



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO  
Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia - COPPE  
Programa de Planejamento Energético  
PPE/COPPE/UFRJ

**PSR**

# **Adaptação às mudanças climáticas no Brasil: cenários e alternativas**

**ENERGIA**

**RELATÓRIO FINAL**

Maio, 2015

**COORDENAÇÃO GERAL:**

Roberto Schaeffer  
Alexandre Szklo  
André F P Lucena  
Rafael Kelman

**EQUIPE TÉCNICA:**

Bruno Soares Moreira Cesar Borba  
Pedro R. R. Rochedo  
Larissa P. P. Nogueira  
Alexandre Koberle  
Pedro Avila  
Tainá Martins Cunha  
Bernardo Bezerra

# Sumário

<b>1. Introdução.....</b>	<b>5</b>
<b>2. Metodologia.....</b>	<b>8</b>
2.1. Procedimento Metodológico .....	8
2.2. Descrição do modelo MESSAGE-Brasil .....	11
2.3. Descrição do modelo SDDP .....	13
<b>3. Premissas e Descrição dos Cenários.....</b>	<b>15</b>
3.1. Demanda Elétrica .....	15
3.2. Opções de Expansão para o Setor Elétrico no Longo-Prazo .....	16
3.2.1. Hidroelétricas.....	18
3.2.2. Termoelétricas Convencionais.....	18
3.2.3. Fontes Complementares.....	22
3.2.4. Resumo .....	26
3.3. Critérios para Elaboração do Cenário de Expansão .....	27
3.3.1. Curto Prazo .....	27
3.3.2. Médio e Longo Prazo .....	28
3.4. Premissas da Modelagem Energética Integrada.....	32
3.5. Descrição dos Cenários de Linha de Base .....	37
3.5.1. Cenário Base 8.5 .....	37
3.5.2. Cenário Base 4.5 .....	37
<b>4. Resultados para os Cenários de Linha de Base .....</b>	<b>42</b>
4.1. Cenários Base 8.5 .....	42
4.1.1. Resultados Gerais.....	42
4.1.2. Resultados da Operação do SIN.....	43
4.2. Cenários Base 4.5 .....	44
4.2.1. Resultados Gerais.....	44
4.2.2. Resultados da Operação do SIN.....	46
<b>5. Resultados para os Cenários de Impactos Climáticos.....</b>	<b>48</b>
5.1. Cenários Hidrológicos HadGEM .....	48
5.2. Cenários Hidrológicos MIROC .....	50
5.3. RCP 8.5 .....	53
5.3.1. Impactos HadGEM 8.5 .....	53
5.3.2. Impactos MIROC 8.5 .....	55
5.3.3. Adaptação RCP 8.5.....	58

5.4. RCP 4.5 .....	60
5.4.1. Impactos HadGEM 4.5 .....	61
5.4.2. Impactos MIROC 4.5 .....	63
5.4.3. Adaptação RCP 4.5.....	66
5.5. Discussão .....	69
<b>6. Considerações Finais .....</b>	<b>72</b>
<b>Referências .....</b>	<b>75</b>
<b>Anexo A –Estrutura do Sistema Energético Brasileiro no MESSAGE-Brasil.....</b>	<b>80</b>
<b>Anexo B – Tratamento das vazões projetadas pela FUNCENE .....</b>	<b>92</b>

## 1. Introdução

---

As mudanças do clima impõem uma grande ameaça ao desenvolvimento econômico e social por afetarem de forma direta e indireta grande parte da população, sua saúde, os recursos hídricos, a infraestrutura urbana e rural, as zonas costeiras, as florestas e a biodiversidade, bem como os setores econômicos – como agricultura, pesca, produção florestal, geração de energia, indústrias – além das cadeias destes setores.

Sistemas energéticos estão sujeitos a impactos advindos de alterações no clima, tanto na produção de energia, em suas diversas formas, quanto no seu consumo (Lucena et al., 2009; Schaeffer et al., 2012). Fontes renováveis são especialmente relevantes nesse sentido, uma vez que sua renovabilidade depende, fundamentalmente, do clima. A geração de hidroeletricidade, por exemplo, depende do ciclo hidrológico; o plantio de biomassa para a produção de biocombustíveis líquidos depende das condições edafoclimáticas da localidade onde ocorre o cultivo; o regime de ventos define o potencial de geração de energia eólica; a formação de nuvens tem impacto sobre a quantidade de radiação solar usada para a geração de energia.

O sistema energético brasileiro é fundamentalmente baseado em fontes renováveis de energia, principalmente na geração de eletricidade. Em 2013, 41% da energia primária do país teve origem em fontes renováveis. No setor elétrico, essa participação é ainda mais relevante. Nos últimos dez anos, a hidroeletricidade correspondeu a cerca de 80%, em média, da geração elétrica no país (EPE, 2014).

A despeito dos possíveis impactos das mudanças climáticas, pressupõe-se no planejamento da operação e expansão dos Sistema Interligado Nacional (SIN) que variáveis climáticas são estacionárias (i.e. que suas propriedades estatísticas se mantêm constantes ao longo do tempo). Dessa forma, os impactos que as mudanças climáticas podem ter sobre o sistema energético não são levados em conta no planejamento energético convencional. Portanto, é de crucial importância analisar as vulnerabilidades do sistema energético e incorporar ao planejamento energético políticas que possam ajudar a enfrentar os desafios do aquecimento global.

Dentro do escopo do projeto “Adaptação às mudanças climáticas no Brasil: cenários e alternativas”, este estudo, realizado por uma cooperação entre a COPPE e a PSR, busca avaliar os impactos de diferentes cenários climáticos para o sistema energético brasileiro e discutir estratégias alternativas de adaptação.

Especificamente, este estudo faz uso de séries hidrológicas projetadas no âmbito do projeto “Adaptação às mudanças climáticas no Brasil: cenários e alternativas” com base nos modelos de

circulação geral (*General Circulation Models* GCMs) MIROC5 e HadGEM2-ES<sup>1</sup> com *downscaling* pelo modelo ETA (Chou et al., 2014a e 2014b) para avaliar os impactos sobre a geração hidroelétrica no SIN e suas repercussões sobre o sistema energético. Além disso, faz-se uso de uma metodologia de otimização para avaliar as opções de adaptação de mínimo custo para o sistema energético.

Na medida em que os impactos das mudanças climáticas se farão sentir desde o presente até o futuro, a análise de adaptação deve ser feita com base em configurações futuras para o setor energético, e não apenas com base no setor energético atual. Dessa forma, faz-se necessário criar cenários de referência para o setor energético - no caso deste estudo até 2040 - que sirvam de base de comparação para a avaliação de impactos de mudanças climáticas. Neste estudo, dois desses cenários foram criados: **RCP 8.5**, que pressupõe um sistema energético em que não há preocupação explícita com mitigação das emissões de gases de efeito estufa (GEE), o que levaria o mundo a um forçamento radiativo de 8.5 w/m<sup>2</sup> em 2100; **RCP 4.5**, em que medidas para redução de emissões são adotadas, assumindo-se a premissa de que o Brasil tomaria parte no esforço global de mitigação compatível com um forçamento radiativo de 4.5 w/m<sup>2</sup> em 2100. Aplicando choques exógenos resultantes de impactos de mudanças climáticas aos cenários referência criados, tem-se uma avaliação dos impactos sobre a operação do sistema, assim como uma nova configuração de expansão que indica as opções de adaptação de menor custo.

Algumas ressalvas com relação aos resultados deste estudo devem ser feitas aqui. Primeiramente, a avaliação de impactos sobre a geração hidroelétrica no Brasil faz uso de um conjunto de projeções climáticas e hidrológicas que foram realizadas por outros grupos de estudo. Dessa forma, os resultados aqui apresentados dependem intrinsecamente desses dados de entrada que se encontram fora do escopo do estudo setorial de energia. Projeções climáticas estão sujeitas a um conjunto grande de incertezas, que se agravam na medida em que essas informações são usadas em modelagens setoriais. Portanto, deve-se ter em mente que os resultados aqui obtidos são função dos dados hidrológicos advindos de outros grupos de estudo.

Além disso, o procedimento aqui colocado deve ser entendido como uma análise *ceteris paribus*, uma vez que diversos fatores podem afetar a relação clima–hidroeletricidade (e.g. mudanças no uso do solo, diferentes usos da água, diferentes cenários energéticos, etc.). Vários desses fatores podem ser de difícil quantificação e projeção, o que pode aumentar significativamente o alto grau de incerteza já inerente a este tipo de estudo, além de ofuscar o impacto dos efeitos climáticos “puros”. Não obstante, é preciso reconhecer a relevância desses fatores e, em estudos futuros, buscar compreender sua interação com a geração hidroelétrica e sua vulnerabilidade.

Portanto, os resultados aqui obtidos devem ser utilizados como possíveis cenários futuros para condições climáticas sobre os quais avaliam-se impactos sobre o sistema energético. A partir desses resultados, podem-se identificar vulnerabilidades, potenciais impactos e possíveis estratégias para lidar com eles (i.e. políticas de adaptação).

---

<sup>1</sup> Por simplificação, ao longo deste trabalho, as referências a esses modelos serão feitas como apenas “HadGEM” e “MIROC”.

Este trabalho está organizado da seguinte forma: no capítulo 2 é apresentado o procedimento metodológico adotado na interação entre os grupos de pesquisa na colaboração COPPE-PSR, assim como uma descrição dos modelos SDDP e MESSAGE-Brasil; o Capítulo 3 apresenta as premissas de modelagem e descreve os cenários utilizados como linha de base na avaliação de impactos e adaptação; no Capítulo 4 são apresentados os resultados dos cenários de linha de base, que servem de base para comparação para a avaliação de impactos e medidas de adaptação; os resultados de impactos e adaptação no sistema energético brasileiro são apresentados e discutidos no Capítulo 5; por fim, o Capítulo 6 apresenta algumas considerações finais deste trabalho.

## 2. Metodologia

---

As implicações das mudanças climáticas dependem não apenas das respostas do sistema climático global a aumentos no forçamento radiativo resultante da concentração de GEE, mas também das trajetórias de desenvolvimento dos sistemas humanos (Moss et al., 2010). Assim, se, por um lado, a magnitude das mudanças climáticas depende de um estilo de desenvolvimento global mais ou menos carbono intensivo, por outro, o sistema afetado pelas alterações de clima é resultado do mesmo estilo de desenvolvimento.

Isso é particularmente relevante para o setor energético, na medida em que ele é responsável globalmente por grande parte das emissões de GEE. A construção de cenários energéticos futuros é um exercício que faz uso de uma série de premissas acerca de variáveis socioeconômicas, tecnológicas e ambientais, assim como de políticas públicas. Essas premissas irão determinar não apenas as emissões de GEE do uso de energia, mas também o sistema energético que estaria exposto a impactos de mudanças climáticas. Da mesma forma, em um mundo com maior esforço de mitigação, as estratégias de adaptação se dão de forma diferente a um mundo carbono intensivo<sup>2</sup>.

Foi utilizado, neste estudo, uma abordagem metodológica que busca avaliar de forma integrada as opções de mitigação e adaptação, considerando não apenas os impactos operacionais dentro do SIN, mas também as melhores alternativas de adaptação via expansão do sistema. A seguir, o procedimento metodológico adotado é apresentado, assim como uma breve descrição dos modelos energéticos aplicados na análise.

### 2.1. Procedimento Metodológico

Segue-se, neste estudo, a abordagem proposta por Moss et al. (2010), em que a avaliação de impactos e alternativas de adaptação segue uma abordagem paralela a partir dos *Representative Concentration Pathways* (RCPs). Segundo essa abordagem, os RCPs indicam cenários de forçamento radiativo que são usados, simultaneamente, para a modelagem climática (neste estudo, conduzida pelo INPE – Chou et al., 2014a e 2014b) e para a construção de cenários de referência sobre os quais serão avaliados os impactos e alternativas de adaptação (neste estudo, conduzida pela cooperação COPPE-PSR), conforme mostra a Figura 1. As etapas

---

<sup>2</sup> Uma ressalva importante deve ser feita. O impacto que o setor energético pode ter sobre o clima deve ser avaliado em escala global, na medida em que um país individual (como o Brasil, por exemplo), não influi isoladamente para as emissões de GEE. Entretanto, assume-se que o Brasil seguiria a tendência mundial em um cenário de maior ou menor mitigação.

de modelagem climática regional e hidrológica foram realizadas dentro do escopo do projeto “Adaptação às mudanças climáticas no Brasil: cenários e alternativas”, porém fora do escopo deste estudo.

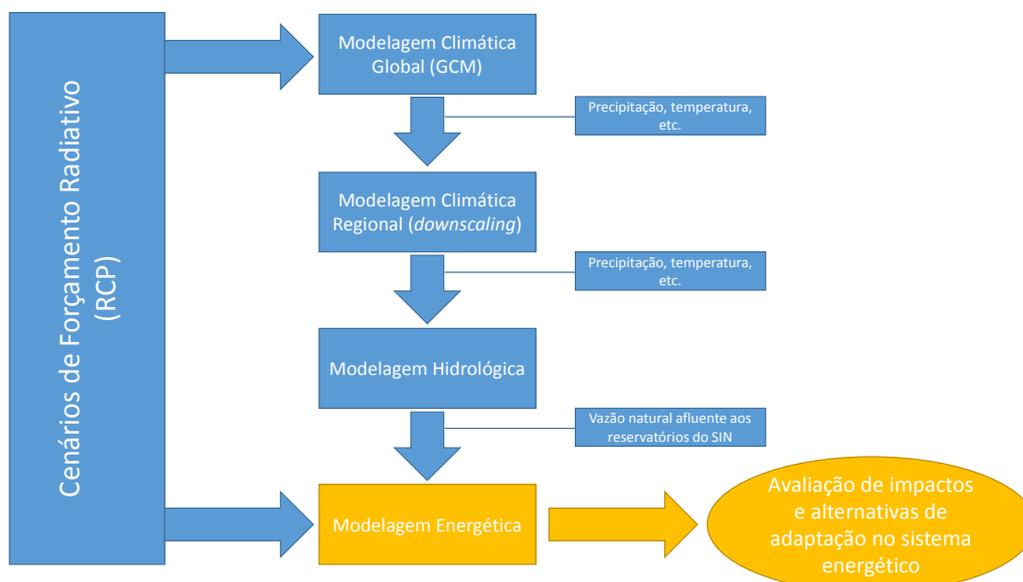


Figura 1: Esquema de interação entre os grupos de trabalho (escopo deste estudo grifado em amarelo)

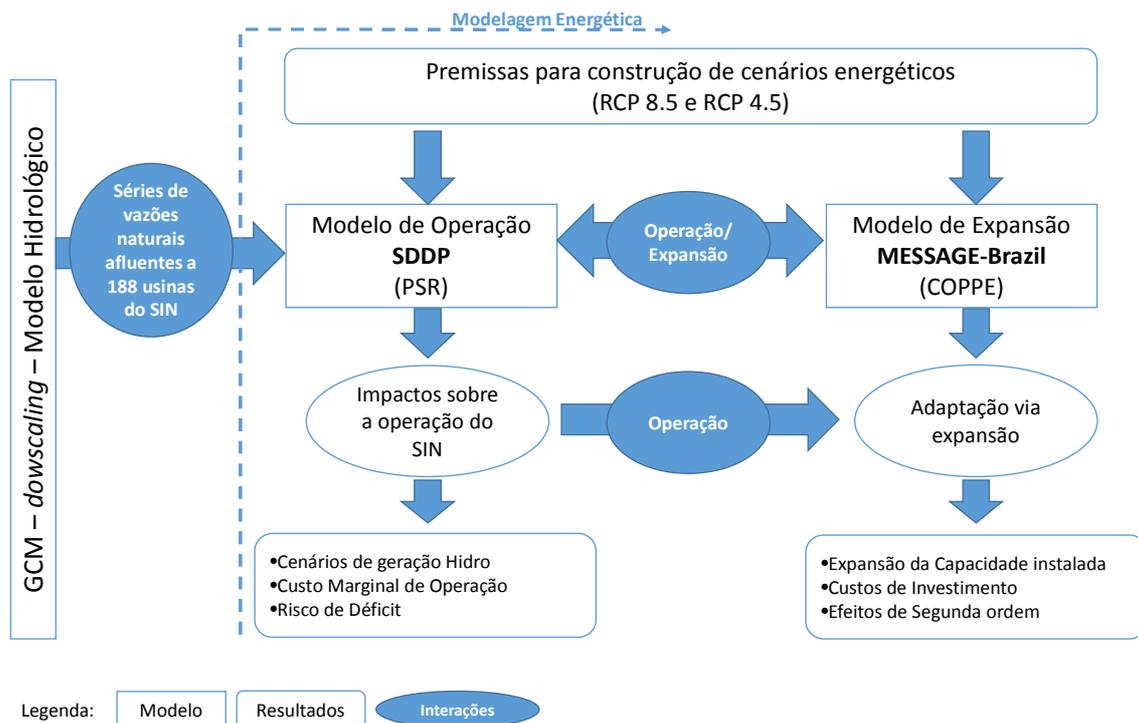
São avaliados, neste estudo, dois RCPs:

- **RCP 8.5:** um cenário de forçamento radiativo mais alto ( $8.5 \text{ w/m}^2$  em 2100), que assume um sistema energético em que as ações e políticas para mitigação das emissões de GEE são limitadas ou inexistentes.
- **RCP 4.5:** um cenário de forçamento radiativo mais baixo ( $4.5 \text{ w/m}^2$  em 2100), que representa um mundo onde ações de mitigação são adotadas para reduzir as emissões de GEE.

Na medida em que os sistemas energéticos compatíveis com os diferentes RCPs são distintos, pode-se esperar que os impactos sobre esses sistemas projetados não sejam iguais.

No que tange ao escopo deste estudo realizado no âmbito da cooperação COPPE-PSR – i.e. avaliação de impactos e alternativas de adaptação no sistema energético – a metodologia aplicada faz uso de dois modelos, cuja interação é ilustrada pela Figura 2:

- **SDDP:** modelo de despacho hidrotérmico estocástico com representação da rede de transmissão para estudos de operação de longo, médio e curto prazo – rodado pela PSR.
- **MESSAGE-Brasil:** modelo energético integrado de otimização para expansão do sistema energético no longo-prazo – rodado pela COPPE.



**Figura 2: Procedimento para Avaliação de impactos e alternativas de adaptação para o sistema energético**

Portanto, na primeira etapa do procedimento metodológico adotado, são construídos dois cenários de operação e expansão do sistema energético brasileiro até 2040 que servirão de base para a avaliação e impactos e alternativas de adaptação (Tabela 1). A construção desses cenários se dá de forma interativa entre os dois modelos (SDDP e MESSAGE-Brasil), usando como premissas base as considerações acerca das trajetórias compatíveis com os diferentes RCPs (vide seção 3.5). Nesse estágio, serão gerados cenários que não consideram impactos de mudanças climáticas (aqui chamados de *linha de base*), para cada RCP.

Em seguida, o modelo de operação SDDP é rodado a partir das projeções hidrológicas fornecidas pelo grupo de recursos hídricos do projeto (FUNCENE-UNB) para os RCPs 8.5 e 4.5 utilizando os modelos HadGEM e MIROC (Tabela 1). Essas rodadas do SDDP simulam a operação do SIN com a hidrologia projetada pelos modelos climáticos, portanto fornecendo resultados dos impactos de mudanças climáticas sobre a operação do SIN. Os resultados do SDDP, por sua vez, fornecem resultados de energia e custo de operação que alimentarão novamente o MESSAGE-Brasil para a análise de adaptação.

Cabe ressaltar aqui que é necessário um esforço de compatibilização dos dados de hidrologia fornecidos pela FUNCENE-UNB com os requisitos do modelo de despacho/operação SDDP, conforme apresentado a seguir (seção 2.3) e no Anexo B.

**Tabela 1: Cenários rodados na modelagem energética**

	Linha de Base	HadGEM	MIROC
RCP 8.5	<b>Cenário: Base 8.5</b> Sistema energético do RCP 8.5, sem impactos de mudanças climáticas	<b>Cenário: HadGEM 8.5</b> Sistema energético do RCP 8.5, com impactos projetados pelo HadGEM RCP 8.5	<b>Cenário: MIROC 8.5</b> Sistema energético do RCP 8.5, com impactos projetados pelo MIROC RCP 8.5
RCP 4.5	<b>Cenário: Base 4.5</b> Sistema energético do RCP 4.5, sem impactos de mudanças climáticas	<b>Cenário: HadGEM 4.5</b> Sistema energético do RCP 4.5, com impactos projetados pelo HadGEM RCP 4.5	<b>Cenário: MIROC 4.5</b> Sistema energético do RCP 4.5, com impactos projetados pelo MIROC RCP 4.5

Assim, a partir dos impactos projetados sobre a operação do SIN pelo modelo SDDP, o modelo MESSAGE-Brasil é utilizado para avaliar as opções de adaptação via expansão de menor custo do sistema energético, de forma integrada. Basicamente, o modelo elege opções de expansão para o sistema energético que compensam eventuais perdas de disponibilidade hidrelétrica, calculando, também, os custos dessas alternativas de adaptação.

Segundo o procedimento aqui adotado, os resultados pela ótica da operação (SDDP) e expansão (MESSAGE-Brasil) são comparados de forma a ver qual a melhor opção de adaptação e os referentes custos frente a uma disponibilidade hídrica diferente conforme os diferentes RCPs.

Finalmente, na medida em que todo o arcabouço de análise é construído sobre a abordagem paralela dos RCPs (Moss et al., 2010), a comparação entre os cenários de impacto em diferentes RCPs permite avaliar, também, as interações entre estratégias de mitigação e adaptação.

## 2.2. Descrição do modelo MESSAGE-Brasil

O MESSAGE-Brasil é uma versão do software de otimização de sistemas energéticos MESSAGE (*Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts*) desenvolvido originalmente pelo IIASA (*International Institute for Applied System Analysis*) que vem sendo adaptado há anos pela equipe de pesquisadores do CENERGIA/PPE/COPPE para o sistema energético brasileiro. Borba (2012) relata que há na literatura diversos estudos que utilizaram o MESSAGE para analisar cenários de matriz energética de médio e longo prazo e políticas públicas na área de planejamento energético em diversos países (IAEA, 2006; Klaassen e Riahi, 2007; Liu *et al.*, 2009; Saradhi *et al.*, 2009; Hainoun *et al.*, 2010; Mohapatra e Mohanakrishnan, 2010).

A primeira versão do MESSAGE-Brasil foi feita para um estudo da *International Atomic Energy Agency* (IAEA, 2006). Desde então, vem sendo realizado um esforço constante de desenvolvimento e atualização do MESSAGE-Brasil. Alguns exemplos de aplicação do MESSAGE-Brasil podem ser encontrados em Schaeffer et al. (2004), Schaeffer et al. (2008a), Schaeffer et al. (2008b), Schaeffer et al. (2011), Lucena et al. (2010), Borba et al. (2012), Malagueta et al. (2013) e Nogueira et al. (2014).

A plataforma foi projetada para formular e avaliar alternativas de estratégias para o suprimento de energia, em consonância com restrições tais como limites de investimentos, disponibilidade e preço de combustíveis, regulação ambiental e taxas de penetração de mercado para novas tecnologias, dentre outras. Aspectos ambientais podem ser avaliados contabilizando-se e, se necessário, limitando-se, as emissões de poluentes por diversas tecnologias em vários níveis da cadeia energética. Isso ajuda a avaliar o impacto de regulações ambientais no desenvolvimento do sistema energético.

O modelo é capaz de formular estratégias para atendimento de demanda (que é exógena ao modelo) sob a ótica de minimização de custo total do sistema (Borba, 2012). Para que isso seja possível, o analista deve construir fluxos de energia que descrevem o sistema energético desde o nível de recursos energéticos até o consumo final ou útil, passando por todos os níveis (primário, secundário e auxiliares) necessários ao longo da cadeia (Hainoun *et al.*, 2010). Entre esses níveis, devem ser especificadas as tecnologias de conversão com os devidos parâmetros e restrições, tais como capacidade/potencial disponível, fatores de capacidade e eficiências, custos de investimento, variável e fixo, vida útil das unidades produtivas e restrições de expansão. Além disso, o modelo permite também incluir restrições ambientais e limites de emissões, ferramentas de fundamental importância para a realização deste trabalho.

O custo total do sistema inclui os custos de investimento, custos de operação e custos adicionais de “penalização” para as alternativas, como custos ambientais e sociais. O valor presente é calculado descontando todos os custos que ocorrem em pontos posteriores ao ano base do estudo de caso, e a soma dos custos totais descontados é usado para encontrar a solução ideal. Esta abordagem permite a avaliação realística do papel de longo prazo das opções de oferta de energia em condições de competitividade (Hainoun *et al.*, 2010). O modelo permite incorporar, além dos custos de investimento e operação, custos adicionais de “penalização” para as alternativas, como custos ambientais e sociais. Todas as restrições impostas relativas, por exemplo, à disponibilidade de recursos, à disponibilidade de infra-estrutura transmissão e distribuição de energia e à possíveis restrições ambientais precisam ser atendidas (Keppo and Strubegger, 2010).

Os custos e as características de desempenho (eficiência e fator de capacidade) das alternativas tecnológicas de oferta de energia elétrica ao longo dos anos são dados de entrada para o modelo. Esses dados são utilizados em conjunto com os dados de preços de combustíveis para a competição econômica das alternativas tecnológicas.

As demandas de energia podem ser subdivididas regionalmente e, no caso da energia elétrica, é possível representar a curva de carga do sistema. Cada fonte de energia primária pode ser dividida em um número opcional de classes, tendo em conta o preço de extração, a qualidade da fonte e a localização dos depósitos. Essa estratificação permite representar no modelo, relações não lineares entre os custos de extração e a quantidade disponível de recursos. Em seguida, essas fontes primárias são transformadas, direta ou indiretamente, em fontes secundárias que satisfazem a demanda.

Um aspecto interessante do MESSAGE, enfatizado por Borba (2012), é que a solução otimizada do modelo fornece o mínimo custo global do sistema energético, o que não necessariamente reflete o ótimo setorial dentro do sistema energético. É tal característica, afinal, que faz do

MESSAGE um modelo de análise integrada, capaz de identificar os efeitos indiretos de restrições estabelecidas em um setor sobre outros.

Vale mencionar, no entanto, que a adoção de um modelo de otimização sob uma ótica de mínimo custo global tende a fornecer resultados que refletem a conformação ótima de um sistema energético dentro de um mercado perfeito, o que não ocorre na realidade. Assim, busca-se através de restrições de produção, capacidade e expansão fazer com que o modelo mimetize as imperfeições de mercado, aproximando os resultados, principalmente no curto prazo, do que se julga coerente com a realidade do sistema energético brasileiro.

### 2.3. Descrição do modelo SDDP

O SDDP<sup>3</sup> é um modelo de otimização/simulação operativa de sistemas hidrotérmicos com representação integrada da rede de transmissão e da infraestrutura de produção e transporte de gás natural. Ele foi desenvolvido no início da década de 90, e vem sendo utilizado em estudos e/ou como parte do centro de despacho de mais de 40 países, incluindo todos os países da América do Sul, Central e América do Norte, Europa Ocidental (Áustria, França, Espanha e Noruega), os nove países da região dos Bálcãs, Turquia e Ásia/Oceania (Nova Zelândia, China e Malásia). No Brasil, o SDDP passou a ser utilizado a partir de 1998, com a primeira reforma setorial, tanto por empresas do setor elétrico (por exemplo, CPFL) como de gás (por exemplo, Petrobras).

As principais características de modelagem do SDDP são:

- Representação detalhada (“a usinas individualizadas”) do sistema hidrelétrico: balanço hídrico nas usinas “em cascata”, representação de limites de armazenamento, volume morto, turbinamento máximo, defluências mínima e máxima, coeficientes de produção de energia, curva de aversão a risco (CAR), etc;
- Modelo detalhado das usinas térmicas (unit commitment, contratos take or pay, contratos de combustível, curvas de eficiência côncavas ou convexas, restrições de consumo de combustível, térmicas multi-combustível, etc.)
- Incorporação da incerteza hidrológica através de modelos estocásticos de vazões que representam as características do sistema hidrológico (sazonalidade, dependência temporal e espacial, secas severas, etc.) e o efeito de fenômenos climáticos específicos como El Niño
- Representação detalhada das usinas térmicas (curvas de eficiência côncavas ou convexas, térmicas multi-combustível, custo de “Start-up”, etc.);
- Representação geral de restrições de combustível e detalhada do sistema de produção e transporte de gás natural (produção nos poços, rede de gasodutos, demanda de gás “não termelétrica”, importações de GNL, etc.);

---

<sup>3</sup> O nome SDDP vem da metodologia de otimização da política operativa (“*Stochastic Dual Dynamic Programming*” – programação dinâmica estocástica dual) desenvolvida originalmente por Mario Veiga, da PSR. A mesma metodologia é usada no modelo NEWAVE.

- Representação detalhada da rede de transmissão: modelo de fluxo de potência ativa (as duas leis de Kirchhoff), com perdas quadráticas, limites nos fluxos de potência, restrições de segurança elétrica tais como o critério N-1, limites de exportação e importação entre áreas elétricas, e limites nas somas de produções e fluxos nas “tie lines”. Alternativamente, pode-se utilizar uma representação mais agregada, com limites de intercâmbio entre regiões ou submercados;
- Possibilidade de otimização operativa integrada de vários países, ou de operação coordenada entre os mesmos (intercâmbio de oportunidade baseado nos custos marginais de curto prazo em cada país, a cada estágio);
- Representação da demanda por patamar e por barra elétrica em estágios mensais e semanais (para estudos de longo e médio prazo) ou até estágios horários (para estudos de curto prazo).

Dado que a metodologia de solução está baseada na decomposição do problema em sub-problemas de menor porte, a eficiência computacional pode ser maior se for usada a versão paralela do SDDP. Nesta versão estes sub-problemas são resolvidos de forma simultânea por vários computadores interconectados por uma rede local ou por computadores *multi-task*.

Todos os resultados detalhados do modelo SDDP são fornecidos em arquivos tipo CSV. Estes arquivos são gerenciados por uma interface gráfica (o programa GRAF) que permite produzir arquivos Excel com os resultados desejados. Os principais resultados do SDDP são:

- Estatísticas operativas: geração hidro e térmica, custos operativos térmicos, intercâmbios de energia, consumo de combustível, risco de déficit e energia não suprida
- Custos marginais de curto prazo (*spot prices*) para cada submercado e para cada barra
- Benefícios marginais de capacidade: medida dos benefícios operativos devido a reforços na capacidade instalada de usinas térmicas, nos limites de turbinamento em usinas hidrelétricas ou na capacidade de armazenamento nos reservatórios. Estes índices são utilizados para determinar os reforços mais eficazes ao sistema

O modelo SDDP utiliza um gerador de vazões sintéticas para a avaliação da incerteza hidrológica. Esse método estocástico é adaptado neste estudo para receber as séries de vazões projetadas pela FUNCENE que incorporam os impactos das mudanças climáticas. Em linha gerais, os valores de média e desvio padrão das séries históricas são alterados com base nas séries projetadas, levando o gerador de séries sintéticas a produzir vazões com uma hidrologia que se assemelha às projetadas pela FUNCENE. Entretanto, por trabalhar com usina individualizadas, faz-se necessário extrapolar os resultados de média e desvio padrão das vazões das usinas existentes e planejadas para aquelas para as quais não há dados, mas que são consideradas dentro do horizonte de análise. A metodologia utilizada para a extrapolação dos dados hidrológicos da FUNCENE para todas as usinas avaliadas na modelagem de operação pelo SDDP é apresentada no Anexo B.

### **3. Premissas e Descrição dos Cenários**

---

Nesta seção são apresentadas as premissas básicas da simulação assim como dos cenários avaliados. É importante ressaltar que os resultados e as conclusões da projeção realizada para a matriz energética brasileira de longo prazo estão fortemente sujeitas às premissas e hipóteses assumidas na formulação dos cenários. Essa é uma limitação da técnica da metodologia de cenários. Não obstante, tal metodologia ajuda o planejador a projetar os resultados de uma situação hipotética de forma a guiar as políticas públicas na direção daquilo que se almeja. Essa técnica, de forma alguma, pretende prever o futuro e, sim, visualizar o resultado da interação das premissas assumidas ao longo do estudo. É importante, nesse sentido, a transparência em relação às premissas e hipóteses de trabalho, para que se tenha clareza na utilização da técnica de cenários.

#### **3.1. Demanda Elétrica**

As projeções de consumo foram realizadas para os segmentos residencial, industrial, comercial e outros, considerando como premissas os seguintes itens:

- Um cenário macroeconômico, cuja variável-chave é a taxa de crescimento do PIB;
- Um cenário de evolução da população, resumido pela taxa de crescimento populacional; e
- Estimativas para a evolução futura de alguns parâmetros técnicos, como, por exemplo, a elasticidade consumo-renda (obtida com base nos dados históricos de mercado) e o nível de perdas elétricas no sistema, além de considerações sobre as características e os perfis prováveis desse mercado no futuro.

A partir das projeções de consumo, e considerando hipóteses adicionais sobre a evolução das perdas elétricas, foram projetadas as cargas próprias<sup>4</sup> de energia para os quatro Subsistemas Elétricos Interligados – Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul, incluindo as interligações com os Subsistemas atualmente isolados Acre/Rondônia e Manaus, e, a partir destes, para os Sistemas Interligados Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste, assim como para o SIN.

---

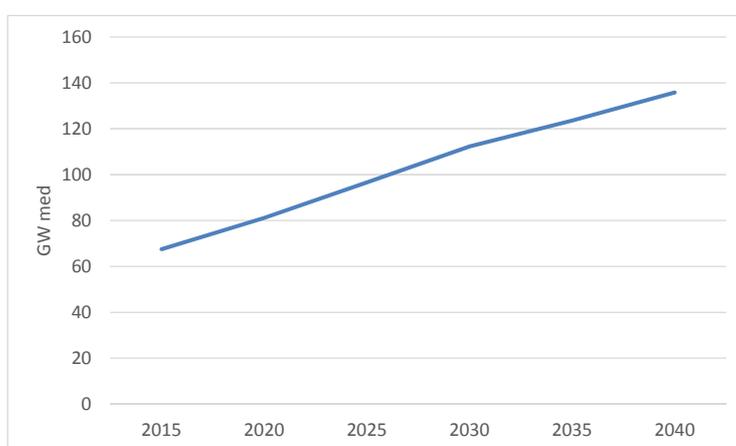
<sup>4</sup> Montante total de energia requisitado subsistema em determinado período. Inclui todas as perdas de energia entre produção e consumo.

Para o horizonte 2015 a 2018, o cenário macroeconômico utilizado neste estudo se baseia na estimativa do mercado para a evolução do PIB nacional<sup>5</sup> de acordo com o relatório FOCUS divulgado pelo Banco Central em dezembro de 2014. Para o horizonte de 2020 a 2030 considerou-se um valor constante de crescimento de 3,5% ao ano.

**Tabela 2: Projeção de crescimento do PIB**

Período	2015	2016	2017	2018	2019	2020-2030	2030-2040
Crescimento do PIB	0,45%	1,75%	2,3%	2,5%	3,0%	3,5%	2,5%

A figura abaixo consolida a projeção do requisito de energia (carga própria) do sistema até 2030, incluindo as interligações Acre/Rondonia e Tucuruí/Manaus/Macapá e a carga da ANDE.



