

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

Amanda Sanches

Accenture

Edson Daniel Lopes Gonçalves

FGV-CERI

RESUMO: Este trabalho apresenta as principais aplicações de técnicas de gestão de riscos ao estudo de interrupções em cadeias de fornecimento, tendo como motivação o caso do fornecimento de energia elétrica, assunto de extrema relevância para o Brasil. Neste sentido, o cálculo do “custo do déficit” ou perda de produção dada uma falha no fornecimento de energia elétrica - parâmetro utilizado em todo o planejamento do setor elétrico brasileiro - foi escolhido como fator relevante a ser analisado. As principais metodologias existentes para a apuração desse parâmetro são apresentadas, fazendo-se uma comparação com aquela atualmente em uso no Brasil. Adicionalmente, apresentamos uma proposta de implementação para as metodologias alternativas, utilizadas no exterior, e baseadas no conceito de VOLL (“Value of Lost Load”) - medida do valor da escassez de energia para empresas ou consumidores individuais e fundamental para o desenho de programas de gerenciamento de demanda.

Palavras-chave: Custo do déficit, setor energético, “Value of lost load”, gestão de riscos

ABSTRACT: This paper presents the main applications of risk management techniques to the study of interruptions in supply chain networks. The motivation is the case of electric energy supply, matter of extreme importance to Brazil. In this sense, the calculation of "cost of the deficit" or production loss given a failure in the supply of electricity - parameter used in all planning of the Brazilian electric sector - was chosen as a relevant factor to be analyzed. The main existing methodologies for calculating this parameter are presented making a comparison with the one currently in use in Brazil. Additionally, we present a proposal to implement alternative methodologies, used abroad, and based on the concept of VOLL ("Value of Lost Load") - value of the energy shortage for businesses or individual consumers and fundamental to the design of demand management programs.

Key-words: cost of deficit, energy sector, value of lost load, risk management

1. Introdução:

A análise de riscos e incertezas é cada vez mais relevante nos processos de decisão das empresas e, particularmente, a mitigação dos riscos operacionais verificados nas cadeias de fornecimento tem se mostrado de extrema relevância para garantir a competitividade e funcionalidade das organizações.

Com a globalização, não somente as fontes dos materiais estão cada vez mais distantes, mas também os clientes chaves das empresas estão cada vez mais espalhados ao redor do mundo. Dessa forma, as cadeias de fornecimento têm crescido cada vez mais complexas e garantir um gerenciamento adequado dos riscos envolvidos nos processos se tornou uma tarefa primordial para qualquer companhia.

Neste contexto, temos a evolução da disciplina conhecida por “Supply Chain Risk Management” (SCRM), que consiste na aplicação de conceitos quantitativos, típicos do mercado financeiro, na avaliação das perdas potenciais que uma companhia pode incorrer caso haja alguma interrupção em seu processo produtivo por causa do atraso na entrega de uma matéria-prima.

Assim, considerando as ideias apresentadas acima, e o atual momento do setor elétrico brasileiro, caracterizado por um desequilíbrio entre demanda e oferta, este artigo apresentará os principais modelos existentes para a análise e gestão do risco de interrupção de energia. Tendo em vista que a eletricidade é um bem não estocável, utilizado na produção de outros bens (insumo), sua interrupção, ou fornecimento abaixo do requerido, representa um fator de risco operacional para empresas e indústrias de diversos setores e deve ser gerenciado. Adicionalmente, esta característica de commodity não estocável requer que o equilíbrio entre oferta e demanda ocorra em tempo real, tornando a coordenação dos sistemas elétricos mais complexa.

Esta visão, no qual a energia é tratada como um insumo utilizado em todas as demais cadeias produtivas, é completamente análoga ao problema enfrentado por firmas que operam no sistema conhecido por “Just-in-Time”. Neste sistema, onde as empresas não possuem estoques, a escassez de algum insumo utilizado na produção ou o aumento rápido e excessivo no preço do mesmo constituem riscos cruciais a serem gerenciados. Em nossa realidade, por exemplo, uma possível carência no suprimento de energia poderá comprometer a capacidade de produção das firmas, afetando, de maneira geral, o

conjunto da economia através da métrica do PIB (Produto Interno Bruto).

Do ponto de vista econômico, as metodologias apresentadas constituem tentativas de estimação do chamado “custo do déficit”, ou perda de produção dada uma falha no fornecimento de energia elétrica. Sob a ótica dos consumidores residenciais de energia esta análise é igualmente relevante, dado que a eletricidade constitui insumo fundamental para diversas atividades cotidianas por parte das famílias, afetando seu bem-estar. Deste modo, será realizada uma comparação entre as metodologias de estimação amplamente utilizadas no exterior e aquela atualmente em uso no Brasil. Adicionalmente, será apresentada uma proposta de implementação para estas metodologias alternativas no Brasil, baseadas no conceito de VOLL (“Value of Lost Load”), medida do valor da escassez de energia para empresas ou consumidores individuais, e fazendo uso dos instrumentos de sondagem conjuntural providos pelo IBRE-FGV (Instituto Brasileiro de Economia). Tais estimativas são de extrema relevância para a gestão do risco “energia”, uma vez que constituem elementos fundamentais para o desenho de programas de gerenciamento de demanda. Programas desta natureza partem do princípio que, a partir do momento em que somos capazes de valorar a escassez de energia (objeto deste trabalho), somos capazes de entender a “resposta da demanda”, ou seja, como poderíamos implementar um processo de uso racional da eletricidade via incentivos monetários. Ademais, é importante ressaltar que a curva de custo do déficit já constitui uma das restrições utilizadas pelos programas de otimização responsáveis pelo despacho hidro-térmico brasileiro. Assim, estimativas mais robustas e ou complementares deste parâmetro, além das utilizações já citadas, constituem possíveis melhorias para o próprio modelo já em vigor no setor elétrico do país.

Deste modo, o trabalho encontra-se organizado da seguinte forma. Após este capítulo introdutório contendo a motivação para o estudo do gerenciamento do risco operacional em cadeias de fornecimento, em particular para o caso do fornecimento de energia, assunto de extrema relevância para o Brasil, o capítulo seguinte contém uma apresentação dos estudos prévios relativos à utilização de métodos quantitativos no Gerenciamento da Cadeia de Suprimentos. O terceiro capítulo apresenta a motivação para o estudo de caso desse trabalho – a situação atual do setor elétrico atual no Brasil e uma análise das metodologias utilizadas atualmente. O quarto capítulo apresenta uma alternativa para a análise do custo do déficit de energia no Brasil e sugestões de

possíveis extensões. Por fim, o quinto capítulo conclui o estudo.

2. Revisão da Literatura sobre Gestão de Riscos em Cadeias de Fornecimento:

Este capítulo apresenta as principais referências na literatura relativa à utilização de métodos quantitativos na Gestão de Riscos em Cadeias de Fornecimento, em diversos tipos de indústrias e considerando diferentes tipos de risco potencial. Nele são informadas as motivações, metodologias, aplicabilidade e os principais resultados encontrados pelos autores, que estimulam o uso do ferramental de finanças nesse tipo de análise. Acreditamos que tais metodologias possam ser implementadas para a gestão do risco de suprimento de energia por parte das empresas, individualmente, haja visto a analogia com o processo operativo “Just-in-Time” que apresentamos no capítulo introdutório.

Deleris, Elkins e Paté-Cornell (2004) analisam o risco de uma cadeia de fornecimento utilizando Simulação de Monte Carlo. No modelo desenvolvido, os autores identificam os fatores de risco relevantes para a interrupção de um processo produtivo, efetuando a modelagem através de processos estocásticos apropriados. Assim, o modelo de simulação proposto permite a avaliação das perdas potenciais em diversos cenários e intervalos de confiança.

