%	Patamares de Custo (R\$/MWh)
Serviços domésticos	0,00%	259,85
Refino de petróleo e coquerias	0,02%	287,12
Atividades imobiliárias	0,08%	307,02
Construção	0,16%	311,93
Transporte aéreo	0,16%	312,98
Fabricação e refino de açúcar	0,17%	316,51
Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	0,23%	331,42
Outras atividades profissionais, científicas e técnicas	0,25%	336,18
Fabricação de equipamentos de informática, produtos eletrônicos e ópticos	0,28%	342,87
Atividades de vigilância, segurança e investigação	0,29%	345,14
Transporte aquaviário	0,30%	348,11
Manutenção, reparação e instalação de máquinas e equipamentos	0,32%	357,55
Aluguéis não-imobiliários e gestão de ativos de propriedade intelectual	0,34%	364,68
Confecção de artefatos do vestuário e acessórios	0,38%	375,16
Fabricação de automóveis, caminhões e ônibus, exceto peças	0,48%	399,67
Desenvolvimento de sistemas e outros serviços de informação	0,53%	409,90
Intermediação financeira, seguros e previdência complementar	0,79%	444,54
Serviços de arquitetura, engenharia, testes/análises técnicas e P & D	0,83%	448,32
Transporte terrestre	1,01%	463,51
Fabricação de produtos do fumo	1,02%	464,47
Fabricação de biocombustíveis	1,04%	466,53
Atividades jurídicas, contábeis, consultoria e sedes de empresas	1,16%	476,94
Fabricação de produtos farmoquímicos e farmacêuticos	1,20%	481,98
Fabricação de máquinas e equipamentos mecânicos	1,31%	493,86
Fabricação de móveis e de produtos de indústrias diversas	1,36%	499,85
Fabricação de produtos de limpeza, cosméticos/perfumaria e higiene pessoal	1,40%	503,92
Edição e edição integrada à impressão	1,42%	506,68
Alimentação	1,60%	528,11
Abate e produtos de carne, inclusive os produtos do laticínio e da pesca	1,82%	550,84
Fabricação de outros equipamentos de transporte, exceto veículos automotores	1,87%	555,16
Fabricação de calçados e de artefatos de couro	1,91%	560,42
Administração pública, defesa e seguridade social	2,66%	624,67
Impressão e reprodução de gravações	2,69%	626,29
Saúde privada	2,88%	639,17

Setores	0.3*Σ Cj Critério de Corte = 30%	Patamares de Custo (R\$/MWh)
Educação pública	3,21%	658,09
Atividades de televisão, rádio, cinema e gravação/edição de som e imagem	3,26%	661,04
Armazenamento, atividades auxiliares dos transportes e correio	3,39%	668,88
Residencial	10,37%	806,69
Saúde pública	10,57%	808,07
Fabricação de máquinas e equipamentos elétricos	10,67%	808,78
Telecomunicações	10,90%	810,56
Fabricação de bebidas	11,00%	811,59
Fabricação de defensivos, desinfetantes, tintas e químicos diversos	11,11%	814,07
Fabricação de produtos de metal, exceto máquinas e equipamentos	11,28%	818,00
Produção florestal; pesca e aquicultura	11,33%	819,31
Outros produtos alimentares	11,78%	830,90
Extração de minério de ferro, inclusive beneficiamentos e a aglomeração	11,95%	837,38
Comércio por atacado e varejo	14,19%	908,12
Fabricação de peças e acessórios para veículos automotores	14,40%	914,48
Atividades artísticas, criativas e de espetáculos	14,49%	918,26
Organizações associativas e outros serviços pessoais	14,89%	936,84
Educação privada	15,16%	950,21
Outras atividades administrativas e serviços complementares	15,81%	986,98
Fabricação de produtos de borracha e de material plástico	16,16%	1005,36
Fabricação de produtos da madeira	16,26%	1012,12
Agricultura, inclusive o apoio à agricultura e a pós-colheita	17,44%	1092,99
Extração de minerais metálicos não-ferrosos, inclusive beneficiamentos	17,49%	1096,57
Fabricação de celulose, papel e produtos de papel	17,83%	1124,10
Pecuária, inclusive o apoio à pecuária	18,45%	1175,03
Fabricação de produtos têxteis	18,72%	1198,92
Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos	18,84%	1209,08
Fabricação de químicos orgânicos e inorgânicos, resinas e elastômeros	19,61%	1279,20
Produção de ferro-gusa/ferroligas, siderurgia e tubos de aço sem costura	20,25%	1334,07
Alojamento	20,40%	1348,85
Fabricação de produtos de minerais não-metálicos	21,01%	1408,33
Metalurgia de metais não-ferrosos e a fundição de metais	21,43%	1457,40
Água, esgoto e gestão de resíduos	21,90%	1511,70
Energia elétrica, gás natural e outras utilidades	30,00%	6519,93