**Figura 3: Projeção do Requisito de Energia**

### 3.2. Opções de Expansão para o Setor Elétrico no Longo-Prazo

A elaboração do Cenário de Expansão deve procurar retratar a tendência da expansão do Setor Elétrico Brasileiro (dada às opções de expansão disponíveis) de maneira a aderir com o Cenário de Mercado de Energia Elétrica. O Cenário de Expansão deve ser construído de tal modo que considere a *competitividade* das diversas tecnologias (mínimo custo global para o consumidor) e *aspectos regulatórios* do sistema brasileiro que afetam a expansão.

Três aspectos regulatórios principais afetam o total de oferta que será construído:

1. Exigência de 100% de cobertura da demanda por contratos, que por sua vez devem ser respaldados por igual montante de certificados de garantia física (ilustrado a seguir);

<sup>5</sup> Os valores apresentados neste relatório, tanto para projeções de crescimento do PIB quanto para elasticidade PIB/consumo, já levam em consideração a nova metodologia do IBGE.

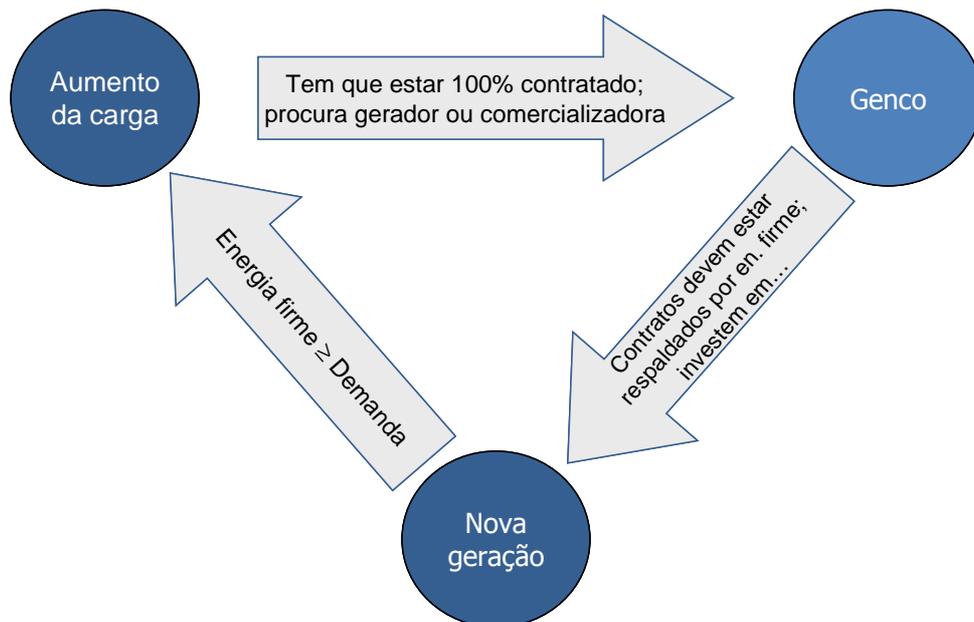


Figura 4: Consequência da exigência de 100% de cobertura da demanda

2. As incertezas no crescimento da demanda levam as distribuidoras a estabelecer uma estratégia de contratação de energia nos leilões que, em geral, se traduz em um nível de *sobre contratação*, aumentando, conseqüentemente, a oferta total de energia;
3. Os leilões de reserva de geração, recentemente propostos pelo governo, também poderão levar a uma *oferta adicional*.

Com base nas questões acima mencionadas, conclui-se que os aspectos regulatórios (1) e (2) não justificam qualquer excesso de energia em relação à demanda. Qualquer excesso de oferta é mais justificado pela contratação de energia de reserva (item (3)), que é uma decisão política do governo.

Por fim, outros aspectos regulatórios afetam o “*mix*” de tecnologias de geração na expansão do sistema:

- Os chamados projetos estruturantes, tais como as usinas do Rio Madeira, Belo Monte e Angra 3, são construídos por determinação do governo, com contratação compulsória pelas distribuidoras.
- Os leilões com antecedência de 5 e 3 anos (A-5 e A-3) afetam a proporção de usinas hidrelétricas (que devido ao maior tempo de construção só podem concorrer nos leilões A-5) e termelétricas (que concorrem nos dois leilões) na expansão do sistema.
- Os leilões de contratação de energia de reserva serão provavelmente direcionados às energias renováveis, como é o caso do leilão de reserva realizado em 2008, exclusivo para usinas à biomassa, e do leilão realizado em dezembro de 2009, exclusivo para energia eólica.

Visando identificar a capacidade necessária a ser adicionada a partir de 2020, o Cenário de Expansão da oferta foi construído de acordo com a disponibilidade dos projetos candidatos, sua

competitividade e considerando o critério de expansão do sistema. A Figura 5 mostra as opções de expansão do sistema neste período, que são detalhadas, para cada fonte, a seguir.

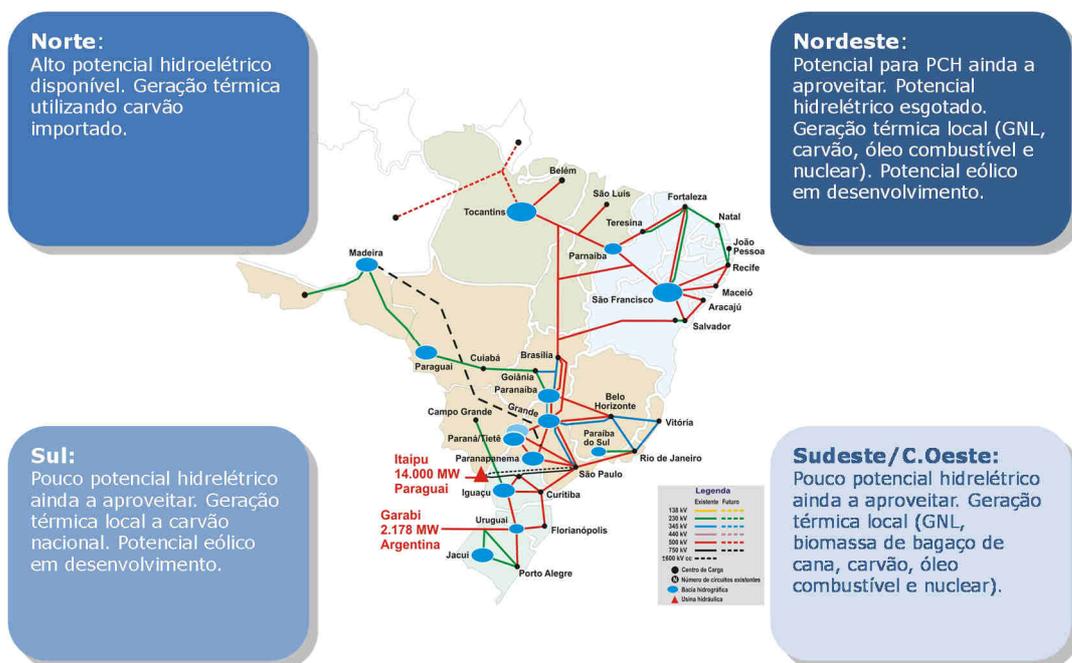


Figura 5: Opções de expansão da geração

### 3.2.1. Hidroelétricas

Apesar da escassez de estudos de inventário e de viabilidade econômica para usinas hidroelétricas, novos estudos estão sendo preparados pela EPE e que devem resultar em novas opções de geração de energia hidroelétrica que podem ser oferecidos nos leilões de energia de 2015, a fim de iniciar a operação em 2020. No entanto, a emissão de licenças ambientais pode limitar a participação dos projetos nos leilões e será definitivamente o obstáculo mais importante para o desenvolvimento da geração hidroelétrica no Brasil.

### 3.2.2. Termoelétricas Convencionais

Mesmo em um cenário onde haja plena disponibilidade de projetos hidroelétricos sem entraves ambientais, a expansão do parque gerador de menor custo para o consumidor final é um “mix” de usinas termoelétricas e hidroelétricas. Isto ocorre porque estas usinas possuem atributos complementares. Por um lado, as termelétricas contribuem para a segurança operativa do sistema, sendo acionadas nos períodos onde as hidrologias são desfavoráveis. Por outro lado, as hidroelétricas permitem que os custos operativos das térmicas sejam economizados durante os períodos de boa hidrologia.

Outro atributo importante das termelétricas, referente apenas às usinas flexíveis, é a despachabilidade. Estas usinas são acionadas “fora da ordem de mérito” todas as vezes que

ocorrem eventos inesperados no sistema, isto é, o seu atributo “despachabilidade” é necessário nestes momentos.

Com relação às possibilidades de oferta termoelétricas convencionais, usinas a gás natural, carvão e óleo combustível são as opções naturais.

#### *i. Gás Natural*

Em sistemas com predominância hidrotérmica, como o Brasil, a inserção de geração térmica a gás natural enfrenta o grande desafio de compatibilizar volatilidade do despacho com a remuneração dos investimentos do setor de gás. Como não é econômico construir uma infraestrutura de produção e transporte que permaneça ociosa grande parte do tempo, o perfil irregular de consumo termoelétrico dificulta a construção da infra-estrutura necessária sem cláusulas de *Take or Pay* e *Ship or Pay* nos contratos entre produtores e os donos das termoelétricas. Entretanto, estas cláusulas tendem a retirar a atratividade econômica de novas usinas termoelétricas a gás natural.

Nesse panorama, o suprimento de gás flexível baseado em GNL surgiu como uma opção atrativa de geração. Os terminais de regaseificação foram construídos em Pecém e no Rio de Janeiro, e existem projetos planejados para o Rio Grande do Sul, Bahia e Suape, como uma estratégia para reduzir a dependência do gás boliviano e para aumentar a flexibilidade. Apesar do GNL ter preços mais voláteis (usualmente atrelados aos mercados internacionais como o *Henry Hub*<sup>6</sup>), os contratos de GNL podem ser flexíveis (sem cláusulas de *take or pay*). A operação flexível tem uma grande atratividade no sistema brasileiro: devido aos preços *spot* de energia serem baixos durante grande parte do tempo, uma usina flexível pode se beneficiar atendendo sua obrigação contratual através da compra de energia “barata” no mercado de curto prazo e, conseqüentemente, economizar despesas com combustível e aumentar sua competitividade mesmo com um preço de combustível maior (quando comparado a uma planta com cláusula de *take or pay*).

Os contratos de GNL apresentam normalmente uma série de cláusulas que ampliam a volatilidade de preços (indicador de preços *Henry Hub*, número e porte de navios metaneiros, antecedência de contratação, etc). Desde 2007, os contratos oferecidos nos leilões de energia nova foram indexados às características de suprimento de gás natural regaseificado.

Este panorama foi alterado no início de 2011, quando os contratos de fornecimento de gás natural oferecidos aos participantes do leilão de energia nova A-3 de 2011 voltaram a conter cláusulas de *take or pay*. Como principais razões para este movimento, podemos citar: (i) a situação conjuntural de excesso de gás natural nacional, principalmente nas bacias de Santos e Espírito Santo; (ii) descobertas de gás natural onshore no Brasil<sup>7</sup>; (iii) baixo preço do gás no

---

<sup>6</sup> *Henry Hub* é um ponto de precificação de contratos futuros de gás natural negociados na Bolsa Mercantil de Nova Iorque (NYMEX).

<sup>7</sup> As principais reservas de gás *onshore* estão localizadas na Bacia do Parnaíba e na Bacia do São Francisco. Como estas bacias estão localizadas em regiões com baixo potencial para o consumo de gás industrial e residencial, a principal âncora para a monetização das reservas seria termelétricas inflexíveis.

mercado internacional (Henry Hub) devido ao desenvolvimento do *shale gas* (gás de folhelho) nos Estados Unidos<sup>8</sup>; e (iv) a valorização do real.

No entanto, este cenário mudou desde o final de 2011 devido a: (i) a alteração na regulação do gás natural para os leilões de energia elétrica; e (ii) a alteração no preço do gás natural. A mudança regulatória foi a Portaria No. 52 da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), publicada em 29 de setembro de 2011, e a Portaria MME n.º 514, de 2 de setembro de 2011, que afirma que todos os contratos de gás natural devem ser respaldados por reservas provadas de gás natural. Na opinião PSR, há espaço para uma mudança de regulamentação nos próximos leilões, a fim de permitir a participação deste tipo de combustível.

A segunda questão é uma consequência das descobertas de gás de folhelho e restrições nos EUA para construir unidades de liquefação para exportar GNL, que pressionaram para baixo o preço do Henry Hub, e do desastre de Fukushima, o que aumentou os volumes de exportação de gás para a Bacia do Pacífico. Uma vez que os preços do gás natural nesta área estão ligados ao petróleo, a formação de preços de GNL passou de Henry Hub para o índice de Brent. A figura abaixo compara os preços FOB de GNL pagos pela Petrobras para cargas de GNL com esses dois índices. Observa-se que desde 2011 houve um aumento de preço de 5,4 - 13,5 US\$/MMBTU nos preços do GNL, de acordo com a tendência de preço do Brent. Por outro lado, o índice Henry Hub ficou abaixo de 4 US\$/MMBTU.

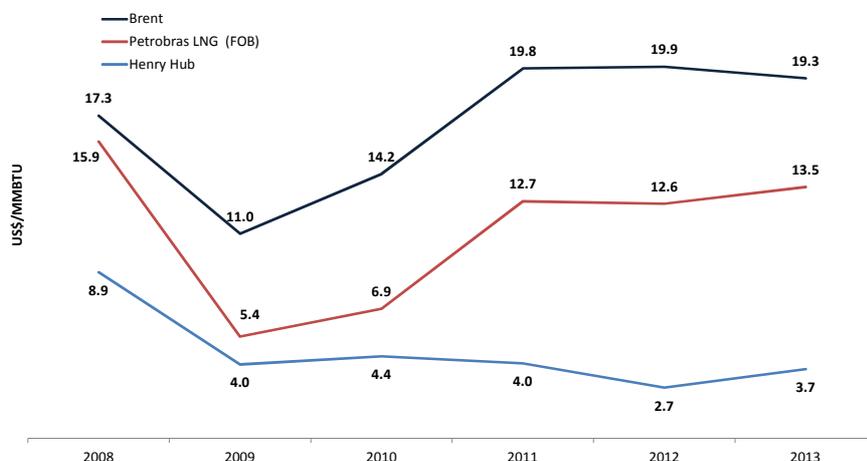


Figura 6: Histórico de preço de GNL no Brasil

Como consequência destas duas barreiras para o desenvolvimento das plantas movidas a gás, não se considera que novas usinas vão ganhar os leilões em 2014 e 2015. A hipótese assumida é de que termelétricas a gás natural sejam licitadas a partir do leilão A-5 de 2015 e entrar em operação em 2020. Dois tipos de usinas térmicas foram consideradas no cenário de expansão:

<sup>8</sup> Em 2008, de acordo com o EIA, a perspectiva do preço do gás natural para os próximos dez anos era da ordem de 7,0 US\$/MMBTU. A projeção mais recente do EIA (2011 Energy Outlook) aponta para um preço médio da ordem de 4,5 US\$/MMBTU.

as centrais a gás com os requisitos de *take-or-pay* de 50% sobre o acordo de fornecimento de combustível e usinas a gás 100% flexíveis.

#### *ii. Carvão*

O carvão mineral brasileiro está restrito à região Sul do país, o que torna natural que a expansão termoelétrica nessa região tenha predominância desta opção. Para as demais regiões o carvão mineral importado pode ser uma alternativa interessante, pois há uma relativa abundância de carvão no mundo, o que traz maior tranquilidade quanto à segurança de suprimento do combustível. Além disso, o carvão está menos sujeito aos problemas geopolíticos do petróleo e gás.

A preocupação com relação a esta fonte estaria no aumento do preço da *commodity* no mercado internacional no último ano e ao seu nível de emissão de CO<sub>2</sub>, o que tem criado resistência por parte de movimentos ambientalistas. Embora o governo tenha mostrado intenções claras para não estimular o desenvolvimento de novas usinas movidas a carvão, as mesmas foram autorizadas a participar do leilão A-5 de 2014. Isso reflete a preocupação do governo com a falta de projetos hidrelétricos a serem oferecidos nos leilões e dificuldades com o abastecimento de gás.

O cenário de expansão de referência considera a tecnologia como candidata para os leilões de energia nova em 2014 e 2015, refletindo uma janela de oportunidade para o desenvolvimento desta fonte devido às restrições para a participação do gás natural nos leilões.

#### *iii. Óleo Combustível*

As térmicas a óleo combustível (OC), por apresentarem tempo de construção reduzido (de 1 a 3 anos), representam uma alternativa de geração em um ambiente com incerteza no crescimento da demanda de energia. Estes projetos podem ser rapidamente oferecidos em leilões regulados de energia nova A-3, onde projetos de outras tecnologias são mais restritos, por demandarem maior tempo de construção ou por não apresentarem volume de energia relevante. A incerteza associada a esta tecnologia está relacionada com o custo de combustível: com a volatilidade dos preços das *commodities* atreladas ao petróleo no mercado internacional, o custo do combustível negociado com a distribuidora local pode inviabilizar a comercialização da energia produzida. Além disso, assim como o carvão mineral, existe uma preocupação com relação ao nível de emissão destas fontes. Desde 2007, o governo tem restringido a participação do óleo combustível em leilões de energia nova, introduzindo um limite para o custo variável unitário de usinas termelétricas para registro. O limite foi reduzido ano após ano, chegando a 146 R\$/MWh em 2011, o que torna inviável a participação destas usinas em leilões de energia nova.

#### *iv. Nuclear*

As primeiras reservas de urânio no Brasil foram descobertas em meados da década de 70 e totalizavam 9.400 toneladas. Atualmente o País registra a sétima maior reserva geológica de urânio do mundo, com cerca de 309.000t de U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>, atrás da Austrália, Cazaquistão, Rússia, África do Sul, Canadá e Estados Unidos. Os principais Estados produtores são Minas Gerais (4.500t),

Bahia (100.770t) e Ceará (142.500t)<sup>9</sup>. Observa-se que essas reservas estão associadas a custos inferiores a US\$ 80/kgU, que são bastante competitivos segundo os padrões internacionais (custos inferiores a US\$ 130/kgU).

A primeira usina nuclear do Brasil, Angra 1, de 657 MW, iniciou sua construção em 1972 e sua operação comercial em 1985. A segunda usina, Angra 2, com 1.350 MW, decorreu do Acordo Brasil-Alemanha, firmado em junho de 1975. Após diversas paralisações em suas obras, a usina iniciou operação comercial em 2000. A terceira usina, Angra 3, com 1350 MW, teve sua obra interrompida em 1985, com 30% dos investimentos já realizados, referente à maior parte dos equipamentos. A conclusão do projeto possui prazo estimado entre 5 e 6 anos e terá um investimento adicional de R\$ 7 bilhões.

Atualmente, o Brasil domina a tecnologia de todo o ciclo do combustível, inclusive a principal fase, o enriquecimento, utilizando o processo de enriquecimento isotópico de urânio por ultracentrifugação. Essa fase é a principal tanto em termos econômicos, pois representa quase a metade dos investimentos do ciclo; como em termos políticos e estratégicos, pela sua potencial aplicação na produção de armas nucleares, o que a faz objeto de controle e salvaguardas internacionais.

De acordo com o Plano Nacional de Energia de 2030, considerando-se que apenas as reservas com custo inferiores a US\$ 40/kgU serão desenvolvidas, existe um potencial para o desenvolvimento de mais 2 centrais nucleares, totalizando mais 4500 MW de capacidade instalada desta fonte no sistema. Incorporando-se as reservas com custos entre 40 e 80 US\$/kgU e que já foram medidas e indicadas (177.500 tU<sub>3</sub>O<sub>8</sub>), seria possível construir mais 15 centrais nucleares, o que totalizaria uma capacidade instalada de 17.500 MW no sistema.

O cenário de expansão de referência considera que no horizonte até 2030 o aumento na capacidade instalada de origem nuclear será dado pela conclusão das obras da usina Angra 3 e pela instalação de 2 unidades de 960 MW médios na região Nordeste em 2024 e 2030, e 1 unidade de 960 MW médios na região Sudeste, em 2028.

### 3.2.3. Fontes Complementares

#### *i. Biomassa*

O processo de cogeração utilizando o bagaço de cana apresenta uma grande atratividade econômica e, por isso, admite-se que essa seja outra importante opção para expansão da oferta, concentrada na região Sudeste. Conforme amplamente discutido, o Brasil é um forte produtor de etanol utilizando a cana de açúcar como matéria bruta. A produção de etanol/açúcar é auto-suficiente em termos de eletricidade: o bagaço de cana é utilizado como combustível nas turbinas de vapor que produzem eletricidade. Neste contexto, as sobras de energia podem ser automaticamente vendidas para a rede. Com a expansão da produção de etanol, novos campos estão sendo desenvolvidos e caldeiras mais eficientes estão sendo instaladas, o que resulta em um excedente maior de energia para ser vendida no mercado. Entretanto, o desenvolvimento

---

<sup>9</sup> Fonte: Indústrias Nucleares do Brasil (INB)

do etanol celulósico no longo-prazo pode criar um custo de oportunidade para o bagaço da cana de açúcar (atualmente este custo é nulo), o que pode elevar o custo da venda do excedente de energia. Raciocínio similar aplica-se ao recente desenvolvimento de processos que permitem, através de enzimas e bactérias, a transformação de açúcar em diesel<sup>10</sup>.

A recente associação entre empresas de petróleo e de bioenergia (ex: Shell e Cosan, participação da BP na usina Tropical Energia) reflete o interesse destas empresas neste tipo de tecnologia de produção de etanol e diesel e pode ser uma ameaça à disponibilidade de bagaço para cogeração de energia.

## ii. Eólica

A energia eólica ainda representa uma pequena percentagem de electricidade produzida no Brasil (menos de 2 GW), sendo que a maior parte desse montante contratado no Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (Proinfa), com preços para 2013 em torno de 330 R\$/MWh. A primeira participação competitiva de projetos de energia eólica no setor elétrico brasileiro ocorreu por meio do Leilão de Energia de Reserva realizado em 2009. A partir de então, após 7 leilões de energia realizados, os preços das eólicas caíram 69% desde os tempos do Proinfa, e a capacidade eólica contratada aumentou sete vezes, chegando a 8,6 GW em 2016.

Estudos diversos estimam um potencial eólico brasileiro da ordem de 60.000 MW médios<sup>11</sup>, a ser desenvolvido em grande parte na região nordeste do país. Os estados do Ceará e Rio Grande do Norte apresentam uma expressiva participação neste potencial, da ordem de 12.000 MW médios. Mais recentemente, diversos estados da federação, como São Paulo, Bahia, Alagoas e Rio Grande do Sul, têm procurado realizar novo mapeamento de seus territórios, mais atualizado com o progresso da geração eólica que agora situa as turbinas em estruturas próximas a 100 m de altura do solo. Também o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) vem preparando novo Atlas Eólico com medidas de vento a 100 m de altura. Como resultado, o valor numérico do potencial brasileiro deve ser consideravelmente ampliado. Um exemplo, que não deve ser generalizado, é o expressivo aumento do potencial eólico do Rio Grande do Sul, que passou de 15,8 GW a 50 m para 115,2 GW para a altura de 100 m.

É interessante observar que a localização regional das eólicas é bastante complementar à das demais fontes renováveis, já que a maior parte do potencial hidrelétrico ainda não desenvolvido concentra-se na região Norte enquanto a bioeletricidade tem maior potencial nas regiões Sudeste e Centro-Oeste.

Também é interessante observar que a absorção de flutuações na geração de energia devido à variabilidade dos ventos, que é um problema importante que a geração eólica enfrenta em outros países<sup>12</sup>, não existe no Brasil. A razão é que os reservatórios das usinas hidrelétricas permitem absorver com relativa facilidade qualquer variação na produção de energia<sup>13</sup>. Outro obstáculo comum, que é a necessidade de construir extensas redes de transmissão – por

---

<sup>10</sup> Ver <http://www.technologyreview.com/energy/24554/>

<sup>11</sup> Fonte: Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 20 edição, 2005.

<sup>12</sup> Na Alemanha, por exemplo, foi necessário construir um parque térmico de “backup” para compensar as variações de produção das eólicas.

<sup>13</sup> O mesmo ocorre com a bioeletricidade, onde a geração hidrelétrica compensa o padrão de produção sazonal que coincide com a colheita de cana de açúcar.

exemplo, o “corredor de vento” no centro dos Estados Unidos está a milhares de quilômetros dos principais centros de carga daquele país – também tem pouco impacto no Brasil, pois o potencial eólico em geral está localizado perto do litoral, onde também se concentra boa parte da população e do consumo de energia elétrica<sup>14</sup>.

Dado que a energia eólica é amplamente viável em termos físicos para o Brasil, o desafio se concentra no custo desta energia comparado ao das demais opções de expansão. Este paradigma vem sendo quebrado nos leilões realizados em 2010 e 2011, onde a energia eólica foi contratada a preços da ordem de 100 R\$/MWh, valor competitivo quando comparado ao preço da energia proveniente de PCH, biomassa e gás natural. Este nível de preço das eólicas fez com que fosse necessária a realização de leilões por fonte para viabilizar a contratação de termelétricas, como foi o caso dos leilões A-5 de 2013 e 2014.

### *iii. PCH*

Finalmente, é importante considerar a possibilidade da implementação de novas pequenas centrais hidroelétricas (PCH). Esta tecnologia já é bastante madura e amplamente conhecida no setor, o que permitiu ao longo dos anos uma redução dos custos de instalação e disponibilidade de equipamentos eficientes. Apesar de possuir menor porte, seu preço é comparável ao das hidroelétricas tradicionais, tendo em vista: (i) a possibilidade de utilização de regime fiscal em lucro presumido; (ii) maior facilidade na obtenção de licenciamento ambiental, (iii) isenção de pagamento de UBP, (iv) isenção de encargos (P&D e CFUHR) e (v) menor prazo de implementação e manutenção do investimento. Além disso, as PCHs dispensam licitação para obtenção da concessão, bastando o empreendedor obter autorização da ANEEL. Atualmente existem 418 usinas em operação (4.076 MW), 53 em construção (591 MW) e 131 em outorga (1.825 MW)<sup>15</sup>. Segundo estimativas do Centro nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas (CERPCH), o Brasil possui um potencial de 12,31 GW<sup>16</sup>.

Adicionalmente, as PCHs são muito atrativas para o mercado livre devido à regulamentação da contratação incentivada, a qual prevê redução nas tarifas de distribuição/transmissão dos geradores e dos respectivos consumidores dessa energia. De acordo com a Lei 9.427/1996, fontes alternativas (PCH, biomassa, eólica e solar) têm direito a um desconto de no mínimo 50% nas suas tarifas de transmissão e distribuição. O direito a esse desconto é estendido também aos consumidores desta energia, em particular a um segmento de consumidores que só podem se tornar livres ao contratarem energia com estes geradores. São os chamados consumidores especiais que para se enquadrarem como tal necessitam ter uma carga maior que 0,5 MW e serem do Grupo A<sup>17</sup>. Podem ainda ser considerados consumidores especiais um conjunto de consumidores do Grupo A, localizados no mesmo submercado, desde que estejam localizados em áreas contíguas ou possuam o mesmo CNPJ.

---

<sup>14</sup> Os investimentos de transmissão no Brasil podem ser mais onerosos se, ao invés de “wind farms” com capacidade expressiva de geração em áreas relativamente concentradas, houver uma grande dispersão geográfica dos geradores eólicos.

<sup>15</sup> Fonte: Banco de Informações de Geração (Aneel), julho de 2012.

<sup>16</sup> Fonte: CERPCH (julho de 2012). Este valor considera 5,72 GW já outorgados pela ANEEL.

<sup>17</sup> O Grupo A corresponde aos consumidores conectados em alta tensão, acima de 2,3 kV. As tarifas deste grupo variam com o nível de tensão de fornecimento.

Embora criados em 1998, estes incentivos somente foram regulamentados após a Audiência Pública (AP) da ANEEL nº 33, iniciada em 2005 e finalizada em novembro de 2006. Como resultado da AP, a ANEEL emitiu a Resolução Normativa Nº 247 regulamentando a venda de energia elétrica dos geradores incentivados. Como pontos importantes para o desenvolvimento deste mercado, destacam-se: i) a possibilidade de combinar a produção destes geradores com a produção de outros geradores, de modo a compensar períodos de baixa produção, e ii) a possibilidade de comercializar a energia incentivada com comercializadoras sem que o consumidor adquirente desta energia perca o benefício do desconto ao contratar com a comercializadora. Este último item, trás para os geradores incentivados e comercializadores oportunidades de venda de energia relevantes, uma vez que terão acesso a um segmento de mercado atualmente cativo que não tem possibilidade de se tornar livre a menos que adquira energia de geradores incentivados<sup>18</sup>.

#### iv. Solar

De acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Solar, publicado pelo INPE como resultado do projeto de Avaliação dos Recursos de Energia Solar e Eólica, a radiação solar média diária no Brasil é entre 4,1 e 6,5 kWh/m<sup>2</sup>/dia, enquanto os melhores locais na Alemanha têm 3,4 kWh/m<sup>2</sup>/dia. A figura abaixo apresenta o total de radiação solar para superfícies inclinadas (kWh/m<sup>2</sup>/dia) para o Brasil, com uma resolução de 10 km x 10 km. Os valores de radiação solar mais elevados são observados na região central do Brasil, em lugares como Tocantins, oeste da Bahia, sul do Maranhão e Piauí. No entanto, a energia solar fotovoltaica (PV) atualmente representa apenas 0,01% do total da capacidade instalada no Brasil (menos de 8 MW).

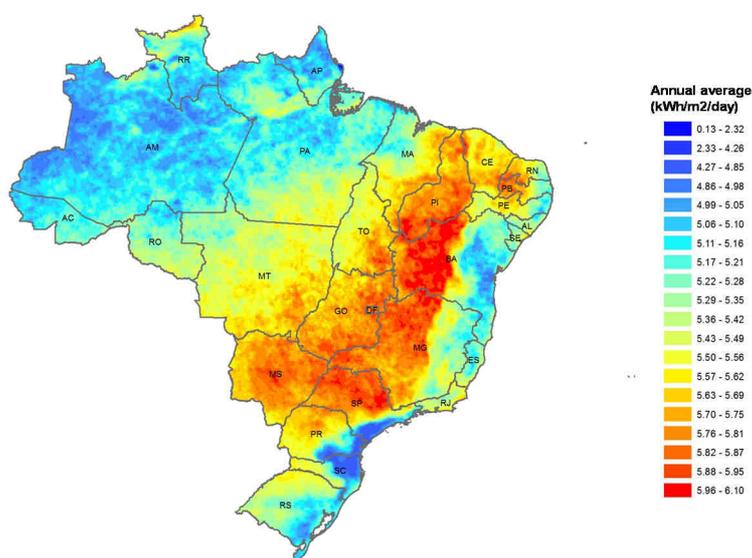


Figura 7: Irradiação total para superfícies inclinadas (resolução: 10 km x 10 km)

<sup>18</sup> No Brasil, qualquer novo consumidor cuja demanda é maior que 3 MW é potencialmente livre, e pode escolher de onde comprar energia. Consumidores existentes para se tornarem livres, além de atenderem a demanda mínima de 3 MW, precisam estar conectados em nível de tensão igual ou superior a 69 kV.

Em abril de 2012, a ANEEL emitiu a Resolução Normativa n 482, que estabeleceu as condições para a inclusão de microgeração e minigeração distribuída. A principal inovação introduzida foi um mecanismo de resolução para as tarifas dos consumidores cativos, estabelecendo o conceito de medição de líquidos. Esta regra de liquidação permite ao consumidor injetar energia na rede, pagando apenas seu consumo de energia líquido. A energia gerada por hidrelétrica, solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, com potência de até 1 MW e conectados à rede de distribuição, têm direito a esse sistema de compensação.

Apesar da energia solar fotovoltaica não ter vantagens explícitas sobre outras tecnologias que também podem participar desse sistema de medição de líquidos, há grande expectativa de que este mecanismo possa facilitar o desenvolvimento da energia solar de cobertura no Brasil (painéis fotovoltaicos instalados nos telhados das residências). De acordo com estimativas da PSR, o custo nivelado de um sistema fotovoltaico já é bastante próximo do valor da tarifa residencial. Além disso, a abundância do recurso solar em áreas densamente urbanizadas, de concessão das empresas de distribuição (ao contrário dos recursos hídricos e de bioeletricidade, por exemplo) e a modularidade dos painéis fotovoltaicos, o que é mais adequado para sistemas de energia com menos de 1 MW, também contribuem para a produção fotovoltaica.

O cenário de expansão considera o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica como geração distribuída na região Sudeste/Centro-Oeste a partir de 2022 em diante, atingindo 5 GW de capacidade instalada em 2030.

#### 3.2.4. Resumo

Em resumo, as vocações de cada subsistema em termos de opções de expansão são:

- Na região Norte admite-se que a expansão da oferta ocorra através do potencial hidroelétrico disponível;
- Na região Sudeste/Centro-Oeste admite-se que a expansão da oferta se componha do potencial hidroelétrico ainda a aproveitar, e de usinas termoelétricas. Como referência considera-se como padrão, a tecnologia a ciclo combinado utilizando o gás natural, e a turbina a vapor utilizando bagaço de cana. Há também a possibilidade de energia solar fotovoltaica;
- Na região Sul, além das opções admitidas para a região Sudeste/Centro-Oeste (com exceção da biomassa), inclui-se a energia eólica;
- Na região Nordeste, com o potencial hidroelétrico praticamente esgotado, restam apenas as opções de importação de energia (das regiões Norte e/ou Sudeste), geração térmica local (GNL, carvão mineral importado e nuclear) e energia eólica. Como referência, admite-se para a região Nordeste a expansão baseada em energia eólica, nuclear e importação de energia das outras regiões.

Importante salientar que isso não significa que toda expansão termoelétrica venha a ser feita com a tecnologia padrão correspondente. A realidade do mercado é que dirá como a expansão da oferta aqui sinalizada se concretizará.

### **3.3. Critérios para Elaboração do Cenário de Expansão**

Os cenários de expansão seguem os critérios gerais apresentados nesta seção. No caso dos cenários RCP 8.5, a expansão de linha de base (i.e. sem considerar impactos de mudanças climáticas) segue esses critérios diretamente até o ano de 2030. Nos cenários RCP 4.5, foram assumidas algumas premissas adicionais, conforme descrito na Seção 3.5.

Após 2030 e no período que vai até 2040, os resultados de ambos os cenários tem um grau de liberdade maior, em que a modelagem de expansão de mínimo custo feita pelo modelo MESSAGE-Brasil define, segundo os critérios de eficiência, as opções de expansão de mínimo custo. Os cenários RCP 8.5 e 4.5 nesse período são basicamente diferenciados pela adoção de um custo par ao carbono e uma maior penetração de eficiência energética nos cenários RCP 4.5, com vistas a internalizar o esforço de mitigação de GEE.

A seguir, são apresentados os critérios gerais utilizados no curto, médio e longo prazo.

#### **3.3.1. Curto Prazo**

A expansão no curto e médio prazo (até 2019) procura manter coerência com a expansão divulgada pelo ONS em seus sucessivos Planos Mensais de Operação (PMO). Neste estudo utilizou-se como referência para a expansão da oferta no curto/médio prazo o PMO de Janeiro de 2015.

Neste horizonte o Cenário de Expansão está praticamente definido com o resultado dos leilões de energia nova realizados. Sendo eles: o leilão de dezembro de 2005, os leilões A-3 (julho) e A-5 (outubro) do ano de 2006, o leilão de fontes alternativas de junho de 2007, os leilões A-3 e A-5 do ano de 2007, os quais foram realizados em julho e outubro, respectivamente, o leilão de reserva de biomassa de 2008, A-3 e A-5 (setembro) do ano de 2008, o leilão A-3 de 2009, o leilão de reserva de eólica de 2010, os leilões A-5 de 2010 (julho e dezembro), os leilões de energia de reserva e de fontes alternativas de 2010 e 2011, os leilões A-3 e A-5 de 2011, leilão A-5 de 2012, leilão de reserva de 2013, leilão A-3 de 2013 e dois leilões A-5 realizados em 2013.

