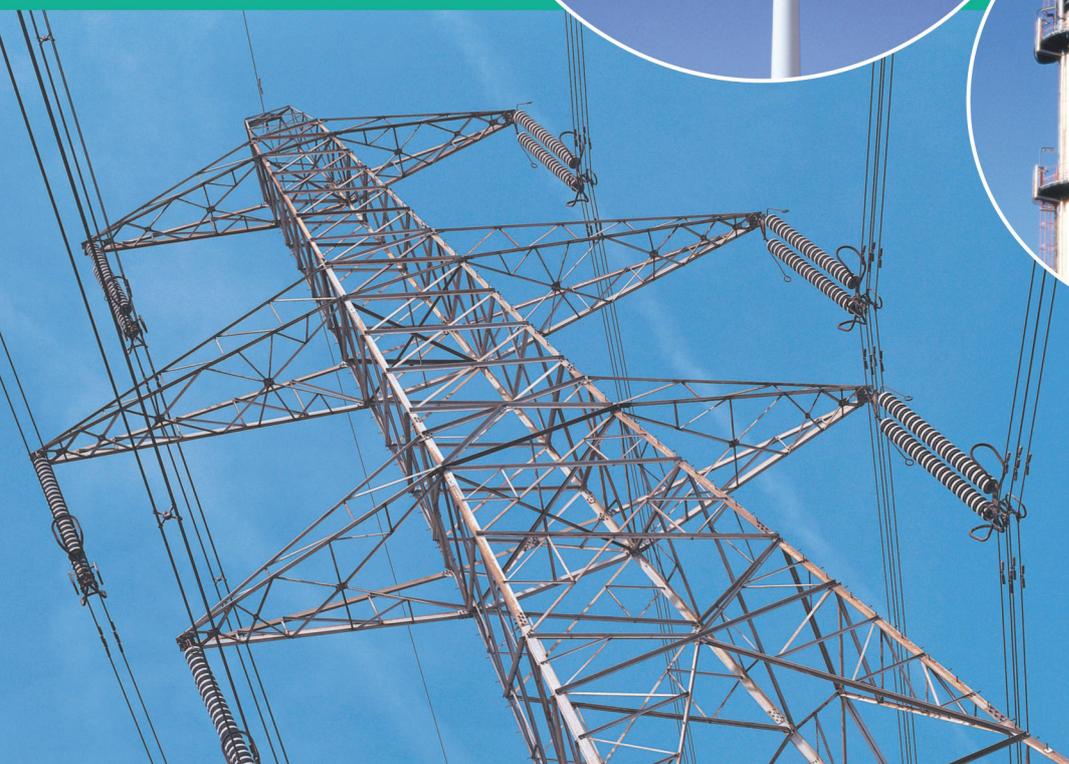




**CEBDS**

Conselho Empresarial Brasileiro  
para o Desenvolvimento Sustentável



Estudo sobre adaptação e  
vulnerabilidade à mudança climática:  
**o caso do setor elétrico brasileiro**



# Estudo sobre adaptação e vulnerabilidade à mudança climática: o caso do setor elétrico brasileiro

Realização



**CEBDS**

Conselho Empresarial Brasileiro  
para o Desenvolvimento Sustentável

Elaboração de conteúdo



### **Realização**

CEBDS - Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (Brazilian Business Council for Sustainable Development)  
Avenida das Américas, 1.155/grupo 208, Rio de Janeiro, Rj, Brasil  
Tel.: +55 (21) 2483-2250  
e-mail: [cebds@cebds.org](mailto:cebds@cebds.org) • website: [www.cebds.org](http://www.cebds.org)

### **Coordenação**

Fernando Malta

### **Câmara Temática de Energia e Mudanças Climáticas**

Presidente: David Canassa

Vice-Presidente: Vivian MacKnight

### **EquipeWayCarbon**

Coordenação: Carlos Henrique Delpupo

Consultores Especialistas: Thiago Mendes e Alexandre Castro

Consultores: Marcela Paranhos, Maria Carolina Lacombe, Eagles Muniz, Fernanda Soares, Raimer Rodrigues e Karine Nair Oliveira

Projeto gráfico e diagramação: I Graficci Comunicação e Design

Patrocínio



Braskem

# Carta de Apresentação

F ruto de um grande esforço conjunto conduzido pelo CEBDS e pelos especialistas de suas empresas associadas, reunidos na Câmara Temática de Energia e Mudanças Climáticas, e com o apoio da WayCarbon e da Conservação Internacional, o *Estudo sobre Adaptação e Vulnerabilidade à Mudança do Clima: o caso do setor elétrico brasileiro* é uma contribuição a um tema cujas consequências ainda são rodeadas de incertezas.

A iniciativa do CEBDS buscou aprofundar o conhecimento sobre esta questão que trará certamente repercussões na economia brasileira, dada a sensibilidade da energia hidroelétrica à variação climática (temperatura e precipitação) e a sua elevada participação na matriz elétrica nacional. Ainda que se concentre na análise de longo prazo, fatos recentes como, por exemplo, o cenário atual desse início de 2013 quando os reservatórios registraram volumes bem abaixo do nível histórico, corroboram com os principais resultados do estudos.

A elaboração deste relevante estudo esbarrou em dificuldades para a obtenção de dados, a inexistência de modelos climáticos regionais até a sua finalização e a excepcionalidade do sistema e do mercado elétrico nacional.

Para superar as limitações impostas, optou-se pela utilização de uma metodologia de análise de riscos climáticos, na qual a variabilidade do clima foi avaliada por meio de três estudos de caso com usinas geradoras de hidroeletricidade.

Apesar das dificuldades e das limitações do estudo, os resultados chamam a atenção para a importância da incorporação da questão climática na agenda estratégica do setor elétrico e da urgência do entendimento do grau de sensibilidade do setor, dos riscos e das oportunidades associados.

O esforço aqui apresentado é uma iniciativa do setor empresarial em aprofundar a compreensão sobre essas questões, ressaltando a necessidade e urgência de uma análise mais acurada e de um maior entendimento sobre as vulnerabilidades do setor elétrico nacional frente às mudanças climáticas.

Os resultados do estudo mostram o impacto das mudanças climáticas no médio prazo no cenário energético nacional. Ou seja, a atual estratégia de geração elétrica brasileira dissociada de uma percepção mais precisa das mudanças climáticas levará a um ambiente de ainda mais insegurança – energética, econômica e física.

Esperamos que essa nova contribuição possa não só auxiliar o desenvolvimento energético brasileiro como, e principalmente, servir como base para novos estudos, ainda mais aprofundados, sobre vulnerabilidades e estratégias de adaptação às mudanças climáticas não apenas para o setor empresarial, mas para todo o Brasil.

Marina Grossi  
Presidente Executiva do CEBDS

David Canassa  
Presidente da Câmara Temática de Energia e Mudanças Climáticas



# Sumário

	Sumário Executivo	10
	Introdução	12
<b>Capítulo 1</b>	Avaliação do polígono de aglomeração industrial e cenários de mudança do clima	13
<b>Capítulo 2</b>	Adaptação à mudança do clima: incertezas, vulnerabilidades, riscos e oportunidades	15
<b>Capítulo 3</b>	Caracterização do Setor Elétrico no Brasil	21
<b>Capítulo 4</b>	Análise de Vulnerabilidade: gerenciamento de riscos climáticos no setor hidrelétrico	27
	4.1 Análise de Vulnerabilidade 2050	40
	4.2 Ações para redução da vulnerabilidade e adaptação do Setor Elétrico Brasileiro e suas emissões relativas de gases de efeito estufa	44
	4.3 Principais orientações e recomendações de ordem qualitativa para realizar ações para redução de vulnerabilidade e adaptação com enfoque sistêmico e antecipatório do sistema elétrico brasileiro	48
<b>Capítulo 5</b>	Análise de Custo da Estratégia de Adaptação	55
	5.1 Déficit de geração para atender à energia assegurada	56
	5.2 Seleção das fontes de energia complementar	57
	5.3 Análise comparativa de custo de geração de energia elétrica por fonte complementar	57
	5.4 Análise comparativa de custo de energia por usina para os cenários 2050	59
<b>Capítulo 6</b>	Análise de Trade-off de estratégia de adaptação	61
	6.1 Avaliação Econômica	64
	6.2 Avaliação Qualitativa	67
	6.2.1 Aspecto Financeiro	68
	6.2.2 Aspecto Tecnológico	71
	Considerações Finais	75
	Referências Bibliográficas	77

## Lista de gráficos, tabelas e quadros

Figura 1	Projeções de anomalias de temperatura (°C) para a América do Sul para o período de 2071-2099 (Cenário A2) em relação ao período base de 1961-1990 para 15 diferentes modelos climáticos globais reconhecidos pelo IPCC.	16
Figura 2	Projeções de anomalias de precipitação (mm/dia) para a América do Sul para o período de 2071- 2099 (Cenário A2) em relação ao período base de 1961-1990 para 15 diferentes modelos climáticos globais reconhecidos pelo IPCC.	17
Figura 3	Recorte de análise do gerenciamento de risco climático. (MITCHELL, 2008)	18
Figura 4	Dinâmica de Risco – Relação entre Clima e Desenvolvimento. (IPCC, 2012, adaptado)	18
Figura 5	Diagrama da Vulnerabilidade.	19
Figura 6	Redução da geração de energia hidroelétrica entre os anos de 2001 e 2000. (ONS, 2012, modificado)	20
Figura 7	Composição da Matriz Energética Brasileira – 2011 (EPE, 2012)	22
Figura 8	Composição da Matriz Elétrica Nacional – 2011 (EPE, 2012)	22
Figura 9	Distribuição das UHEs no Brasil por bacias (2011) (ANEEL, 2012)	25
Figura 10	Distribuição das PCHs no Brasil por Bacias 2011. (ANEEL, 2012)	25
Figura 11	Distribuição das CGHs no Brasil por Bacias 2011. (ANEEL, 2012)	26
Figura 12	Variações históricas de vazão diária de rio localizado na bacia do Paraná. (Elaboração própria a partir da base de dados do ONS))	29
Figura 13	Variações históricas de vazão média mensal (m <sup>3</sup> /s) de rio localizado na bacia do Paraná. (Elaboração própria a partir da base de dados do ONS)	29
Figura 14	Análise das vazões para usina a fio d'água.	31
Figura 15	Produção de energia média mensal da usina a fio d'água.	32
Figura 16	Correlação Vazão x Produção de energia de uma usina a fio d'água.	32
Figura 17	Variação da Produção de energia de uma usina a fio d'água.	33
Figura 18	Análise das vazões para Usina B com reservatório.	34
Figura 19	Produção de energia média mensal da usina B.	34
Figura 20	Vazão x Produção de energia da usina B.	35
Figura 21	Variação da Produção de energia de uma usina de ~100MW caso operasse a fio d'água.	36
Figura 22	Variação da Produção de energia média real de uma usina de ~100MW com reservatório.	36
Figura 23	Análise das vazões para usina com reservatório.	37
Figura 24	Produção de energia média mensal da usina com reservatório.	38
Figura 25	Correlação Vazão x Produção de energia de uma usina com reservatório.	38
Figura 26	Variação da Produção de energia de uma usina de com potência instalada superior a 1.000 MW caso operasse a fio d'água.	39
Figura 27	Variação da Produção de energia de uma usina de potencia superior a 1.000MW com reservatório.	40
Figura 28	Variação da produção de energia de uma usina A nos cenários moderado e extremo para o ano de 2050.	41
Figura 29	Variação da produção de energia de uma usina B nos cenários moderado e extremo para o ano de 2050.	42
Figura 30	Variação da produção de energia de uma usina C nos cenários moderado e extremo para o ano de 2050.	43
Figura 31	Distribuição mensal da produção usina A nos cenários 2050.	45

Figura 32	Emissões de GEE por tipo de fonte devido à reposição do déficit de energia na Usina A.	46
Figura 33	Distribuição mensal da produção usina B nos cenários 2050.	46
Figura 34	Emissões de GEE por tipo de fonte devido à reposição do déficit de energia na Usina B.	47
Figura 35	Distribuição mensal da produção da Usina C nos cenários 2050.	47
Figura 36	Emissões de GEE por tipo de fonte devido à reposição do déficit de energia na Usina C.	48
Figura 37	Médias mensais de geração baseadas nas médias mensais de vazão de 1931 a 2010.	56
Figura 38	Cenários de geração de energia para 2050.	57
Figura 39	Investimento x Custo de Produção por fonte de geração.	58
Figura 40	Custo da Complementariedade de Geração por Fonte - Usina A	59
Figura 41	Custo da Complementariedade de Geração por Fonte - Usina B	60
Figura 42	Custo da Complementariedade de Geração por Fonte - Usina C	60
Figura 43	Emissões de CO <sub>2</sub> e por Fonte Complementar de Geração - Usina A	64
Figura 44	Emissões de CO <sub>2</sub> e por Fonte Complementar de Geração - Usina B	65
Figura 45	Emissões de CO <sub>2</sub> e por Fonte Complementar de Geração - Usina C	65
Figura 46	Trade-Off 2050 - Usina A	66
Figura 47	Trade-Off 2050 - Usina B	66
Figura 48	Trade-Off 2050 - Usina C	67
Figura 49	Investimento por país e setor, 2011 (Bilhões de USD)	70
Figura 50	Evolução do preço do petróleo nos cenários WEO	73
Figura 51	Dependência Externa de Energia (EPE, 2011)	74

#### Lista de Tabelas

Tabela 1	Capacidade instalada de geração elétrica (MW)	23
Tabela 2	Consumo final de energia das principais fontes energéticas.	23
Tabela 3	Consumo de eletricidade na rede por classe (GWh e %).	24
Tabela 4	Consumo de eletricidade na rede por subsistema (GWh).	24
Tabela 5	Investimento, custo de produção e tarifa de equilíbrio para diferentes fontes de energia.	58

#### Lista de Quadros

Quadro 1	Ações para redução de vulnerabilidade.	45
Quadro 2	Classificação de ações de vulnerabilidade e adaptação.	54
Quadro 3	Principais políticas de incentivo as energia renováveis	62
Quadro 4	Linhas de Financiamento	69
Quadro 5	Medidas de redução de vulnerabilidade e adaptação	71

## Sumário Executivo

 O setor elétrico brasileiro é sensível à exposição de variações extremas de clima devido, principalmente, à grande participação das usinas hidrelétricas na matriz elétrica nacional, sensíveis às variações hidrológicas decorrente das variabilidades climática (temperatura e precipitação).

Essa análise da vulnerabilidade climática é feita por meio de modelos globais, como o do Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), com diferentes cenários e projeções de longo prazo. A inexistência de modelos regionais, especialmente para o caso específico do Brasil, foi uma das dificuldades da realização deste estudo, visto que a utilização de modelos globais, como o do IPCC, traria incertezas que poderiam colocar em xeque a conclusão do estudo.

Para atender aos objetivos do setor empresarial, em especial do CEBDS, foi necessário um ajuste na metodologia aplicada de forma a atender às necessidades de prazos de planejamento corporativo. Dessa forma, foi utilizada uma metodologia de análise de riscos climáticos que captura a exposição dos empreendimentos à mudança global do clima e/ou às variações naturais do clima, para os anos de 2020 e 2050.

A variabilidade climática, especificamente vazões dos rios, foi avaliada por meio de três estudos de caso com usinas geradoras de hidroeletricidade com os seguintes perfis:

- Fio d'água com cerca de 30MW de potência instalada (Usina A)
- Usina com reservatório e cerca de 100MW de potência instalada (Usina B)
- Usina com reservatório e potência instalada superior a 1.000MW (Usina C)

Para 2020, foi analisado o impacto e a exposição de cada usina, bem como suas sensibilidades e as variações de produção. Para 2050, a análise dessas variações de produção foi feita por meio de três cenários: cenário de mudança zero, que utilizou a condição de média histórica; cenário de mudança moderada e cenário de mudança extrema.

Os resultados alcançados apontaram para a necessidade de problematização das condições de expansão da dependência de usinas de baixo armazenamento e/ou completa dependência de energia de fluxo. Concluiu-se que a vulnerabilidade das usinas hidrelétricas será diferenciada em função das características e dimensões da capacidade instalada, em relação à exposição das variações de vazão dos rios onde estão localizadas. De maneira genérica, usinas que possuem reservatório tendem a ter maior capacidade de gerenciamento de suas vulnerabilidades quando as mesmas são dimensionadas de maneira apropriada às suas condições de produção.

É importante ressaltar, no entanto, que, embora o setor elétrico nacional, fortemente dependente da energia hidrelétrica, seja vulnerável às variações climáticas, as características do Sistema Interligado Nacional (SIN) favorece a complementariedade dos regimes hidrológicos entre as diferentes regiões do país, o que pode resultar em uma menor exposição do sistema às questões climáticas.

A avaliação de ações para redução da vulnerabilidade e adaptação do setor elétrico em relação aos três estudos de caso trouxe os seguintes resultados:

Usina	2050	Ações de redução de vulnerabilidade
A ~ 30 MW	<ul style="list-style-type: none"> <li>Excedentes de geração identificados nos meses de dezembro, janeiro, fevereiro e março em ambos cenários moderado e extremo</li> <li>Déficit de abril a novembro.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Necessidade de suprir os meses de déficit com outras fontes de energia;</li> <li>Fontes de origem fóssil possuem menor vulnerabilidade em relação às condições naturais de variabilidade climática (embora possuam maiores emissões de gases de efeito estufa (GEE));</li> <li>Emissões de 30 mil tCO<sub>2</sub>e adotando o carvão mineral no cenário extremo ou de 15 mil tCO<sub>2</sub>e no cenário moderado.</li> </ul>
B ~ 100 MW	<ul style="list-style-type: none"> <li>Déficit de geração em apenas dois meses, mas com geração ainda bastante superior à energia assegurada (cerca de 20% acima do nível).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>A existência de reservatório de grande capacidade de armazenamento propicia menor vulnerabilidade e menor demanda de suprimento de déficit à Usina B;</li> <li>Emissões de GEE devido à reposição de energia térmica a carvão mineral seriam de no máximo cerca de 15 mil tCO<sub>2</sub>e no cenário extremo.</li> </ul>
C Acima de 1000 MW	<ul style="list-style-type: none"> <li>Déficits de geração no cenário extremo de maio a novembro e no cenário moderado de maio a outubro.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Emissão de cerca de 3 milhões de tCO<sub>2</sub>e para cobrir o déficit nos períodos de menor vazão no cenário extremo e de cerca de 2 milhões de tCO<sub>2</sub>e no cenário moderado com uso de carvão mineral.</li> </ul>

A partir dos resultados apresentados, foram elaboradas orientações e recomendações no sentido de realizar ações para redução de vulnerabilidade e adaptação, entre elas:

- Reduzir a dependência da geração hidrelétrica diretamente das vazões e assegurar a oferta complementar de energia por meio de outras fontes ou usinas complementares;
- Ampliar a confiabilidade da oferta do setor;
- Promover maior eficiência energética na transmissão e distribuição;
- Estimular uso racional da energia;
- Estimular novos modelos de negócios;
- Fomentar a promoção do conhecimento no foco de redução das vulnerabilidades do setor elétrico;
- Reduzir os conflitos junto aos demais usuários de recursos hídricos e do espaço.

Já a análise de custo da estratégia de adaptação partiu da recomendação de assegurar a oferta complementar de energia a partir de outras fontes, calculando o déficit anual de energia para cada usina do estudo de caso, e traçando o custo de geração para cada fonte complementar selecionada. O déficit anual foi calculado, considerando apenas a diferença de geração abaixo da energia assegurada, e o custo da energia elétrica para cada fonte foi baseado no custo de produção publicado pela EPE em 2008.

O objetivo da análise de *trade-off*, foi o de analisar o custo de cada energia pelo seu custo de geração em comparação ao custo associado à intensidade de carbono de cada fonte, internalizando a contribuição dessas emissões para a mudança global do clima. Os resultados encontrados fomentaram a análise de *trade-off* da estratégia de adaptação, que identificou para cada usina, os custos de geração em relação aos custos associados às emissões de GEE, para cada fonte alternativa de geração.

De acordo com essa análise, ficou clara a importância da diversificação das fontes de energia para garantir a complementariedade da geração de energia hídrica. As fontes fósseis se mostraram como as mais resilientes aos impactos da variabilidade natural e mudança do clima, embora essas fontes sejam mais intensivas na emissão de GEE, o que pode ser uma barreira a sua implantação.

No caso das fontes renováveis não associadas ao regime hídrico, foram levantadas as tendências de mercado dessas fontes no futuro, mostrando uma redução nos seus custos devido aos incentivos governamentais, ganhos de escala na produção e melhorias tecnológicas. Nesse sentido, existem oportunidades de

investimento associadas às fontes renováveis, reforçadas pelo ambiente regulatório favorável para sua implantação, além de diretrizes públicas para o incentivo ao desenvolvimento sustentável, em especial associadas aos desafios de mitigação de emissões de GEE no Brasil e no mundo. Essas fontes possuem uma melhor resposta em se tratando da variável sustentabilidade, desde que sua competitividade econômica, como demonstrado pelo setor eólico recentemente, se consolide.

Com relação ao caso eólico, é importante ressaltar que, dada a dificuldade de obtenção de dados públicos sobre custo de produção, o estudo utilizou os dados da EPE publicados em 2008, e as análises de *trade-off* basearam-se nessas informações, consequentemente. Cabe ressaltar, no entanto, que a energia eólica já é competitiva nos leilões, oferecendo energia a preços inferiores a 100 R\$/MWh.

Em resumo, o estudo aqui apresentado deixa claro que existe uma exposição das empresas à variável climática. No caso presente, o setor de geração de energia foi estudado e se mostrou suscetível a impactos advindos das variações do clima, tanto as variações naturais como as variações associadas a mudança global do clima. Ainda que o estudo se limite a análise de alguns casos, o que não permite uma extrapolação segura para todo o “grid” brasileiro que somente poderia ser considerado a partir de um aprofundamento do mesmo e aumento de casos estudados, ele demonstra claramente que a preocupação climática deve estar na agenda de planejamento e definição estratégica do negócio. Se o negócio é afetado por mudanças naturais do clima, é possível afirmar que ele é sensível também à mudança do clima, logo faz-se urgente entender o grau de sensibilidade existente e onde estão os riscos e oportunidades associados.

## Introdução



O setor elétrico possui unidades produtivas que são bastante sensíveis à exposição de variações extremas de clima. Em especial, a análise de vulnerabilidades do setor tende a ser significativa para a variável das mudanças hidrológicas causadas pelo incremento de temperatura média da superfície terrestre e da variabilidade natural no Brasil. Por conseguinte, a adoção de cenários com características diversas introduz graus variados de incerteza na avaliação da vulnerabilidade e dos impactos da mudança do clima em qualquer atividade econômica. Um cuidado especial sobre essas incertezas foi considerado neste trabalho, que utiliza horizontes de tempo reduzidos se comparados com a maior parte dos estudos de mudanças do clima.

Geralmente, estes estudos adotam o recorte temporal comparando as condições do período de 1961 a 1990 em relação à expectativa dos resultados encontrados para o final do século (2071 a 2099). Entretanto, para atender os objetivos do setor empresarial, o foco deste estudo foi ajustado para seguir premissas de horizonte temporal aplicadas às necessidades de planejamento corporativo. Assim, as datas de 2020 e 2050 foram escolhidas como os limites de corte temporal das análises.

Para minimizar os impactos relativos às grandes incertezas inerentes a esse projeto e gerenciá-las em relação ao número de possíveis cenários e variáveis, dividiu-se o estudo em etapas diversas, inspiradas na metodologia de gerenciamento de risco climático. Foram realizadas análises de vulnerabilidade em relação aos impactos adversos da mudança e da variabilidade natural do clima, segmentadas em seções que tratam do arcabouço conceitual dos trabalhos de adaptação e gestão de risco; a caracterização do setor elétrico, em especial da dinâmica do segmento geração elétrica, com foco em fontes hídricas; e a realização de três estudos de caso de usinas hidroelétricas no Brasil. Nessa última etapa, os padrões de variação do sistema foram avaliados, tais como máximas e mínimas, frequências e tendências das vazões; identificação dos riscos e avaliação da sensibilidade associados à natureza da dependência das vazões turbinadas e capacidade instalada das usinas; análise de custos, relativos aos impactos, assim como a avaliação de trade-off das mesmas em relação às emissões de gases de efeito estufa (GEE). De forma complementar as avaliações e análises, o estudo traz as principais orientações para realizar ações de redução de vulnerabilidade e adaptação do Setor Elétrico Brasileiro.

Compreende-se que os resultados desta análise trazem uma contribuição para o debate sobre os processos de identificação de vulnerabilidades do setor empresarial brasileiro frente à variabilidade natural e à mudança de clima. Por meio deste trabalho o Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS) vem somar conhecimento, por uma ótica empresarial, a um tema cujas consequências ainda são rodeadas de incertezas.

A photograph of an industrial facility, likely a pulp mill, featuring two tall, silver metal chimneys with multiple levels of walkways and ladders. The facility is composed of a complex network of pipes, metal structures, and walkways. In the foreground, there is a large, conical pile of bright yellow material, possibly wood chips or a byproduct of the industrial process. The sky is a clear, bright blue.

## Capítulo 1

Avaliação do polígono de  
aglomeração industrial e  
cenários de mudança do clima

A primeira atividade realizada no início dos trabalhos foi a identificação do polígono geográfico-alvo para as análises de exposição ao risco e vulnerabilidade à mudança do clima. Também nesse primeiro momento foram avaliados os cenários de mudança do clima do Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (*Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC*) com o objetivo de adaptá-lo para o caso do setor elétrico brasileiro, foco deste trabalho. O estudo traz as principais orientações para realizar ações de redução de vulnerabilidade e adaptação do Setor Elétrico Brasileiro.

Os resultados dessa primeira fase foram apresentados ao CEBDS por meio de um relatório denominado “Estudo de Vulnerabilidade e Adaptação CEBDS com foco na Disponibilidade de Recursos Hídricos para Setor Elétrico Brasileiro”, no qual foram identificadas as bacias que abrigam o polígono das aglomerações industriais, sendo elas: Paraná, Paraguai, São Francisco, Atlântico Sudeste, Atlântico Leste, Atlântico Sul e Uruguai. Entre elas, apenas as regiões hidrográficas Paraná, Atlântico Sudeste e Atlântico Sul situam-se completa ou majoritariamente na área do polígono. Nesse sentido, como veremos em sequência no presente relatório, essa definição das bacias e do polígono de aglomeração industrial serviu para localizar as atividades-alvo do estudo de caso do trabalho<sup>1</sup>.

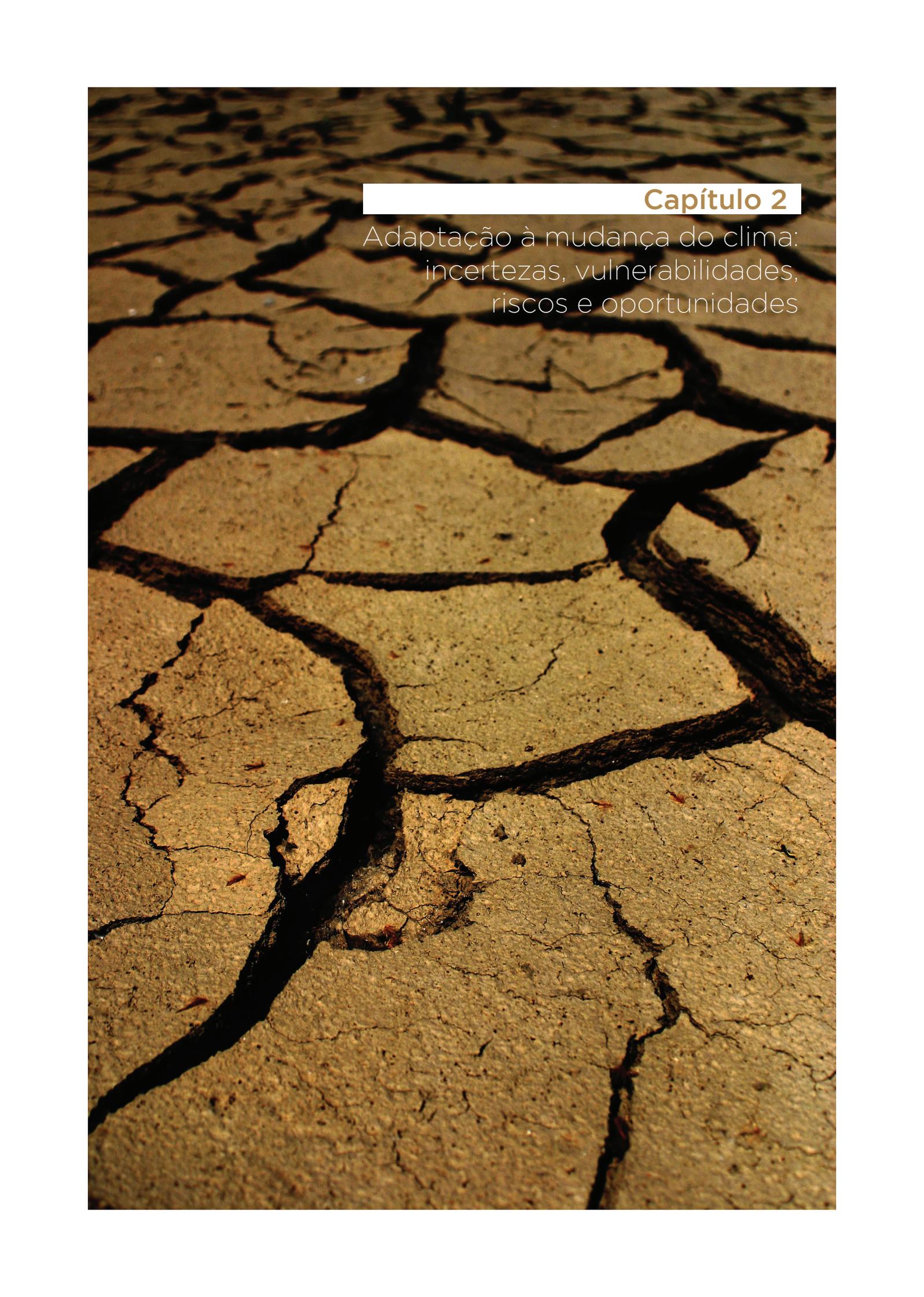
Em seguida, as projeções e cenários de mudança do clima foram analisados, avaliando as mudanças de temperatura e precipitação, com destaque para as bacias que fazem parte do polígono de aglomeração industrial. A função dessa análise foi fornecer dados para o passo seguinte: as análises de vulnerabilidade em relação aos impactos da mudança do clima.