Fonte: FGV/CERI

ANEXO III

Tabela dos Setores Econômicos que determinaram os patamares de déficit na metodologia do GCPS 1988, atualizada com a TRU 2013 e sem incluir a proporção do consumo energético no Zi

Setores	0.3* Σ Cj	Patamares de Custo (R\$/MWh)
Residencial	6,97%	460,59
Comércio por atacado e varejo	9,21%	666,29
Administração pública, defesa e seguridade social	9,96%	756,70
Construção	10,04%	765,60
Atividades imobiliárias	10,09%	775,03
Intermediação financeira, seguros e previdência complementar	10,35%	818,66
Refino de petróleo e coquerias	10,37%	823,60
Transporte terrestre	10,55%	873,20
Agricultura, inclusive o apoio à agricultura e a pós-colheita	11,72%	1192,40
Educação pública	12,05%	1274,70
Outros produtos alimentares	12,49%	1397,62
Abate e produtos de carne, inclusive os produtos do laticínio e da pesca	12,70%	1460,69
Fabricação de automóveis, caminhões e ônibus, exceto peças	12,80%	1492,26
Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	12,86%	1508,67
Alimentação	13,04%	1566,04
Outras atividades administrativas e serviços complementares	13,70%	1767,40
Energia elétrica, gás natural e outras utilidades	21,79%	3280,19
Atividades jurídicas, contábeis, consultoria e sedes de empresas	21,91%	3297,12
Telecomunicações	22,14%	3330,90
Saúde privada	22,33%	3360,60
Saúde pública	22,54%	3395,05
Fabricação de máquinas e equipamentos mecânicos	22,65%	3416,82
Organizações associativas e outros serviços pessoais	23,05%	3495,60
Fabricação de químicos orgânicos e inorgânicos, resinas e elastômeros	23,81%	3653,27
Pecuária, inclusive o apoio à pecuária	24,43%	3789,22
Produção de ferro-gusa/ferroligas, siderurgia e tubos de aço sem costura	25,08%	3947,34
Desenvolvimento de sistemas e outros serviços de informação	25,14%	3960,95
Armazenamento, atividades auxiliares dos transportes e correio	25,27%	3995,01
Fabricação de produtos de borracha e de material plástico	25,62%	4085,31
Fabricação de produtos de metal, exceto máquinas e equipamentos	25,79%	4131,96
Fabricação de peças e acessórios para veículos automotores	26,01%	4193,84

