



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

PRODUTO 02

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

1	INTRODUÇÃO	5
1.1	ANTECEDENTES E OBJETIVO	5
1.2	CENÁRIO DE EXPANSÃO DA OFERTA E DEMANDA	5
2	CENÁRIO DE EXPANSÃO DA OFERTA E DEMANDA DE ENERGIA	6
2.1	PROJEÇÃO DE DEMANDA NO LONGO PRAZO	6
2.2	CRITÉRIOS PARA EXPANSÃO DA OFERTA	8
2.3	OPÇÕES DE EXPANSÃO NO LONGO-PRAZO	10
2.3.1	<i>Hidroelétricas</i>	10
2.3.2	<i>Termoelétricas convencionais</i>	10
2.3.3	<i>Fontes complementares</i>	15
2.3.4	<i>Resumo</i>	19
2.4	CRITÉRIO PARA ELABORAÇÃO DO CENÁRIO DE EXPANSÃO	20
2.4.1	<i>Curto e médio prazo</i>	20
2.4.2	<i>Longo prazo</i>	22
2.5	ASPECTOS COMPLEMENTARES	25
2.5.1	<i>Adequabilidade com relação aos leilões de energia nova</i>	25
2.5.2	<i>Interconexão com os sistemas Acre/Rondônia e Manaus/Macapá</i>	28
2.5.3	<i>Interconexões entre subsistemas</i>	29
2.5.4	<i>Redução na expectativa de produção eólica</i>	33
2.5.5	<i>Critério de Garantia de Suprimento</i>	33
2.5.6	<i>O fator de fricção</i>	36
2.5.7	<i>Necessidade de energia de reserva no sistema</i>	40
2.5.8	<i>Critério de planejamento da expansão do sistema</i>	41
2.5.9	<i>Simulação do despacho hidrotérmico do sistema e projeção de PLD</i>	43
3	RESULTADOS ENERGÉTICOS DO CENÁRIO DE REFERÊNCIA	48
3.1	BALANÇO ENTRE OFERTA E DEMANDA DE ENERGIA DO SIN	48
3.2	EVOLUÇÃO DA ENERGIA DE RESERVA	50
3.3	PARTICIPAÇÃO HIDROTÉRMICA	51
3.3.1	<i>Breakdown das hidroelétricas</i>	52
3.3.2	<i>Breakdown das termoelétricas</i>	53
3.4	BALANÇO ENTRE OFERTA E DEMANDA DE ENERGIA DOS SUBMERCADOS	54
3.5	PROJEÇÃO DE PREÇOS DE ENERGIA	57
3.5.1	<i>Procedimento</i>	57
3.5.2	<i>Projeção de CMO</i>	58
3.5.3	<i>Emissões de CO2</i>	58
4	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE NAS PROJEÇÕES DE VAZÕES	61
4.1	CASOS ANALISADOS	61
4.2	RESULTADOS DE HIDROLOGIA	62
4.2.1	<i>Hidrologia no Modelo HadGEM</i>	62
4.2.2	<i>Hidrologia no Modelo MIROC</i>	64
4.3	RESULTADOS DE IMPACTOS	66
4.3.1	<i>HadGEM RCP 8.5</i>	66

4.3.2	<i>MIROC RCP 8.5</i>	69
5	RESULTADOS ENERGÉTICOS DO CENÁRIO ALTERNATIVO	73
5.1	RESULTADOS.....	74
5.1.1	<i>Projeção de CMO</i>	74
5.1.2	<i>Emissões de CO2</i>	75
5.1.3	<i>Caso Alternativo para a projeção do modelo climático HadGEM</i>	78
5.1.4	<i>Caso Alternativo para a projeção do modelo climático MIROC</i>	80
6	CONCLUSÃO	84
7	ANEXO A – MODELO COMPUTACIONAL DE DESPACHO SDDP	85
8	ANEXO B - TRATAMENTO DAS VAZÕES PROJETADAS PELA FUNCEME	88

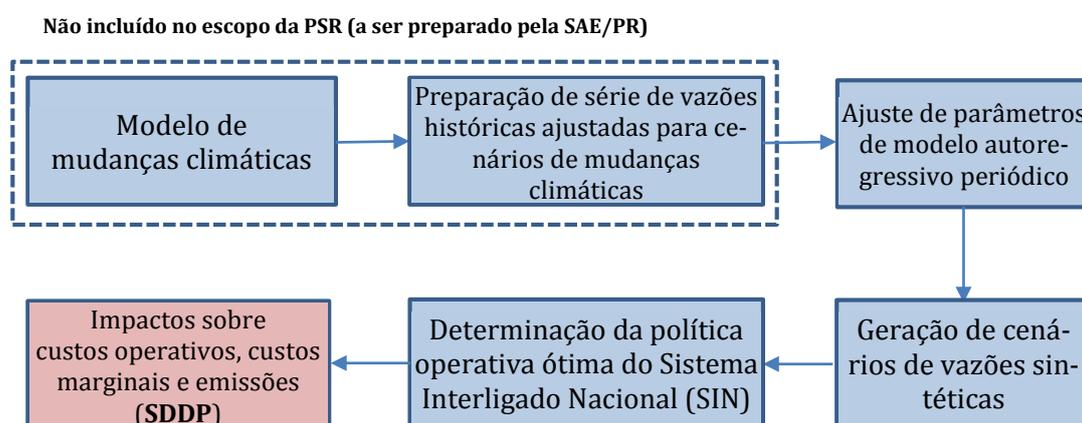
1 INTRODUÇÃO

1.1 Antecedentes e objetivo

A COPPE contratou a PSR para avaliar os impactos de cenários de mudanças climáticas para o setor elétrico brasileiro. O trabalho está sendo requisitado pela Secretaria de Assuntos Estratégicos da Presidência da República (SAE/PR). Caberá à COPPE a coordenação técnica do trabalho e a interface com a SAE/PR. A atual demanda é uma atualização de um estudo coordenado pela COPPE, uma vez que foram disponibilizados novos cenários com tendências de mudanças climáticas. Também, cabe ressaltar os cenários de impactos de mudanças climáticas sobre o setor elétrico constituem tão somente uma dimensão, dentre diversas outras (ex. agricultura, zonas costeiras, etc.) que estão sendo estudadas pela SAE/PR.

O diagrama abaixo contextualiza o trabalho efetuado pela PSR no âmbito deste projeto. Para a realização das simulações energéticas, é preciso considerar um plano de expansão (projetos existentes, construção de novos projetos de geração com diferentes tecnologias, expansões na capacidade de transporte de energia e premissas de crescimento da demanda e eficiência energética). Sobre estas premissas serão avaliados cenários de mudanças climáticas sob perspectiva do impacto sobre a hidrologia do sistema, portanto, sobre a disponibilidade de energia hidrelétrica.

A combinação de planos de evolução do setor elétrico (de referência e alternativos) com cenários de impactos de mudanças climáticas sobre hidrologia (modelo “HadGEM”, “MIROC” e “Caso Base”) resultará nos casos estudados pela PSR utilizando seu modelo proprietário para simulação energética SDDP.



1.2 Cenário de expansão da oferta e demanda

O Cenário de Expansão representa uma evolução do parque gerador e dos grandes troncos de transmissão, onde as necessidades de ampliação da oferta de energia são quantificadas de modo que o Cenário de Expansão possa representar uma conformação

aceitável em termos de possibilidades de implantação e que sejam obedecidos os critérios de qualidade no suprimento de energia. Dessa maneira, o Cenário resultante possui todos os atributos exigidos pelo Planejador do Sistema, dentro do seu papel de monitoramento da qualidade nas condições de atendimento do sistema.

A figura a seguir apresenta uma visão geral da metodologia empregada:

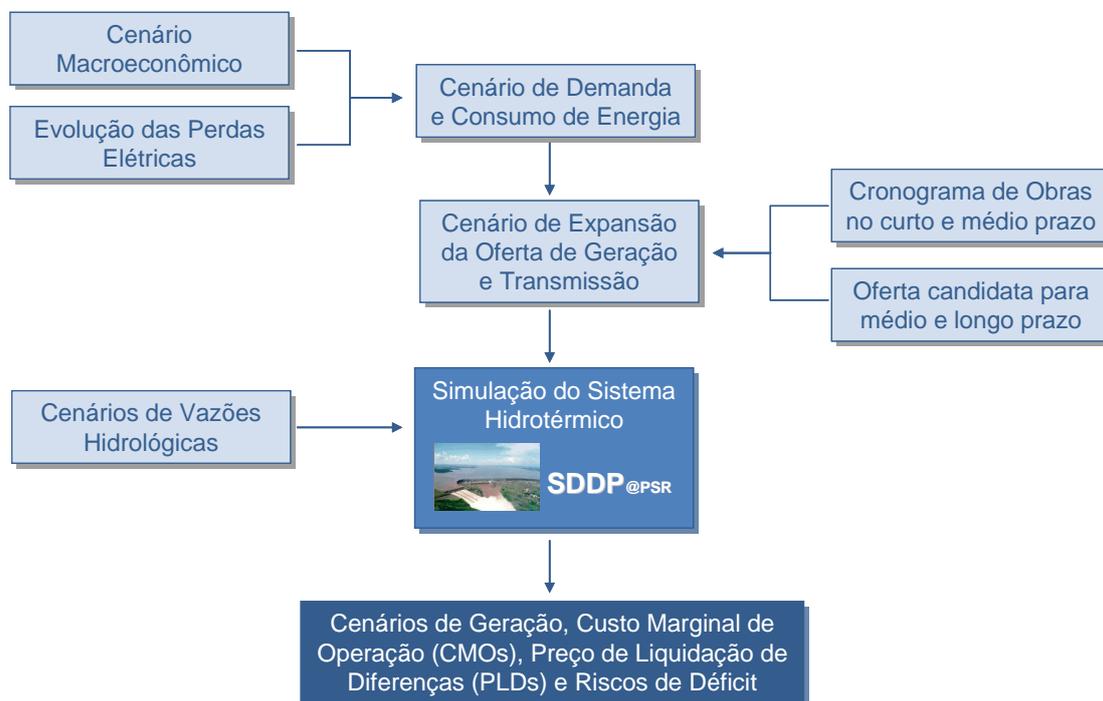


Figura 1-1 – Visão geral da metodologia

O processo inicia-se com a definição de hipóteses macro-econômicas que formam os “inputs” principais para a projeção de mercado de energia elétrica. Com a projeção de mercado obtida, constrói-se o cenário de oferta para atender esta demanda a mínimo custo e, em seguida, realiza-se a simulação energética do sistema (despacho hidrotérmico estocástico) com o objetivo de obter os resultados de qualidade de atendimento do cenário de oferta e demanda projetados.

2 CENÁRIO DE EXPANSÃO DA OFERTA E DEMANDA DE ENERGIA

2.1 Projeção de demanda no longo prazo

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 próprias¹ 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 Sistema Interligado Nacional (SIN).

Para o horizonte 2015 a 2018, o cenário macroeconômico utilizado neste estudo se baseia na estimativa do mercado para a evolução do PIB nacional² 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.

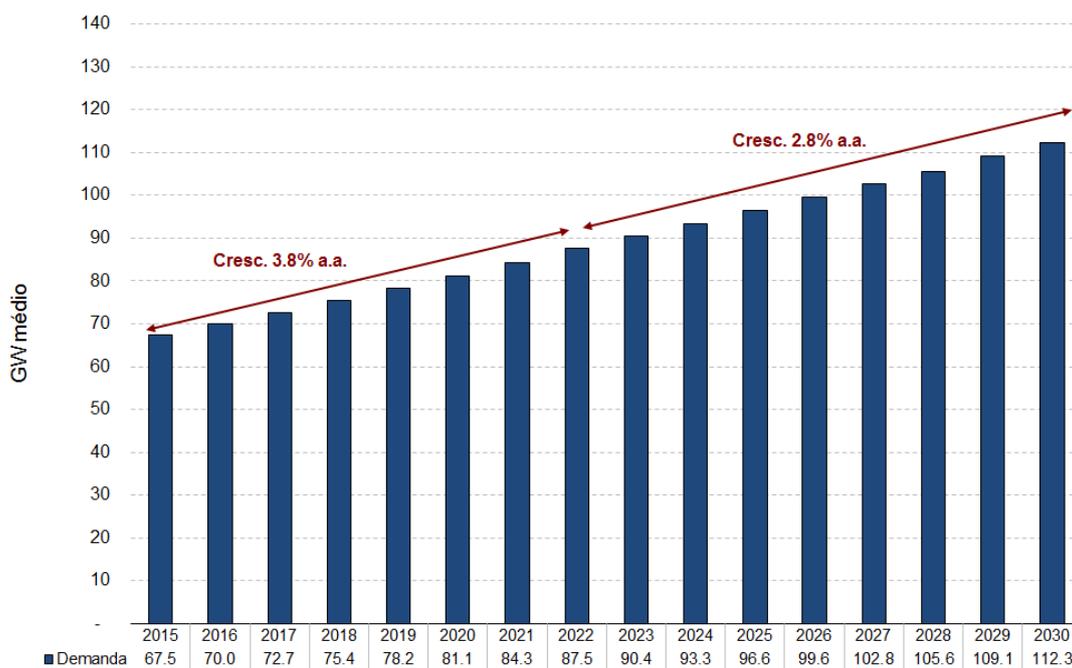
Tabela 2-1– Projeção de crescimento do PIB

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

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

¹ Montante total de energia requisitado subsistema em determinado período. Inclui todas as perdas de energia entre produção e consumo.

² 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.



Inclui interligação com Acre-Rondônia em 2010, Manaus/Amapá em setembro de 2013 e Ande (consumo do Paraguai)

Figura 2-1 – Projeção do Requisito de Energia

2.2 Critérios para expansão da oferta

Uma vez preparado o cenário de projeção de demanda, o próximo passo consiste em ajustar um cenário indicativo de expansão da oferta de energia elétrica. Este cenário é composto por projetos de geração e interconexões de transmissão entre subsistemas.

Para tanto, 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, discutido no capítulo anterior.

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);

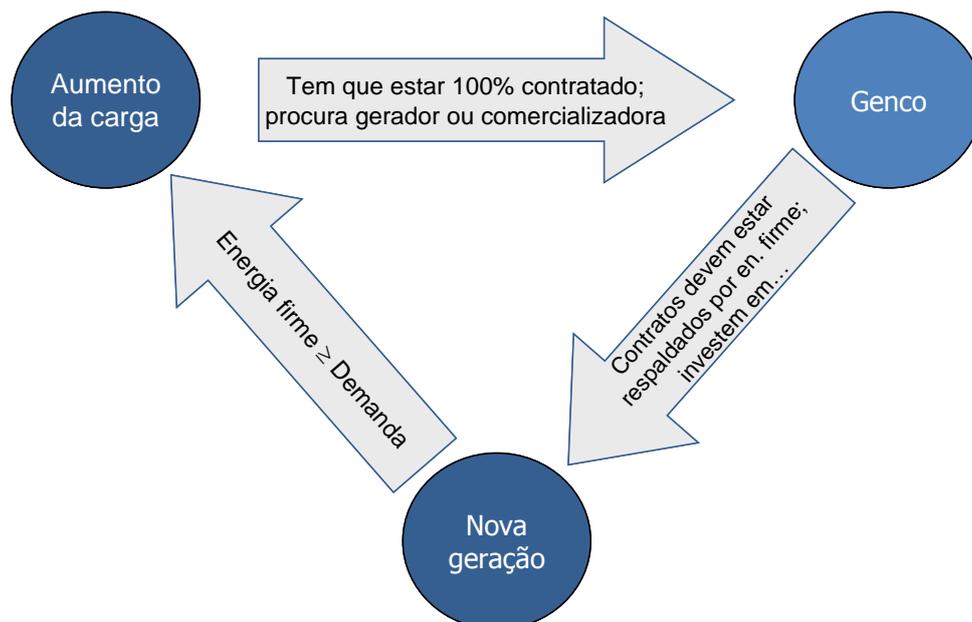


Figura 2-2 – Consequência da exigência de 100% de cobertura da demanda

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.

Cada um destes itens será discutido a seguir.

2.3 Opções de expansão no longo-prazo

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 abaixo mostra as opções de expansão do sistema neste período.

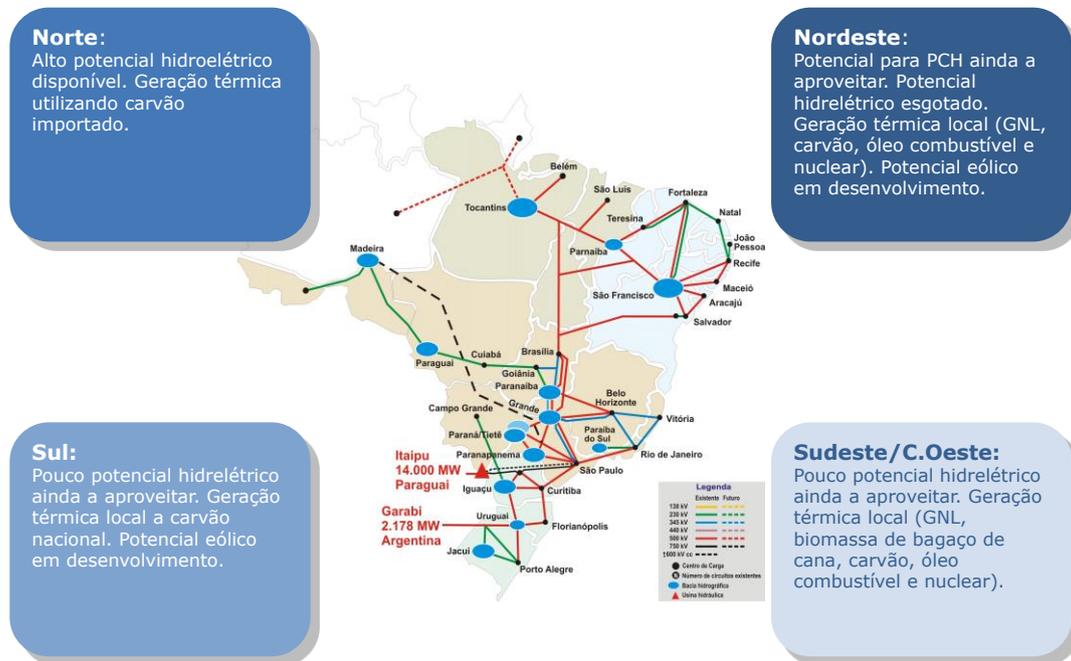


Figura 2-3 – Opções de expansão da geração

As oportunidades para cada fonte na expansão são analisadas a seguir.

2.3.1 Hidroelétricas

Apesar da escassez de estudos de inventário e de viabilidade econômica para usinas hidrelétricas, novos estudos estão sendo preparados pela EPE e que devem resultar em novas opções de geração de energia hidrelétrica 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 hidrelétrica no Brasil.