No entanto, alguns desses empreendimentos possuem importantes restrições para sua efetiva implantação. A Tabela 3 apresenta uma análise da situação de alguns destes projetos nessa situação.

**Tabela 3: Situação das usinas com atraso no cronograma**

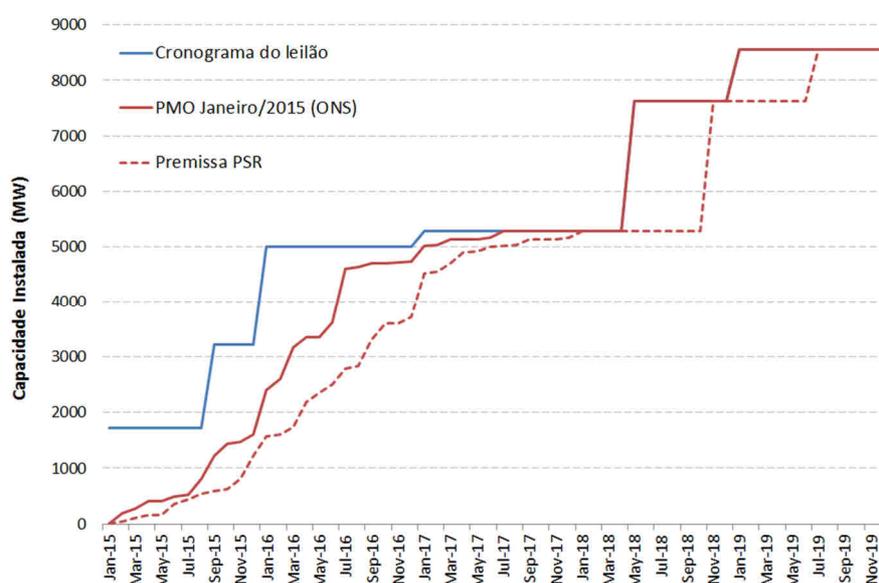
Usina	Tipo	UF	Potência (MW)	Garantia Física (MWmed)	Status	Situação ANEEL Cronograma	Situação ANEEL (Obras)	Previsão SFG/Aneel	Cronograma do Leilão	PMO Janeiro/2015 (ONS)	Premissa PSR
Baixo Iguaçu	UHE	PR	350	179	Vermelha	Atrasado	P	sem prev.	jan-13	fev-17	fev-18
Belo Monte Comp.	UHE	PA	233	152	Verde	Atrasado	EC	mar-16	mar-15	mar-16	set-16
Colider	UHE	MT	300	173	Verde	Atrasado	EC	mai-16	jan-15	nov-16	fev-17
Santo Antônio Jari <sup>(1)</sup>	UHE	AP/PA	300	196	Verde	Adiantado	EC	jan-15	jan-15	mar-15	mar-15
Ferreira Gomes <sup>(2)</sup>	UHE	AP	252	150	Verde	Normal	EC	dez-14	jan-15	abr-15	abr-15
Teles Pires	UHE	MT/PA	1820	915	Verde	Normal	EC	jun-15	abr-15	out-15	jan-16
Belo Monte	UHE	PA	11000	4419	Verde	Atrasado	EC	abr-16	jan-16	abr-16	out-16
São Roque	UHE	SC	135	91	Verde	Atrasado	EC	jul-16	jan-16	jul-16	jan-17
Cachoeira Caldeirão	UHE	AP	219	130	Verde	Normal	EC	jan-17	jan-17	jan-17	abr-17
Sinop	UHE	MT	400	240	Verde	Normal	NI	jan-18	jan-18	mar-18	set-18
Salto Apiaçás	UHE	MT	45	23	Verde	Atrasado	EC	dez-16	jan-18	dez-16	jun-17
São Manoel	UHE	MT/PA	700	421	Verde	Normal	EC	jan-18	mai-18	jan-18	jan-19
Angra 3	UTE	RJ	1405	1262	Verde	Atrasado	EC	jan-19	dez-15	jan-19	jan-19
Baixada Fluminense <sup>(3)</sup>	UTE	RJ	530	430	Verde	Normal	EC	jan-15	jan-14	jan-15	jan-15
Maranhão III	UTE	MA	519	471	Verde	Atrasado	EC	jul-16	jan-14	ago-16	ago-16
Novo tempo	UTE	PE	1238	612	-	-	-	-	jan-19	jan-19	jul-19
Rio Grande	UTE	RS	1238	605	-	-	-	-	jan-19	jan-19	jul-19
Pampa sul	UTE	RS	340	324	-	-	-	-	jan-19	jan-19	jul-19
Acre	UTE	AC	164	135	-	-	-	-	jan-19	jan-19	jul-19
Costa Rica I	UTE	MS	164	135	-	-	-	-	jan-19	jan-19	jul-19

(1) UG3 - 123,3 MW

(2) UG2 e UG3 - 84 MW cada

(3) UG3 - 186 MW

Em relação às usinas eólicas contratadas, a figura abaixo apresenta a diferença no cronograma de entrada em operação de acordo com a data oficial do leilão, o cronograma considerado no PMO de janeiro de 2015 do ONS, e a premissa adotada (de acordo com o relatório de fiscalização de empreendimentos de geração da ANEEL, de dezembro de 2014).



**Figura 8: Premissa de atraso de usinas eólicas**

### 3.3.2. Médio e Longo Prazo

Para o horizonte de médio prazo (pós 2019), a expansão da oferta de energia elétrica é obtida de acordo com o processo de “ajuste” do Cenário de Expansão. Em outras palavras, caso haja necessidade de acréscimo de nova oferta ao sistema, por exemplo, visando obter níveis adequados de confiabilidade no atendimento à demanda, novos projetos são inseridos de

acordo com critérios estabelecidos e diferenciados para empreendimentos hidroelétricos e termelétricos. Esta seção apresenta estes critérios.

Já o horizonte de longo prazo (após 2030) os cenários foram livremente gerados pela modelagem de expansão no modelo MESSAGE-Brasil conforme critérios de eficiência econômica. Nesse período, entretanto, diferenciou-se os cenários RCP 8.5 dos cenários RCP 4.5 conforme descrito na Seção 3.5.

#### *i. Inserção Hidroelétrica*

O cenário de expansão contempla aproveitamentos hidroelétricos que foram estudados no passado (por exemplo, estudos conduzidos pela Eletrobrás e MME) e aqueles que tenham sido alvo de interesse de investidores privados.

Ressalta-se que, depois de terminada a fase de aprovação do estudo de viabilidade, o empreendimento ainda necessita obter a Licença Prévia (LP) para poder participar dos leilões de energia nova. Ou seja, mesmo que uma usina tenha seu estudo de viabilidade aprovado em 2014, o processo de licenciamento pode durar 1 ano, o que tem ocorrido em muitos casos, possibilitando a participação da usina somente no Leilão A-5 de 2015. Como exemplo de atraso na obtenção de LP podemos citar o episódio do leilão A-5 de 2009 que, de acordo com o MME, foi cancelado devido à frustração na obtenção do licenciamento ambiental prévio de sete aproveitamentos hidrelétricos, que totalizam 905 MW de potência instalada.

No Cenário de Expansão, a definição das datas de entrada em operação das UHEs levou em consideração a situação do estudo de viabilidade, bem como uma análise da situação ambiental do empreendimento. Por exemplo, existem bacias com pouca resistência local, onde o licenciamento é obtido de forma mais tranquila, possibilitando um cronograma para entrada das usinas a partir de 2019. Por outro lado, existem outras bacias com maior resistência para a construção de barragens, como, por exemplo, a bacia do Uruguai e a bacia do Araguaia.

Além dos aproveitamentos com estudos de viabilidade em andamento, o cenário de expansão contempla usinas cuja outorga de concessão já tenha sido licitada e que não possuam previsão de entrada em operação pela fiscalização da ANEEL. Estas usinas participaram dos leilões federais ocorridos entre 1996 e 2002, onde ganhava a licitação o investidor que oferecesse o maior pagamento pelo Uso do Bem Público (UBP). Como estes empreendimentos não podem participar dos leilões de energia nova do ACR, a única possibilidade atrativa seria a venda de energia no mercado livre. Outra possibilidade seria que a concessão destas usinas fosse revertida para o governo, o que possibilitaria que o projeto participasse de um leilão de energia nova. A tabela a seguir apresenta estas usinas e suas datas de entrada no Cenário de Expansão que foram definidas de acordo com o “ajuste” do cenário para o médio prazo.

**Tabela 4: Usinas UBP no horizonte do médio prazo**

Usina	Tipo	UF	Potência (MW)	Entrada em Operação
Baú I	UHE	MG	110	Jan-24
Cachoeirinha	UHE	PR	45	Jan-22
Pai Querê	UHE	SC/RS	292	Jun-21
Couto Magalhães	UHE	GO/MT	150	Jul-22
São João	UHE	PR	60	Jan-22
Tijuco Alto	UHE	SP/PR	129	Abr-23

No horizonte de longo prazo (após 2030), não foi considerada a entrada de novas hidroelétricas. Essa premissa se dá em função do objetivo do trabalho, em que a operação no médio prazo deveria já contar com as usinas consideradas em todo o período para melhor avaliar os impactos de alterações no regime de vazões.

*ii. Inserção termoelétrica e eólica*

A inserção de empreendimentos termoelétricos é dada através de módulos padrão de usinas termoelétricas alocados nos diversos submercados de modo que, em conjunto com a expansão das hidroelétricas e das grandes interligações, contemple uma oferta total de energia elétrica que satisfaça a projeção de demanda dentro de critérios de qualidade de suprimento compatíveis com os aspectos energéticos e comerciais que se esperaria para um sistema em equilíbrio oferta x demanda. É importante salientar que estas térmicas não possuem identificação imediata (foram denominadas “térmicas genéricas”), e, portanto, não permitem associação específica com futuros projetos a serem desenvolvidos. Elas representam apenas a “necessidade” de energia no sistema que deverá ser ocupada por uma central térmica.

Os módulos de empreendimentos termoelétricos “genéricos” considerados na construção do Cenário de Expansão são constituídos de:

- Módulos de 450 MW de usinas termoelétricas com tecnologia a ciclo combinado utilizando gás natural (submercado Sudeste/Centro-Oeste);
- Módulos de 750 MW de usinas eólicas; e
- Módulos de 1200 MW de usinas nucleares.

O módulo de 750 MW para eólica representa um conjunto de parques eólicos localizados nas regiões Nordeste e Sul. Considerou-se uma geração fixa com fator de capacidade de 40% e as sazonalidades típicas das regiões Nordeste e Sul, baseada na informação dos projetos que se inscreveram nos leilões de energia nova. Para o cálculo da garantia física considerou-se o fator 40%.

O módulo de 450 MW representa um empreendimento com tecnologia ciclo combinado composto de duas turbinas ciclo gás de 176 MW e uma de ciclo vapor de 176 MW, supondo uma perda de potência de cerca de 15% decorrente dos efeitos de altitude, temperatura e

degradação. Foram considerados dois tipos de usinas termelétricas a gás natural no cenário de expansão: as centrais a gás com os requisitos de *take-or-pay* de 50% sobre o acordo de fornecimento de combustível; e usinas a gás 100% flexíveis. Sua garantia física é calculada de acordo com a inflexibilidade e o preço do gás de cada tipo. Para o tipo flexível, a garantia física é igual a 62% da potência disponível e para o tipo inflexível a garantia física é igual a 94% da potência disponível.

Devido às restrições na regulamentação e preços do gás natural discutidos na seção 3.1.2.1, os módulos de usinas a gás natural estarão aptos para entrar no sistema a partir de 2021. Estes projetos cobrem a necessidade de nova oferta e, dependendo da disponibilidade de combustível, podem ser substituídos por carvão, biomassa ou óleo combustível.

A inserção de módulos termoelétricos e vento no cenário de expansão leva em consideração a necessidade das empresas de distribuição de gerir a incerteza sobre o crescimento da demanda. Se o crescimento da demanda fosse completamente previsível, o tempo de construção dos projetos não teria importância. Neste caso, a solução de menor custo para o sistema seria construir os projetos mais baratos para atender o crescimento da demanda. Por exemplo, no caso de centrais hidroelétricas, seria necessário prever a demanda cinco anos antes.

No entanto, em face da incerteza sobre o crescimento da demanda, um projeto que requer menos tempo para ser construída terá um maior valor econômico, porque faz com que a expansão do sistema seja mais flexível. Em outras palavras, apesar de ter um preço nominal menor em relação às outras fontes, o alto tempo de construção e baixa adaptabilidade às mudanças na taxa de crescimento da demanda fazem com que as usinas hidrelétricas levem a maiores custos para o consumidor.

Esse atributo faz com que usinas térmicas e eólicas, apesar de serem mais caras (nominalmente), sejam mais economicamente atraentes para o consumidor final como parte de uma estratégia de contratação: como a incerteza no crescimento da demanda torna arriscado para uma empresa de distribuição contratar toda a energia para os próximos cinco anos, é mais prudente contratar uma parte dessa energia com cinco anos de antecedência e esperar para complementar esta compra em um futuro próximo. Esse é o conceito que originou os leilões de energia nova A-3 e A-5, onde a contratação de energia é feita com 3 e 5 anos de antecedência, respectivamente.

Além disso, as usinas térmicas têm os seguintes atributos: capacidade de atendimento a ponta (capacidade de fornecer a carga máxima requerida pelo sistema), despachabilidade (capacidade de ser despachada a qualquer momento) e localização próxima ao centro da carga (redução das perdas de transmissão e as necessidades de expansão da transmissão). Embora esses atributos não sejam considerados diretamente no mecanismo de precificação dos leilões, alguns deles são precificados indiretamente. Um exemplo é a restrição atual de *take-or-pay* para usinas a gás, que não pode ser superior a 50%. Esta restrição significa que a flexibilidade tem um valor no leilão. Outro exemplo é o leilão A-5 realizado em dezembro de 2013, que separou os produtos de energia eólica e térmica com preços máximos de 122 R\$/MWh e 144 R\$/MWh, respectivamente. Isto significa que os atributos das usinas térmicas têm um valor indireto de 22 R\$/MWh.

Desta forma, o cenário de expansão considera uma quantidade mínima de contratação termelétrica. Isto significa que, em um cenário onde a oferta hidrelétrica está disponível, haveria uma oferta térmica mínima, contratada devido a seus atributos.

Em relação ao preço do gás natural em ambos os casos, um preço de referência indexado ao Brent foi considerado. Para a usina com cláusula de *take-or-pay* de 50%, considera-se um prêmio de 5% em relação ao Brent (sem impostos) e para uma usina totalmente flexível considera-se um prêmio de 9% em relação ao Brent (sem impostos).

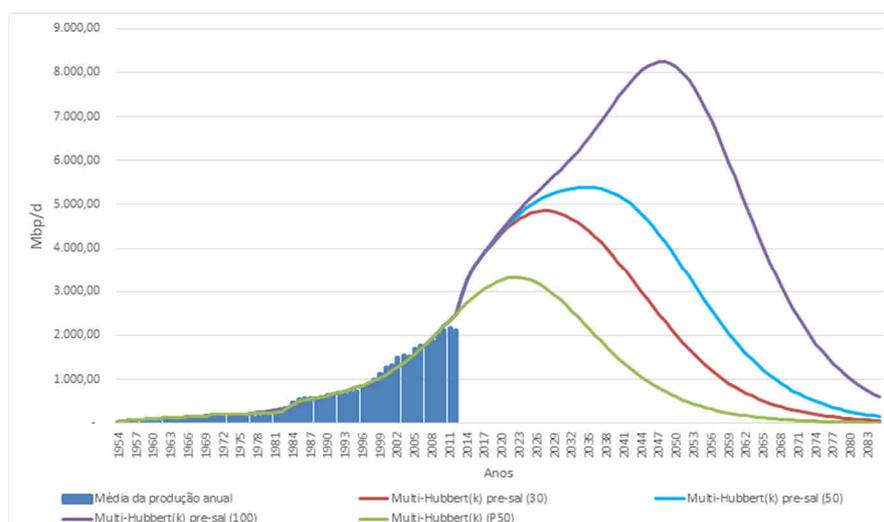
### 3.4. Premissas da Modelagem Energética Integrada

Esta seção apresenta algumas premissas complementares necessárias à modelagem integrada, que contempla outros segmentos do setor energético.

#### *i. Setor de petróleo:*

No caso dos campos de produção do pós-sal, foram estabelecidas três estimativas para curvas de produção de petróleo, conforme apresentado no primeiro relatório do projeto “Construção de Cenários para a Matriz Energética Brasileira em Função do Preço do Carbono”, segundo diferentes valores de últimas reservas recuperáveis (URR) para as águas profundas offshore >400m, que incluem reservas provadas (P95); reservas prováveis (P50) e reservas possíveis (P5). Utilizou-se na modelagem MESSAGE-Brasil o cenário de produção para o pós-sal, recursos (P50) que considera um URR de 47,75 bilhões de barris. Segundo Szklo et al (2007) e Bentley et al (2007), esse cenário é considerado indicado em termos metodológicos como a melhor estimativa para a produção das reservas do pós-sal, frente à incerteza sobre as reservas brasileiras.

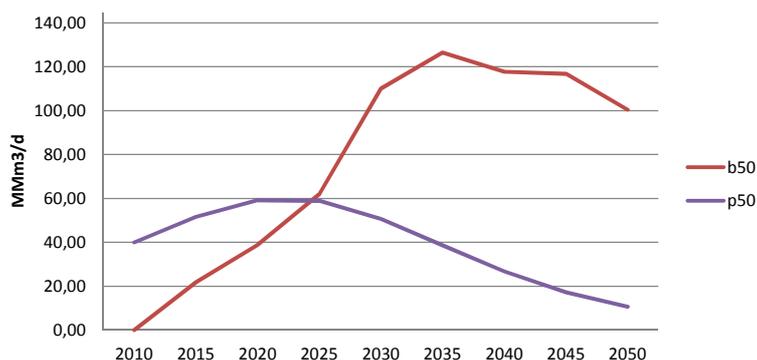
No que tange ao pré-sal, foram construídos três cenários, considerando recursos recuperáveis de 30, 50 e 100 bilhões de barris de petróleo. Utilizou-se na modelagem MESSAGE-Brasil o cenário intermediário de 50 bilhões de barris, o que, somado à curva de produção do pós-sal com reservas P50, levou à curva de produção adotada (curva Multi-Hubbert (k) pré-sal (50) na Figura 9).



**Figura 9: Curvas multi-Hubbert modificado comparativas em relação a diferentes URR adotados (incluindo recursos do pré-sal)**

Fonte: Saraiva et al (2014)

As curvas de produção de gás natural associado à produção de petróleo para o pós e pré-sal são apresentadas na Figura 10, abaixo.



**Figura 10: Curvas de Produção de gás natural associado no pós-sal (P50) e pré-sal (b50)**

Fonte: Primeiro relatório do projeto “Construção de Cenários para a Matriz Energética Brasileira em Função do Preço do Carbono”

A oferta de gás não convencional no MESSAGE-Brasil depende da escolha do modelo em usar ou não esse recurso. Foi adicionado como restrição ao modelo, um limite superior baseado no cenário mediano estimado no primeiro relatório do projeto “Construção de Cenários para a Matriz Energética Brasileira em Função do Preço do Carbono”, mostrado na Tabela 6.

**Tabela 5: Limite de produção para não convencional a partir de 2025**

Ano	Gás não convencional Cenário 5: Construção de um poço horizontal por dia	
	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia	% da oferta convencional
2025	3	2%
2030	15	9%
2035	15	9%
2040	15	11%
2045	15	11%
2050	15	14%

Nota: A oferta de gás convencional não inclui o gás reinjetado e o gás utilizado para auto-consumo em plataformas de petróleo (que representam, somados, entre 20 e 25% da produção bruta de gás no período considerado). Trata-se, portanto, de uma oferta líquida de gás convencional, incluindo gás associado e gás livre.

Fonte: Primeiro relatório do projeto “Construção de Cenários para a Matriz Energética Brasileira em Função do Preço do Carbono”

Os preços adotados para petróleo foram baseados nas projeções de referência do PNE 2050 (Figura 11).

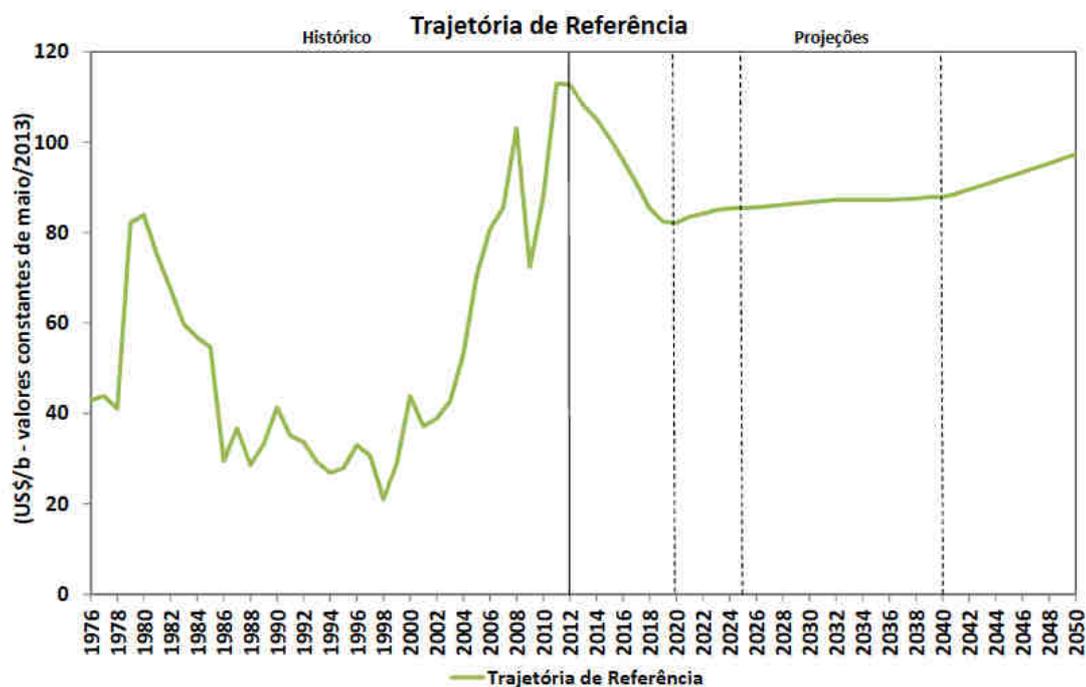


Figura 11: Premissas de preço internacional de petróleo  
Fonte: EPE (2014)

ii. *Características técnico-econômicas das alternativas de geração elétrica:*

Com vistas à adaptação frente a impactos de mudanças climáticas, adotou-se as características apresentadas na tabela a seguir, baseadas em Nogueira et al. (2014). Foram adotadas curvas de aprendizagem que resultam em reduções nos custos das tecnologias de geração elétrica ainda não maduras, em especial para geração solar. De fato, entre as opções de geração de energia

elétrica, a geração solar destaca-se pela grande incerteza a respeito de tecnologias e custos futuros.

**Tabela 6: Características técnico-econômicas das opções de geração elétrica no MESSAGE-Brasil**

Opções Tecnológicas	Custo Capital	Custo Capital	Custos	Custos	Eficiência	Eficiência
	Atual	2040	Fixos e O&M Atuais	Fixos e O&M 2040	Atual	2040
	US\$/kW		US\$/kW/yr		%	%
<b>Usinas a Carvão<sup>1</sup></b>						
Carvão Brasileiro – FBC <sup>2</sup>	3.690	2.500	39	26	0.38	0.42
FBC com CCS	4.190	3.000	91	78	0.22	0.34
Carvão Importado – PC <sup>3</sup>	2.000	2.000	38	38	0.40	0.45
PC com CCS	2.500	2.500	89.9	89.9	0.23	0.36
IGCC	2.400	2.400	28	28	0.40	0.48
IGCC com CCS	2.600	2.600	54	54	0.35	0.42
<b>Gás Natural<sup>1</sup></b>						
Ciclo Aberto	800	600	20	20	0.35	0.38
Ciclo Combinado	1.190	1.000	13	11	0.50	0.55
Ciclo Combinado com CCS	3.091	3.091	23	23	0.43	0.43
<b>Nuclear<sup>1</sup></b>	<b>4.000</b>	<b>4.000</b>	<b>136</b>	<b>136</b>	<b>0.34</b>	<b>0.34</b>
<b>Solar</b>						
CSP (12 hrs termoacumulação) <sup>4</sup>	7.254	4.620	118	75	n.a.	n.a.
Fotovoltaico	4.300	1.878	51	22	n.a.	n.a.
<b>Eólica<sup>1</sup></b>	<b>1.810</b>	<b>1.547</b>	<b>42</b>	<b>36</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
<b>Hidroelétricas<sup>5</sup></b>						
Pequena (<30MW)	2.936	2.936	65	65	n.a.	n.a.
Média (>30MW; <300MW)	2.513	2.513	58	58	n.a.	n.a.
Grandes (>300MW)	2.091	2.091	52	52	n.a.	n.a.
<b>Biomassa<sup>1</sup></b>						
Turbinas de Contrapressão	0	1.000	93	93	0.25	0.25
CEST <sup>6</sup> – existentes	959	959	0	0	0.25	0.25
CEST – novas, com CCS	1.130	1.130	0	0	0.30	0.30
BIG/GT <sup>7</sup>	1.009	1.009	0	0	0.40	0.40

<sup>1</sup> Fonte: Borba et al. (2012), Hoffmann et al. (2012) e Rochedo e Szklo (2013b).

<sup>2</sup> *Fluidized Bed Combustion* (Combustão em leito fluidizado)

<sup>3</sup> *Pulverized Coal* (Carvão Pulverizado)

<sup>4</sup> *Concentrated Solar Power*; Fonte: IRENA (2012).

<sup>5</sup> Fonte: Lucena et al. (2010).

<sup>6</sup> *Condensing-Extraction Steam Turbine* (Turbina de condensação e extração)

<sup>7</sup> *Biomass Integrated Gasification/Gas Turbines* (Gasificação de biomassa integrada a turbina a gás)

n.a. – não aplicável.

### iii. Demanda de Energia Útil (não elétrica)

Conforme apresentado anteriormente, o modelo MESSAGE-Brasil otimiza o *mix* de fontes e tecnologias energéticas para atender a um vetor exógeno de demandas. Essas demandas ineridas no modelo resultam de um conjunto de modelos setoriais técnico-paramétricos que projetam a demanda de energia final ou útil até o horizonte de 2050. É importante notar que, a entrada do modelo corresponde a energia útil, exceto quando se trata de demanda por

eletricidade de uso cativo, ou seja, serviços energéticos que não podem ser atendidos por qualquer outra fonte de energia (por exemplo, eletrodomésticos, iluminação, motores elétricos em elevadores, etc.) Em se tratando de energia útil, a demanda aqui apresentada (Tabela 7) é menor que a o total de energia final consumida para atender a essa demanda. Isso ocorre, pois há uma penalidade energética da tecnologia de uso final que reduz a quantidade de energia que é de fato utilizada pelo usuário final (por exemplo, um forno que converte gás natural em energia térmica na indústria de cerâmica branca com eficiência de 65%).

**Tabela 7: Demandas por energia útil e eletricidade cativa utilizadas no MESSAGE-Brasil**

<b>Demanda</b>	<b>Final/Útil</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>	<b>2050</b>
Coque	Final	7655	11600	13245	14942	16852	19069	21562	22594	25595
Feedstock <sup>2</sup>	Final	8215	10475	10200	10378	10592	11135	10827	11877	14087
Transporte (Passageiro)	Útil	1549975	1932070	2340984	2623312	2843276	3047544	3253538	3396580	3389155
Transporte (Carga)	Útil	1156115	1361365	1613563	1898747	2218255	2572523	2960692	3380098	3825631
Motores (outros) <sup>3</sup>	Útil	375	489	583	695	828	993	1192	1429	1701
Açúcar	Final	31779	43516	45212	48434	51874	56316	61094	60004	69960
Agricultura	Útil	1637	2231	2608	3132	3759	4513	5416	6250	7145
Edificações - energia térmica	Útil	18477	18743	18886	18975	19086	19328	19514	19875	20311
Alimentos - energia térmica	Útil	16529	22780	25427	28476	31645	35413	39787	41114	45503
Cerâmica - energia térmica	Útil	1980	2622	2846	3112	3372	3682	4041	4071	4383
Cimento - energia térmica	Útil	1687	2344	2651	2967	3295	3677	4121	4247	4690
Mineração - energia térmica	Útil	949	1261	1331	1446	1560	1709	1880	1902	2067
Ferro - energia térmica	Útil	3768	5125	5646	6146	6643	7244	7928	7985	8619
Ligas - energia térmica	Útil	911	1235	1355	1475	1595	1739	1903	1917	2069
Não Ferrosos - energia térmica	Útil	2198	2893	3030	3345	3665	4065	4529	4639	5087
Outras Industrias - energia térmica	Útil	2296	3211	3667	4142	4639	5222	5906	6139	6835
Papel e Celulose - energia térmica	Útil	6649	8896	9511	10733	12013	13581	15421	16094	17974
Químico - energia térmica	Útil	4125	5627	6201	6968	7768	8809	10036	10507	11773
Têxtil - energia térmica	Útil	444	544	538	550	557	568	582	547	551

<sup>1</sup> Exclui energia elétrica para fins térmicos na indústria

<sup>2</sup> Usos não energéticos

<sup>3</sup> Motores não utilizados em transportes

### 3.5. Descrição dos Cenários de Linha de Base

Para fins deste estudo, foram gerados, como descrito anteriormente e apresentado na Tabela 1, dois cenários de Linha de Base, um para cada RCP (4.5 e 8.5), descritos a seguir.

#### 3.5.1. Cenário Base 8.5

O cenário de linha de base para o RCP 8.5 não assume qualquer esforço adicional para mitigar as emissões de gases de efeito estufa (GEEs) pelo setor energético brasileiro e serve de base para comparação para os cenários de mudança climática projetados para um forçamento radiativo de 8.5 w/m<sup>2</sup> no final do Século XXI. Segundo esse cenário, o sistema energético brasileiro segue uma trajetória de menor custo, sem considerar quaisquer restrições ao setor energético exceto às restrições de disponibilidade de recursos.

Tecnologias implantadas para atender o aumento projetado na demanda de energia são selecionadas predominantemente com base na eficiência econômica. Quaisquer políticas (como padronização de portfólio, códigos de construção, subsídios para renováveis) em execução antes do ano base (2010) estão, a princípio, incluídas no cenário base implícita ou explicitamente. Políticas a entrarem em execução, particularmente aquelas desenvolvidas para o cumprimento dos compromissos de Copenhagen, não estão incluídas.

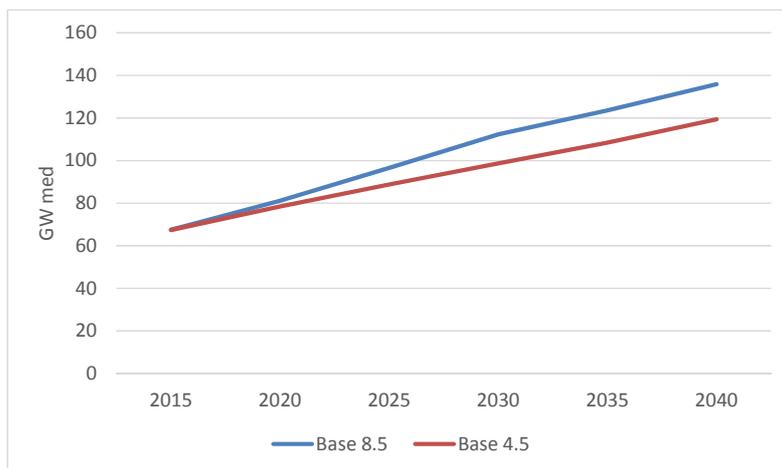
A expansão do setor elétrico na linha de base do RCP 8.5 segue as premissas e critérios apresentados nas seções anteriores.

#### 3.5.2. Cenário Base 4.5

A construção de um cenário de referência para o RCP 4.5 prevê algum esforço de mitigação das emissões de GEE pelo Brasil. Obviamente, dado o peso pequeno das emissões Brasileiras dentro do total mundial, seria possível que o Brasil não fizesse nenhum esforço de mitigação (o que levaria seu sistema energético a tender na direção daquele do RCP 8.5) e, ainda sim, usufrísse do benefício de uma menor alteração climática (compatível com o forçamento radiativo do RCP 4.5). Contudo, essa assunção significa que o Brasil estivesse na contramão do esforço global de mitigação das mudanças climáticas, o que não é razoável visto o papel que o país teve nas negociações climáticas até o momento. Ademais, não garantir a consistência entre os cenários climáticos e energéticos impede que se faça uma análise integrada e comparativa das opções de mitigação e adaptação do setor energético.

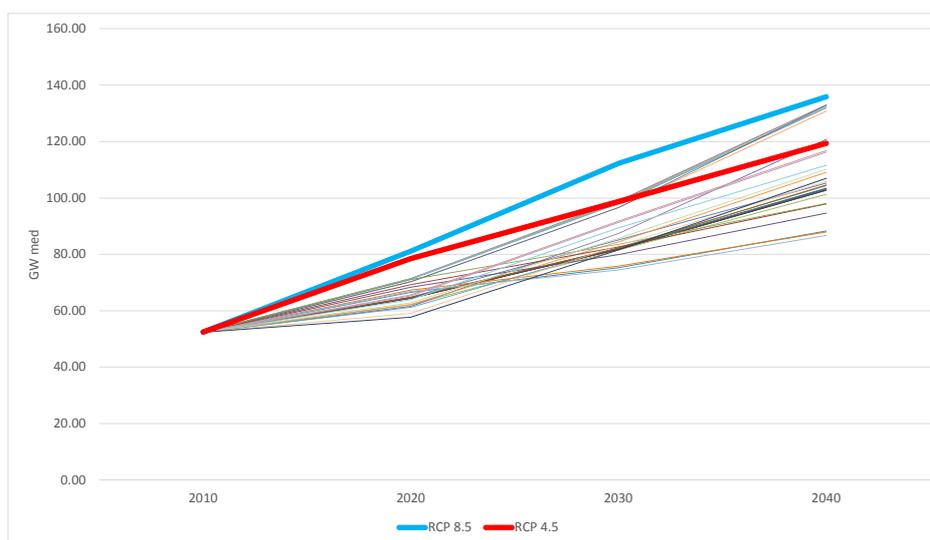
Portanto, buscou-se uma consistência entre os cenários climáticos do RCP 4.5 com os cenários energéticos, assumindo que no cenário Baseline RCP 4.5 o Brasil faz algum esforço de mitigação. Entretanto, a definição da intensidade desse esforço não é trivial.

No curto prazo, assumiu-se que a mitigação se daria essencialmente por opções de eficiência energética e penetração de geração solar distribuída. Assim, no cenário RCP 4.5, adotou-se uma redução considerável da demanda de eletricidade como a principal alternativa de mitigação. A Figura 12 compara os dois cenários de demanda.