Num trabalho similar, Deleris e Erhun (2005), apresentam também uma ferramenta, baseada na simulação de Monte Carlo, para avaliar as incertezas na rede de fornecimento de uma companhia fictícia que opera uma rede global de fornecimento. Neste artigo, a empresa em questão trabalha com um nível de referência (“benchmark”) para as perdas; assim, a simulação permite identificar, durante um quadrimestre, qual o número de dias no qual o volume de perdas ultrapassa ou é igual a um dado percentual do nível de referência. Também, o modelo torna possível o monitoramento do volume de perdas para cada família de produto dentro do período de análise.

Schimitt e Singh (2009) construíram um modelo para quantificar o risco em cadeias de fornecimento, também utilizando Simulação de Monte Carlo, e aplicado a uma grande empresa de bens de consumo. O modelo construído pelos autores visou avaliar o

impacto da redução do nível do estoque no nível do serviço praticado pela companhia, provendo também subsídios para o estabelecimento de estratégias de mitigação deste tipo de risco.

Finke, Sproedt e Plehn (2010) comparam os métodos quantitativos utilizados no gerenciamento de risco de cadeias de fornecimento. Além do método de simulação de Monte-Carlo, utilizado em trabalhos anteriores, os autores também descrevem as vantagens e desvantagens do uso de árvores de decisão, análise de cenários e teste de estresse, lógica nebulosa (“fuzzy”) e redes neurais.

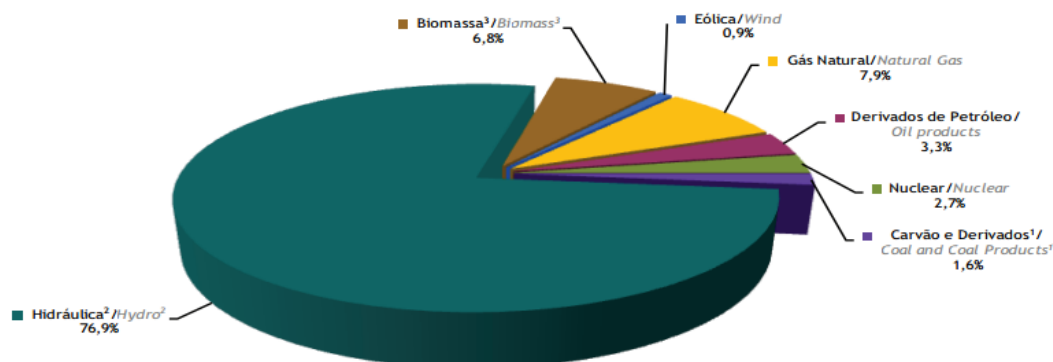
Por fim, Finke e Schmitt (2010), fazendo uso mais uma vez da simulação de Monte-Carlo, exploram o gerenciamento de risco na cadeia de fornecimento em uma companhia aeroespacial (companhia A). A indústria aeroespacial é única porque possui um nível de produção muito baixo - cada unidade pode levar anos para ser completada. Com o baixo volume da produção e a natureza única desse produto, não é comum que existam estoques, fazendo todo o processo vulnerável a qualquer risco potencial. Esta característica (“Just-in-Time”), dentro de nossa analogia com o caso do suprimento de energia, torna o artigo em questão aplicável a gestão do risco “energia” dentro das companhias.

3. Valoração do custo da escassez de energia

3.1 O Sistema Elétrico Brasileiro e as principais mudanças recentes

Estruturalmente, a produção de energia elétrica no Brasil é realizada por meio de um parque gerador que explora diferentes tipos de fontes primárias de energia. Na matriz elétrica nacional, a geração hidráulica responde por 70,1% da oferta interna (76,9% considerando as importações), seguida pelo gás natural com uma participação de 7,9% (EPE, 2012).

O gráfico 1 representa a estrutura da oferta interna de eletricidade no Brasil em 2012.



Notas/ Notes:

¹ Inclui gás de coqueria/ Includes coke oven gas

² Inclui importação de eletricidade/ Includes electricity imports

³ Inclui lenha, bagaço de cana, lixívia e outras recuperações/ Includes firewood, sugarcane bagasse, black-liquor and other primary sources

Gráfico 1 - Oferta interna de Energia Elétrica por Fonte
Fonte: EPE, 2012

Em termos de organização, o modelo para o setor elétrico seguido atualmente no Brasil foi instituído em 2004, após o racionamento de 2001/2002, justamente como uma tentativa de evitar a ocorrência de tal cenário, e prevendo uma ação mais efetiva por parte do governo. Os elementos fundamentais desse modelo incluem a promoção da modicidade tarifária e a segurança do suprimento de energia elétrica.

As últimas mudanças ocorridas no setor também são expressivas e relevantes. Em 2012, na busca de ganhos de competitividade para a indústria, foi editada a Medida Provisória 579, posteriormente convertida na Lei 12.783/13. Adicionalmente, no âmbito da regulação, a ANEEL promoveu mudanças significativas na Estrutura Tarifária. Simultaneamente, promoveu-se o terceiro ciclo de Revisões Tarifárias, com redução dos níveis de remuneração para os ativos imobilizados no serviço de distribuição de energia. O pacote da renovação das concessões, principal foco da MP579/12, determinou reduções expressivas nas tarifas em decorrência da antecipação dos efeitos da renovação e também da extinção dos Encargos Setoriais da CCC e da RGR. O efeito médio das reduções impostas via Medida Provisória foi uma redução de 18% para os consumidores finais; entretanto, enquanto se promovia a desoneração das tarifas no âmbito da regulação e da política do governo, configurou-se um cenário hidrológico desfavorável. Nesse contexto, a operação do Sistema Interligado demandou expressivo

aumento do despacho térmico, pressionando o preço da energia no sentido oposto ao da desoneração objeto da Lei 12.783/13 e ocasionando elevados desembolsos governamentais.

O gráfico 2 apresenta a evolução da energia armazenada no sistema, onde é possível visualizar a posição relativa, ruim, do ano de 2014 quando comparado ao histórico nacional.

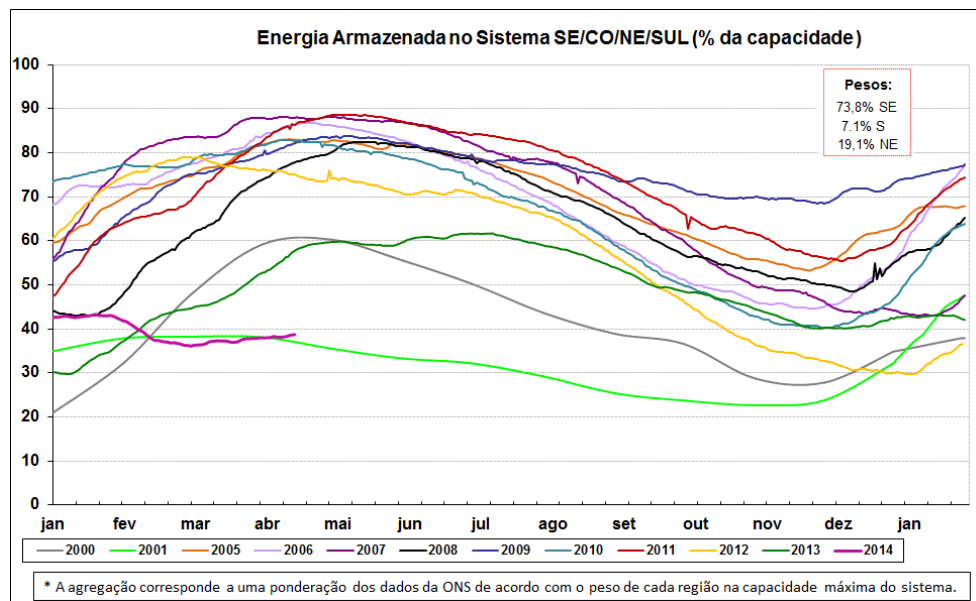


Gráfico 2 – Energia Armazenada no Sistema - Fonte: FGV-CERI, 2014

Há um risco de enfrentarmos uma interrupção no fornecimento não desprezível, que, se confirmado, pode afetar o crescimento do Produto Interno Produto em 2014 e ou em 2015.