Como veremos em sequência no relatório, as incertezas associadas a esses cenários quando trazidos para o recorte temporal do trabalho tornaram difícil a aplicação dos mesmos para os estudos de caso que foram desenvolvidos. Dessa forma, soluções de contorno foram adotadas visando minimizar o máximo possível as incertezas dos resultados encontrados.



O estudo traz as principais orientações para realizar ações de redução de vulnerabilidade e adaptação do Setor Elétrico Brasileiro.

<sup>1</sup> Detalhes sobre a justificativa e caracterização do polígono industrial estão no anexo 1.

A close-up photograph of parched, cracked earth. The ground is a light tan color, and the cracks are deep and dark, forming a complex, irregular pattern across the surface. The lighting is bright, casting shadows that emphasize the texture and depth of the fissures.

## Capítulo 2

Adaptação à mudança do clima:  
incertezas, vulnerabilidades,  
riscos e oportunidades

As variações do clima influenciam as condições de vida, os sistemas e os setores socioeconômicos como a agricultura, a geração de energia por fontes hídricas, entre outros.

*“As projeções de cenários para mudança do clima para o século XXI foram derivadas dos vários modelos do clima global utilizados pelo IPCC. O fato de modelos globais do clima utilizarem diferentes representações físicas de processos, em uma grade de resolução relativamente baixa, introduz um certo grau de incerteza nesses cenários futuros da mudança do clima. Essa incerteza é extremamente significativa na avaliação da vulnerabilidade e do impactos da mudança do clima, bem como na implementação de medidas de adaptação” (Brasil, 2010, p. 414).*

Os modelos climáticos e as projeções elaboradas pela maior parte dos estudos sobre adaptação à mudança do clima no Brasil foca em resultados para o final do século (2071-2099). Da mesma forma, os níveis de incerteza tendem a ser muito grandes quando são comparados os resultados dos diferentes modelos globais, havendo convergências somente em termos do aumento da temperatura global. A figura abaixo apresenta as anomalias projetadas para o aumento de temperatura para fins do século na América do Sul.

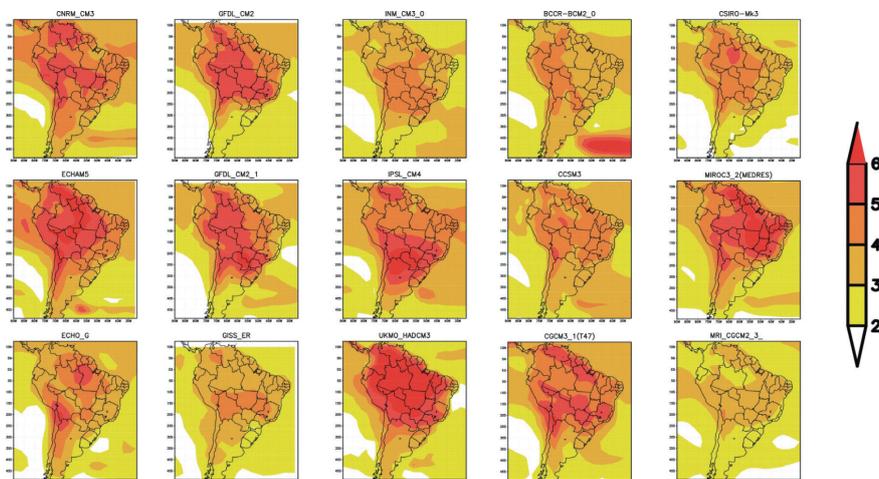


Figura 1 - Projeções de anomalias de temperatura (°C) para a América do Sul para o período de 2071-2099 (Cenário A2) em relação ao período base de 1961-1990 para 15 diferentes modelos climáticos globais reconhecidos pelo IPCC.  
Fonte: NOBRE *et al.*, 2008 *apud* BRASIL, 2010.

Como mostrado na figura 1, apesar das divergências sobre o grau de variação da temperatura, os 15 modelos estabelecem que, no mínimo, haverá um aumento de 2°C em toda a América do Sul. Por outro lado, não há a mesma convergência em relação aos resultados sobre a mudança nos padrões hidrológicos.

Como apresentado na figura 2, os resultados em relação às anomalias de precipitação média por dia podem variar em mais de 100% para a mesma região quando comparados os diferentes modelos globais reconhecidos pelo IPCC. Alguns modelos

consideram que a região do nordeste brasileiro, por exemplo, terá uma queda pluviométrica de até 3 mm/dia, enquanto outros modelos apontam para uma ampliação das chuvas em até 3 mm/dia para o período 2071-2099.

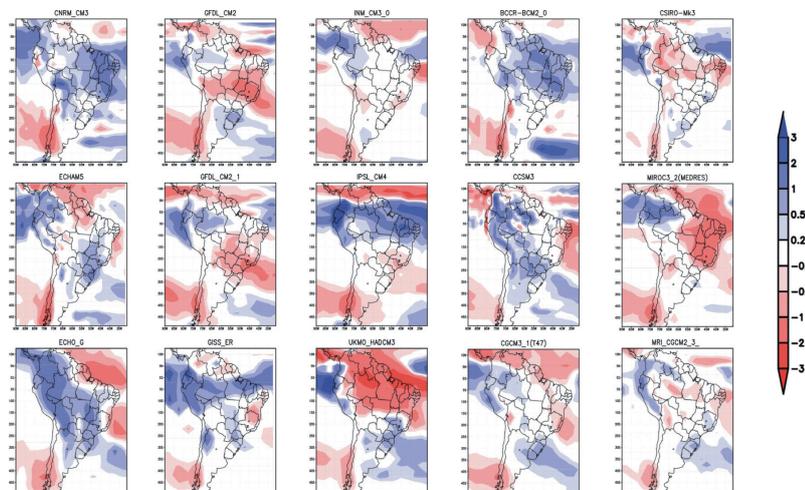


Figura 2 - Projeções de anomalias de precipitação (mm/dia) para a América do Sul para o período de 2071- 2099 (Cenário A2) em relação ao período base de 1961-1990 para 15 diferentes modelos climáticos globais reconhecidos pelo IPCC. Fonte: NOBRE *et al.*, 2008 *apud* BRASIL, 2010.

Atualmente, as escalas temporais adotadas pelos modelos que apresentam os impactos da mudança do clima e as condições de prazo para tomada de decisão no mundo empresarial são bastante distintas. Desse modo, os gestores e planejadores do universo corporativo - que devem apresentar resultados de suas empresas a cada ano fiscal - terão grandes dificuldades em internalizar as projeções para finais de século (com alta incerteza) da mudança do clima como base para seu planejamento operacional de negócios. É nesse contexto que é aplicado o método de gerenciamento de risco climático, uma metodologia que constrói sua análise de impactos a partir das condições da variabilidade climática histórica e atual.

A partir da identificação das vulnerabilidades de uma determinada atividade, operação ou empreendimento em relação às variações climáticas históricas e atuais, pode-se, em um prazo coerente com os modelos de negócios, tomar decisões e construir estratégias sensíveis à variabilidade natural do clima e, conseqüentemente, contribuir para os processos de adaptação das empresas às mudanças futuras do clima. O método é aplicado em sistemas de gerenciamento de risco para enfrentar a variabilidade climática atual e, ao mesmo tempo, assegurar uma margem de ação que viabilize o desenvolvimento de processos de adaptação à mudança climática. Dessa forma, o recorte de análise da metodologia de gerenciamento de risco climático está na interseção dos processos de adaptação à mudança do clima e da abordagem de redução do risco de desastres.

Como ilustrado na figura 3, enquanto a adaptação à mudança do clima lida com ajuste de longo prazo, a abordagem de redução de riscos de desastres tem foco na análise dos perigos geofísicos.

ADAPTAÇÃO À MUDANÇA DO CLIMA é um ajuste nos sistemas naturais ou humanos em resposta a estímulos climáticos reais ou esperados ou aos seus efeitos que reduz danos, evita perdas ou explora oportunidades de benefícios frente às mudanças.

REDUÇÃO DO RISCO DE DESASTRES é o amplo desenvolvimento e aplicação de políticas, estratégias e práticas para minimizar as vulnerabilidades e riscos de desastres na sociedade, por meio de prevenção, mitigação e prontidão.

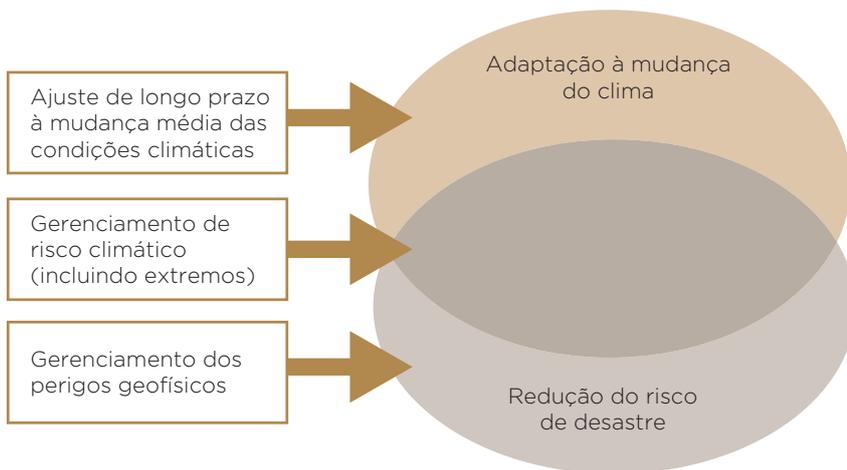


Figura 3 - Recorte de análise do gerenciamento de risco climático.  
Fonte: MITCHELL, 2008.

Assim, o método de gerenciamento de risco climático compreende dois elementos essenciais na formulação de risco: a probabilidade de ocorrência de uma determinada ameaça (perigo) e o grau de suscetibilidade do elemento expostos à referida fonte (vulnerabilidade). IPCC (2007) define o risco como uma função de probabilidade e consequências de um evento, sendo possível combinar esses dois fatores de várias formas. Desse modo, compreende-se que pode ocorrer mais do que um evento; as consequências podem variar positiva ou negativamente e o risco pode ser medido qualitativa ou quantitativamente.

Entretanto, as condições de tratamento dos riscos estão em um campo de interseção entre a dimensão de clima (conjunto associado à variabilidade natural e mudança do clima antrópica) e a dimensão de desenvolvimento, que compreende as condições de gerenciamento de riscos e das ações de adaptação à mudança climática. A figura 4 apresenta de maneira esquemática essa relação.

**GERENCIAMENTO DE RISCO** é definido como a cultura, processo ou estrutura direcionada para materializar potenciais oportunidades, gerindo ao mesmo tempo efeitos adversos.



Figura 4 - Dinâmica de Risco – Relação entre Clima e Desenvolvimento.  
Fonte: Elaborado a partir de IPCC (2012).

Por conseguinte, a adaptação à mudança do clima, bem como o gerenciamento de risco climático, tornam-se questões de desenvolvimento, ou seja, não podem ser considerados apenas de cunho ambiental.

Contudo, nos processos associados ao gerenciamento de desastres, os riscos sempre estão associados às probabilidades de ocorrências de consequências negativas, perdas e danos (ex. interrupção de atividade econômica) resultantes de interações entre os perigos naturais ou humanos induzidos e condições vulneráveis. O esforço de reduzir a vulnerabilidade é o principal elemento comum entre as abordagens de adaptação à mudança do clima e o gerenciamento de risco, tornando-se base estruturante para a definição de estratégias e orientação de ações para instituições públicas e privadas.

No contexto da adaptação à mudança climática, diferentes definições e conceitos de vulnerabilidade foram desenvolvidos e discutidos. Uma das definições mais proeminentes é a do Quarto Relatório de Avaliação do IPCC (2007) que descreve a vulnerabilidade como função da exposição ao impacto, sensibilidade e capacidade adaptativa, como ilustra a figura 5.

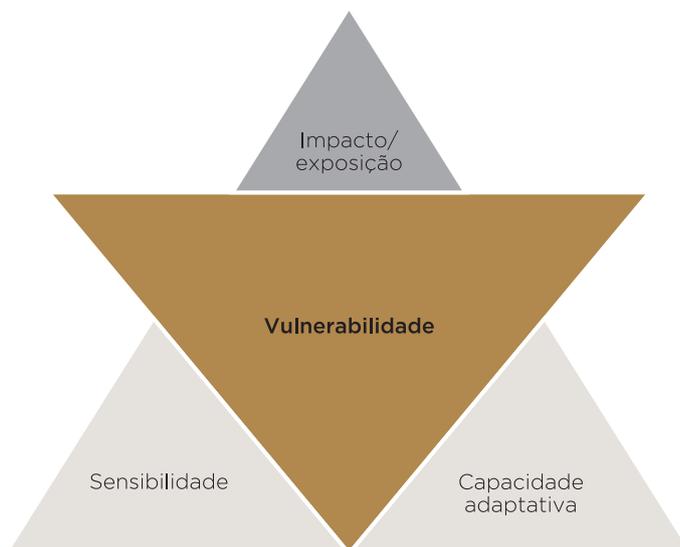


Figura 5 - Diagrama da Vulnerabilidade.  
Fonte: IPCC, 2007.

O conceito de impacto, por sua vez, adotado neste estudo está vinculado aos efeitos da mudança do clima nos sistemas humanos e naturais. Já o conceito de efeitos adversos da mudança do clima adotado está associado à mudança no meio físico ou biota resultantes da mudança do clima que tenham efeitos deletérios significativos sobre a composição, resiliência ou produtividade de ecossistemas naturais e manejados, sobre o funcionamento de sistemas socioeconômicos ou sobre a saúde e o bem-estar humanos.

Os impactos do clima na hidroeletricidade ocorrem quando qualquer condição de escoamento é alterada. Desta forma, as operações de hidrelétricas também são e serão afetadas indiretamente, quando as temperaturas do ar, umidade, ou padrões de vento são afetados pelas mudanças no clima. Porém, as variáveis de condição direta de alterações na produção da

**VULNERABILIDADE** é o grau ao qual um sistema, localidade ou atividade socioeconômica está suscetível, ou inapto para ser desenvolvido, aos efeitos adversos de mudança de clima, incluindo variabilidade climática e extremos. A vulnerabilidade é a função da magnitude, qualidade e índice da variação climática a qual um sistema está exposto, como também sua sensibilidade e capacidade de adaptação.

hidroeletricidade são essencialmente as quantidades de vazão dos rios e a dinâmica de gestão dos reservatórios.

Um exemplo de como um efeito adverso de clima afeta a geração elétrica foi a seca ocorrida no Brasil, que contribuiu como um dos fatores causadores do racionamento nacional de energia ocorrido no período de 2000 e 2001. Dentre outros fatores decisivos para o período popularmente conhecido como “apagão”, como (e principalmente) a falta de investimento em expansão, geração e transmissão no setor elétrico, esta foi uma das causas na queda da produção de energia hidrelétrica no período, que variou de 28% a 46% comparado aos valores de 2000. A figura 6 demonstra as variações mensais de produção de energia elétrica no ano de 2001.

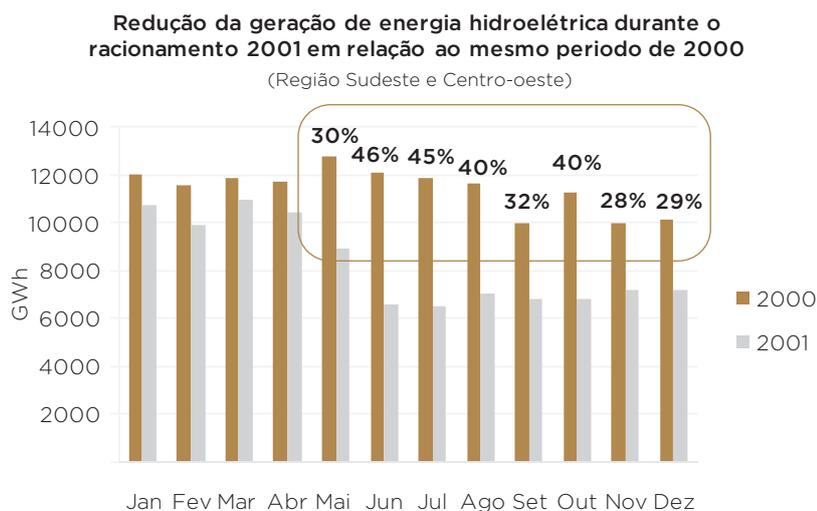


Figura 6 - Redução da geração de energia hidroelétrica entre os anos de 2001 e 2000.

Fonte: Elaborado a partir de ONS (2012).

Nessa perspectiva, a magnitude e a frequência de eventos de risco potencial devem ser consideradas na análise de vulnerabilidade dos setores em relação à mudança de clima. Para a realização dos processos de análise de vulnerabilidade compreende-se que é necessário apresentar a caracterização do setor de geração elétrica por fontes hídricas no Brasil, o que será feita na próxima seção.

Adaptação à mudança do clima, bem como o gerenciamento de risco climático, tornam-se questões de desenvolvimento, ou seja, não podem ser considerados apenas de cunho ambiental.

## Capítulo 3

### Caracterização do Setor Elétrico no Brasil



Atualmente, em torno de 14% da matriz energética brasileira e cerca de 80% da matriz elétrica é composta pela fonte hidráulica, como pode ser visto na figura 7 e 8, respectivamente.

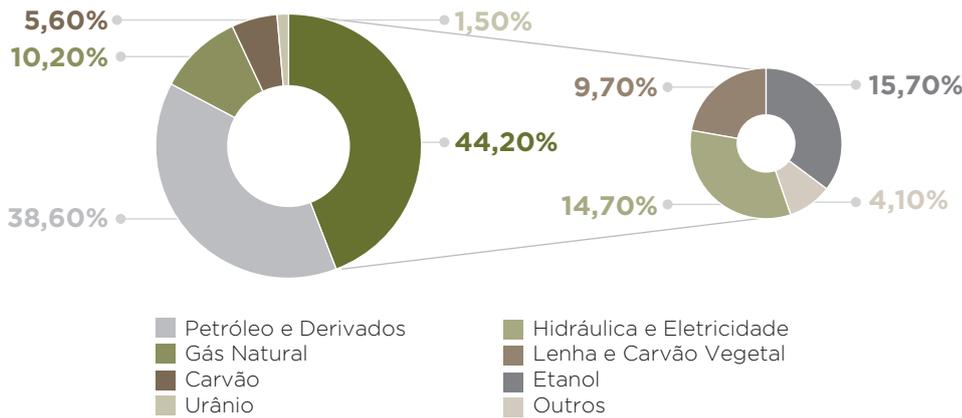
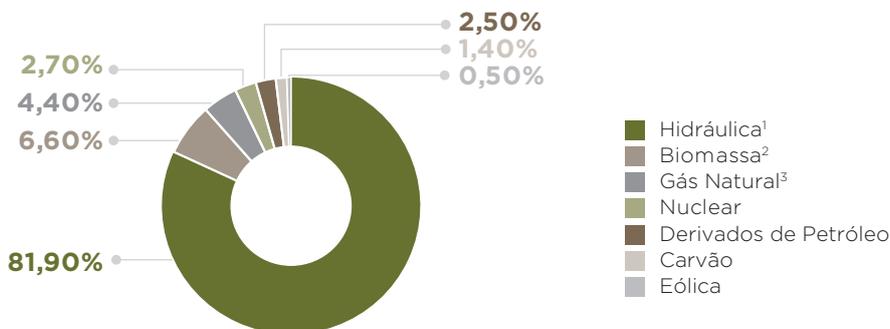


Figura 7 - Composição da Matriz Energética Brasileira - 2011  
Fonte: EPE, 2012.



<sup>1</sup> Inclui importação de eletricidade; <sup>2</sup> Inclui lenha, bagaço de cana, lixívia e outras recuperações; <sup>3</sup> Inclui gás de coqueria.

Figura 8 - Composição da Matriz Elétrica Nacional - 2011  
Fonte: EPE, 2012

Com relação à capacidade instalada, no ano de 2010, 68% da energia foi proveniente de usinas hidroelétricas (UHE), 3% de pequenas centrais hidroelétricas (PCH - usinas com até 30MW) e 0,2% de Centrais de Geração Hidroelétricas (CGH - usinas com até 1 MW) (EPE, 2012), como pode ser visto na tabela 1.

**Tabela 1 - Capacidade instalada de geração elétrica (MW)**

USINAS	2006	2007	2008	2009	2010	2010 (%)
UHE	72.005	74.937	74.901	75.484	77.090	68
UTE	20.372	21.229	22.999	25.350	29.689	26
PCH	1.566	1.820	2.490	2.953	3.428	3
CGH	107	112	154	173	185	0
UTN	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2
EOL	237	247	398	602	927	1
UFV	-	-	-	-	1	-
Total	96.294	100.352	102.949	106.569	113.327	100

Nota: UHE - Considera-se a parte nacional de Itaipu (6.300 MW até o ano de 006, 7.000 MW a partir de 2007).

UHE: Usina Hidrelétrica de Energia, UTE: Usina Termoelétrica de Energia, UTN: Usina Termonuclear; UFV: Usina Fotovoltaica; EOL: Central Geradora Eolielétrica; CGH: Central Geradora Hidrelétrica; PCH: Pequena Central Hidrelétrica.

Fonte: Aneel, 2012a;

Em termos absolutos, segundo EPE (2011) o consumo de energia elétrica no Brasil crescerá anualmente cerca de 5% ao ano, saltando de um consumo anual de 41.197 mil tep (479.121 GWh) em 2010 para 62.786 mil tep (720.201 GWh) em 2020 (tabela 2).

**Tabela 2 - Consumo final de energia das principais fontes energéticas.**

	2010		2015		2020		Variação anual (%)		
	10 tep	%	10 tep	%	10 tep	%	2010 -2015	2015 -2020	2010 -2020
<b>Gás natural</b>	19.103	8	28.044	9,6	42.000	11,3	11,1	8,4	9,8
<b>Carvão mineral e coque</b>	10.432	4,4	15.317	5,2	18.467	5	9,3	3,8	6,5
<b>Lenha</b>	17.563	7,4	19.429	6,6	21.528	5,8	2,4	2,1	2,2
<b>Carvão vegetal</b>	5.607	2,4	7.237	2,5	7.736	2,1	7	1,3	4,2
<b>Bagaço de cana</b>	31.930	13,4	40.001	13,7	50.698	13,6	6,5	4,9	5,7
<b>Eletricidade</b>	41.197	17,3	49.980	17,1	62.786	16,9	5,1	4,7	4,9
<b>Etanol</b>	12.291	5,2	20.931	7,2	32.336	8,7	12,5	9,1	10,8
<b>Biodiesel</b>	2.093	0,9	2.563	0,9	4.581	1,2	5,3	12,3	8,8
<b>Outros</b>	7.570	3,2	10.256	3,5	13.217	3,6	7	5,2	6,1
<b>Derivados de petróleo</b>	89.910	37,8	98.660	33,7	118.656	31,9	3,1	3,8	3,4
<b>Óleo diesel</b>	39.776	16,7	48.694	16,7	60.857	16,4	5,3	4,6	4,9
<b>Óleo combustível</b>	6.540	2,8	7.787	2,7	8.953	2,4	3,9	2,8	3,4
<b>Gasolina</b>	19.009	8	13.993	4,8	16.690	4,5	-4	3,6	-0,3
<b>GLP</b>	8.186	3,4	9.038	3,1	10.087	2,7	2,5	2,2	2,4
<b>Querosene</b>	3.674	1,5	4.524	1,5	5.834	1,6	5,3	5,2	5,3
<b>Outros derivados de petróleo</b>	12.724	5,4	14.624	5	16.234	4,4	3,7	2,1	2,9
<b>Consumo final energético</b>	237.697	100	292.418	100	372.004	100	5,6	4,9	5,3

Fonte: EPE, 2011.

Da mesma forma, o consumo absoluto estimado para o ano de 2020 para o setor industrial é aquele que representará o maior incremento (tabela 3). Os setores industrial e comercial somados representarão um incremento absoluto de consumo de cerca de 140 mil GWh em 2020. Atualmente, apenas o consumo do setor industrial representa 44% da energia elétrica total consumida no Brasil (EPE, 2012).

**Tabela 3 - Consumo de eletricidade na rede por classe (GWh e %)**

<b>Ano</b>	<b>Residencial</b>	<b>Industrial</b>	<b>Comercial</b>	<b>Outros</b>	<b>Total</b>
2011	112.690	193.437	74.102	61.210	441.439
2015	135.682	229.870	93.495	70.723	529.769
2020	166.888	283.707	123.788	84.709	659.092
<b>Período</b>	<b>Varição (% a.a.)</b>				
2010-2015	4,8	4,6	6,2	3,7	4,8
2015-2020	4,2	4,3	5,8	3,7	4,5
2010-2020	4,5	4,4	6	3,7	4,6

Fonte: EPE 2011.

Os dados da EPE divulgam o consumo de eletricidade no Brasil, concentrado as Regiões Sudeste e Centro-Oeste, e estima-se que até 2020 estas regiões somadas representarão mais de 58% do total nacional, como visto na tabela 4.

**Tabela 4 - Consumo de eletricidade na rede por subsistema (GWh).**

<b>Ano</b>	<b>Subsistema</b>				<b>SIN</b>	<b>Sistemas Isolados</b>	<b>Brasil</b>
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul			
2011	31.058	62.876	266.154	74.259	434.346	7.092	441.439
2015	46.780	76.466	317.967	86.653	527.866	1.903	529.769
2020	68.837	96.814	385.447	105.500	656.598	2.494	659.092
<b>Período</b>	<b>Varição (% a.a.)</b>						
2010-2015	10,7	5,2	4,6	4,1	5,1	-22,6	4,8
2015-2020	8	4,8	3,9	4	4,5	5,6	4,5
2010-2020	9,3	5	4,3	4,1	4,8	-9,6	4,6

Fonte: EPE, 2011.

Como pode ser visto nas figuras 9, 10 e 11, a concentração das usinas geradoras de energia hidrelétrica está localizada nas bacias do Paraná e do Atlântico Leste/Sudeste, o que coincide com o recorte de delimitação do polígono industrial brasileiro.

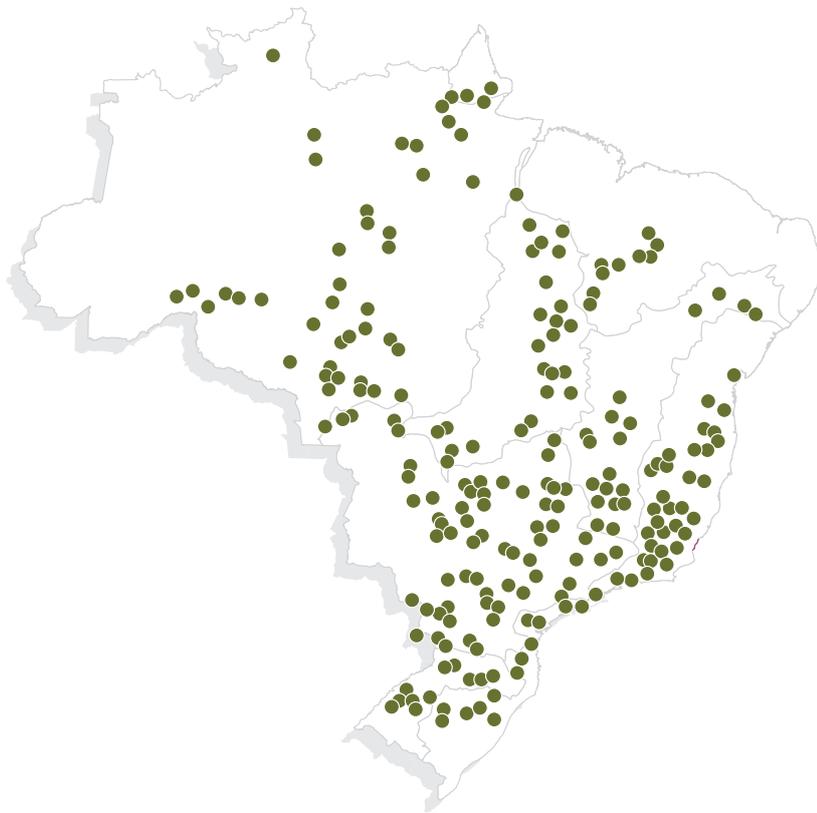


Figura 9 - Distribuição das UHEs no Brasil por bacias (2011)  
Fonte: ANEEL, 2012b.