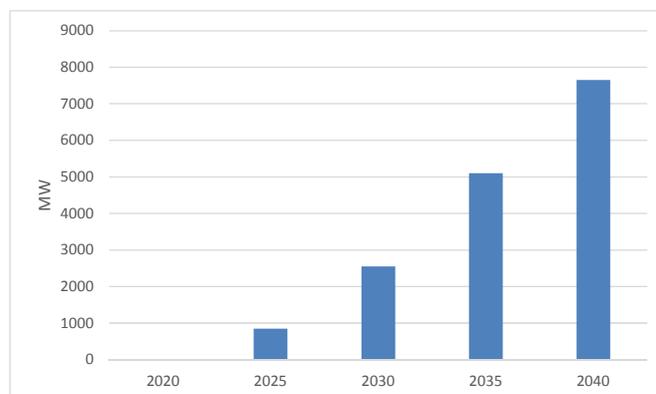
**Figura 12: Comparação dos cenários de demanda RCP 8.5 e RCP 4.5**

Segundo os cenários aqui utilizados, a demanda elétrica no cenário RCP 4.5 chegaria, em 2030 com valores 12% menores do que a do RCP 8.5, mantendo esse percentual até 2040. Esse potencial está dentro da faixa de redução na demanda elétrica brasileira projetado por um conjunto de modelos internacionais comparados em Lucena et al. (2015). De fato, o cenário de linha de base para o RCP 8.5 assume um crescimento da demanda bastante forte, o que, por sua vez, indica que haveria uma grande gama de possibilidades de redução seja através de medidas de eficiência energética ou mesmo mudanças estruturais na economia que induzam a uma intensidade energética do PIB mais baixa, como um crescimento econômico voltado para o setor de serviços.



**Figura 13: Comparação dos cenários de demanda RCP 8.5 e RCP 4.5 com cenários internacionais para o Brasil avaliados por Lucena et al. (2015)**

Para geração solar distribuída, assumiu-se a penetração do cenário de taxa alta do projeto “Construção de Cenários para a Matriz Energética Brasileira em Função do Preço do Carbono”, também contratado pela SAE. A Figura 14 ilustra esses valores.



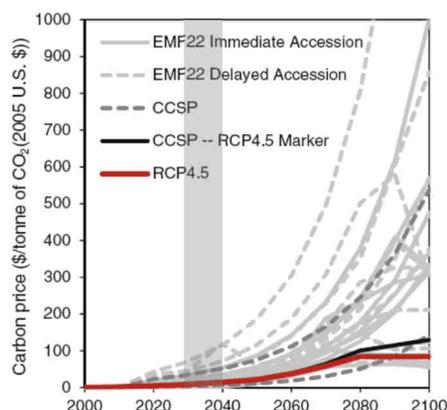
**Figura 14: Penetração de geração solar distribuída no cenário RCP 4.5 - MW**

Após 2030, adotou-se um preço de carbono como uma forma de internalizar o esforço de mitigação no sistema energético brasileiro. Assim, após 2030, no cenário Baseline RCP 4.5:

- i. Tecnologias implantadas para atender o aumento projetado na demanda de energia são selecionadas predominantemente com base na eficiência econômica;
- ii. Custos de CO<sub>2</sub> no valor de 100 US\$/tCO<sub>2</sub> são aplicados sobre as economias regional e global considerando todos os gases de efeito estufa (vide discussão abaixo);
- iii. Os preços de CO<sub>2</sub> devem ser aplicados sobre todas as regiões e sobre todos os setores energéticos; e
- iv. Para gases de efeito estufa que não o CO<sub>2</sub>, são aplicados os coeficientes do IPCC AR4 (IPCC AR4 *100-year Global Warming Coefficients*).

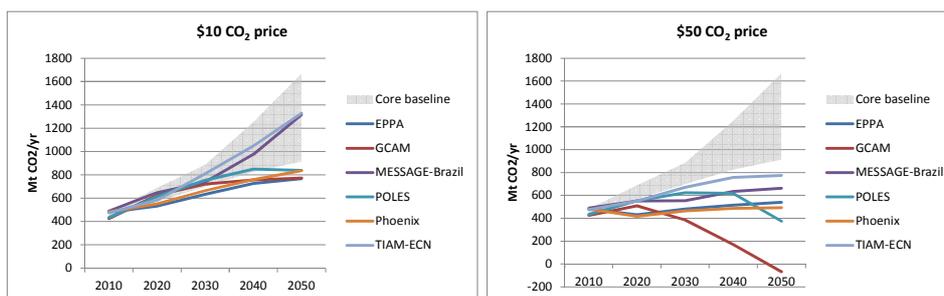
A definição do preço de carbono equivalente a um esforço de mitigação compatível com o RCP 4.5 não é trivial. A evolução das emissões de GEE que levarão a concentrações desses gases na atmosfera e, portanto, a um forçamento radiativo de 4.5 W/m<sup>2</sup> depende fundamentalmente da: evolução da atividade econômica mundial até o final do século; evolução demográfica mundial até o final do século; evolução das tecnologias de baixo carbono e seus custos; alocação de metas de redução de emissões entre os países; evolução das emissões de GEE a partir de fontes não energéticas (como desmatamento, agricultura, processos industriais e resíduos), taxa de desconto, etc. O comportamento futuro desses componentes, por sua vez, determinará os preços de carbono que levariam as emissões mundiais ao forçamento radiativo do RCP 4.5. Assim, em cenários com menor crescimento econômico, menores custos para tecnologias de baixo carbono e cooperação para mitigação em nível mundial o preço de carbono que levaria ao RCP 4.5 seria menor que em um cenário de alto crescimento, altos custos tecnológicos e pouca cooperação.

Para que se possa estimar um preço de carbono equivalente ao RCP 4.5 é necessário um modelo que simule o ciclo de carbono em escala mundial, o que não está disponível para este trabalho. Thomsom et al. (2011) apresentam uma revisão de estudos que utilizaram modelos globais para calcular preços de carbono equivalentes ao RCP 4.5, conforme mostrado na figura abaixo. É importante notar a grande dispersão de resultados, que se dão fundamentalmente em função das premissas com relação aos componentes supracitados.



**Figura 15: Preços de carbono equivalentes ao RCP 4.5 segundo diferentes estudos**  
 Fonte: Thomsom et al. (2011)

Analogamente, conforme visto por Lucena et al. (2015), o mesmo valor de preços de carbono surtirá efeitos diferentes sobre as emissões Brasileiras para diferentes cenários (socioeconômicos e tecnológicos) e modelos energéticos (Figura 15).



**Figura 16: Efeito de preços de carbono sobre as emissões do sistema energético brasileiro**  
 Fonte: Lucena et al. (2015)

Portanto, a escolha do valor de taxa utilizado para mimetizar o RCP 4.5 no sistema energético brasileiro está sujeito a grandes incertezas. Conforme mostra a Figura 15, os preços estimados na literatura em 2040 variam de cerca de 20 USD/tCO<sub>2</sub> até cerca de 150 USD/tCO<sub>2</sub>. Dado essa incerteza e o fato de que, conforme mostra Lucena et al. (2015), os modelos que simularam os

efeitos de preços de carbono no sistema energético brasileiro até 2050 indicam que valores baixos não influem em grande medida na composição do sistema, optou-se por utilizar um valor próximo ao limite superior do intervalo mostrado pela Figura 15.

ETP (2015) corrobora com esse resultado afirmando que uma política forte de precificação de carbono é um componente chave para alcançar um cenário de dois graus Celsius, próximo do RCP 4.5. Ainda segundo o estudo, o valor dessa taxa seria de 100 US\$/tCO<sub>2</sub> em 2030, chegando a 170 US\$/tCO<sub>2</sub> em 2050. Portanto, neste estudo adotou-se uma taxa de 100 US\$/tCO<sub>2</sub> entre o período 2030-2040, seguindo ETP (2015).

Adicionalmente, Lucena et al. (2015) identificaram vários componentes críticos de cenários de mitigação que podem gerar incertezas sobre os cenários futuros. Nesse sentido, ressalta-se uma tecnologia em específico que optou-se, neste estudo, por não considerar: a captura e o armazenamento de carbono (CCS). O CCS é um componente tecnológico que se associa a fontes fósseis e garante que as restrições de emissões de GEE sejam atendidas com essas fontes, na medida em que o carbono emitido por elas é capturado e armazenado.

Apesar dessa tecnologia ser consistentemente selecionada e demasiadamente importante nas decisões de taxaço e metas de emissões avaliadas por Lucena et al., (2015), existe uma grande incerteza acerca da aceitação e disponibilidade desta tecnologia no futuro próximo. Rochedo (2011) discute como as incertezas em torno no CCS envolvem esferas tecnológicas, econômicas, regulatórias e sócio-políticas.

Resumidamente, o problema é descrito como um ciclo vicioso, onde o investimento atual em CCS não ocorre porque é muito alto. No entanto, é amplamente apresentada uma forte expectativa acerca da perspectiva de redução de custo das opções de CCS no longo prazo. O problema é que o avanço tecnológico não ocorrerá sem o investimento para desenvolvimento tecnológico no presente. Em outras palavras, adiar os investimentos em CCS entra em conflito com a expectativa de sucesso futuro do CCS (Rochedo, 2011).

Desta forma, o CCS é compreendido como uma opção que, de um lado, o modelo seleciona fortemente para atingir menores níveis de emissões e, de outro, é uma tecnologia com grandes incertezas e riscos que podem adiar ou inviabilizar sua aplicação no futuro. Portanto, um futuro em que não seja possível ou viável investir na tecnologia de CCS deve ser investigado. Desta forma, será possível verificar qual a capacidade do sistema energético brasileiro de reduzir suas emissões de GEE na ausência de uma estrutura regulatória ou infraestrutura para utilização do CCS.

## 4. Resultados para os Cenários de Linha de Base

A seguir são apresentados os resultados dos cenários de linha de base. Os resultados são apresentados em termos de energia primária, geração elétrica e emissões.

### 4.1. Cenários Base 8.5

#### 4.1.1. Resultados Gerais

No cenário Base 8.5, o consumo de energia primária cresce a uma taxa média de 2,25% ao ano até 2040 (Figura 17). O modelo indica, em uma solução de mínimo custo, que as fontes fósseis tendem a ganhar espaço no país. Percebe-se um aumento na participação de fontes fósseis na matriz energética brasileira, em especial do carvão mineral e do gás natural. O consumo de óleo, também cresce até 2040, porém a uma taxa mais baixa em função de ganhos de eficiência no setor de transportes.

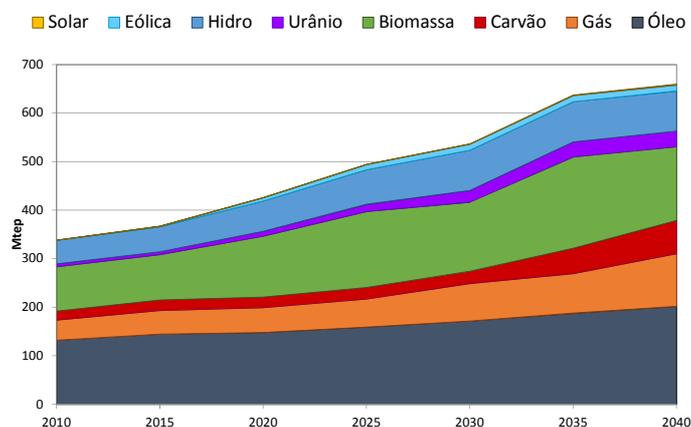
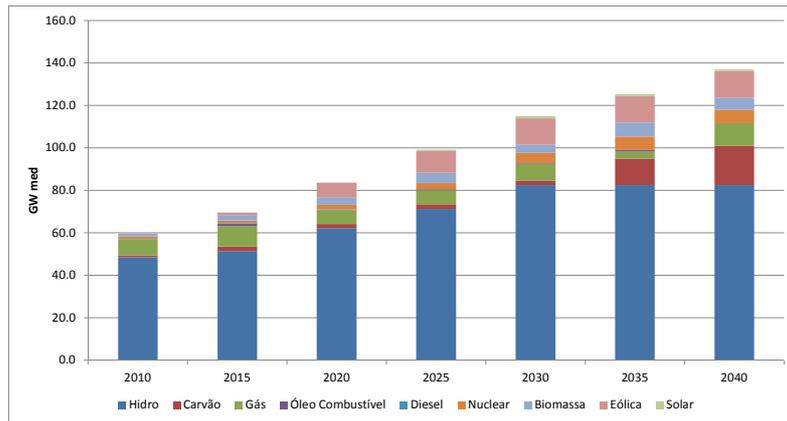


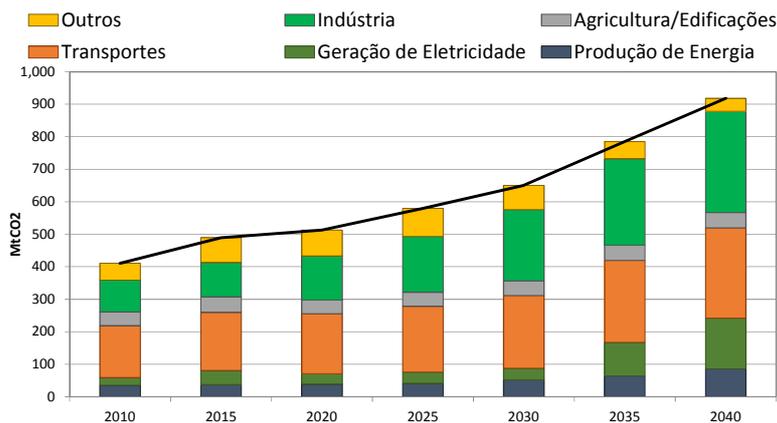
Figura 17: Energia primária no Cenário Base 8.5 (Mtep)

O aumento no uso do carvão ocorre devido ao aumento no uso dessa fonte para geração elétrica a partir de 2030, conforme mostra a Figura 18. Essa geração inclui principalmente carvão importado em plantas de carvão pulverizado.



**Figura 18: Geração elétrica no Cenário Base 8.5 (GW médios)**

Como resultado do aumento no uso de carvão mineral para geração elétrica, esse segmento aumentaria suas emissões de CO<sub>2</sub> após 2035. A indústria passaria a ser o setor com maiores emissões, ultrapassando o setor de transportes (Figura 19).

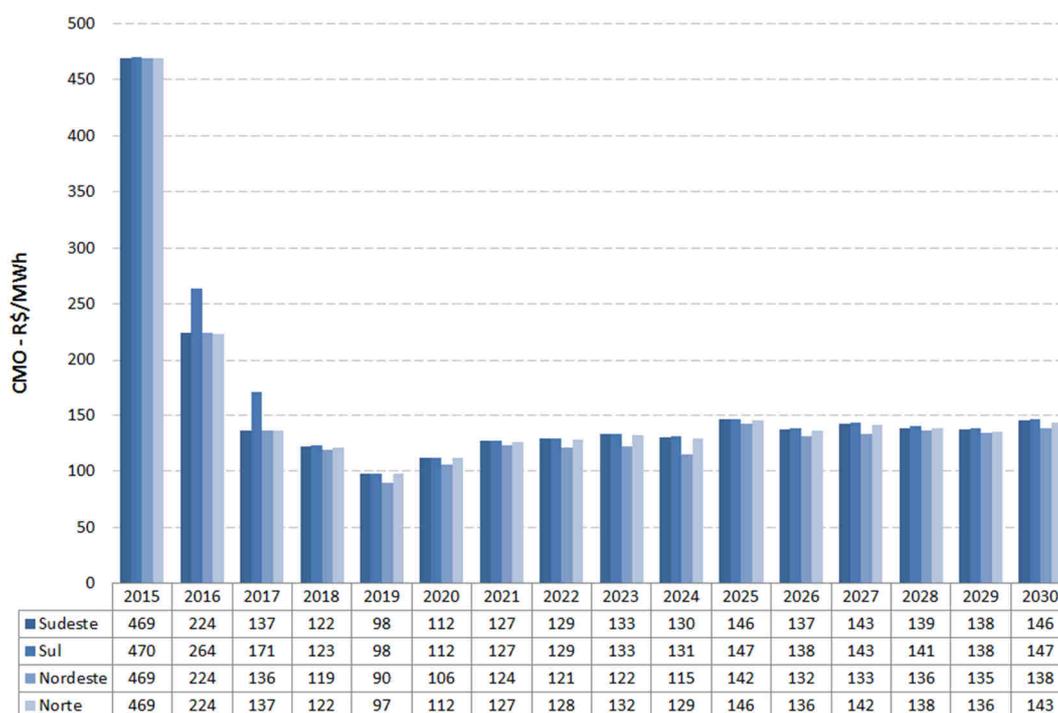


**Figura 19: Emissões no Cenário Base 8.5 (MtCO<sub>2</sub>)**

#### 4.1.2. Resultados da Operação do SIN

Dados os cenários de oferta e demanda, foi realizada uma simulação operativa do sistema para cálculo do Custo Marginal de Operação (CMO) para cada submercado. Para tal, foi utilizado o modelo de despacho hidrotérmico com restrições de transmissão SDDP, desenvolvido pela PSR. O modelo SDDP representa em detalhe as características físicas, operativas e comerciais do sistema brasileiro.

A figura a seguir mostra a projeção do valor esperado dos custos marginais de operação (CMOs) para cada ano resultante.



**Figura 20: Custo marginal de operação médio – Cenário Base 8.5**

Observa-se valores altos de CMO nos anos de 2015 e 2016, consequência não somente da baixa afluência verificada no período úmido 2013/2014 como também por problemas estruturais, como o fator de fricção das hidrelétricas.

Os CMOs se mostram mais baixos a partir de 2017 onde as usinas atrasadas e nova oferta dos leilões recentes entram no horizonte de simulação. De 2019 a 2023 observam-se preços da ordem de 120 R\$/MWh, e no horizonte de mais longo prazo os CMOs se mantêm em torno de 140 R\$/MWh, com a folga entre oferta e demanda em torno de 2,0%.

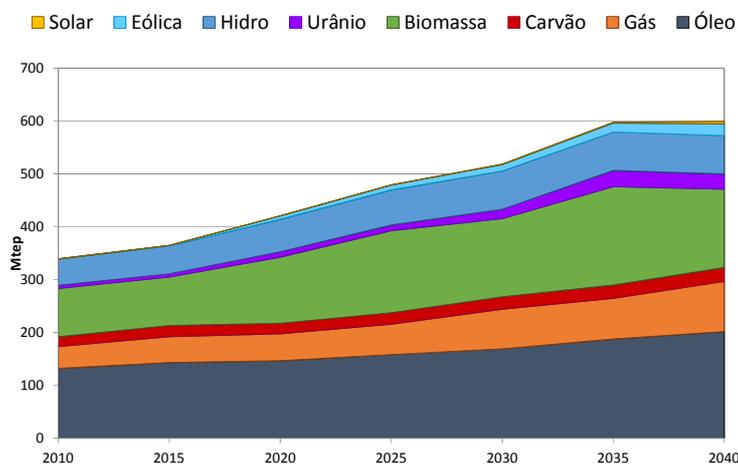
## 4.2. Cenários Base 4.5

### 4.2.1. Resultados Gerais

Conforme descrito anteriormente, o cenário Base 4.5 incorpora ao cenário RCP 8.5 uma forte penetração de eficiência energética, assim como um preço de carbono de forma a internalizar no resultado do modelo um esforço de mitigação que seja compatível com o RCP 4.5. Adicionalmente, no cenário Base 4.5 assume-se que a tecnologia de CCS não está disponível como uma opção de mitigação de GEE.

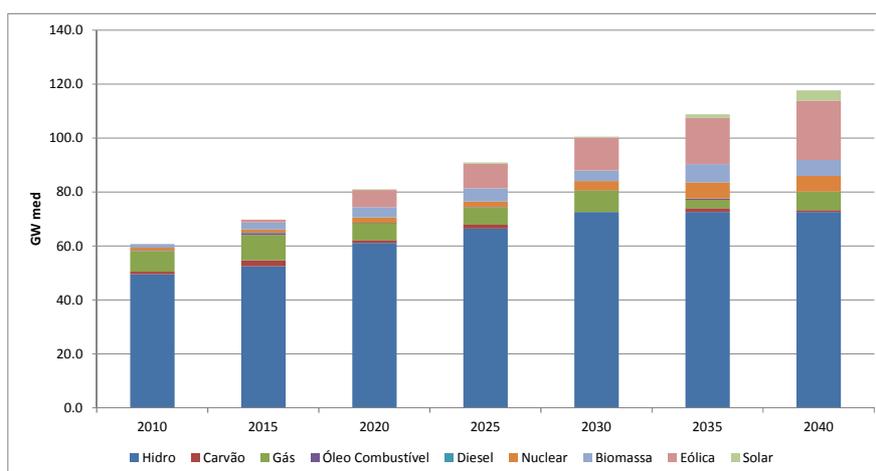
Neste cenário, o consumo de energia primária cresce a uma taxa um pouco inferior ao Base 8.5: média de 1,92% ao ano até 2040 (Figura 17). O modelo indica, uma redução no consumo de carvão mineral após 2030, quando comparado ao cenário RCP 8.5. Isso ocorre por conta da

internalização do custo de carbono associado a um cenário de mitigação das emissões de GEE. Em contrapartida, a penetração de energia eólica e solar aumentam. O consumo de óleo, cresce até 2040, porém a uma taxa mais baixa em função de ganhos de eficiência no setor de transportes. O consumo de gás natural permanece crescendo no ritmo do cenário RCP 8.5, sendo consumido na geração elétrica e na indústria.



**Figura 21: Energia primária no Cenário Baseline RCP 4.5 (Mtep)**

Em termos de geração elétrica (Figura 22), no cenário RCP 4.5 há uma maior penetração de fontes renováveis repondo a expansão a carvão prevista no cenário RCP 8.5. Em especial, o modelo identifica a energia hidrelétrica, eólica, solar (fotovoltaica distribuída) e da biomassa como alternativas renováveis ao carvão. Observa-se, entretanto, que o gás natural ainda mantém um papel importante na geração elétrica, apesar de pequeno em termos absolutos. Isso se deve a necessidade de uma fonte flexível ao considerar-se uma grande penetração de fontes variáveis, como solar e eólica.



**Figura 22: Geração elétrica no Cenário Baseline RCP 4.5 (GW médios)**

Como consequência da redução no consumo energético, redução no uso do carvão e aumento no uso de fontes renováveis, as emissões no cenário Baseline RCP 4.5 crescem mais lentamente do que no cenário RCP 8.5, conforme mostra a Figura 23.

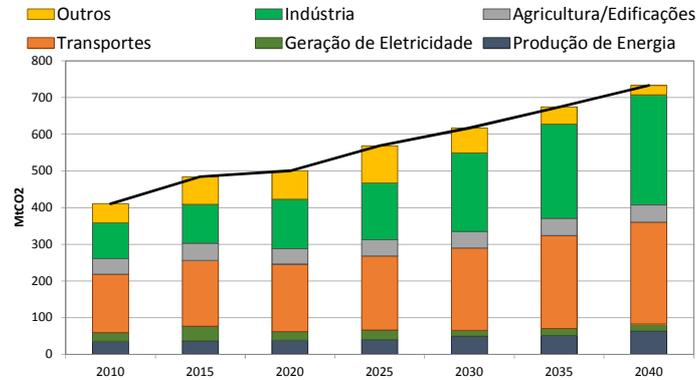


Figura 23: Emissões no Cenário Baseline RCP 4.5 (MtCO<sub>2</sub>)

#### 4.2.2. Resultados da Operação do SIN

A figura a seguir mostra a projeção do valor esperado dos custos marginais de operação (CMOs) para cada ano no cenário Base 4.5.

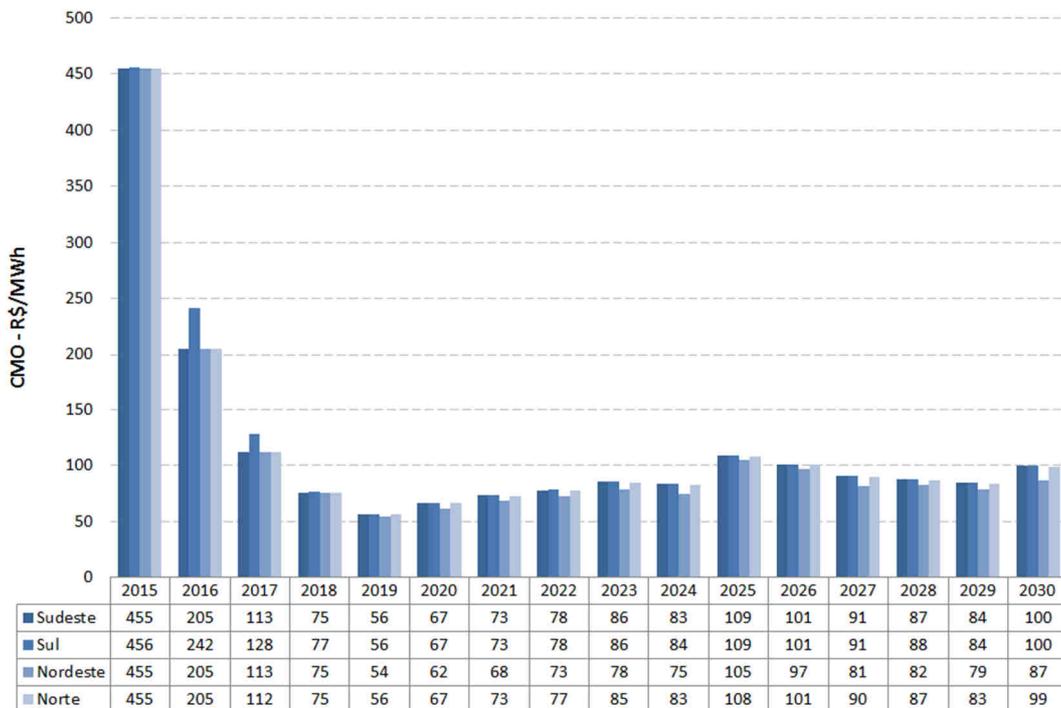


Figura 24: Custo marginal de operação médio – Cenário Base 4.5

Observa-se valores altos de CMO nos anos de 2015 e 2016, consequência não somente da baixa afluência verificada no período úmido 2013/2014 como também por problemas estruturais, como o fator de fricção das hidrelétricas.

Os CMOs se mostram mais baixos a partir de 2017 onde as usinas atrasadas e nova oferta dos leilões recentes entram no horizonte de simulação. De 2019 a 2023 observam-se preços da ordem de 80 R\$/MWh, e no horizonte de mais longo prazo os CMOs se mantêm em torno de 100 R\$/MWh, com a folga entre oferta e demanda em torno de 2,0%.

A queda no CMO com relação ao cenário Base 8.5 se dá fundamentalmente devido à menor demanda elétrica adotada no cenário.

## 5. Resultados para os Cenários de Impactos Climáticos

Essa seção apresenta os resultados dos cenários que incorporam impactos de mudanças do clima sobre a geração de energia hidroelétrica no país conforme as projeções dos modelos climáticos globais HadGEM e MIROC, com *downscaling* pelo ETA.

### 5.1. Cenários Hidrológicos HadGEM

Os resultados de hidrologia fornecidos à equipe de energia mostram uma tendência de queda na vazão média na maior parte das bacias hidrográficas brasileiras.

A título de comparação, as figuras abaixo comparam, para os postos de vazão de Furnas, Sobradinho, Itaipu e Tucuruí, as vazões naturais históricas com as projetadas pelo INPE/FUNCEME a partir de um modelo chuva-vazão combinado com o modelo climático HadGEM. Em todos os casos observa-se uma mudança dramática (“descontinuidade”) nas vazões projetadas, quando comparadas com as históricas (redução entre 38% e 57% do valor médio).

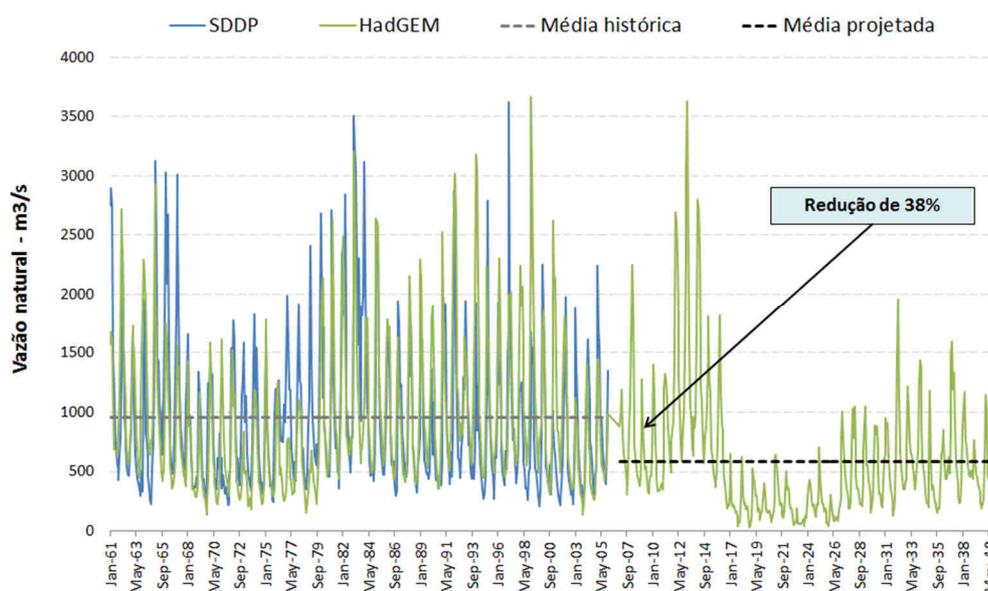


Figura 25: Vazão natural UHE Furnas (HadGEM RCP 8.5)

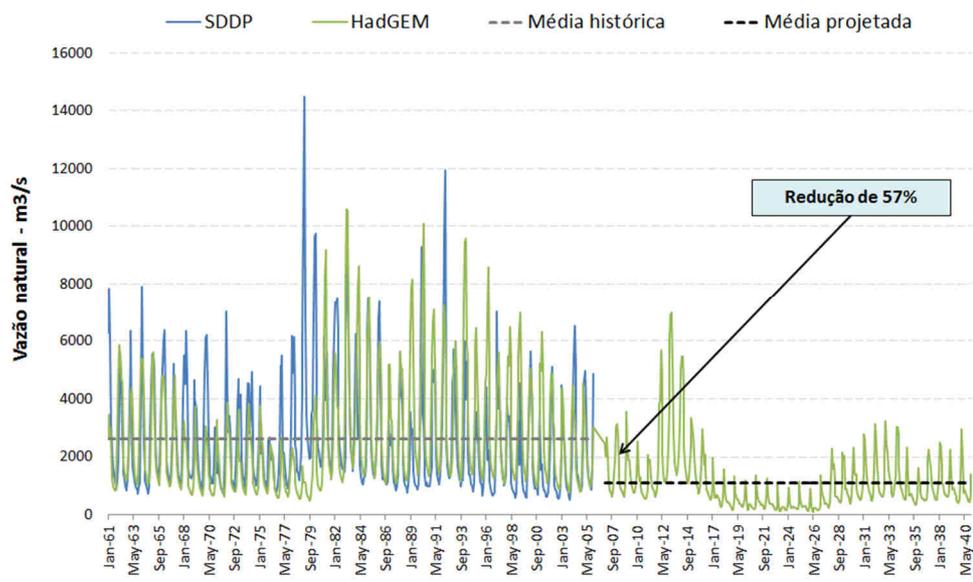


Figura 26: Vazão natural UHE Sobradinho (HadGEM RCP 8.5)

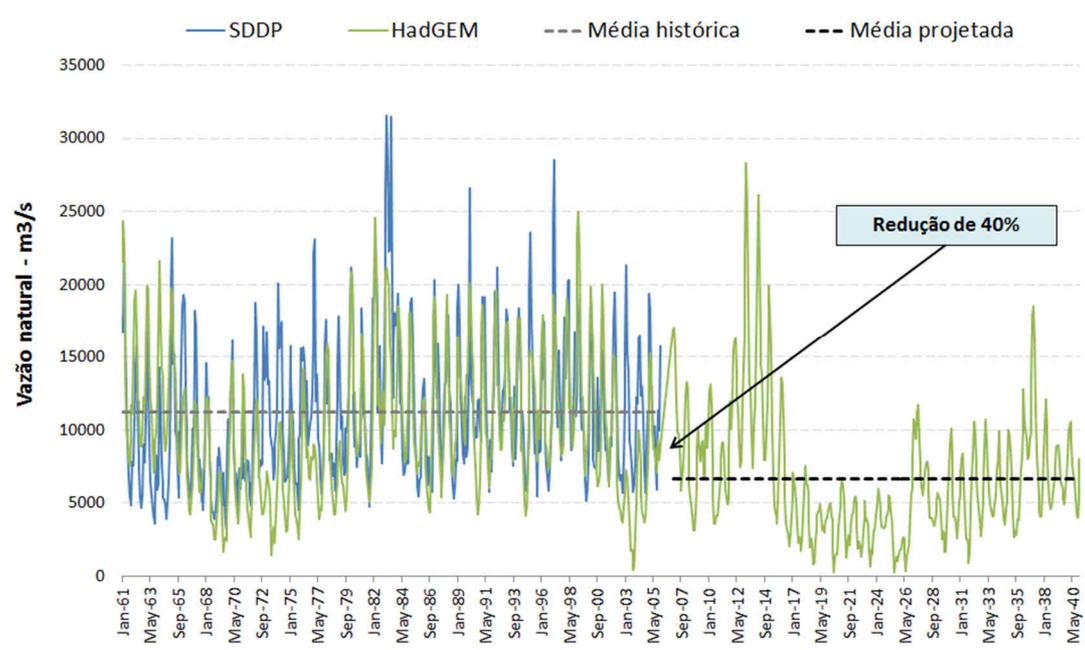


Figura 27: Vazão natural UHE Itaipu (HadGEM RCP 8.5)

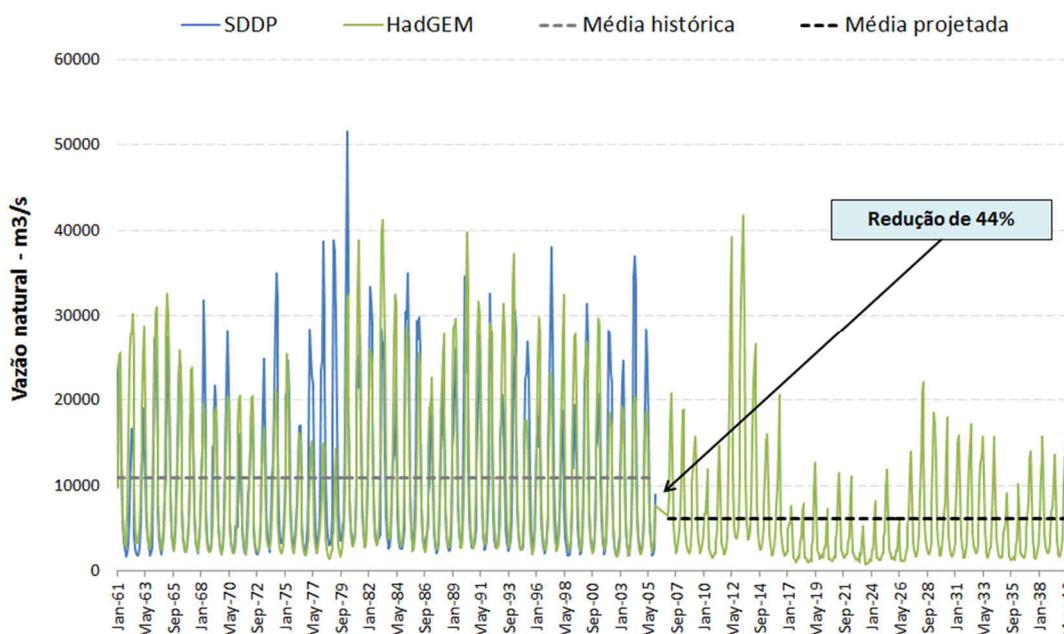


Figura 28: Vazão natural UHE Tucuruí (HadGEM RCP 8.5)

Como resultado, esperam-se impactos negativos de ordem significativa para a operação do sistema, o que, por sua vez, geraria a necessidade de medidas adaptativas para evitar déficits de energia.