Tendo em vista a concepção de que a energia elétrica representa um dos mais relevantes insumos de produção, cujo risco de fornecimento deveria ser analisado e gerido de forma sistemática, após esta breve apresentação acerca do estado atual do setor elétrico brasileiro, introduziremos a abordagem utilizada para mensurar o custo da interrupção da energia: O “Custo do Déficit”. A metodologia que embasa este cálculo no Brasil será descrita, ressaltando-se as suas vantagens e desvantagens. Na sequência apresentaremos uma metodologia alternativa, já amplamente utilizada no exterior e que tem por base os estudos desenvolvidos por Lawton et al (2003) e Mercurio et al (2009). Estes trabalhos fazem uso de sondagens com consumidores residenciais e setores da indústria e serviços, visando a obtenção da chamada função “Custo do Consumidor”, apresentada mais adiante neste trabalho. Esta função, dentro da metodologia em questão, é que permite a estimativa do valor da escassez para a eletricidade,

possibilitando, num passo posterior, a implementação de programas de resposta da demanda.

3.2 Custo marginal do déficit e sua importância

O custo Marginal do déficit é uma medida do valor da energia ou da falta dela para a sociedade e é normalmente associada à magnitude do impacto das restrições no fornecimento de energia elétrica na produção econômica de um país.

O Custo do Déficit é um parâmetro fundamental para o planejamento da operação do Sistema Interligado Nacional - SIN. Em condições hidrológicas desfavoráveis, torna-se determinante na formação dos Custos Marginais de Operação - CMO e, conseqüentemente, do preço do mercado de curto prazo – PMAE (PLD), pois se constitui em um sinalizador para a decisão do despacho de usinas termoelétricas - UTEs.

Do ponto de vista legal, o Decreto no 2.655, de 2 de julho de 1998, estabelece que o Custo do Déficit deve ser levado em consideração para a determinação dos preços do mercado de curto prazo (ANEEL, 2003).

3.3 Cálculo do Custo Implícito do Déficit

Uma metodologia muito utilizada no Brasil é a do custo implícito do déficit, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas em Energia Elétrica (CEPEL).

A metodologia é baseada nas resoluções nº 1/2004 e nº 9/2008 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), que determinava que o limite máximo de probabilidade de ocorrência de déficits de energia seria de 5% dos cenários hidrológicos e que o planejamento deveria buscar a igualdade entre o Custo Marginal de Operação – CMO e o Custo Marginal de Expansão – CME, estabelecendo-se assim critérios de segurança energética e econômica.

Esses critérios deveriam ser atendidos ao longo de todos os anos do horizonte de planejamento e em cada subsistema do Sistema Interligado Nacional – SIN. Deste modo, o Custo do déficit é o valor para o qual o CMO e CME se igualam considerando

um critério de não atendimento do mercado de 5%.

O CMO é definido, em termos econômicos, como o acréscimo de custo para suprir um aumento unitário da energia consumida, em um dado período de tempo, utilizando o parque gerador instalado (sem expansão).

O CME, por sua vez, representa o acréscimo de custo para suprir um aumento unitário na demanda considerando ajustes no programa de obras, ou seja, representa a expectativa de custo da expansão do parque de geração de energia elétrica. Na hipótese de expansão ótima e contínua, o CME será o custo do empreendimento obtido da curva de custo de expansão ao qual se fica indiferente entre construir o projeto ou operar o sistema a fim de atender à demanda adicional.

O cálculo utiliza o Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes – NEWAVE, desenvolvida pelo CEPEL (CEPEL, 2004) e o processo de obtenção pode ser simplificado conforme a figura 1:

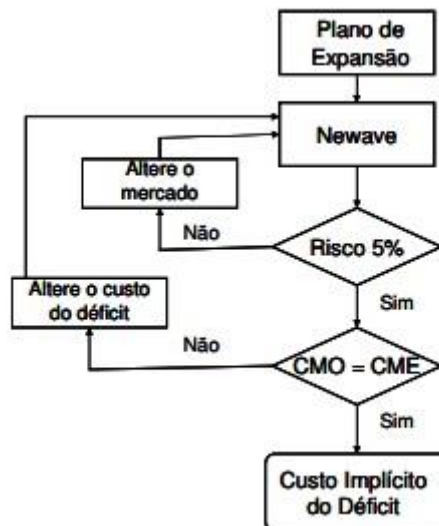


Figura 1 - Processo de Obtenção do custo implícito do Déficit

Fonte: Ramos et al., 1998

Pode-se considerar que esta metodologia é adequada para os estudos de expansão da geração, mas seu custo computacional é alto, visto que são necessárias várias simulações do modelo NEWAVE até que seja alcançada a igualdade entre CMO e CME (Loureiro, 2009).

3.4 Cálculo Explícito do Custo Marginal do Déficit: Matriz Insumo-Produto.

Considerando que o custo marginal deve retratar o quanto custa para a sociedade a insuficiência de oferta de energia elétrica, o impacto desse custo no Produto Interno

Bruto (PIB) é considerado uma das formas mais consistentes de valoração da importância econômica da energia elétrica para a sociedade (ANEEL,2003).

Uma forma de medir esse impacto no PIB é a utilização da Matriz Insumo-Produto Nacional e é até hoje considerada a ferramenta mais adequada.

Entre os anos de 1985 e 1986, trabalhos a esse respeito foram realizados pelo extinto órgão de planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro, o Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos – GCPS, posteriormente, entre 1986 e 1988, pela comissão para Estudo do Custo do Déficit de Energia Elétrica – CDEE.

A metodologia proposta por esses grupos é utilizada atualmente no planejamento de expansão e foi baseada em um estudo de 1975 do Instituto Equatoriano de Investigação.

Basicamente, a metodologia emprega os chamados custos marginais setoriais, que, dada uma função de produção, permitem determinar as perdas marginais do PIB brasileiro por restrição de suprimento de energia elétrica em cada setor da economia. Os custos são obtidos com a utilização da Matriz Insumo-Produto e de técnicas de análise de regressão envolvendo taxas de variação do PIB, das produções setoriais e dos consumos setoriais de energia elétrica. Após isso, eles são escalonados por ordem crescente para aplicação de uma política de racionamento de energia, via quantidade, com redução de até 30% para todos os setores.

Por fim, é formada uma curva de 4 patamares, onde cada patamar é definido pelo valor médio dos custo marginais dos setores racionados, ponderado pelas quantidades racionadas de cada setor.

Como não há uma regularidade na publicação das Matrizes Insumo-Produto nacionais pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), em 1998, a CDEE utilizou na definição da curva em patamares de Custo de Déficit a Matriz de 1975.

Em 1997, o Departamento de Estudos Energéticos - DPE das Centrais Elétricas Brasileiras - Eletrobrás e o CEPEL, por intermédio do projeto “Custo Explícito do Déficit”, com o intuito de reduzir essa defasagem, atualizaram os Custos de déficit para valores de 1996, considerando a variação da parcela de energia elétrica na composição do PIB.

A tabela 1 apresenta os valores da curva para os anos de 1998, 2002 e 2014:

% de Redução de Carga - RC	Custo do Déficit (R\$/MWh)		
	1998	2002	2014
0% < RC ≤ 5%	221	553	1364,42
5% < RC ≤ 10%	477	1193	2943,50
10% < RC ≤ 20%	997	2493	6151,67
RC > 20%	1133	2833	6989,90

Tabela 1 – Curva de Custo do Déficit – Fonte: Elaboração Própria (2014)

A curva de 1998 foi obtida a partir da curva de 1988, após atualização dos valores considerando a variação da parcela de energia elétrica na composição do PIB. Por sua vez, a curva de custo do Déficit definida pela Resolução da câmara de Gestão de Crise de Energia (GCE) número 109, de 2002, foi obtida pela atualização cambial (1US\$ = R\$ 2,5) dos valores para 1998.