Setores	0.3*Σ Cj	Patamares de Custo (R\$/MWh)
Fabricação de equipamentos de informática, produtos eletrônicos e ópticos	26,03%	4202,01
Fabricação de produtos de minerais não-metálicos	26,65%	4378,92
Educação privada	26,92%	4458,61
Outras atividades profissionais, científicas e técnicas	26,94%	4465,62
Extração de minério de ferro, inclusive beneficiamentos e a aglomeração	27,12%	4522,74
Fabricação de máquinas e equipamentos elétricos	27,22%	4559,27
Serviços de arquitetura, engenharia, testes/análises técnicas e P & D	27,26%	4574,68
Fabricação de móveis e de produtos de indústrias diversas	27,32%	4597,12
Fabricação de celulose, papel e produtos de papel	27,66%	4731,02
Fabricação de defensivos, desinfestantes, tintas e químicos diversos	27,77%	4778,08
Fabricação de bebidas	27,87%	4817,50
Confecção de artefatos do vestuário e acessórios	27,90%	4831,14
Água, esgoto e gestão de resíduos	28,37%	5052,30
Manutenção, reparação e instalação de máquinas e equipamentos	28,40%	5064,56
Serviços domésticos	28,40%	5064,56
Fabricação e refino de açúcar	28,41%	5070,77
Fabricação de produtos farmoquímicos e farmacêuticos	28,45%	5092,81
Metalurgia de metais não-ferrosos e a fundição de metais	28,86%	5315,10
Fabricação de produtos têxteis	29,14%	5469,15
Aluguéis não-imobiliários e gestão de ativos de propriedade intelectual	29,16%	5481,83
Fabricação de outros equipamentos de transporte, exceto veículos automotores	29,20%	5510,34
Atividades de televisão, rádio, cinema e gravação/edição de som e imagem	29,25%	5546,92
Fabricação de calçados e de artefatos de couro	29,30%	5579,29
Fabricação de produtos de limpeza, cosméticos/perfumaria e higiene pessoal	29,33%	5605,32
Transporte aéreo	29,34%	5610,30
Atividades de vigilância, segurança e investigação	29,35%	5619,53
Fabricação de biocombustíveis	29,37%	5638,98
Atividades artísticas, criativas e de espetáculos	29,46%	5720,83
Produção florestal; pesca e aquicultura	29,51%	5774,90
Fabricação de produtos da madeira	29,62%	5893,79
Edição e edição integrada à impressão	29,64%	5922,92
Alojamento	29,79%	6131,64
Impressão e reprodução de gravações	29,81%	6167,39
Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos	29,93%	6343,55
Transporte aquaviário	29,94%	6357,62
Fabricação de produtos do fumo	29,95%	6378,27
Extração de minerais metálicos não-ferrosos, inclusive beneficiamentos	30,00%	6519,93

Fonte: FGV/CERI

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACERBI, C.; TASCHE, D.; Expected Shortfall: a natural coherent alternative to Value at Risk", *arXiv*, May 2001.

A. L. Diniz and M. E. P. Maceira. A four-dimensional model of hydro generation for the short-term hydro-thermal dispatch problem considering head and spillage effects. *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, pp. 1298-1308, 2008.

ANEEL. Resolução nº 222, 1999.

ANEEL Metodologia para Cálculo do Parâmetro "Custo do Déficit de Energia Elétrica" utilizado nos Programas Computacionais de Otimização Eletroenergética. Nota Técnica. 2001.

ANEEL. Nota Técnica no 41/2003-SEM/SRG/SRC/ANEEL, 2003.

ANEEL. Resolução Nº 686, 2003.

ANEEL. Resolução nº 682, 2003.

ANEEL. Nota Técnica no 118/2003-SEM/ANEEL, 2003.

ANEEL. Nota Técnica no 41/2003-SEM/SRG/SRC/ANEEL, 2003.

ANEEL. Chamada nº 002/2008. Projeto estratégico: "Metodologia de Elaboração da Função de Custo do Déficit", 2014.

ARAÚJO, J. L. e GHIRARDI, A. Substituição de derivados de petróleo no Brasil: questões urgentes. *Pesq. Plan. Econ.* 16 (3), Rio de Janeiro, dezembro 1986.

Arrow, K., Solow, R., Portney P. R., Leamer, E.E., Radner, R. Schuman, H. Report of the NOAA Panel on Contingent Valuation. January 11, 1993. Disponível em http://www.economia.unimib.it/DATA/moduli/7_6067/materiale/noaa%20report.pdf

Avila, P., Bezerra, B., Barroso, L.A., Granville, S., Pereira, M.V., Araújo, V., Domingues, D. Cálculo da Garantia Física Total do Sistema Considerando Restrições de Aversão ao Risco na Política Operativa. XXII SNPTTE, Outubro de 2013, Brasília, DF, 2013.

Berkeley National Laboratory, "Estimated Value of Service Reliability for Electric Utility Customers in the US, 2009.