2.3.2 Termoelétricas convencionais

Mesmo em um cenário onde haja plena disponibilidade de projetos hidrelétricos sem entraves ambientais, a expansão do parque gerador de menor custo para o consumidor final é um “mix” de usinas termoelétricas e hidrelétricas. Isto ocorre porque estas usinas possuem atributos complementares. Por um lado, as termoelétricas 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.

2.3.2.1 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 infra-estrutura 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 atrativa opção 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*³), 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.

³ *Henry Hub* é um ponto de precificação de contratos futuros de gás natural negociados na Bolsa Mercantil de Nova Iorque (NYMEX).

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 Brasil⁴; (iii) baixo preço do gás no mercado internacional (Henry Hub) devido ao desenvolvimento do *shale gas* (gás de folhelho) nos Estados Unidos⁵; 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.

⁴ 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.

⁵ 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.

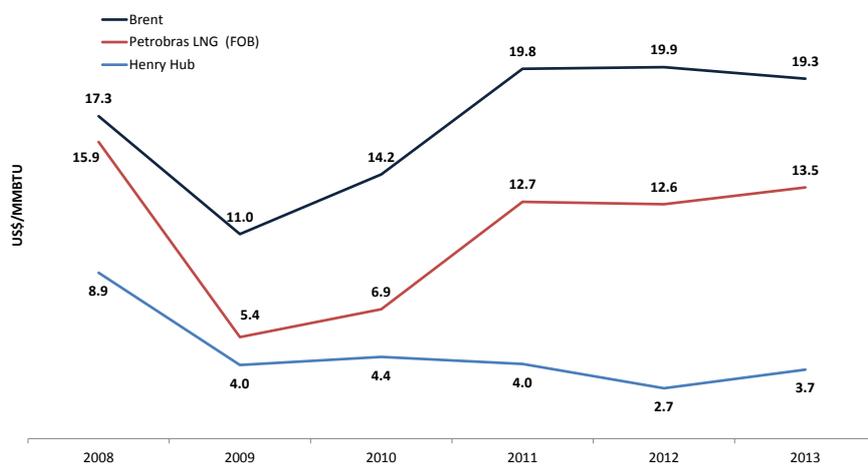


Figura 2-4– Histórico de preço do GNL no Brasil

Como consequência destas duas barreiras para o desenvolvimento das plantas movidas a gás, a PSR não 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: 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. As premissas de gás natural são apresentadas na seção 3.2.2.2.

2.3.2.2 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 CO₂, 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.

2.3.2.3 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.

O cenário de expansão de referência da PSR não considerará esta tecnologia como possibilidade de nova oferta.

2.3.2.4 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_3O_8 , 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)⁶. 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

⁶ Fonte: Indústrias Nucleares do Brasil (INB)

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 tU₃O₈), 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 da PSR 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.

2.3.3 Fontes complementares

2.3.3.1 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 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 diesel⁷.

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.

⁷ Ver <http://www.technologyreview.com/energy/24554/>

2.3.3.2 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 médios⁸, 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 bioelectricidade 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 países⁹, não existe no Brasil. A razão é que os reservatórios das usinas hidrelétricas permitem absorver com relativa facilidade qualquer variação na produção de energia¹⁰. Outro obstáculo comum, que é a necessidade de construir extensas redes de transmissão – por exemplo, o “corredor de vento” no centro dos Estados Unidos está a milhares de quilômetros dos principais centros de carga daquele país – também tem

⁸ Fonte: Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 20 edição, 2005.

⁹ Na Alemanha, por exemplo, foi necessário construir um parque térmico de “backup” para compensar as variações de produção das eólicas.

¹⁰ O mesmo ocorre com a bioelectricidade, onde a geração hidrelétrica compensa o padrão de produção sazonal que coincide com a colheita de cana de açúcar.

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 elétrica¹¹.

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.

2.3.3.3 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)¹². Segundo estimativas do Centro nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas (CERPCH), o Brasil possui um potencial de 12,31 GW¹³.

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 A¹⁴. Podem ainda ser considerados consumidores especiais um conjunto de consumidores do

¹¹ 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.

¹² Fonte: Banco de Informações de Geração (Aneel), julho de 2012.

¹³ Fonte: CERPCH (julho de 2012). Este valor considera 5,72 GW já outorgados pela ANEEL.

¹⁴ 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.

Grupo A, localizados no mesmo submercado, desde que estejam localizados em áreas contíguas ou possuam o mesmo CNPJ.

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 incentivados¹⁵.

2.3.3.4 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/m²/dia, enquanto os melhores locais na Alemanha têm 3,4 kWh/m²/dia. A figura abaixo apresenta o total de radiação solar para superfícies inclinadas (kWh/m²/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).

¹⁵ 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.

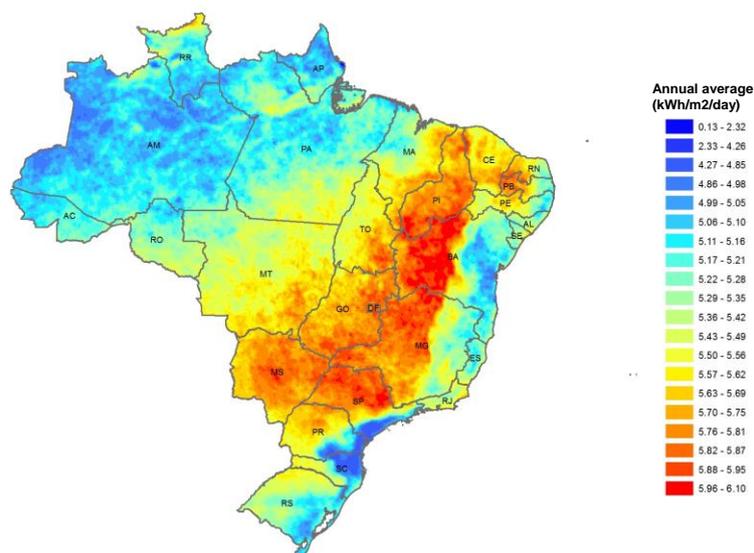


Figura 2-5– Irradiação total para superfícies inclinadas (resolução: 10 km x 10 km)

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.

2.3.4 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 termoeletricas. 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 termoeletrica 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.

2.4 Critério para elaboração do Cenário de Expansão

2.4.1 Curto e médio 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 2-2 apresenta uma análise da situação de alguns destes projetos nessa situação.

Tabela 2-2- 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 ⁽¹⁾	UHE	AP/PA	300	196	Verde	Adiantado	EC	jan-15	jan-15	mar-15	mar-15
Ferreira Gomes ⁽²⁾	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 ⁽³⁾	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 pela PSR (de acordo com o relatório de fiscalização de empreendimentos de geração da ANEEL, de dezembro de 2014).

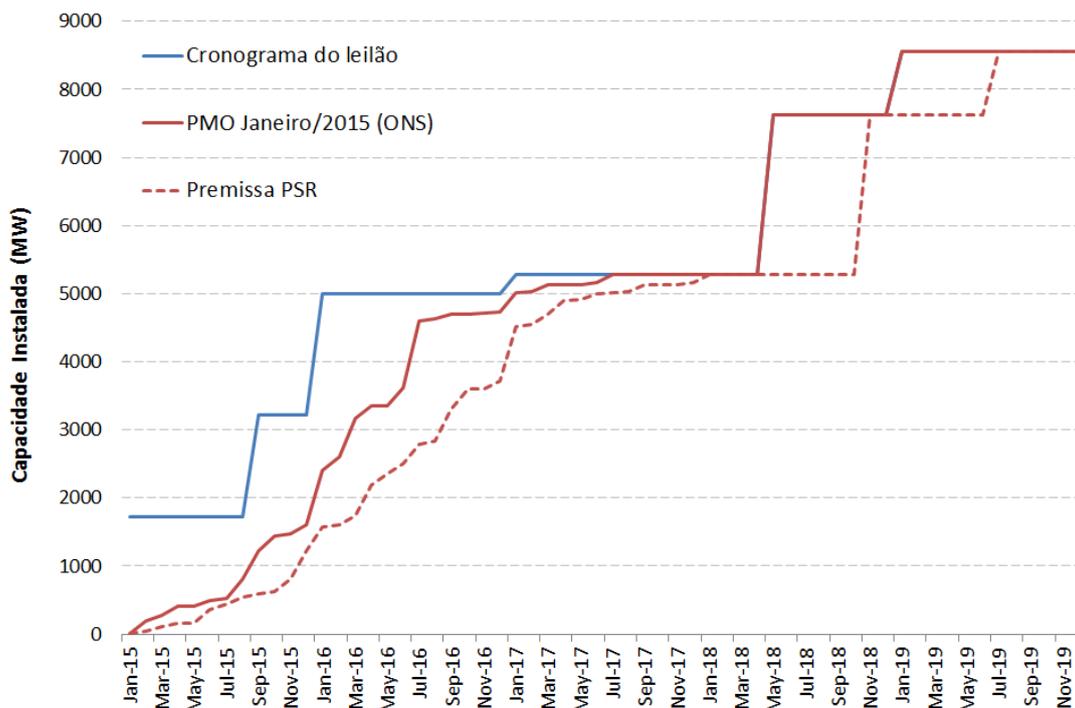


Figura 2-6– Premissa de atraso de usinas eólicas

2.4.2 Longo prazo

Para o horizonte de longo 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 pela PSR e diferenciados para empreendimentos hidroelétricos e termelétricos. Esta seção apresenta estes critérios.

2.4.2.1 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 longo prazo, a ser discutido no item 0.

Tabela 2-2 - Usinas UBP no horizonte do longo prazo

Usina	Tipo	UF	Potência (MW)	Entrada em Operação (Cenário da PSR)
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

2.4.2.2 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 termoeletricos “genéricos” considerados na construção do Cenário de Expansão são constituídos de:

- Módulos de 450 MW de usinas termoeletricas 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 termoeletricas 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 termoeletricos 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 hidroeletricas, 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 as mudanças na taxa de crescimento da demanda fazem com que as usinas hidroeletricas 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).

2.5 Aspectos complementares

2.5.1 Adequabilidade com relação aos leilões de energia nova

A figura abaixo apresenta a evolução do preço (médio, superior e inferior) e da energia contratada em cada leilão de energia nova. Observa-se uma redução no preço de energia desde 2010, com o aumento de contratos de energia eólica.

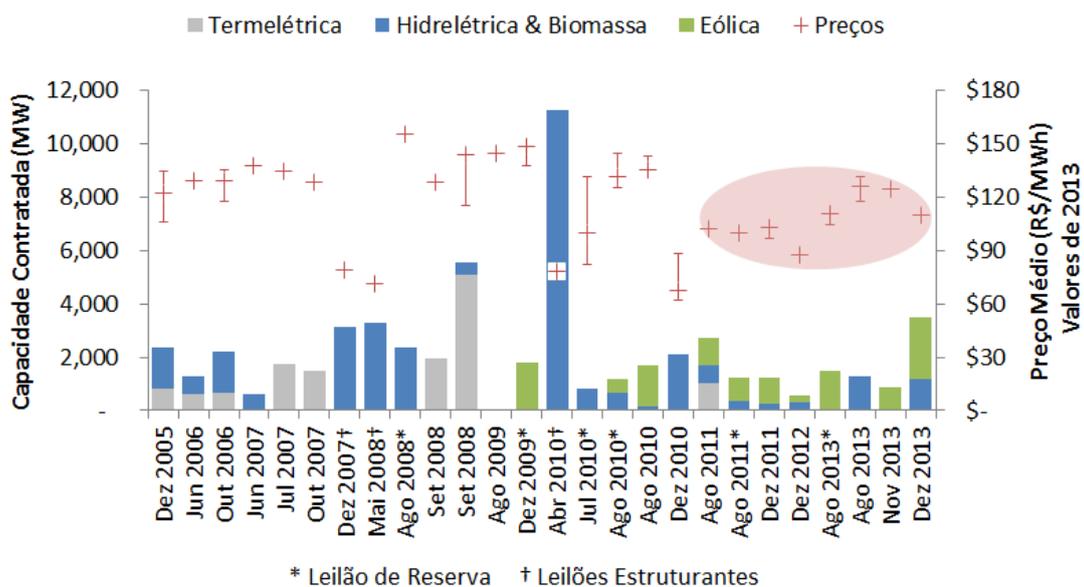


Figura 2-7 - Resultados dos leilões (todas as tecnologias)

A partir desses leilões, cerca de 5 GW de capacidade instalada de usinas a óleo não foram considerados no cenário de expansão a gás. O motivo foi a revogação da autorização devido a não construção dos empreendimentos. A tabela a seguir lista usinas desconsideradas no cenário.

Tabela 2-3- – Usinas não consideradas no cenário de expansão

Usina	Combustível	Capacidade Instalada (MW)	Leilão
Itapebi	Óleo Combustível	137	A-3/2007
Monte Pascoal	Óleo Combustível	137	A-3/2007
Maracanaú II	Óleo Combustível	70	A-3/2007
José de Alencar	GNL	300	A-3/2008
MC2 Camaçari 1	Óleo Combustível	176	A-3/2008
MC2 Catu	Óleo Combustível	176	A-3/2008
MC2 Dias Davila 1	Óleo Combustível	176	A-3/2008
MC2 Dias Davila 2	Óleo Combustível	176	A-3/2008
Senhor do Bonfim	Óleo Combustível	176	A-3/2008
MC2 Feira de Santana	Óleo Combustível	176	A-3/2008
Pernambuco IV	Óleo Combustível	201	A-3/2008
Santa Rita de Cássia	Óleo Combustível	175	A-3/2008
Parauna	Biomassa	114	A-5/2008
Cacimbaes	GNL	127	A-5/2008
Escolha	GNL	338	A-5/2008
Iconha	Óleo Combustível	184	A-5/2008
MC2 Camaçari 2	Óleo Combustível	176	A-5/2008
MC2 Camaçari 3	Óleo Combustível	176	A-5/2008
MC2 Rio Largo	Óleo Combustível	176	A-5/2008
MC2 Pecem 2	Óleo Combustível	350	A-5/2008
MC2 Macaíba	Óleo Combustível	400	A-5/2008
Pernambuco III	Óleo Combustível	201	A-5/2008
Termopower V	Óleo Combustível	201	A-5/2008
Termopower VI	Óleo Combustível	201	A-5/2008
Cauhyra I	Óleo Combustível	148	A-5/2008
TOTAL		4,868	

2.5.2 Interconexão com os sistemas Acre/Rondônia e Manaus/Macapá

O parque gerador do subsistema Rondônia e Acre, conectado ao SIN em outubro de 2009, é apresentado na tabela a seguir.

Tabela 2-4 – Parque gerador do sistema Acre-Rondônia após a interconexão

Usina	Localização	Nº Unidades	Tipo	Potência
UHE Samuel	Porto Velho (Rio Jamari)	5	Kaplan	216,0
UHE Rondon II	Porto Velho (Rio Comemoração)	3	Kaplan	73,5
PIE Termonorte I	Porto Velho	4	GD	64,0
PIE Termonorte	Porto Velho	3	PTE	221,4
PIE Termonorte	Porto Velho	1	PTE	118,6
TOTAL				693,5

Os parques geradores previstos para os subsistemas Manaus e Macapá a partir de janeiro de 2014, data adotada para a interligação do sistema Manaus-Macapá ao SIN, são apresentados na tabela a seguir.

Tabela 2-5 – Parque gerador do sistema Manaus-Macapá após a interconexão

Usina	Localização	Nº Unidades	Tipo	Potência (MW)
UHE Balbina	Pres Figueiredo (Rio Uatumã)	5	Kaplan	250,0
UHE Coaracy Nunes	Ferreira Gomes (Rio Araguari)	3	Kaplan	78
UTE Aparecida	Manaus	4	TG	90,0
UTE Mauá Expansão	Manaus	4	TG	132,0
PIE El Paso Planta B	Manaus	2	TG	110,0
PIE El Paso Planta D	Manaus	2	TG	80,0
PIE El Paso Planta W	Manaus	10	GDL	157,5
PIE Ponta Negra	Manaus	5	GDR	60,0
PIE Tambaqui	Manaus	5	GDL	60,0
PIE Jaraqui	Manaus	5	GDL	60,0
PIE Manauara	Manaus	5	GDL	60,0
UTE Santana TG	Santana	3	TG	54,0
UTE Santana GD	Santana	4	GD	62,8
UTE Santana EXP.	Santana	4	GD	108
PIE Cristiano Rocha	Santana	5	GDR	65
TOTAL				1427,3

2.5.3 Interconexões entre subsistemas

2.5.3.1 Metodologia

Tão importante quanto à construção do Cenário de Expansão através da adição de oferta de energia é a sinalização incluída no cenário de ampliações nas interconexões entre os submercados. Esta sinalização é obtida ao longo do processo de ajuste do cenário, através da verificação de parâmetros específicos tais como o chamado “benefício marginal de transmissão” (BMT).

O benefício marginal de transmissão de uma determinada interligação, expresso em \$/kW/ano, fornece a redução do custo de operação do sistema quando se amplia a capacidade dessa interligação em 1 kW. Este parâmetro, obtido como subproduto da solução ótima do problema de otimização associado ao despacho hidrotérmico estocástico¹⁶, é então comparado ao custo de investimento do circuito e, caso o benefício seja superior ao custo, é justificada uma expansão no tronco em análise.

Desse modo, na construção do Cenário de Expansão algumas ampliações nas interligações foram incorporadas ao sistema, função da avaliação dos benefícios marginais de transmissão.

No horizonte de mais curto prazo estas capacidades de transmissão são definidas de forma coerente com os valores utilizados pelo ONS no seu último Plano Mensal de Operação. No médio-longo prazos, são definidas de acordo com o “benefício marginal de transmissão”.

A figura a seguir apresenta um resumo do processo de construção do cenário de expansão da transmissão.

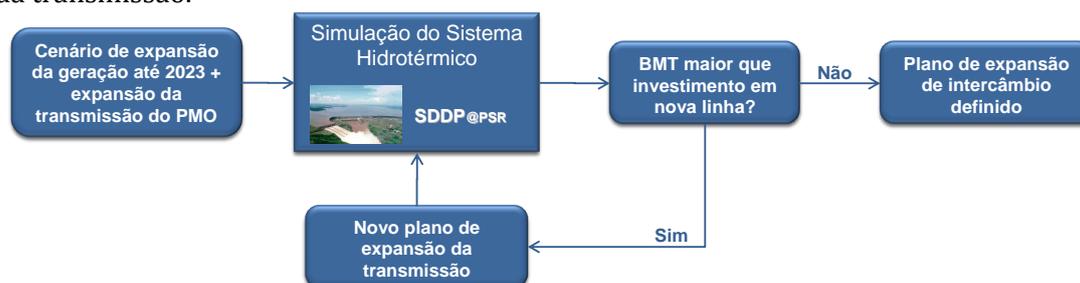


Figura 2-8 – Processo de construção do cenário de expansão da transmissão

2.5.3.2 Configuração da rede

A Figura 2- e a Figura 2- apresentam, respectivamente, a configuração geográfica e esquemática dos diversos subsistemas considerados na simulação da operação do sistema.