Por fim, a curva atual foi obtida com a atualização, para 2014, dos valores da tabela de 2002, através da variação do IGP-DI de novembro/2011 até outubro/2013, seguindo a Resolução ANEEL 1.667/2013.

Portanto, os valores utilizados atualmente na curva do custo de déficit foram estabelecidos em 1997, a partir da atualização de uma curva encontrada com base em um estudo do Instituto equatoriano, e utilizando a matriz de insumo- produto de 1975. Mesmo considerando a atualização realizada em 1997, a curva do custo do déficit não considera mudanças importantes no setor elétrico como os efeitos do racionamento de 2001/2002.

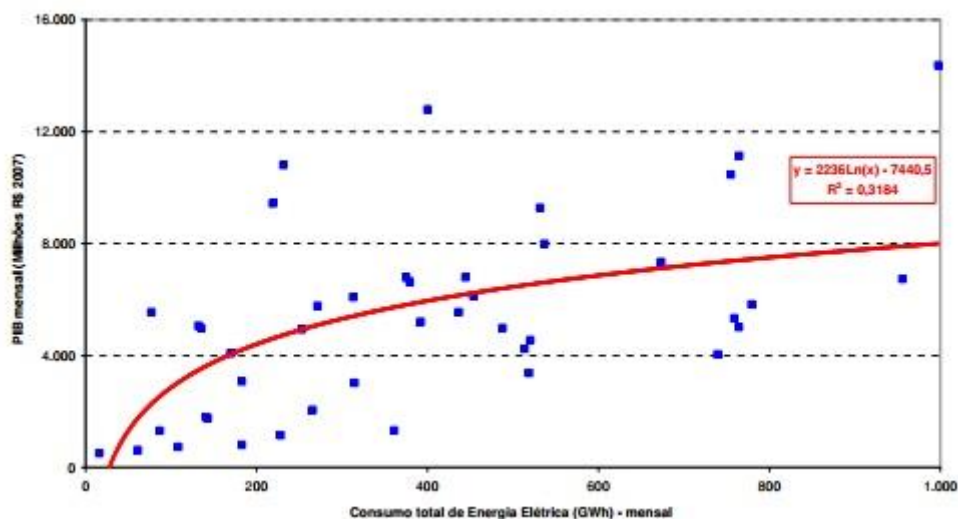
A Matriz de insumo-produto não é divulgada regularmente pelo IBGE e essa metodologia depende fortemente de dados estatísticos atualizados para obtenção de resultados precisos e confiáveis. Dado a importância da valoração correta do custo de déficit, uma reavaliação da metodologia é essencial, de modo a eliminar a dependência da estimativa de Matriz Insumo-Produto nacional.

No entanto, encontrar uma metodologia adequada não é simples e demanda muito tempo para sua conclusão. A própria ANEEL relatou que uma nova forma de cálculo, em razão da limitação de dados, indicaria apenas uma atualização dos valores encontrados anteriormente e que é necessária uma seleção de entidades competentes para a realização desse trabalho.

3.4.1 Metodologia alternativa para medição de custo do déficit desenvolvida no Brasil

Um modelo alternativo é proposto por Loureiro (2009), também baseado na forte relação entre variações do PIB e consumo de energia elétrica. O autor utilizou dados mensais de PIB e consumo de energia elétrica entre 1995 e 2007 para testar algumas relações entre as variações no consumo de energia e variações no produto da economia. A relação dada por uma função logarítmica, de acordo com os testes realizados, mostrou-se mais aderente e foi escolhida pelo autor para suas análises finais.

A aplicação da função logarítmica escolhida pelo autor na amostra final dos dados é apresentada no gráfico 3:



Relação entre PIB (y) e consumo de energia (x) - Fonte: Loureiro, 2009

A partir da consideração da função logarítmica $y = 2.236 \ln(x) - 7.440,5$ (equação 1) [R\$ milhões] foi possível a determinação do custo marginal do déficit de energia elétrica, tanto no enfoque baseado na análise de risco quanto no enfoque voltado ao tratamento por patamar.

A análise baseada no enfoque de risco utiliza o conceito de “Value at Risk” (VaR – Valor em Risco). Assim, são associados valores de déficit de energia elétrica a probabilidades de ocorrência mostrados na tabela 2.

Probabilidade (%)	Déficit (GWh)	Probabilidade (%)	Déficit (GWh)
0%	0	26%	22,51
1%	0,8	27%	23,56
2%	1,59	28%	24,61
3%	2,39	29%	25,7
4%	3,22	30%	26,84
5%	4,02	31%	27,99
6%	4,81	32%	29,17
7%	5,61	33%	30,41
8%	6,44	34%	31,69
9%	7,24	35%	33,03
10%	8,07	36%	34,43
11%	8,89	37%	35,9
12%	9,72	38%	37,46
13%	10,58	39%	39,08
14%	11,41	40%	40,84
15%	12,27	41%	42,75
16%	13,13	42%	44,79
17%	14,03	43%	47,05
18%	14,92	44%	49,57
19%	15,81	45%	52,44
20%	16,71	46%	55,82
21%	17,63	47%	59,97
22%	18,59	48%	65,45
23%	19,54	49%	74,12
24%	20,5	50%	124,05
25%	21,49		

Tabela 2 - Risco (probabilidade de ocorrência) x Déficit de energia elétrica
Fonte: Loureiro, 2009

A aplicação da função logarítmica encontrada anteriormente nos valores da tabela 2 permitiu a determinação do custo associado a cada déficit de energia elétrica.

Derivando-se a função custo do déficit, modelada pela função logarítmica

$y = 2.236 \ln(x) - 7.440,5$ obtemos o custo marginal do déficit (y'), através da equação (2):

$$y' = \frac{dy}{dx} = \frac{2.236}{x} \quad (2)$$

onde:

x é o valor do déficit de energia elétrica, associado a um dado nível de risco (MWh), e

y' denota o custo marginal do déficit (R\$ mil)

Para o enfoque baseado em patamares, foi necessário extrapolar a aplicação da função logarítmica ($y = 2.236 \ln(x) - 7.440,5$) aos montantes de déficit de energia elétrica desejados, visando a incorporação do mercado total de energia elétrica previsto para o SIN (100% do mercado), permitindo a posterior linearização por partes da função, no número de patamares desejado.

O custo marginal de déficit em cada patamar (CMD) foi calculado simplificadamente conforme a equação (3):

$$\text{Custo Marginal de Déficit (CMD)} = \frac{CD_i - CD_{i-1}}{D_i - D_{i-1}} \quad (3)$$

onde:

CD_i = Custo do déficit de energia elétrica para o patamar i

CD_{i-1} = Custo do déficit de energia para o patamar $i-1$

D_i = Déficit de energia elétrica para o patamar i

D_{i-1} = Déficit de energia elétrica para o patamar anterior ou $i-1$

Loureiro (2009) comenta que as metodologias propostas são voltadas prioritariamente ao aspecto acadêmico; no entanto, elas devem ser consideradas para aplicações práticas desde que se tenha uma maior confiabilidade nos dados mensais de PIB e consumo de energia elétrica.

3.5 A Função Custo do Consumidor

Diversos países adotam uma metodologia no qual o valor correspondente ao Custo do Déficit seria o “Value of Lost Load” (VOLL). Trata-se de uma estimativa do valor que os consumidores estariam dispostos a pagar para evitar uma interrupção de energia ou aceitar receber por danos incorridos durante falhas no abastecimento.

Nesse contexto, um estudo foi realizado em 2009 pelo Departamento de Energia do laboratório Berkeley a pedido do Departamento de Energia dos Estados Unidos

(Mercurio et al, 2009).