Bezerra, B., Barroso, L.A., Brito, M., Porrua, F., Flach, B., Pereira, M.V.F., “Measuring the Hydroelectric Regularization Capacity of the Brazilian Hydrothermal System”, IEEE General Meeting, Mineápolis, Estados Unidos, 2010.

Brasil, Ministério da Casa Civil, Lei 10.048, 15 de março de 2004.

Brasil, Ministério das Minas e Energia, Portaria nº 258, 2008.

CÂMARA DE GESTÃO DA CRISE DE ENERGIA ELÉTRICA – GCE. Resolução Nº 10. 16 de dezembro de 2003.

Carpio, R.G. Marco Normativo del Sector Electrico en el Peru, Maestria de Regulacion de Servicios Publicos – Universidad Catolica del Peru – OSINERGMIN, apresentação ao GESEL-UFRJ, 2009.

CEER, Council of European Energy Regulators. Guidelines of Good Practice on Estimation of Costs due to Electricity Interruptions and Voltage Disturbances. Ref.C10-EQS-41-03. 2010.

Centolella, Paul. Estimates of the Value of Uninterrupted Service for the MidWest Independent System Operator, Harvard Kennedy School, 2010.

Centolella, P., Farber-DeAnda, M., Greening, LA , Kim T. Estimates of the value of uninterrupted service for the mid-west independent system operator. Carmel, IN: Midwest ISO. 2006.

CNPE. Resolução número 07, 2007.

CNPE. Resolução número 08, 2007.

CNPE. Resolução número 09, 2008

CNPE. Resolução número 13, 2013.

CEPEL. Eletrobras *Manual de Referência – Modelo Newave*, 2000.

CEPEL. Custo do Deficit de Energia: Metodologia de Cálculo, 2001.

Cochrane, J. Asset Pricing, Princeton University Press, 2005.

CPAMP, Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico. Relatório Técnico – Desenvolvimento, implementação e testes de validação da metodologia para internalização do mecanismo de aversão ao risco CVaR no programa computacional DECOMP para estudos energéticos e formação de preço. Brasília, 2013

Companhia Hidroelétrica do São Francisco – CHESF, Diretoria de Engenharia. Comportamento do Mercado Consumidor de Energia Elétrica em face do Racionamento, 1988.

COSTA, J.P., SHAPIRO, A., TEKAYA, W. Multistage energy planning - risk neutral and risk averse approaches. XII SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Rio de Janeiro-RJ, maio de 2012.

Da Costa Jr, “Representação de restrições de aversão a risco de CVaR em Programação Dinâmica Dual Estocástica com aplicação ao planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos”, Tese de Doutorado, Rio de Janeiro, UFRJ/COPPE, 2013

D □ ARAUJO, R. P (2004). Custo do Déficit - esse assunto interessa a todos!. *ILUMINA: CANAL ENERGIA*. 15/09/2004. Disponível em <http://www.canalenergia.com.br> - Artigos.

De Nooij, M. Lieshout, R. Koopmans, C. Optimal Blackouts: Empirical results on reducing the social cost of electricity outages through eficiente regional rationing. *Energy Economics* 31, 2009.

De Nooij, Koopmans, C. Bijvoet, C. The Value of supply security - The costs of power interruptions: Economic input for damage reduction and investment in networks, *Energy Economics* 29, 2007.

Desvousges, William H., F. Reed Johnson, Richard W. Dunford, Kevin J. Boyle, Sara P. Hudson, and K. Nicole Wilson; Measuring Natural Resource Damages with Contingent Valuation: Tests of Validity and Reliability. *Cambridge Economics, Inc., Symposium, Contingent Valuation: A Critical Assessment*; Washington, D.C., April 1992.

Diamond, P.A., and J.A. Hausman; On Contingent Valuation Measurement of Nonuse Values. *Cambridge Economics, Inc. Symposium, Contingent Valuation: A Critical Assessment*. Washington, D.C., April 1992.

DINIZ, A.L., TCHEOU, M.P., MACIEIRA, M.E.P. Uma Abordagem Direta para Consideração do CVaR no Problema de Planejamento da Operação Hidrotérmica. XII SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica. Rio de Janeiro, maio de 2012.