¹⁶ Este subproduto é o multiplicador de Lagrange (preço sombra) da restrição de capacidade de transmissão associada ao problema de despacho hidrotérmico.

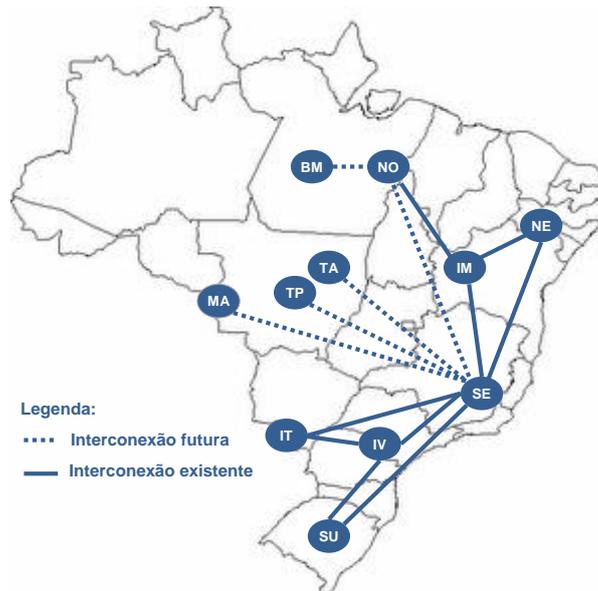


Figura 2-9 – Representação do sistema (geográfica)

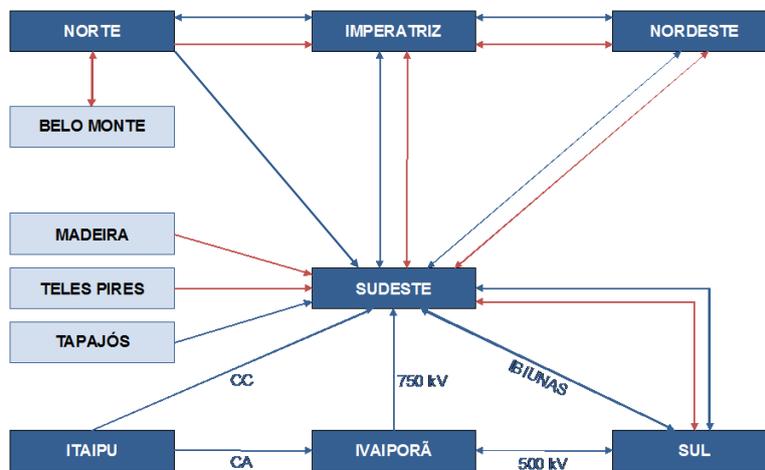


Figura 2-10 – Representação do sistema (esquemática)

2.5.3.3 Resultado da expansão dos intercâmbios

A figura abaixo apresenta a capacidade de intercâmbio existente entre os subsistemas em 2015.

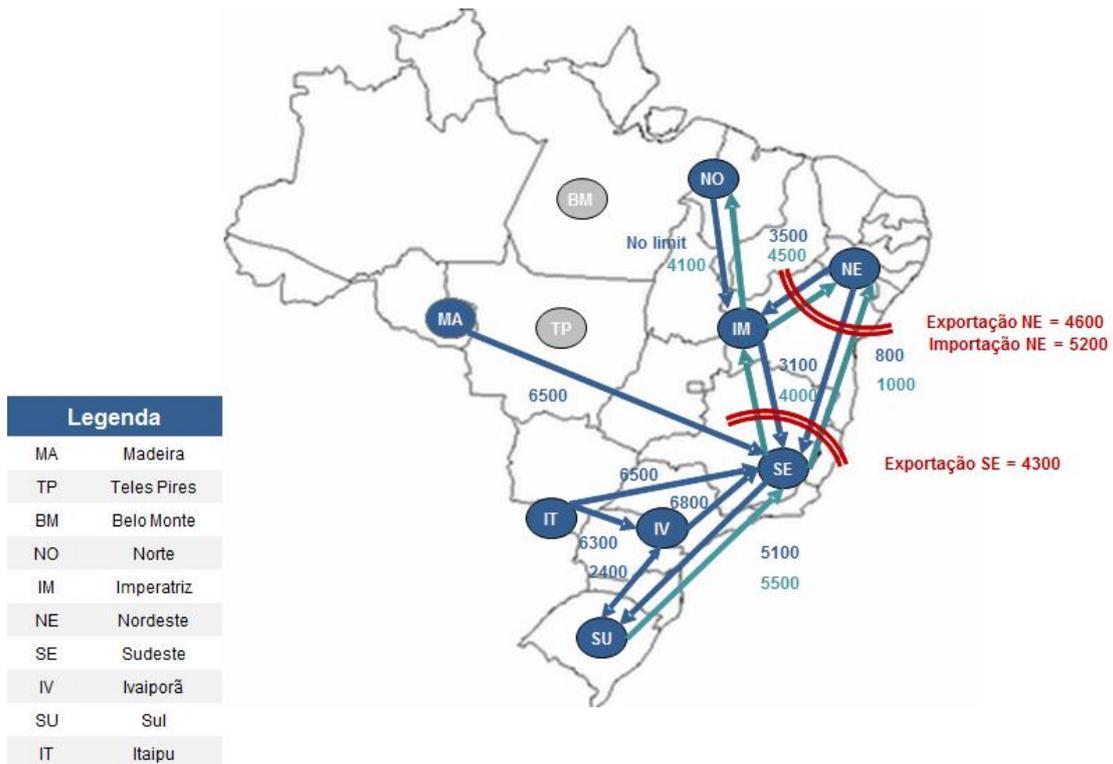


Figura 2-21– Capacidade de intercâmbio entre os subsistemas em 2015

A figura abaixo apresenta a capacidade de intercâmbio entre os subsistemas planejada para o ano de 2020, de acordo com a metodologia descrita na seção 3.3.3.1 acima.

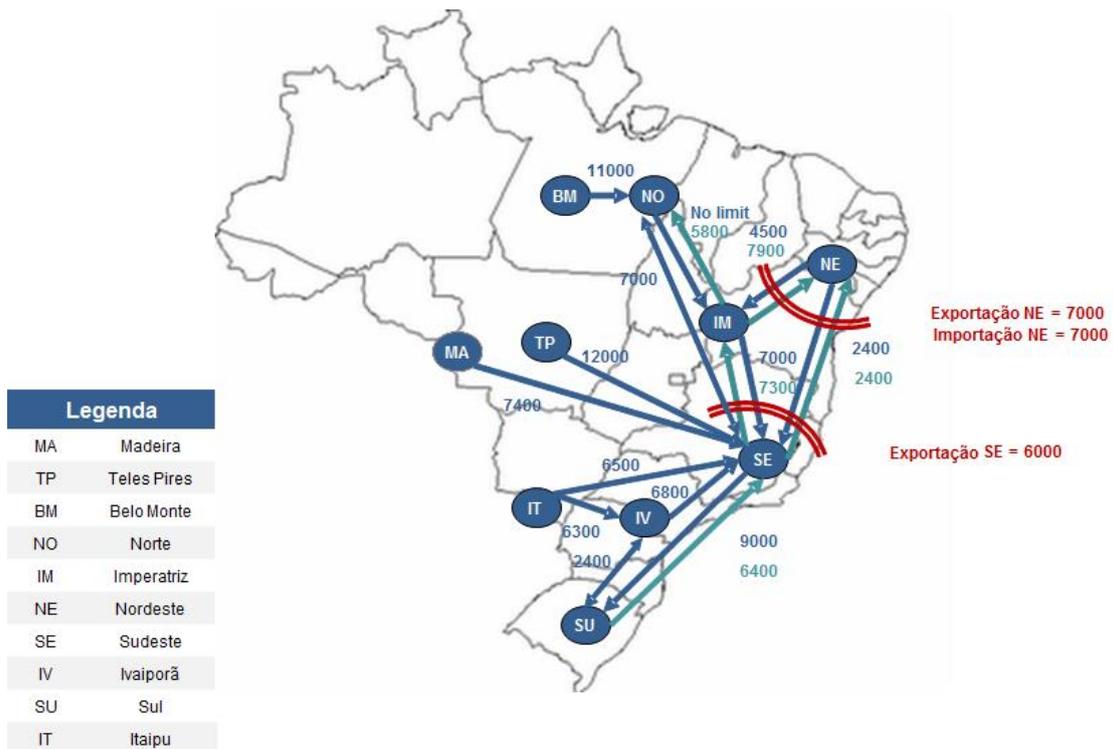


Figura 2-32– Capacidade de intercâmbio entre os subsistemas em 2020

A figura abaixo apresenta a capacidade de intercâmbio entre os subsistemas necessária em 2025, de acordo com a metodologia descrita na seção 3.3.3.1 acima.

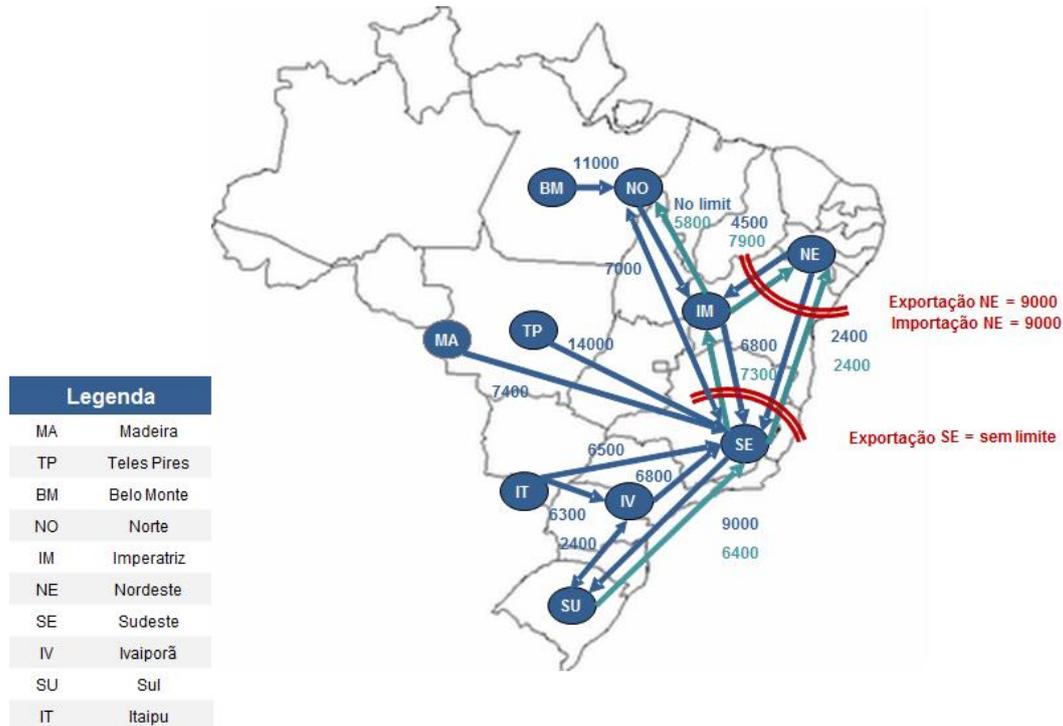


Figura 2-43– Capacidade de intercâmbio entre os subsistemas em 2025

A figura abaixo apresenta a capacidade de intercâmbio entre os subsistemas necessária em 2030, de acordo com a metodologia descrita na seção 3.3.3.1 acima.

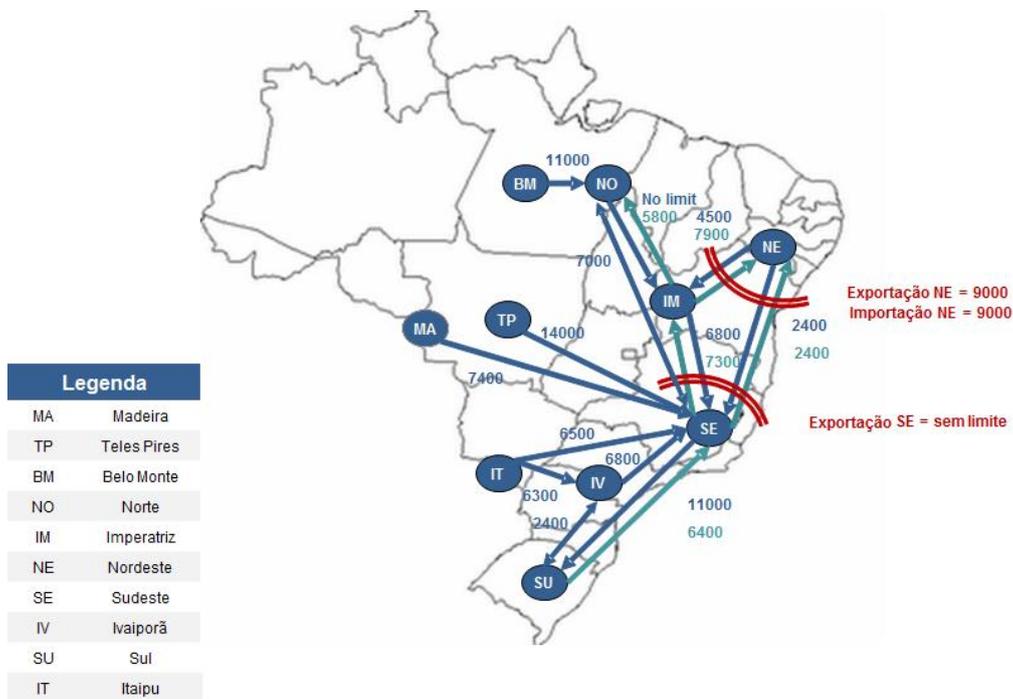


Figura 2-5– Capacidade de intercâmbio entre os subsistemas em 2030

2.5.4 Redução na expectativa de produção eólica

Considera-se que as plantas eólicas leiloadas até 2013 produzirão 15% menos do que suas respectivas garantias físicas (energia vendida no leilão). A redução de 15% é uma estimativa da diferença entre o P90 e o P50 de sua produção certificada, sendo o P50 o percentil utilizado pela EPE até 2013 para definir o valor de garantia física de geração eólica e que serviu de base para os projetos vencedores dos leilões realizados entre 2009 e 2012.

2.5.5 Critério de Garantia de Suprimento

2.5.5.1 Antecedentes

Um plano de expansão da oferta de energia ótimo pode ser definido como aquele que atende ao critério de segurança de suprimento, minimizando o custo de investimento e operação do sistema. O critério de segurança definido pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é que o risco de insuficiência da oferta de energia (déficit) não deve exceder 5% em nenhum dos subsistemas que compõem o SIN. Este critério era utilizado também no cálculo das garantias físicas dos empreendimentos de geração.

Já o plano de mínimo custo, segundo a teoria econômica, é obtido quando o custo marginal de operação (CMO) é igual ao custo marginal de expansão (CME). Por exemplo, o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2007-2016), elaborado pela EPE, utilizou como critério de expansão um CME de 138 R\$/MWh, valor que representa a média ponderada de preços dos empreendimentos que venderam energia no leilão A-5 realizado em outubro de 2006, para entrega a partir de 2011.

Sendo assim, o processo tradicionalmente utilizado no setor elétrico para a elaboração de um plano de expansão pode ser sintetizado nos seguintes passos:

- i) define-se o custo de déficit de energia de 1 patamar¹⁷, atualmente 2.950,00 R\$/MWh;
- ii) elabora-se um plano de expansão que, simultaneamente, atenda ao critério de segurança de suprimento (risco menor que 5%) e que o CMO seja igual ao CME, ou seja 138 R\$/MWh.

Entretanto, como mencionado anteriormente, o critério de segurança de suprimento também é utilizado nas simulações que calculam as garantias físicas das usinas, e estas simulações resultam em CMOs ao redor de 230 R\$/MWh, ou seja, bem acima do CME. Ora, se as garantias físicas de todos os empreendimentos são calculados a partir de uma simulação que possui CMO de cerca de 230 R\$/MWh e, por definição, nesta simulação existe um

¹⁷ O planejamento da expansão utiliza patamar único de déficit, ou seja, o custo déficit é sempre igual a 2.950 R\$/MWh, não importando a profundidade do déficit. Com isso, cortar 10% da demanda custa o dobro de cortar 5% da demanda. Já na operação do sistema, utiliza-se um custo de déficit em 4 patamares, onde cortar 10% da demanda custa mais que o dobro de cortar 5% da demanda.

equilíbrio entre oferta e demanda de energia¹⁸, a única maneira de se atingir o critério de mínimo custo é através de uma sobre-oferta no sistema.

Por exemplo, no PDE 2008-2017, para atender aos critérios de expansão do sistema, foi necessário elaborar um plano de expansão com um excesso de oferta de cerca de 8% em relação à demanda. Porém, esta alta sobre-oferta não encontra respaldo nas regras atuais de contratação, onde a demanda deve estar 100% contratada com a oferta, ou seja, o critério de expansão não é coerente com o critério comercial do modelo¹⁹. Por esta razão, a PSR acredita que o PDE não é uma referência realista para análises de tarifas, preços e comercialização de energia em geral.

Isto ocorre porque existe uma *incoerência* entre o valor do custo de déficit utilizado nestas simulações (2.950,00 R\$/MWh) e os critérios de expansão adotados. Em outras palavras, não é viável com este custo de déficit definir um plano de expansão que ao mesmo tempo garanta: (i) risco de déficit menor que 5%, (ii) CMO igual ao CME e (iii) oferta igual à demanda.

Na opinião da PSR, a solução para este entrave passaria primeiramente por uma revisão no critério de segurança do sistema, afinal um risco de déficit de 5% significa que existe uma probabilidade acumulada de 19% de haver algum déficit durante um mandato presidencial (a cada 4 anos). O valor sugerido pelo grupo consultor seria de 3%, o que equivale a uma probabilidade acumulada de 11% de ocorrer algum déficit a cada 4 anos.

Entretanto, uma alteração no critério de segurança causaria impacto direto no cálculo das garantias físicas dos empreendimentos. Segundo estimativas da PSR, isto implicaria em uma redução de 4% na garantia física das usinas. Somando-se esta redução ao fato de que a demanda tem que estar 100% contratada, pode-se concluir que haveria a necessidade de contratar nova oferta.

Por exemplo, considere que um sistema em equilíbrio (oferta = demanda) possui 100 MW médios. Com a revisão das garantias físicas a oferta seria reduzida para 96 MW médios, havendo a necessidade de contratação de mais 4 MW médios para que o sistema volte ao equilíbrio.