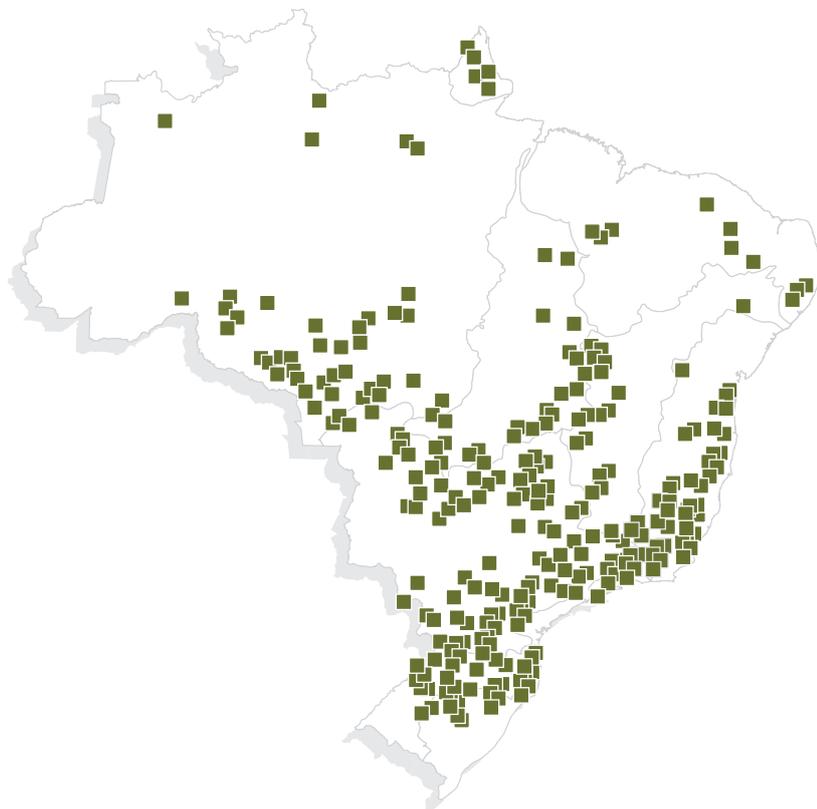


Figura 10 - Distribuição das PCHs no Brasil por Bacias 2011.  
Fonte: ANEEL, 2012b.



Figura 11 - Distribuição das CGHs no Brasil por Bacias 2011.  
Fonte: ANEEL, 2012b.

Dada a importância da energia hidroelétrica na matriz elétrica nacional e da vulnerabilidade desta fonte às variações e mudanças do clima, a próxima seção irá abordar a questão da variabilidade climática e vulnerabilidade da hidroeletricidade, ressaltando a importância do gerenciamento de riscos.

Atualmente, em torno de 14% da matriz energética brasileira e cerca de 80% da matriz elétrica é composta pela fonte hidráulica.

## Capítulo 4

Análise de Vulnerabilidade:  
gerenciamento de riscos  
climáticos no setor  
hidrelétrico



No processo de definição de ações de adaptação às mudanças do clima, os planejadores e gestores deverão compreender qual é o grau de sensibilidade de suas atividades em relação à exposição dos impactos decorrentes dessas mudanças. Além disto, é crucial a compreensão da capacidade do sistema produtivo em reagir a esses impactos, ou seja, qual será a capacidade adaptativa do sistema gerenciado. Sob o prisma da compreensão da vulnerabilidade do sistema gerenciado e a probabilidade de ameaça é possível compreender os riscos envolvidos.

Tais riscos serão manifestados a partir da variabilidade natural climática diária, sazonal e anual, bem como da mudança climática global e regional. Deve-se notar, entretanto, que a mudança do clima é uma alteração de longo prazo, enquanto a variabilidade climática é evento natural e que tende a ocorrer de forma cíclica. Os registros anuais da variabilidade em séries temporais mostram certas características no comportamento temporal que servem para examinar o clima passado, descrever o presente, bem como prever os movimentos e variações extremas futuras. Essas bases alimentarão a análise das opções de adaptação dentro do processo de gerenciamento de risco climático.

Como apresentado na seção anterior, o sistema hidroenergético fornece mais de 80% da eletricidade brasileira, contribuindo significativamente para o bem-estar social e o crescimento econômico. No entanto, condições de variabilidade hidroclimáticas extremas ou inesperadas, tais como secas e enchentes, podem trazer riscos para as organizações, afetando negativamente ou mesmo interrompendo completamente a geração de energia. A diminuição da geração elétrica pode provocar graves impactos sociais, econômicos e ecológicos quando as sociedades não são capazes de prever, adaptar, ou responder a essas condições.

O gerenciamento de risco climático fornece as ferramentas e o conhecimento necessário para melhorar os métodos tradicionais de gestão no setor hidroenergético, integrando inovações e evoluções na compreensão dos sistemas climáticos globais e regionais. Tradicionalmente, planos de regulação de sistemas hidrelétricos foram baseados inteiramente, ou quase totalmente, no registro hidrológico histórico. Por exemplo, estudos continuam a contar com hidrologia de período crítico, em que os gestores determinam o rendimento de um sistema baseado na confiabilidade de um regime quando confrontado com a pior seca já registrada (Brown, 2010). Em geral, a tomada de decisão durante as secas menos severas carece de consideração de risco explícita.

As abordagens tradicionais não levam em conta de forma mais enfática recentes avanços na compreensão do sistema de clima ou melhorias resultantes na capacidade para prevê-lo em várias escalas de tempo. É importante ressaltar que a maior parte da variabilidade hidrológica é impulsionada pela dinâmica do clima.

A mudança e a variabilidade climática ocorrem em múltiplas escalas de tempo e afetam a tomada de decisão sobre o uso dos

recursos hídricos sobre uma série de decisões. Por exemplo, uma inundação pode ocorrer durante um período de horas, enquanto que uma seca poderá ocorrer ao longo de meses ou anos. Os efeitos de tais eventos podem ser influenciados por decisões tomadas tanto no nível operacional quanto no nível do planejamento.

Os gestores são cada vez mais motivados a implementar ações com tomada de decisão baseada no gerenciamento de risco à medida que a percepção sobre variabilidade climática de longo prazo e os efeitos potenciais da mudança global do clima aumenta.

- **Variabilidade Climática e as vazões dos rios**

A ciência climática progrediu significativamente na capacidade de compreensão do clima e também está avançando nos modelos que apoiam as projeções de mudança climática de origem antropogênica de longo prazo. Contudo, a tradução dos impactos nas diferentes escalas, em especial do global para o local, representam um dos maiores desafios para a modelagem climática. Portanto, ao realizarmos análises de vulnerabilidades de empreendimentos específicos, o papel dos modelos globais tende a ser reduzido para dar lugar a uma melhor representação da complexidade local sob a perspectiva da variabilidade climática histórica. Por exemplo, a figura 12 apresenta como as variações históricas de vazão diária de um rio localizado na Bacia do Paraná (Brasil) ocorreram no período de 1937 a 2010.

Condições de variabilidade hidroclimáticas extremas ou inesperadas, tais como secas e enchentes, podem trazer riscos para as organizações, afetando negativamente ou mesmo interrompendo completamente a geração de energia

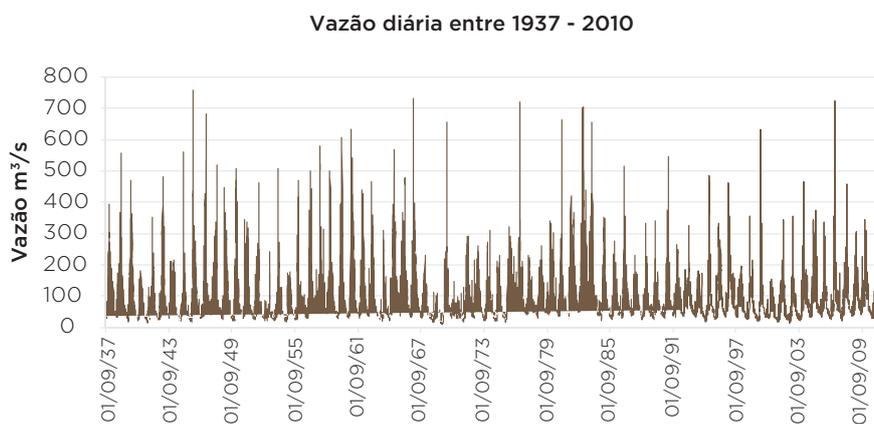


Figura 12 - Variações históricas de vazão diária de rio localizado na bacia do Paraná.  
 Fonte: Elaboração própria a partir da base de dados do ONS (2012).

O conhecimento sobre a variabilidade climática pode muitas vezes fornecer informações sobre as prováveis condições mensais de vazão, ou até mesmo em relação às estações anuais. A figura 13 apresenta o comportamento das médias de vazão natural do mesmo rio analisado na figura 12, porém com dados desde 1931. As médias foram agrupadas em três categorias e foram calculadas as médias das mínimas e das máximas de vazão observadas, assim como a média simples da totalidade dos dados disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

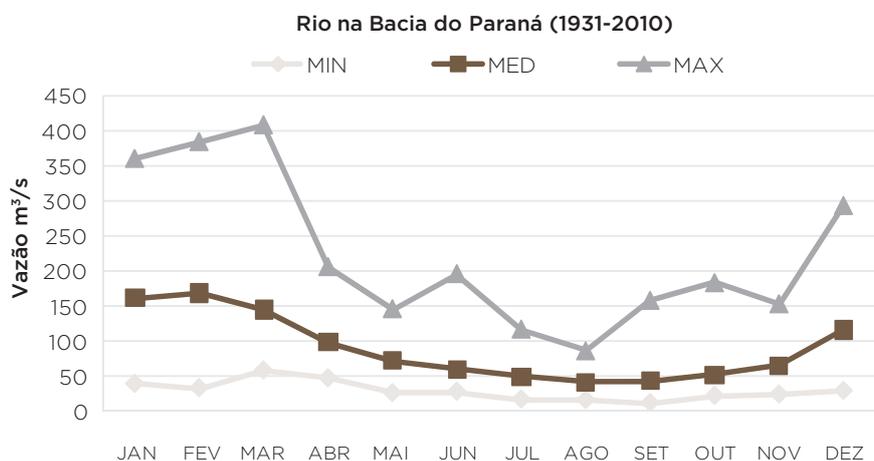


Figura 13 - Variações históricas de vazão média mensal (m /s) de rio localizado na bacia do Paraná.  
 Fonte: Elaboração própria a partir da base de dados do ONS (2012).

Dadas as informações adequadas, estas variações de vazão podem ser traduzidas em dados que subsidiam o planejamento de turbinagem das vazões para geração de energia elétrica. Esta informação pode, por sua vez, permitir que os gestores planejem melhor as vazões turbináveis e geração de energia, oferecendo possivelmente melhorias significativas no uso de registros históricos de vazão natural.

O uso adequado do conhecimento das variabilidades climáticas mensais, sazonais e outras escalas de tempo pode melhorar a gestão hidroenergética nas condições atuais, colaborando com a adaptação de sistemas às condições de mudanças.

- **Uso das informações sobre a variabilidade climática para Gerenciar os Riscos e Oportunidades: estudos de caso**

A mudança e a variabilidade climática podem oferecer uma variedade de riscos e oportunidades para sistemas hidroelétricos. Os gestores são responsáveis pela minimização dos riscos e maximização dos benefícios de um sistema.

Embora a informação climática seja apenas uma entrada no processo de tomada de decisão, ela pode ter um efeito significativo sobre os resultados para um sistema hidroelétrico. A dimensão do impacto no setor hidroelétrico em 2020 e 2050 dependerá da probabilidade de ocorrência e intensidade, bem como da susceptibilidade dos elementos expostos com base nas condições físicas, sociais, econômicas, gerenciais e ambientais de um dado contexto analisado.

Dada a extrema amplitude de incertezas dos modelos climáticos globais, as diversidades territoriais/hidrográficas brasileiras e a grande variedade de características das usinas (entre UHEs, PCHs e CGHs o Brasil possui mais de 900 usinas em operação), o presente trabalho adotou metodologicamente a aplicação da abordagem do gerenciamento de risco climático em três casos reais. As estimativas desenvolvidas e a escolha dos casos foram realizadas a partir de uma vasta revisão da literatura pertinente e de dados de vazão natural e geração de energia disponibilizados, respectivamente, pelo ONS e pela ANEEL.

A escolha desse recorte de análise possibilitou a realização de um estudo dessa natureza, devido a necessidade de quantificar os impactos causados pela variabilidade e mudança climática nas usinas hidrelétricas e os impactos sobre a geração hidroelétrica em função das mudanças na vazão dos rios em que cada uma está localizada. De forma ideal, a aplicação da metodologia para cada uma das 948 usinas em operação traria o maior nível de detalhamento para o estudo.

Dessa forma, a escolha dos três casos foi direcionada em função da disponibilidade de dados públicos que permitiu o aprofundamento das questões levantadas pelo modelo de gerenciamento apresentado ao longo do texto. As três unidades estão localizadas em duas das principais bacias hidrográficas brasileiras. As duas bacias escolhidas representam mais de 60% da capacidade instalada brasileira e mais de 50% em número de usinas. Tais usinas estão localizadas também na região de maior concentração de consumo elétrico nacional e as características das usinas possuem representatividade em termos de escala de produção e arranjo de instalação.<sup>2</sup>

A Usina A possui como característica ser uma hidroelétrica a fio d'água com potência instalada de cerca de 30MW, a Usina B possui em torno de 100MW de potência instalada e a Usina C possui potência instalada acima de 1.000MW. Tanto a Usina B quanto a Usina C possuem reservatórios associados ao seu complexo produtivo.

<sup>2</sup> Por razões éticas, os nomes e localizações das Usinas foram mantidos em sigilo.

As subseções a seguir apresentam os resultados aplicados a cada um dos estudos de caso, primeiramente referentes ao cenário 2020 - associando o mesmo à variabilidade natural - e posteriormente a 2050, incorporando dois cenários de tendências de mudança (mudança moderada e mudança extrema) baseados na variabilidade natural e histórica.

## **Análise de Vulnerabilidade 2020**

Nesta subseção serão avaliados os níveis de exposição da usina em relação ao histórico e a condição atual de variabilidade climática. Por conservadorismo e para fins de simplificação, o cenário adotado como 2020 foi construído a partir da variabilidade climática registrada entre 1931 e 2010 da vazão natural mensal do rio onde ocorre o aproveitamento da usina a fio d'água adotado como parâmetro de análise. Foram analisados 948 pontos de vazão histórica, que refletem a condição real dos dados disponibilizados pelo ONS mesclando medições históricas identificadas no rio com análises indicativas caso não houvesse intervenções antrópicas.

Com o intuito de trazer confiabilidade para os resultados dividiu-se os dados de vazão em formato de *box plot* para que a média simples fosse problematizada. A adoção dessa técnica justifica-se pelo fato de que as produções hidrelétricas ocorrem comumente em uma variação temporal. Os processos de geração de excedente ou déficits em relação às médias globais geram resultados de superávits ou perdas sobre o planejado. Assim, a aplicação da média simples (representadas nas figuras 14, 18 e 23) como meio de classificação de análise deve ser avaliada apenas como referencial, pois as condições de riscos ocorrem quando as vazões reais se distanciam de maneira ampla da média em questão. Assim, 50% dos resultados encontrados estão entre os limites de cada *box* (pequenos retângulos encontrados nas figuras 14, 18 e 23), representando estatisticamente o universo dos dados classificados entre o 1º e o 3º quartil. As linhas verticais representam a amplitude de ocorrência dos dados em um intervalo de confiança de 99%.

Um conceito importante para avaliarmos a sensibilidade de uma usina é a chamada *vazão turbinada*, ou seja, a vazão que passa através das turbinas de uma usina hidrelétrica, utilizada para fins

de geração de energia. Outro fator importante é a energia assegurada, que é a definição contratual da quantidade de energia que uma determinada usina gera<sup>3</sup>. Já a potência produzida em uma usina hidrelétrica por unidade de vazão turbinada é chamada de *produtibilidade* e é variável em função da queda bruta da usina, sendo expressa em MW/m<sup>3</sup>/s. Para transformar a potência instalada (MW) em eletricidade comercializada por mês (GWh/mês) é necessário multiplicá-la pelo número de horas de um mês.

### USINA A - Fio d'água com cerca de 30MW de Potência Instalada

- Impacto e exposição 2020**

A figura 14 apresenta que há naturalmente uma maior variabilidade das vazões nos meses de janeiro, fevereiro e março, e uma menor variabilidade registrada nos meses de julho, agosto e setembro. A variabilidade volta a aumentar no mês de dezembro. Assim, compreende-se que a localidade onde a Usina A está instalada abriga condições de grande variabilidade em que o menor valor registrado médio mensal foi de 12 m<sup>3</sup>/s, ocorrido no mês de julho, enquanto o maior valor histórico registrado foi de 408 m<sup>3</sup>/s, ocorrido durante o mês de março.

A mudança e a variabilidade climática podem oferecer uma variedade de riscos e oportunidades para sistemas hidroelétricos.

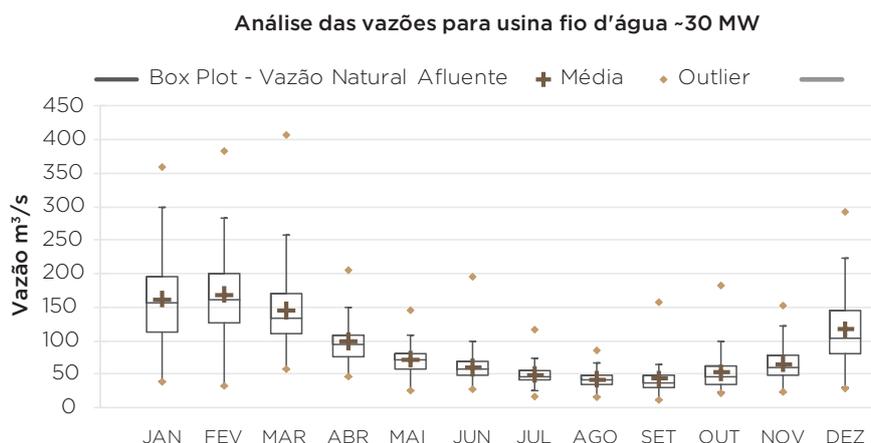


Figura 14 - Análise das vazões para usina a fio d'água.  
Fonte: elaboração própria.

- Análise de Sensibilidade da Usina A:**

A vazão turbinada da Usina A é de 178 m<sup>3</sup> por segundo, ou seja, é o limite máximo de aproveitamento da vazão do rio para produção de energia da usina. A Usina A possui energia assegurada de 15 MW médios. Apesar de a usina possuir condições operacionais para produzir o dobro dessa potência, o planejamento de energia a ser entregue para a rede elétrica nacional foi de cerca de 50% de sua capacidade. Em termos de produtibilidade a Usina A possui 0,18MW/m<sup>3</sup>/s.

Portanto, baseado na análise de vazão histórica (vazão média mensal apresentado na figura 14) e na produção de energia média mensal da Usina A em sua operação real de 1993 a 2012

<sup>3</sup> Segundo a ABRADÉE (2012) a “energia assegurada de cada usina é uma fração da capacidade total de geração do sistema interligado nacional e é com base nessa definição que é feita a remuneração da usina, independentemente da quantidade de energia efetivamente gerada”.

(figura 15), é possível verificar uma correlação de  $R^2=0,9599$  (figura 16).

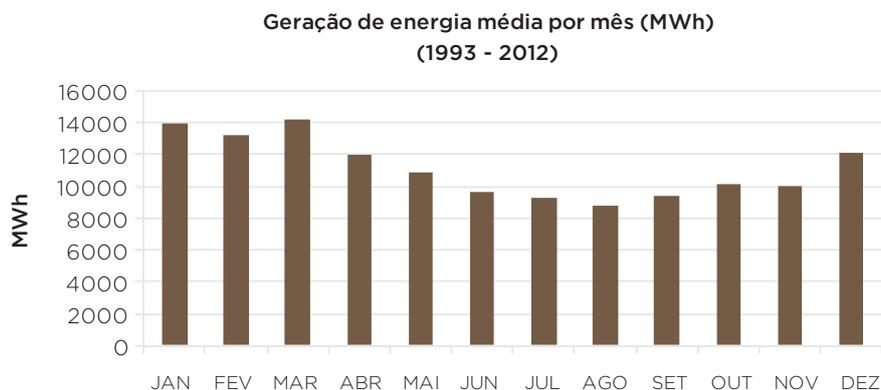


Figura 15 - Produção de energia média mensal da usina a fio d'água.

Fonte: elaboração própria.

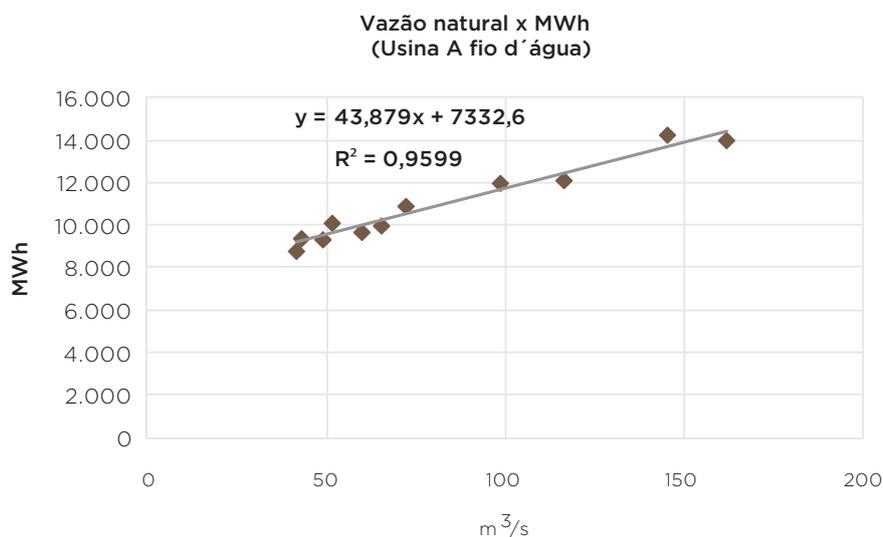


Figura 16 - Correlação Vazão x Produção de energia de uma usina a fio d'água.

Fonte: elaboração própria.

A partir desse resultado, há fortes evidências de que a sensibilidade de uma usina hidrelétrica com as características da Usina A, do tipo fio d'água, possui uma forte correlação com a variação da vazão do rio. Em outras palavras, apesar de existirem outras variáveis climáticas importantes para a avaliação do impacto no gerenciamento hídrico para a produção de eletricidade, tais como a pluviosidade e a taxa de evaporação, nesse caso essas possuem menores relações de causa e efeito. Da mesma forma, a estrutura de operação é caracterizada por ser de energia de fluxo; assim, as condições de sensibilidade dessa usina em relação a variações de vazão são mais significativas, reduzindo comparativamente a margem de capacidade adaptativa. Enfim, os fundamentos estatísticos do modelo de análise aplicado possuem consistência, ampliando a confiabilidade dos resultados identificados para subsidiar a avaliação sobre os impactos na produção da Usina A em outros cenários.

- **Variações de produção em relação à vulnerabilidade da Usina**

Nesta etapa, analisaram-se como as dinâmicas de produção seriam afetadas a partir do cruzamento de diversos cenários desenhados a partir dos dados de variabilidade natural da vazão. Essa análise utiliza ainda as condições de vulnerabilidade da Usina A associadas às condições de sensibilidade apresentadas na subseção anterior.

Por conseguinte, a figura 17 apresenta de maneira consolidada os principais resultados em relação à geração de energia segundo os dados históricos. A faixa cinza claro na figura 17 apresenta o intervalo entre capacidade de geração máxima (limite superior) e a geração mínima de energia assegurada, traduzidos em MWh. A adoção dessa unidade (MWh) aplicada à condição mensal permitirá que na próxima seção sejam utilizados os mesmos dados para realização da quantificação do impacto de ordem de segurança energética em cada uma das usinas.

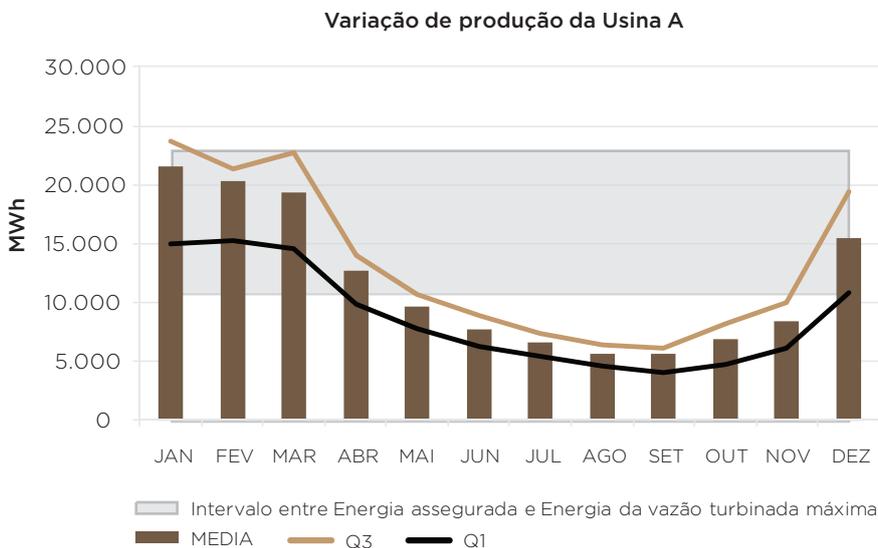


Figura 17 - Variação da Produção de energia de uma usina a fio d'água.  
 Fonte: elaboração própria.

As colunas em marrom presentes na figura 17 indicam as médias mensais de geração baseadas nas vazões médias mensais sobre o período de 1931 a 2010. As linhas preta e marrom claro respondem respectivamente aos limites do 1º quartil e 3º quartil de vazões mensais identificadas. Portanto, os resultados entre as duas linhas representam 50% das ocorrências do universo total de dados analisados.

Compreende-se pelos resultados apresentados que a Usina A tenderá, em 2020, segundo os dados de variabilidade, a gerar um montante bastante superior à sua energia assegurada durante cinco meses do ano (dezembro, janeiro, fevereiro, março e abril). Por outro lado, aplicando-se a média histórica mensal, durante os demais sete meses do ano a Usina A gerará e entregará montante inferior à energia assegurada para a rede nacional.

## USINA B - Possui reservatório e conta com cerca de 100MW de Potência Instalada

### • Impacto e exposição 2020

A figura 18 apresenta a maior variabilidade natural das vazões nos meses de janeiro, fevereiro e março, enquanto há uma menor variabilidade registrada nos meses de julho, agosto e setembro. Essa variabilidade volta a aumentar no mês de dezembro. Assim, compreende-se que a localidade onde a Usina B está instalada abriga condições de variabilidade extrema em que o menor valor registrado médio mensal foi de 21 m<sup>3</sup>/s ocorrido no mês de setembro enquanto o maior valor histórico registrado foi de 270 m<sup>3</sup>/s ocorrido durante o mês de março.

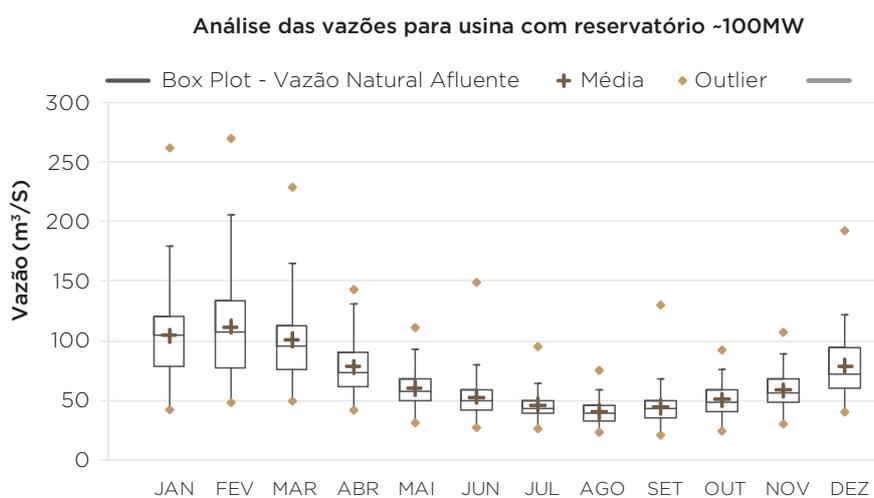


Figura 18 - Análise das vazões para Usina B com reservatório.

Fonte: elaboração própria.

### • Análise de Sensibilidade da Usina B:

A vazão turbinada da Usina B é de 120m<sup>3</sup>/s e sua energia assegurada é de 50 MW médios, ou seja, apesar de a usina possuir condições operacionais de produzir o dobro de potência, essa foi planejada para ter cerca de 50% de sua capacidade sendo entregue para a rede elétrica nacional.

Em termos de produtividade, a Usina B possui 0,68MW/m<sup>3</sup>/s e a produção de energia média mensal da usina em sua operação real de 1993 a 2012 é apresentada na figura 19.

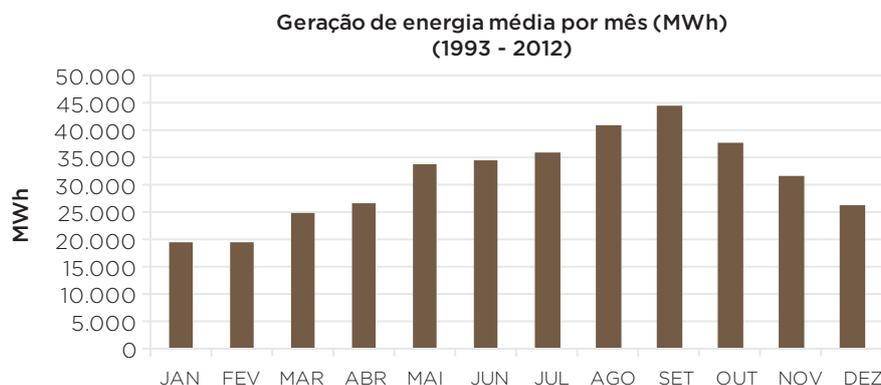


Figura 19 - Produção de energia média mensal da usina B.

Fonte: elaboração própria.



As três unidades estão localizadas em duas das principais bacias hidrográficas brasileiras. As duas bacias escolhidas representam mais de 60% da capacidade instalada brasileira e mais de 50% em número de usinas.