## 5.2. Cenários Hidrológicos MIROC

Assim como no modelo HadGEM, os resultados de hidrologia fornecidos à equipe de energia mostram uma tendência de queda na vazão média na maior parte das bacias hidrográficas brasileiras.

A título de comparação, as figuras abaixo comparam para os postos de vazão de Furnas, Sobradinho, Itaipu e Tucuruí as vazões naturais históricas com as projetadas pelo INPE / FUNCEME a partir de um modelo chuva vazão combinado com o modelo climático MIROC. Em todos os casos observa-se uma mudança significativa, porém menos dramática que no caso do modelo HadGEM nas vazões projetadas quando comparadas com as históricas (redução média entre 12% e 32%).

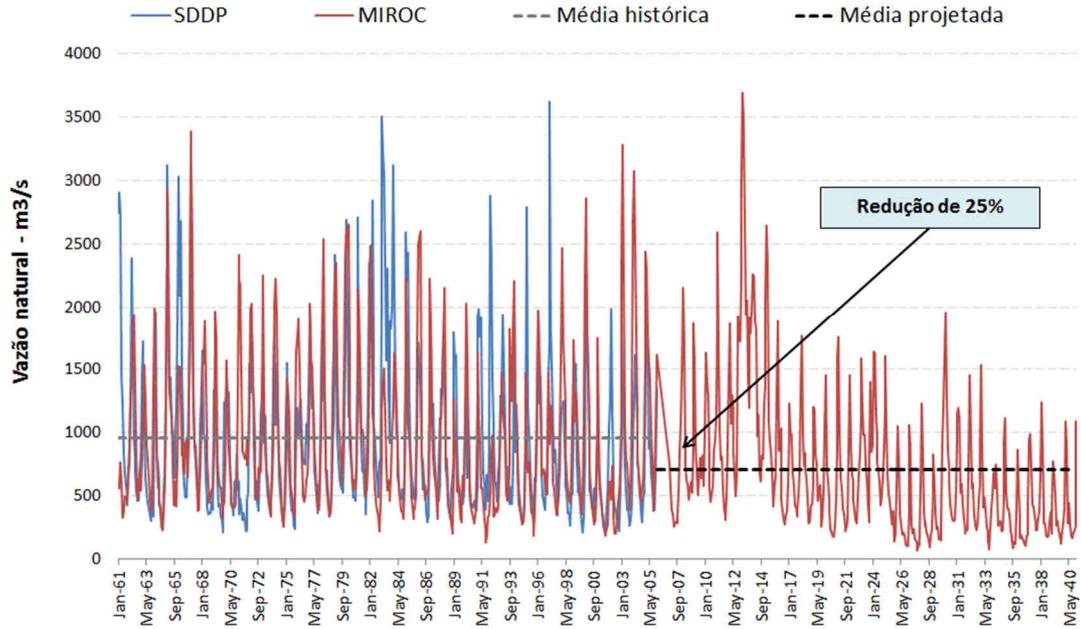


Figura 29: Vazão natural UHE Furnas (MIROC RCP 8.5)

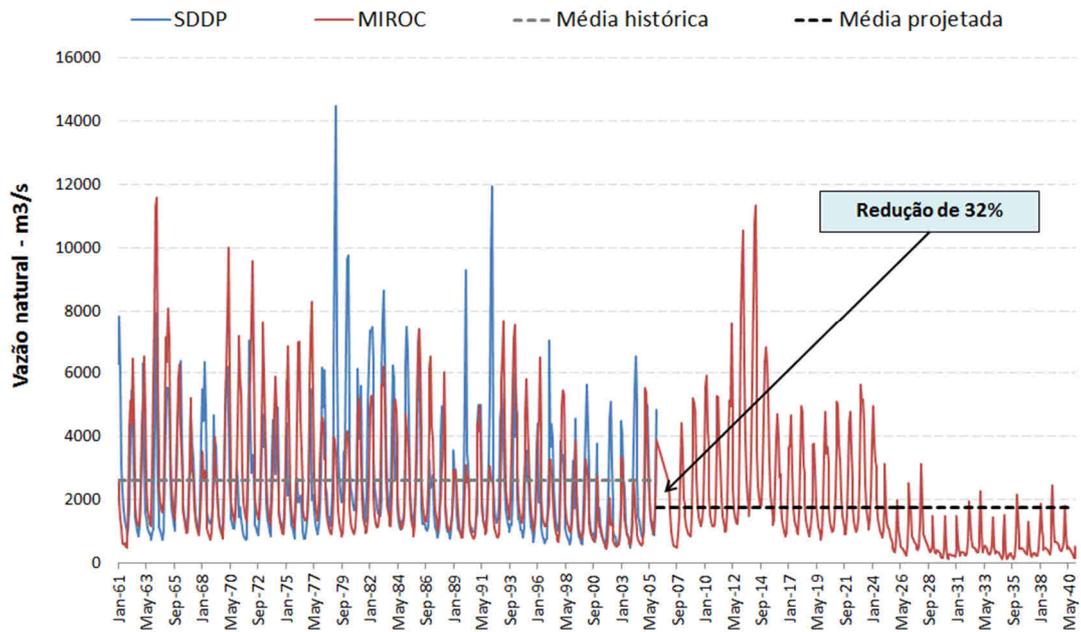


Figura 30: Vazão natural UHE Sobradinho (MIROC RCP 8.5)

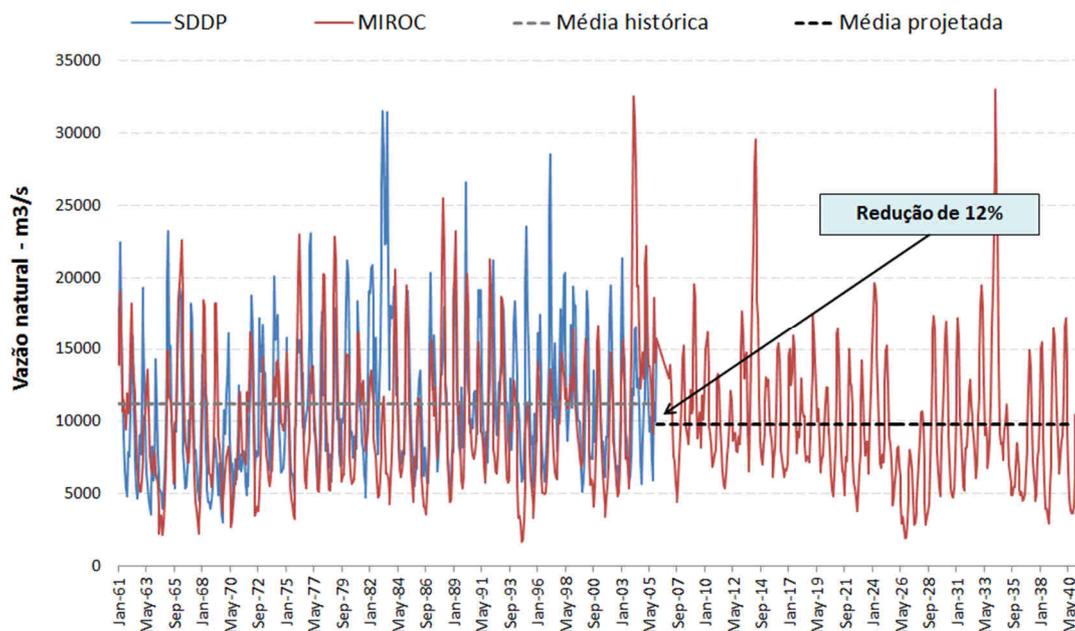


Figura 31: Vazão natural UHE Itaipu (MIROC RCP 8.5)

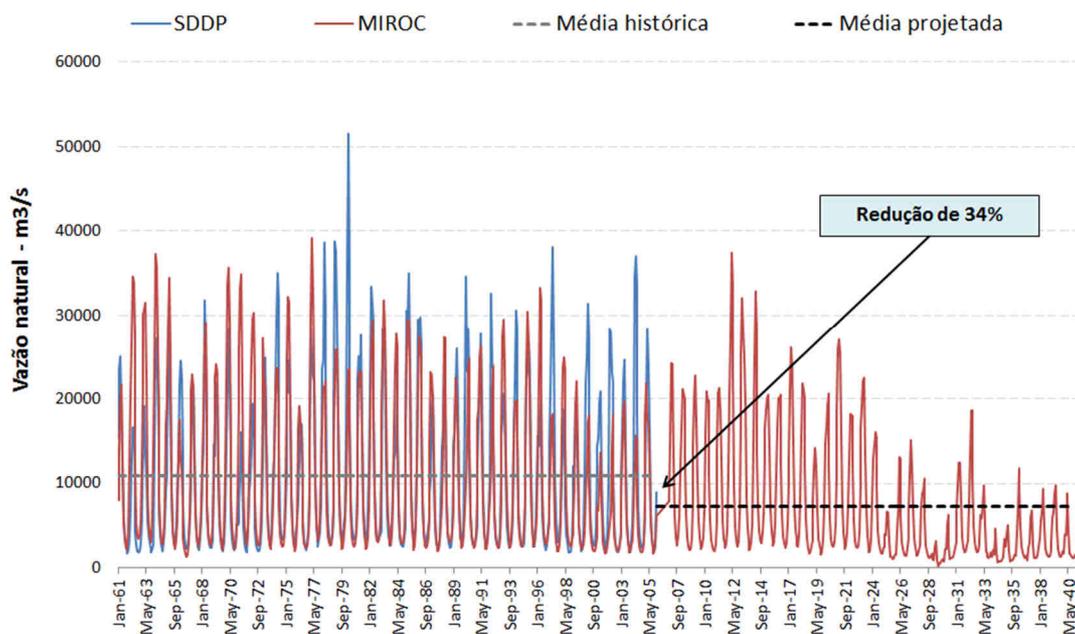


Figura 32: Vazão natural UHE Tucuruí (MIROC RCP 8.5)

Dessa forma, assim como no modelo HadGEM, esperam-se impactos negativos para a operação do sistema, o que, por sua vez, geraria a necessidade de medidas adaptativas para evitar déficits de energia.

### 5.3. RCP 8.5

Os resultados são apresentados em três seções, a seguir: a primeira e a segunda apresenta os impactos projetados pelo modelo de operação SDDP com base nos cenários hidrológicos fornecidos ao grupo de energia; a terceira apresenta as opções de adaptação de mínimo custo calculadas pelo MESSAGE-Brasil com base na operação das hidroelétricas frente a alterações climáticas.

#### 5.3.1. Impactos HadGEM 8.5

A figura abaixo apresenta a comparação da Energia Natural Afluyente (ENA) do Sistema Interligado Nacional (SIN) em termos da média de longo termo (MLT) gerada para o RCP 8.5 a partir de duas projeções de vazões:

- 1) Projeções geradas a partir dos valores de média e desvio padrão das séries históricas referente a cada posto de vazão natural da configuração hidrelétrica; e
- 2) Projeções geradas a partir dos valores de média e desvio padrão gerados pelo modelo HadGEM no RCP 8.5 referente a cada posto de vazão natural da configuração hidrelétrica.

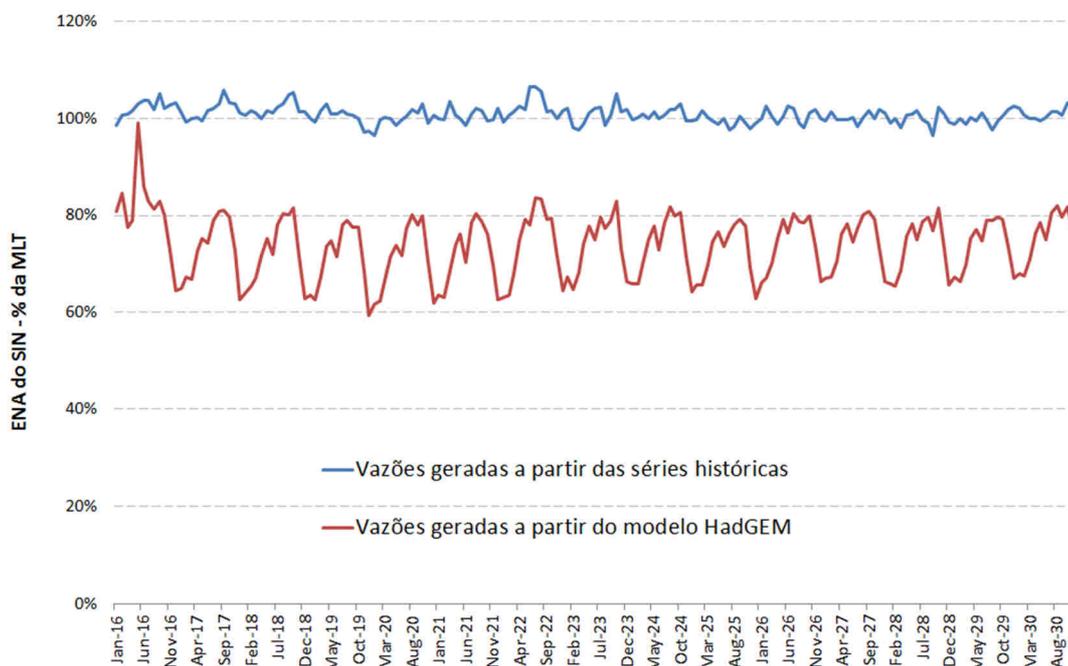


Figura 33: Energia Natural Afluyente (ENA) do SIN – HadGEM 8.5

Observa-se que as vazões geradas pelo modelo HadGEM levam a uma ENA média do SIN cerca de 30% menor que no caso das vazões geradas pelo histórico. Com isso, observam-se CMOs

extremamente elevados, ou seja, situação onde o sistema não consegue atender a demanda, ocasionando cortes de carga.

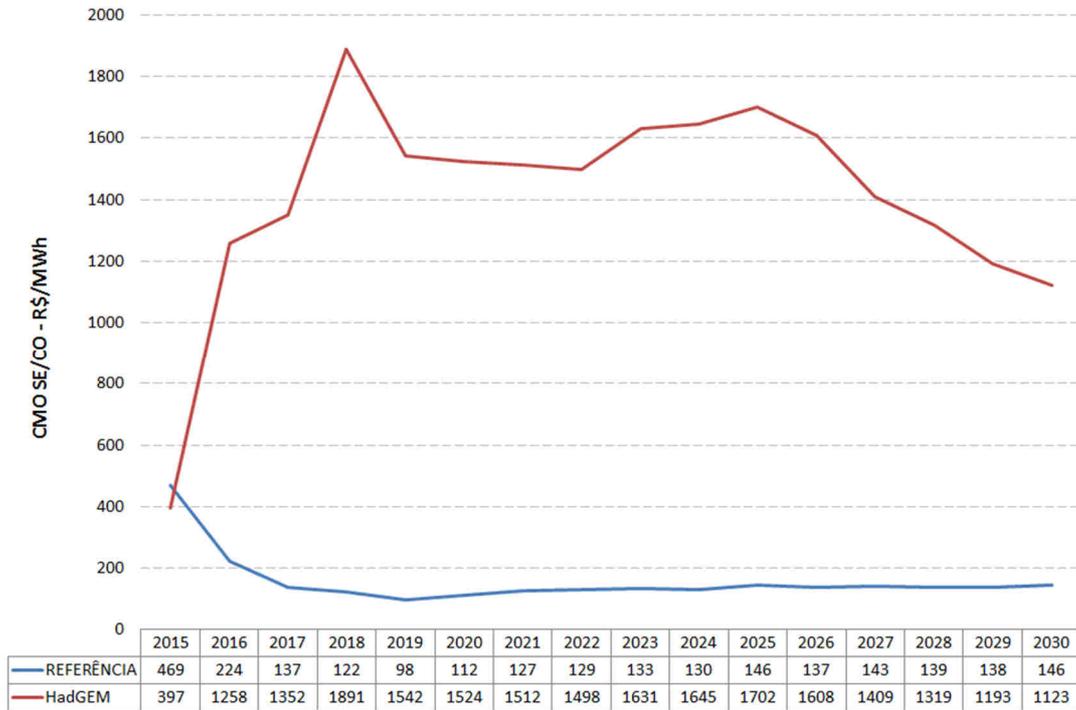


Figura 34: Custo Marginal de Operação (CMO) do Subsistema SE/CO – HadGEM 8.5

Os CMOs elevados se devem ao número de cenários hidrológicos com corte de carga. A figura abaixo compara o risco de qualquer déficit do subsistema SE/CO da simulação considerando as vazões geradas pelo modelo HadGEM com a simulação considerando as vazões geradas a partir do histórico.

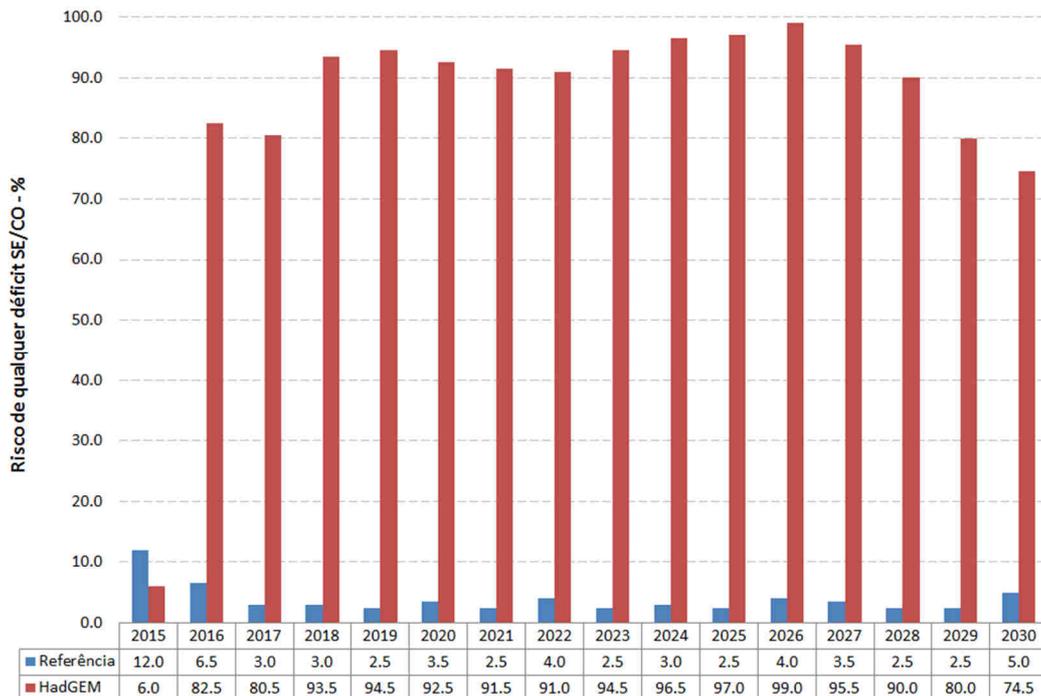


Figura 35: Risco de qualquer déficit do subsistema SE/CO – HadGEM 8.5

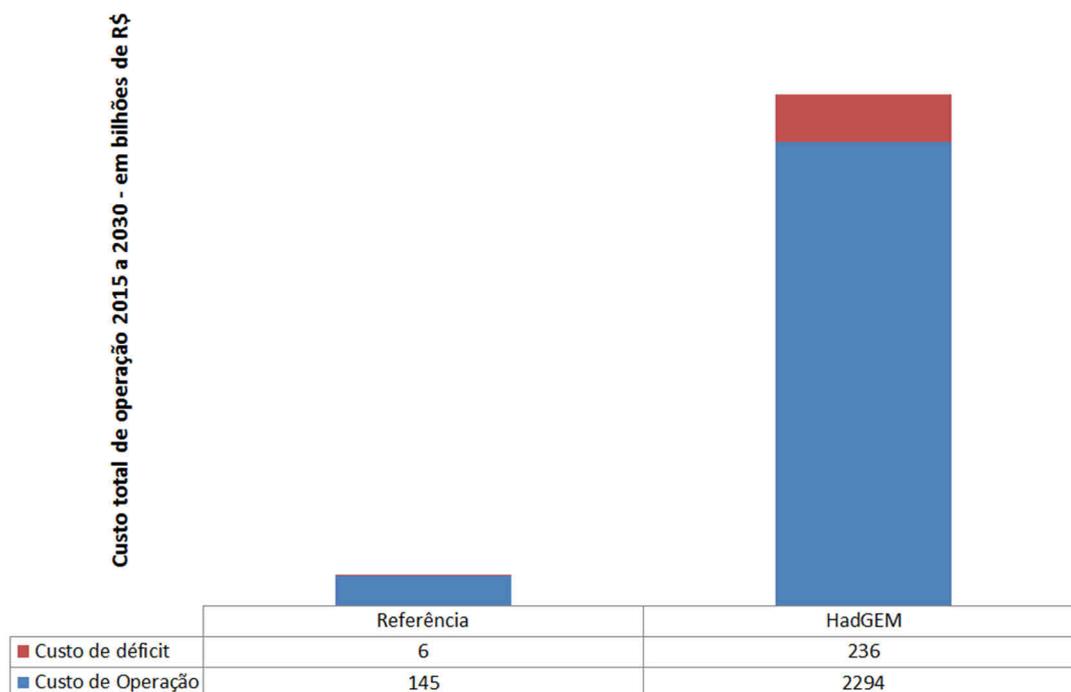


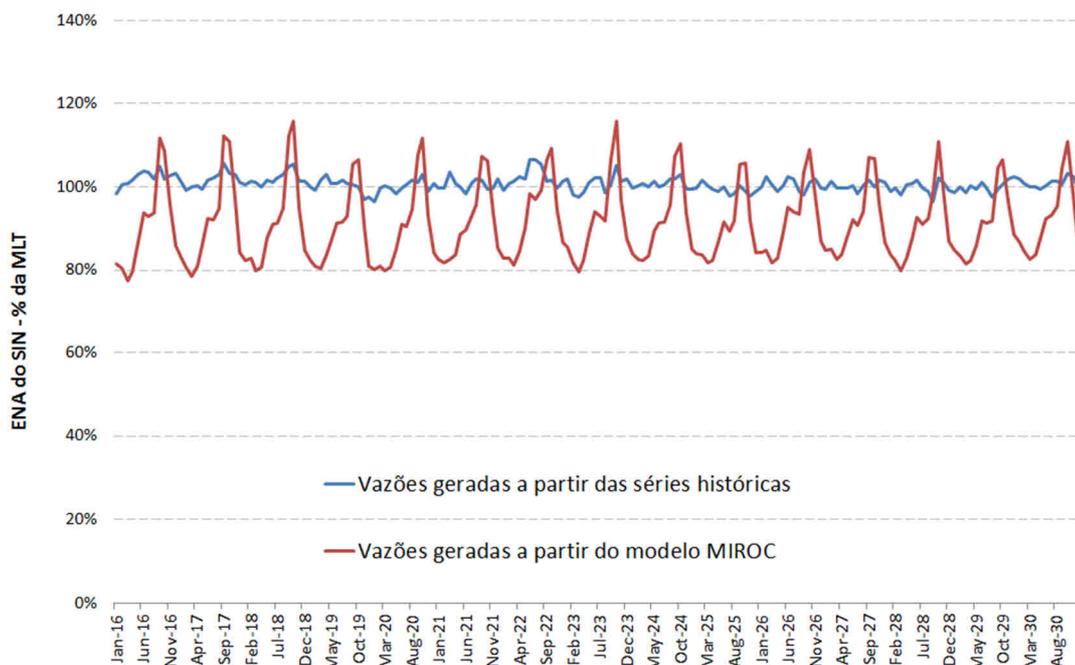
Figura 36: Custo Total de Operação – HadGEM 8.5

Assim, quando se compara o custo total de operação, o resultado da simulação com as vazões do modelo HadGEM é um custo total 16,7 vezes maior que no caso de linha de base, o que obviamente é um indicativo de um sistema desequilibrado estruturalmente. Seria necessária a contratação de uma energia adicional para restabelecer o equilíbrio para este caso de alteração climática, haja visto a dramática redução da disponibilidade de energia hidrelétrica.

### 5.3.2. Impactos MIROC 8.5

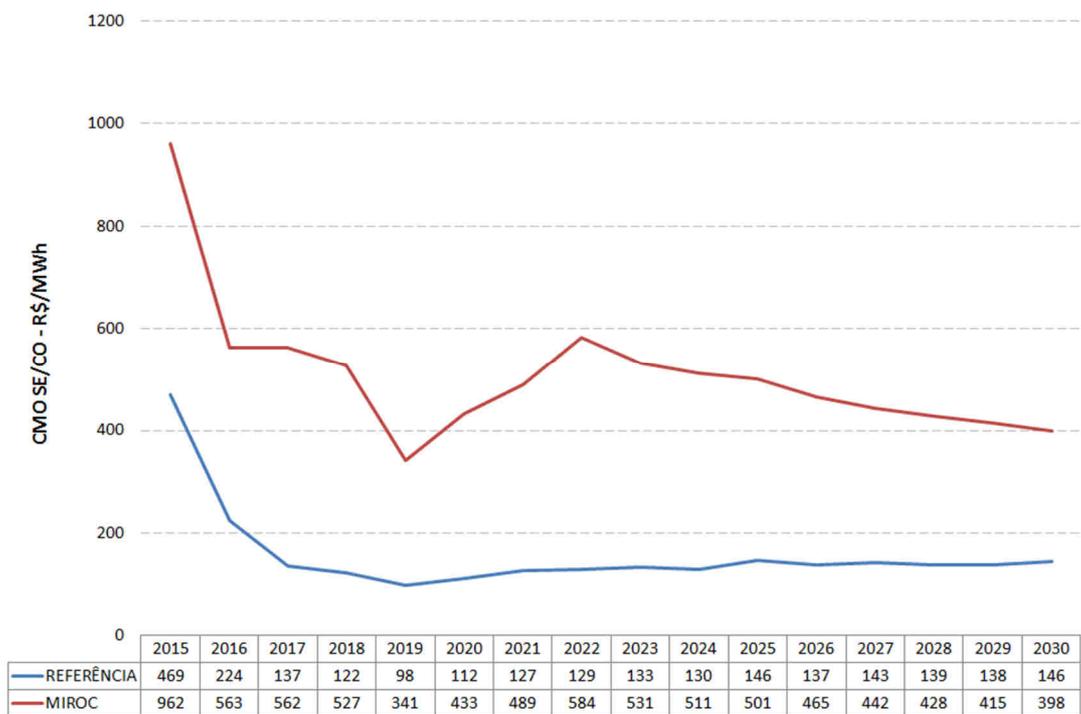
A figura abaixo apresenta a comparação da Energia Natural Afluente (ENA) do Sistema Interligado Nacional (SIN) gerada para o Cenário de Referência a partir de duas projeções de vazões:

- 1) Projeções geradas a partir dos valores de média e desvio padrão das séries históricas referente a cada posto de vazão natural da configuração hidrelétrica; e
- 2) Projeções geradas a partir dos valores de média e desvio padrão gerados pelo modelo MIROC no RCP 8.5 referente a cada posto de vazão natural da configuração hidrelétrica.



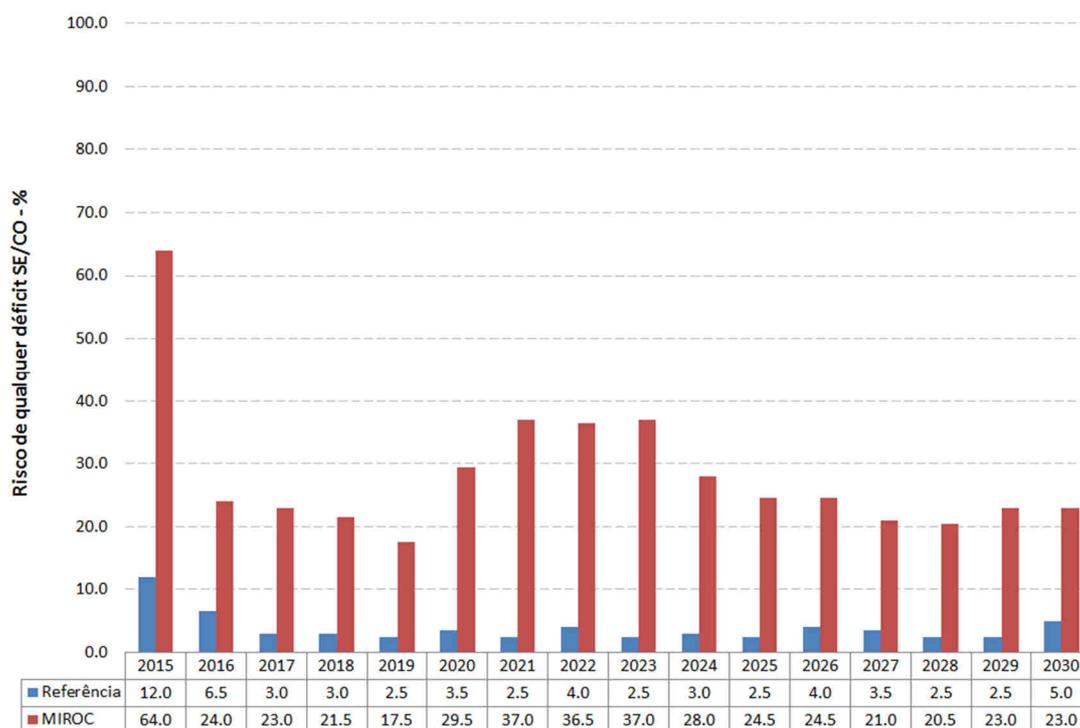
**Figura 37: Energia Natural Afluente (ENA) do SIN – MIROC 8.5**

Observa-se que as vazões geradas pelo modelo MIROC levam a uma ENA média do SIN cerca de 10% menor que no caso das vazões geradas pelo histórico. Com isso, observam-se CMOs elevados, ou seja, situação onde o sistema não consegue atender a demanda em grande parte dos cenários hidrológicos simulados, ocasionando cortes de carga.



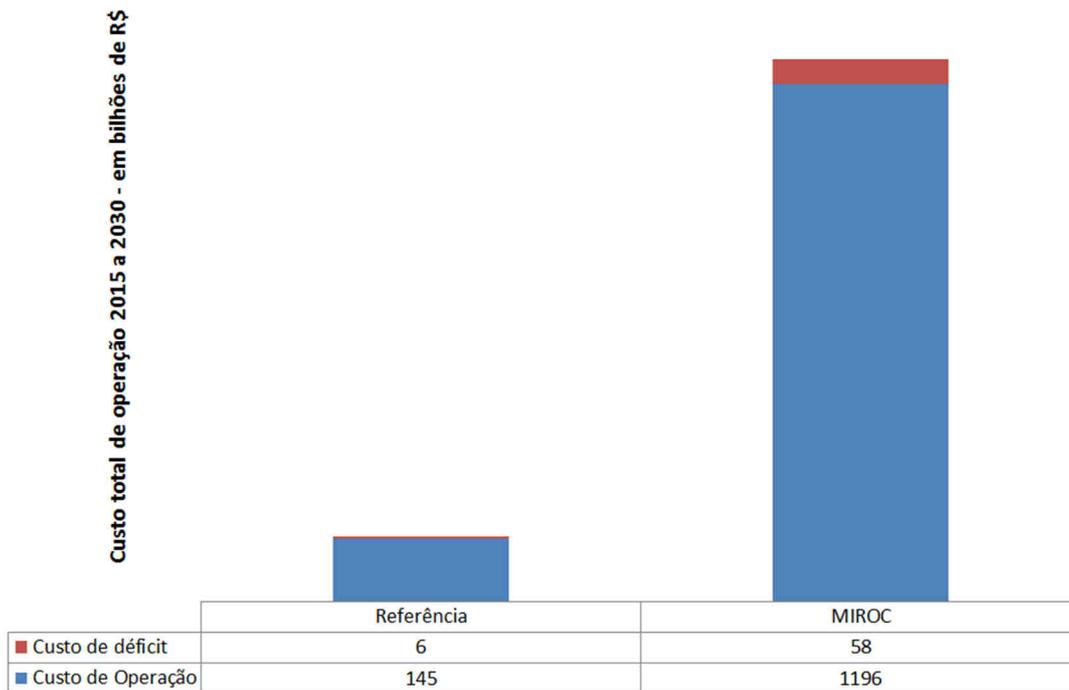
**Figura 38: Custo Marginal de Operação (CMO) do subsistema SE/CO – MIROC 8.5**

Os CMOs elevados se devem ao número de cenários hidrológicos com corte de carga. A figura abaixo compara o risco de qualquer déficit do subsistema SE/CO da simulação considerando as vazões geradas pelo modelo MIROC com a simulação considerando as vazões geradas a partir do histórico.



**Figura 39: Risco de qualquer déficit do subsistema SE/CO – MIROC 8.5**

Assim, quando se compara o custo total de operação, o resultado da simulação com as vazões do modelo MIROC é um custo total 8 vezes maior que no caso de linha de base, o que obviamente é um indicativo de um sistema desequilibrado estruturalmente. Seria necessária a contratação de uma energia adicional para restabelecer o equilíbrio para este caso de alteração climática, haja visto a dramática redução da disponibilidade de energia hidrelétrica.



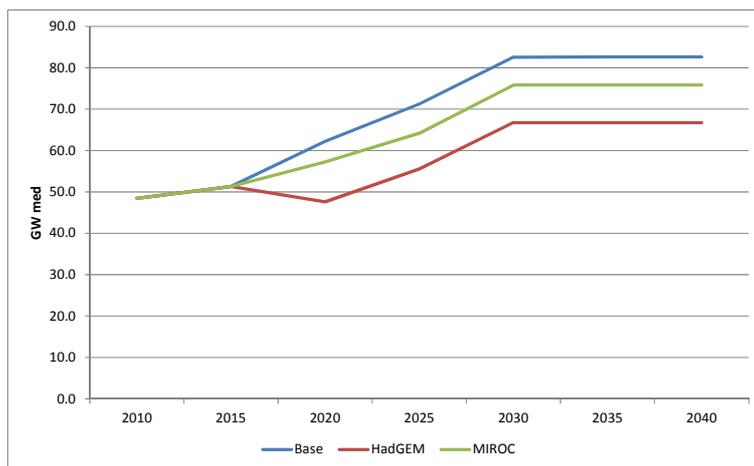
**Figura 40: Custo total de operação – MIROC 8.5**

A seção seguinte apresenta os resultados da modelagem de adaptação que indica as alternativas de menor custo, considerando as premissas adotadas para o sistema energético no cenário RCP 8.5, em que não há qualquer esforço explícito para mitigar emissões de GEE.