Como a garantia física de um empreendimento é um direito adquirido e sua redução envolve perdas financeiras, o processo de revisão do critério de suprimento poderia ser atingido mantendo-se as garantias físicas originais e obrigando os consumidores livres e cativos a contratar mais do que 100% da demanda. Neste caso a oferta original continuaria

¹⁸ A garantia física total do sistema pode ser interpretada como a demanda máxima que este sistema pode atender com 95% de probabilidade. O seu processo de cálculo consiste em, dado uma configuração hidrotérmica, aumentar a demanda até que os riscos de déficit sejam iguais a 5%. Esta demanda é conhecida como carga crítica do sistema. Após este processo existe um critério para ratear a carga crítica entre as usinas da configuração. Sendo assim, nesta configuração a oferta de garantia física é igual a demanda.

¹⁹ No caso das distribuidoras os custos com a contratação de energia acima de 103% da demanda não podem ser repassado para o consumidor final.

sendo 100 MW médios que, somados aos 4 MW médios que a demanda tem que contratar, resultariam em 104 MW médios, ou seja, uma sobre-oferta de 4%.

Considerando que não haveria revisão da garantia física dos empreendimentos existentes, a transição para o novo critério de segurança de suprimento (risco de déficit menor que 3%) poderia ser feita através da contratação de reserva, mecanismo previsto na Lei Nº 10.848/2004, e cujo primeiro leilão foi realizado em agosto de 2008. Já os novos empreendimentos a serem licitados, teriam a sua garantia física calculada de acordo com o novo critério.

2.5.5.2 Igualdade entre CMO e CME

Em julho de 2008 o CNPE mudou o critério para o cálculo da garantia física das usinas através da Resolução Nº 9. No entanto, ao contrário do esperado por todos, o critério proposto pelo conselho *não* se baseou no risco de suprimento, e sim na definição de um *valor de referência* para o *valor esperado do custo marginal de operação* (E[CMO]).

Com este novo critério, não é possível saber “a priori” qual será o nível de confiabilidade de suprimento do país. Em outras palavras, a confiabilidade de suprimento deixou de ser um indicador *primário* para a necessidade de expansão da oferta e passou a ser um “efeito colateral”, isto é, uma *consequência* da definição do valor de referência para o E[CMO].

Por exemplo, em Julho de 2008 a EPE definiu o CME em 148 R\$/MWh²⁰. Como consequência, os riscos de déficit resultantes da nova metodologia do CNPE são 3,6% na região Sudeste; 2,2% na região Sul; 2,9% na região Nordeste; e 2,3% na região Norte²¹. Além de ser difícil justificar porque diferentes regiões teriam diferentes níveis de confiabilidade, chama a atenção o fato da região Sudeste, onde se concentra boa parte das atividades com alto valor agregado para o suprimento de eletricidade, ser a região com pior qualidade de suprimento.

De acordo com a resolução do CNPE, a garantia física dos novos empreendimentos será calculada utilizando a nova metodologia. No caso de usinas térmicas, isto significa uma redução tão mais severa quanto for o seu custo variável unitário (CVU), chegando a 30% no caso de térmicas a óleo. No caso das hidrelétricas esta redução é de cerca de 6%.

A resolução estabelece também que os empreendimentos existentes com garantia física calculada e publicada pelo MME, em data anterior a data da resolução, continuarão sendo regidos pelo critério antigo (risco de déficit igual a 5%). Entretanto, a resolução não é clara com relação à garantia física das UHEs existentes após a renovação das concessões.

Sendo assim, no Cenário de Expansão da PSR as seguintes premissas foram consideradas para o cálculo da garantia física dos empreendimentos:

²⁰ Observe que este valor é diferente do CME definido pela própria EPE no PDE 2007-2016.

²¹ Fonte: EPE.

- para as usinas com garantia física já calculada e publicada pelo MME considerou-se a garantia física original;
- para as usinas futuras considerou-se a garantia física calculada já pelo novo critério.

Como discutido na seção 3.3.9.2, desde setembro de 2013, o despacho hidrotérmico passa a ser realizado considerando a metodologia de aversão ao risco CVaR na política operativa. Esta nova metodologia aumenta a garantia física de usinas hidrelétricas e usinas térmicas com baixo CVU. No caso da usina térmica com CVU elevado ($> 120 \text{ R\$/MWh}$), quanto maior o CVU maior a redução da garantia física devido ao CVaR.

O cenário de expansão considera o impacto desta metodologia no cálculo da garantia física dos novos projetos, mas não considera que os certificados de plantas existentes serão revistos.

2.5.6 O fator de fricção

O comportamento do sistema hidrelétrico em 2012 trouxe muita perplexidade aos agentes desde o final de 2013 quando custos bilionários resultantes do acionamento de usinas termelétricas passaram a ser arcados pelos agentes. O Sistema Elétrico Brasileiro (SIN) iniciou o ano de 2012 com o maior nível de armazenamento dos últimos 16 anos, porém, terminou com o pior nível de armazenamento dos últimos 12 anos, conforme observado na figura a seguir.



Figura 2-6 – Esvaziamento do Sistema interligado Nacional (SIN) em 2012

A primeira suspeita para o motivo desse esvaziamento abrupto seria uma afluência extremamente severa em 2012, porém, 20 das 80 séries do histórico (25%) são mais “secas” do que a afluência de 2012. A segunda suspeita seria um desequilíbrio entre a oferta de garantia física do sistema e a demanda. A visão dos agentes no início do ano de 2012 era de “sobra” de garantia física no sistema, com o balanço de garantia física mostrando uma sobra de 2,4 GW médios. No entanto, devido aos atrasos na entrada em operação de nova oferta de geração (redução de cerca de 1500 MW médios no balanço) e restrições de transmissão na região Nordeste que reduziram em cerca de 800 MW médios no balanço, esta sobra não se materializou ao longo de 2012.

Na tentativa de encontrar uma explicação para esse deplecionamento acentuado, a PSR simulou a operação do sistema para 2012 utilizando como dados de entrada os mesmos valores que efetivamente ocorreram: demanda; geração renovável (eólicas, biomassa etc.); geração térmica (mesmas decisões operativas do ONS); e afluências. A geração hidrelétrica também foi a mesma (dada pela diferença demanda – geração renovável – geração térmica), o que leva a situação onde o único “grau de liberdade” do modelo de simulação foi como esvaziar os reservatórios. O gráfico a seguir apresenta o resultado das simulações²².

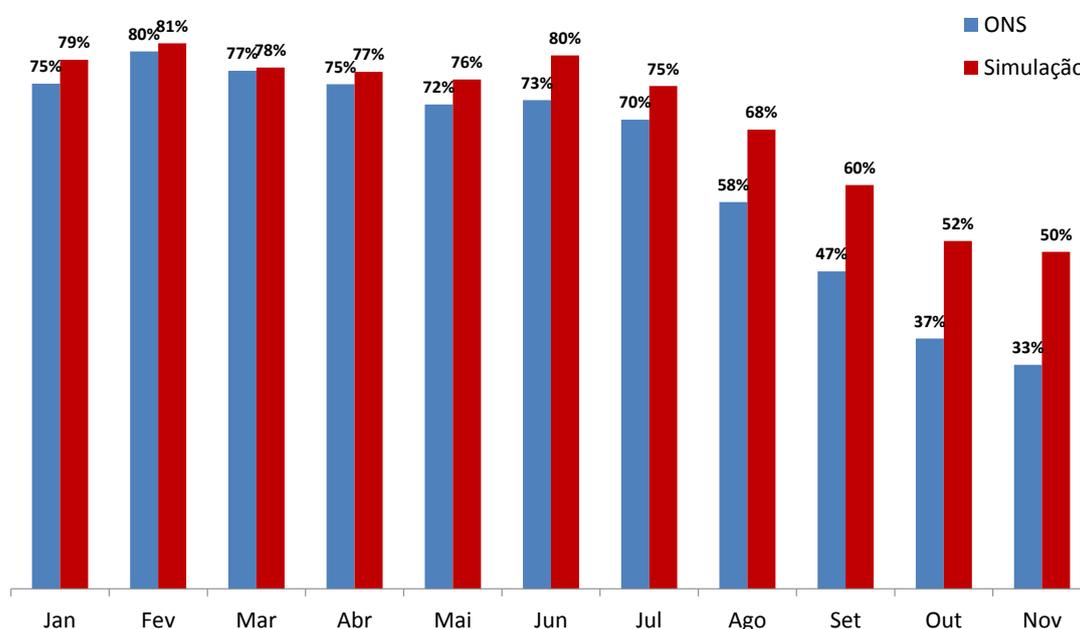


Figura 2-7 - 2012: simulação da operação x valores realizados (ONS)

A diferença encontrada foi de 17 p.p. no nível de armazenamento do SIN, ou seja, enquanto o armazenamento real do SIN foi de 33%, a simulação da PSR resultou em um nível de

²² O ONS e alguns agentes procuraram reproduzir os resultados acima e obtiveram resultados diferentes. As diferenças encontradas se devem ao fato de que, a cada semana (ou mês), estes agentes voltavam a utilizar os volumes iniciais reais, ao invés do resultante da simulação. Com isto, não se representou o efeito acumulado dos desvios.

armazenamento de 50% para o SIN. Dado que os técnicos do ONS obviamente sabem como operar o sistema, a única explicação é que há restrições operativas na vida real que não estão representadas no modelo de operação. Isto é preocupante porque todas as análises de risco feitas pelo governo utilizam modelos de simulação semelhantes aos da PSR; portanto, haveria um viés otimista na análise de segurança.

A forma simplificada de quantificar o efeito de restrições operativas na vida real que não estão representadas no modelo de operação foi dividir a energia armazenada adicional indicada pelo modelo de simulação (diferença entre 50% e 33% de armazenamento) pela energia hidrelétrica total produzida de janeiro a novembro (lembrando que a energia hidrelétrica total é idêntica para a operação real e para a simulação). O resultado obtido foi 9%. Novamente de maneira simplificada, é como se existisse um “fator de fricção” que levasse as hidrelétricas a gastar 9% a mais de água do que o esperado para produzir cada MWh.

Parte deste efeito seria explicado por aflúncias anômalas na região Nordeste: desde 1993 as vazões do período seco do Nordeste estão abaixo da média histórica, conforme mostrado na figura a seguir. Como os modelos estocásticos utilizados no despacho hidrotérmico apresentam projeções que convergem para a média histórica (MLT) em um prazo de 6 a 12 meses, existe um “otimismo” frequente na programação do despacho hidrotérmico, indicando uma necessidade de exportação de energia para a região Nordeste menor do que a necessária. A consequência é um deplecionamento real mais acelerado do que o indicado pelos modelos computacionais.

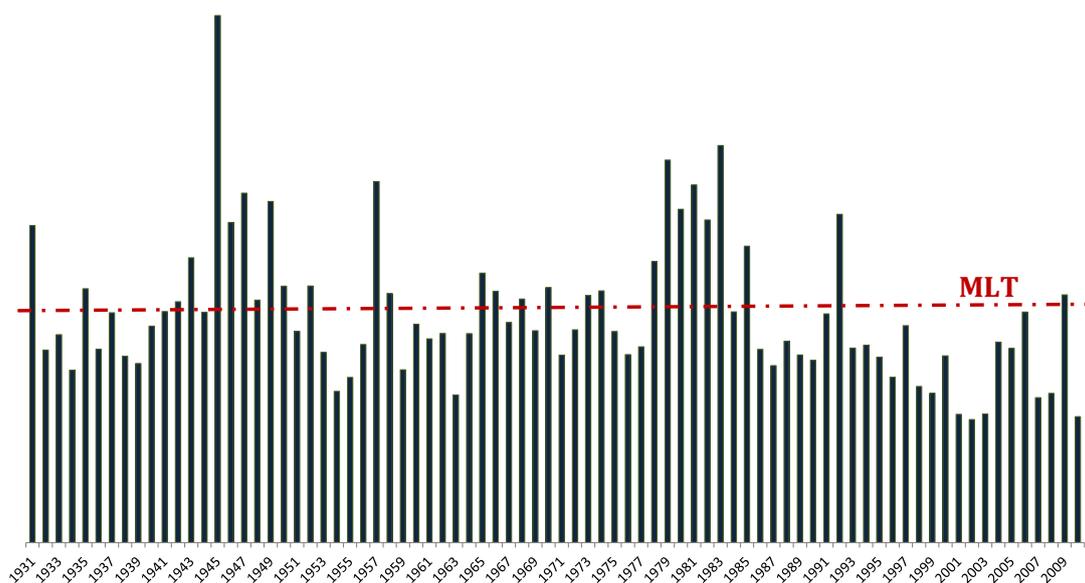


Figura 2-8 – Histórico de vazões do Nordeste

A outra parte do efeito do “fator de fricção” viria de restrições na operação das hidrelétricas que não estão incorporadas nos modelos computacionais, tais como: (i) assoreamento

dos reservatórios; (ii) restrições elétricas; (iii) limites operacionais de turbinamento máximo e mínimo causados por restrições ambientais; (iv) coeficientes de produção das hidrelétricas que não estariam refletindo a real capacidade de produção física das usinas; (v) necessidade de reserva girante; entre outros. Dos 17 p.p. encontrados de diferença total no armazenamento final de 2012, 3 p.p. são explicados pelas vazões do Nordeste e 14 p.p. pelas restrições das hidrelétricas.

A figura a seguir apresenta o mesmo exercício apresentado na Figura 2-6 para o ano 2013. Assim como ocorrido durante 2012, observa-se um maior deplecionamento dos reservatórios na vida real do que o indicado pelos modelos de simulação. Caso o sistema não estivesse com “fator de fricção”, o nível dos reservatórios no final de dez/13 chegaria a 65% (22 pp maior). Esta diferença possibilitaria o atendimento a uma carga anual de 5,3 GW médios

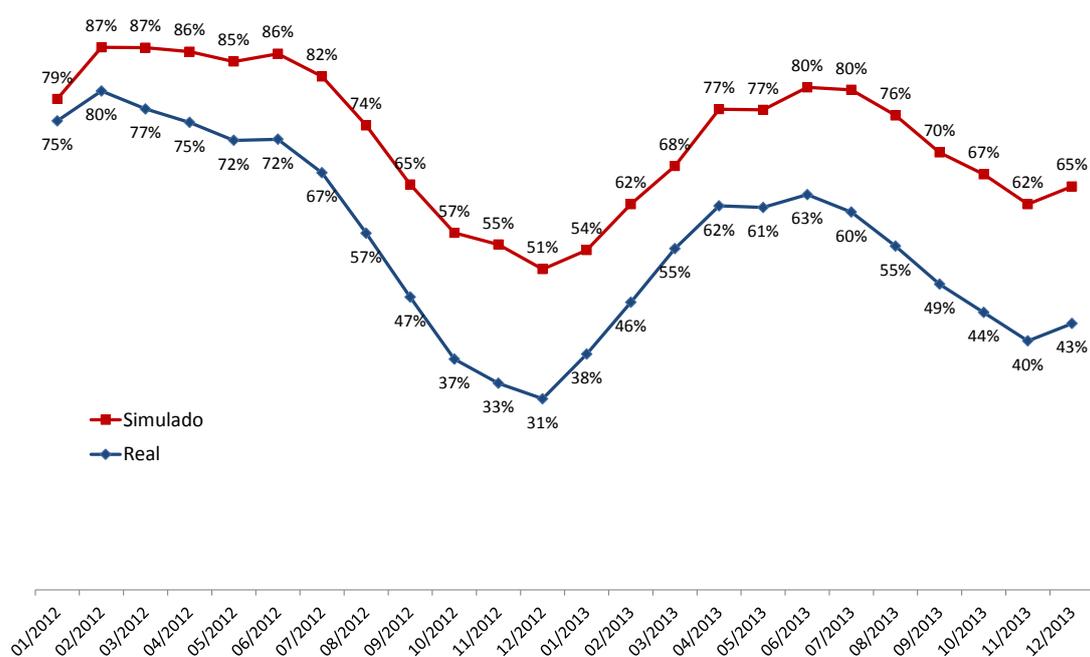


Figura 2-9 – 2012/2013: simulação da operação x valores realizados (ONS)

Em resumo, os resultados dos modelos de simulação podem ser aproximados aos da operação real ajustando-se alguns “parâmetros”. A PSR identificou dois parâmetros críticos que precisariam ser ajustados:

- vazões anômalas na região NE (que provocam uma transferência de energia para esta região maior do que a indicada pelos modelos). Este ajuste foi realizado considerando que a projeção das vazões do Nordeste convergem para a média dos últimos 21 anos (1992-2012); e
- desajustes entre os parâmetros reais e de projetos de usinas hidrelétricas. Este ajuste foi realizado considerando uma redução de 4% na capacidade de produção das hidrelétricas.

Este descompasso entre as simulações e a realidade, conhecido como fator de fricção, faz com que o sistema fique desequilibrado estruturalmente, mesmo que a oferta de energia seja igual à demanda. Caso não houvesse este desequilíbrio estrutural, o reservatório do SIN chegaria ao final de dezembro de 2013 com um nível 22 pp mais elevado.

2.5.7 Necessidade de energia de reserva no sistema

Conforme discutido na seção anterior, o “fator de fricção” faz com que exista um desequilíbrio estrutural no sistema mesmo que a oferta seja igual à demanda. Para calcular o montante de energia necessário para reequilibrar o sistema, o seguinte procedimento foi utilizado:

1. Calcula-se a carga crítica do sistema através de uma simulação estática (a mesma utilizada para o cálculo da garantia física das usinas hidrelétricas e termelétricas), utilizando o critério atual de suprimento (simulação considerando o CVaR, CMO = CME = 139 R\$/MWh, critério utilizado no A-5 de 2014), sem fator de fricção.
 - a. A simulação estática representa o comportamento do sistema em equilíbrio estrutural
 - b. Este equilíbrio é definido como 100% da demanda estar contratada com geradores cuja garantia física foi calculada para um mesmo critério de suprimento
2. Calcula-se novamente a carga crítica do sistema da mesma forma do passo 1, porém considerando o fator de fricção. Como neste caso haverá maior esvaziamento dos reservatórios, a carga crítica do sistema será menor.
3. A necessidade de nova oferta para equilibrar estruturalmente o sistema é dada pela diferença entre a carga crítica calculada em (1) e em (2).