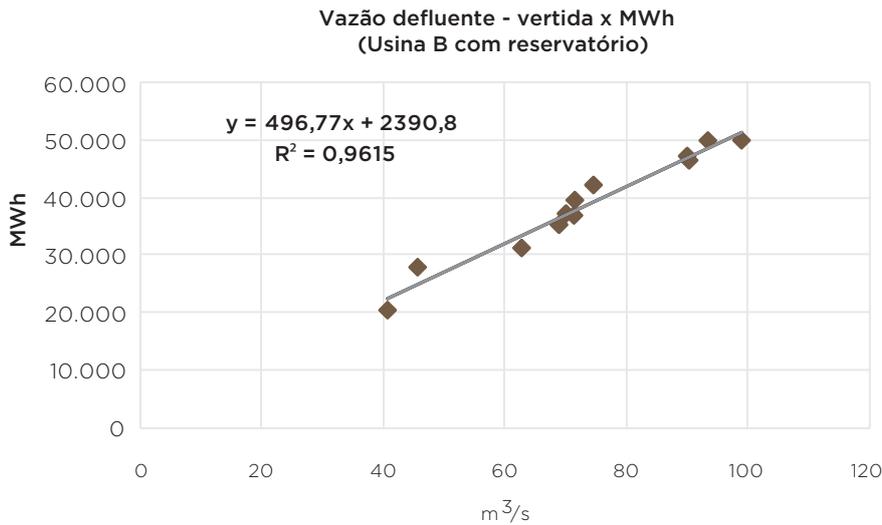


Figura 20 - Vazão x Produção de energia da usina B.  
Fonte: elaboração própria.

Assim, a relação diretamente proporcional de variáveis está associada à vazão defluente descontada a vazão vertida, ou seja, pelo fato desse complexo hidroelétrico possuir reservatório, a relação em termos de produção possui forte relação causal sobre o gerenciamento do reservatório. Como é apresentado na Figura 20, o R2 é superior a 90%.

Enfim, os fundamentos estatísticos do modelo de análise aplicado também para a Usina B - assim como os identificados para a Usina A - possuem consistência, ampliando a confiabilidade dos resultados identificados para subsidiar a avaliação sobre os impactos na produção em outros cenários.

- **Variações de produção em relação à vulnerabilidade da Usina B**

A figura 21 apresenta de maneira consolidada os principais resultados em relação à geração de energia segundo os dados históricos da Usina B caso os resultados fossem realizados em função da vazão histórica do rio e se a usina trabalhasse em regime de fio d'água. A faixa cinza claro apresenta o intervalo entre capacidade de geração máxima (limite superior) e a geração mínima de energia assegurada, traduzidos em GWh. A adoção dessa unidade (GWh) aplicada à condição mensal permitirá que na próxima seção sejam utilizados os mesmos dados para realização da quantificação econômica do impacto em cada uma das usinas.

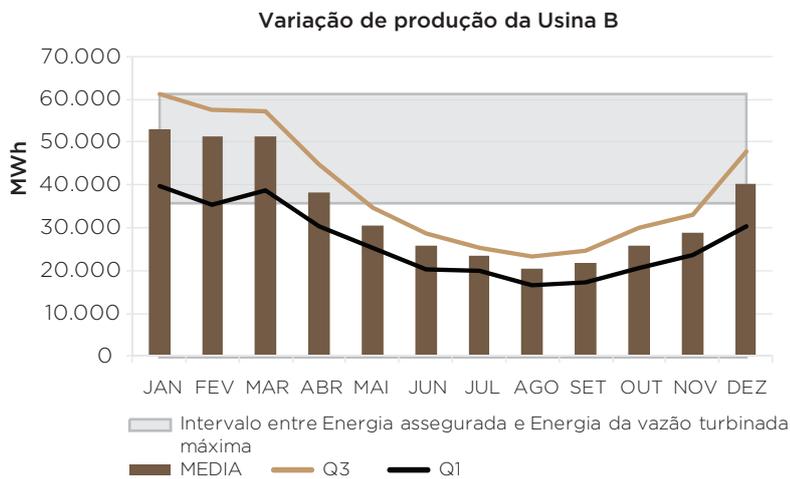


Figura 21 - Variação da Produção de energia de uma usina de -100MW caso operasse a fio d'água.  
Fonte: elaboração própria.

Compreende-se pelos resultados apresentados que, caso a Usina B não tivesse o reservatório, em 2020 teria um comportamento de geração bastante similar àquele encontrado para a Usina A. Uma vez aplicados os dados de variabilidade natural, tenderia a manter-se na média, gerando durante cinco meses do ano (dezembro, janeiro, fevereiro, março e abril) um montante bastante superior à sua energia assegurada. Por outro lado, durante os demais sete meses do ano, aplicando-se a média histórica mensal, a Usina B geraria e entregaria montante de energia inferior ao assegurado à rede nacional.

Entretanto, as condições de operações da Usina B são bastante diferentes da Usina A, uma vez que a vulnerabilidade da mesma em relação à variabilidade natural de clima é reduzida em função do componente de capacidade adaptativa refletida pela existência do reservatório. Essa condição de infraestrutura física transforma a usina B em unidade geradora de eletricidade com componente de energia de estoque. A figura 22 mostra que há um descolamento da dependência da energia produzida (linha marrom claro) em relação às vazões médias mensais do rio (colunas em marrom). A figura se baseia sobre a produção real média mensal dos últimos 18 anos analisados sobre esta usina específica.

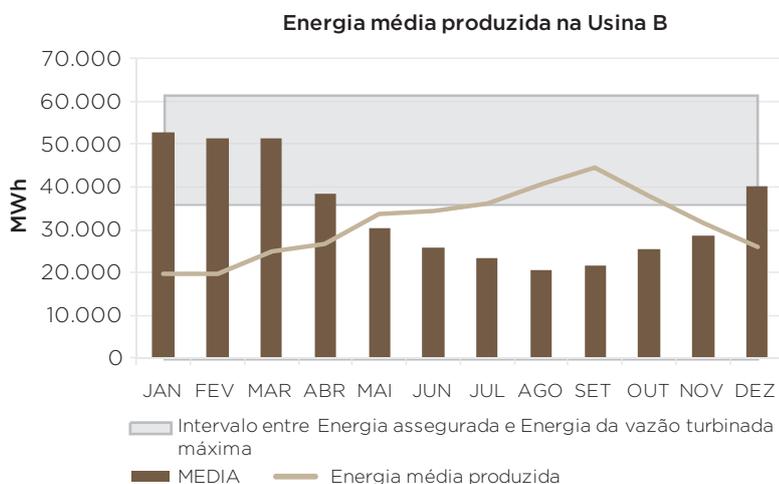


Figura 22 - Variação da Produção de energia média real de uma usina de -100MW com reservatório.  
Fonte: elaboração própria.

A figura 22 demonstra que, a maior geração mensal ocorre exatamente durante os meses de seca, demonstrando claramente que a Usina B possui um papel central no sistema nacional no sentido de contribuir para a segurança energética.

### USINA C – Possui reservatório com Potência Instalada superior a 1.000MW

- **Impacto e exposição 2020**

De acordo com a figura 23 há uma maior variabilidade natural das vazões nos meses de janeiro, fevereiro e março, enquanto há uma menor variabilidade registrada nos meses de julho, agosto e setembro. Essa variabilidade volta a aumentar no mês de dezembro. Assim, compreende-se que a localidade onde a usina está instalada abriga condições de variabilidade extrema, em que o menor valor registrado médio mensal foi de 1.387 m<sup>3</sup>/s ocorrido no mês de Setembro enquanto o maior valor histórico registrado foi de 20.314 m<sup>3</sup>/s ocorrido durante o mês de fevereiro.

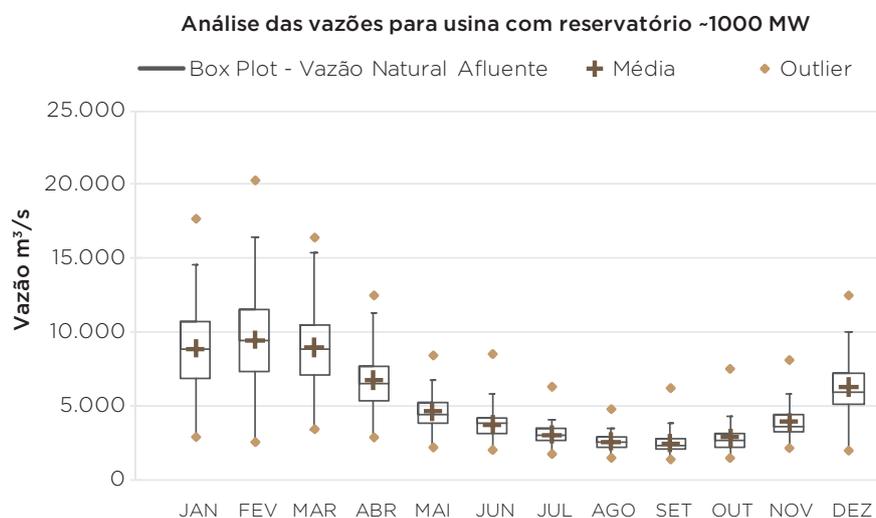


Figura 23 - Análise das vazões para usina com reservatório.  
Fonte: elaboração própria.

- **Análise de Sensibilidade da Usina C:**

A vazão turbinada da Usina C é de 7.960m por segundo e sua energia assegurada é de cerca 2.000 MW médios, ou seja, em termos percentuais a energia assegurada representa cerca de 50% de potência instalada.

Em termos de produtividade a Usina C possui 0,36 MW/m<sup>3</sup>/s baseada na análise de vazão histórica. A partir da análise da produção de energia média mensal da usina em sua operação real de 2001 a 2012 (figura 24) é possível verificar, assim como no caso da Usina B, que há um descolamento da relação causal da dinâmica da vazão natural.

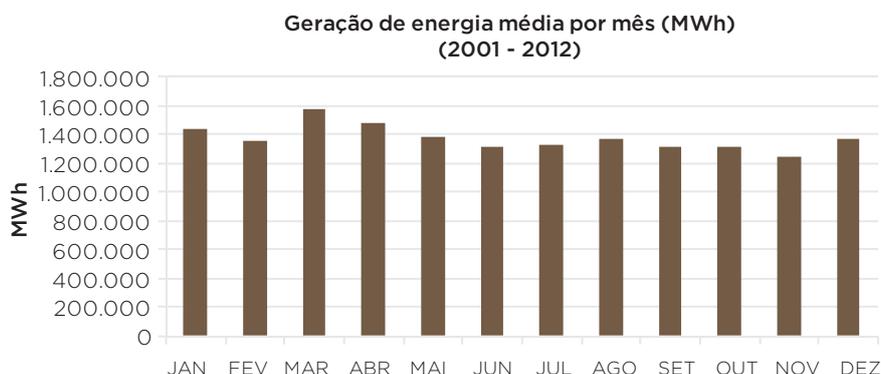


Figura 24 - Produção de energia média mensal da usina com reservatório.  
Fonte: elaboração própria.

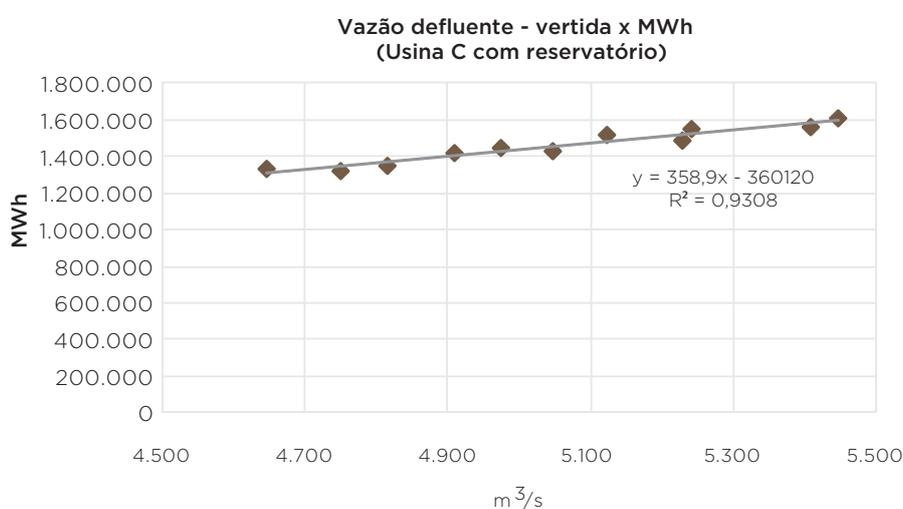


Figura 25 - Correlação Vazão x Produção de energia de uma usina com reservatório.  
Fonte: elaboração própria.

Ao avaliarmos a condição das variáveis é possível identificar uma correlação de  $R^2=0,9308$  (figura 25) quando comparado aos níveis de vazão defluente, descontada da vazão vertida, ou seja, a condição de gerenciamento do reservatório é crucial para a compreensão da dinâmica de produção elétrica.

Enfim, os fundamentos estatísticos do modelo de análise aplicado também para a Usina C, assim como para as Usinas A e B, possuem consistência, ampliando a confiabilidade dos resultados identificados para subsidiar a avaliação sobre os impactos na produção em outros cenários.

- **Variações de produção em relação à vulnerabilidade da Usina C**

A figura 26 apresenta de maneira consolidada os principais resultados em relação à geração de energia segundo os dados históricos da Usina C caso os resultados fossem realizados em função da vazão histórica do rio, ou seja, caso a mesma não possuísse reservatório. A faixa cinza claro na figura 26 apresenta o intervalo entre capacidade de geração máxima (limite superior) e a geração mínima de energia assegurada, traduzidos

em MWh. A adoção da unidade MWh aplicada à condição mensal permitirá que na próxima seção sejam utilizados os mesmos dados para a realização da quantificação econômica do impacto em cada uma das usinas.

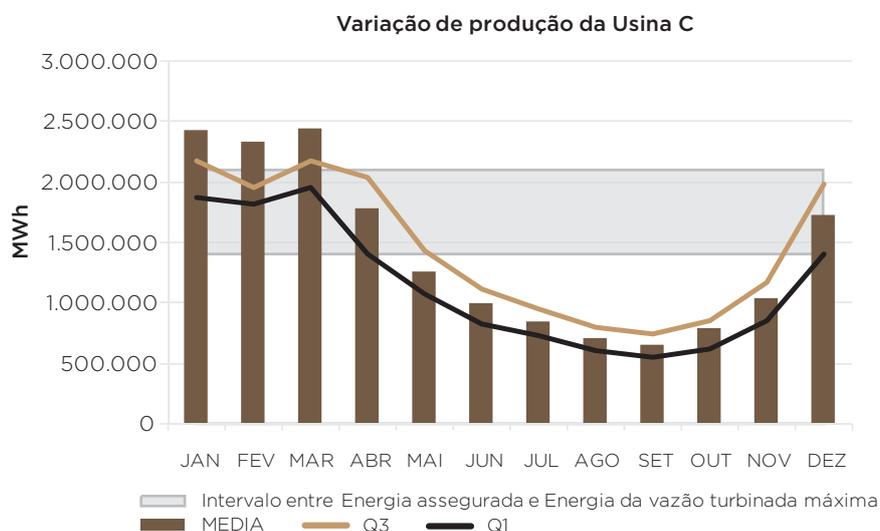


Figura 26 - Variação da Produção de energia de uma usina de com potência instalada superior a 1.000 MW caso operasse a fio d'água.

Fonte: elaboração própria.

As colunas em marrom, por sua vez, indicam as médias mensais de geração baseadas nas vazões médias mensais sobre o período 1931 a 2010 de dados analisados. As linhas preta e marrom clara correspondem, respectivamente, aos limites do 1º quartil e 3º quartil de vazões mensais identificadas. Portanto, os resultados entre as duas linhas representam 50% das ocorrências do universo total de dados analisados.

Compreende-se pelos resultados apresentados que em 2020 a Usina C, caso não tivesse o reservatório, teria um comportamento de geração bastante similar àquele encontrado na Usina A. Uma vez aplicados os dados de variabilidade natural, a usina tenderia a manter-se na média, gerando durante cinco meses do ano (dezembro, janeiro, fevereiro, março e abril) um montante bastante superior à sua energia assegurada. Por outro lado, durante os demais sete meses do ano, aplicando-se a média histórica mensal, a Usina C geraria montante inferior e entregaria à rede nacional montante de energia inferior ao assegurado.

Entretanto, as condições de operação da Usina C são bastante diferentes da Usina A, uma vez que a vulnerabilidade da mesma à variabilidade natural das vazões é relativamente reduzida em função da componente de capacidade adaptativa que é refletida pela existência de reservatório. Essa condição de infraestrutura física transforma a Usina C em unidade geradora de eletricidade com componente de energia de estoque. De acordo com a figura 27, há um descolamento da dependência em relação à energia produzida (linha marrom claro) e às vazões médias mensais do rio (colunas em marrom).

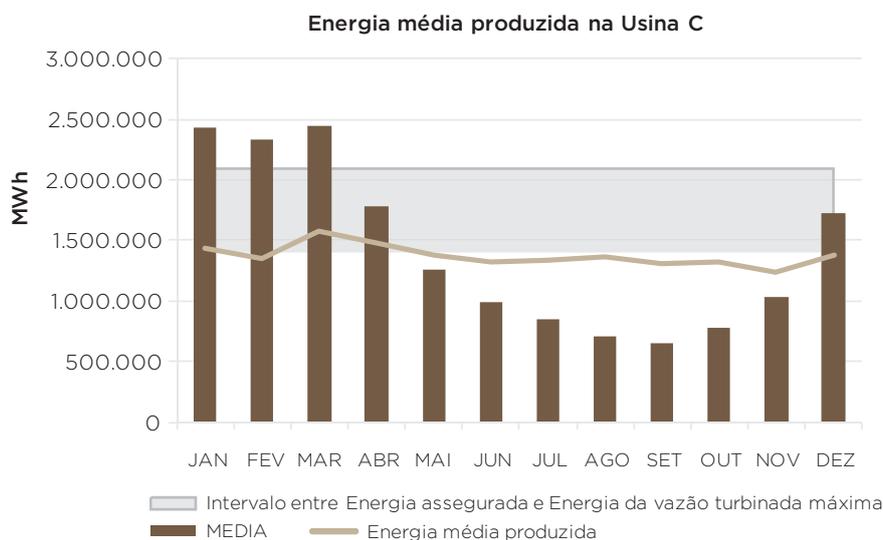


Figura 27 - Variação da Produção de energia de uma usina de potencia superior a 1.000MW com reservatório.

Fonte: elaboração própria.

A figura 27 mostra que, por meio da regularização de vazão, a geração de energia está situada entre a faixa azul praticamente em todos os meses do ano. Ressalta-se que a Usina C possui grande regularidade de vazão, apresentando papel central no sistema nacional, pois contribui para a segurança energética devido à sua grande produção.

#### 4.1 Análise de Vulnerabilidade 2050

O exercício realizado nesta seção refere-se à aplicação da abordagem de risco climático no sentido de adicionar a variabilidade natural de vazão à variável de mudança de clima de longo prazo para o cenário de 2050. Sabe-se que o ano de 2050 pode ser considerado um limite temporal de extremo longo prazo para a condição empresarial brasileira. Entretanto, para o universo de tempo de vida da infraestrutura hidroenergética, pode-se considerar esse como um prazo adequado, uma vez que a média de vida útil de cada usina analisada é superior a 50 anos. Dessa forma, mesmo que ocorram mudanças de propriedade e gestão durante os próximos 38 anos, é bastante plausível que a infraestrutura das Usinas A, B e C estejam em pleno funcionamento no ano de 2050.

Por conseguinte, com intuito de construir cenários plausíveis de mudança, desenhou-se três abordagens que apresentaram resultados comparáveis. Um primeiro cenário foi definido com *mudança zero*, ou seja, aplicou-se a condição de média histórica dos 80 anos avaliados da variabilidade natural da vazão do rio onde cada usina estudada está localizada. Outros dois cenários foram considerados como *de mudança*, sendo um de *mudança moderada* e o outro de *mudança extrema*. Devido ao alto grau de incerteza dos modelos globais para aplicação em condições locais (como explicado na primeira seção deste relatório), aplicou-se sobre a variabilidade natural histórica uma taxa de mudança associada ao conceito de Evento Extremo de Clima.

*“Um Evento Extremo de Clima é um evento que é raro dentro de sua distribuição de referência estatística num lugar em particular. Estas definições variam, mas um*

*evento extremo de clima normalmente seria raro ou mais raro do que 10<sup>o</sup> ou 90<sup>o</sup> percentil. Por definição, as características do que é chamado evento extremo de clima podem variar de lugar para lugar. Um evento extremo de clima é uma média de um número de eventos do tempo sobre um certo período, uma média que é extrema por si só (ex. chuva sobre a estação).” (IPCC, 2007<sup>4</sup>; Marengo et. al., 2007: p.46).*

De acordo como o Quarto Relatório de Avaliação do IPCC, é muito provável que ocorra durante o século XXI um aumento da intensidade de precipitação e variabilidade, incrementando os riscos de inundações<sup>5</sup>. Assim, para construir o cenário de mudança moderada aplicou-se uma agregação sobre a média das observações. Esta agregação foi distribuída de maneira homogênea sobre os dados históricos do percentil 10 e percentil 90, respectivamente, sobre os meses mais secos e sobre os meses mais úmidos.

Para definição da chamada mudança extrema, aplicou-se a mesma lógica dos percentis 10 e 90, porém, sobre os resultados das vazões calculadas em função da distribuição de Q3 para os meses de maiores vazões (chuvosos) e Q1 sobre as vazões dos meses secos.

#### USINA A - Fio d'água com cerca de 30MW de Potência Instalada

As colunas em marrom presentes na figura 28 indicam as médias mensais de geração potencial baseadas nas vazões médias mensais de cerca de 80 anos (1931-2010) de dados analisados. As linhas marrom e cinza escuros representam os cenários moderado e extremo, respectivamente, para 2050.

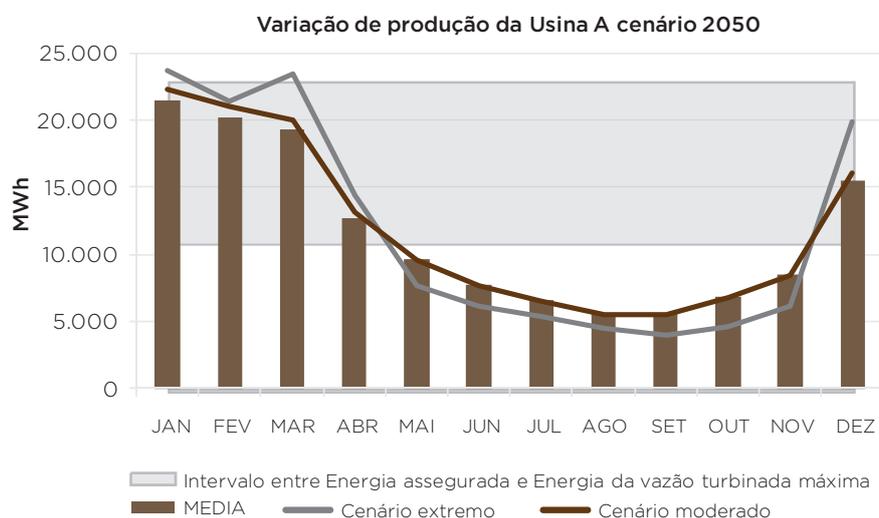


Figura 28 - Variação da produção de energia de uma usina A nos cenários moderado e extremo para o ano de 2050.  
Fonte: elaboração própria.

Aplicando-se os dados de variabilidade natural no cenário 2050, a Usina A tenderá a manter-se na média, gerando durante cinco meses do ano (dezembro, janeiro, fevereiro, março e

<sup>4</sup> Glossário do IPCC utilizado no quarto relatório de avaliação do grupo de trabalho II sobre Impactos, Adaptação e Vulnerabilidade, disponível em: [http://www.ipcc.ch/publications\\_and\\_data/ar4/wg2/en/annexessglossary-e-o.html](http://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg2/en/annexessglossary-e-o.html)

<sup>5</sup> Sumário Executivo disponível em: <http://www.ipcc.ch/pdf/technical-papers/ccw/executive-summary.pdf>

abril) um montante acima da média da sua energia assegurada. Durante os outros sete meses do ano a usina geraria abaixo da energia assegurada. As condições identificadas nesses sete meses mais secos representariam, respectivamente, redução aproximada de 34% e de 49% nos cenários moderado e extremo em relação ao esperado da energia assegurada para o período.

A capacidade produtiva apresenta comportamento similar em ambos os cenários, alcançando um aumento em relação à média de 6,5% no cenário moderado e de 5,5% no cenário extremo, anualmente.

Em relação à energia assegurada, aplicando-se a média histórica mensal, a Usina A geraria e entregaria anualmente montante superior à energia assegurada à rede nacional. Dessa forma, a geração elétrica anual da Usina A não estaria em condições críticas. É importante ressaltar, porém, que caso a Usina A estivesse em condição de autoprodução, em ambos cenários (extremo e moderado), os sete meses de período seco demonstrariam a vulnerabilidade do empreendimento em termos de segurança energética, pois demandariam ações de redução de vulnerabilidade e de adaptação – questões que serão tratadas posteriormente em seção dedicada ao assunto.

Por conseguinte, com intuito de construir cenários plausíveis de mudança, desenhou-se três abordagens que apresentaram resultados comparáveis.

### USINA B – Possui reservatório e conta com cerca de 100MW de Potência Instalada

Com relação à aplicação dos cenários de mudança moderada e extrema para 2050, realizou-se para a Usina B a avaliação adicional dos cenários como se a mesma trabalhasse apenas com sistema de fluxo (fio d'água). As colunas em marrom na figura 27 indicam as médias mensais de geração potencial baseadas nas vazões médias mensais em cerca de 80 anos (1931-2010) de dados analisados. As linhas azul/marrom claro e vermelha/laranja representam, respectivamente, os cenários moderados e extremos para 2050, sendo as linhas pontilhadas referentes à análise com reservatório e as linhas contínuas relativas à análise de fio d'água.

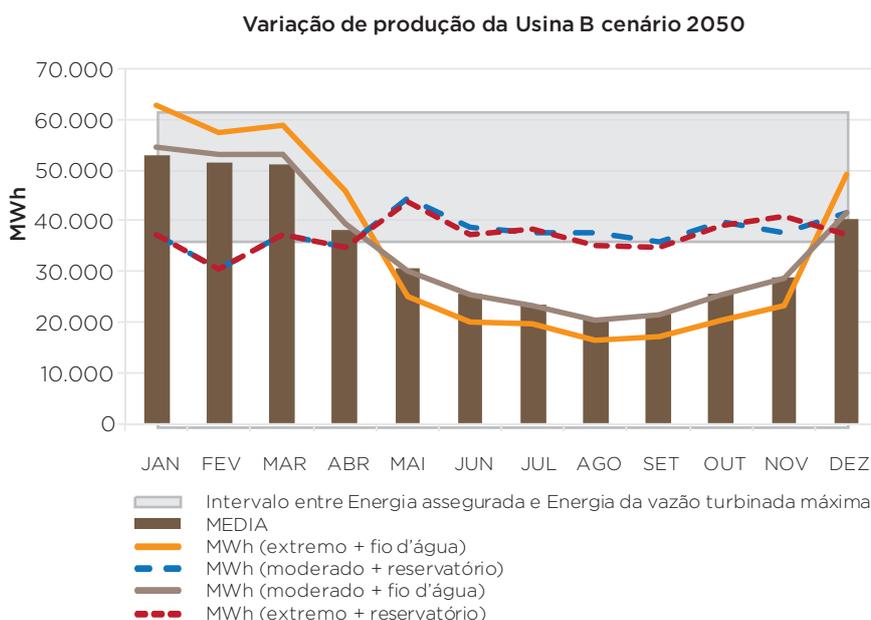


Figura 29 - Variação da produção de energia de uma usina B nos cenários moderado e extremo para o ano de 2050.

Fonte: elaboração própria.

Os resultados apresentados indicam que a Usina B apresenta um comportamento bastante distinto daquele usualmente assegurado pela presença de reservatórios. Diante de um cenário moderado, o comportamento de geração da Usina B é bastante similar àquele encontrado para o cenário extremo. A similaridade está associada às características do reservatório, pois, caso esteja com 100% de volume útil, o mesmo tem capacidade para atender a demanda de mais de 12 meses completos em ritmo de geração nos níveis de energia assegurada.

O exercício de gerenciamento do reservatório, tanto no cenário de mudança extrema quanto de mudança moderada, garante ao gerador ampla capacidade ao longo do ano de movimentar o estoque para atender a condição de segurança energética.

A situação não é a mesma quando avaliados os cenários na condição de produção apenas de fluxo (fio d'água). Identifica-se uma ampla diferença entre os meses chuvosos (janeiro, fevereiro, março, abril e dezembro), que superam bastante a necessidade de geração de energia assegurada, e os meses mais secos - quando a relação com sua energia assegurada possui desempenho bastante inferior. Anualmente, na hipótese "fio d'água", ambos os cenários de mudança extrema e moderada representariam uma queda de aproximadamente 4% em relação à condição anual de energia assegurada, enquanto na situação com reservatório haveria aumento de 3% e 5% nos cenários extremo e moderado, respectivamente.

A existência de reservatório, portanto, reduz de maneira decisiva a condição de vulnerabilidade da Usina B em relação à variabilidade natural de clima, inclusive sob as condições de mudança extrema e moderada.

### USINA C - Possui reservatório com Potência Instalada superior a 1.000MW

O reservatório da Usina C possui capacidade de armazenamento bastante inferior ao da Usina B, com possibilidade de garantir o suprimento de energia assegurada por apenas cerca de 45 dias.