A metodologia utilizada é baseada em pesquisas que foram realizadas com o intuito de estimar o valor do serviço para confiabilidade elétrica nos Estados Unidos e tinha por objetivo estimar a função custo do consumidor.

O processo de obtenção da base de dados, metodologia, principais resultados e restrições dessa análise são apresentados a seguir.

3.5.1 Base de dados

A base de dados foi obtida analisando o resultado de 28 estudos sobre o valor do serviço para confiabilidade elétrica, realizados entre 1989 até 2005, e conduzidos por 10 grandes empresas de energia elétrica nos estados Unidos.

Os dados das diferentes pesquisas realizadas ao longo dos anos foram unificados após serem padronizados (unidades das medidas, nomes e definições das variáveis) e terem os valores corrigidos pelo índice de inflação americano (deflator do produto interno bruto - GDP).

Assim, três conjuntos de base de dados foram criados para separar os diferentes tipos de consumidores e permitir uma avaliação mais precisa:

- (i) Comercial e Industrial (C&I) de médio e grande porte (consomem mais de 50 mil kwh por ano)
- (ii) C&I de pequeno porte (consomem 50 mil kwh ou menos por ano)
- (iii) Residenciais

No caso de C&I, as pesquisas possuíam diversos cenários e os consumidores deveriam estimar os custos da interrupção de energia para cada um deles.

No entanto, para consumidores residenciais, as empresas responsáveis pelas pesquisas acreditavam que os moradores não teriam como estimar o custo (em dólares) incorrido durante uma interrupção da energia. Dessa forma, eles optaram por medir o valor do serviço de outra maneira: verificando o valor que esse tipo de consumidor estaria disposto a pagar para evitar a interrupção (“willingness to pay” –

WTP) ou o valor que estaria dispostos a receber como compensação por possíveis danos (“willingness to accept” –WTA)

Cada cenário apresenta informações sobre a época do ano, do dia, o tipo de serviço realizado (características das empresas analisadas), tempo de interrupção, se teve um aviso prévio ou não, etc.

No quadro 1, temos um exemplo de questionário para consumidores C&I retirado do trabalho de Mercurio et al (2009):

Caso #1 Às 13:00 em um dia de semana durante o verão, a energia elétrica que atende a sua empresa para sem aviso prévio. Você não sabe quanto tempo vai durar a interrupção de energia quando ela ocorre. Depois de uma hora a energia é restabelecida.
Para esta interrupção, estimar os custos de:
Danos ao equipamento: R\$ _____
Danos materiais: R\$ _____
Dos salários pagos sem produção: R\$ _____
Outros custos: R\$ _____
Das vendas perdidas (ou produção): R\$ _____
Do percentual de vendas a recuperar: % x Vendas perdidas R\$ _____
Total de vendas perdidas: R\$ _____
menos:
Economia com salários: R\$ _____
Economia com energia: R\$ _____
Outras economias: R\$ _____
Custos Totais: R\$ _____

Quadro 1 – Exemplo de Questionário para consumidores C&I – Fonte: Mercurio et al (2009)

Também, como ilustração, temos no quadro 2 um exemplo de questionário para consumidores residenciais (WTA), retirado de Mercurio et al (2009):

Caso # 1: Em um dia de semana durante o verão, uma interrupção de energia ocorre às 15:00 sem qualquer aviso. Você não sabe quanto tempo a interrupção de energia vai durar, mas depois de 1 hora a energia elétrica da sua casa está totalmente restabelecida.

Suponha que o seu fornecedor de energia pudesse incluir um crédito em sua conta de luz cada vez que a sua casa tivesse essa interrupção de energia mesmo que você não esteja em casa. Qual seria o mínimo que você consideraria um pagamento justo para cada vez que essa interrupção ocorresse em sua casa? (Circule ou digite um número)

\$ 0 \$ 0,10 \$ 0,25 \$ 0,50 \$ 1 \$ 2 \$ 3 \$ 4 \$ 5 \$ 6 \$ 8
\$ 10 \$ 12 \$ 15 \$ 20 \$ 25 \$ 30 \$ 40 \$ 50
Outros: \$ _____

Quadro 2 – Exemplo de Questionário para consumidores residenciais – Fonte: Mercurio et al (2009)

3.5.2 Metodologia

O trabalho de Mercurio et al (2009) tinha por objetivo buscar alternativas para a construção da função custo do consumidor utilizando técnicas de análise de regressão.

O custo foi considerado uma função das características da interrupção (duração, estação do ano, hora do dia, dia da semana e etc.), do consumidor (tipo de consumidor, tamanho, presença de sistema de backup e etc.) e do ambiente (temperatura, humidade, frequência de tempestades e etc.).

O primeiro passo foi a análise da base de dados, que identificou a presença de outliers significativos. Mercurio et al optaram por excluir tanto os outliers suaves quanto os extremos. No final desse processo, 2,8% do total dos dados de C&I foi descartada e 2.7% dos residenciais. A próxima etapa envolveu a transformação dos dados e a realização do teste Gamma para verificar a distribuição dos erros.

A especificação escolhida teve por base o modelo linear generalizado com função de ligação logarítmica e distribuição gamma para os erros.

As equações 4, 5 e 6 representam a transformação dos dados:

$$c_i = \ln(C_i) \quad (4)$$

$$x_i = \ln(X_i) \quad (5)$$

$$c_i = \beta \cdot x_i + u_i \quad (6)$$

onde:

C_i = Valores dos custos de interrupção para cada cenário

X_i = Vetor dos cenários relacionados e variáveis firmográficas.

É a partir desse ponto que o trabalho de Mercurio et al se diferencia dos demais realizados anteriormente. Os autores optaram por utilizar um modelo de duas partes para estimar os custos de interrupção de energia. Esse modelo é mais apropriado para tratar esse tipo de dado já que um grande percentual dos entrevistados nas pesquisas reportou o valor de custo zero para interrupções de curta duração. Esse modelo pode ser resumido em duas etapas, descritas a seguir.

Na primeira etapa, um modelo limitado dependente é usado para avaliar a probabilidade de que um cliente em particular irá reportar um valor de zero contra qualquer valor positivo para um cenário de interrupção específico, com base em um conjunto de variáveis independentes que descrevem a natureza da interrupção, bem como as características dos clientes. As probabilidades previstas nesse passo são mantidas.

Na segunda etapa, os custos de interrupção somente para os clientes que reportaram custos positivos são relacionados a um conjunto de variáveis independentes (o qual pode ou não ser o mesmo conjunto de variáveis independentes da primeira etapa). As previsões são feitas a partir deste modelo para todos os clientes, incluindo aqueles que relataram zero de custos de interrupção.

Finalmente, as probabilidades previstas a partir da "primeira parte" são multiplicadas pelos custos de interrupção estimados a partir da "segunda parte" para gerar as previsões finais do custo de interrupção.

O modelo de duas partes pode ser representado simplificadaamente pelas equações 7 a 11:

$$\text{Parte I: } \Pr(C_i > 0) = F(Z_i' \gamma, u_i) \quad (7)$$

$$\hat{P}_i = F(Z_i' \hat{\gamma}) \quad (8)$$

$$\text{Parte II: } C_i = f(X_i, \beta, \varepsilon_i), C_i > 0 \quad (9)$$

$$C_i = f(X_i, \beta) \quad \forall i \quad (10)$$

$$\tilde{C}_i = \hat{P}_i \times \hat{C}_i \quad (11)$$

Onde C_i representa os custos de interrupção para o cliente i , Z_i e X_i representam vetores de características dos clientes, bem como os parâmetros do cenário de interrupção para o cliente i , γ e β representam vetores de parâmetros, e u_i e ε_i representam perturbações.