### 5.3.3. Adaptação RCP 8.5

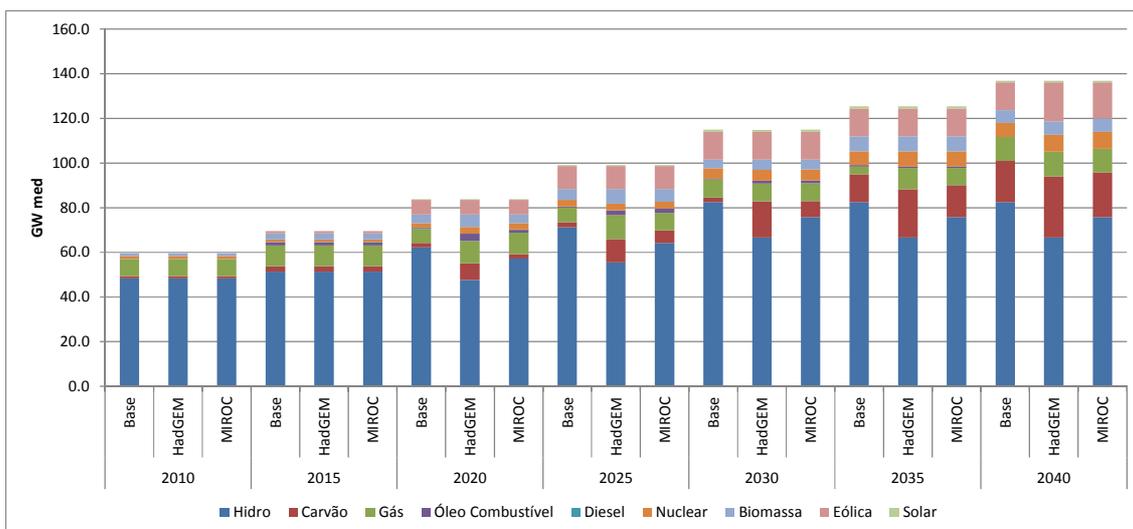
A seguir são apresentados os resultados da modelagem integrada no modelo MESSAGE-Brasil para o cenário de linha de base para o RCP 8.5 com os respectivos cenários de impactos hidrológicos segundo o HadGEM e MIROC.

Como foi colocado nos resultados acima, a queda na disponibilidade hídrica afetou sobremaneira a geração hidroelétrica, impactando severamente a operação do SIN. As rodadas do MESSAGE-Brasil aqui apresentadas consideram uma menor disponibilidade hídrica na operação do SIN, refletida em um fator de capacidade menor para as usinas hidroelétricas. A Figura 41 apresenta a geração considerada em cada cenário.



**Figura 41: Geração hidroelétrica total nos cenários RCP 8.5 com e sem impactos**

Com base na queda do fator de capacidade das hidroelétricas a geração de eletricidade passa a ser, em média, cerca de 20% menor no cenário HadGEM e cerca de 8% menor no cenário MIROC. Em função dessa perda para o sistema, o modelo MESSAGE-Brasil escolheu o portfólio de geração apresentado na Figura 42, aumentando a capacidade de geração de outras fontes para compensar a menor disponibilidade hídrica.



**Figura 42: Comparação dos Cenários RCP 8.5 – Alternativas de Adaptação Energia Elétrica**

No cenário RCP 8.5, por não haver políticas de mitigação explícitas, o modelo escolhe a partir de uma ótica de menor custo opções de geração de eletricidade de fontes fósseis, notavelmente de carvão e gás natural. Como pode-se notar, por ter impactos menores sobre a hidroeletricidade, o cenário MIROC 8.5 necessita de menos geração adicional como adaptação, resultando em uma menor geração a carvão.

Como consequência, há um aumento no consumo dessas fontes de energia primária e um aumento nas as emissões de CO<sub>2</sub> da geração elétrica quando considerados os impactos de mudanças climáticas (Figura 43 e Figura 44).

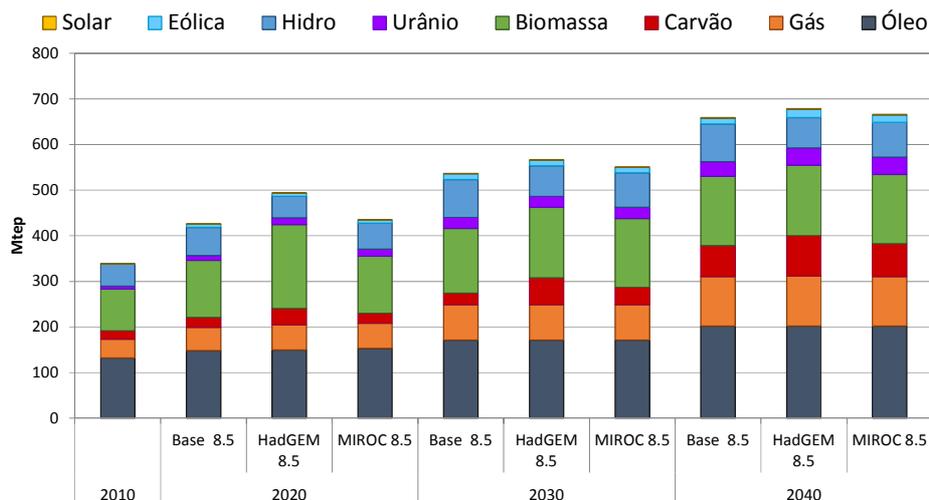


Figura 43: Comparação dos Cenários RCP 8.5 – Energia Primária

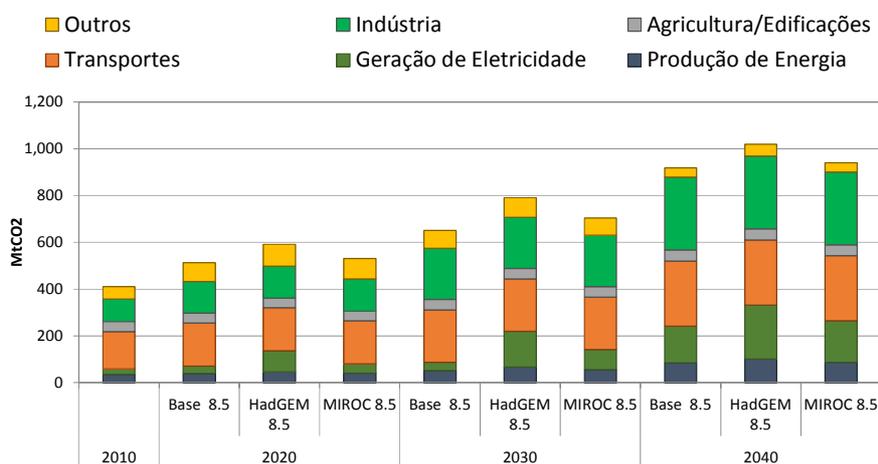


Figura 44: Comparação dos Cenários RCP 8.5 – Emissões

Em termos de custo, os investimentos necessários para construir essa capacidade de geração para adaptação nos cenários HadGEM 8.5 e MIROC 8.5 são, respectivamente 280 e 79 bilhões de dólares até 2040.

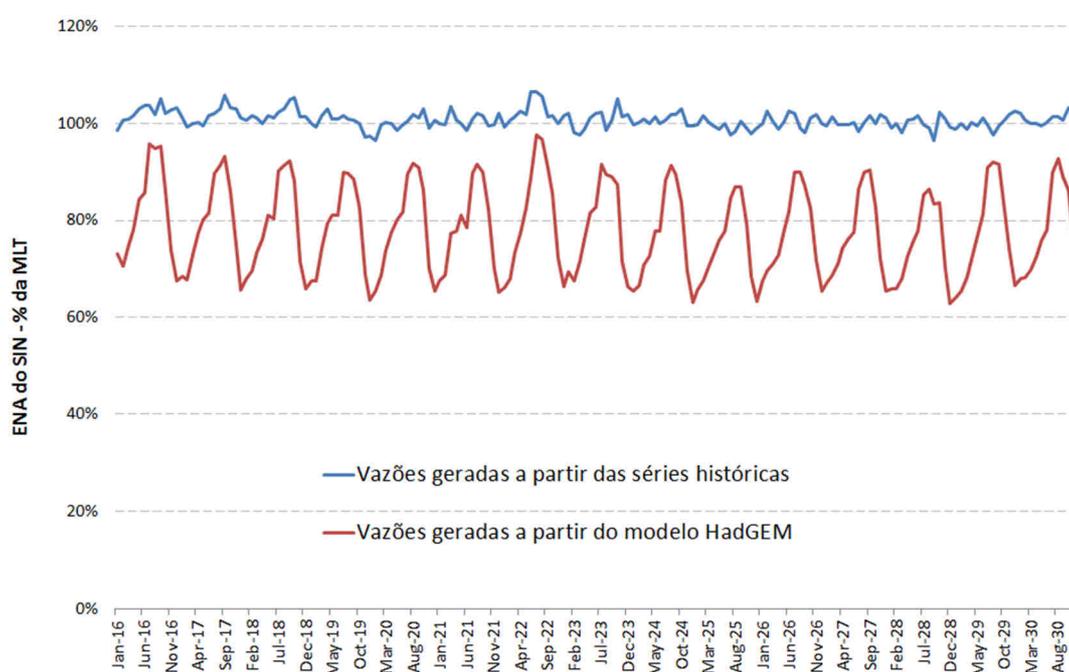
#### 5.4. RCP 4.5

Assim como apresentado no RCP 8.5, os resultados são apresentados em em três seções, a seguir: a primeira e a segunda apresenta os impactos projetados pelo modelo de operação SDDP com base nos cenários hidrológicos fornecidos ao grupo de energia; a terceira apresenta as opções de adaptação de mínimo custo calculadas pelo MESSAGE-Brasil com base na operação das hidroelétricas frente a alterações climáticas.

### 5.4.1. Impactos HadGEM 4.5

A figura abaixo apresenta a comparação da Energia Natural Afluyente (ENA) do Sistema Interligado Nacional (SIN) gerada para o Cenário de Referência a partir de duas projeções de vazões:

- 1) Projeções geradas a partir dos valores de média e desvio padrão das séries históricas referente a cada posto de vazão natural da configuração hidrelétrica; e
- 2) Projeções geradas a partir dos valores de média e desvio padrão gerados pelo modelo HadGEM no RCP 4.5 referente a cada posto de vazão natural da configuração hidrelétrica.



**Figura 45: Energia Natural Afluyente (ENA) do SIN – HadGEM 4.5**

Observa-se que as vazões geradas pelo modelo HadGEM levam a uma ENA média do SIN cerca de 25% menor que no caso das vazões geradas pelo histórico. Com isso, observam-se CMOs extremamente elevados, ou seja, situação onde o sistema não consegue atender a demanda, ocasionando cortes de carga.

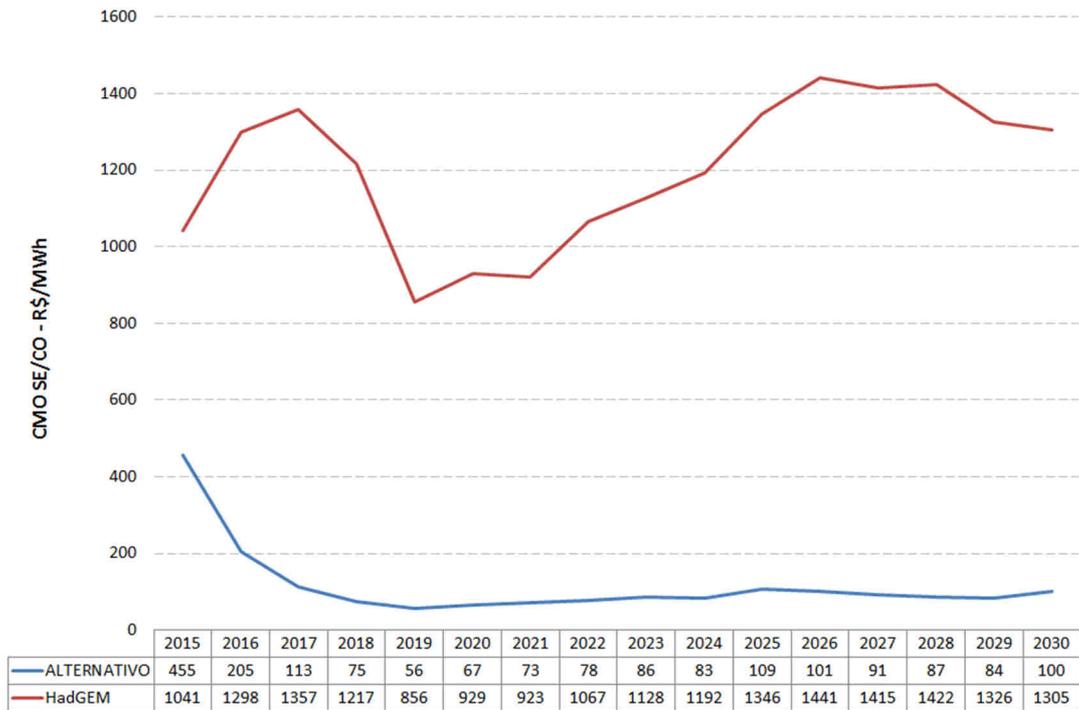


Figura 46: Custo Marginal de Operação (CMO) do subsistema SE/CO – HadGEM 4.5

Os CMOs elevados se devem ao número de cenários hidrológicos com corte de carga. A figura abaixo compara o risco de qualquer déficit do subsistema SE/CO da simulação considerando as vazões geradas pelo modelo HadGEM com a simulação considerando as vazões geradas a partir do histórico.

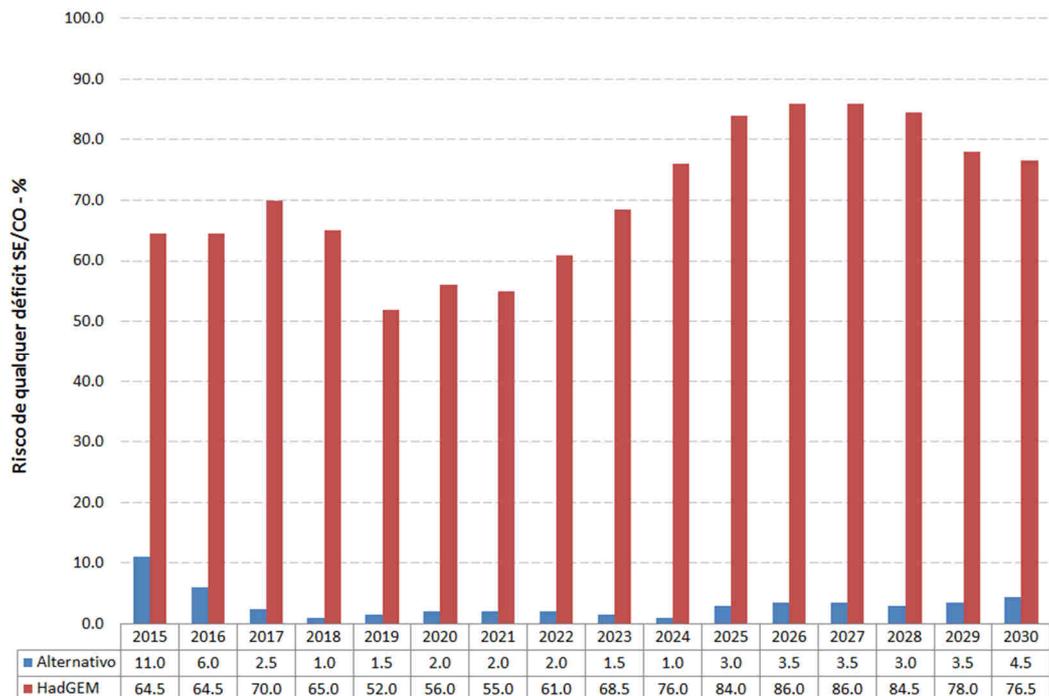
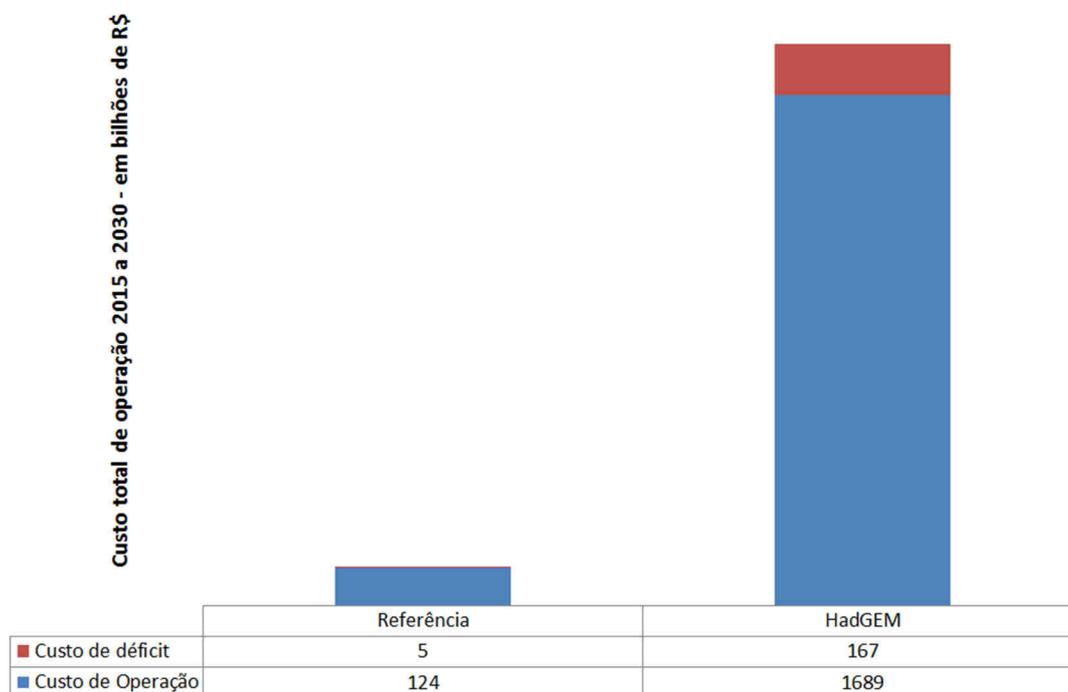


Figura 47: Risco de qualquer déficit do subsistema SE/CO – HadGEM 4.5

Assim, quando se compara o custo total de operação, o resultado da simulação com as vazões do modelo HadGEM é um custo total 14,4 vezes maior que no caso de Referência, o que obviamente é um indicativo de um sistema desequilibrado estruturalmente. Seria necessária a contratação de uma energia adicional para restabelecer o equilíbrio para este caso de alteração climática, haja visto a dramática redução da disponibilidade de energia hidrelétrica.



**Figura 48: Custo total de operação – HadGEM 4.5**

#### 5.4.2. Impactos MIROC 4.5

A figura abaixo apresenta a comparação da Energia Natural Afluyente (ENA) do Sistema Interligado Nacional (SIN) gerada para o Cenário de Referência a partir de duas projeções de vazões:

- 1) Projeções geradas a partir dos valores de média e desvio padrão das séries históricas referente a cada posto de vazão natural da configuração hidrelétrica; e
- 2) Projeções geradas a partir dos valores de média e desvio padrão gerados pelo modelo MIROC no RCP 4.5 referente a cada posto de vazão natural da configuração hidrelétrica.

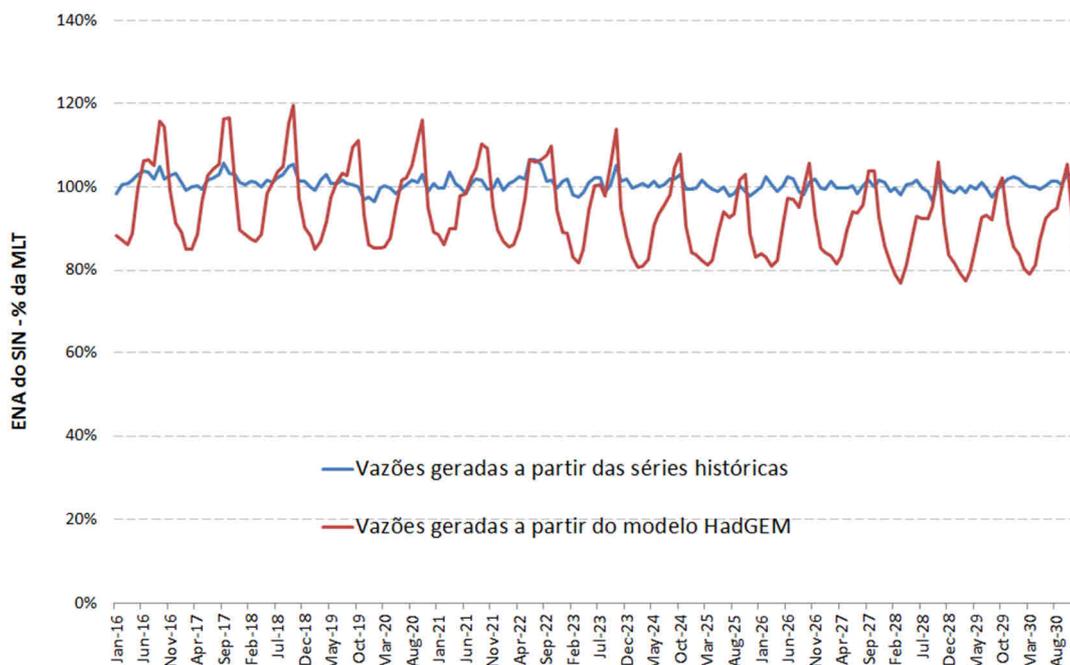


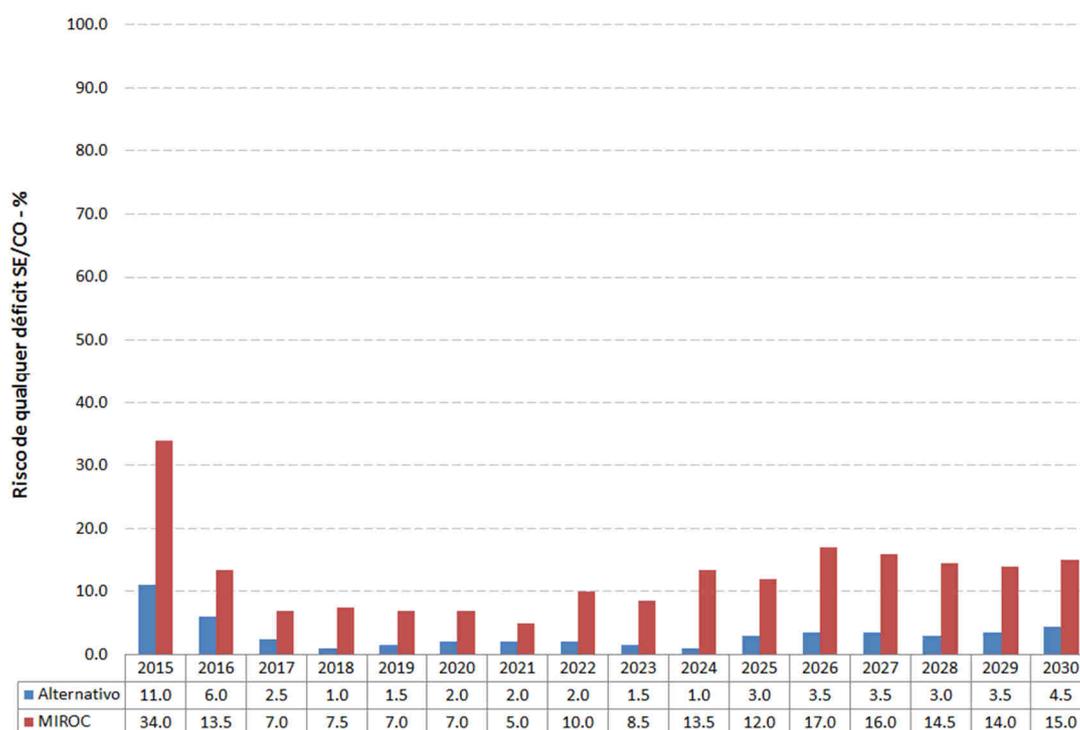
Figura 49: Energia Natural Afluente (ENA) do SIN – MIROC 4.5

Observa-se que as vazões geradas pelo modelo MIROC levam a uma ENA média do SIN cerca de 7% menor que no caso das vazões geradas pelo histórico. Com isso, observam-se CMOs elevados, ou seja, situação onde o sistema não consegue atender a demanda, ocasionando cortes de carga.



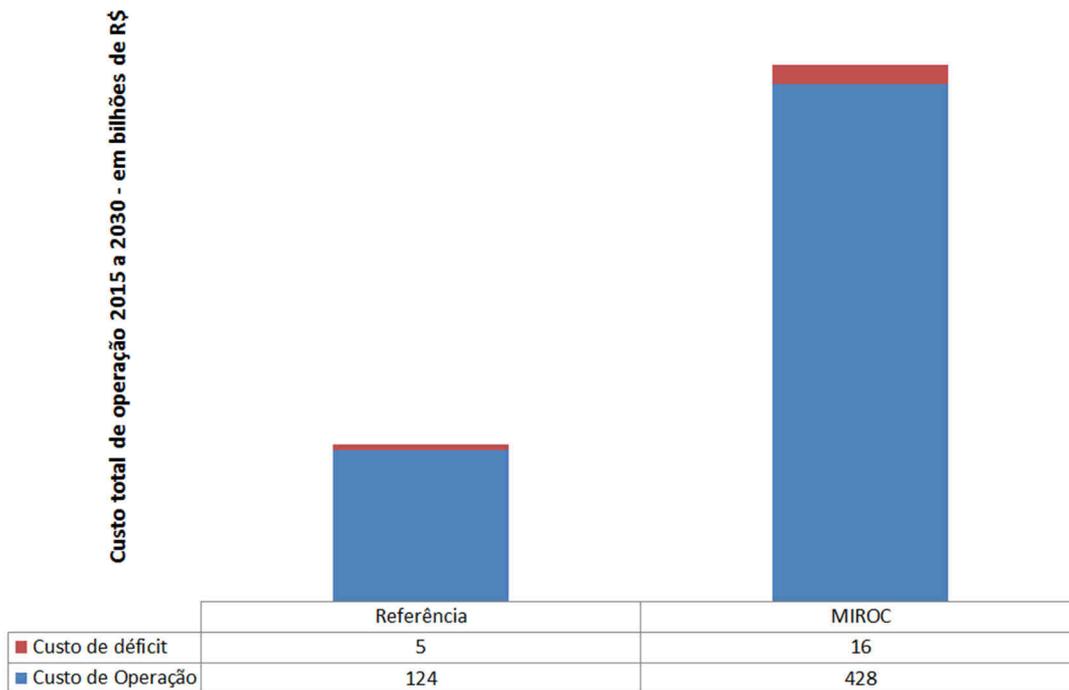
Figura 50: Custo Marginal de Operação (CMO) do subsistema SE/CO – MIROC 4.5

Os CMOs elevados se devem ao número de cenários hidrológicos com corte de carga. A figura abaixo compara o risco de qualquer déficit do subsistema SE/CO da simulação considerando as vazões geradas pelo modelo MIROC com a simulação considerando as vazões geradas a partir do histórico. Embora muito abaixo dos resultados dos cenários HadGEM, em alguns anos ainda se apresentam riscos de déficit elevados, acima de 15%, superiores, por exemplo, ao risco no cenário de linha de base para 2015, que foi um ano após uma sequência de anos secos que elevou o risco de déficit a níveis ligeiramente acima de 10%, considerados inaceitáveis (historicamente a modelagem da operação do SIN considera riscos de déficit abaixo de 5% como aceitáveis).



**Figura 51: Risco de qualquer déficit do subsistema SE/CO – MIROC 4.5**

Assim, quando se compara o custo total de operação, o resultado da simulação com as vazões do modelo MIROC é um custo total 3,5 vezes maior que no caso de Referência, o que obviamente é um indicativo da necessidade de expansão da capacidade de geração. Seria necessária a contratação de uma energia adicional para restabelecer o equilíbrio para este caso de alteração climática, haja visto a redução da disponibilidade de energia hidrelétrica.

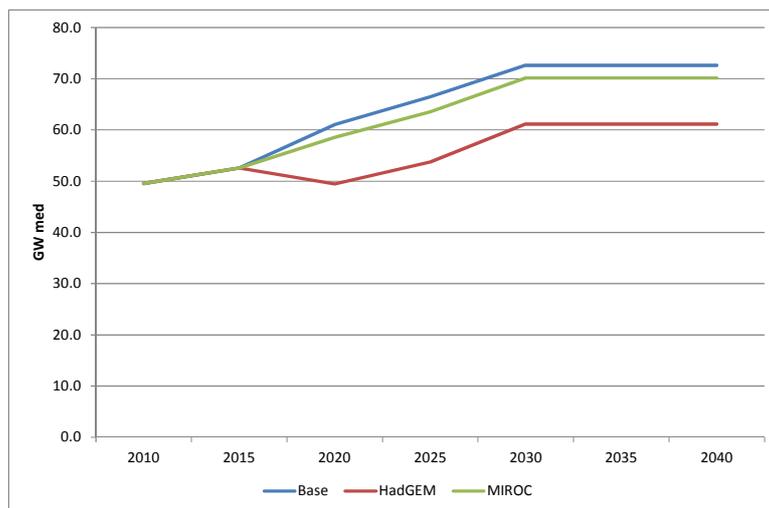


**Figura 52: Custo total de operação – MIROC 4.5**

#### 5.4.3. Adaptação RCP 4.5

A seguir são apresentados os resultados da modelagem integrada no modelo MESSAGE-Brasil para o cenário de linha de base para o RCP 4.5 com os respectivos cenários de impactos hidrológicos segundo o HadGEM e MIROC.

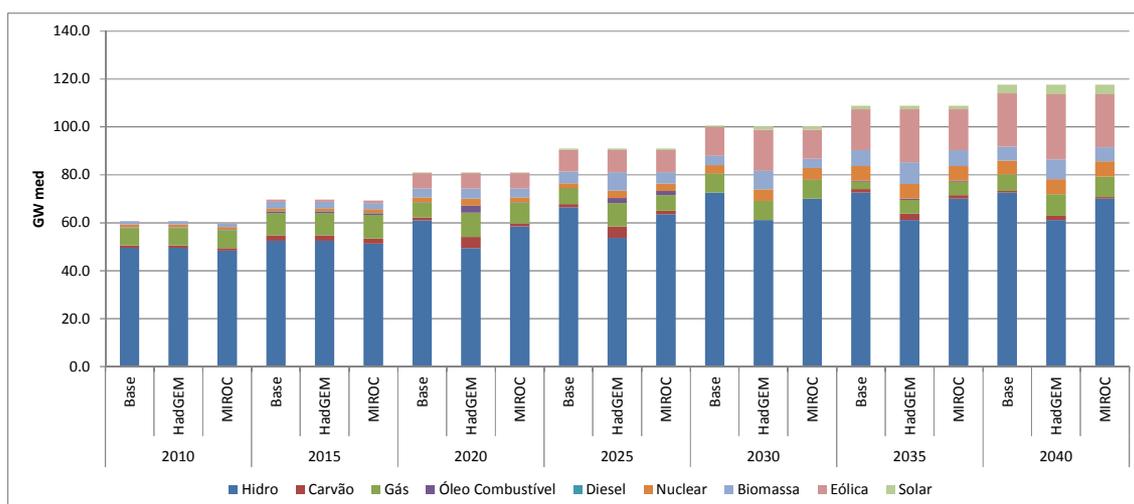
Como foi colocado nos resultados acima, a queda na disponibilidade hídrica afetou sobremaneira a geração hidroelétrica, impactando severamente a operação do SIN. As rodadas do MESSAGE-Brasil aqui apresentadas consideram uma menor disponibilidade hídrica na operação do SIN, refletida em um fator de capacidade menor para as usinas hidroelétricas. A Figura 41 apresenta a geração considerada em cada cenário.



**Figura 53: Geração hidroelétrica total nos cenários RCP 4.5 com e sem impactos**

Com base na queda do fator de capacidade das hidroelétricas a geração de eletricidade passa a ser, em média, cerca de 15% menor no cenário HadGEM e cerca de 4% menor no cenário MIROC. Esse resultado é levemente inferior ao impacto no cenário RCP 8.5, visto que a capacidade instalada de hidrelétricas no SIN no cenário RCP 4.5 é ligeiramente menor. Do ponto de vista da hidrologia, não foram observadas grandes diferenças entre os cenários de forçamento radiativo RCPs 8.5 e 4.5.

Em função dessa perda para o sistema, o modelo MESSAGE-Brasil escolheu o portfólio de geração apresentado na Figura 54, aumentando a capacidade de geração de outras fontes para compensar a menor disponibilidade hídrica.



**Figura 54: Comparação dos Cenários RCP 4.5 – Alternativas de Adaptação Energia Elétrica**

No cenário RCP 4.5, a política de mitigação simulada altera os resultados de adaptação em, basicamente, dois sentidos. Primeiramente, devido ao fato da demanda total do sistema ser

menor por conta de políticas de eficiência energética agressivas, o esforço de mitigação se torna menor nesse cenário. Em segundo lugar, no momento em que uma política climática se faz presente através de uma taxa de carbono, as opções fósseis perdem a competitividade e deixam de ser as melhores alternativas para adaptação.

Nesse cenário, as opções de mitigação mais custo efetivas são fontes renováveis, notavelmente energia eólica, da biomassa e, em menor grau, solar. O gás natural também continua sendo uma opção de mitigação importante, em função do seu papel flexível na operação do sistema, que se torna ainda mais relevante frente a uma expansão forte de fontes intermitentes, como eólica e solar.

Em termos de energia primária, não há grandes diferenças entre os cenários, exceto por uma maior penetração da energia eólica. Em termos de emissão, há um pequeno aumento nos cenários de impactos de mudanças climáticas, visto que parte da energia hidroelétrica perdida é compensada com gás natural. Esses resultados são mostrados na Figura 43 e Figura 44.

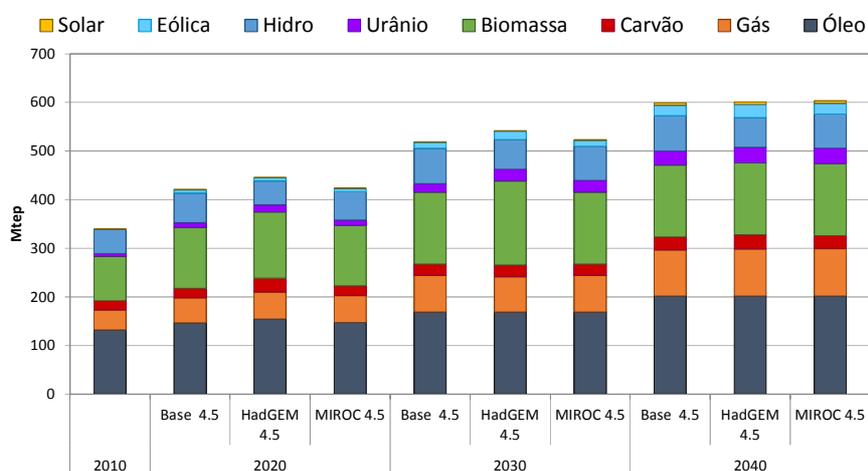


Figura 55: Comparação dos Cenários RCP 4.5 – Energia Primária

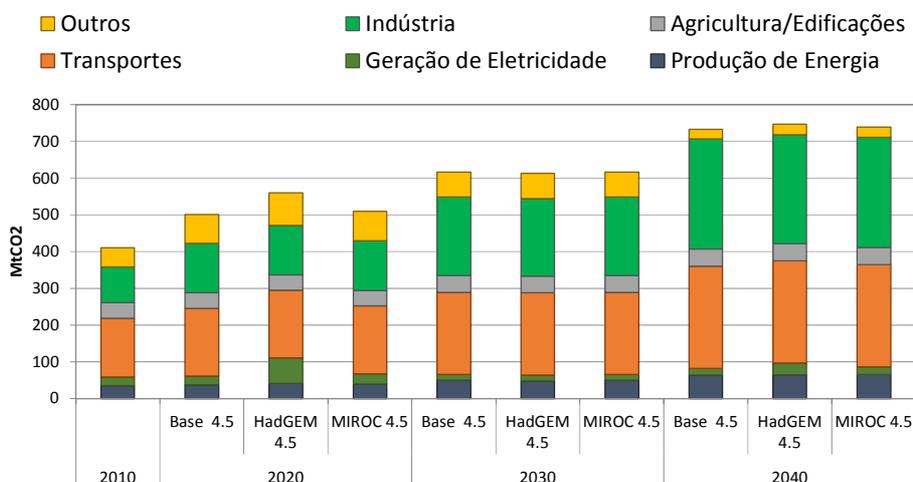


Figura 56: Comparação dos Cenários RCP 4.5 – Emissões

Em termos de custo, os investimentos necessários para construir essa capacidade de geração para adaptação nos cenários HadGEM 8.5 e MIROC 8.5 são, respectivamente 158 e 3 bilhões de dólares até 2040. Esses custos são consideravelmente menores do que nos cenários RCP 8.5 em função, principalmente, da maior penetração de eficiência energética.