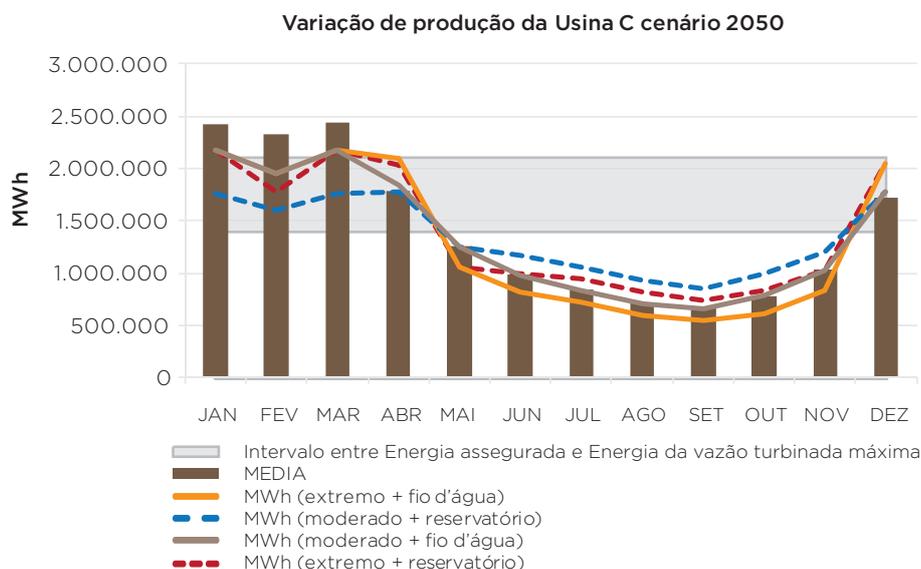


Figura 30 - Variação da produção de energia de uma usina C nos cenários moderado e extremo para o ano de 2050.

Fonte: elaboração própria.

As colunas em marrom na figura 30 indicam as médias mensais de geração baseadas nas vazões médias mensais sobre os cerca de 80 anos (1931-2010) de dados analisados. As linhas tracejadas representam os cenários de mudança extrema (vermelho) e moderada (azul escuro) no contexto do gerenciamento do reservatório da Usina C. Como pode ser identificado, os cenários moderados e extremos geraram montante de energia inferior à energia assegurada, mesmo quando aplicado o gerenciamento do reservatório no período dos meses de menor vazão histórica (de maio a novembro). Este resultado é identificado inclusive em termos anuais, ou seja, a energia gerada nos cenários extremos e moderados é inferior à energia assegurada e à média de produção identificada.

As linhas contínuas em marrom e laranja correspondem aos cenários de mudança moderada e extrema, respectivamente, caso a Usina C se enquadrasse plenamente na lógica de energia de fluxo (fio d'água). Nesse caso, o impacto na geração elétrica na mudança extrema e moderada, principalmente nos meses de menor vazão, seria ainda superior ao cenário do reservatório. O cenário extremo reduziria a geração total cerca de 7% e o cenário moderado cerca de 4%. Analisando a situação com reservatório, o cenário extremo reduziria a geração total cerca de 2%.

Dessa maneira, a Usina C possui maior vulnerabilidade relativamente a Usina B, que também possui reservatório, devido à menor capacidade de armazenamento de seu reservatório. A usina C, quando analisada somente pela sua capacidade adaptativa atribuída à sua própria infraestrutura apresenta um comportamento similar, mas ainda um pouco melhor que aquele encontrado na Usina C "a fio d'água". Isso porque a vulnerabilidade da usina em relação à variabilidade natural de clima é reduzida em função da existência de reservatório.

## 4.2 Ações para redução da vulnerabilidade e adaptação do Setor Elétrico Brasileiro e suas emissões relativas de gases de efeito estufa

Como já apresentado anteriormente, o conceito de adaptação está associado a iniciativas e medidas que possuem o objetivo de reduzir a vulnerabilidade dos sistemas naturais e humanos frente aos efeitos atuais e esperados da mudança do clima. Entretanto, devido ao grande grau de incerteza sobre os modelos globais, adotou-se, com base na metodologia do gerenciamento de risco climático, a compreensão de que as vulnerabilidades mais crônicas e palpáveis diante da realidade de tomada de decisão empresarial estão associadas às condições de variabilidade natural e histórica. Portanto, na composição dos cenários e na análise realizada sobre os impactos e as vulnerabilidades, apresentou-se que o foco da compreensão deve ser na dinâmica da variabilidade natural somada às potenciais mudanças, contempladas a partir dos eventos extremos de clima.

A partir daí julga-se ser fundamental esclarecer que as ações de redução da vulnerabilidade em relação à variabilidade natural e mudança de clima devem ser classificadas para melhor contribuir para os processos de gerenciamento. O quadro 1 sintetiza como essas ações podem ocorrer tanto sobre os sistemas naturais como sobre os sistemas humanos.

## Quadro 1 - Ações para redução de vulnerabilidade.

Ações de redução de vulnerabilidade em Sistemas Naturais & Sistemas Humanos			
Postura	Prazo	Agente socioeconômico responsável	Nível tomada de decisão
Proativa (antecipatória)	Curto	•Setor Privado •Setor Público	•Governança Pública •Governança Corporativa
	Médio	•Academia •Sociedade Civil	•Governança Acadêmica •Participação Soc. Civil
Reativa (espontânea)	Longo		•Gerencial •Operacional

A postura dos agentes socioeconômicos envolvidos pode ser de antecipação ao impacto ou de reação a partir do mesmo. Os prazos dos resultados e das ações podem ocorrer em curto, médio e longo prazos. As ações podem ser motivadas por agentes do setor privado, do setor público, de representantes do pensamento científico e/ou da sociedade civil organizada. Sob as condições de tomada de decisão, os mais variados níveis podem ser acionados, desde a governança corporativa até a execução operacional dos empreendimentos.

Inicialmente, devido à natureza dos impactos sobre a geração de eletricidade em cada um dos casos estudados, foi realizada uma análise com foco inicial em segurança energética. Unilateralmente, as usinas nos níveis operacionais e gerenciais tenderão a reduzir suas vulnerabilidades por meio de ações vinculadas à postura reativa, ou seja, adquirindo energia para suprir escassez na geração. Na seção seguinte, as possibilidades de ações de redução de vulnerabilidade de caráter antecipatório e preventivo serão tratadas de maneira mais sistêmica.

A seguir, são apresentados os resultados de redução mensal da geração elétrica em cada um dos casos e relacionadas as alternativas de substituição de fontes e suas respectivas emissões de gases de efeito estufa associadas.

### USINA A - Fio d'água com cerca de 30MW de Potência Instalada

A figura 31 apresenta a distribuição mensal de produção nos cenários moderado (linha marrom escuro tracejada) e extremo (linha cinza escuro tracejada) em relação à média da produção observada da Usina A. Apesar dos excedentes identificados nos meses de dezembro, janeiro, fevereiro e março em ambos cenários, há um claro déficit de abril a novembro.

### Distribuição mensal da produção da Usina A cenário 2050

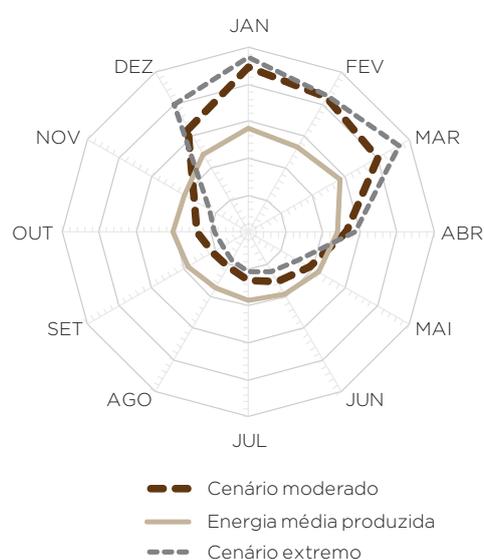


Figura 31- Distribuição mensal da produção usina A nos cenários 2050.

Fonte: elaboração própria.

Em termos de segurança energética, considera-se que os gestores da Usina A teriam que suprir os meses de déficit com outras fontes de energia. Na tomada de decisão sobre os processos de escolha da fonte mais adequada, considera-se que as fontes de menor vulnerabilidade em relação às condições naturais de variabilidade climática são as de origem



O conceito de adaptação está associado a iniciativas e medidas que possuem o objetivo de reduzir a vulnerabilidade dos sistemas naturais e humanos frente aos efeitos atuais e esperados da mudança do clima.

fóssil. Entretanto, essas geram emissões de GEE bastante superiores às daquelas da Usina A, bem como às demais fontes de origem renovável. A figura 32 compara as emissões de GEE no suprimento do déficit da Usina A provenientes de fontes renováveis ou termoelétricas a gás natural, óleo combustível, carvão mineral e diesel. A amplitude de resultados é considerável: de zero, no caso da utilização de fontes renováveis, até cerca de 30 mil toneladas de dióxido de carbono equivalente (tCO<sub>2</sub>e), relacionadas às térmicas a carvão mineral, no cenário extremo, ou de 15 mil tCO<sub>2</sub>e no cenário moderado (projeção para 2050).

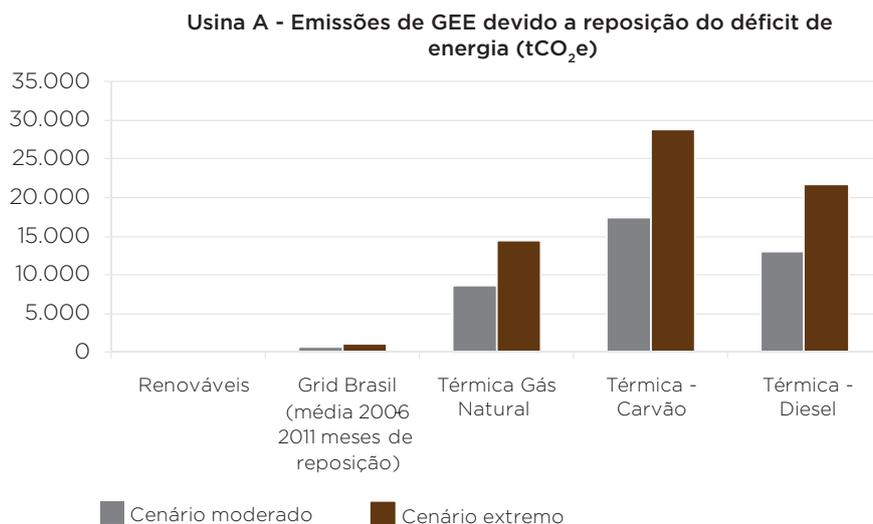


Figura 32 - Emissões de GEE por tipo de fonte devido à reposição do déficit de energia na Usina A.

Fonte: elaboração própria.

### USINA B - Possui reservatório e conta com cerca de 100MW de Potência Instalada

Conforme a figura 33, mesmo com a variação dos cenários de mudança, a vulnerabilidade da Usina B é muito baixa. Quando comparadas as médias de produção histórica (linha marrom claro), há déficit de produção em apenas dois meses, o qual ainda possui geração bastante superior à energia assegurada (cerca de 20% acima do nível). Portanto, o gráfico a seguir de opções de fontes sobre o déficit identificado sobre a média de produção é superior ao da energia assegurada.

**Distribuição mensal da produção da Usina B cenário 2050 (hipótese reservatório)**

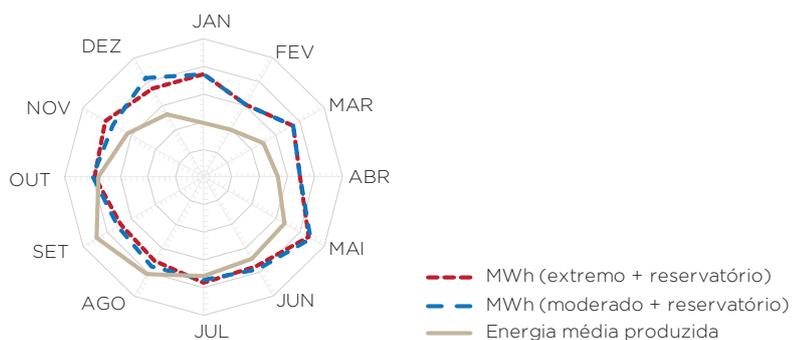


Figura 33 - Distribuição mensal da produção usina B nos cenários 2050.

Fonte: elaboração própria.

Os resultados apresentados são bastante significativos quando comparados aos resultados encontrados no estudo de caso da Usina A. No cenário extremo, as emissões de GEE devido à reposição de energia térmica a carvão seriam cerca de 15 mil tCO<sub>2</sub>e no caso da Usina B e cerca de 30 mil tCO<sub>2</sub>e no caso da Usina A. Ressalta-se que a Usina B possui capacidade instalada três vezes superior à Usina A, mas a existência de reservatório de grande capacidade de armazenamento propicia menor vulnerabilidade e menor demanda de suprimento de déficit à Usina B.

**Usina B - Emissões de GEE devido a reposição do déficit de energia (tCO<sub>2</sub>e)**

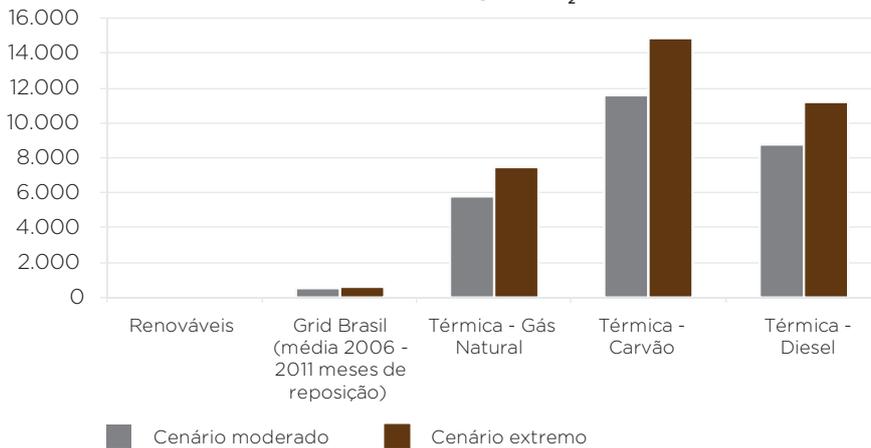


Figura 34 - Emissões de GEE por tipo de fonte devido à reposição do déficit de energia na Usina B.  
Fonte: elaboração própria.

### USINA C - Possui reservatório com Potência Instalada superior a 1.000MW

A existência de reservatório não garante na condição da Usina C a mesma redução de vulnerabilidade, que foi encontrada na Usina B. A dimensão de vulnerabilidade não é apenas uma questão de existência ou não de reservatório, mas também pelas características do reservatório em relação a capacidade instalada e seu gerenciamento. A figura 35 apresenta os resultados para a Usina C. Apesar de a usina possuir maior capacidade durante os meses chuvosos - permitindo inclusive que durante o cenário extremo ela aproveite melhor os incrementos (linha vermelha tracejada) se comparado ao cenário moderado (linha azul tracejada) - os déficits ocorrem de maneira menos intensa, mas com padrão que estaria entre a Usina A (fio d'água) e Usina B (com reservatório).

**Distribuição mensal da produção da Usina C cenário 2050 (hipótese reservatório)**

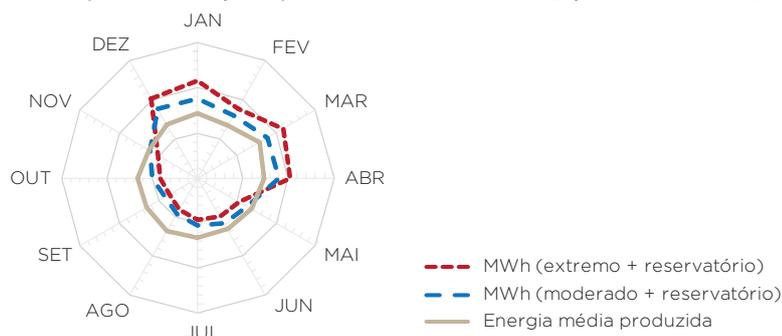


Figura 35 - Distribuição mensal da produção da Usina C nos cenários 2050.  
Fonte: elaboração própria.

Identifica-se, portanto, a existência de déficits no cenário extremo de maio a novembro e no cenário moderado de maio a outubro. Por conseguinte, ao avaliarmos as opções de fontes de energia e suas respectivas emissões de GEE (figura 36) a Usina C possui característica de vulnerabilidade mais próxima ao cenário da Usina A (fio d'água) do que da Usina B, que também possui reservatório. Quando comparadas em relação à opção pelo carvão mineral, a Usina C possui uma emissão de cerca de 3 milhões de tCO<sub>2</sub>e para cobrir o déficit nos períodos de menor vazão no cenário extremo e de cerca de 2 milhões de tCO<sub>2</sub>e no cenário moderado. Esse montante é 86 vezes superior àquele encontrado para a Usina A, apesar de a Usina C possuir uma capacidade instalada superior a 100 vezes a capacidade instalada da Usina A. Portanto, apesar de possuir reservatório de menor capacidade relativa quando comparada a Usina B, a condição de reservatório da Usina C dá capacidade de redução de déficit superior a Usina B, gerando, portanto menor demanda por substitutos fósseis na geração durante os períodos secos.

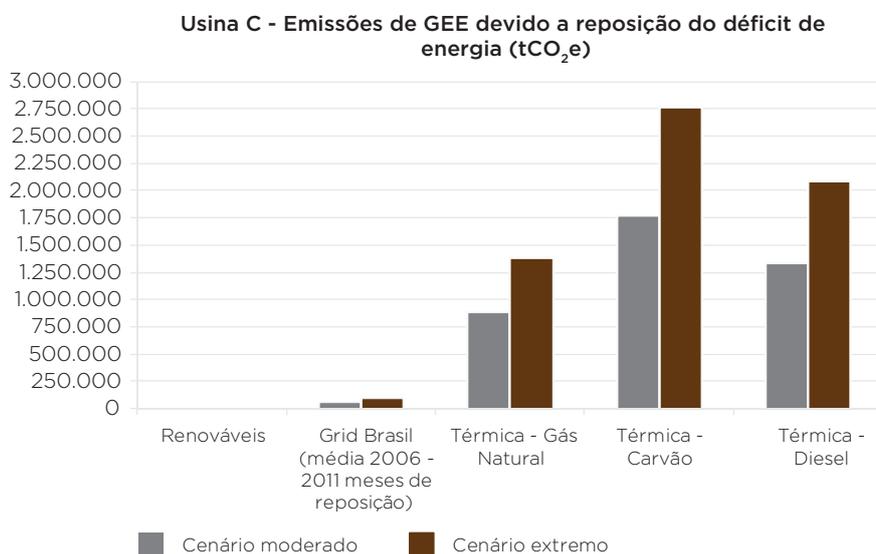


Figura 36 - Emissões de GEE por tipo de fonte devido à reposição do déficit de energia na Usina C.

Fonte: elaboração própria.

### 4.3 Principais orientações e recomendações de ordem qualitativa para realizar ações para redução de vulnerabilidade e adaptação com enfoque sistêmico e antecipatório do sistema elétrico brasileiro

O desenvolvimento desta parte do estudo tem como objetivo agregar e problematizar as condições de análise para além dos estudos de caso específicos, levando em consideração as principais recomendações de material bibliográfico de diferentes instituições, tais como universidades, centros de pesquisas, organizações representativas setoriais, autarquias governamentais, agências reguladoras e organizações da sociedade civil.

Avaliou-se, ainda, aspectos relacionados às principais bacias hidrográficas produtoras de energia elétrica do país, mas, tendo em vista as incertezas dos modelos climáticos atuais para pre-

ver as precipitações futuras nas bacias hidrográficas brasileiras, associadas às necessidades de integração de um modelo de dinâmica da vegetação e do uso do solo a um modelo climático, esta abordagem deve ser compreendida como complementar. Por isso, as recomendações aqui presentes são, sobretudo, concentradas na redução da vulnerabilidade já existente para expansão e manutenção da geração de energia elétrica por fonte hidráulica no país. Como visto na seção de caracterização do setor elétrico nacional, essa é a principal fonte de geração de energia elétrica no Brasil.

Os estudos avaliados sinalizam que o sistema brasileiro de energia possui vulnerabilidades frente à variabilidade climática natural e à mudança do clima, baseados em uma tendência à perda de capacidade de geração de energia por fontes renováveis, e em todas as regiões.

Na revisão dos estudos avaliados foram identificados principalmente os aspectos relevantes para reduzir a vulnerabilidade do setor elétrico no Brasil e que diretamente estão associados aos principais temas do Plano Nacional de Mudança de Clima (Desenvolvimento de Baixo Carbono, Energia Renovável, Bio-combustíveis, Vulnerabilidade e Adaptação, P&D):

- **Reduzir a dependência da geração hidrelétrica diretamente das vazões e assegurar a oferta adicional de energia por meio de outras fontes**

As empresas devem considerar como um risco estratégico, além das projeções já estabelecidas, a possibilidade de mudanças nos padrões de consumo de energia pela influência do aquecimento global por meio do aumento da demanda de energia, principalmente para uso nos sistemas de refrigeração e ar condicionado nos setores residencial e de serviços. Além disso, a reversão do cenário de desenvolvimento para o interior do país irá consolidar novos centros urbanos e também novos mercados consumidores.

Neste sentido, o setor energético deve buscar a flexibilização de opções de geração, abrangendo não só aspectos operacionais e institucionais, mas também a diversificação da matriz para reduzir a dependência de uma única fonte de energia. Os potenciais eólico, solar térmico e fotovoltaico precisam ser mais explorados, assim como a recuperação do biogás gerado nos aterros sanitários e/ou nas estações de tratamento de esgotos, em escala industrial e/ou residencial, deve ser estimulada e fomentada. Associado a esta perspectiva, faz-se necessário definir critérios objetivos para a participação de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, considerando-se não somente os fatores econômicos (preço da energia), mas igualmente aspectos sociais e ambientais.

Além destes, a utilização do bagaço de cana-de-açúcar mostra-se promissor em larga escala. O bagaço de cana-de-açúcar é um subproduto do processo de produção de etanol e açúcar que pode ser usado para aumentar o uso energético da cana pela geração combinada de energia e calor ou, alternativamente, como insumo na produção de etanol por meio da hidrólise. A disponibilidade de bagaço depende diretamente da produção de etanol e açúcar, já que esses são os principais produtos das usinas, mas a possibilidade de vender eletricidade como subproduto para a rede elétrica pode incentivar a expansão do setor. O aumento da geração de energia elétrica a partir da biomassa re-

sidual da cana-de-açúcar (bagaço, folhas e pontas) depende, basicamente, do uso de técnicas de colheita de cana sem queima, o que disponibilizaria as folhas e pontas para a geração de energia elétrica; da implementação de medidas para redução da demanda de vapor do processo industrial de conversão da cana-de-açúcar; do emprego de tecnologias mais eficientes de conversão energética; de uma adaptação das redes de transmissão para essa utilização e de um marco regulatório que incentive esse uso.

Desta forma estimula-se um processo de descentralização das áreas de produção de energia, atualmente concentradas no polígono industrial brasileiro, assegurando-se o desenvolvimento de outras regiões.

- **Ampliar a confiabilidade da oferta do setor**

Além dos riscos físicos relacionados à geração de energia, também devem ser considerados os riscos nas atividades de distribuição e transmissão de energia, a partir de estudos que apontem a maior incidência de eventos extremos, como, por exemplo, ventos fortes, inundações, períodos longos de estiagem, chuvas torrenciais, entre outros. Esses fatores poderão impactar nos processos de transmissão e distribuição de energia, bem como na operação dos reservatórios das usinas hidrelétricas.

Em função desses riscos, é importante que as empresas invistam em ações para monitoramento e prevenção de suas atividades, como:

- Dispor de extensa rede de monitoramento para acompanhar continuamente as grandezas hidroclimatológicas com o intuito de realizar análises e estudos sobre os efeitos das mudanças de clima;
- Implantar controle específico de enchentes, além de realizar a previsão meteorológica diariamente, inclusive, com alertas de tempestades para informar e orientar as comunidades locais e gestores sobre a situação de rios (onde ocorra monitoramento de níveis e vazões);
- Disponibilizar para a sociedade os dados operativos dos principais reservatórios das companhias;

- Implantar sistemas de monitoramento capazes de detectar, processar, distribuir e armazenar informações das descargas atmosféricas, auxiliando alertas meteorológicos;
- Avaliar as condições de operação dos vertedouros das usinas hidrelétricas e verificar se há necessidade de alguma adequação operativa ou física das barragens;
- Consolidar Planos de Segurança e Planos de Ações Emergenciais para o caso de ruptura de barragens, contendo os fluxogramas de comunicação, os responsáveis pelas ações de resposta, a forma de detecção da emergência e o nível de alerta, além de elaboração dos mapas de inundação à jusante;
- Buscar a adoção de alternativas tecnológicas de redes de distribuição (redes protegidas e isoladas) para aprimorar a convivência entre as árvores urbanas e as redes de distribuição aérea, evitando que a queda de árvores sobre a rede elétrica interrompa o fornecimento de energia;
- Monitorar os focos de queimadas para proteger as suas linhas de transmissão, a cobertura vegetal e sua biodiversidade associada, assim como as populações humanas residentes próximas às linhas;
- Debater com diferentes atores da sociedade sobre a importância da manutenção de um parque termelétrico para dar segurança ao sistema elétrico, tendo em vista que essas não são fontes geradoras de energia alinhadas à tendência de produção limpa, mas que atualmente fazem parte da matriz do país e que contribuem de maneira significativa para segurança energética durante período de eventos extremos de clima, em especial, de escassez hidrológica;
- Evitar, nas negociações do mosaico da matriz, o estabelecimento de compromissos que resultem em elevação das tarifas de energia elétrica aos consumidores brasileiros. Estes devem se beneficiar do fato do país ter feito um enorme esforço de investimento em fontes renováveis e, por isso, ter uma matriz limpa. O acesso ao serviço de energia elétrica deve ser garantido a todos e ter preços módicos, uma vez que isso garante a inclusão social e a competitividade das indústrias do país.

Por esses motivos, devem ser considerados também os riscos relacionados à reputação e imagem das companhias em função de seu posicionamento e de suas ações aplicadas em relação às questões climáticas e adaptação a este novo cenário. As empresas precisam ser transparentes em suas políticas e ações de sustentabilidade e manter o diálogo proativo com suas partes interessadas. As ações de comunicação não devem limitar-se à publicação de seus relatórios de sustentabilidade e inventários de emissões de GEE, pois os mesmos não são acessados e tampouco compreendidos por boa parte de seus públicos interessados e pelos tomadores de decisão.

- **Promover maior eficiência energética na transmissão e distribuição**

A experiência brasileira mostra que entre 50% e 70% das falhas ocorridas no passado em linhas de transmissão brasileiras

estavam relacionadas, de alguma forma, às condições climáticas – mais especificamente, às chamadas tempestades intensas ou tempestades severas. Com as mudanças do clima, tempestades e ventanias tendem a ser cada vez mais intensas, o que tornarão mais vulneráveis as linhas de transmissão aéreas de energia distribuídas pelo Brasil. Combinados ou de forma isolada, esses fenômenos são capazes de interromper o fluxo de energia ao longo das linhas, interferindo de maneira significativa no sistema elétrico. A mudança de clima atuando em uma região já fragmentada pelo desmatamento poderia ter efeitos maiores do que na floresta contínua. Uma floresta fragmentada fica mais vulnerável aos incêndios florestais, gerados provavelmente pela atividade humana. Eventos extremos de clima podem aumentar os riscos de incêndio, permitindo que o fogo se alastre mais rapidamente e provoque danos na rede elétrica.

Se as mudanças do clima podem causar problemas na transmissão de energia, na distribuição a situação não é diferente. A quase totalidade (mais de 90%) das redes de distribuição de energia elétrica existentes no Brasil também é aérea e concentra-se em grandes áreas urbanas, onde vive a maioria dos consumidores. Nessas áreas, as edificações, a substituição da vegetação por asfalto e a poluição dos automóveis e das fábricas causam alterações atmosféricas (como aumento da temperatura, aumento da concentração de partículas no ar e redução dos ventos) que favorecem a ocorrência de fortes tempestades.

Os danos provocados por raios nas redes de distribuição podem se tornar ainda mais frequentes devido ao aumento dos eventos extremos de clima. Entretanto, ao levarmos em consideração o novo modelo de rede de distribuição que começa a ser adotado no país e no mundo – o modelo de redes inteligentes (*smart grids*) – há uma grande possibilidade ampliação da resiliência do sistema. Essas redes demandam o estabelecimento de infraestrutura adequada e são baseadas no uso de equipamentos digitais para monitorar a distribuição em tempo real e na possibilidade de utilizar diferentes fontes de energia. Essa transformação se dará tanto na disponibilização quanto no consumo de energia, levando, inclusive, à economia desse recurso.

- **Estimular uso racional da energia**

O país tem desenvolvido programas de informação, por meio do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel), do Programa Nacional de Racionalização do Uso de Derivados do Petróleo e do Gás Natural (Conpet) e das próprias companhias de energia. A manutenção desses programas é necessária para dar continuidade e regularidade à disseminação de informações atualizadas sobre tecnologias de energia e maneiras mais eficientes de sua utilização. Mesmo assim, ainda existem barreiras significativas, em especial para difusão de tecnologias de usos térmicos de energia solar, nos setores residencial, industrial e em edifícios, que podem ser superados também por meio da disseminação constante de informação.

De dezembro de 1985, quando foi criado, até 2006, o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel) investiu R\$ 971 milhões e obteve uma economia de energia de 24.598 GWh/ano, o equivalente à geração de uma usina com capacidade para 6.612 MW. Ainda assim, o uso mais eficiente da eletricidade nos setores industrial, residencial e de serviços no Brasil tem enfrentado barreiras técnicas, comportamentais, institucionais e econômicas.

Entre essas barreiras, contam-se os preços subsidiados para certas classes de consumidores - que desestimulam o uso racional de energia - e a escassez de informações sobre formas de aumentar a eficiência no uso da eletricidade, apesar de o programa de etiquetagem do Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (Inmetro) e o Selo Procel ajudarem a reduzir essa barreira.