Dutra, J. Gonçalves, E. Sanches, A. Valoração do Custo de Escassez de Energia Elétrica e Gestão de Riscos, *Revista Eletroevolução*. Setembro de 2014.

Eletrobrás. Comissão para estudo do custo do déficit - Relatório Final. Grupo Coordenador do Planejamento do Setor Elétrico - GCPS. Rio de Janeiro, 1988.

Electricity Authority – Hiko, T.M. Investigation into the value of lost load in New Zealand: Report on methodology and key findings. 2013.

EPRI. Cost-Benefit Analysis of Power System Reliability: Determination of Interruption Cost. *Projects 2878-1, Vols 1, 2 & 3*. 1990.

Eua-Arpon, B., & Bisarnbutra, S. Customer Interruption Cost and Results: *Proceedings PMAFS'97*. Vancouver, Canada, 1997.

ERCOT. Value of Lost Load Literature Review and Macroeconomic Analysis Prepared for ERCOT by London Economics International LLC. 2013.

GCE. Resolução nº 8, 2001.

GCE. Resolução nº 109, 2002

GUIMARAES, A. R.; PEREIRA, M. V.; ROSENBLATT, J.; BARROSO, L. A.; FARIA, E. T.; KELMAN, R. Estratégia de Contratação das Distribuidoras sob Incerteza de Demanda em Leilões de Energia. In: XVII SNPTEE, 2005, Curitiba. XVII SNPTEE, 2005.

Growitsch, C. Malischek, R. Nick, S. Wetzel, H. The Costs of Power Interruptions in Germany – an assessment in the Light of the Energiewende. Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI), working paper, 2013.

Grupo Neoenergia. Proposta de política pública para Conversão de Redes Aéreas em Subterrâneas – Projeto de P&D. 2015.

Hamilton, J.D. Time Series Analysis, Princeton University Press, 1994.

Hanemann, M. Welfare Evaluations in Contingent Valuation Experiments with Discrete Responses, *American Journal of Agricultural Economics*, 66, 332-341. 1984.

Hanemann, M. Willingness to Pay and Willingness to Accept: How much can they differ? *American Economic Review*, 81. 1991.

Harrison, G.W. List, J. Field Experiments, *Journal of Economic Literature*, Vol 42, nº 4, 2004.

Hartman, R. Doane, M. J. Woo, C. Consumer Rationality and the Status Quo, *The Quarterly Journal of Economics*, Fevereiro de 1991.

Hermann, J. Auge e declínio do modelo de crescimento com endividamento: o II PND e a crise externa (1974-1984). *Economia Brasileira Contemporânea (1924-2004)*, Rio de Janeiro, Campus, 2005.

Instituto Acende Brasil. Qualidade no fornecimento de energia elétrica: Confiabilidade, conformidade e prestação. *White Paper 14*, 36 p. São Paulo, 2014.

Jehle, G., Reny, P. Advanced Microeconomic Theory, 2 edição, Addison Wesley. 2001.

J. M. Arroyo and F. D. Galiana, Energy and reserve pricing in security and network-constrained electricity markets. *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 2, pp. 634-643. 2005.

JORION, P. Value at Risk. New York, NY [u.a.], McGraw Hill, 2000.

Jorion, P. Value at Risk – the new benchmarking for managing financial risk, 3rd edition, McGraw-Hill. 2006.

Kahneman, Daniel, and Jack Knetsch; "Valuing Public Goods: The Purchase of Moral Satisfaction;" 22 JEEB 57-70; 1992.

Kelman R, Bezerra BV, Rosenblatt J, Pereira M, Pinto A, Barroso L. Uma metodologia para estimar a probabilidade de se decretar um racionamento. XIX SNPTEE, Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Florianópolis, SC, outubro de 2007.

Leahy, E. Tol, R.S.J. An estimate of the value of lost load for Ireland, *Energy Policy* 39. 2011

Lima, J. L. Políticas de governo e desenvolvimento do setor de energia elétrica: do código de águas à crise dos anos 80 (1934-1984). *Memória da Eletricidade*. Rio de Janeiro, 1995.