## 5.5. Discussão

A Figura 56 abaixo sumariza os resultados de impactos sobre a geração hidroelétrica, comparando os resultados dos diferentes modelos para os RCPs 8.5 (em azul) e 4.5 (em vermelho). Observa-se que, para os dois modelos climáticos, a geração hidroelétrica cai em relação à linha de base, porém em maior grau no HadGEM do que no MIROC. Outro ponto a ser observado é que, em ambos modelos climáticos, o RCP 8.5 apresenta impactos mais acentuados do que o RCP 4.5.

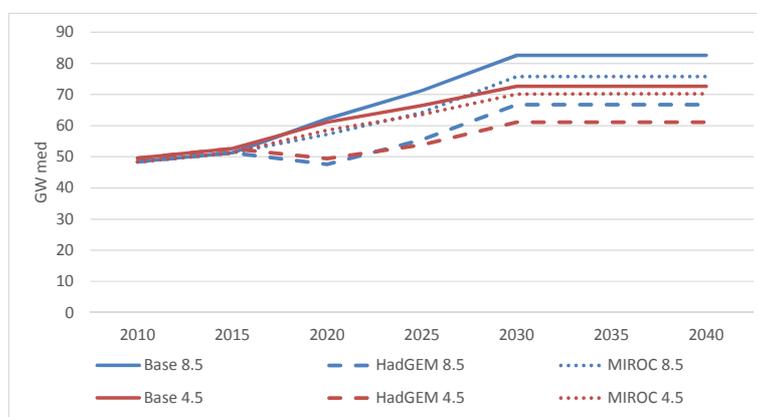


Figura 57: Comparação ente cenários – geração hidroelétrica

Isso significa que a mitigação de GEE, segundo esses modelos climáticos, geraria benefícios em termos impactos menores e, conseqüentemente, custos evitados. No caso da adaptação via expansão do sistema, a diferença de custos entre o RCP 8.5 e RCP 4.5 é de 76 e 122 bilhões de dólares, considerando os modelos MIROC e HadGEM, respectivamente. Ou seja, se um esforço de cooperação internacional restringisse as emissões conforme um RCP 4.5, haveria custos de adaptação evitados dessa ordem de magnitude, caso as projeções climáticas se verificassem.

Em termos de operação, por sua vez, os resultados obtidos indicam que, segundo os cenários hidrológicos utilizados, os impactos sobre a operação do SIN são enormes, levando a uma desestruturação do sistema e probabilidades de déficit inaceitáveis, muito acima dos 5% considerados atualmente na operação do SIN. No cenário de impactos mais amenos (MIROC 4.5), o risco de déficit fica, em média, acima de 10%, alcançando 17% em alguns anos. No cenário extremo de impacto (HadGEM), a probabilidade de déficit chega a ficar acima de 90%. Isso não apenas geraria altos custos com déficits, mas também levaria a custos operacionais altíssimos (variando entre um aumento de 3,5 a 16,7 vezes com relação à linha de base, nos cenários de menor/menor impacto, respectivamente) na medida em que as usinas existentes teriam que trabalhar a plena capacidade durante todo o período de análise, elevando os custos com

combustíveis. Em verdade, o SIN trabalha atualmente através de uma ótica hidrotérmica, em que as usinas termelétricas atuam de forma variável, apenas compensando eventuais períodos de hidrologia desfavorável. Em função desse papel atribuído a elas, em geral as termelétricas costumam a ser usinas de menor custo de capital, porém com maiores custos operacionais e menor eficiência. A partir do momento em que, em um cenário de impactos climáticos, elas operam de forma ininterrupta, o custo de operação do sistema aumenta sobremaneira.

Nesse sentido, seria inevitável adaptar via expansão, visto que não é possível que o SIN trabalhe com um nível de risco tão alto. Ademais, os custos de investimento em expansão podem reduzir significativamente os custos de operação do sistema, uma vez que alternativas de menor custo são adotadas, conforme visto pela análise integrada.

No que tange a adaptação via expansão da capacidade de geração do SIN, foi verificado que a interação adaptação-mitigação pode afetar bastante as melhores alternativas para lidar com uma queda na disponibilidade das hidroelétricas. Os resultados da análise integrada adaptação-mitigação mostram que os custos de adaptação aos impactos severos projetados pelos modelos HadGEM e MIROC são significativamente menores no RCP 4.5. Nesse cenário, assumiu-se que medidas de mitigação seriam tomadas, na medida em que o Brasil acompanharia o esforço de mitigação internacional para estabilizar o forçamento radiativo em  $4.5 \text{ w/m}^2$  em 2100.

Isso se deve, por um lado, a menores impactos de mudanças climáticas em virtude de um cenário de menor forçamento radiativo (em contraposição ao RCP 8.5) nos dois modelos climáticos utilizados (HadGEM e MIROC). Por outro lado, isso se deve, em maior grau, às premissas adotadas para o sistema energético compatível com um mundo RCP 4.5. Em especial, as premissas de redução de demanda via eficiência energética levaram os cenários RCP 4.5 a custos de adaptação, seja via operação ou via expansão, a atingir valores significativamente menores. O risco de déficit projetado para esse cenário é também menor pelo mesmo motivo.

Nos cenários RCP 4.5, assumiu-se, também, um custo de carbono alto após 2030. Observou-se que a internalização do custo de carbono tem um efeito importante sobre as alternativas de adaptação de menor custo via expansão do sistema. Ao internalizar os custos de carbono, o carvão deixa de ser uma alternativa de mínimo custo para lidar com a queda na geração hidroelétrica, dando espaço a fontes como (em ordem de importância) eólica, biomassa e solar. Nesses cenários, o gás natural ainda apresenta um papel relevante, embora relativamente pequeno, em função do seu papel como geração flexível para lidar com a variabilidade dessas fontes. Cabe averiguar, entretanto, se uma alta penetração dessas fontes não geraria problemas elétricos para a operação da rede, como controle e tensão e frequência, distorções harmônicas e *flicker*.

A internalização dos custos de carbono, todavia, não elevou os custos de adaptação nos cenários RCP 4.5 a níveis superiores aos do RCP 8.5. Novamente, o papel da eficiência energética aqui deve ser ressaltado. Em outras palavras, dado uma alta penetração de eficiência energética, a descarbonização via incorporação do custo do carbono no sistema energético não aumenta o custo de adaptação quando comparado a um cenário de alta demanda e nenhuma preocupação com mitigação.

Embora esse resultado tenha uma importância significativa, evidenciando o papel da eficiência energética tanto na mitigação das emissões de GEE quanto na adaptação aos impactos das mudanças climáticas sobre a hidroeletricidade no Brasil, algumas incertezas devem ser ressaltadas. O potencial Brasileiro total de eficiência elétrica em cenários de políticas, sejam com o foco no setor elétrico, ou em mudanças climáticas de forma geral, ainda é incerto. O potencial de penetração de tecnologias mais eficientes irá depender não apenas do crescimento econômico e populacional, mas também, por exemplo, da evolução de posse e uso de equipamentos nas edificações, de mudanças de equipamentos e processos nos setores industriais e, ainda, de uma eventual penetração da eletricidade como fonte de energia com um papel relevante no setor de transportes. Sem uma avaliação detalhada dos setores de consumo, não é possível asseverar o potencial efetivo de eficiência energética no SIN. Mas isso não está no escopo deste trabalho.

Os reais custos da eficiência energética, por sua vez, são também difíceis de estimar. Embora seja comum identificar uma série de medidas de custo negativo – o que significa que a medida de eficiência energética se pagaria ao longo do tempo a uma dada taxa de desconto – há uma série de barreiras de mercado que impedem a penetração de medidas de eficiência. Tais barreiras vão desde custos escondidos (como custos de transação) a barreiras de informação, de financiamento até barreiras comportamentais. Para isso, é necessário que haja políticas para fomentar medidas de eficiência energética. Tais políticas, em geral, são combinações de medidas de mercado e medidas de comando e controle, cujos custos e potenciais são difíceis de quantificar. Em qualquer caso, há custos associados a sua implementação. Embora os custos de adaptação aqui apresentados sejam menores nos cenários RCP 4.5 em função da penetração de medidas de eficiência, não foi explicitamente calculado os custos de eventuais políticas que levassem a tais níveis de penetração de eficiência energética. Assume-se, por simplificação, que esses custos seriam pequenos quando comparados aos custos de eficiência.

## 6. Considerações Finais

---

Este estudo teve como objetivo central avaliar os impactos que as mudanças climáticas poderiam ter sobre a geração hidroelétrica no Brasil e suas consequências para o sistema energético como um todo. Com base nos impactos projetados, foram avaliadas, também, estratégias ótimas de adaptação através de um arcabouço de modelagem energética integrada.

Alguns aspectos deste estudo mostram um caráter inovador com relação a estudos passados que buscaram o mesmo objetivo (e.g. Lucena et al., 2009 e 2010). Primeiramente, dentro da cooperação COPPE-PSR, fez-se uso de um modelo de despacho detalhado para o sistema energético que usa uma abordagem similar àquela usada pelo modelo utilizado no planejamento da operação do SIN – o SDDP. Esse modelo permite avaliar, a partir de sua abordagem estocástica, elementos probabilísticos com relação à operação do sistema, o que mostra grande avanço em termos metodológicos.

Em função da alta demanda de dados do modelo de despacho SDDP, foram requisitadas séries hidrológicas mensais para 188 reservatórios do SIN. Esses dados, por sua vez, ainda precisaram ser extrapolados para outros 56 postos considerados pelo modelo mas ainda não disponíveis no deck de expansão do setor elétrico até 2023 (PDE 2023 – EPE, 2013a). Esse grande esforço de modelagem hidrológica é outro aspecto inovador deste projeto (realizado pela equipe de recursos hídricos da FUNCENE).

Em terceiro lugar, utilizou-se a abordagem paralela proposta por Moss et al. (2010), em que opções de mitigação e adaptação são avaliadas simultaneamente, fornecendo uma melhor perspectiva com relação às interações entre as alternativas para lidar com as mudanças do clima (i.e. prevenção ou remediação). Essa abordagem faz uso dos cenários integrados RCPs, que também estão na fronteira da pesquisa de impactos e adaptação de mudanças do clima.

Por fim, ao considerar tanto os custos de adaptação via operação quanto via expansão, este estudo fornece uma visão mais abrangente da questão, o que não foi anteriormente abordado em outros estudos.

Os cenários de linha de base deste estudo mostram duas trajetórias diferentes para a evolução do setor elétrico até 2040: uma em que a preocupação com mitigação não é explícita e outra em que há esforços de mitigação, fundamentalmente através de medidas de eficiência energética e internalização de custos de carbono após 2030. A comparação entre esses cenários mostra que, caso nenhuma ação seja tomada no sentido de reduzir as emissões de GEE, a intensidade de carbono do setor elétrico brasileiro pode aumentar significativamente no

período de análise. Entretanto, um sistema menos carbono intensivo pode ser alcançado através de medidas de eficiência e fontes renováveis. A escolha entre essas duas possibilidades, por sua vez, pode ter implicações importantes em cenários de impactos de mudanças climáticas.

Os resultados deste estudo mostram que, caso os cenários hidrológicos se verifiquem, os impactos sobre a operação do SIN poderão ser severos. Isso implicaria na construção de capacidade adicional de geração elétrica como medida de adaptação. As alternativas de adaptação ótimas dependem do sistema que desenvolver-se-á dentro do horizonte analisado. Em mundo em que mitigação não é explícita, como no RCP 8.5, impactos de mudanças climáticas levarão a medidas de adaptação que aumentarão ainda mais as emissões de GEE da geração elétrica. Em contraposição, em um mundo em que os custos do carbono são internalizados, o aumento de emissões devido a uma menor disponibilidade hídrica é significativamente menor.

Os custos de adaptação serão menores se medidas de eficiência energética são adotadas, reduzindo a demanda de eletricidade do SIN. Esse resultado demonstra a importância da eficiência energética como uma medida de não arrependimento (*no regret*). Ou seja, os benefícios de tais medidas englobam a redução de emissões, aumento na robustez do sistema e redução no custo de adaptação a eventuais impactos adversos de mudanças climáticas.

Cabe, por fim, ressaltar as limitações deste trabalho. Primeiramente, ressalta-se a dificuldade em definir a configuração do sistema energético brasileiro em um mundo equivalente a um RCP 4.5 sem que se tenha um modelo de avaliação integrada (*Integrated Assessment Model – IAM*). Não obstante, é possível gerar resultados que podem auxiliar a tomada de decisão e formulação de política através da modelagem integrada de mitigação-adaptação aqui empregada, conforme discutido neste estudo.

Outra limitação está no fato da modelagem energética está sujeita às características técnico-econômicas das tecnologias analisadas, que podem variar ao longo do tempo. É de se esperar que a evolução futura dos custos das tecnologias, assim as condições de financiamento, podem ter impacto significativo sobre as opções de menor custo para lidar com impactos de mudanças climáticas. Apesar de algumas premissas terem sido adotadas para lidar com a dinâmica tecnológica futura, através de curvas de aprendizado, ainda resta grandes incertezas sobre a evolução de custos das tecnologias dentro do horizonte aqui analisado.

Por fim, a principal limitação está nos dados de entrada da modelagem energética, que são calculados a partir dos dados dos modelos climáticos de circulação geral aqui usados (HadGEM e MIROC). Como colocado ao longo do estudo, os modelos climáticos usados apresentam, ambos, quedas na vazão aos reservatórios das hidroelétricas em um horizonte bastante próximo, como 2020. Essa grande quebra estrutural deve ser considerada com cuidado, visto que os impactos das mudanças climáticas não necessariamente se darão de forma abrupta e em um horizonte tão próximo. Para isso, seria importante avaliar em estudos futuros, resultados de outros modelos climáticos que mostram resultados distintos dos aqui utilizados.

Os elementos de incerteza ao longo da cadeia de modelos para avaliação de impactos de mudanças climáticas fogem ao escopo deste trabalho. De fato, utilizou-se aqui uma abordagem que utiliza tais elementos como dados de entrada em um novo estágio de modelagem que vai além do âmbito físico-químico, abordando, também, aspectos sócio-econômicos e tecnológicos.

Segundo Kundzewicz et al. (2007), as incertezas em análises de impactos de mudanças climáticas sobre recursos hídricos são mais relevantes nos cenários de alterações do clima (em especial as alterações no regime de precipitação, resultados de GCMs) do que na modelagem hidrológica e na sensibilidade climática (ou sensibilidade hidrológica). Assim, embora a escolha da abordagem hidrológica possa ter influência sobre a projeção de impactos de MCG, a incerteza nesse estágio ainda é menor do que as diferenças entre cenários climáticos (Kundzewicz et al., 2007).

Independentemente da confirmação do cenário climático utilizado na análise de impactos das mudanças climáticas sobre o setor, por depender intrinsecamente de condições climáticas a geração hidroelétrica é vulnerável a alterações do clima. Portanto, a vulnerabilidade do sistema energético brasileiro às mudanças climáticas requer que se investiguem, desde já, alternativas de adaptação para que se possa atuar em tempo hábil, a despeito das incertezas a respeito dos cenários climáticos. Dessa forma, as políticas de adaptação devem ser tais que o sistema delas se beneficie mesmo que o cenário climático não ocorra, na medida em que busquem diminuir a vulnerabilidade do sistema a flutuações do clima. Este estudo preenche parte dessa lacuna no conhecimento científico sobre o tema.

## Referências

ABINEE 2012. Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira. [Online]. Disponível em: <http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf> >. Acesso: 05/06/2014.

Amyris, 2010. Amyris Biotechnologies, Inc., Form S-1 Registration Statement. United States Securities and Exchange Commission. Washington, D.C.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), 2013. Banco de Informações de Geração. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15>. Acesso em Setembro de 2013.

ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), 2012. Dados Estatísticos Mensais. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?pg=64555&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1383589091233>. Acesso em Julho de 2013.

ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), 2012. Anuário Estatístico Brasileiro de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Rio de Janeiro, Brasil.

ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), 2010. Formação atual de preços de gás natural no Brasil. Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural, ANP. Rio de Janeiro, Brasil.

BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento), 2008. Bioetanol de Cana-de-Açúcar: Energia para o Desenvolvimento Sustentável. BNDES, Rio de Janeiro, Brasil.

Borba, B. S. M. C., 2012. Modelagem Integrada da Introdução de Veículos Leves Conectáveis a Rede Elétrica no Sistema Energético Brasileiro. Tese D.Sc., Programa de Planejamento Energético. PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, Brasil.

Borba, B. S. M. S, Szklo, A., Schaeffer, R., 2012. Plug-in hybrid electric vehicles as a way to maximize the integration of variable renewable energy in power systems: The case of wind generation in northeastern Brazil. *Energy* 37, pp. 469-481.

Breyer C, Gerlach A. Global overview on grid-parity. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2013;21:121–36.

Chou, Sin Chan ; LYRA, ANDRÉ ; MOURÃO, CAROLINE ; DEREZYNSKI, CLAUDINE ; PILOTTO, ISABEL ; GOMES, JORGE ; BUSTAMANTE, JOSIANE ; TAVARES, Priscila ; SILVA, ADAN ; RODRIGUES, DANIELA ; CAMPOS, DIEGO ; CHAGAS, DIEGO ; Sueiro, Gustavo ; SIQUEIRA, GRACIELLE ; Nobre, Paulo ; MARENGO, JOSÉ . Evaluation of the Eta Simulations Nested in Three Global Climate Models. *American Journal of Climate Change*, v. 03, p. 438-454, 2014. <http://dx.doi.org/10.4236/ajcc.2014.35039>

Chou, Sin Chan ; LYRA, ANDRÉ ; MOURÃO, CAROLINE ; DEREZYNSKI, CLAUDINE ; PILOTTO, ISABEL ; GOMES, JORGE ; BUSTAMANTE, JOSIANE ; TAVARES, Priscila ; SILVA, ADAN ; RODRIGUES, DANIELA ; CAMPOS, DIEGO ; CHAGAS, DIEGO ; Sueiro, Gustavo ; SIQUEIRA, GRACIELLE ; MARENGO, JOSÉ . Assessment of Climate Change over South America under RCP 4.5 and 8.5

Downscaling Scenarios. American Journal of Climate Change, v. 03, p. 512-527, 2014. <http://dx.doi.org/10.4236/ajcc.2014.35043>

ENFSOLAR, 2014. Company Directory. [Online]. Disponível em: <<http://www.ensolar.com/directory/equipment>> Acesso: 05/06/2014.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética), 2013a. Plano Decenal de Expansão de Energia 2013-2022. Empresa de Pesquisa Energética e Ministério de Minas e Energia. Rio de Janeiro, Brasil.

EPE 2013. Expansão da Geração por empreendimentos fotovoltaicos - Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à participação nos Leilões de Energia Elétrica. No. EPE-DEE-RE-065/2013-r0. MME/EPE, Rio de Janeiro, Brasil.

EPIA. Global Market Outlook for Photovoltaics until 2015. Brussels - Belgium: European Photovoltaic Industry Association; 2011.

ERWES, H., FORLI, C., DEVIENNE FILHO, R. 2012. Condições de Importação de Equipamentos de Mini & Micro-Geração Distribuída Fotovoltaica no Brasil. Câmara de Comércio e Indústria Brasil-Alemanha.

Fecombustíveis (Federação Nacional de Comércio de Combustíveis e Lubrificantes), 2012. Relatório Anual de Revenda de Combustíveis. Disponível em: [www.fecombustiveis.org.br](http://www.fecombustiveis.org.br). Acesso em Julho de 2013.

Gritsevskiy, A., Nakicenov, N., 2000. Modeling uncertainty of induced technological change, Energy Policy 28: 907-921.

Hainoun, A., Seif Aldin, M., Almoustafa, S., 2010. Formulating an optimal long-term energy supply strategy for Syria using MESSAGE model, Energy Policy 38: 1701-1714.

Harmon C. Experience Curves of Photovoltaic Technology. Laxenburg, Austria: International Institute for Applied Systems Analysis; 2000.

Hoffmann W, Wieder S, Pellkofer T. Differentiated Price Experience Curves as Evaluation Tool for Judging the Further Development of Crystalline Silicon and Thin Film PV Solar Electricity Products, Hamburg, Germany: 2009.

Hoffmann, B. S., 2013. O potencial termelétrico a carvão no Rio Grande do Sul diante de restrições de disponibilidade de água e objetivos de redução de emissões de CO<sub>2</sub>, aplicando a queima em leito fluidizado. Tese D.Sc., Programa de Planejamento Energético. PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

IAEA, 2007. International Atomic Energy Agency, MESSAGE – User Manual. Viena, Austria.

IPCC, 2012. Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation - Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. New York: Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge Press; 2012.

IRENA, 2012. Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series - Solar Photovoltaics. [Online]. Disponível em: <<http://www.irena.org>> Acesso: 05/06/2014.

IRENA, 2012. Renewable Energy Technologies: Cost analysis series. Volume 1: Power Sector, issue 2/5. Concentrating Solar Power. Bonn, Germany.

Jennings, T., Treco K., 2013. Apresentação da Carbon Trust para a Delegação Brasileira. Visita Técnica como parte do projeto “Critical Technologies for Brazil’s Economic Development”. Setembro, 2013. Londres, Reino Unido.

Kersten F, Doll R, Kux A, Huljić DM, Görig MA, Breyer C, et al. PV Learning Curves: Past and Future Drivers of Cost Reduction, Hamburg, Germany: 2011, p. 6.

KETZER, J.M., CAPORALE, G., ROCHA, H., ROCKETT, G., 2007. “ CARBMAP BRAZIL”. Apresentação em poster no Carbon Sequestration Leadership Fórum, Paris.

Klaassen, G., Riahi, K., 2007. Internalizing externalities of electricity generation: An analysis with MESSAGE-MACRO, *Energy Policy* 35: 815-827.

Kundzewicz, Z.W., L.J. Mata, N.W. Arnell, P. Döll, P. Kabat, B. Jiménez, K.A. Miller, T. Oki, Z. Sen, I.A. Shiklomanov, 2007, “Freshwater resources and their management”. *Climate Change 2007: Impacts, Adaptation and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, M.L. Parry, O.F. Canziani, J.P. Palutikof, P.J. van der Linden and C.E. Hanson, Eds., Cambridge University Press, Cambridge, UK, 173-210.

Lucena AFP, Szklo AS, Schaeffer R, Souza RR, Borba BSMC, Costa IVL, et al., 2009. The vulnerability of renewable energy to climate change in Brazil. *Energy Policy* 37, pp.879-89.

Lucena AFP, Szklo AS, Schaeffer R., 2010. Least-cost adaptation options for global climate change impacts on the Brazilian electric power system. *Global Environmental Change* 20, pp. 342-50.

Lucena, A.F.P, et al., 2015. Climate Policy Scenarios in Brazil: a Multi-Model Comparison for Energy. *Energy Economics Article in Press*.

Malagueta, D., Szklo, A., Borba, B.S.M.C., Soria, R., Aragão, R., Schaeffer, R., Dutra, R., 2013. Assessing incentive policies for integrating centralized solar power generation in the Brazilian electric power system. *Energy Pol.* 59, 198-212.

MERSCHMANN, P.R. de C., 2014, Análise do potencial técnico e de mercado de uso industrial de CO2 de destilarias de etanol do Centro-Sul do Brasil. Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil (Em andamento).

Mohapatra, D. K., Mohanakrishnan, P., 2010. A methodology for the assessment of nuclear power development scenario, *Energy Policy* 38: 4330-4338.

Moss, R.H., et al., 2010. The next generation of scenarios for climate change research and assessment. *Nature* Vol 463, pp. 747 – 756.

NASA, 2010. National Aeronautics and Space Administration, Surface meteorology and Solar Energy (SSE) Release 6.0. Disponível em: <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>. Acesso em: 20 de Novembro de 2010.

Nemet GF. Beyond the learning curve: factors influencing cost reductions in photovoltaics. *Energy Policy* 2006;34:3218–32.

Rathmann, R., 2012. Impactos da Adoção de Metas de Redução de Emissões de Gases de Efeito Estufa sobre a Competitividade de Setores Industriais Energointensivos do Brasil. Tese D.Sc. Programa de Planejamento Energético, PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, Brasil.

Rochedo, P. R. R., 2011. Análise Econômica Sob Incerteza da Captura de Carbono em Termelétricas a Carvão: Retrofitting e Capture-Ready. Dissertação M.Sc., Programa de Planejamento Energético. PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

ROCKETT, G.; MACHADO, C.; KETZER, J.; CENTENO, C., 2011. “The CARBMAP Project: Matching CO2 Sources and Geological Sinks in Brazil using Geographic Information System”. GHGT-10 Conference. *Energy Procedia*, v.4, p. 2764-2771.

Rubin, et al., 2007, Use of experience curves to estimate the future cost of power plants with CO2 capture. *Int. J. Greenhouse Gas Control* 1, 188–197.

Saradhi, I. V., Pandit, G. G., Puranik, V. D., 2009. Energy supply, demand, environmental analysis - a case study of Indian energy scenario. *International Journal of Environmental Science and Engineering* 3: 115–120.

Saraiva, T. A., Szklo, A. S., Lucena, A. F. P., Chavez-Rodriguez, M. F. 2013. Forecasting Brazil's crude oil production using a multi-Hubbert model variant. *Fuel* 115, pp. 24-31.

Schaeffer, R., Szklo, A. S., Lucena, A. F. P., Borba, B. S. M. C., Rathmann, R., Castelo Branco, D. A., Júnior, M. F. H., 2012. Estudo Sobre as Ameaças e as Oportunidades Relativas ao Problema das Mudanças Climáticas Globais Sobre o Setor de Petróleo e Gás e Proposição de Ações Por Parte da Petrobras para Lidar com o Risco Carbono. Relatório Executivo COPPE/PPE/UFRJ. Brasil.

Schaeffer, R., Szklo, A. S., Lucena, A. F. P., Souza, R. R., Borba, B. S. M. C., Castelo Branco, D. A., 2008a. Matriz Energética de Minas Gerais 2030. Relatório Executivo. COPPE/PPE/UFRJ. Brasil.

Schaeffer, R., Szklo, A., G. Machado, G. Júnior, A. P., Soares, J. B., Simoes, A., Achão, C., Cima, F., Pereira, A., 2004. Matriz Energética Brasileira de Longo Prazo 2003-2023. Relatório Executivo. COPPE/PPE/UFRJ. Brasil.

Schaeffer, R., Szklo, A., Lucena, A. F. P., Souza, R. R., Borba, B. S. M. C., Costa, I. V. L., Júnior, A. P., Cunha, S. H. F., 2008. Economia das Mudanças Climáticas no Brasil: Segurança Energética. Relatório Executivo. COPPE/PPE/UFRJ. Brasil.

Schaeffer, R., Szklo, A. S., Lucena, A. F. P., et al., 2012. Energy sector vulnerability to climate change: A review. *Energy* 38, pp. 1-12.

Senem, K, Piedras, R., 2011. Comercializacao de GNL. GE-MC/SGN/CGNL. Petrobras, Rio de Janeiro, Brasil.

Thomson, et al., 2011. RCP4.5: a pathway for stabilization of radiative forcing by 2100. *Climatic Change* 109, pp. 77-94.

Van der Zwaan, B., Rivera- Tinoco, R., Lensink, S., Oosterkamp, P. V. D., 2012. Cost reductions for offshore wind power: Exploring the balance between scaling, learning and R&D. Technical note. *Renewable Energy* 41 pp. 389-393.

Van Sark WGJHM, Alsema EA, Junginger HM, de Moor HHC, Schaeffer GJ. Accuracy of progress ratios determined from experience curves: the case of crystalline silicon photovoltaic module technology development. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2008;16:441–53.

## **Anexo A –Estrutura do Sistema Energético Brasileiro no MESSAGE-Brasil**

Conforme descrito anteriormente, um sistema energético é descrito dentro da ferramenta MESSAGE através de um conjunto de unidades de conversão de energia (tecnologias) que “carrega” fluxos energéticos por diferentes níveis ao longo da cadeia energética, transformando, assim, recursos em energia final ou útil para o atendimento de uma demanda exógena, i.e., dada pelo analista.

O período de análise considerado foi de 2010 a 2040, sendo 2010 o ano base a partir do qual se calibra o modelo. O horizonte de análise se divide em períodos de 5 anos e as oscilações diárias de carga e geração se dividem em cinco partes que totalizam 24 horas<sup>19</sup>, em linha com o desenvolvido por Borba (2012).

Assim, para o caso brasileiro, foi estabelecido um conjunto de cinco níveis de energia principais, contendo dentro de cada um, diferentes formas de energia, que dependem dos recursos e tecnologias que as originaram. A Figura 58 descreve de forma resumida o conjunto de tecnologias e níveis energéticos que representam a matriz energética brasileira dentro do MESSAGE-Brasil. No entanto, vale notar que para o atendimento dessa estrutura, um diagrama mais detalhado exporia níveis auxiliares de energia que foram utilizados para auxiliar a descrição do transporte e distribuição de energia ao longo das cadeias, bem como exporia a desagregação de alguns setores da economia brasileira, como o setor industrial, conforme será mais bem detalhado a seguir. No entanto, não faz parte do escopo deste trabalho chegar a tal nível de detalhamento, visto que a utilização desses níveis não altera a descrição geral do sistema energético em sua forma real e servem como ferramenta para a melhor operacionalização do modelo frente às complexidades do sistema energético brasileiro. Com esta estrutura, o modelo de programação linear atualmente contém 3.307 inequações que devem ser obedecidas durante o procedimento de otimização, i.e. minimização da função objetivo.

---

<sup>19</sup> 0-6 horas; 6-10 horas; 10-18 horas; 18-21 horas; 21-24 horas.

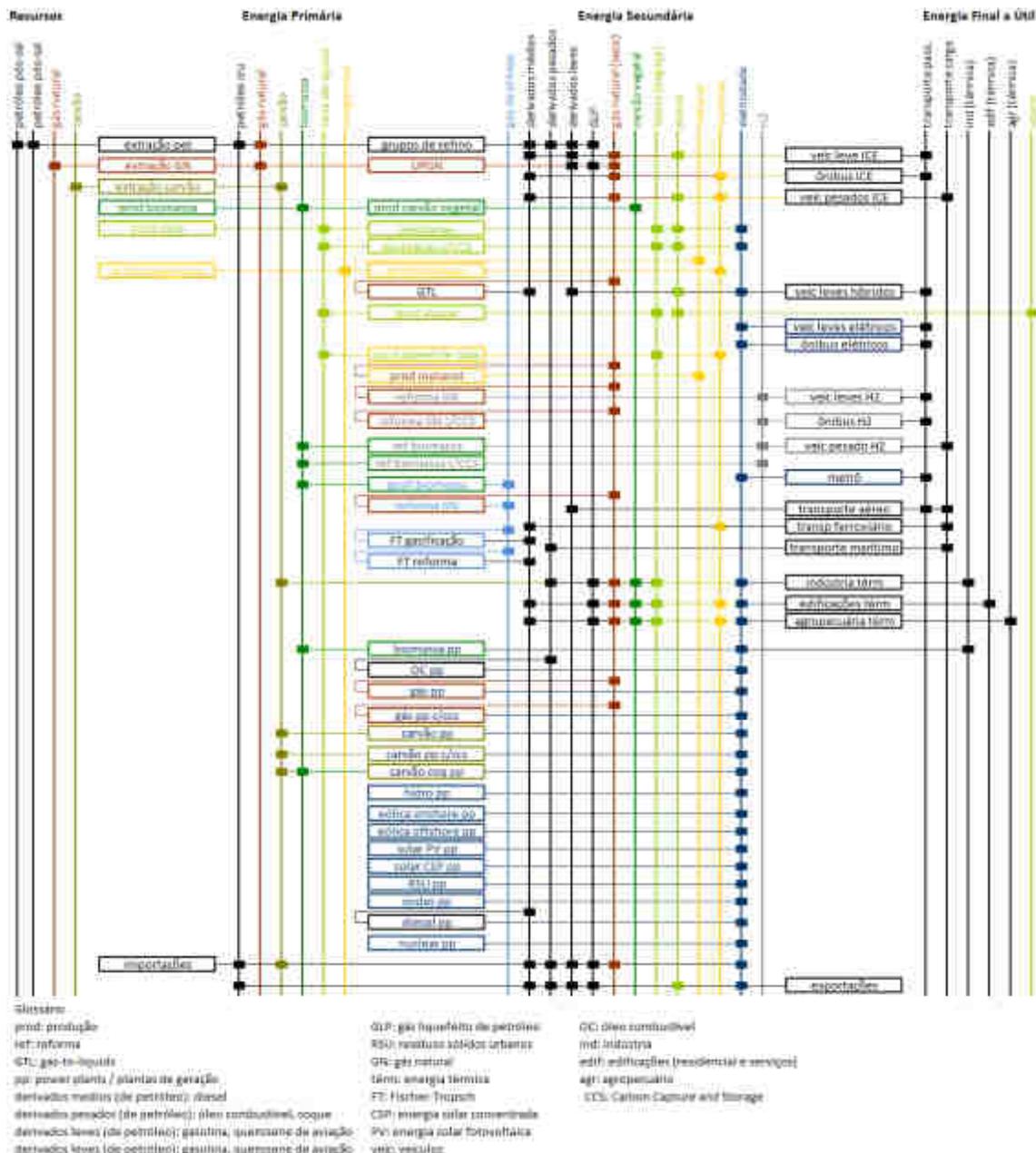


Figura 58: Estrutura simplificada do MESSAGE-Brazil

Deve-se mencionar um detalhe sobre o sistema energético brasileiro estruturado no MESSAGE-Brazil, que também não é expresso no diagrama simplificado: no que tange à geração de eletricidade, o Brasil é dividido em 3 sub-regiões, que expressam as interconexões das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, as interconexões dos estados da região nordeste e as interconexões dos estados da região Norte. As possíveis trocas de energia elétrica entre uma sub-região e outra também são devidamente expressas no modelo. Assim, refletem-se melhor os fluxos energéticos das centrais de geração elétrica até o consumidor final de sua região, bem como as capacidades de transmissão a longa distância.

## ***Níveis de Energia***

O sistema energético brasileiro no MESSAGE-Brasil é composto por cinco níveis de energia principais e por dois níveis auxiliares, denominados níveis “dummy”.

### *i. Recursos*

É o primeiro nível energético do MESSAGE-Brasil que descreve os recursos fixos considerados no modelo. Recursos considerados inesgotáveis (biomassa, por exemplo) não precisam ser expressos nesse nível uma vez que para este tipo não é necessário definir restrições de extração. No caso brasileiro, a restrição de extração é dada pela eficiência de conversão das tecnologias que transformam recursos em energia primária, conforme será descrito no item 0.

Assim, são considerados quatro recursos energéticos esgotáveis no Brasil: carvão, gás natural não associado, petróleo cru da camada pós-sal e petróleo cru da camada pré-sal<sup>20</sup>.

### *ii. Energia Primária*

O nível energético de energia primária deve incluir a disponibilidade de fontes primárias de energia após sua extração do solo ou subsolo. Dessa forma, este nível inclui: óleo cru e gás natural (associado e não-associado<sup>21</sup>) após a extração em plataformas, carvão após a extração de minas, biomassa, cana-de-açúcar e oleaginosas após a colheita do solo.