- **Ampliação do conhecimento e sugestões de medidas para conservação de energia**

Em prédios comerciais ou *shoppings*, sistemas de termoacumulação podem ser alternativas economicamente interessantes para reduzir o consumo de eletricidade nas horas em que a tarifa é mais alta. Tais sistemas permitem tirar a curva de carga das horas de pico, gerando e estocando calor nas outras horas do dia. Projetos arquitetônicos que façam melhor uso da iluminação e ventilação naturais também são opções para reduzir o consumo de eletricidade em novas construções. No setor industrial, há grande possibilidade de obter economia de energia, particularmente pelo aumento da eficiência dos processos industriais, tais como:

- Empréstimos a juros baixos para programas de conservação de eletricidade e substituição de equipamentos concedidos por instituições financeiras governamentais, como, por exemplo, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES);
- Descontos para consumidores que instalem novos equipamentos mais eficientes, que podem ser economicamente vantajosos para as concessionárias quando o custo marginal da expansão do fornecimento exceder os custos do programa de descontos;
- Criação de empresas de serviços energéticos, as chamadas Escos, dedicadas a fazer auditagens, instalar novos equipamentos e conduzir programas de conservação em outras empresas;



Os estudos avaliados sinalizam que o sistema brasileiro de energia possui vulnerabilidades frente à variabilidade climática natural e à mudança do clima, baseados em uma tendência à perda de capacidade de geração de energia por fontes renováveis, e em todas as regiões.

- Ampliação e aceleração do atual programa de índices mínimos de eficiência para aparelhos elétricos, em conjunto com programas de etiquetagem;
  - Criação, pelas concessionárias, de incentivos para os consumidores residenciais substituírem condicionadores de ar, refrigeradores e freezers ineficientes (as concessionárias têm taxas de desconto mais baixas do que as dos consumidores finais, o que pode alterar a factibilidade do investimento em equipamentos eficientes);
  - Ações para aumentar a eficiência da iluminação pública no setor de serviços, como a substituição de equipamentos (principalmente lâmpadas) e a instalação de sistemas de iluminação melhor projetados.
- **Estimular novos modelos de negócios**

A redução da vulnerabilidade de geração do sistema elétrico passa fortemente pela integração com outras fontes de energia e empreendimentos em diversas escalas. Ou seja, um desafio adicional a ser considerado diz respeito às mudanças ocorridas na própria indústria de geração elétrica, no plano tecnológico e no plano econômico.

Paradigmas técnico-econômicos foram fortemente contestados, como o das grandes usinas, e novas oportunidades de negócio surgiram na instalação e operação de pequenas unidades de geração. Proliferam as pequenas usinas colocadas em córregos e quedas d'água, o aproveitamento de resíduos da biomassa, as fazendas de geração eólica nas regiões costeiras e as turbinas abastecidas por gás natural.

O impacto econômico foi quase imediato: menos dependentes dos ganhos de escala, as novas tecnologias de geração viabilizaram o ingresso de novos produtores, melhorando significativamente as condições de concorrência. Nesse cenário, novos atores que se destacam são empresas e conglomerados de dimensão regional e local, que ingressaram na geração incentivados pela disponibilidade de unidades menores localizadas próximas aos centros de consumo, construídas mais rapidamente e em módulos, bastante flexíveis na operação e que podem funcionar apenas nos horários de pico. Entretanto, ainda é necessário que ações de consolidação sejam adotadas, tais como:

- Exigência de que as concessionárias comprem o excesso de energia das usinas de açúcar e álcool a custo evitado de geração, transmissão e distribuição, via contratos de longo prazo;
- Incentivos à interligação de pequenos geradores à rede de energia elétrica;
- Protagonismo das instituições financeiras públicas para criação de soluções financeiras para ações de adaptação, redução de vulnerabilidade e mecanismos de gerenciamento e transferência de riscos destas novas unidades;
- Capacitação de profissionais em posições estratégicas para dar soluções no campo da adaptação e redução de vulnerabilidades;
- Construção de ferramentas para apoio à gestão estratégica por meio da estruturação de linhas de base, avaliação de vulnerabilidades operacionais e financiamento

para criar objetivos adequados para a gestão de seus portfólios de forma customizada;

- Investimento em políticas de indução, apoiando a cadeia de negócios sustentáveis, que pode enfrentar limitações consideráveis, sobretudo no tocante ao acesso ao capital. Essas políticas devem oferecer produtos de investimento e não somente financiamentos;
- **Fomentar a promoção do conhecimento no foco de redução das vulnerabilidades do setor elétrico**

Outro tipo de vulnerabilidade identificada foi a escassez de dados e de ferramentas disponíveis para a avaliação dos efeitos potenciais da mudança do clima sobre o setor de energia. Assim, há a necessidade de que EPE, ONS e ANEEL, sob a coordenação do MME, formalizem uma instância de tratamento desse tema que aprofunde os estudos dos efeitos climáticos adversos no setor de energia elétrica e que proponha as ações apropriadas, tais como:

- Fomento à pesquisa científica e à educação pelos órgãos públicos, incentivando, assim, a realização de trabalhos científicos, recuperação de dados históricos e a formação de educadores nas áreas relativas ao estudo das mudanças e da variabilidade natural do clima;
- Realização de novos estudos que analisem o balanço hídrico completo de cada bacia, para aumentar o conhecimento sobre a relação entre o regime de chuvas e a vazão do rio, que pode ser alterado em função de desmatamentos, degradação do solo ou outras mudanças no uso da terra que afetem as características físicas da bacia hidrográfica;
- Realização de estudos que considerem diferentes fatores capazes de interferir nos cultivos agrícolas para produção de álcool e biodiesel. Entre esses fatores estão inovações genéticas e nas técnicas de irrigação. São também necessárias análises das variações de temperatura e precipitação em cada estágio do ciclo de produção e das variações físicas e químicas dos solos;

- Realização de novos estudos que levem em conta a possibilidade de que, diante dos próprios efeitos da mudança do clima global, outros usos da água (como irrigação, consumo humano e animal, consumo industrial e até usos do próprio setor de energia que empregam água, como em usinas termelétricas e refinarias de petróleo, por exemplo) entrem em competição com a geração de hidroeletricidade;
  - Incentivos à pesquisa e ao desenvolvimento de tecnologias de ruptura, como a gaseificação do bagaço e a geração de energia em ciclo combinado;
  - Iniciativos governamentais para reduzir as barreiras de informação sobre as tecnologias mais novas (como o desenvolvimento de projetos de demonstração) e fornecimento de crédito com prazos e taxas de juros atraentes para que as usinas de açúcar e álcool adotem tecnologias mais eficientes;
  - Realização de estudos para reduzir a vulnerabilidade da geração no sistema elétrico a partir da integração entre fontes de energia e empreendimentos de diversas escalas;
  - Estabelecimento de estratégias para estimular uma maior integração continental e regional entre bacias hidrográficas e sistemas elétricos;
  - Garantir o livre e gratuito acesso aos dados históricos de chuva produzidos por órgãos públicos;
  - Elaborar mapas de vulnerabilidade climática por sub-bacia hidrográfica, destacando aspectos vinculados à geração hidrelétrica e ao sistema elétrico.
- **Reduzir os conflitos junto aos demais usuários de recursos hídricos e do espaço**

Com relação aos empreendimentos hidroelétricos, a expansão da demanda por recursos hídricos – em valores absolutos e em sua diversidade – exigirá um conhecimento mais profundo da área onde eles atuam, um acompanhamento permanente das condições de geração e não apenas no sítio da usina e no entorno do reservatório. Os balanços hidrológicos deverão ser mais precisos, os levantamentos dos impactos econômicos e ambientais terão de ser mais detalhados. Enfim, a tendência é de que aumente a responsabilidade social da usina perante a comunidade ribeirinha e os demais usuários. O desafio na geração hidrelétrica é integrar em seu planejamento e operação novos temas – e, portanto, novas competências – muitas vezes de natureza bastante distintas;

Além da otimização da geração hidráulica, a gestão diversificada dos reservatórios reduz os impactos negativos e amplia os benefícios para a bacia e para os demais usuários. Essa gestão é decorrente tanto da decisão de instalar uma usina, quanto da operacionalização dos níveis do reservatório da usina e alguns custos sociais acabarão sendo internalizados pelos empreendedores por imposição do poder público, seguindo uma tendência já observada no plano nacional e internacional. Assim, há a tendência de aumento dos investimentos em atividades antes marginais, como a conservação da cobertura vegetal, a regularização da vazão dos rios e seus afluentes, o controle de despejo de efluentes, a aquisição de



Outro tipo de vulnerabilidade identificada foi a escassez de dados e de ferramentas disponíveis para a avaliação dos efeitos potenciais da mudança do clima sobre o setor de energia.

informações hidrológicas e a ordenação do uso dos solos na bacia hidrográfica.

De maneira esquemática os pontos levantados nessa parte são sistematizados e tabulados no quadro 2.

**Quadro 2 - Classificação de ações de vulnerabilidade e adaptação.**

<b>Ações</b>	<b>Prazo</b>	<b>Postura</b>	<b>Nível tomada de decisão</b>
Estimular uso racional da energia	Curto prazo	proativa	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Governança Corporativa</li> <li>• Gerencial</li> </ul>
Promover maior eficiência energética na transmissão e distribuição	Curto prazo	proativa	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Governança Corporativa</li> <li>• Gerencial</li> <li>• Operacional</li> </ul>
Reduzir a dependência da geração hidrelétrica diretamente das vazões e assegurar a oferta adicional de energia através de outras fontes	Médio e longo prazo	proativa	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Governança Pública</li> <li>• Governança Corporativa</li> </ul>
Ampliar a confiabilidade da oferta do setor	Curto e médio prazo	proativa	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Governança Pública</li> <li>• Governança Corporativa</li> <li>• Gerencial</li> <li>• Operacional</li> </ul>
Estimular novos modelos de negócios	Curto prazo	proativa	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Governança Pública</li> <li>• Governança Corporativa</li> </ul>
Ampliação do conhecimento e sugestões de medidas para conservação de energia	Curto e médio prazo	proativa	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Governança Acadêmica</li> </ul>
Fomentar a promoção do conhecimento no foco de redução das vulnerabilidades do setor elétrico	Curto e médio prazo	proativa	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Governança Pública</li> </ul>
Reduzir os conflitos junto aos demais usuários de recursos hídricos e do espaço	Curto prazo	proativa	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Governança Corporativa</li> <li>• Gerencial</li> <li>• Operacional</li> <li>• Participação da Soc. Civil</li> </ul>

## Capítulo 5

### Análise de Custo da Estratégia de Adaptação



A partir das conclusões sobre o desempenho das três usinas analisadas na etapa anterior em função de variações climáticas, quer sejam elas históricas, quer sejam devido à mudança do clima, passamos a analisar a oferta adicional de energia elétrica proveniente de outras fontes como alternativa de complementariedade aos cenários de geração de energia elétrica traçados para as usinas A, B e C.

Considerando os cenários de variação da produção de energia elétrica traçados para 2020 e 2050, foi realizada uma análise cruzada dos déficits de geração para atender à energia assegurada em relação aos custos atrelados a cada fonte complementar. Os elementos utilizados para essa análise foram retirados dos dados oficiais da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no *Plano Nacional de Energia 2030*, publicado em 2008.

## 5.1 Déficit de geração para atender à energia assegurada

Para determinar o déficit de geração para cada usina do estudo de caso, partiu-se da premissa de que sempre que uma usina estiver gerando abaixo de sua energia assegurada, o gerador precisa repor mensalmente ao sistema a fração não gerada.

Para 2020, foi considerado como cenário de geração as médias mensais de geração baseadas nas médias mensais de vazão de 1931 a 2010, conforme mostrado na figura 37 em relação à Usina A:

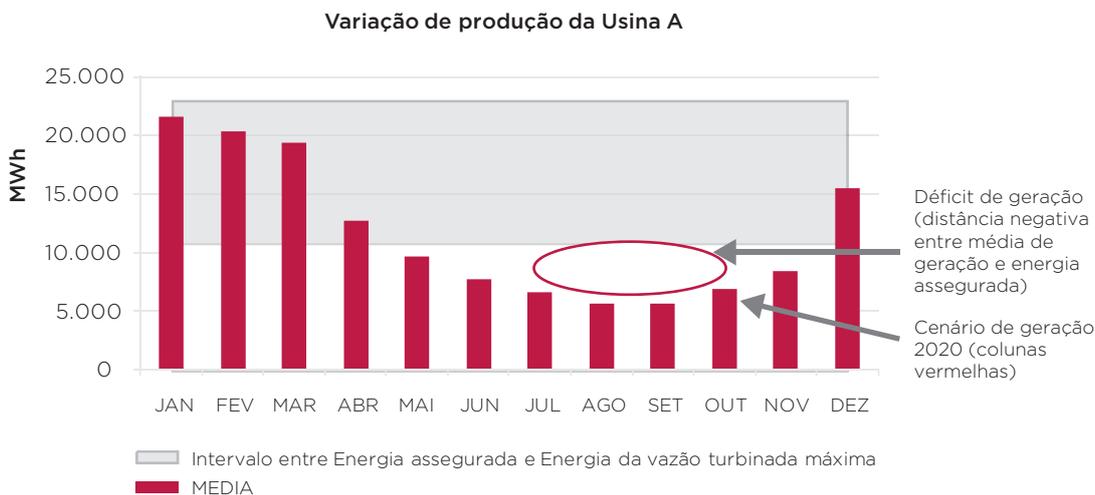


Figura 37 - Médias mensais de geração baseadas nas médias mensais de vazão de 1931 a 2010.

Fonte: elaboração própria.

Para 2050, foram considerados como cenários de geração tanto o cenário moderado quanto o extremo e foi aplicada a mesma tratativa, considerando o déficit entre a geração esperada em cada cenário e a energia assegurada por período, conforme exemplo para a Usina A abaixo (figura 38).

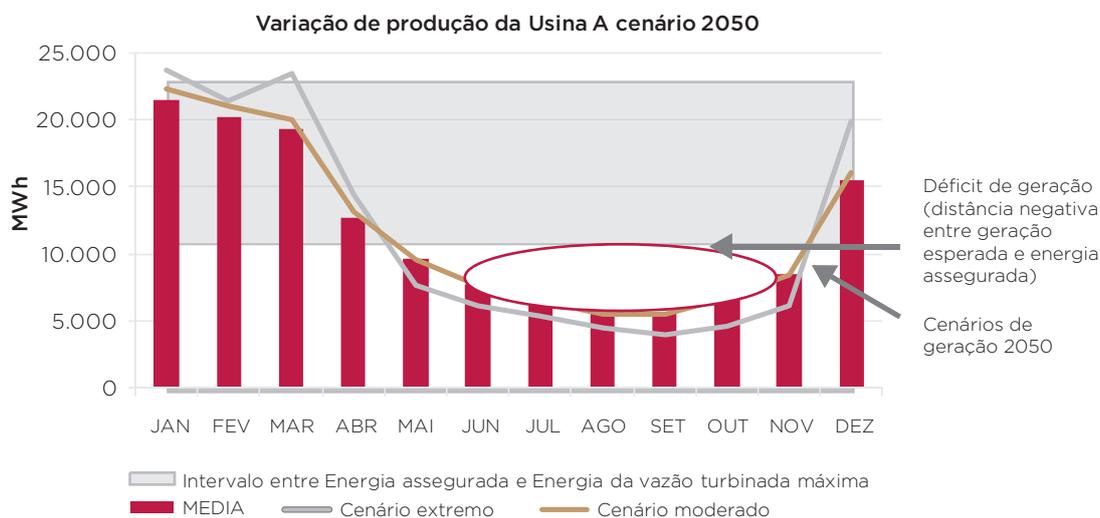


Figura 38 - Cenários de geração de energia para 2050.

Fonte: elaboração própria.

## 5.2 Seleção das fontes de energia complementar

As fontes de energia complementar consideradas para a análise foram selecionadas a partir das principais fontes responsáveis pela oferta interna de energia elétrica no Brasil em 2009, publicadas pela EPE no Balanço Energético Nacional 2011, a saber: eólica, hidráulica, térmica a biomassa, térmica a gás, térmica a carvão, térmica a óleo e nuclear. A energia fotovoltaica está considerada mais à frente na análise qualitativa de fontes renováveis, uma vez que os custos relativos a essa fonte ainda não estão consolidados pela EPE.

## 5.3 Análise comparativa de custo de geração de energia elétrica por fonte complementar

Para realizar a análise comparativa dos custos de geração complementar de energia elétrica foram selecionadas como possíveis premissas as seguintes fontes de dados publicados pelo governo federal: (1) tarifa média de venda de energia elétrica nos leilões entre 2005 e 2011, atualizados a valores de 2012 pelo Ministério de Minas e Energia e tarifa de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN; e (2) o custo de produção e o investimento utilizados para estimar a tarifa de equilíbrio por fonte, calculada pela EPE no Plano Nacional de Energia 2030.

1. A tarifa de energia elétrica praticada nos leilões é diretamente afetada pelo quadro regulatório nacional e por incentivos fiscais oferecidos pela ANEEL. Apesar de fornecer valores atualizados, conclui-se que essa premissa não seria capaz de subsidiar a análise comparativa de custos para 2020 e 2050, já que levaria para os períodos futuros o quadro regulatório atual, afirmação que não pode ser assumida pelo presente estudo. Entende-se também que a tarifa de energia elétrica do SIN apenas poderia ser utilizada para fins comparativos se fosse apresentada em conjunto com as tarifas de venda

de energia nos leilões, já que está igualmente exposta ao quadro regulatório e reflete o preço de venda da energia elétrica, incorporando subsídios e impostos.

2. O custo de produção e o investimento por fonte de geração utilizados no Plano Nacional de Energia 2030 (BRASIL, 2007) foram calculados pela EPE com base em valores observados em 2006 e 2007, o que traz uma defasagem dos dados. A atualização monetária dos valores utilizados pela EPE foi inicialmente considerada, mas descartada por não ser capaz de refletir as mudanças tecnológicas e de mercado a que essas tecnologias passaram durante os últimos cinco anos. Uma vez que a análise apresenta como objetivo fornecer um quadro comparativo para 2020 e para 2050, entende-se que o uso dos valores publicados em 2007 não afetará significativamente a qualidade da análise, a não ser pela redução comparativa pela qual passou a geração eólica nos últimos anos. A redução comparativa vivenciada pela tecnologia eólica deveu-se aos ganhos de escala que podem ocorrer para outras fontes consideradas nas próximas décadas.

Dessa forma, foi selecionada a alternativa (2), sem correção monetária, para alimentar a avaliação financeira comparativa das fontes complementares de energia elétrica (tabela 5).

**Tabela 5 - Investimento, custo de produção e tarifa de equilíbrio para diferentes fontes de energia.**

Fonte	Investimento (USD/kW)	Custo de produção (R\$/MWh)	Tarifa de equilíbrio (R\$/MWh)
Eólica	1300	169,40	256,50
Hídrica	1200	68,80	114,40
Térmica a biomassa	1100	83,16	122,39
Térmica a carvão	1400	172,92	217,12
Térmica a gás natural	400	127,48	152,17
Térmica a óleo	1000	119,10	164,90
Térmica nuclear	1800	147,26	196,97

Fonte: BRASIL, 2007.

A tarifa de equilíbrio corresponde ao custo de produção acrescido de encargos setoriais relativos à transmissão e distribuição e impostos. Como a intenção é a de avaliar o custo de redução de vulnerabilidade e adaptação para cada uma das usinas, o custo de produção foi considerado como o mais adequado para atender à finalidade desse estudo, já que não internaliza as discussões de tendência para transmissão e distribuição de energia elétrica.

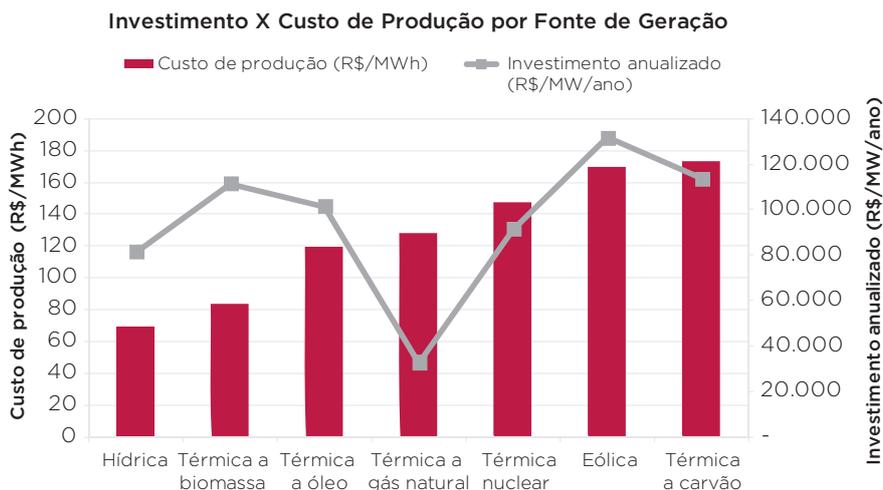


Figura 39 - Investimento x Custo de Produção por fonte de geração.

Fonte: elaboração própria.

Quando comparados o investimento necessário por ano de vida útil para implementação de usinas geradoras de energia elétrica e seu respectivo custo de produção para cada tecnologia (figura 39) é possível observar que apesar de apresentar um custo de produção mediano quando comparada às outras fontes, as usinas térmicas movidas a gás natural correspondem ao menor investimento por MW instalado. Já a energia de fonte hídrica, detentora do menor custo de produção, quando comparada pelo investimento, torna as outras fontes renováveis competitivas, como, por exemplo, a biomassa. A energia eólica apresenta a maior necessidade de investimento e o segundo maior custo de produção. As térmicas movidas a carvão, além de representarem o maior custo de produção, são responsáveis pela segunda maior necessidade de investimento. Nessa comparação, a energia nuclear fica com o terceiro maior custo

de produção e a quarta em necessidade de investimento. As maiores discrepâncias entre custo de produção e investimento encontram-se nas térmicas a gás natural e a biomassa, que apresentam comportamento invertido pela comparação apresentada. Já a energia hídrica continua representando a alternativa mais competitiva, sendo responsável pelo menor custo de produção e pela segunda menor necessidade de investimento.

## 5.4 Análise comparativa de custo de energia por usina para os cenários 2050

A análise comparativa de custos foi realizada considerando a soma dos déficits mensais de geração de energia elétrica multiplicados pelo custo de produção por fonte para cada usina e acrescidos da necessidade de investimento anualizada pela vida útil, para cada tecnologia de geração.

Somente para efeito dessa análise, partiu-se de um pressuposto em que o gerador ou investidor de cada usina precisaria repor ao Sistema Interligado Nacional ou à sua própria atividade os déficits nos meses onde a geração estivesse abaixo da energia assegurada e, então, os custos relativos a essa reposição foram calculados para cada fonte.

Para a Usina A, o déficit acumulado de geração foi estimado em cerca de 25 GWh em 2050 no cenário moderado e 37 GWh no cenário extremo, resultando nos seguintes custos de adaptação (figura 40):

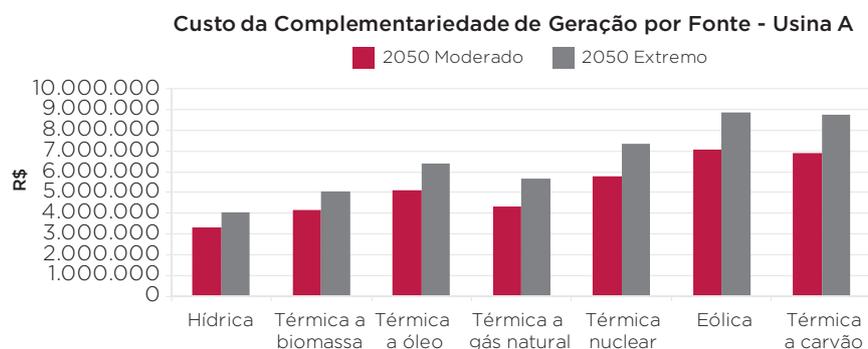


Figura 40 - Custo da Complementariedade de Geração por Fonte - Usina A  
Fonte: elaboração própria.

Para a Usina B, o déficit acumulado de geração foi estimado em cerca de 7 GWh em 2050 no cenário moderado e 9 GWh em 2050 no cenário extremo, resultando nos seguintes custos de adaptação (figura 41):



Como a intenção é a de avaliar o custo de redução de vulnerabilidade e adaptação para cada uma das usinas, o custo de produção foi considerado como o mais adequado para atender à finalidade desse estudo.

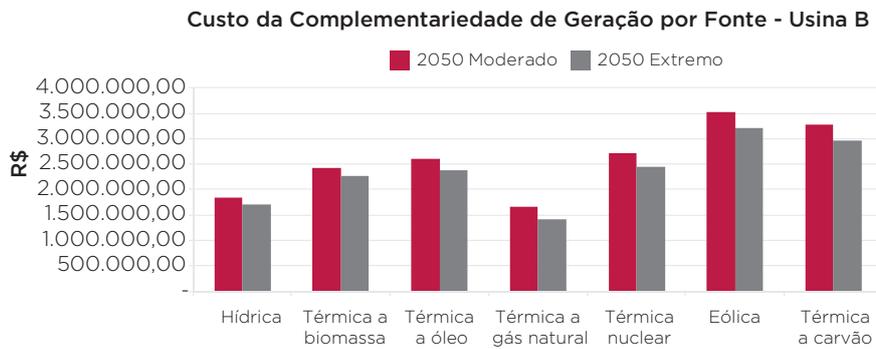


Figura 41 - Custo da Complementariedade de Geração por Fonte - Usina B  
 Fonte: elaboração própria.

Para a Usina C, o déficit acumulado de geração foi estimado em cerca de 2.400 GWh em 2050 no cenário moderado e 3.400 GWh no cenário extremo, resultando nos seguintes custos de adaptação (figura 42):

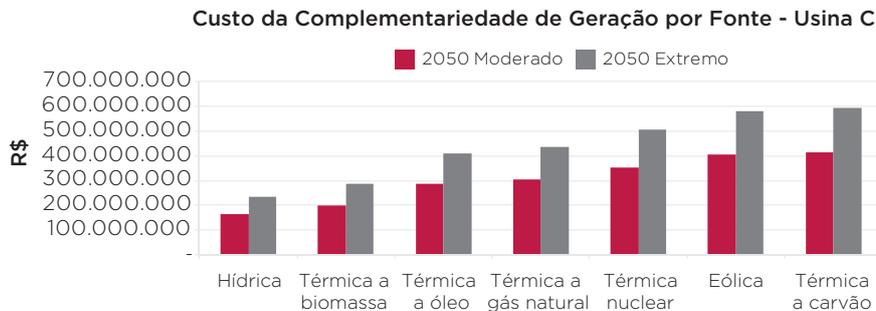


Figura 42 - Custo da Complementariedade de Geração por Fonte - Usina C  
 Fonte: elaboração própria.

Como pode ser observado nos gráficos acima, para suprir a necessidade de geração, as opções de fonte térmica a carvão mineral e eólica mostram-se como as alternativas de custo mais elevado, enquanto a complementariedade com outra usina também de fonte hídrica representa a alternativa de menor custo para as Usinas A e C, enquanto a térmica a gás natural representa a opção de menor custo para a Usina B. Como o estudo avalia exatamente a vulnerabilidade da fonte hídrica, é recomendável que caso o produtor opte pela opção mais barata, avalie também as condições físicas da usina complementar e que observe se a bacia onde ela está localizada tem um comportamento hídrico complementar à usina analisada.

As usinas térmicas movidas a óleo podem ser consideradas pela análise como alternativas intermediárias (desconsiderando aquelas de menor e maior custo). As opções térmicas movidas a biomassa e térmicas movidas a gás natural se alternam como as melhores opções quando desconsiderada a energia hídrica. O balanço entre elas depende tanto do tamanho da usina quanto da distribuição temporal do déficit ao longo do ano.



## Capítulo 6

Análise de Trade-off de  
estratégia de adaptação

Com o intuito de contextualizar as alternativas tratadas por esta análise, cabe destacar algumas informações relativas ao ambiente regulatório brasileiro, mesmo sabendo que esse ambiente tende a passar por modificações significativas até 2050.

Nos últimos anos, o governo brasileiro tem estimulado a geração de energia renovável no país por meio de políticas públicas, incentivos financeiros, financiamento público e políticas regulatórias. O quadro 3 abrange os incentivos implantados no processo de investimento de USD 70 bilhões entre 2006 e 2011.

### Quadro 3 Principais políticas de incentivo as energia renováveis

Atuação	Políticas
Mercado de Energia	Tarifas <i>feed-in</i> , leilões, mistura obrigatória dos biocombustíveis, proibição de colheita de cana queimada no Estado de São Paulo e necessidade de armazenamento de etanol anidro no Brasil
Financiamento por <i>Equity</i>	Fundos de Infraestrutura
Financiamento da Dívida	Financiamento Ex. BNDES Finem
Taxação	Benefícios fiscais, impostos de importação e redução fiscal

Fonte: (BLOOMBERG, 2012)

#### • Leilões com tarifas incentivadas para renováveis

Após a reforma do setor elétrico brasileiro em 2004, instituiu-se a contratação de eletricidade por meio de leilões, cujo objetivo é garantir o suprimento de eletricidade ao mercado regulado pelo critério de menor preço. Leilões de fontes alternativas e leilões de reserva têm sido promovidos no intuito de aumentar a participação de PCHs, térmicas a biomassa e usinas eólicas na matriz energética do país. A criação de leilões exclusivos para fontes renováveis alternativas se deve ao fato de que elas tendem a apresentar um custo mais elevado, portanto menos competitivo, em relação às fontes convencionais de energia.

Os leilões de reserva, por sua vez, visam contratar energia além daquela necessária para atender à demanda das distribuidoras, ou seja, têm como principal finalidade garantir a segurança de suprimento de eletricidade ao sistema por meio de plantas de geração contratadas especialmente para tal propósito.