London Economics, Estimating Value of Lost Load (VoLL). 2011

London Economics International LLC. Estimating the value of lost load: Briefing paper prepared for the ERCOT. 2013.

LOUREIRO, P.G.C. Custo Marginal do Déficit de Energia Elétrica: Histórico, avaliação e proposta de uma nova metodologia. Dissertação de mestrado, UFRJ/COPPE. Rio de Janeiro, 2009.

Lucas, Robert E., Jr. Econometric Policy Evaluation: A Critique. In: Brunner, K; Meltzer, A. The Phillips Curve and Labor Markets. *Carnegie-Rochester Conference Series on Public Policy*. Amsterdam, 1976.

Lupaca, W. D. A. Desafios e Oportunidades da Geração Eólica e Termelétrica a Gás Natural no Sistema Elétrico Peruano. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo. 2012.

Månsson, A. Johansson, B. Nilsson, L.J. Assessing energy security: An overview of commonly used methodologies. *Energy* 73. 2014.

Mankiw, N.G. Introdução à Economia. Campus. 1999.

Mas-Collel, Andreu; Whinston, Michael D.; Green, Jerry R. Microeconomic Theory. Oxford University Press. New York, NY, 1995.

MATOS, V.L., FINARDI, E.C., LARROYD, P.V. Uma Medida Coerente de Risco como Métrica para o Planejamento Anual da Operação Energética. XII SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Rio de Janeiro, maio de 2012.

Mercurio, M., Sullivan, M., & Schellenberg, J. Estimated Value of Service Reliability for Electric Utility Customers in the United States. Berkeley, California: Lawrence Berkeley National Laboratory. 2009.

M.V.F. Pereira and L.M.V.G. Pinto. Stochastic Optimization of Multireservoir Hydroelectric System – a Decomposition Approach. *Water Resource Research*, Vol 21, No 6. 1985.

Nascentes, J.C.M. Influência do Custo de Déficit de Energia nos Preços Spot de Energia Elétrica no Brasil. Dissertação de Mestrado. Campinas, 2002.

Negro, MD. Eusepi, S. Giannoni, M. Sbordone, A. Cocci, M. Hasegawa, R. Linder, MH. The FRBNY DSGE Model. *sttaf report n° 647*. 2013.

NOAA, Report of the NOAA Panel on Contingent Valuation. 1993.

NOGUEIRA, J. M., MEDEIROS, M. A. Valoração Econômica do Meio Ambiente: Aspectos Teóricos e Operacionais. *50ª Reunião Anual da Sociedade Brasileira para o Progresso da Ciência (SBPC)*. 1998.

OFGEM & DECC. Estimating Value of Lost Load (VoLL). 2011.

OSINERGMIN, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. Estimación del Costo de Racionamiento para el Sector Eléctrico Peruano. Lima, Peru. 2012.

Pandey, M. Service Reliability Worth Assessment of the Nepal Electric Power System. *Canada: Tecnic Report*, University of Saskatchewan, Department of Electrical Engineering. 1997.

Paixão, L.E., Memórias do Projeto RE-SEB: a história da concepção da nova ordem institucional do setor elétrico brasileiro. Massao Editor. São Paulo, 2000.

PSR. Application of Stochastic Dual DP and Extensions to Hydrothermal Scheduling – PSR TR 012/99 – disponível em <http://www.psr-inc.com>.

Quiñones, M. P. Metodologia para o Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos em Mercado Elétrico Competitivo. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, UNESP. 2012.

RAMOS, D. S., CASTRO, R., KAMIMURA, A. Planejamento Indicativo: Uma Proposta para Discussão. CIER. Quito, 1988.

Rego, E.E. Principais condicionantes das alterações do modelo de comercialização de energia elétrica: retrospectiva e análise crítica. Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo. São Paulo, 2007.

ROCKAFELLAR, R. T., URYASEV, S., Optimization of Conditional Value-at-Risk, *Journal of Risk*, v. 2, pp. 21-41, 2000.