3.5.3 Principais Resultados e Restrições do modelo apresentado

Entre os principais resultados, os autores destacam ganhos de precisão na previsão dos valores de custos de interrupção, comparando com resultados anteriores obtidos com a utilização dos modelos Tobit e Seleção de Heckman, como, por exemplo, no trabalho de Lawton et al (2003). Além disso, o modelo é genérico e pode ser utilizado para qualquer base de dados com diferentes características.

No entanto, o modelo apresenta algumas restrições como pouca robustez para base de dados pequena (os dados de custos de interrupção são muito enviesados, existe um pequeno número de dados com valores relativamente altos - para o modelo ser robusto nessa situação, é necessário uma quantidade de dados significativa) não considera frequências de interrupção e nem características importantes das empresas analisadas (como resistência dos equipamentos a distúrbios elétricos e diferenças nos processos utilizados nas indústrias). Ou seja, o maior custo desse modelo é a obtenção dos dados.

3.5.4 Estudos semelhantes

Centolella et al (2010) utilizaram o modelo de regressão Tobit para estimar o custo da interrupção de energia para o operador independente do sistema elétrico do

Centro-Oeste dos Estados Unidos. Eles utilizaram os mesmos coeficientes que foram estimados no estudo de 2003 do laboratório Berkeley.

Além disso, os autores comentaram os diferentes tipos de metodologias utilizadas nesses tipos de estudos indicando as vantagens e desvantagens de cada um.

Growitsch et al (2013) utilizaram uma abordagem macroeconômica para analisar os custos econômicos impostos por potenciais interrupções de energia na Alemanha. Investigando um conjunto de dados abrangente e detalhado foi possível estimar para consumidores industriais e residenciais o custo do déficit (VoLLs) para diferentes regiões e setores da Alemanha em todas as épocas do ano.

A medida escolhida pelos autores para definir o custo da interrupção de energia para os consumidores residenciais foi a utilidade ganha com atividades de lazer (que estão diretamente ou indiretamente relacionadas ao consumo de energia).

Uma vez que o valor econômico de lazer é obtido, o VoLL do setor residencial pode ser calculado como a relação entre este valor e o consumo de eletricidade.

Assim o VoLL para os setores residenciais “*r*” no estado federal “*f*” pode ser determinado como:

$$VoLL_{r,f} = \frac{VL_{r,f}}{EC_{r,f}} \quad (12)$$

Onde $VL_{r,f}$ é o valor anual econômico do lazer para cada estado e $EC_{r,f}$ é o valor anual do consumo de eletricidade residencial em cada estado.

No caso dos consumidores industriais, a medida escolhida foi o valor agregado bruto ao consumo de energia elétrica, que representa uma medida da produção econômica gerada pelo consumo de uma unidade adicional de eletricidade.

O VoLL para os setores “*s*” no estado federal “*f*” foi definido como:

$$VoLL_{s,f} = \frac{GVA_{s,f}}{EC_{s,f}} \quad (13)$$

Onde $GVA_{s,f}$ e $EC_{s,f}$ são o valor agregado anual e consumo anual de eletricidade respectivamente.

Growitsch et al consideram que a maior vantagem dessa metodologia em relação as outras é que ela é independente de informações obtidas com ocorrências recentes de interrupções de energia, totalmente diferente dos métodos que utilizam dados históricos para obtenção do custo do déficit.

No entanto, os benefícios da metodologia macroeconômica também têm um custo, uma vez que a abordagem só captura perdas na produção ignorando danos instantâneos causados pela interrupção no fornecimento. Outro aspecto crítico da abordagem macroeconômica é a suposição implícita de linearidade entre as medidas escolhidas para análise (lazer e valor agregado) e o consumo de energia elétrica.

No gráfico 3, como ilustração, temos uma estimativa recente da metodologia, aplicada aos dados brasileiros de 2012, para algumas regiões e unidades da federação. Os resultados indicam, para o Brasil, de maneira geral, um custo de interrupção da ordem de 13, significando que o não fornecimento de 1MWh de energia impactaria o consumidor brasileiro, em média, com a perda de R\$ 13 em termos de bem estar (queda em sua utilidade) advindo de seu tempo dedicado ao lazer.

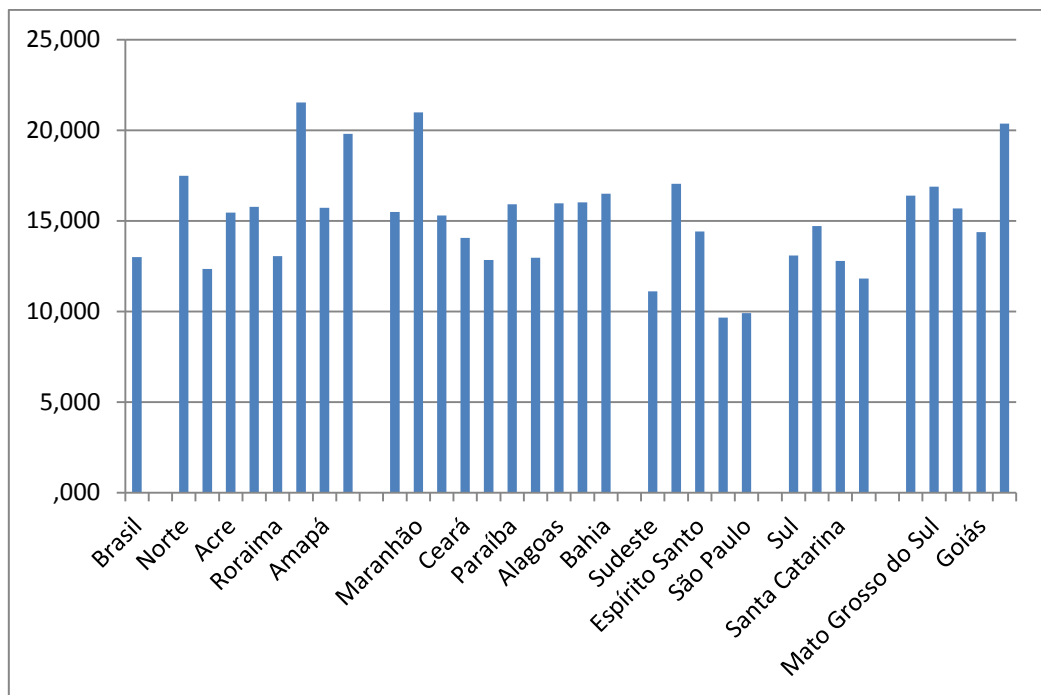


Gráfico 3 – Custo de 1Mwh em R\$/lazer - Fonte: FGV – CERI, 2014

4. Proposta para o cenário Brasileiro:

Considerando a importância do custo do déficit como parâmetro para todo o planejamento do SIN e a elevada dificuldade com relação a atualização desse valor devido a não divulgação da matriz de insumo produto nacional pelo IBGE, o presente estudo tem por objetivo propor uma alternativa para o cálculo do Custo do Déficit que poderia ser implementada no Brasil.

Avaliando o comparativo realizado entre as virtudes e fraquezas das metodologias descritas nos capítulos anteriores, o método mais abrangente e que se enquadra no cenário brasileiro é o de utilização de pesquisas, sendo um complemento adequado a abordagem atualmente em utilização.

Apesar da dificuldade com relação a obtenção dos dados, as informações obtidas podem ser utilizadas em diversos estudos, considerando o modelo de duas partes, tal qual realizado por Mercurio et al (2009) a pedido do Berkeley Lab ou qualquer outro ferramental disponível para análise de dados.

Além disso, metodologias que utilizam dados reais dos consumidores são, geralmente, mais confiáveis por incorporar mais diretamente suas preferências e por permitir que seja captada a relação de “não linearidade” entre a escassez de energia e

seu impacto sobre os demandantes.

Com a aplicação dessa metodologia no Brasil poder-se-ia verificar possíveis benefícios em termos de políticas públicas e regulação; dentre eles, por exemplo, temos a estimativa da “resposta da demanda” (o quanto os consumidores estariam dispostos a receber para reduzir o consumo de energia durante certo período).