A PSR realizou o procedimento acima para a configuração projetada para 2018. O resultado foi a necessidade de contratar 2 GW médios de nova capacidade para reequilibrar o sistema. Esta energia nova é adicional à necessidade de oferta para o atendimento ao crescimento de demanda. Existem duas abordagens para realizar esta contratação adicional:

- **Direta:** contratação de 2 GW médios de energia de reserva. Nessa abordagem o governo define o montante de energia que deve ser contratado através dos leilões de energia de reserva.
 - Como a reserva não compõe lastro para o sistema, o montante contratado é adicional ao crescimento da demanda.
- **Indireta:** reduz-se a garantia física total das hidrelétricas em 2 GW médios (está prevista uma revisão de garantia física das hidrelétricas em 2014 pela Portaria MME número 303/2004). Esta redução causará uma redução das garantias físicas das UHEs de cerca de 4%, resultando em falta de lastro no sistema e, consequentemente, em necessidade de contratação de energia nova.
 - A contratação da energia nova pode ser feita pelas próprias hidrelétricas, caso estas já tenham vendido energia em contratos de longo prazo; ou

- Pelo consumidor (ACR ou ACL), pois não haverá lastro suficiente para atender o consumo.

A premissa da PSR para o cenário de expansão deste estudo é que o Governo não irá rever os certificados de garantia física das usinas hidrelétricas, mesmo que se comprovado na prática a existência dos fatores de fricção. Desta forma, uma maneira de compensar o sistema é a contratação de energia de reserva para o SIN, ou seja, a abordagem Direta. Considerou-se a contratação de 1 GW médio de energia de reserva para entrada em operação em janeiro de 2018 e 1 GW médio para entrada em operação em janeiro de 2019.

2.5.8 Critério de planejamento da expansão do sistema

Conforme mencionado anteriormente, o plano de expansão do sistema deve respeitar os seguintes aspectos regulatórios do setor: (i) exigência de 100% de cobertura da demanda por contratos, (ii) necessidade de um grau de sobre-contratação para gerenciar incerteza no crescimento da demanda e (iii) a reserva de geração proposta pelo governo. Além disso, o cenário deve considerar que os projetos estruturantes, como a importação de energia do Peru e Belo Monte, possuem data de entrada pré-fixada, ou seja, não dependem da necessidade de oferta e nem da sua competitividade versus as demais fontes.

Para determinar o grau de sobre-contratação das distribuidoras para gerenciamento da demanda, utilizou-se o modelo ESTD, desenvolvido pela PSR. A partir da informação do portfólio de contratados de uma distribuidora, o modelo determina a estratégia ótima de contratação de energia nova (Leilões A-3 e A-5) e energia existente (Leilões A-1 e Leilão de ajuste), considerando o conjunto de regras de mercado atual e a incerteza na demanda. O modelo foi aplicado para o conjunto das 23 distribuidoras mais representativas do Brasil e a simulação da estratégia de contratação considerou todo o horizonte do estudo.

Além da estratégia de contratação da distribuidora, é necessário determinar como será a contratação da energia para a expansão do Ambiente de Contratação Livre (ACL). À primeira vista, o mercado livre poderia se aproveitar da sobre-oferta de energia projetada para os próximos anos para atender ao seu crescimento com energia existente, ao invés de investir em nova capacidade. Com isso, a sobre-oferta do sistema seria reduzida gradualmente, pois a energia existente seria paulatinamente deslocada para o ACL.

Entretanto, existem novas usinas hidrelétricas (principalmente as hidrelétricas do Rio Madeira, Belo Monte e as usinas dos leilões A-5 de 2010) com uma estratégia de venda de parte de sua energia para o mercado livre. Isto significa que, mesmo com a sobre-oferta projetada para os próximos anos, haverá expansão do sistema para atendimento ao ACL. O impacto da manutenção desta sobre-oferta será provavelmente uma tendência de redução de preços no mercado livre e, conseqüentemente, uma mudança na estratégia de venda de energia das hidrelétricas, que passarão a dedicar uma parcela cada vez menor de sua energia para o ACL. Esta tendência se verificou em 2010 com a decisão de reduzir o montante máximo de venda de energia das hidrelétricas no A-5 de Dezembro de 30% para 15%. De acordo com informações do governo, o motivo para esta redução foi a dificuldade de alguns empreendedores em vender energia no ACL.

Com o objetivo de capturar esta mudança de comportamento na expansão do parque gerador do SIN, no cenário de longo prazo as seguintes estratégias para o atendimento ao crescimento do mercado livre foram consideradas:

- 2015 a 2019: expansão do mercado livre atendida pela parcela de energia das hidrelétricas que não foi vendida para o ACR.
- Pós-2019: mercado livre responsável por 85% do seu crescimento (autoprodução e/ou contratação de energia nova); 15% restante adquirido das sobras do risco hidrológico das UHEs.

A figura a seguir apresenta um resumo do procedimento utilizado.

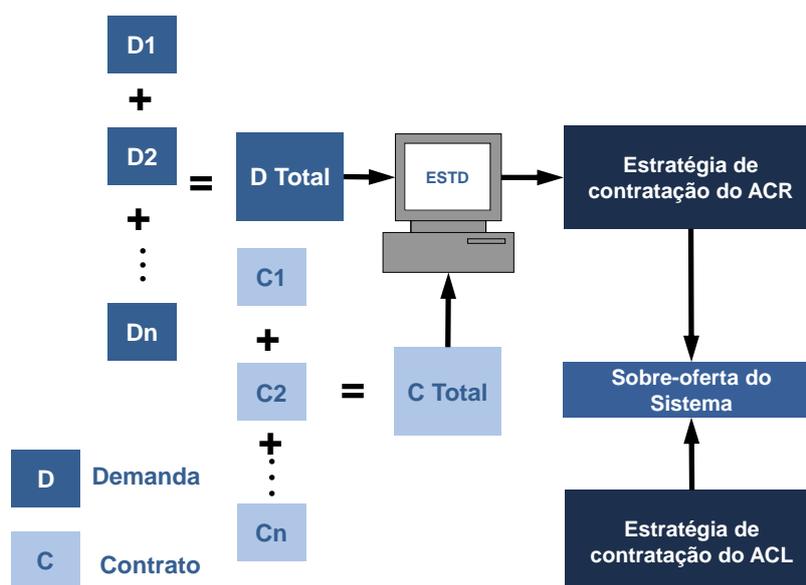


Figura 2-10 – Metodologia para cálculo da sobre-oferta do sistema

A figura a seguir apresenta a evolução da sobre-oferta do sistema durante o período 2018-2030.

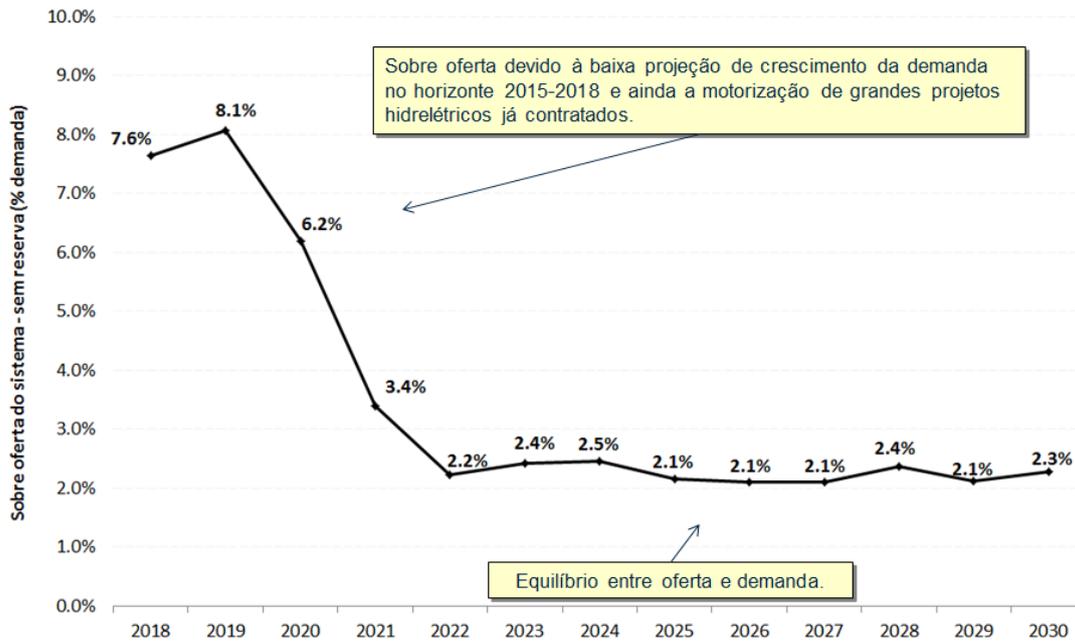


Figura 2-11 – Sobre-oferta projetada do sistema (sem considerar energia de reserva)

Com isso, o critério para o plano de expansão da PSR pode ser **resumido** nas seguintes etapas:

- Define-se a data de entrada dos projetos estruturantes;
- Insere-se nova oferta no sistema até que haja uma sobre-oferta de garantia física no sistema de acordo com a simulação da estratégia de contratação dos agentes.
- Insere-se a energia de reserva no sistema.

Em resumo, o plano de expansão de referência considera como critério de expansão do sistema a necessidade de cobertura contratual da demanda. Esta cobertura é medida em termos de garantia física dos empreendimentos, calculados conforme a metodologia descrita no item anterior. O cenário considera um custo de déficit com 4 patamares, sendo os riscos de déficit e o custo marginal de operação um subproduto deste processo, não guardando relação com o custo marginal de expansão²³.

2.5.9 Simulação do despacho hidrotérmico do sistema e projeção de PLD

Depois de convergido o processo de ajuste do cenário, é necessário simular o sistema considerando *todos os procedimentos operativos* atualmente em vigor, descritos a seguir.

²³ A razão principal é que existem usinas no sistema com garantias físicas calculadas com distintos critérios.

2.5.9.1 Reajuste dos Custos Variáveis Unitários

As termelétricas contratadas nos leilões de energia nova possuem reajuste da parcela do CVU relativa ao custo de combustível. Por exemplo, as termelétricas que ganharam o primeiro leilão de energia nova, realizado em dezembro de 2005, possuem CVU reajustado anualmente com base na variação do preço do combustível em outubro do ano corrente e outubro do ano anterior. Já para as termelétricas contratadas nos leilões a partir de 2007, o custo com combustíveis é reajustado mensalmente conforme a variação do preço internacional do combustível.

A CCEE é o órgão responsável por reajustar o CVU das termelétricas e informar os novos valores para que o ONS os utilize no PMO. Este reajuste é feito mensalmente com base nas regras de cada leilão de energia nova, sendo que o novo valor permanece constante durante todo o horizonte do PMO. Isto significa que se o CVU de uma térmica a gás natural aumentar devido a um problema conjuntural, este valor irá influenciar a projeção de PLDs de todo o horizonte.

Neste estudo, visando incorporar os reajustes sucessivos dos CVUs ao longo do horizonte do estudo, em cada etapa da rodada encadeada descrita no item anterior, o CVU das termelétricas é reajustado com base em uma projeção do preço internacional dos combustíveis. Para o ano de 2014 foram utilizados os reajustes dos CVU modelados no PMO de Agosto. Para os demais anos o CVU foi reajustado de acordo com as projeções dos preços do carvão importado (US\$/ton), Henry Hub(US\$/MMBtu) e do petróleo (US\$/bbl)²⁴ até 2030. A tabela a seguir apresenta os valores utilizados para projeção.

Tabela 2-6 – Projeção de combustível (moeda constante)
Fonte: Relatório EIA de outubro de 2014 (Petróleo e Henry Hub); PSR (Carvão)

Ano	Petróleo (US\$/bbl)	Henry Hub (US\$/MMBtu)	Carvão Imp. (US\$/ton)
2014	58	3.1	92
2015	75	3.5	97
2016	77	3.7	101
2017	78	3.8	103
2018	80	3.9	105
2019	81	4.0	106
2020	83	4.1	107
2021	85	4.2	108
2022	86	4.3	110
2023	88	4.4	112
2024	90	4.5	113
2025	92	4.6	114
2030	93	4.7	116

Se os preços dos combustíveis são mais elevados do que os mostrados na tabela, eles irão afetar os custos variáveis do gás, do carvão importado e geração movida a óleo, mas sua

²⁴ Com base no preço do petróleo projetou os preços do óleo combustível e do óleo diesel.

consequência sobre a projeção de preços futuros será limitado porque PLD é baseado nos valores de água das usinas hidrelétricas, que por sua vez é uma média dos custos de oportunidade da hidroeletricidade calculados para diversos cenários hidrológicos. Como a maioria (80%) dos cenários hidrológicos resultam em vertimento (zero como custo de oportunidade para a água), alguns cenários (~ 15%) conduzem a unidades térmicas como marginais (tendo os custos variáveis como o custo de oportunidade para a água), e muito poucos cenários (~ 5%) levam a déficits (custo déficit como custo de oportunidade para a água), a média dos diferentes custos de oportunidade produz um número que suaviza o efeito das variações de preços de combustível imediatas no preço à vista da energia. A razão subjacente para isso é o fato de que usinas termelétricas são responsáveis por 25% da nossa capacidade instalada, mas por menos de 10% na produção de energia, e usinas a gás representam cerca de 60-70% da capacidade instalada termelétrica no país. Esta configuração é susceptível de ser alterado no futuro (como mais geração térmica se desenvolve) e é totalmente captada em nossas simulações de acordo com o cenário de expansão.

2.5.9.2 Resolução CNPE no. 3

A Resolução CNPE nº 3, de 6 de março de 2013, define a adoção de mecanismos de aversão ao risco explícitos na metodologia de cálculo do PLD a partir de setembro de 2013 e também muda as regras de alocação para o pagamento do Encargo de Serviço do Sistema, que serão agora distribuídos entre todos os agentes participantes mercado: geradores, comercializadores e consumidores.

O MME publicou a nova metodologia a ser utilizada para calcular os preços de curto prazo ("PLD"), que foi implementada a partir de setembro de 2013. A metodologia adotada foi o CVaR. Esta é uma metodologia probabilística, em que a aversão ao risco é representado através de custos operacionais e o modelo busca minimizar uma combinação convexa dos valores esperados de custo operacional e "valor em risco condicional" (CVaR) do mesmo custo. De maneira simplificada, a nova função objetivo dos modelos de despacho hidrotérmico vai passar da minimização do valor esperado dos custos operacionais ($\text{Min } E(\text{CO})$) para a minimização de uma combinação convexa dos valores esperados de custo operacional e de CVaR do mesmo custo para um determinado nível de risco α : $(1 - \lambda) \times E(\text{CO}) + \lambda \text{CVaR}_\alpha(\text{CO})$, onde α é um parâmetro (entre zero e 1) definido pelo operador do sistema. Os parâmetros definidos para 2014 são: $\alpha = 50\%$ e $\lambda = 25\%$.

Nesta metodologia, o perfil de aversão ao risco é representado indiretamente pela seguinte relação: (i) cenários de maior custo de operação são representados por CVaR na soma ponderada acima; (ii), por sua vez, os cenários mais caros tendem a ser associados com condições hidrológicas mais secas, o que provavelmente incluem o subconjunto de cenários em que ocorreram algum déficit.

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

o custo dessa aversão ao risco no PLD. Este estudo foi realizado considerando a metodologia de aversão ao risco CVaR, e utilizando os parâmetros oficiais definidos pelo MME.

2.5.9.3 Procedimentos operativos de curto prazo (Nível Meta)

A Resolução CNPE nº 3 diz que o Operador Nacional do Sistema (ONS) pode despachar usinas termelétricas fora da ordem de mérito, a fim de aumentar a segurança do abastecimento. Este despacho foi modelado através da simulação do Procedimento Operativo de Curto Prazo (conhecido como POCP). No ponto de vista do PSR, embora o MME tenha dito que este procedimento seria muito pouco utilizado após a implementação do CVaR, o operador do sistema continuará a despachar termelétricas fora da ordem de mérito, a fim de atender aos níveis meta pré-definidos dos reservatórios para o final de novembro de cada ano. A metodologia do POCP é descrita a seguir.

O ONS propôs em 2008 uma mudança na metodologia operativa, visando aumentar a segurança de suprimento. De maneira simplificada, procura-se atingir níveis de armazenamento considerados “seguros” ao final de Novembro (início da estação chuvosa): 38% no SE e 35% no NE²⁵. A proposta do ONS passou por Audiência Pública (062/2008) e foi aprovada pela Resolução Normativa nº 351 de 2009. Este novo procedimento operativo de curto prazo (POCP), conhecido como “nível meta” foi implementado no SDDP.

Assim, o CVU das térmicas que são acionadas pelo nível meta não é utilizado na formação do PLD, sendo a diferença entre o CVU e o PLD paga pelos consumidores através do Encargo de Serviço do Sistema (ESS). No entanto, estes despachos influenciam a evolução da trajetória de armazenamento, o que por sua vez influencia na evolução dos PLDs. Visando representar esta influência, o seguinte procedimento foi utilizado:

- (i) **Simulação física do sistema:** calcula-se a política operativa do sistema considerando os níveis meta para se obter a FCF e as trajetórias de armazenamento do sistema;
- (ii) **Simulação comercial do sistema:** com base na FCF e na trajetória de armazenamento do item anterior, simula-se o sistema sem considerar os níveis meta, e assim obter os PLDs.

2.5.9.4 Simulação do fator de fricção

Conforme discutido na seção 2.5.6, a simulação do sistema foi realizada considerando o “fator de fricção”, através dos seguintes ajustes no modelo de despacho hidrotérmico:

- vazões anômalas na região NE (que provocam uma transferência de energia para esta região maior do que a indicada pelos modelos). Este ajuste foi realizado considerando que a projeção das vazões do Nordeste convergem para a média dos últimos 21 anos (1992-2012); e

²⁵ Valores aprovados pela Aneel no início do ano de 2013 e utilizados nesse estudo.

- desajustes entre os parâmetros reais e de projetos de usinas hidrelétricas. Este ajuste foi realizado considerando uma redução de 4% na capacidade de produção das hidrelétricas.

O “fator de fricção” é considerado apenas na simulação final do sistema, uma vez que o mesmo não é utilizado no cálculo da FCF, ou seja, no cálculo do valor da água.

2.5.9.5 Resumo

A figura abaixo apresenta um resumo do procedimento para simulação do sistema e cálculo do PLD, que inclui a metodologia de aversão ao risco CVaR, o reajuste dos CVUs e a simulação dos Níveis Meta.