#### • Isenções fiscais

Segundo a Lei 9.427/1996, alterada pela Lei 11.488/2007, para os empreendimentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 1 MW (CGHs) e para aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30 MW, a ANEEL determina o percentual de redução não inferior a 50% a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão (TUST) e de distribuição (TUSD), incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos aproveitamentos.

Adicionalmente, há um projeto de lei em tramitação no Senado, o PLS 311/2009, que visa a instituir o Regime Especial de Tributação para o Incentivo ao Desenvolvimento e à Produção de Fontes Alternativas de Energia Elétrica (REINFA) e estabelece medidas de estímulo à produção e ao consumo de energia limpa (BRASIL, 2012). Entre os beneficiários do REINFA estão aqueles que:

- I Exercem pesquisa, desenvolvimento e produção de equipamentos utilizados na geração de energia eólica, solar e maremotriz, bem como de novas tecnologias ou materiais de armazenamento de energia;
- II Gerem eletricidade por pequenas centrais hidrelétricas ou por fonte eólica, solar, maremotriz e térmica que utilize o biogás proveniente de produtos agrícolas, dejetos orgânicos, lixo e aterros sanitários;
- III Produzam veículos tracionados por motor elétrico, híbridos ou não.

Os habilitados no REINFA ficarão isentos da contribuição para o PIS/PASEP e COFINS incidentes sobre a sua receita bruta e da contribuição para o PIS/PASEP-Importação, COFINS-Importação e Imposto de Importação incidentes sobre os bens sem similar nacional e serviços necessários às suas atividades quando importados diretamente pela beneficiária do REINFA. É importante ressaltar que o projeto de lei está em tramitação no Senado, não tendo ainda força legal (SENADO, 2012).

Um outro incentivo fiscal para fontes renováveis de geração de energia está descrito no Convênio ICMS 101/97, que concede isenção do ICMS nas operações com equipamentos e componentes especificados no convênio para o aproveitamento das energias solar e eólica. As Leis 7.990/1989 e 9.648/1998 isentam geradoras hidrelétricas com potência inferior ou igual a 30 MW (ou seja, CGHs e PCHs) do pagamento da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH), que corresponde a 6,75% do valor total da eletricidade produzida (sendo utilizada para tal cálculo a tarifa atualizada de referência). Adicionalmente, a Lei 10.438/2002 isenta as empresas que geram energia exclusivamente a partir de instalações eólica, solar, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e cogeração qualificada a aplicar anualmente o montante de, no mínimo, 1% de sua receita operacional líquida em P&D do setor elétrico.

#### • Nova regulamentação para solar fotovoltaica

No Brasil, a geração solar fotovoltaica de eletricidade ainda não é competitiva, apresentando tarifas muito superiores às demais fontes já estabelecidas. Porém, em 2012, nota-se uma grande movimentação do poder público no intuito de criar regulamentações que promovam a consolidação dessa tecnologia no país de forma mais competitiva. Entre essas ações, foi publicada pela ANEEL a Resolução Normativa 481/2012, pela qual ficou estipulado, para a fonte solar com potência instalada menor ou igual a 30 MW, o desconto de 80% nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão (TUST) e de distribuição (TUSD) para os empreendimentos que entrarem em operação comercial até 31/12/2017, aplicável nos 10 primeiros anos de operação da usina e sendo esse desconto reduzido para 50% após o 10º ano de operação da usina.



Nos últimos anos, o governo brasileiro tem estimulado a geração de energia renovável no país por meio de políticas públicas, incentivos financeiros, financiamento público e políticas regulatórias.

- **Impacto de possíveis novas políticas de redução de emissões de gases de efeito estufa**

Diante do aumento da conscientização dos indivíduos e do setor público, além de compromissos internacionais assumidos, o governo vem buscando mecanismos para redução de emissão de gases de efeito estufa alinhados com a Política Nacional de Mudanças Climáticas. Em 2009, o governo federal comprometeu-se em reduzir voluntariamente as emissões do país de 36,1% a 38,9% até 2020.

Desde 2009 percebe-se uma tendência dos governos estaduais no Brasil a estabelecerem ações, políticas e legislações com vistas a mitigar as emissões de gases de efeito estufa em seus territórios. Caso tais políticas sejam implementadas, haverá uma propensão de estímulo ao desenvolvimento de tecnologias limpas, que inclui a energia renovável. Porém, caso os setores não estejam preparados para as novas regulamentações, deverão arcar com custos adicionais para adaptar-se às novas exigências, o que pode afetar de maneira considerável a competitividade entre os agentes de mercado.

## 6.1 Avaliação Econômica

Como pode ser observado na análise da seção anterior, quando examinadas apenas sob a ótica do custo financeiro, as fontes fósseis e renováveis comportam-se dentro de uma mesmo patamar, em que a energia hídrica destaca-se como a mais barata. A perspectiva da mudança do clima, porém, leva à necessidade de avaliar também a contribuição de cada uma dessas fontes para o aquecimento global e, por consequência, de incorporar custos adicionais ainda não previstos, dando ao tomador de decisão um quadro mais amplo a ser considerado no seu planejamento de médio e longo prazos.

Para avaliar a contribuição de cada fonte de geração para o aquecimento global, baseou-se nos fatores de emissão de CO<sub>2</sub>e informados pela EPE no Plano Nacional de Energia 2030. Para efeitos desse estudo, foram consideradas as emissões de CO<sub>2</sub>e associadas apenas à operação de cada tecnologia de geração, visando manter a comparabilidade com o critério usado na escolha do custo de produção.

Como esse estudo é aplicado à realidade brasileira, onde a geração baseia-se principalmente em resíduos agroindustriais (ex.: bagaço de cana), as emissões da operação das térmicas a biomassa foram consideradas neutras (figura 43, 44 e 45).

“Deve-se destacar que a necessidade de redução dos níveis globais das emissões de gases causadores do efeito estufa contribuiu para uma maior utilização da energia nuclear em diversos países, principalmente naqueles com menores recursos naturais, para o desenvolvimento de outras fontes energéticas.”

Fonte: BRASIL, 2007.

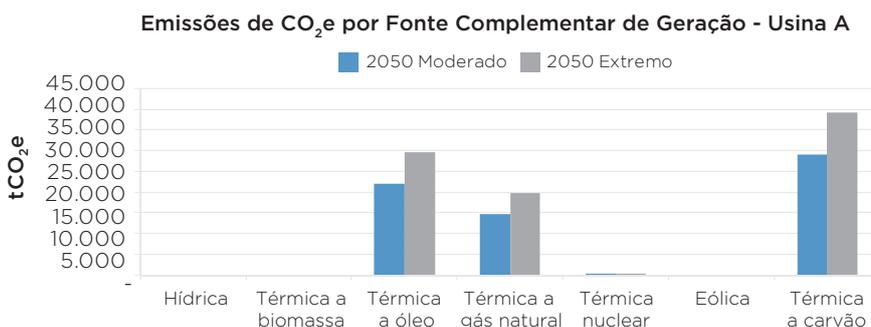


Figura 43 - Emissões de CO<sub>2</sub>e por Fonte Complementar de Geração - Usina A  
Fonte: elaboração própria.

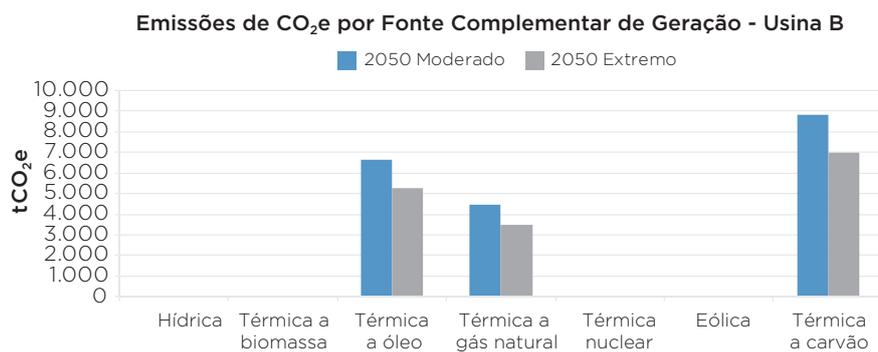


Figura 44 - Emissões de CO<sub>2</sub>e por Fonte Complementar de Geração - Usina B  
Fonte: elaboração própria.

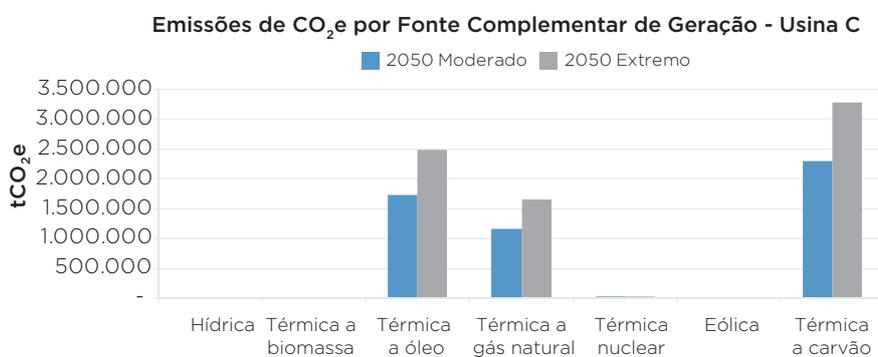


Figura 45 - Emissões de CO<sub>2</sub>e por Fonte Complementar de Geração - Usina C  
Fonte: elaboração própria.

Em quaisquer dos cenários de geração complementar, as térmicas movidas a carvão registram o maior nível de emissões de CO<sub>2</sub>e, seguidas primeiramente pelas térmicas movidas a óleo e depois pelas térmicas a gás natural.

Apesar dos altos níveis comparativos de contribuição para o aquecimento global, as fontes fósseis representam significativa vantagem para a segurança energética quando consideradas as suas exposições aos eventos climáticos extremos em relação às fontes renováveis. O investidor ou gerador de energia tem para o seu planejamento energético um *trade-off* que envolve o custo da energia elétrica e o potencial de contribuição para o aquecimento global. Adotando como premissa uma possível restrição das emissões de GEE relativas à geração de energia elétrica em 2050, acompanhada da precificação desse impacto, é possível simular o custo adicional das fontes fósseis em função de seu potencial de aquecimento.

Para compor a simulação do impacto financeiro de uma possível precificação das emissões, foram selecionados 2 cenários de valoração.

O primeiro, (1), considera valores mais elevados, que vai ao encontro de valores atualmente praticados na Nova Zelândia e Austrália. O segundo cenário, (2), considera que qualquer precificação de emissões de GEE que possa ser estabelecida para o Brasil será localizada em um patamar mais baixo, como os atuais preços praticados pelo mercado de carbono para transferência de reduções de emissões de países em desenvolvimento para países industrializados. Para estimar os cenários apontados, foram selecionadas as seguintes fontes de dados:

- a) Cenário 1: USD 25 / tCO<sub>2</sub>e - valor usado como referência pela IEA para estabelecer os cenários de redução de emissões relativos a energia para 2050, citado por Nicholas Stern no capítulo 9 do seu estudo sobre os “Aspectos Econômicos da Mudança do Clima”.
- b) Cenário 2: EUR 2,85 / tCO<sub>2</sub>e - cotação de venda de uma redução certificada de carbono no mercado regulado pelas Nações Unidas (UNFCCC) em 09/08/2012.

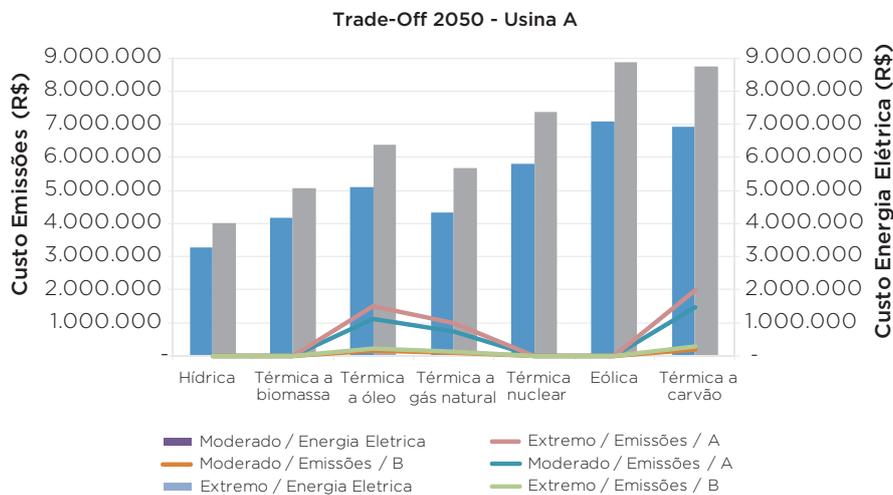


Figura 46 - Trade-Off 2050 - Usina A  
Fonte: elaboração própria.

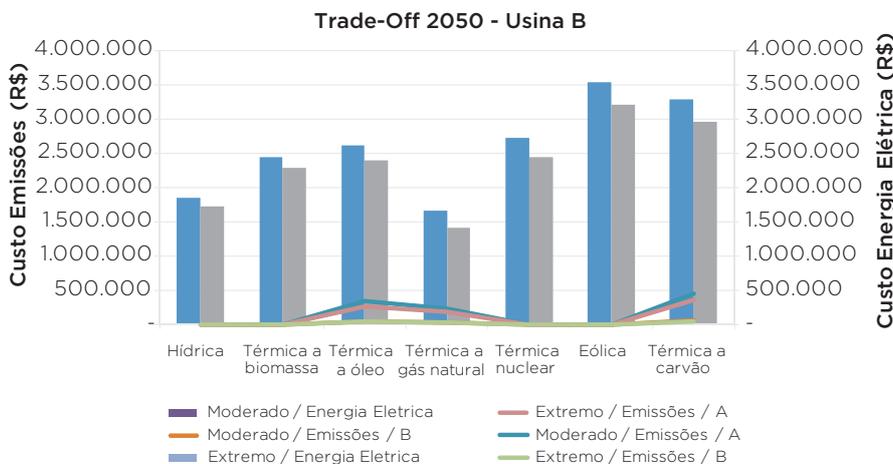


Figura 47 - Trade-Off 2050 - Usina B  
Fonte: elaboração própria.

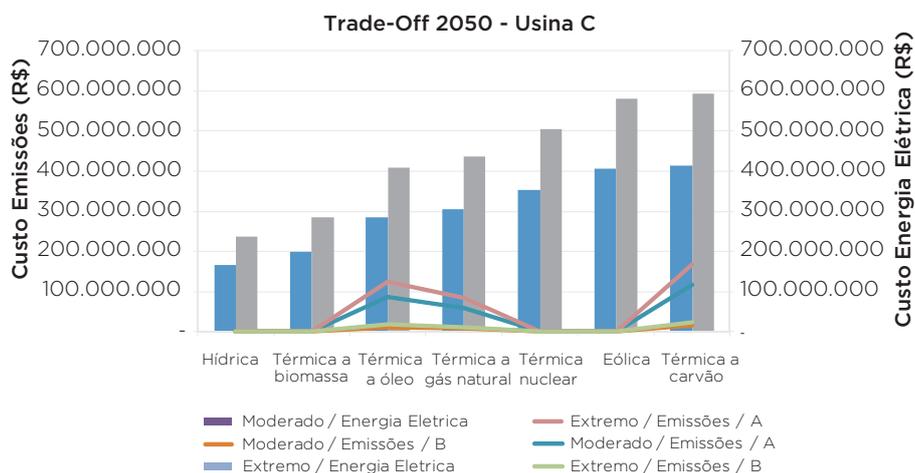


Figura 48 - Trade-Off 2050 - Usina C

Fonte: elaboração própria.

(a) Como pode ser observado nas figuras 46, 47 e 48, tanto para alterações moderadas do clima para 2050 quanto para as extremas, os possíveis custos associados ao Cenário 1 de valoração das emissões de GEE podem ser colocados como fatores significativos na seleção da tecnologia de geração de energia elétrica. Quanto mais elevados os possíveis custos da emissão de GEE, maior será o distanciamento das alternativas movidas a carvão, óleo e gás natural em relação às fontes renováveis e à energia nuclear.

(b) Já no cenário 2, os possíveis custos de emissões tendem a contribuir para o descolamento das tecnologias hídrica e biomassa para um patamar de custos inferior aos demais e para a viabilização de alternativas como eólica, que passa a situar-se em ambiente mais favorável em relação ao custo final da energia. Nesse cenário, outros fatores decisórios serão ainda mais relevantes na tomada de decisão, como a segurança energética e a exposição aos eventos climáticos.

## 6.2 Avaliação Qualitativa

Adicionalmente aos pontos quantificados na análise econômica, algumas propriedades qualitativas relativas ao mercado brasileiro de energia elétrica merecem atenção neste estudo. Por um lado existem os incentivos financeiros e a possibilidade de pagamento por serviços ambientais, que propiciam instrumentos de auto-regulação do mercado para adaptar-se aos cenários de geração de energia apontados por este estudo e que influenciam as tendências de investimento no campo de energia elétrica. Por outro, na perspectiva tecnológica, devem ser consideradas também as tecnologias para adaptação, o aumento da competitividade das energias renováveis e o futuro das fontes fósseis.

## Programa Cultivando Água Boa

Promovido pela Itaipu Binacional, que abrange mais de 28 municípios, atua nas áreas rurais fomentando boas práticas agrícolas com o intuito de diminuir o impacto da produção agrícola nas águas do reservatório, especialmente através da erosão. O pagamento aos produtores rurais é realizado por assistência técnica gratuita, sendo assim, uma forma de incentivo à preservação ambiental. (ITAIPU, 2012)

## 6.2.1 Aspecto Financeiro

- **Pagamento por serviços ambientais**

Segundo a Organização de Agricultura e Alimentos (FAO) o Pagamento por Serviços Ambientais (PSA) é um mecanismo de compensação flexível pelo qual os provedores de serviços ambientais são pagos pelos usuários desses serviços. Os serviços estão relacionados com os produtos obtidos do ecossistema, os benefícios obtidos das regulações do ecossistema e os intangíveis providos do ecossistema, como o ecoturismo, por exemplo.

Sob a ótica dos geradores de energia hidrelétrica, o PSA aparece como uma oportunidade de negócio para resolver problemas relacionados à degradação dos rios, provocada pelas diversas fontes de poluição e desmatamento. Em especial, a degradação das matas ciliares leva ao assoreamento/sedimentação nos rios, diminuição dos mananciais e aumento das enchentes. É importante ressaltar a necessidade de conservação dos mananciais, fundamentais para o comportamento hídrico da bacia, aumentando a regularidade dos picos de vazão do rio, o que impacta diretamente nos custos de manutenção das Usinas Hidrelétricas. Portanto, os eventos climáticos relacionados à degradação dos rios podem causar custos adicionais devido à necessidade de dragagem nos lagos das hidrelétricas, bem como problemas operacionais nas barragens, afetando a disponibilidade hídrica da região e comprometendo o abastecimento.

- **Incentivos financeiros**

Segundo a *Bloomberg New Energy Finance*, o BNDES é o principal financiador brasileiro, responsável por cerca de USD 4,9 bilhões dos USD 7,9 bilhões de todos os investimentos domésticos em 2011. Isso ocorre pela grande participação do Banco nos programas de desenvolvimento do governo, como o Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), além dos projetos de infraestrutura. Entre 2003 e 2010, a instituição financiou cerca de USD 2,8 bilhões em PCHs, USD 13,5 bilhões nas demais usinas hidrelétricas, USD 1,2 bilhão em biomassa e USD 0,9 bilhões em eólica.

O Banco oferece financiamento por meio de diferentes linhas de crédito a projetos que viabilizem a implementação, expansão e modernização e aquisição de novos equipamentos, por meio de linhas de financiamento, especialmente voltadas ao incentivo de energias renováveis, como:



A perspectiva da mudança do clima, porém, leva à necessidade de avaliar também a contribuição de cada uma dessas fontes para o aquecimento global e, por consequência, de incorporar custos adicionais ainda não previstos, dando ao tomador de decisão um quadro mais amplo a ser considerado no seu planejamento de médio e longo prazos.

#### Quadro 4 - Linhas de Financiamento

Linha de financiamento	
BNDES Finem	
Apoio a Projetos de eficiência energética PROESCO	Condições especiais para projetos ambientais que promovam o desenvolvimento sustentável
Energias alternativas	Destinado a projetos que contribuam para a eficiência energética
Programas	
Fundo Clima	Apoio a projetos ou estudos e financiamento de empreendimentos que tenham como objetivo a mitigação das mudanças climáticas, como projetos de energias renováveis e de modais de transporte eficientes
Pronaf Eco	Apoio a agricultores familiares, por meio de investimento em tecnologias de energia renovável e sustentabilidade ambiental
Fundos de Investimento	
BNDES Fundo de Inovação em Meio Ambiente	Apoio ao empreendedorismo e exploração das oportunidades de investimentos em empresas inovadoras, de modo a propiciar o desenvolvimento de tecnologias limpas
FIP Brasil Sustentabilidade	Foco em projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) e com potencial para gerar Reduções Certificadas de Emissões (RCE)
FIP Caixa Ambiental	Foco em saneamento, tratamento de resíduos sólidos, geração de energia limpa e biodiesel

Fonte: (BNDES, 2012)

No caso do governo federal, um dos principais programas para o estímulo às energias de fontes renováveis é o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA. O programa foi criado com o objetivo de aumentar a participação de fontes renováveis na matriz energética brasileira, especificamente a participação de fontes eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas no Sistema Interligado Nacional, mas, atualmente, o PROINFA não mais está aceitando a inserção de novos empreendimentos. No caso das PCHs, atualmente o programa de maior destaque para seu incentivo é o Programa de Desenvolvimento e Comercialização de Energia Elétrica de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH-COM), desenvolvido pelo Ministério de Minas e Energia (MME) em parceria com Eletrobrás e BNDES. O Banco oferece o financiamento para a construção das PCHs e a Eletrobrás garante a compra da energia das usinas por meio de contratos de longo prazo, possibilitando o acesso dos empreendedores ao financiamento do BNDES.

As linhas voltadas para o desenvolvimento de energias renováveis são importantes, pois podem tornar a complementação energética por fontes pouco carbono-intensivas mais competitivas, o que consequentemente contribui para a mitigação da mudança do clima.

Considerando os horizontes de 2020 e 2050 e tendo em vista que os estudos científicos apontam que ainda estamos em um cenário de aumento de temperatura acima dos 2 oC (cenário A2 do IPCC<sup>6</sup>), a tendência de uma maior disponibilidade dessas linhas passa a ser algo provável, uma vez que medidas de mitigação deverão ser substancialmente reforçadas, o que poderá gerar um ambiente cada vez mais favorável para investimento em fontes renováveis.

#### • Tendências de investimento

Na primeira década do século XXI, os investimentos em fontes de energia renováveis saíram de um cenário de aplicações

<sup>6</sup> IPCC- Painel Intergovernamental de Mudança do Clima em sua sigla em inglês.

pontuais para se tornarem uma indústria que atualmente contribui para adições da ordem de 60 GW por ano no mundo. Esse rápido crescimento tem chamado a atenção de cientistas, investidores e formuladores de políticas. Os países têm adotado políticas internas que estimulam investimentos e aumentam a produção e competitividade de equipamentos, bem como o aumento da escala que tem contribuído para redução de custos de implantação e mesmo de operação.

Somente em 2011, o investimento global em energia renovável cresceu 17% em relação ao ano anterior<sup>7</sup> (figura 49).

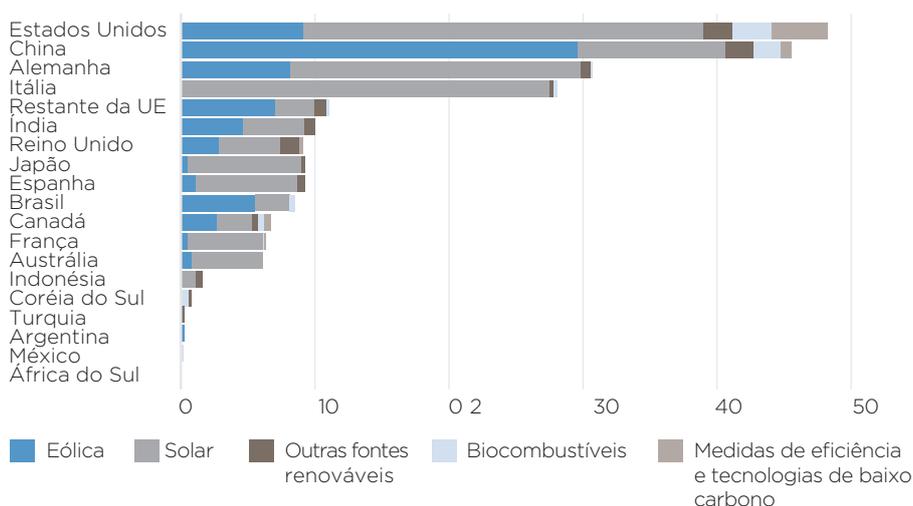


Figura 49 - Investimento por país e setor, 2011 (Bilhões de USD)  
Fonte: REICHERT *et al.*, 2012.

Em uma comparação global, em 2011, os Estados Unidos foram os maiores investidores em energias renováveis, seguidos pela China. O investimento em energias limpas tende a diminuir na Europa em 2012, devido à desfavorável conjuntura econômica, enquanto em países como a China, Indonésia e Austrália haverá aumento devido à crescente demanda energética e ao cenário macroeconômico menos desfavorável em relação à Europa.

Um elemento interessante de análise é que o setor de energia eólica, que vinha recebendo maiores quantidades de investimentos durante os últimos anos, foi ultrapassado pelo setor de energia fotovoltaica (em termos de dólar investido e não de gigawatts instalados). Essa tendência, se confirmada, pode levar a um aumento significativo da competitividade da energia solar em comparação com outras fontes de energia, o que abre mais o leque de opções renováveis em detrimento da energia fóssil. No âmbito deste estudo, esse ponto se mostra como relevante, uma vez que a energia fotovoltaica se mostra menos exposta aos riscos analisados que a maioria das outras fontes mais utilizadas hoje na matriz brasileira. Por outro lado, vale lembrar que esta fonte ainda não oferece o mesmo nível de segurança à matriz que as demais fontes, devido à baixa capacidade de armazenamento de energia gerada pelas placas fotovoltaicas.

<sup>7</sup> REN 21, 2012 *Renewables 2012 GLOBAL STATUS REPORT*. (Paris: REN21 Secretariat)

## 6.2.2 Aspecto Tecnológico

### • Tecnologias para adaptação

A adoção de novas tecnologias é essencial para reduzir a vulnerabilidade e ampliar a capacidade de adaptação das usinas hidrelétricas. Embora cada tipo de usina – UHE, PCH e CGH – tenha características de geração distintas, o fator de maior influência na capacidade de se adaptar às mudanças do clima é a exposição de cada usina à condição de vazão. As usinas que possuem reservatório tendem a ser mais resilientes à variabilidade climática e à mudança do clima devido à capacidade de armazenamento de água, o que possibilita uma menor oscilação na vazão da água que passa em suas turbinas.

A adoção de tecnologias que possibilitem incrementar a capacidade adaptativa das usinas a fio d'água já instaladas são limitadas por diversas razões, entre elas: 1) incapacidade de gerenciamento de vazão pela inexistência de infraestrutura para armazenamento; 2) maior dificuldade de alteração para turbinas mais eficientes; 3) ganhos de eficiência energética em turbinas de fluxo cruzado serão mais difíceis; entre outros.

Segundo estudo do Banco Mundial (ESMAP, 2011) é preciso que, independentemente das características das usinas, haja um grande investimento em P&D para o desenvolvimento de novas tecnologias e melhoria dos atuais equipamentos para viabilizar redução de vulnerabilidade e incremento da capacidade adaptativa dessas usinas. Ainda, é recomendado o monitoramento do comportamento de precipitação e vazão dos rios das bacias onde as usinas estão localizadas, visando um melhor planejamento das operações da usina e manutenção dos equipamentos.

O Banco aponta, ainda, as seguintes medidas de incremento das capacidades adaptativas das usinas (quadro 5):

#### Quadro 5 - Medidas de redução de vulnerabilidade e adaptação

Medidas de redução de vulnerabilidade e adaptação	Tipo de Usina
Construção de portões ante assoreamento	Com reservatório
Aumento da altura dos reservatórios BM	Com reservatório
Construção de pequenos reservatórios em bacias superiores	Com reservatório
Adaptação das operações a capacidade ao regime do fluxo de vazão	Com reservatório e fio d'água
Mudanças nas reservas de água e gestão dos reservatórios	Com reservatório
Integração regional através de conexões de transmissão	Com reservatório e fio d'água
Tecnologias de armazenamento de energia	Com reservatório e fio d'água
Aumento da capacidade para descarregar o volume extra de água	Com reservatório
Alteração do número e tipos de turbinas	Com reservatório e fio d'água
Modificação das dimensões dos canais para reduzir as perdas de calor e aumenta a capacidade de descarga	Com reservatório e fio d'água
Modificação das características dos componentes elétricos	Com reservatório e fio d'água
Melhoria da eficiência e design dos equipamentos	Com reservatório e fio d'água
Instrumentos para monitoramento das variações climáticas e comportamento dos rios	Com reservatório e fio d'água

Fonte: (ESMAP, 2011)

Segundo Harrison (2005), a opção mais efetiva para as usinas a fio d'água é variar o tipo de turbina de acordo com a va-

riação da vazão do rio onde está localizada e com a demanda energética ao longo do ano. Para tanto, é recomendada uma análise criteriosa das condições físicas e mercadológicas de onde a usina está implantada. Ao utilizar turbinas com maior capacidade de geração nos meses de maior vazão, a turbina possibilitará uma maior geração de energia hidrelétrica. Por outro lado, nos meses de seca, a vazão dos rios é menor e a turbina tem seu potencial de geração reduzido mais acentuadamente, pois seus parâmetros para a captação da vazão são maiores para geração, levando a usina a gerar menos, pois não há como gerar toda a energia possível com a pouca água que passa. É necessário, portanto, analisar a sazonalidade da vazão do rio onde a usina está localizada. Outro fator importante é a demanda energética de acordo com a época do ano. Em casos onde a demanda energética é maior em períodos de vazão alta do rio, vale a pena arcar com maiores custos ao instalar uma turbina com maior capacidade, mesmo tendo uma perda um pouco maior nos períodos de seca. No caso do presente estudo, por exemplo, esses elementos deveriam ser levados em conta na hora de definir o tipo de tecnologia de turbina a ser utilizado caso a opção de implantar uma usina a fio d'água fosse adotada para suprir o gap de geração das usinas analisadas.