Este ponto é de extrema relevância já que constitui uma ação efetiva que o governo brasileiro poderia tomar em caso de falta de energia e de modo a evitar um racionamento de grande intensidade. O desconto em uma fatura de energia elétrica por força de um programa de redução no consumo, por exemplo, poderia ser mais adequadamente estimado a partir de uma metodologia desta natureza.

Também, constitui um elemento de modernização em nosso mercado de energia elétrica porque permitiria, por exemplo, que os consumidores pudessem escolher opções em um menu “qualidade-preço”, desenho já existente em outros países. Um consumidor poderia escolher um certo tipo de contrato que já contemplasse cortes pré-agendados em seu fornecimento; esse tipo de “conta de luz” estaria ligado a uma menor tarifa, em comparação com o contrato que garantisse fornecimento ininterrupto.

Alguns estudos já foram realizados no Brasil com o intuito de verificar como a utilização dos questionários pode auxiliar no cálculo do custo de interrupção de energia e na análise da qualidade e confiabilidade do serviço. No entanto, até o momento, os questionários desenvolvidos não foram aplicados em todas as regiões do Brasil com o objetivo de montar uma base de dados extensa e completa - apenas para pequenos grupos para verificar aplicabilidade e aderência.

Cruz (2007), por exemplo, desenvolveu questionários específicos para avaliar os prejuízos sofridos por consumidores industriais, comerciais e residenciais.

Portanto, considerando que o foco principal desta pesquisa é o cálculo do custo do déficit, foi desenvolvido um protótipo inicial de questionário para o Brasil, com as perguntas que seriam mais relevantes (excluindo as questões descritivas das características do consumidor), descritas em seguida. A ideia é que para conseguir uma resposta mais confiável e precisa, os questionários não podem ser demasiadamente extensos principalmente para os consumidores industriais e comerciais. Estas questões, ou outras de mesma natureza, poderão ser utilizadas em pesquisas de campo futuras ou, também, para a montagem sistemática de bases de dados anuais que permitirão as

estimativas de VOLL para o Brasil.

Tendo em vista este objetivo, é importante descrever, adicionalmente, um dos veículos possíveis de serem utilizados: a sondagem conjuntural realizada periodicamente pelo IBRE-FGV. Mensalmente, a FGV realiza sondagens conjunturais de negócios, valendo-se de levantamentos estatísticos que geram informações utilizadas no monitoramento da situação corrente e na antecipação de eventos futuros da economia.

Neste sentido, a intenção seria incluir no escopo da Sondagem da Indústria de Transformação o conjunto de questões que descrevemos abaixo, ao nível da empresa e dos produtos, e de modo que as respostas permitam avaliar o potencial de resposta da demanda. Em termos de alcance, pesquisas qualitativas de Sondagem, também realizadas pela FGV, abrangem o universo do comércio, construção civil, e residências. Assim, é possível ampliar a pesquisa para além do universo da indústria de transformação. No segmento residencial, por exemplo, a Sondagem trabalha atualmente com uma amostra de 1200 famílias, distribuídas por sete capitais brasileiras.

Deste modo, o que se pretende para trabalhos futuros, numa possível parceria com a Fundação Getúlio Vargas, é a realização de sondagens customizadas, que contenham questões de natureza similar a que este trabalho apresenta e pertinentes à análise do serviço de fornecimento de energia elétrica. Este tipo de investigação, conforme ressaltamos ao longo desta dissertação, permite avaliar a capacidade que tem um dado sinal de preço diferenciado (na forma de penalidade ou prêmio) de induzir uma dada resposta (redução ou realocação) na demanda de eletricidade. Esse efeito varia de acordo com o grupo, e a aplicação das sondagens a diferentes segmentos possibilita capturar esse impacto. Portanto, torna-se possível elaborar e propor medidas mais eficazes para explorar e obter a resposta da demanda.

Do ponto de vista operacional, nossa proposição tomará como ponto de partida o sistema existente para coleta de dados, cadastro de empresas e respectivos responsáveis, rotina de distribuição dos questionários e tabulação dos dados. Caso necessário, será possível estabelecer um maior nível de customização, em especial no que diz respeito ao formato das questões e tabulação dos resultados, a fim de se obter informações quantitativas, próprias de um levantamento desta natureza. Por fim, vale notar que umas das dimensões mais relevantes num trabalho de campo desta natureza diz respeito a questão do “acultramento”; ou seja, é importante realizar um trabalho prévio com cada

companhia da amostra no sentido de enfatizar a importância do questionário, bem como no direcionamento para a escolha dos colaboradores mais conhecedores do assunto e que atuarão como respondentes.

a. Protótipo de questionário para consumidores Industriais e Comerciais (perguntas chave).

1. Qual é sua capacidade de reprogramar ou interromper sua produção diária se fosse indicado um programa preventivo voluntário de racionalização no consumo de energia elétrica?
 - a. Grande
 - b. Média
 - c. Pequena
 - d. Não tenho capacidade

2. Como um desconto de 10% no valor da sua fatura de energia elétrica no mês passado aumenta sua disposição a aderir a um programa como o descrito na pergunta anterior?
 - a. Aumenta muito
 - b. Aumenta pouco
 - c. Não aumenta

3. Quanto a sua empresa se beneficiaria se a concessionária de energia elétrica investisse mais no sistema para fornecer uma energia de melhor qualidade, com quase total ausência de interrupções ou de variações?
 - Não teria benefício algum (Vá para a questão 7)
 - Teria poucos benefícios
 - Teria alguns benefícios
 - Teria muitos benefícios
 - Não soube responder

4. A sua empresa estaria disposta a pagar um percentual a mais no valor da fatura para que a concessionária investisse mais no sistema de modo a evitar ocorrência de interrupções de 1 segundo de duração?
 - Sim, estaria disposta a pagar um valor de tarifa até _____% superior à atual.
 - Não

5. A sua empresa estaria disposta a pagar um percentual a mais no valor da fatura para que a concessionária investisse mais no sistema de modo a evitar ocorrência de

interrupções de 1 minuto de duração?

- () Sim, estaria disposta a pagar um valor de tarifa até _____ % superior à atual.
() Não

6. A sua empresa estaria disposta a pagar um percentual a mais no valor da fatura para que a concessionária investisse mais no sistema de modo a evitar ocorrência de interrupções de 1 hora de duração?

- () Sim, estaria disposta a pagar um valor de tarifa até _____ % superior à atual.
() Não

Responder a pergunta seguinte somente se a resposta foi negativa para as três perguntas anteriores:

7. Porque a sua empresa não estaria disposta a pagar nada para eliminar a falta de energia?

- () Não me importo com essas interrupções pois a quantidade não é alta e não chega a prejudicar
() O valor da fatura já é alto
() Este custo é de responsabilidade exclusiva da concessionária de distribuição
() Outro motivo: _____

b. Protótipo de questionário para consumidores residenciais (perguntas chave)

1. Qual é sua capacidade de reprogramar ou interromper sua atividade se fosse indicado um programa preventivo de racionalização no consumo de energia elétrica?
 - a. Grande
 - b. Média
 - c. Pequena
 - d. Não tenho capacidade

2. Como um desconto de 10% no valor da sua fatura de energia elétrica no mês passado aumenta sua disposição a aderir a um programa como o descrito na pergunta anterior?
 - a. Aumenta muito
 - b. Aumenta pouco