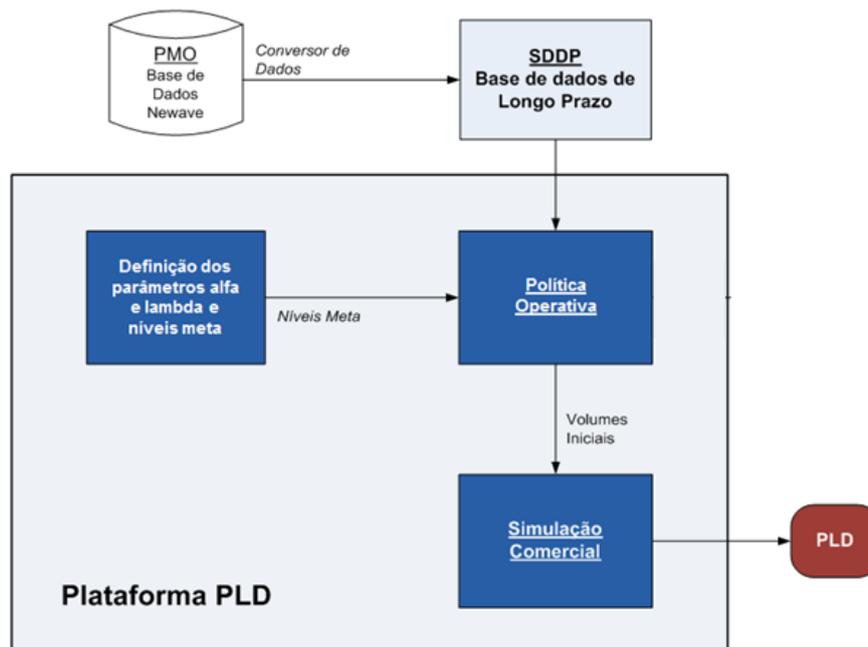
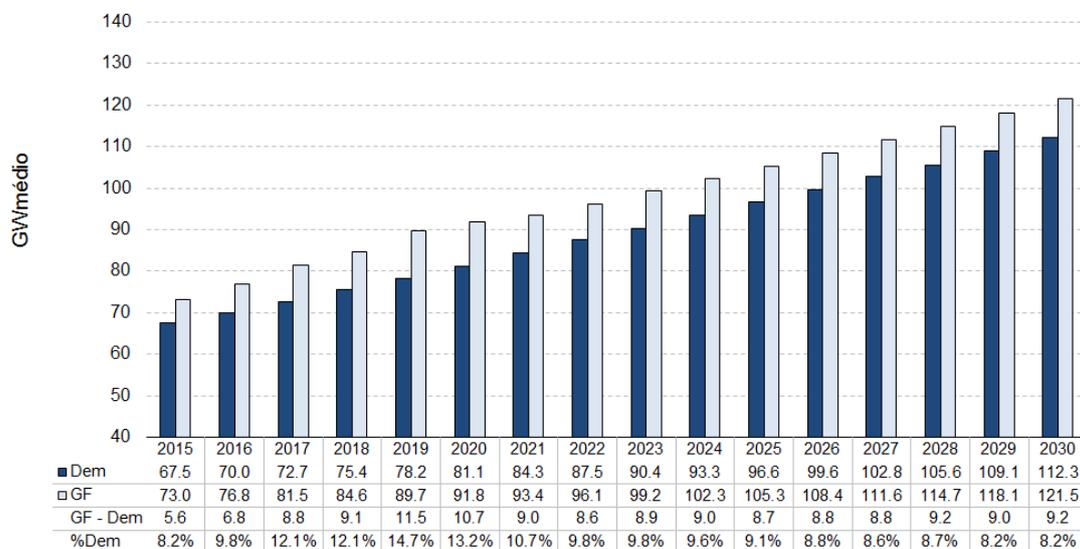


Figura 2-12 – Resumo do procedimento para a simulação do sistema e cálculo do PLD

3 RESULTADOS ENERGÉTICOS DO CENÁRIO DE REFERÊNCIA

3.1 Balanço entre oferta e demanda de energia do SIN

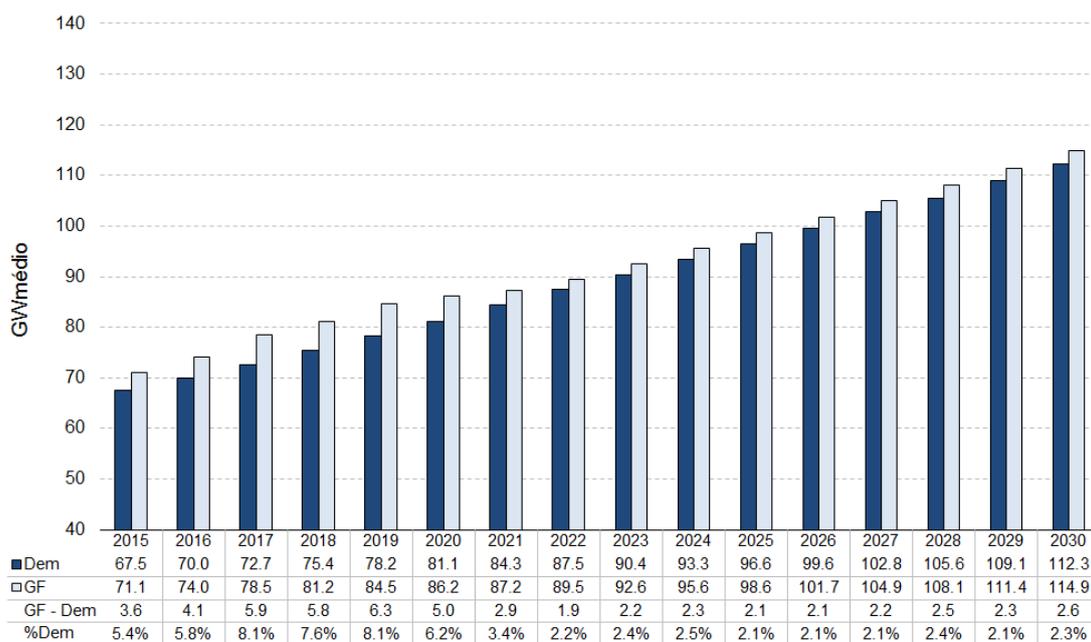
As figuras a seguir apresentam o balanço físico de oferta e demanda média anual²⁶ do Cenário de Expansão de Referência com e sem energia de reserva, respectivamente. Ambos os balanços consideram as premissas para o cálculo da garantia física.



1 - Dem = Requisito de Energia, incluindo as demandas da ANDE, bombas da Light e consumo de Itaipu.

Figura 3-1 – Balanço Físico entre Oferta e Demanda (com energia de reserva)

²⁶ Requisito de energia, incluindo as demandas de ANDE, bombas da LIGHT e consumo de Itaipu.



1 - Dem = Requisito de Energia, incluindo as demandas da ANDE, bombas da Light e consumo de Itaipu.

Figura 3-2 – Balanço Físico entre Oferta e Demanda (sem energia de reserva)

Na Figura 3-2 verifica-se que a sobre-oferta existente no sistema para o horizonte de curto e médio prazos (até 2019) aumenta, resultado da baixa projeção de crescimento da demanda no horizonte 2015-2019 e ainda a motorização de grandes projetos hidrelétricos já contratados. No horizonte de mais longo prazo a sobra tende a se manter em torno de 2,0% (% da demanda) devido à premissa de que o mercado livre participa com apenas 50% de sua expansão, consumindo o restante em leilões de energia existente.

A figura abaixo apresenta o mesmo balanço da Figura 3-1, discriminando a oferta em:

- oferta garantida: energia existente e/ou já contratada através dos leilões de energia nova (já inclui Belo Monte);
- projetos estruturantes: energia de projetos internacionais (UHEs do Peru e UHE de Garabi);
- oferta indicativa: outros projetos que indicam a necessidade de contratação de nova oferta;
- Energia de reserva: inclui a energia de Angra III, biomassa e eólica.

O balanço apresentado na Figura 3-3 indica uma necessidade de nova oferta a partir de 2021. Em resumo, haveria a necessidade de contratar em torno de 35 GW médios de garantia física para atender ao crescimento de demanda até 2030 (desconsiderando Belo Monte, Angra III e os projetos internacionais) em energia nova. Este é, portanto, o espaço de oferta para novos investimentos.

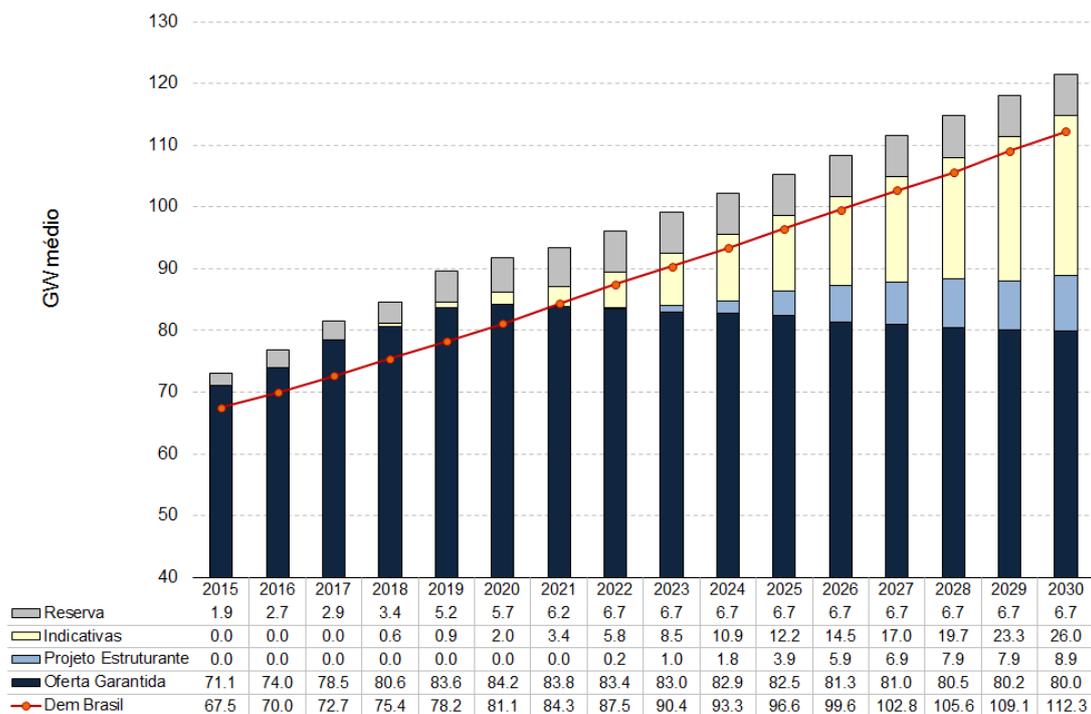


Figura 3-3 – Balanço de garantia física detalhado

3.2 Evolução da energia de reserva

A Figura 3-4 apresenta a evolução da energia de reserva do sistema, classificando por fonte.

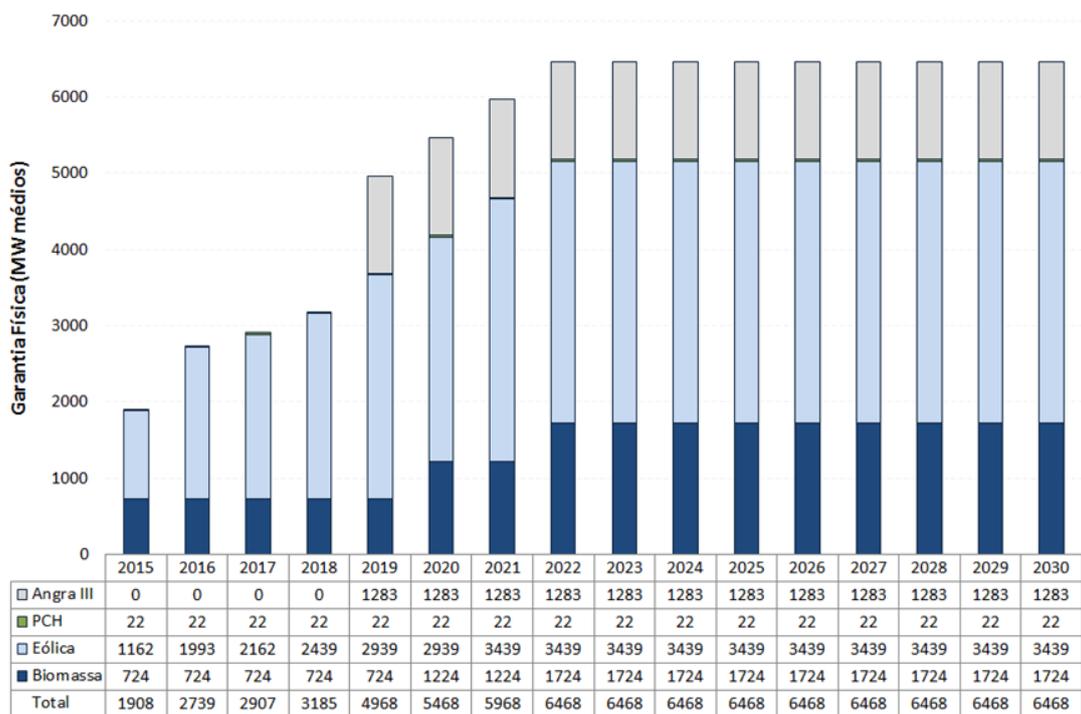


Figura 3-4 – Evolução da energia de reserva

A Figura 3-5 apresenta a evolução do incremento anual da energia de reserva no sistema, classificando por fonte. O montante de 1 GW médios de eólica entrando em 2018 e o montante de 1 GW médios de biomassa entrando em 2019 correspondem à premissa de contratação de energia para compensar o fator de fricção das hidrelétricas.

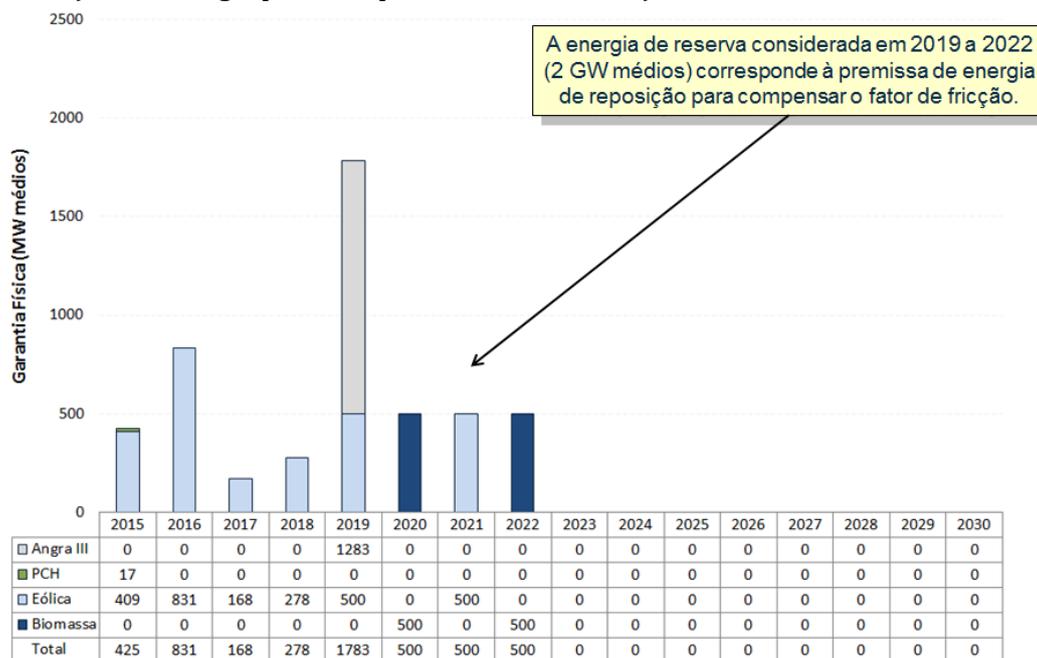


Figura 3-5 – Evolução da energia de reserva

3.3 Participação hidrotérmica

A próxima figura apresenta a evolução da participação térmica na garantia física do sistema.

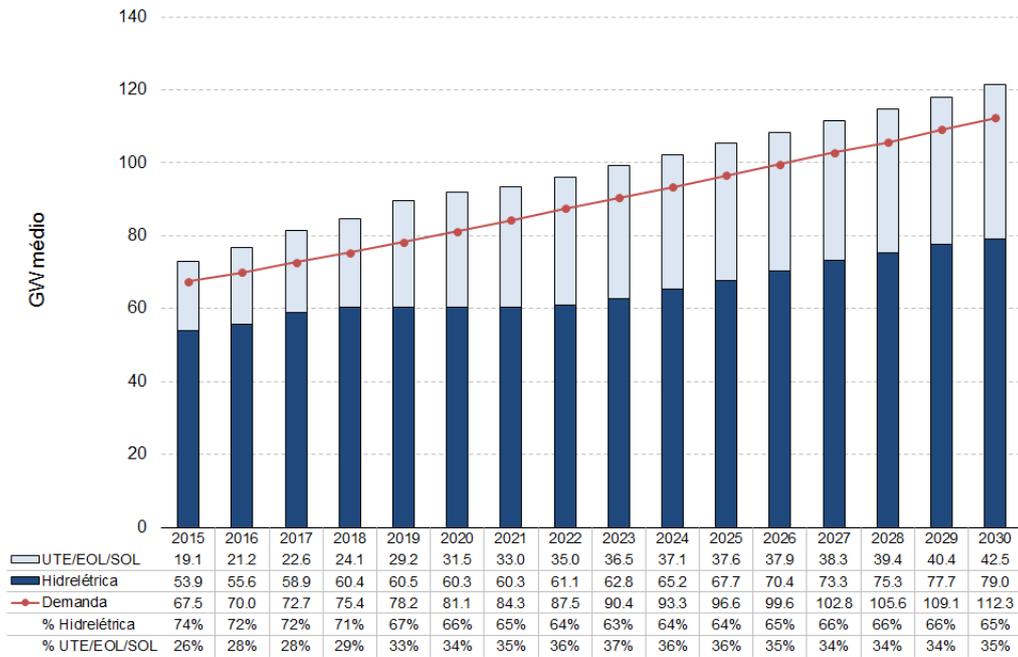


Figura 3-6– Participação térmica em termos de garantia física

3.3.1 Breakdown das hidroelétricas

As Figura 3-7 e 4-8 abaixo apresenta a garantia física e ano de entrada em operação de cada hidrelétrica considerada no cenário de expansão.