- **Aumento da competitividade das fontes renováveis**

A evolução nos custos globais nivelados de eletricidade exibe uma tendência de queda nos custos de geração de energias renováveis. A análise a seguir é baseada em uma avaliação qualitativa das seguintes tecnologias de geração: Eólica; Solar Fotovoltaica; Térmicas a Biomassa, Carvão, Gás Natural, Óleo e Nuclear e Hidroeletricidade.

De acordo com o relatório *Bloomberg, New Energy Finance*<sup>8</sup>, o ano de 2011 apresentou quedas significativas nos custos de geração do MWh eólico (queda de 9%). Entre os anos de 2009 e 2011, de acordo com o mesmo relatório, os preços de turbinas eólicas apresentaram uma redução significativa (25%). Melhorias tecnológicas seguidas de ganhos de escala, provocando redução nos custos e consequente aumento de produção, e o excesso de oferta de turbinas no mercado, por conta da queda de demanda provocada pela crise financeira, apresentaram-se como as principais causas de tal desdobramento.

A previsão é que, baseados nas tendências atuais, os custos de eólica sejam competitivos com os custos de geração de turbinas a gás até 2016. Atualmente, somente projetos eólicos com as turbinas mais eficientes e localizados em áreas com velocidades de vento superiores apresentam tamanha competitividade. A tecnologia de geração solar fotovoltaica também apresentou quedas expressivas de custos. A tecnologia de silício cristalino apresentou queda no preço de 35% e a de filme fino de 31%. Com relação à energia solar, essa queda pode ser explicada pela crescente competição na cadeia de suprimentos de painéis fotovoltaicos, causada principalmente pela China.

Os custos de geração advindos das fontes fósseis abrangidas no presente estudo (Gás Natural, Carvão e Óleo), assim como a geração de energia nuclear, apresentaram pequenas variações nos custos de geração durante o mesmo período. Para usinas térmicas a biomassa foi observada queda (2%) durante o período contemplado. Para as tecnologias de geração de hidroeletri-

<sup>8</sup> Bloomberg new energy Finance. <http://bnef.com>



O investimento em energias limpas tende a diminuir na Europa em 2012, devido à desfavorável conjuntura econômica, enquanto em países como a China, Indonésia e Austrália haverá aumento devido à crescente demanda energética e ao cenário macroeconômico menos desfavorável em relação à Europa.

cidade, mudanças nos custos não foram observadas, provavelmente porque estas são tecnologias já estabelecidas, com valores bastante competitivos.

- **Futuro das fontes fósseis**

A geração de energia por fontes fósseis sofre constantes críticas devido à incerteza de sua disponibilidade futura e aos impactos ambientais, especialmente associados ao incremento de emissões de gases de efeito estufa. Porém, em se tratando de segurança energética, esse tipo de geração de eletricidade ainda assume papel importante. As fontes fósseis - carvão, gás natural e óleo - por possuírem alta capacidade de geração de energia (alto poder calorífico) e maior controle da sua disponibilidade, mesmo sabendo-se do seu caráter finito, apresentam-se como uma solução rápida e eficiente para geração de energia elétrica em cenários de eventos extremos e mudança do clima.

Segundo a EPE, a composição de fontes fósseis primárias de energia na matriz energética brasileira (2010) foi de 53%<sup>9</sup>. Isto ocorre por diversos motivos, desde subsídios aos combustíveis fósseis até o acesso a reservas de fontes energéticas. O gás natural possui menor participação nessa matriz e, por isso, a Petrobrás pretende investir entre 2010 e 2030 valores na ordem de 50 a 55 bilhões de reais na fase de exploração e produção de gás e no posterior processamento e

<sup>9</sup> Petróleo e Derivado, Carvão Mineral e Derivados e Gás natural

transporte em alta pressão. O alto potencial energético do gás natural apresenta uma vantagem ambiental significativa em relação aos demais combustíveis fósseis: a grande redução nas emissões de CO<sub>2</sub> - cerca de 20 a 25% menos do que o óleo combustível e 40 a 50% menos que os combustíveis sólidos como o carvão mineral.

No caso do carvão mineral, ainda que o Brasil tenha grandes reservas e sua exploração seja atrativa - é necessário cinco vezes menos investimento em comparação ao gás natural e quatro vezes menos que a extração do petróleo - o carvão brasileiro possui alto índice de impureza e baixo poder calórico quando comparado ao padrão internacional. De acordo com o PNE 2030, serão demandados investimentos de cerca de USD 330 bilhões dólares para exploração e produção dos recursos descobertos no pré-sal. Outro evento responsável pelo maior investimento no setor foi o apagão elétrico em 2001, que demandou o acionamento das termelétricas para cobrir o déficit energético causado pela baixa produção das hidrelétricas.

Dessa forma, diante da ótica da segurança energética do país, as termelétricas movidas a combustíveis fósseis são uma alternativa que devem ser consideradas para garantir a complementariedade dos déficits no suprimento de geração de energia hidrelétrica, conforme simulado no presente estudo. Essa análise deve considerar cenários futuros que impactem a decisão de ampliar a geração por fontes fósseis, como, por exemplo, a tendência do aumento do preço do barril do petróleo apontada por estudos da IEA<sup>10</sup> (figura 50).

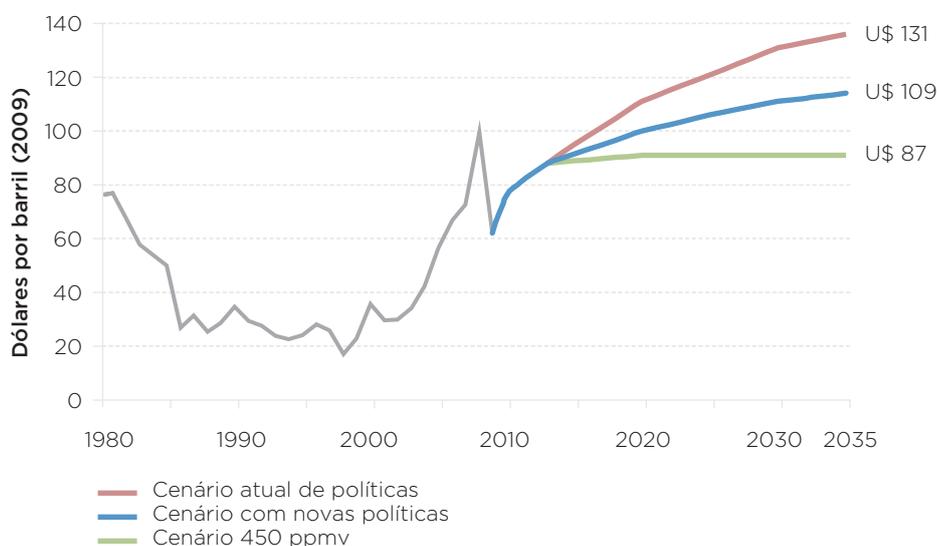


Figura 50 - Evolução do preço do petróleo nos cenários WEO<sup>11</sup>  
 Fonte: OECD/IEA, 2010.

A exposição do Brasil a essas oscilações de preço pode ser vital, devido ao alto índice de importação desses insumos. O Brasil teve um aumento na sua importação em 275% de gás natural, 111% em carvão mineral, 137% em óleo diesel e 1283% em óleo combustível, entre 2010 e 2011 (BEN, 2011). A figura 51, retirado do Balanço Energético Nacional - BEN 2010, indica a evolução histórica da dependência externa do setor energético brasileiro.

<sup>10</sup> IEA - Agência Internacional de Energia em sua sigla em inglês.

<sup>11</sup> World Economic Outlook

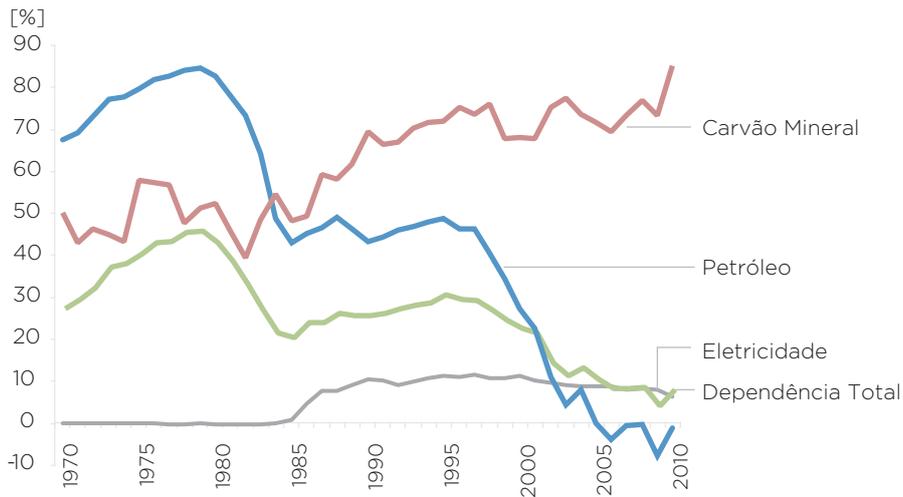


Figura 51 - Dependência Externa de Energia (EPE, 2011)  
 Fonte: EPE, 2011.

Assim, a questão da dependência e a alta vulnerabilidade dos preços dos combustíveis fósseis precisam ser considerados durante o planejamento de complementariedade na geração de energia hidrelétrica para 2020 e 2050.

Ainda, ações de mitigação da mudança do clima e o impacto dessas no ambiente regulatório do país, bem como no custo final do MWh, devem ser cuidadosamente consideradas em um planejamento de longo prazo. Como visto no presente relatório, valores de custo de emissão de gases de efeito estufa em patamares hoje praticados em países como Austrália e Nova Zelândia podem comprometer seriamente a competitividade de geração de energia por essas fontes.

## Considerações Finais

○ presente trabalho identificou que há ainda um longo caminho a ser percorrido para se compreender completamente os efeitos adversos da mudança do clima sobre os ciclos hidrológicos no Brasil e especialmente sobre o setor elétrico nacional. A definição de ações de adaptação à mudança do clima a partir desse contexto torna-se um desafio ainda maior quando são avaliados os modelos globais de maneira comparada. O nível de incerteza na aplicação dos mesmos para a realidade local dificulta - e às vezes inviabiliza - uma tomada de decisão adequada aos modelos de negócios atuais.

Entretanto, por meio da adoção da metodologia de gerenciamento de risco climático houve a possibilidade de adaptar a análise à realidade empresarial em relação às condições de vulnerabilidade das usinas hidroelétricas frente aos processos históricos de variabilidade natural de clima. A compreensão desses impactos amplia o entendimento das condições de gerenciamento de riscos associados a processos atuais, em especial sobre as qualidades da infraestrutura do setor em relação à exposição das vazões históricas.

A análise demonstrou que o setor elétrico possui unidades produtivas que são sensíveis à exposição de variações de vazão sazonais extremas. Compreendendo os objetivos do setor empresarial, o foco deste estudo foi ajustado para seguir premissas de horizonte temporal de 2020 e 2050. Entretanto, devido à metodologia aplicada, os processos identificados oferecem aos agentes socioeconômicos ferramentas que podem ser utilizadas imediatamente para lidar com a vulnerabilidade em relação à variabilidade natural de clima.

Os resultados alcançados nos três estudos de caso em usinas geradoras de eletricidade por fontes hídricas no Brasil apontaram para a necessidade de problematização das condições de expansão da dependência em usinas de baixo armazenamento e/ou completa dependência de energia de fluxo.

Em termos de segurança energética, demonstrou-se que a ampliação do aproveitamento de fontes de energia renovável deveria sempre ser avaliada à luz das complexidades das interações entre modelos de energia de fluxo e dos padrões de variação do sistema. As análises de custos devem incorporar, ainda, avaliações de *trade-off* dos mesmos em relação às emissões de gases de efeito estufa, além das tradicionais avaliações de impactos socioambientais.

De forma a complementar as avaliações do tema em análises futuras, entende-se como fundamental a produção e disponibilização gratuita dos dados climatológicos, meteorológicos e de vazões para que a sociedade e os agentes econômicos tenham a possibilidade de realizar as avaliações da vulnerabilidade histórica e atual de cada unidade do Setor Elétrico Brasileiro.

As condições pioneiras de realização deste estudo caracterizam o mesmo como de função exploratória, abrigando incertezas inerentes. Os resultados desta análise trazem, entretanto, pontos importantes no sentido de enriquecer os debates sobre a vulnerabilidade do setor empresarial brasileiro frente à variabilidade natural e a mudança de clima.

O estudo foi elaborado a partir da análise de três casos: a) geração de energia em uma usina de até 30 MW de potência instalada a fio d'água; b) uma usina de potência instalada de até 100 MW; c) uma com mais de 1.000 MW, sendo essas duas últimas com reservatório. Para tanto, foram utilizados dados dos últimos 80 anos de vazão dos rios onde essas usinas estão implantadas, sendo que os mesmos estão na bacia do Paraná e na bacia Atlântico Leste/Sudeste.

O estudo aponta que a vulnerabilidade das usinas hidrelétricas será diferenciada em função das características e dimensões da capacidade instalada, em relação à exposição das variações de vazão dos rios onde estão localizadas. O estudo aponta, ainda, que a vulnerabilidade de uma usina passa também pela característica e gestão dos reservatórios em relação à sua capacidade instalada. Portanto, de maneira genérica, usinas que possuem reservatório tendem a ter maior capacidade de gerenciamento de suas vulnerabilidades quando as mesmas são dimensionadas de maneira apropriada as suas condições de produção.

Ao analisar os pontos qualitativos detalhados acima na análise de *trade off*, fica clara a importância da diversificação das fontes de energia para garantir a complementariedade da geração de energia hídrica, principalmente quando considera-se os casos aqui estudados. Fontes renováveis como energia eólica, fotovoltaica e biomassa também se mostram importantes de serem consideradas. No caso específico da biomassa, essa se mostra mais exposta a riscos de alteração de regime hídrico e clima local do que as outras duas opções, entretanto no presente estudo não foi quantificado o risco dessa opção nos cenários de 2020 e 2050, pois essa avaliação demandaria um trabalho específico.

No caso da energia de fontes fósseis, essas se mostraram como as mais resilientes aos impactos da variabilidade natural e mudança do clima, pois seus insumos e, por consequência, a geração de energia, sofrem menor influência da alteração de regimes hídricos. Na análise de *trade off*, porém, fica claro que essas fontes estão bastante expostas a riscos associados à ação de mitigação de emissões de GEE.

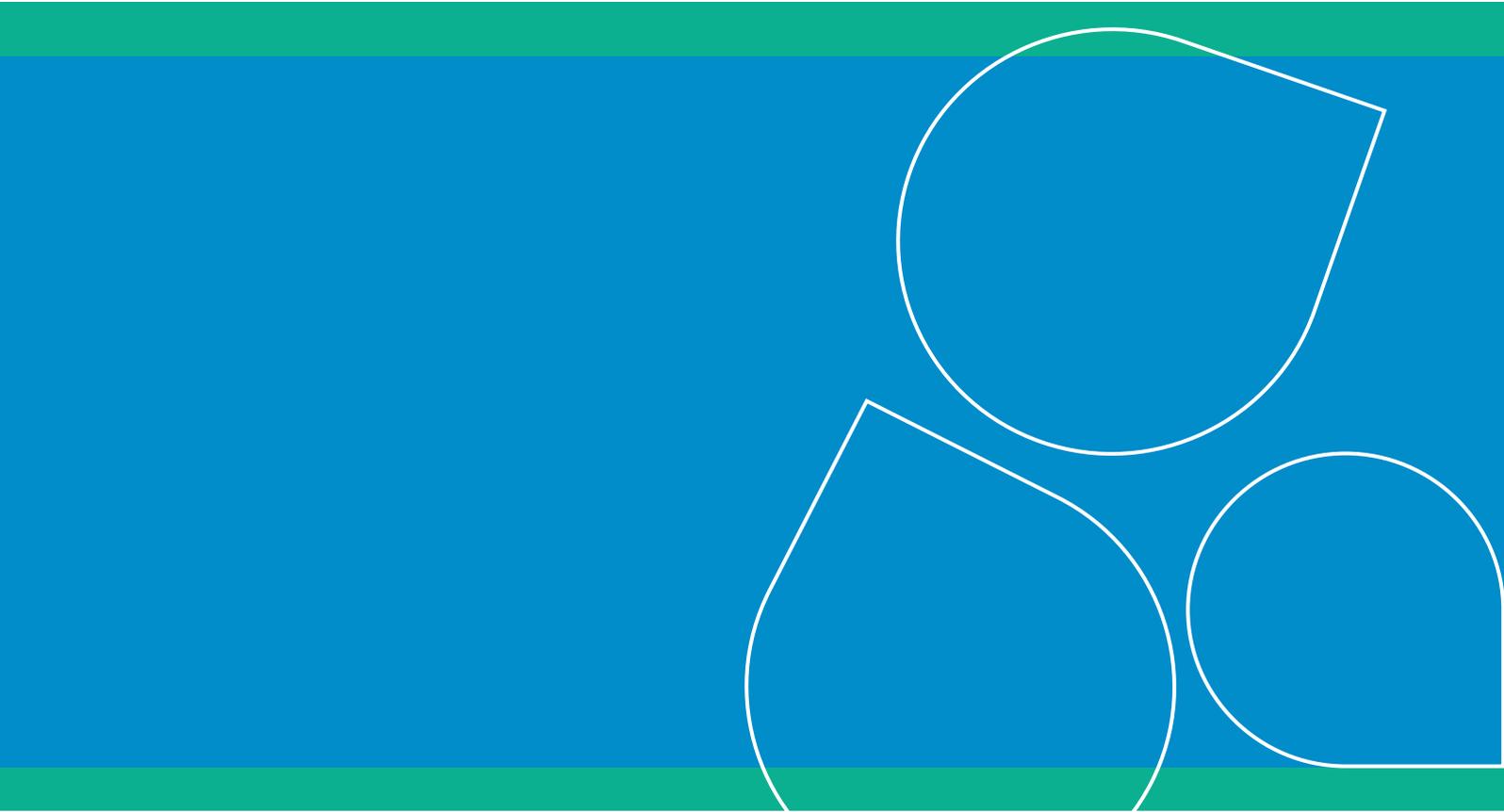
Durante o estudo foram levantadas as tendências de mercado das fontes de energia renovável no futuro, mostrando uma redução nos seus custos devido aos incentivos governamentais, ganhos de escala na produção e melhorias tecnológicas. Nesse sentido, existem, portanto, oportunidades de investimento associadas às fontes renováveis, reforçadas pelo ambiente regulatório favorável para sua implantação, além de diretrizes públicas para o incentivo ao desenvolvimento sustentável, em especial associadas aos desafios de mitigação de emissões de GEE no Brasil e no mundo.

## Referências Bibliográficas

- ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. *Glossário do Setor Elétrico*. 2012. Disponível em: <<http://www.abradee.org.br/setor-eletrico/glossario-do-setor-eletrico>>. Acesso em: 09 de ago. 2012.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Evolução da Capacidade Instalada*. 2012a. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/EVOLUCAO\\_DA\\_CAPACIDADE\\_IN\\_TALADA\\_ANEEL\\_MME.PDF](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/EVOLUCAO_DA_CAPACIDADE_IN_TALADA_ANEEL_MME.PDF)>. Acesso em: 02 de ago. 2012.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico*. 2012b. Disponível em: <<http://sigel.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 04 de ago. 2012.
- BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. Áreas de Atuação: Meio Ambiente. Website. 2012. Acesso em: 04 de ago. 2012. Disponível em: <[http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes\\_pt/Areas\\_de\\_Atuacao/Meio\\_Ambiente/](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Areas_de_Atuacao/Meio_Ambiente/)>.
- BRASIL. Convênio ICMS 101/97. Ministério da Fazenda, 1997. Disponível em: <[http://www.fazenda.gov.br/confaz/confaz/Convenios/ICMS/1997/cv101\\_97.htm](http://www.fazenda.gov.br/confaz/confaz/Convenios/ICMS/1997/cv101_97.htm)>. Acesso em: 12 de ago. 2012.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. *Plano Nacional de Energia 2030*. Ministério de Minas e Energia; colaboração Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME: EPE, 2007. P. 324. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/publicacoes/pne\\_2030/PlanoNacionalDeEnergia2030.pdf](http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/publicacoes/pne_2030/PlanoNacionalDeEnergia2030.pdf)>. Acesso em: 07 de ago. 2012.
- BRASIL. Projeto de Lei do Senado, nº 311 de 07 de julho de 2009. Institui o Regime Especial de Tributação para o Incentivo ao Desenvolvimento e à Produção de Fontes Alternativas de Energia Elétrica - REINFA e estabelece medidas de estímulo à produção e ao consumo de energia limpa. 2012. Disponível em: <[http://www.senado.gov.br/atividade/materia/detalhes.asp?p\\_cod\\_mate=92056](http://www.senado.gov.br/atividade/materia/detalhes.asp?p_cod_mate=92056)>. Acesso em: 06 de ago. 2012.
- BRASIL. *Segunda Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro Nações Unidas Sobre Mudanças do Clima*. Brasília: MCT, 2010. Disponível em: <<http://www.pbmc.coppe.ufrj.br/pt/publicacoes/documentos-publicos/item/segunda-comunicacao-nacional-do-brasil-parte02>>. Acesso em: 04 de ago. 2012.
- Brown, C. *et al. Managing Climate Risk in Water Supply Systems: Materials and tools designed to empower technical professionals to better understand key issues*. Nova Iorque: International Research Institute for Climate and Society, 2010. 133 pp. Disponível em: <<http://iri.columbia.edu/publications/id=1048>>. Acesso: 07 de jul. 2012.
- Conheça o potencial do pré-sal: áreas avaliadas têm volume mínimo estimado em 9,5 bilhões de barris*. *Revista Exame*, 31 de agosto de 2009. Economia. Disponível em: <<http://exame.abril.com.br/economia/noticias/conheca-potencial-pre-sal-495350>>. Acesso em: 12 de ago. 2012.
- ELETOBRAS. *Programa de Desenvolvimento e Comercialização de Energia Elétrica de Pequenas Centrais Hidrelétricas*. 2012. Disponível em: <[http://www.eletobras.gov.br/EM\\_Programas\\_PCH-COM/](http://www.eletobras.gov.br/EM_Programas_PCH-COM/)>. Acesso em: 04 de ago. 2012.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Balanço Energético Brasileiro 2011: Ano-Base 2010*. Rio de Janeiro: EPE, 2011.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Balanço Energético Brasileiro 2012: Ano-Base 2011*. Rio de Janeiro: EPE, 2012.
- ESMAP – Escola Superior da Magistratura de Pernambuco. *Climate Impacts on the Energy Sector*. Washington: World Bank, 2011. Disponível em: <[http://www.esmap.org/sites/esmap.org/files/FINAL\\_ESMAP-AR2011-1\\_FINAL.pdf](http://www.esmap.org/sites/esmap.org/files/FINAL_ESMAP-AR2011-1_FINAL.pdf)>. Acesso em:
- FAO – Food and Agriculture Organization of United Nations. *Payments for Environmental Services from Agricultural Landscapes*. 2012. Disponível em: <<http://www.fao.org/es/esa/pesal/aboutPES.html>>. Acesso em: 05 de ago. 2012

- FBDS – Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável. *Energia e Economia Verde: cenários Futuros e políticas públicas*. Rio de Janeiro, 2012. Disponível em: <<http://fbds.org.br/fbds/IMG/pdf/doc-545.pdf>>. Acesso em: 30 de ago. 2012.
- HARRISON, G. *Climate Change in Scotland: Impact on Mini-Hydro*. United Kingdom, 2005. Disponível em: <[http://www.see.ed.ac.uk/~gph/publications/Hydro05\\_CC.pdf](http://www.see.ed.ac.uk/~gph/publications/Hydro05_CC.pdf)>. Acesso em 04 de ago. 2012.
- IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change. *Climate Change 2007: Working Group II: Impacts, Adaptation and Vulnerability*. Fourth Assessment Report. 2007. Disponível em: <[http://www.ipcc.ch/publications\\_and\\_data/ar4/wg2/en/ch2.html](http://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg2/en/ch2.html)>. Acesso em: 10 de set. 2012.
- IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change. Summary for Policymakers. In: *Managing the Risks of Extreme Events and Disasters to Advance Climate Change Adaptation* [Field, C.B., V. Barros, T.F. Stocker, D. Qin, D.J. Dokken, K.L. Ebi, M.D. Mastrandrea, K.J. Mach, G.-K. Plattner, S.K. Allen, M. Tignor, and P.M. Midgley (eds.)]. A Special Report of Working Groups I and II of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, UK, and New York, NY, USA, 2012. pp. 1-19.
- ITAIPU BINACIONAL. *Meio Ambiente*. 2012. Disponível em: <<http://www.itaipu.gov.br/meio-ambiente-ca-pa>>. Acesso em: 04 de ago. 2012.
- JANE, E.; VERGARA, W. *Climate Impacts on the Energy Sector*. World Bank, 2011. 255 p.
- MARENGO, J. A.; Nobre, C.; SALATTI, E; AMBRIZZI, T. *Sumário Técnico do sub Projeto: Caracterização do clima atual e definição das alterações climáticas para o território brasileiro ao longo do Século XXI*. Brasília: MMA, fevereiro 2007.
- MCCRONE, A. et al. *Global trends in renewable energy investment 2012*. Frankfurt: Frankfurt School of Finance & Management, 2012. Acesso em: 05 de ago. 2012. Disponível em: <<http://fs-unep-centre.org/sites/default/files/publications/globaltrendsreport2012final.pdf>>.
- MITCHELL, T.; AALST, M. *Convergence of Disaster Risk Reduction and Climate Change Adaptation*. 2008. Disponível em: <[http://www.preventionweb.net/files/7853\\_ConvergenceofDRRandCCA1.pdf](http://www.preventionweb.net/files/7853_ConvergenceofDRRandCCA1.pdf)>. Acesso em: 04 de ago. 2012.
- NOBRE, P. & URBANO, D. F., 2010. Projeto PIRATA Brasil, 1998-2010. Relatório INPE, no prelo *apud* BRASIL. *Segunda Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro Nações Unidas Sobre Mudanças do Clima*. Brasília: MCT, 2010. Disponível em: <<http://www.pbmc.coppe.ufrj.br/pt/publicacoes/documentos-publicos/item/segunda-comunicacao-nacional-do-brasil-parte02>>. Acesso em: 04 de ago. 2012.
- NRT – National Round Table on the Environment and the Economy. *Climate Prosperity*. 2012. Disponível em: <<http://nrtee-trnee.ca/climate/climate-prosperity>>. Acesso em: 05 de ago. 2012.
- OECD/IEA – International Energy Agency. *World Energy Outlook 2010*. 2010. Disponível em: <<http://www.worldenergyoutlook.org/media/weo2010.pdf>>. Acesso em: 04 de ago. 2012.
- OLIVEIRA, M.G.R.; WATSON, G. *Climate Scope 2012: Assessing the Climate for Climate Investing in Latin America and the Caribbean*. 2012. Disponível em: <<http://www5.iadb.org/mif/Climatescope/2012/img/content/pdfs/eng/Climatescope2012-report.pdf>>. Acesso em: 05 de ago. 2012.
- ONS – Operador Nacional do Sistema. *Histórico de Operação*. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/historico/index.aspx>>. Acesso em: 04 de ago. 2012.
- REICHERT, J. et al. *Who is winning the clean energy race? - 2011 edition*. Washington: The Charitable Trusts, 2012. Disponível em: <[http://www.pewenvironment.org/uploadedFiles/PEG/Publications/Report/FINAL\\_forweb\\_WhosWinningTheCleanEnergyRace-REPORT-2012.pdf](http://www.pewenvironment.org/uploadedFiles/PEG/Publications/Report/FINAL_forweb_WhosWinningTheCleanEnergyRace-REPORT-2012.pdf)>. Acesso em: 04 de ago. 2012.
- REN21 – Renewable Energy Policy Network for the 21<sup>st</sup> Century. *Renewables 2012 Global Status Report*. Paris: REN21 Secretariat. Disponível em: <[http://www.map.ren21.net/GSR/GSR2012\\_low.pdf](http://www.map.ren21.net/GSR/GSR2012_low.pdf)>. Acesso em: 10 de ago. 2012.
- SHIKI, S.; SHIKI, S. Pagamentos por serviços ambientais: os Desafios de uma Política Nacional para o Brasil. In: *V Encontro Nacional da ANPPAS*, 4 a 7 de outubro de 2010. Florianópolis. Disponível em: <<http://www.anppas.org.br/encontro5/cd/artigos/GT2-769-844-20100903195339.pdf>>. Acesso em: 03 de ago. 2012.
- SILVER, R.; ROY, R. Hydro--Québec's Experience in Adapting to Climate Change. In: *IAIA's Special Symposium on Climate Change and Impact Assessment*, 2010, Washington. 2010. Disponível em: <<http://www.iaia.org/iaia-climate-symposium-dc/proceedings/iaia/day%202/Hydro%20Quebec%20Ralph%20Silver%2012%20nov%20final%20version.pdf>>. Acesso em: 10 de nov. 2010.





Patrocínio