- c. Não aumenta
3. Qual seria o menor desconto que você aceitaria na sua conta de eletricidade do mês passado para que você reduza seu consumo de eletricidade em 10%?
- a. 5%
 - b. 10%
 - c. 20%
 - d. Não preciso de desconto
4. Quanto a sua residência se beneficiaria se a concessionária de energia elétrica investisse mais no sistema para fornecer uma energia de melhor qualidade, com quase total ausência de interrupções ou de variações?
- Não teria benefício algum (Vá para a questão 7)
 - Teria poucos benefícios
 - Teria alguns benefícios
 - Teria muitos benefícios
 - Não soube responder
5. O Sr.(a) estaria disposto a pagar um percentual a mais no valor da fatura para que a concessionária investisse mais no sistema de modo a evitar a ocorrência de interrupções de 1 hora de duração?
- Sim, estaria disposto a pagar um valor de tarifa até _____ % superior à atual.
 - Não
6. O Sr.(a) estaria disposto a pagar um percentual a mais no valor da fatura para que a concessionária investisse mais no sistema de modo a evitar a ocorrência de interrupções de 2 horas de duração?
- Sim, estaria disposto a pagar um valor de tarifa até _____ % superior à atual.
 - Não
- Fazer a pergunta seguinte somente se a resposta foi negativa para as duas perguntas anteriores:
7. Porque o Sr.(a) não estaria disposto a pagar nada para eliminar a falta de energia?
- Não me importo com essas interrupções pois a quantidade não é alta e não chega a prejudicar
 - O valor da fatura já é alto
 - Este custo é de responsabilidade exclusiva da concessionária de distribuição

() Outro motivo: _____

5. Conclusão

Nesta dissertação apresentamos as principais metodologias para a avaliação do custo da escassez de energia elétrica, tendo por base a ideia fundamental de que a energia elétrica constitui um insumo para a totalidade das indústrias e que seu fornecimento deve ser gerido através das mais modernas técnicas de administração de Risco Operacional.

Dentro deste arcabouço, conhecido por “Supply Chain Risk Management”, e tendo como motivação a possibilidade do país enfrentar dificuldades no suprimento de energia num futuro próximo, realizou-se um estudo comparativo entre a metodologia atualmente em uso no Brasil, baseada no conceito de matriz insumo-produto, e alternativas já implementadas no exterior, tendo por base a ideia de “value of lost load” (VOLL).

A análise das técnicas apresentadas indicou que as metodologias baseadas na estimativa da VOLL são complementos interessantes com relação aquelas atualmente em uso no Brasil, funcionando, inclusive, como um mecanismo de checagem de consistência de tais estimativas. Por serem calcadas em dados obtidos por meio de questionários, aplicados em amostras de consumidores residenciais e industriais, estes modelos, além de captarem de maneira mais apropriada as preferências dos mesmos, são mais precisos na incorporação da relação de “não linearidade” existente entre a escassez de energia e seu efeito sobre demanda ou produção de bens e serviços.

Adicionalmente, apresenta-se uma proposta de questionário a ser empregado na construção de bases de dados para a estimativa da VOLL no Brasil. Conforme ressaltado, a estimativa da VOLL ou de qualquer métrica de custo de déficit é

extremamente importante como instrumento de desenho de políticas públicas para um setor regulado.

Ademais, tais investigações permitem desenhar mecanismos e programas de gerenciamento de demanda, passíveis de serem utilizados em situações de estresse, e, também, a montagem de contratos mais condizentes com as preferências e a disposição a pagar dos consumidores brasileiros de energia, ações que poderiam contribuir com o desenvolvimento do sistema elétrico nacional.

6 . Referências Bibliográficas

Alvarenga, A. Carlos. 2012. How Finance and Risk Management are Transforming Supply Chain Strategy and Execution. Accenture Operations Finance and Risk. Disponível em <http://www.accenture.com/us-en/Pages/insight-rise-supply-chain-management-quants.aspx>

Centolella, Paul. “Estimates of the Value of Uninterrupted Service for The Mid-West Independent System Operator”. 2010. Harvard Kennedy School. Disponível em <http://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/2010/VOLL%20Final%20Report%20to%20MISO%20042806.pdf>

Cruz Palma, Matheus. “Metodologia para avaliação dos impactos econômicos associados a problemas de qualidade de energia”. 2007. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, UFSC. Disponível em <https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/90264/246925.pdf?sequence=1>

Deleris, L. A., D. Elkins and M. E. Paté-Cornell. 2004. Analyzing Losses from Hazard Exposure: A Conservative Probabilistic Estimate Using Supply Chain Risk Simulation. Proceedings of the 2004 Winter Simulation Conference. Disponível em http://lyle.smu.edu/emis/cmmi5/Ibarra/DeskTop/White_Papers/Operations_Res/INF_ORMS_sim_scm_disconnects.pdf

Deleris, L. A., Erhun, Feryal. 2005. Risk Management in Supply Networks using Monte-Carlo Simulation. Proceedings of the 2005 Winter Simulation Conference. Disponível em <http://informs-sim.org/wsc05papers/202.pdf>

Finke, R. Gandolf, Sproedt, Alexander and Plehn, F. Johannes. 2010. A Comparison of Quantitative Methods in Supply Chain Risk Management – Benefits and Drawbacks. POMS 21st Conference 2010. Disponível em <http://www.pomsmeetings.org/ConfPapers/015/015-0668.pdf>

Finke, R. Gandolf and Schmitt, A. J., and M. Singh. 2010. Modeling and Simulating Supply Chain Schedule Risk. Proceedings of the 2010 Winter Simulation Conference. Disponível em <http://www.informs-sim.org/wsc10papers/320.pdf>

Growitsch, Christian; Malischek, Raimund; Nick, Sebastian; Wetzel, Heike. “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). 2013. Working paper disponível em http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Working_Paper/EWI_WP_13-07_Costs_of_Power_Interruptions_in_Germany.pdf

IBRE-FGV. 2014. Aspectos Metodológicos da Sondagem da Indústria de Transformação. Disponível em <http://portalibre.fgv.br/main.jsp?lumChannelId=402880811D8E34B9011D92BA032B198D>

Kleindorfer, Paul; Saad, Germaine. Managing disruption risks in supply chains. Production and Operations Management. [S.l.], v. 14, p. 53-68, 2005. Disponível em <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.386.9604&rep=rep1&type=pdf>

Lawton, L., Sullivan, M., Van Liere, K., Katz, A. and J.H. Eto. “A framework and review of customer outage costs: integration and analysis of electric utility outage cost surveys”. Report no. LBNL-54365. Berkeley, California. Lawrence Berkeley National Laboratory; (2003). Disponível em <http://certs.lbl.gov/pdf/54365.pdf>

Loureiro, C. Gerson Paulo. “Custo Marginal do Déficit de Energia Elétrica: histórico, avaliação e proposta de uma nova metodologia”. Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2009. Disponível em http://www.ppe.ufrj.br/ppp/production/tesis/loureiro_paulo.pdf

Mercurio, M., Sullivan, M., Schellenberg, J. “Estimated Value of Service Reliability for Electric Utility Customers in the United States”. Report no. LBNL-2132E. Berkeley, California. Lawrence Berkeley National Laboratory; (2009). Disponível em <http://emp.lbl.gov/sites/all/files/REPORT%20lbnl-2132e.pdf>

Ramos, D. S., Castro, R., Kamimura, A. “Planejamento Indicativo: Uma Proposta para Discussão”. CIER. Quito, 1998.

Schmitt, A. J., and M. Singh. 2009a. Quantifying supply chain disruption risk using Monte Carlo and discrete-event simulation. Proceedings of the 2009 Winter Simulation Conference. Disponível em https://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0CDQQFjAA&url=http%3A%2F%2Fdspace.mit.edu%2Fopenaccess-disseminate%2F1721.1%2F60281&ei=VtlyU8mxFuWxsATSI4DQAw&usq=AFQjCNGTiPA3tqOWfqBHtYIX_3RsN75JqQ&sig2=OCai00OxVbmqkZXYtt9vGA

Stoft, Steven (2002). “Power system economics: Designing Markets for Electricity.” Wiley – IEEE Press

Tang, S. Christopher. 2006. Perspectives in supply chain risk management.

International Journal of Production Economics, vol 103, Issue 2, pags 451-488