As fontes primárias descritas neste nível energético são destinadas às unidades de conversão e processamento, como refinarias, UPGNs e destilarias, para que se transformem em fontes secundárias de energia.

### *iii. Energia Secundária*

Este nível energético deve receber os fluxos energéticos provenientes das unidades de conversão e tratamento de energia primária ou secundária<sup>22</sup>. Assim, são consideradas fontes secundárias de energia: derivados de petróleo<sup>23</sup> advindos das refinarias brasileiras; gás natural seco já processado em UPGNs, gás de síntese por reforma do gás natural e gasificação de bagaço de cana; carvão vegetal obtido de biomassa; bagaço e etanol obtido das destilarias; etanol obtido através da hidrólise de bagaço de cana de açúcar; metanol<sup>24</sup> obtido de gás natural; biodiesel proveniente de oleaginosas; diesel de cana<sup>25</sup>; e eletricidade nas sub-regiões S1, S2 e R provenientes de plantas de geração elétrica de diversos tipos.

---

<sup>20</sup> Que produz, no nível primário, óleo bruto e gás natural associado.

<sup>21</sup> Neste caso, inclui-se aqui o gás não convencional, particularmente o gás de folhelho, cujo cenário de produção adotado foi a mediana das simulações realizadas no relatório 1 deste estudo.

<sup>22</sup> É possível a conversão de uma fonte energética já considerada secundária em outra fonte secundária, a exemplo da conversão do gás natural e gás de síntese.

<sup>23</sup> São considerados no modelo derivados leves (gasolina e querosene de aviação), derivados médios (diesel); derivados pesados (óleo combustível, coque de petróleo), gás liquefeito de petróleo (GLP) e derivados não-energéticos de petróleo (nafta petroquímica). As refinarias têm flexibilidade dimensionada conforme a simulação do parque de refino nacional, para campanhas “nafta” e campanhas “diesel”.

<sup>24</sup> Metanol é considerado como fonte secundária devido a sua utilização na produção de biodiesel.

<sup>25</sup> Produzido a partir da tecnologia Amyris.

#### iv. *Energia Final*

O nível energético final deve incluir todas as formas de energia que podem, a partir deste ponto, ser direcionadas para o consumo final, transformando-se em energia útil. Assim, constituem fontes secundárias de energia que já passaram pela etapa de transmissão, distribuição, mistura e estão prontas para “consumo”.

Assim, neste nível energético estão incluídos: derivados de petróleo dentro das especificações de consumo, ou seja, quando aplicável, já misturado a biocombustíveis (caso da gasolina e do diesel); gás natural pronto para consumo; coque nacional e importado; biomassa<sup>26</sup>; carvão vegetal produzido a partir de biomassa; bagaço de cana-de-açúcar; etanol; biodiesel; e energia elétrica distribuída pelas sub-regiões S1, S2 e R.

#### v. *Energia Útil*

Este é o último nível energético considerado, nível este em que se alocam as demandas exógenas ao modelo. Dessa forma, as tecnologias que precedem este nível de energia são aquelas que transformam energia final em útil dada as eficiências específicas de cada caso (eficiências de motores de veículos, de lâmpadas para uso em edificações, etc).

Assim, as formas de energia consideradas neste nível energético são: força motriz em veículos, i.e., queima de combustível em veículos a gasolina, álcool, flexfuel, diesel, elétricos (quando aplicável) e outros; “*feedstocks*”, que reflete a produção e consumo de insumos não energéticos ao longo das cadeias energéticas do sistema; eletricidade<sup>27</sup> nas sub-regiões S1, S2 e R; energia térmica em 11 setores industriais, bem como nos setores agrícola e de edificações (residencial e serviços).

Os onze setores industriais considerados na estrutura do MESSAGE-Brasil são: mineração, cimento, cerâmica, papel e celulose, ferro-gusa e aço, níquel e ferro, ferro-ligas, química, alimentos e bebidas, têxtil e outras indústrias.

#### vi. *Níveis “dummy”*

O uso de níveis auxiliares de energia tem como finalidade inserir no modelo de forma desagregada as tecnologias de conversão que se utilizam de mais de uma etapa que precisam ser consideradas, como o caso gás natural que precisa passar pela unidade de processamento de gás natural para, então, seguir para os pontos de consumo (térmicas, refinarias<sup>28</sup>, etc). Outro exemplo é a produção de diesel final, contendo 5% de biodiesel, pois há a necessidade de adicionar uma tecnologia adicional após a produção dos energéticos secundários que reflita a mistura de diesel e biodiesel.

Além disso, níveis auxiliares também são utilizados para refletir adequadamente o transporte e distribuição de energia elétrica pelo sistema energético, bem como as trocas de energia entre sub-regiões do modelo.

---

<sup>26</sup> Nesse caso, a biomassa no nível final e a biomassa primária utilizada para fornecimento de energia térmica em alguns setores industriais.

<sup>27</sup> O consumo de energia útil sob a forma de eletricidade reflete toda a demanda de eletricidade do sistema sob a forma agregada, ou seja, considera o consumo em todos os setores econômicos.

<sup>28</sup> Inclui-se aqui a geração de hidrogênio em refinarias de petróleo para hidrotreatamento.

## ***Tecnologias de Produção de Energia Primária***

As tecnologias de produção de energia primária convertem recursos em energia primária considerando-se as devidas perdas na extração e tratamento desses recursos. São considerados três conjuntos principais: a extração de petróleo e gás natural; a extração de carvão e a extração e colheita de recursos renováveis.

### *i. Exploração de óleo e gás*

O modelo considera tecnologias de extração de petróleo e gás natural úmido do pré-sal e do pós-sal separadamente. A quantidade de gás natural úmido extraído das plataformas de petróleo é quantificada a partir de uma razão óleo-gás calculada exogenamente a partir de ANP (2012). Há limite mínimos e máximos de extração de petróleo definido ao longo do horizonte de análise. Tal limite segue uma curva multi-Hubbert apresentada no primeiro relatório do projeto “Construção de Cenários para a Matriz Energética Brasileira em Função do Preço do Carbono”. Os preços de petróleo foram considerados a partir de um preço de robustez<sup>29</sup> de US\$ 50/barril para o Petróleo Brent.

A extração de gás natural não associado é considerada a partir de estimativas de recursos disponíveis segundo ANP (2012). Tanto para o caso de gás natural associado quanto não-associado são contabilizados 10% de perdas na extração e transporte até as unidades de processamento. Os preços de gás natural foram considerados de acordo com ANP (2010) e Sienem & Piedras (2011).

Além de unidades de conversão que refletem tecnologias de extração, são consideradas também unidades de conversão que refletem as importações e exportações de petróleo e gás natural. Admite-se que o custo de importação de petróleo é superior ao custo de produção devido à qualidade do petróleo importado. O gás natural pode ser importado por gasoduto, refletindo a parcela importada através do gasoduto Brasil-Bolívia ou sob a forma de GNL (gás natural liquefeito).

### *ii. Extração de carvão*

É considerada a extração de carvão nacional na região Sul do Brasil, sendo este um carvão de qualidade inferior ao importado. A eficiência e custo de extração se mantiveram em relação à última versão do modelo, estando de acordo com o utilizado em Borba (2012) e Nogueira et al. (2014).

São consideradas as importações de carvão térmico, carvão metalúrgico e coque em linha com o considerado por Borba (2012) e Nogueira et al. (2014).

---

<sup>29</sup> Preço de robustez do Brent (petróleo marcador de preços internacionais) é o preço mínimo que viabiliza projetos de exploração e produção no Brasil.

### *iii. Produção de recursos renováveis*

Três tipos de recursos renováveis para combustíveis são considerados, conforme descrito: cana-de-açúcar para a produção de etanol, oleaginosas para a produção de biodiesel e biomassa para a produção de carvão mineral e lenha.

Não há limitação de atividade por se tratarem de recursos renováveis e os custos de produção não são considerados nesta parte da cadeia pelo fato de que há uma demanda fixa pelos biocombustíveis que o originam<sup>30</sup>

### **Conversão de Energia Primária em Energia Secundária**

A energia secundária é obtida pelo tratamento e conversão adequada das fontes primárias de energia. Isto consiste em uma das etapas de produção das fontes de energia finais que atendem a demanda adequadamente, segundo especificações tecnológicas e regulatórias.

Assim, o MESSAGE-Brasil inclui três grupos principais de tecnologias de conversão: os grupos de refinarias de petróleo e de UPGNs; os grupos de produção de biocombustíveis de primeira geração e biocombustíveis avançados; e as plantas de geração elétrica, que podem ser térmicas a partir de diversas fontes fósseis ou renováveis.

#### *i. Refino de petróleo e unidades de processamento de gás natural*

No que tange o refino de petróleo para a produção de derivados, foram considerados quatro grupos de refino: o primeiro grupo reflete as refinarias existentes no país totalizando 16 unidades de refino. Os dados de processamento de cru e conversão em derivados foram estimados a partir de dados da ANP (2013) e foi considerado um auto-consumo de 8% de petróleo.

Os três outros blocos de refino consideram as novas refinarias em construção ou em estudo pela Petrobrás: a segunda unidade de refino possui as características da refinaria RNEST, no estado de Pernambuco, que deve iniciar suas operações em 2020; o terceiro bloco reflete o COMPERJ, no estado do Rio de Janeiro, em sua nova configuração com foco diesel e que deve iniciar suas operações em 2015; o quarto bloco reflete as refinarias Premium I e II, a serem instalados nos estados do Maranhão e Ceará, respectivamente, e que devem iniciar suas operações apenas a partir de 2020. Nesse último caso, foi dada ao modelo a escolha de adicionar mais trens de refino nesta configuração além dos trens previstos pela Petrobras, de forma que fosse possível expandir o refino brasileiro, caso necessário.

O MESSAGE-Brasil considera também importações e exportações de derivados de petróleo, refletindo o comportamento da Petrobrás que tende a importar diesel e gasolina de melhor qualidade para atender as legislações ambientais brasileiras e a exportar óleo combustível a preços reduzidos. Vale ressaltar, no entanto, que o modelo se manteve livre para exportar quaisquer derivados ao longo do tempo, o que pode gerar resultados que refletem ajustes do

---

<sup>30</sup> 5% de biodiesel no diesel final e em torno de 20% de gasolina na gasolina final.

modelo para atender a demanda e não necessariamente refletem um comportamento real da Petrobras ao longo do tempo.

No caso das UPGNs, foi inserida apenas uma tecnologia de conversão para refletir as unidades existentes no Brasil. Considera-se que UPGNs estão sempre próximas às plataformas de extração de gás natural e que suas características tendem a ser semelhantes, possuindo por isso o mesmo custo e eficiência. Os dados inseridos nesta tecnologia estão em linha com Borba (2012).

Além da produção de derivados de petróleo em refinarias e de gás natural seco via UPGN, foi dada ao modelo a opção de, em um horizonte de médio prazo (pós-2020), incluir a produção de hidrocarbonetos leves e médios, i.e., diesel e gasolina a partir da reação de Fischer-Tropsch. O gás de síntese utilizado nesta reação pode ser obtido através da reforma do gás natural ou da gasificação do bagaço de cana-de-açúcar gerado na produção de etanol (processos denominados *gas-to-liquids* e *biomass-to-liquids*, respectivamente). É considerada também a possibilidade de se obter diesel a partir da fermentação do caldo de cana-de-açúcar<sup>31</sup> e H-bio<sup>32</sup>. Os dados técnicos e econômicos estão em linha com Borba (2012). Por fim, nos cenários em que se considera o uso do vetor hidrogênio para utilização como combustível no setor de transporte, inclui-se após a UPGN a tecnologia de reforma catalítica do gás natural para este fim.

#### *ii. Produção de biocombustíveis*

No Brasil, os biocombustíveis relevantes são o etanol de cana-de-açúcar e o biodiesel. São consideradas as produções de etanol de primeira geração através da fermentação do caldo de cana-de-açúcar em destilarias e de segunda geração através da hidrólise do bagaço de cana-de-açúcar sendo incluídas, também, as possibilidades de cogeração de energia elétrica em cada caso. A tecnologia de conversão de oleaginosas em biodiesel é considerada e tem como insumo secundário o metanol advindo do gás natural, necessário à reação de transesterificação. Analogamente ao caso do gás natural, nos cenários em que se considera o uso do vetor hidrogênio para utilização como combustível no setor de transporte, inclui-se também a tecnologia de reforma catalítica da biomassa para este fim.

Os *inputs* técnicos e econômicos dessas tecnologias estão em linha com Borba (2012), sendo, no caso do etanol também utilizado BNDES (2008) e, no caso do biodiesel, ANP (2012) e Fecombustíveis (2012).

#### *iii. Geração de eletricidade: fóssil e renovável*

Pela sua diversidade de recursos disponíveis, o Brasil possui diferentes tipos de plantas de geração elétrica, sendo, no entanto, a geração hidrelétrica predominante.

Dessa forma, foram considerados três tipos de usinas hidrelétricas em cada sub-região do sistema energético do Brasil: as grandes hidrelétricas de reservatório, com capacidade acima de 300 MW; as médias hidrelétricas, com capacidade entre 300 e 30 MW e as pequenas

---

<sup>31</sup> Este processo utiliza leveduras modificadas geneticamente que, sob o processo de fermentação, são capazes de produzir cadeias longas de 15 carbonos (Amyris, 2010). O diesel obtido neste processo é livre de impurezas como o enxofre, que sofre restrições regulatórias de emissão ao meio ambiente.

<sup>32</sup> O H-Bio representa o processamento do óleo vegetal misturado diretamente ao diesel via HDO/*Hydrodeoxygenation* (Borba, 2012).

hidrelétricas, ou PCHs, com capacidade de geração inferior a 30 MW. A capacidade instalada existente e de expansão foi atualizada a partir de Lucena *et al.* (2010) e dados do Banco de Informações de Geração (ANEEL, 2014) para novos empreendimentos e empreendimentos em construção.

No tocante à geração térmica, foram consideradas as térmicas a carvão pulverizado já existentes e a possibilidade de expansão da capacidade instalada nas três sub-regiões, se necessário. Foi considerada também a possibilidade de instalar térmicas a carvão do tipo IGCC (*Integrated Gasification Combined Cycle*) a partir de 2020. Os dados de capacidade, eficiência, disponibilidade e custos de produção e investimentos foram estimados com base em Borba (2012), Rochedo (2011) e Nogueira *et al.* (2014).

Vale ressaltar que para o caso de térmicas a carvão pulverizado da sub-região S1, que inclui a região Sul do Brasil e utiliza carvão nacional, foi dada a opção coqueima de carvão nacional com biomassa, sendo a porcentagem de biomassa coqueimada limitada a 30% do insumo energético. Os dados de tratamento da biomassa para utilização na usina termelétrica estão em linha com dados de Hoffmann (2013).

Para o caso da geração térmica a gás natural, foram inseridas no modelo usinas termelétricas de ciclo aberto e ciclo combinado nas três sub-regiões, assumindo-se que a expansão da geração a gás se daria apenas por térmicas a ciclo combinado com as devidas eficiências e custos em linha com em Borba (2012), Rochedo (2011) e Nogueira *et al.* (2014).

Tratando-se de geração renovável, o sistema energético brasileiro inclui geração eólica, solar fotovoltaica e termo-solar (CSP – *concentrated solar power*), a bagaço de cana-de-açúcar sob a forma de cogeração em usinas de etanol<sup>33</sup> e a partir de resíduos sólidos urbanos.

No tocante à geração eólica, foi considerada apenas nas sub-regiões S1 e S2, dado o potencial eólico disponível nessas regiões. As usinas em operação e em construção segundo o BIG (ANEEL, 2013) foram incluídas, bem como a opção de expandir essa geração dentro do potencial disponível no país. Os dados de custo dessa tecnologia estão em linha com Borba (2012) e IRENA (2012), sendo que o primeiro também estimou e incluiu na modelagem parâmetros adequados de sazonalidade da fonte a partir de NASA (2010)<sup>34</sup>. A possibilidade de geração *offshore* também foi incluída a partir de dados de IRENA (2012). Não foi possível adicionar dados mais precisos para o caso brasileiro pela falta de informações oficiais sobre o potencial eólico *offshore* no Brasil.

No caso da geração solar, são consideradas as opções de geração fotovoltaica em larga escala e solar térmica através de concentradores solares. Os dados de capacidade e custo estão em linha com Malagueta *et al.* (2013) e IRENA (2012).

Geração elétrica a partir de bagaço de cana-de-açúcar também são opções de geração dadas ao modelo, dada a importância da cogeração a bagaço em destilarias de etanol para auto-suprimento e exportação para o *grid*. Foram consideradas quatro tecnologias de geração a partir

---

<sup>33</sup> A energia elétrica, nesse caso, é subproduto da produção de etanol.

<sup>34</sup> A referência fornece a média mensal de velocidade de ventos a partir de uma altura de 50 metros no período entre 1983 e 1993.

de bagaço, de acordo com Borba (2012): turbinas de contra-pressão (CP) em 22 bar, sendo esta a tecnologia mais utilizada no país atualmente; turbinas a vapor de extração e condensação (CEST), podendo ser esta considerada uma modernização das turbinas CP22 ou uma usina nova já com esta tecnologia; e turbinas BIG/GT, que consiste em um sistema de gasificação de biomassa acoplado a uma turbina a gás. Esta última tecnologia ainda não é disponível comercialmente hoje, sendo dada ao modelo a opção de escolhê-la apenas a partir de 2020.

Finalmente, a estrutura do MESSAGE-Brasil considera também a possibilidade de se ofertar energia a partir de térmicas a biogás gerado por resíduos sólidos urbanos. Os parâmetros de entrada técnicos e econômicos fornecidos ao modelo estão em linha com Borba (2012).

### ***Conversão de Energia Secundária em Energia Final/Útil (Demandas)***

As tecnologias descritas neste item constituem as partes finais dos fluxos energéticos descritos, refletindo a distribuição e conversão adequada das fontes de energia para o atendimento das demandas fornecidas ao modelo. De forma geral, pode-se dizer que as tecnologias que levam as formas de energia do nível secundário ao final são tecnologias que descrevem a transmissão e distribuição de energia, bem como o “tratamento” de algumas fontes de energia dentro de especificações regulatórias vigentes para o atendimento do consumidor final. Já as tecnologias que levam as formas de energia do nível final ao útil refletem as tecnologias finais de conversão com suas respectivas eficiências de geração de força motriz, iluminação, aquecimento, etc.

#### *i. Setor de transportes*

As formas finais de energia que devem chegar ao consumidor final no setor de transporte<sup>35</sup> são os derivados de petróleo, biocombustíveis dentro das especificações regulatórias e o gás natural veicular. Dessa forma, além de se inserir tecnologias que refletem a distribuição desses combustíveis ao longo do sistema para que chegue ao consumidor final, foram inseridas também tecnologias de mistura de derivados de petróleo e biocombustíveis, quando aplicável. Dessa forma, pode-se garantir que a demanda é atendida pelo diesel B5 (5% de diesel) e pela gasolina C (que contém 20% de etanol).

Em relação às tecnologias de conversão de energia final em útil, a estrutura inclui todos os veículos típicos, seja de passageiros ou de carga, existentes ou passíveis de serem adotados no país. Os dados de eficiência, restrições de atividade e custos estão em linha com Borba (2012), NREL (2013) e Ramea *et al.* (2013).

Os veículos e modais considerados são: veículos de combustão interna no setor de transporte público (ônibus à gás natural e à diesel), privado (veículos leves à gasolina, à etanol e flex) e frete (veículos pesados à gás natural, à diesel, à biodiesel, à etanol e híbrido); veículos leves de transporte de passageiros do tipo plug-in híbridos (que podem usar eletricidade, gasolina ou etanol como combustível) e puramente elétricos; veículos a células combustíveis de hidrogênio para transporte público (ônibus), privado (veículos leves) e frete (veículos pesados). Foram

---

<sup>35</sup> No cenário de referência, em que se consideram apenas os combustíveis de combustão interna.

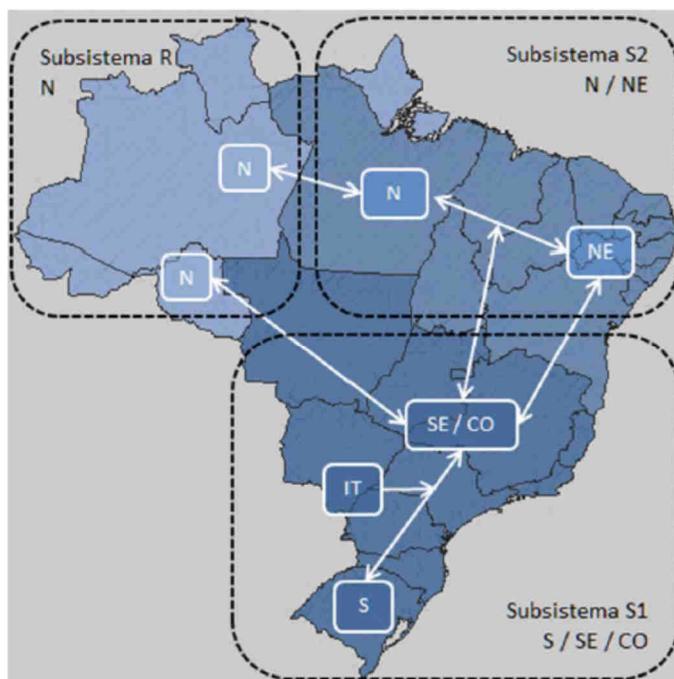
consideradas também as tecnologias de transporte sob trilho (trens e metrô) e transporte aéreo de passageiros e carga, que utilizam derivados de petróleo.

As demandas do setor de transporte são representadas no modelo MESSAGE-Brasil na forma de serviço de transportes, ou seja, passageiro-km (pkm) ou tonelada-km (tkm) para transporte de passageiros e carga, respectivamente. Dessa forma, o modelo pode escolher, respeitando as restrições de sucateamento e penetração de novos veículos e/ou modais de transportes, as opções de menor custo para o transporte de passageiros e carga.

## ii. Setor elétrico

No tocante ao setor elétrico, são consideradas a partir do nível secundário os custos e perdas de transmissão e distribuição ao longo do SIN e do sistema isolado, inclusive as trocas entre subsistemas.

Conforme mencionado inicialmente, o Sistema Interligado Nacional, dentro da estrutura do MESSAGE-Brasil foi desagregado em dois subsistemas: S1 e S2, representando as regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste, respectivamente. Além disso, considera-se também o subsistema R, isolado do SIN. No entanto, em linha com o desenvolvido por Borba (2012), foi dada ao modelo a possibilidade de interligação do subsistema R ao SIN através das linhas de transmissão previstas para iniciar a operação a partir de 2015. Outros fluxos de energia elétrica previstos na estruturação do MESSAGE-Brasil podem ser observados na figura a seguir:



**Figura 59: Subsistemas e intercâmbios de energia elétrica no MESSAGE-Brasil (Borba, 2012)**

Nota: N – Norte; S – Sul; SE – Sudeste; NE – Nordeste; CO – Centro-Oeste; IT – Itaipu.

Assim, a eletricidade chega ao nível final e é direcionada para as tecnologias que a consomem para a geração de energia útil nos diversos setores da economia, como o próprio setor energético, de transportes (no caso da entrada de veículos elétricos, principalmente), industrial, residencial e serviços. Em cada setor, são consideradas as respectivas eficiências de conversão

e preços de energia de acordo com estimativas de Rathmann (2012), Borba (2012) e Lucena *et al.* (2010), fontes a partir do qual também se basearam as demandas do setor.

*iii. Setor industrial, agropecuário e edificações (residencial e serviços):*

A energia útil considerada nos setores industrial, agropecuário e edificações corresponde à demanda por energia térmica e eletricidade cativa nesses setores e foi estimada segundo dados de Rathmann (2012). Dessa forma, todos os combustíveis utilizados nestes setores são levados do nível secundário ao nível final para que sejam distribuídos ao longo do sistema dentro das especificações em que deve ser entregue ao consumidor final. Em seguida, para que o fluxo energético chegue ao nível útil, suprindo, assim, a demanda, são consideradas tecnologias distintas para cada subsetor que considera diferentes tecnologias com as respectivas eficiências de conversão, consumos cativos (quando aplicável) e custos de operação e manutenção. Os custos de combustível são formados ao longo da cadeia produtiva de cada combustível, sendo, portanto, endógeno ao modelo.

Os setores agropecuário e de edificações não são divididos em subsetores, possuindo dados de entrada técnicos e econômicos para os dois setores como um todo. Já o setor industrial foi dividido em 11 subsetores que diferem significativamente em termos de processo produtivo e consumo energético. São eles: mineração, cimento, cerâmica, papel e celulose, ferro-gusa e aço, níquel e ferro, ferro-ligas, química, alimentos e bebidas, têxtil e outras indústrias.

### ***Emissões de Carbono***

Foi atribuído a cada tecnologia de conversão um coeficiente de emissão que corresponderá às emissões de carbono naquele processo específico por unidade de energia produzida. Assim, para todas as tecnologias de conversão de fontes fósseis consideradas ao longo das cadeias energéticas existentes na estruturação do sistema energético brasileiro no MESSAGE-Brasil foi atribuído um fator de emissão sobre o qual, uma vez multiplicado pela atividade de cada tecnologia, é aplicado o preço de carbono correspondente a cada período e cenário. Analogamente, no caso de uma limitação às emissões totais do setor energético, é possível acrescentar uma restrição ao modelo de forma que ele encontre a solução de mínimo custo para a expansão do setor energético que mantenha o nível de emissões abaixo do teto estipulado.

### ***Captura e Sequestro de Carbono (CCS)***

Para geração térmica a carvão mineral e gás natural, a exceção da opção de geração a ciclo aberto, foi dada a opção de captura e sequestro de carbono (CCS) a partir do ano de 2020, quando se pressupõe que esta tecnologia possa ser economicamente viável. Para o caso do carvão, foi dada a opção de *retrofit* de térmicas de carvão pulverizado já existentes e a expansão da geração a carvão já com unidades de captura em usinas de carvão pulverizado e de gasificação (IGCC). No caso da geração termelétrica a gás natural em ciclo combinado, a opção de *retrofit* foi desconsiderada por ser considerada muito cara, sendo dada a opção apenas de

construir novas térmicas com ciclo combinado *capture-ready*, i.e., já com planta de captura (Rubin *et al.*, 2007).

MESSEGE-Brasil também permite CCS em alternativas energéticas baseadas em biomassa (BioCCS), o que resulta em emissões líquidas negativas (desconsiderando-se as emissões do ciclo de vida da biomassa). As opções de BIOCCS consideradas no modelo incluem captura em destilarias de etanol e captura em opções de gasificação de biomassa.

## Anexo B – Tratamento das vazões projetadas pela FUNCENE

O objetivo desta formulação é permitir a estimação das estatísticas básicas (média e desvio padrão) para todos os postos hidrológicos representados no estudo, uma vez que a introdução das estatísticas disponibilizadas nos modelos dos postos hidrológicos apresentam as seguintes restrições:

- As séries disponibilizadas contemplam apenas um subconjunto dos postos totais;
- As séries disponibilizadas são séries de vazões naturais, enquanto que as estatísticas requeridas se referem às séries de vazões incrementais, que não podem ser diretamente determinadas devido a ausência de uma grande quantidade de postos da topologia do caso de estudo;
- As séries disponibilizadas não são 100% compatíveis com a topologia do caso, uma vez que a aplicação das séries na topologia resulta no aparecimento de uma quantidade considerável de médias incrementais negativas.

### FORMULAÇÃO:

Sejam,

$V_N^{i,p}$  As séries de vazões naturais históricas para o posto  $i$ , mês  $p$ ;

$V_I^{i,p}$  As séries de vazões incrementais históricas para o posto  $i$ , mês  $p$ ;

$\mu_H^{i,p}$  A média das vazões incrementais históricas para o posto  $i$ , mês  $p$ ;

$\sigma_H^{i,p}$  O desvio padrão das vazões incrementais históricas para o posto  $i$ , mês  $p$ ;

$\mu_N^{i,p}$  A média das vazões incrementais para o posto  $i$ , mês  $p$ ;

$\sigma_N^{i,p}$  O desvio padrão das vazões naturais para o posto  $i$ , mês  $p$ ;

$\mu_I^{i,p}$  A média das vazões incrementais para o posto  $i$ , mês  $p$ ;

$\sigma_I^{i,p}$  O desvio padrão das vazões incrementais para o posto  $i$ , mês  $p$ ;

$M^i$  O conjunto de postos hidrológicos a montante do posto  $i$ ;

$D$  Subconjunto de postos hidrológicos definidos para o cenário avaliado (para os quais a média e desvio padrão são conhecidos para as vazões naturais);

$U$  Subconjunto de postos hidrológicos não definidos para o cenário avaliado (para os quais a média e o desvio padrão das vazões naturais são desconhecidos);

$\mu_{Nesp}^{i,p}$  A média das vazões naturais especificadas para o posto  $i$ , pertencente ao subconjunto  $D$ , mês  $p$ ;

$\sigma_{Nesp}^{i,p}$  O desvio padrão das vazões naturais especificadas para o posto  $i$ , pertencente ao subconjunto  $D$ , mês  $p$ .

$Cor(V_I^{i,p}, V_N^{j,p})$  A correlação entre as vazões incrementais históricas do posto  $i$  e as vazões naturais históricas para o posto  $j$ , para o mês  $p$ .

$Cor(V_N^{i,p}, V_N^{j,p})$  A correlação entre as vazões naturais históricas do posto  $i$  e as vazões naturais históricas para o posto  $j$ , para o mês  $p$ .

A média das vazões naturais pode ser escrita como:

$$\mu_N^{i,p} = \mu_I^{i,p} + \sum_{j \in M^i} \mu_N^{j,p}$$

A variância do somatório de  $K$  variáveis aleatórias é definida por:

$$\sigma^2 = \sum_{i=1}^k \sigma_i^2 + 2 \sum_{i=1}^{k-1} \sum_{j=i+1}^k Cov(i, j)$$

Onde  $Cov(i, j)$  é a covariância entre as séries  $i$  e  $j$ , que pode também ser definida como:

$$Cov(i, j) = Cor(i, j) \sigma_i \sigma_j$$

Assumindo-se como premissa que as correlações do histórico são mantidas para o cenário analisado, pode-se definir as variâncias das vazões naturais como:

$$(\sigma_N^{i,p})^2 = (\sigma_I^{i,p})^2 + \sum_{j \in M^i} (\sigma_N^{j,p})^2 + 2 \sum_{j \in M^i} Cor(V_I^{i,p}, V_N^{j,p}) \sigma_I^{i,p} \sigma_N^{j,p} + 2 \sum_{j \in M^i} \sum_{l \in M^i, l > j} Cor(V_N^{j,p}, V_N^{l,p}) \sigma_N^{j,p} \sigma_N^{l,p}$$

A partir destas definições, pode-se formular dois problemas independentes para o objetivo desejado:

**Problema 1:** Determinar as médias incrementais de todos os postos hidrológicos, a partir das médias das vazões naturais providas.

$$\min_{\mu_N^{i,p}, \mu_I^{i,p}} k_1 \cdot \sum_{i \in D \cup U} \sum_{p=1}^{12} s^{i,p} \cdot \mu_H^{i,p} + k_2 \cdot \sum_{i \in U} \sum_{p=1}^{12} (d_+^{i,p} + d_-^{i,p}) \cdot \mu_H^{i,p}$$

S.a:

$$s^{i,p} + \mu_I^{i,p} \geq 0 \quad \forall i \in D \cup U, p \in (1,12)$$

$$d_+^{i,p} + \mu_N^{i,p} - \mu_H^{i,p} \geq 0 \quad \forall i \in U, p \in (1,12)$$

$$d_-^{i,p} + \mu_H^{i,p} - \mu_N^{i,p} \geq 0 \quad \forall i \in U, p \in (1,12)$$

$$\mu_N^{i,p} = \mu_I^{i,p} + \sum_{j \in M^i} \mu_N^{j,p} \quad \forall i \in D \cup U, p \in (1,12)$$

$$\mu_N^{i,p} = \mu_{Nesp}^{i,p} \quad \forall i \in D, p \in (1,12)$$

$$s^{i,p} \geq 0, d_+^{i,p} \geq 0, d_-^{i,p} \geq 0$$

$$k_1 \gg k_2$$

O objetivo é minimizar a ocorrência de incrementais negativos, garantindo que as médias das vazões naturais para os postos hidrológicos informados sejam respeitadas.

Como objetivo secundário, deseja-se que as médias incrementais dos postos não conhecidos sejam próximas das médias incrementais históricas. Esse objetivo secundário é colocado porque nem todos os postos são afetados, ou são pouco afetados, pelo objetivo primário, e, desta forma, o otimizador poderia decidir qualquer solução aleatória para estes postos, se não houvesse um objetivo secundário.

**Problema 2:** Determinar os desvios padrões das vazões incrementais de todos os postos hidrológicos, a partir dos desvios padrões das vazões naturais providas.

$$\min_{\sigma_N^{i,p}, \sigma_I^{i,p}} k_3 \cdot \sum_{i \in D} \sum_{p=1}^{12} (\Delta\sigma_{N+}^{i,p} + \Delta\sigma_{N-}^{i,p}) \cdot \mu_H^{i,p} + k_4 \cdot \sum_{i \in U} \sum_{p=1}^{12} (\Delta\sigma_{I+}^{i,p} + \Delta\sigma_{I-}^{i,p}) \cdot \mu_H^{i,p}$$

s.a:

$$\Delta\sigma_{N+}^{i,p} + \sigma_N^{i,p} - \sigma_{Nesp}^{i,p} \geq 0 \quad \forall i \in D, p \in (1,12)$$

$$\Delta\sigma_{N-}^{i,p} + \sigma_{Nesp}^{i,p} - \sigma_N^{i,p} \leq 0 \quad \forall i \in D, p \in (1,12)$$

$$\Delta\sigma_{I+}^{i,p} + \sigma_I^{i,p} - \sigma_H^{i,p} \geq 0 \quad \forall i \in U, p \in (1,12)$$

$$\Delta\sigma_{I-}^{i,p} + \sigma_H^{i,p} - \sigma_I^{i,p} \geq 0 \quad \forall i \in U, p \in (1,12)$$

$$\Delta\sigma_I^{i,p} = 0 \quad \forall \sigma_H^{i,p} = 0$$

$$(\sigma_N^{i,p})^2 = (\sigma_I^{i,p})^2 + \sum_{j \in M^i} (\sigma_N^{j,p})^2 + 2 \sum_{j \in M^i} Cor(V_I^{i,p}, V_N^{j,p}) \sigma_I^{i,p} \sigma_N^{j,p} \quad \forall i, j \in D \cup U, p \in (1,12)$$

$$+ 2 \sum_{j \in M^i} \sum_{l \in M^i, l > j} Cor(V_N^{j,p}, V_N^{l,p}) \sigma_N^{j,p} \sigma_N^{l,p}$$

$$\Delta\sigma_{N+}^{i,p} \geq 0, \Delta\sigma_{N-}^{i,p} \geq 0, \Delta\sigma_{I+}^{i,p} \geq 0, \Delta\sigma_{I-}^{i,p}$$

$$k_3 \gg k_4$$

Neste caso, verifica-se que não existe uma solução viável na qual os desvios padrões para as séries de vazões naturais informadas sejam exatamente os valores informados. Desta forma, este requisito é formulado de maneira “soft”, sendo o principal objetivo do problema a minimização das diferenças entre os desvios padrões especificados e os obtidos para os postos hidrológicos informados.

De maneira análoga ao problema anterior, é inserido um objetivo secundário cuja principal função é fazer com que os desvios padrões incrementais das séries pouco afetadas pelo objetivo principal tendam a ser próximos do desvio padrão incremental histórico.