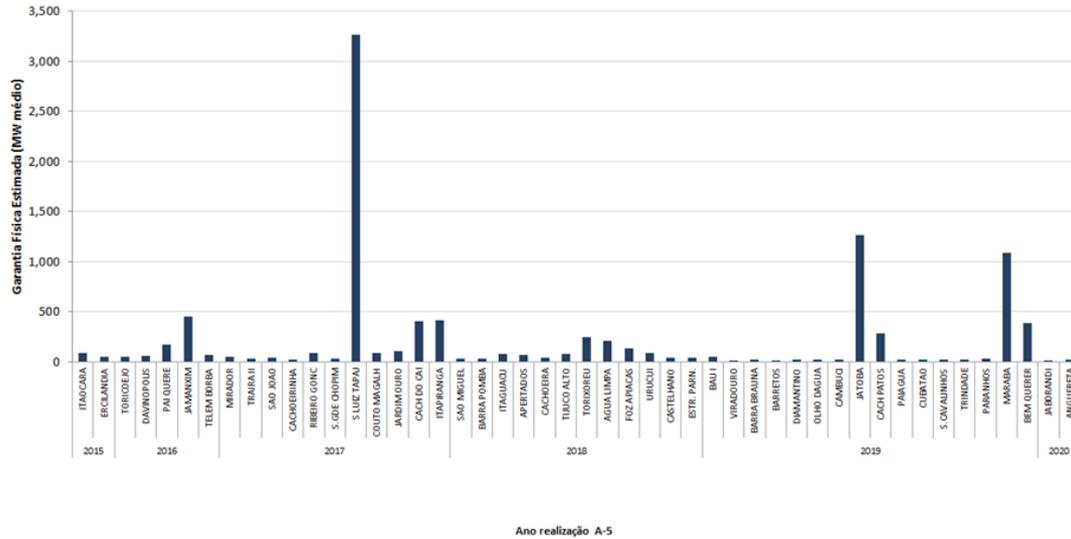


Figura 3-7– Garantia física das hidrelétricas consideradas (leilões de 2015 a 2020)

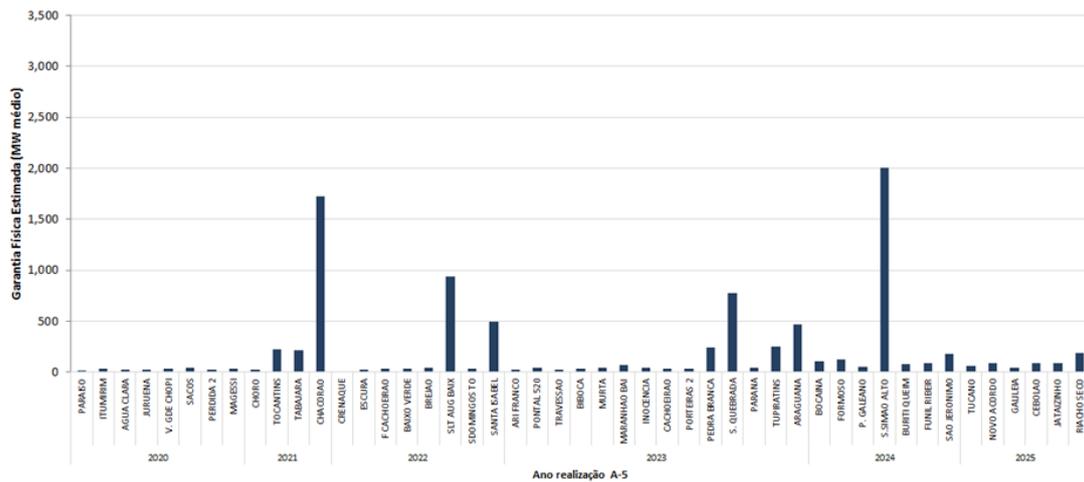


Figura 3-8– Garantia física das hidrelétricas consideradas (leilões de 2020 a 2025)

3.3.2 Breakdown das termoeletricas

A figura abaixo apresenta a garantia física por cada fonte de geração termelétrica²⁷.

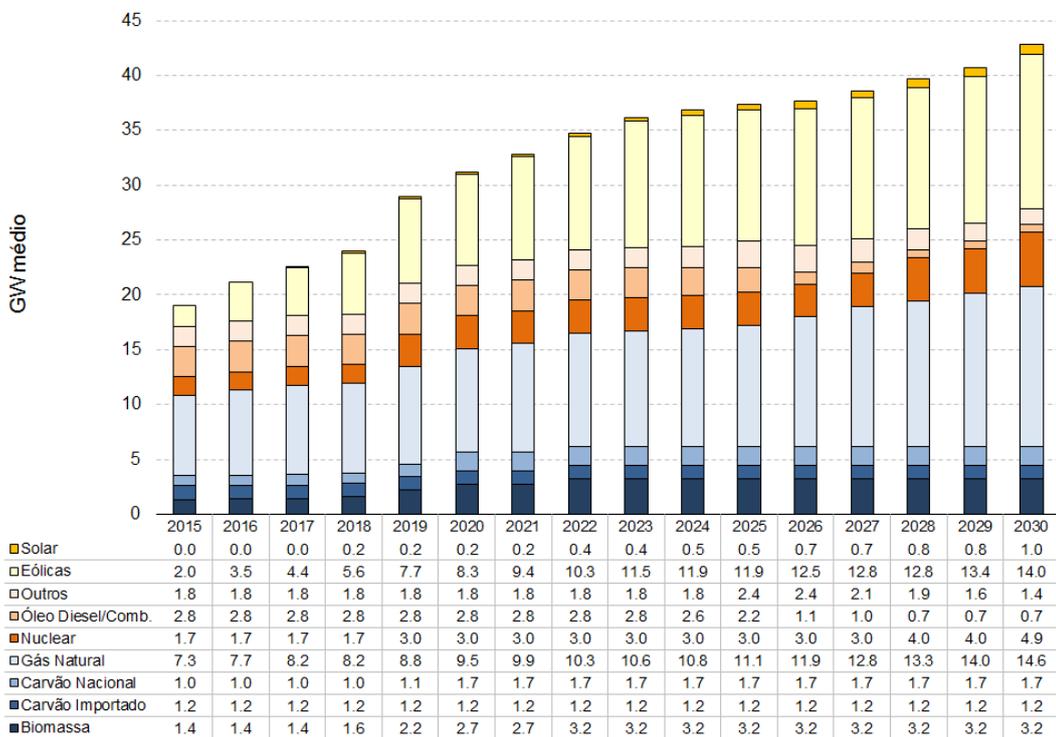


Figura 3-9– Garantia física por fonte de geração

A figura abaixo apresenta o incremento de garantia física por ano para cada fonte de geração termelétrica (inclui energia de reserva). A redução da oferta de óleo diesel/com-

²⁷ A classificação “Outros” inclui: projetos resultantes do PROINFA e gás de processo industrial.

bustível e outros (eólica) a partir de 2024 se deve ao descomissionamento das termelétricas contratadas nos leilões de energia nova desde 2005 e ao térmico dos contratos do Proinfa.

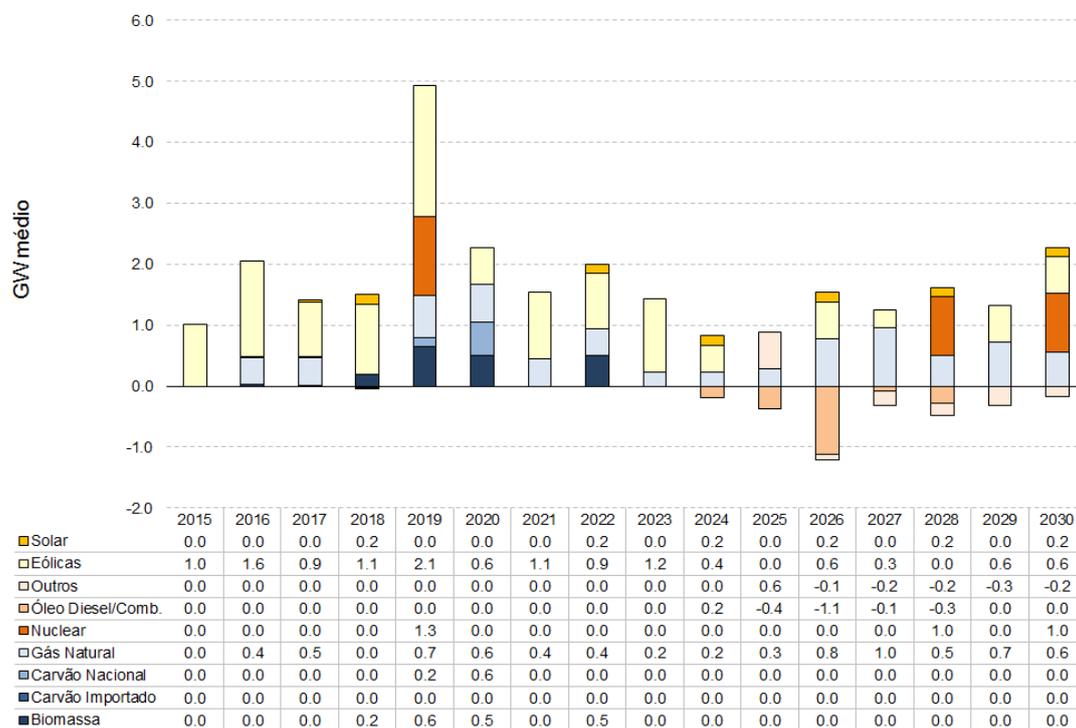


Figura 3-80– Incremento de garantia física por fonte termoelétrica

3.4 Balanço entre oferta e demanda de energia dos submercados

As figuras a seguir apresentam os balanços oferta e demanda por submercado²⁸.

²⁸ O subsistema de Belo Monte foi incorporado ao Norte e subsistemas Madeira, Teles Pires e Tapajós ao Sudeste.

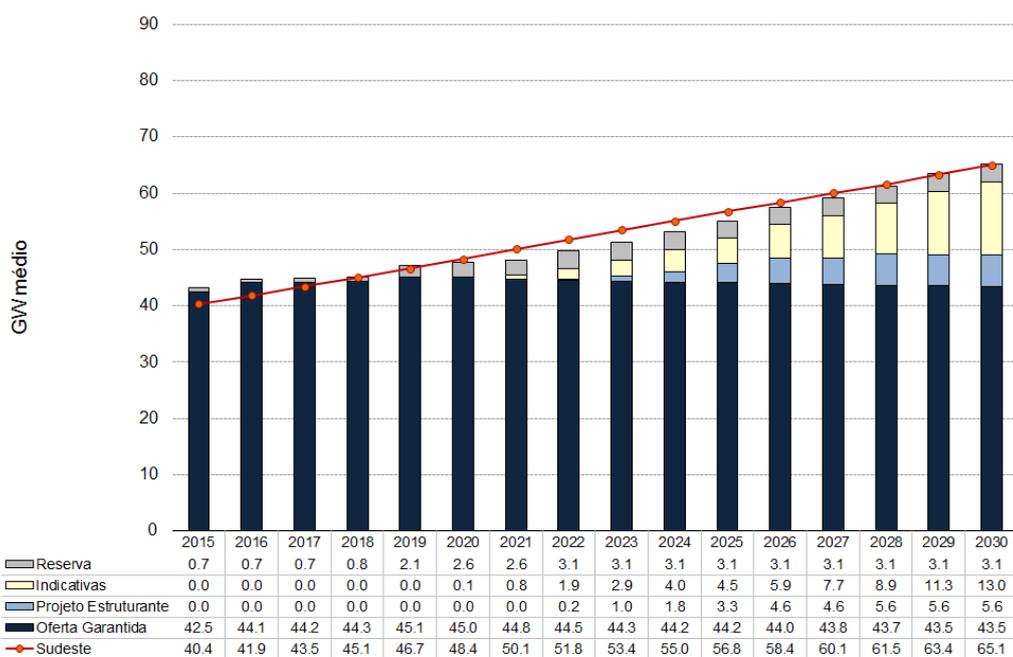


Figura 3-91 – Balanço oferta e demanda da região Sudeste

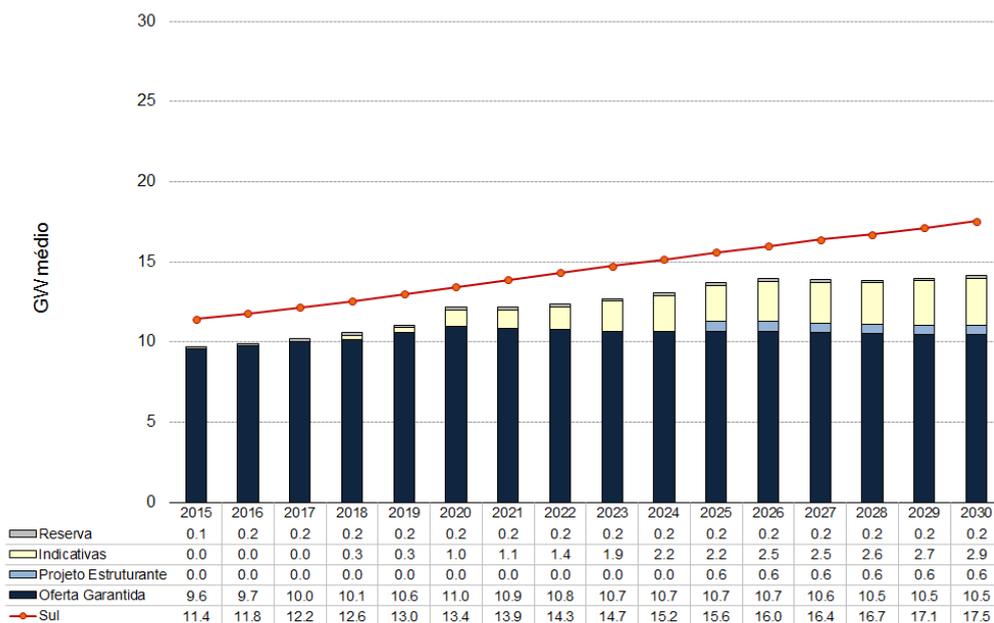


Figura 3-102 – Balanço oferta e demanda da região Sul

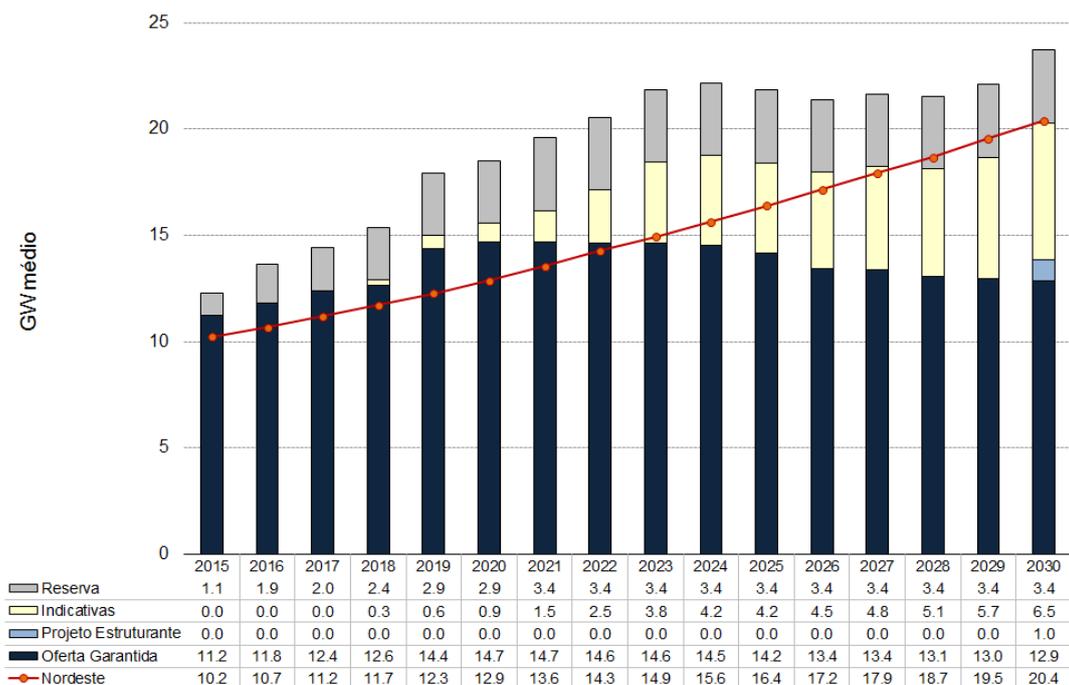


Figura 3-113 – Balanço oferta e demanda da região Nordeste

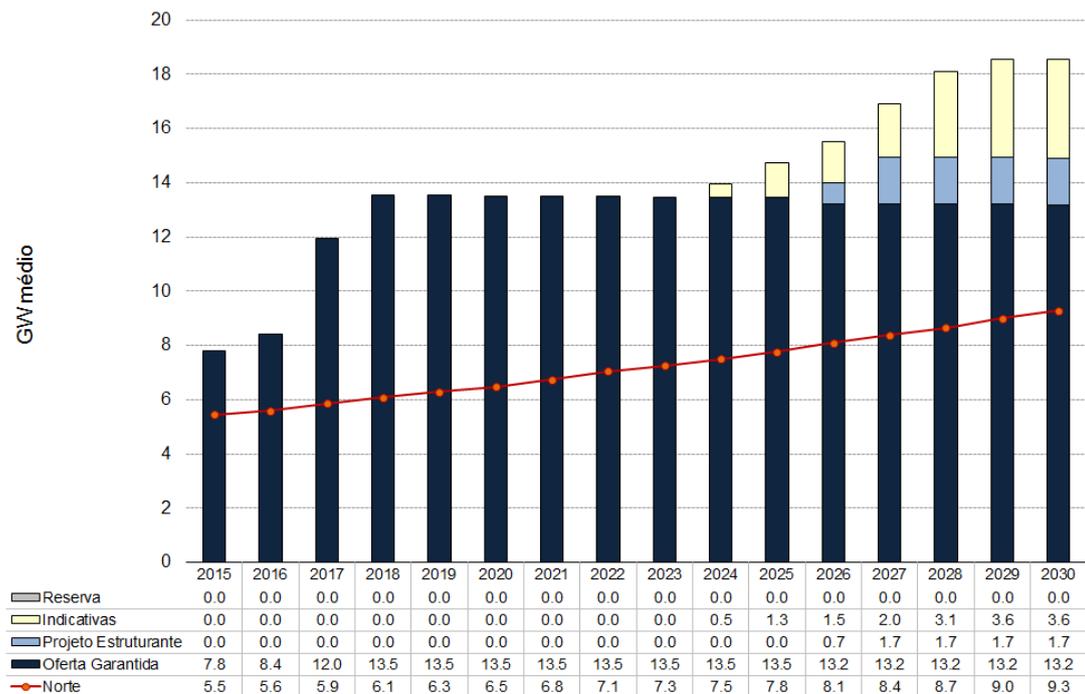


Figura 3-124 – Balanço oferta e demanda da região Norte

O Sudeste apresenta um balanço estrutural equilibrado durante o início do horizonte (até 2017). Devido à entrada em operação de Belo Monte, os anos 2016 e 2017 seriam os mais

apertados em termos de garantia física para este subsistema, pois a expansão do sistema está mais localizada na região Norte. A partir de 2018 o Sudeste passa a ser importador.

Observa-se que o submercado Sul tem característica importadora “estrutural” durante todo o horizonte do estudo, resultado do pequeno potencial hidroelétrico e da premissa de pesadas restrições para a evolução do carvão nacional. Considera-se o desenvolvimento do potencial eólico na região.