ROSSMAN, L. A. Reliability-constrained dynamic programming and randomized release rules in reservoir management, *Water Resources Research*, v. 2, n. 13, pp. 247-255. 1977.

Sanches, Amanda. Gestão de Riscos na Cadeia de Suprimentos e Valoração do custo da escassez de energia elétrica: modelos e uma proposta de implementação para o Brasil, Dissertação de Mestrado, EPGE-FGV. 2014.

Sanghvi, P. Arun. Economic Costs of Electricity Supply Interruptions, US and foreign experiences. 1982.

Schneider, F. Reichl, J., Schmidthaler, M. The value of supply security: The costs of power outages to austrian households, firms and the public sector. *Energy Economics*. 2013.

SHAPIRO, A., DENTCHEVA, D., RUSZCZYNSKI, A., Lectures on Stochastic Programming. Philadelphia, PA, Society for Industrial and Applied Mathematics. 2009.

Siddiqui, R. Jalil, HH. Nasir, M. Malik, WS. Khalid, M. The cost of unserved energy: evidence from selected industrial cities of Pakistan. *The Pakistan Development Review*, pp. 227- 246. 2008.

Silva, B.G. Evolução do Setor Elétrico Brasileiro no contexto econômico nacional: uma análise histórica e econométrica de longo prazo. Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo. São Paulo, 2011.

Stahler, N. Thomas, C. FIMOD – A DSGE MODEL FOR FISCAL POLICY SIMULATIONS, Banco de España, *Documentos de Trabajo* n° 1110. 2011.

S. Takriti, B. Krasenbrink, and L. S.-Y. Wu. Incorporating fuel constraints and electricity spot prices into the stochastic unit commitment problem. *Operations Research*, vol. 48, No 2. Mar-Apr 2000.

Stedinger, J. R., B. F. Sule, D. P. Loucks, Stochastic Dynamic Programming Models for Reservoir Operation Optimization, *Water Resources Research*, 20(11), pp.1499-1505. 1984.

Sullivan, M, Schallenberg, BNL. Estimated Value of Service Reliability for Electric Utility Customers in the US. 2009.

Sullivan, M J, Schellenberg, J & Blundell, M. Updated Value of Service Reliability Estimates for Electric Utility Customers in the United States, BNL – Berkeley National Laboratory. 2015.

Tehada-Guibert, J.A., Johnson, S. A., Stedinger, J. R. The value of hydrologic information in Stochastic dynamic programming models of a multi-reservoir system. *Water Resources Research* 31(10), pp. 2571-2579. 1995.

Tollefson, G., Billinton, R., Wacker, G., Chan, E., & Aweya, J. A Canadian Customer Survey to Assess Power System Reliability Worth. *IEEE Trans. on Power Systems*, 9(1). 1994.

UNIS, ESTUDIO DE COSTOS DE RACIONAMIENTO DE ELECTRICIDAD Y GAS NATURAL. 2004.

UPME – Unidad de Planeacion Minero Energetica. Estudios de Costos de Racionamiento de Electricidad Y Gas Natural. Republica de Colombia, 2004.

UPME – Unidad de Planeación Minero Energética. Metodología para la determinación de la curva de costos mínimos de racionamiento – Informe Final, metodología elaborada por la consultoría Econometría. República de Colombia, 1997.

Varian, H. *Microeconomic Analysis*, 3ª edição, W. W. Norton & Co, 1992.

Varian, H. *Microeconomia: Princípios Básicos*, Editora Campus, 2006.

Varian, H. *Microeconomia: Uma abordagem Moderna*, 8ª edição, Campus Elsevier. 2012.

Wacker, G., Wojczynski, E., & Billinton, R. Interruption Cost Methodology and Results - A Canadian Residential Survey. *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, PAS-102(10). 1983.

Wenzel, L. Wolf, A. Welfare implications of power rationing: an application to Germany, Hamburg Institute of International Economics. 2014.

W. Hogan, W. On an “Energy Only” Electricity Market Design For Resource Adequacy. Harvard Kennedy School, 2005.

Yakowitz, S. Dynamic programming applications in water resources. *Water Resources Research*. 18(4), 673-696. 1982.