O submercado Nordeste caracteriza por tornar-se exportador estrutural durante todo o período do estudo, devido ao resultado dos últimos leilões de energia nova, que contratou óleo combustível e gás natural para esta região, e ao desenvolvimento do potencial eólico local.

O submercado Norte se configura como exportador estrutural de energia, notadamente a partir de 2017, com o desenvolvimento do potencial hidroelétrico desta região, principalmente a UHE Belo Monte.

3.5 Projeção de preços de energia

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.

3.5.1 Procedimento

Foi calculada a política operativa ótima para o período 2015/2030, com cinco anos adicionais de configuração estática para evitar esvaziamento ao final do período. Foram utilizados estágios mensais, com três patamares de demanda em cada estágio.

A incerteza na hidrologia foi representada através de um modelo estocástico multivariado de aflúências (PAR-p) ajustado às vazões incrementais de cada usina hidrelétrica da configuração. As condições iniciais de armazenamento dos reservatórios e de aflúência se referem ao final de dezembro de 2014.

Uma vez calculada a política operativa, simulou-se a operação do sistema para um conjunto de duzentas séries hidrológicas²⁹ produzidas pelo modelo estocástico de aflúências.

Para cada estágio t , cada série hidrológica s e cada patamar de demanda k , foram calculados os custos marginais de operação (CMO) de cada submercado.

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 simulação do sistema considerou todos os procedimentos operativos descritos no item 2.5.9. O Anexo A apresenta uma descrição deste modelo.

²⁹ Baseado na experiência de estudos anteriores, este número de cenários hidrológicos foi considerado suficiente para capturar a diversidade de despachos hidrotérmicos causado pelas diferentes condições hidrológicas.

Utilizou-se a configuração de oferta e demanda descrita nas seções anteriores. As restrições de transmissão entre os submercados foram representadas por um modelo de fluxo em redes. Os resultados são apresentados a seguir.

3.5.2 Projeção de CMO

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

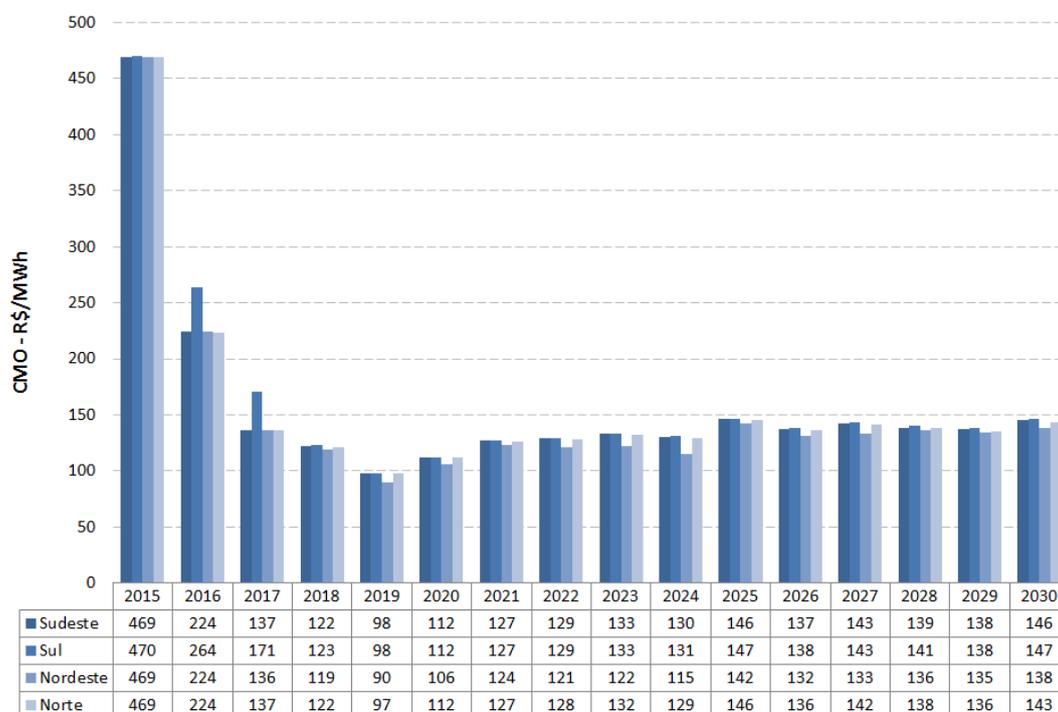


Figura 3-135 – Custo Marginal de Operação médio

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%.

3.5.3 Emissões de CO2

A figura abaixo apresenta a evolução da geração média anual por fonte.

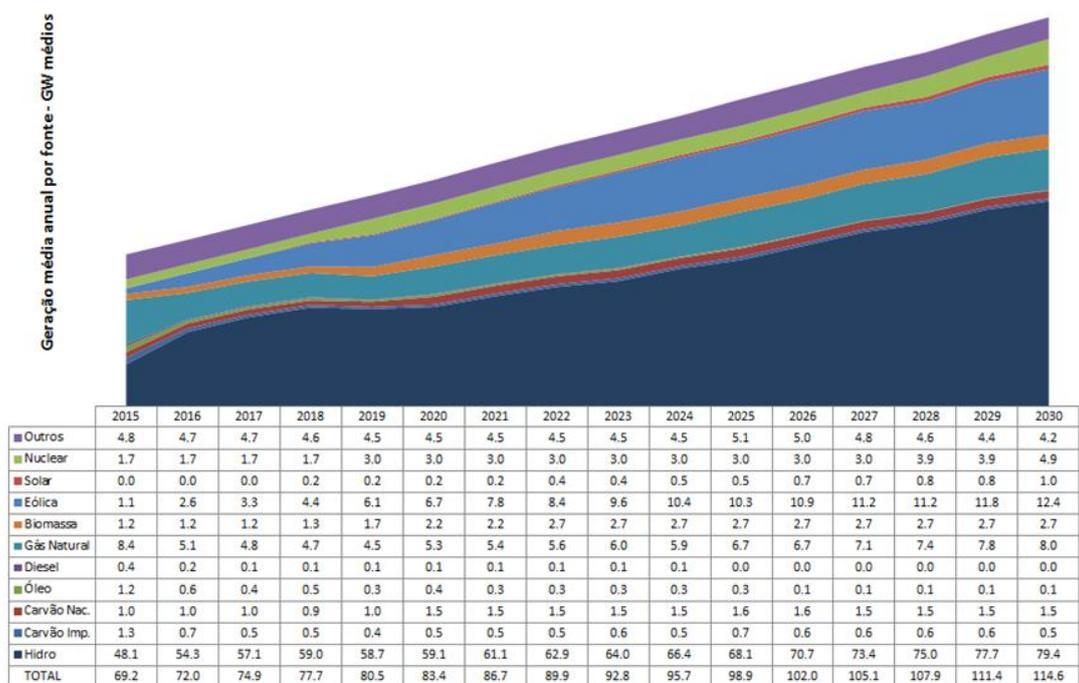


Figura 3-146 – Evolução da geração média anual por fonte

A figura abaixo apresenta a emissão média anual por fonte.

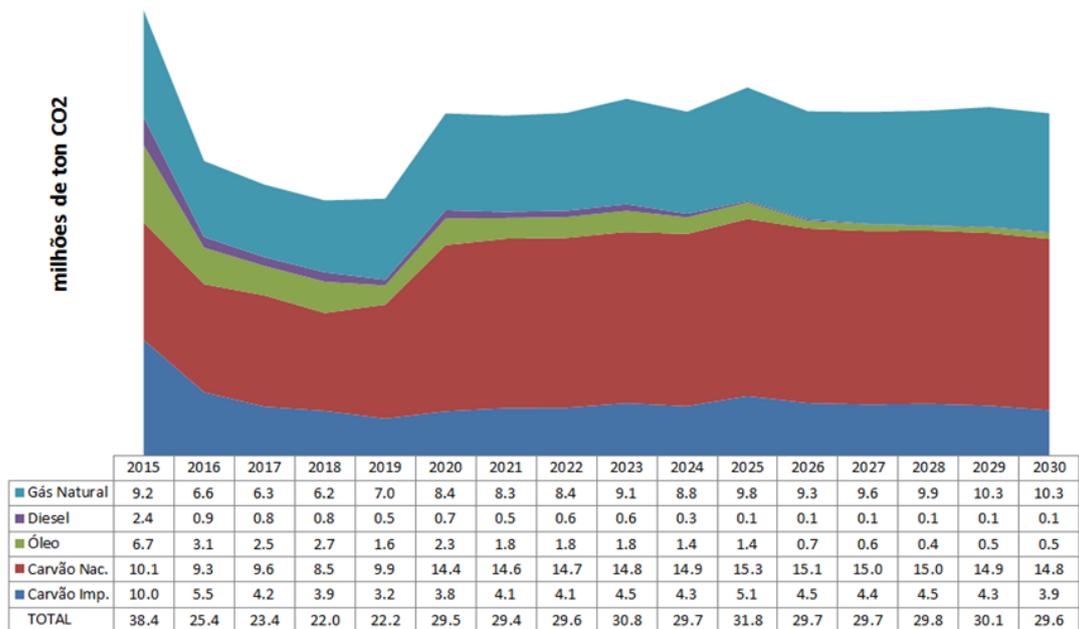


Figura 3-157 – Emissão média anual por fonte

A figura abaixo apresenta a emissão máxima anual por fonte.

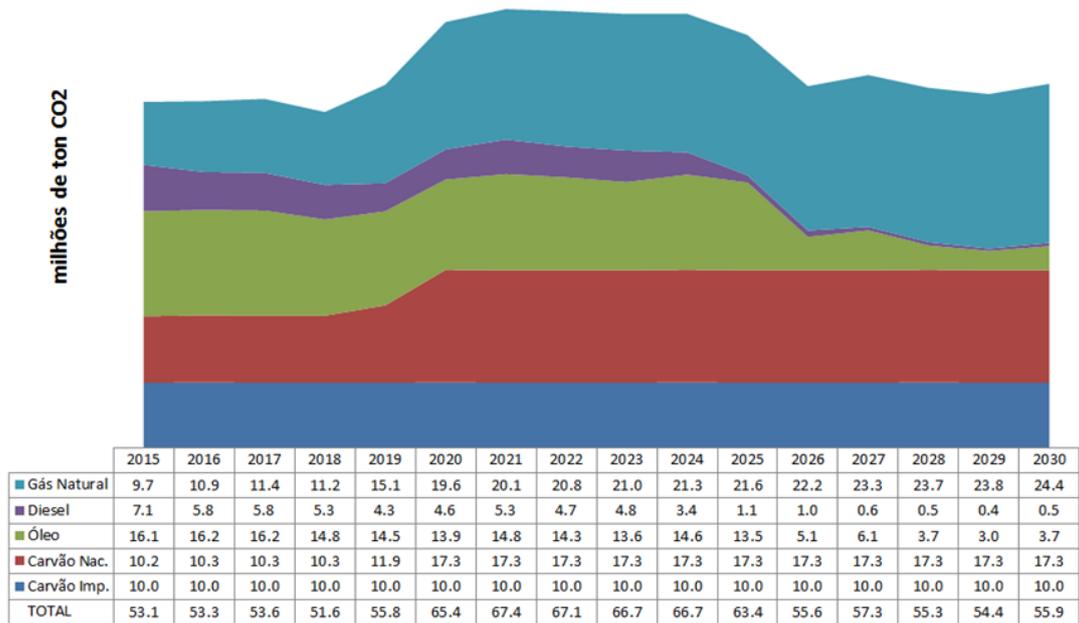


Figura 3-168 – Emissão máxima anual por fonte

A figura abaixo apresenta a distribuição de probabilidade da emissão anual por fonte.

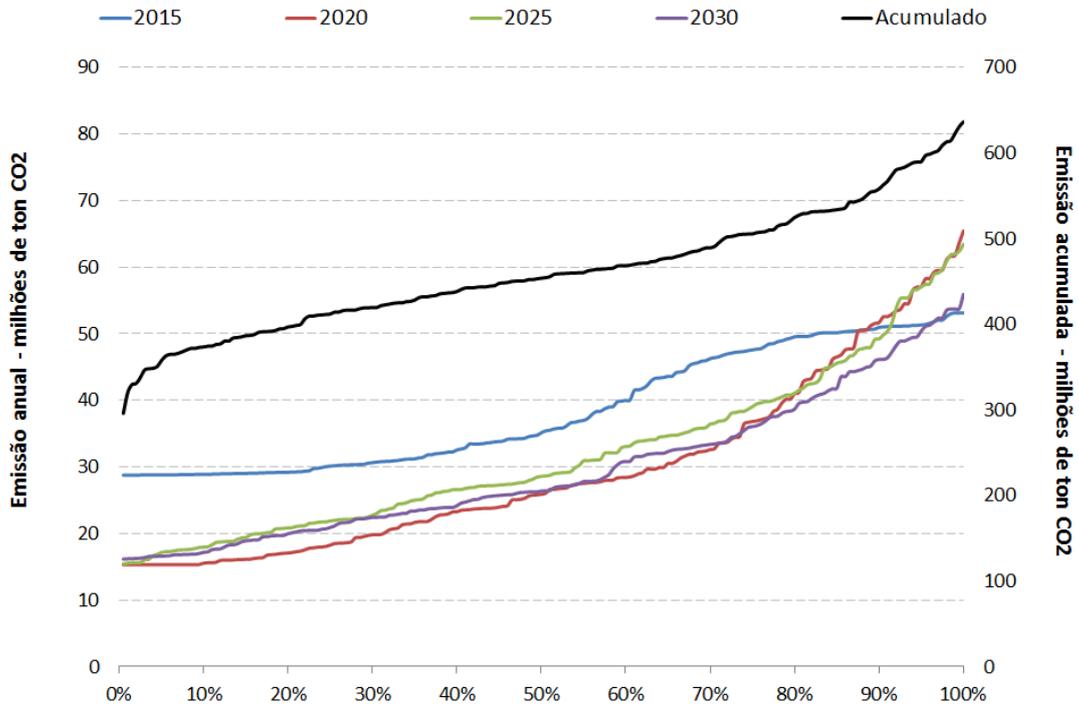


Figura 3-179 – Distribuição de probabilidade da emissão anual por fonte

4 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE NAS PROJEÇÕES DE VAZÕES

4.1 Casos analisados

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).

São avaliados, neste estudo, dois RCPs:

- **RCP 8.5:** um cenário de forçamento radiativo mais alto (8.5 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 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.

Para cada RCP, são avaliados 3 casos: um linha de base (já apresentado aqui como cenários de referência) e dois com impactos segundo as projeções hidrológicas dos modelos climáticos HadGEM e MIROC, conforme apresentado na tabela abaixo.

Figura 4-1 – Cenários rodados na modelagem energética

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

4.2 Resultados de Hidrologia

A seguir são apresentados os resultados de impactos sobre a operação segundo os modelos HadGEM e MIROC.

4.2.1 Hidrologia no Modelo HadGEM

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).

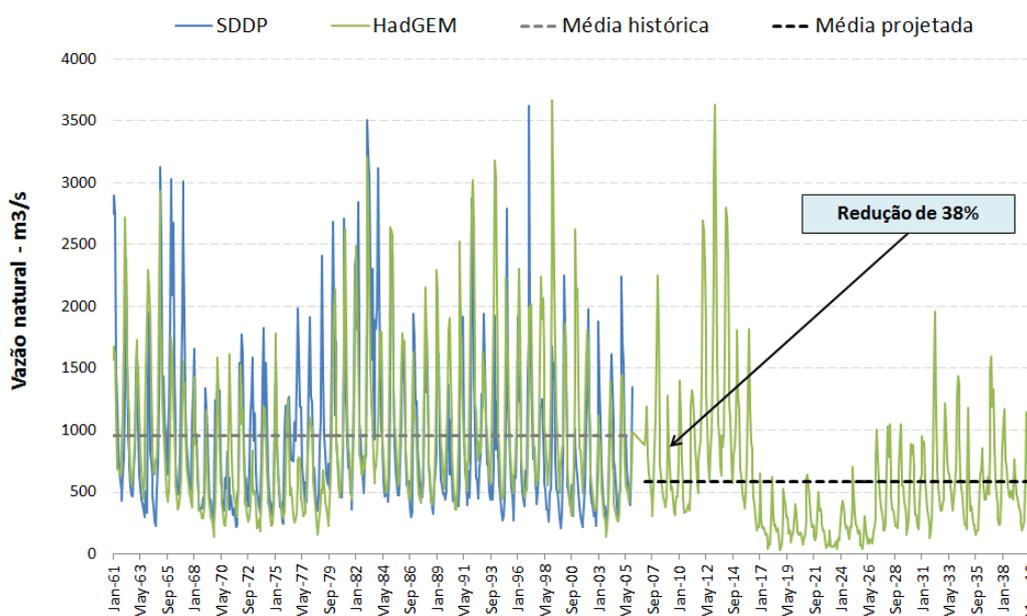


Figura 4-1 – Vazão natural UHE Furnas (HadGEM)

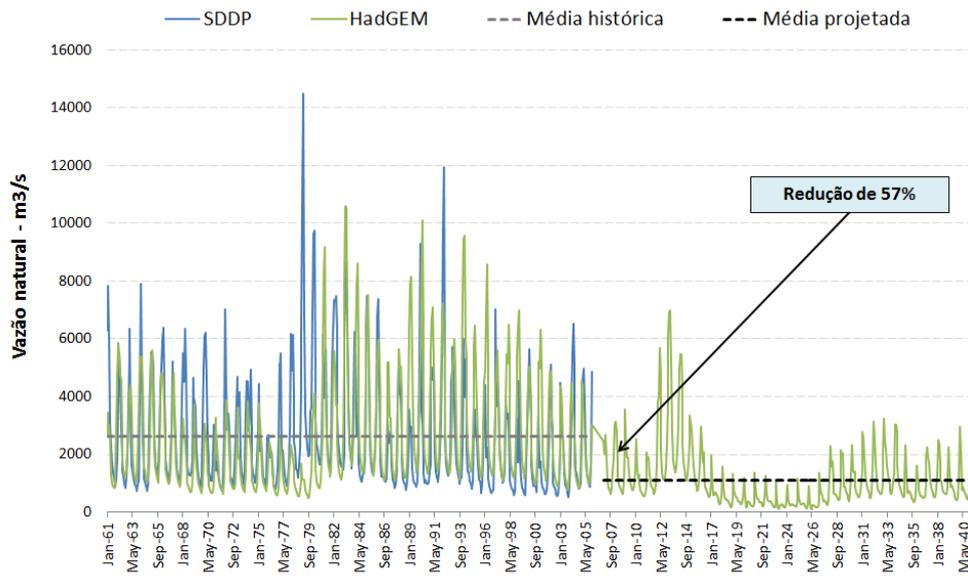


Figura 4-2 – Vazão natural UHE Sobradinho (HadGEM)

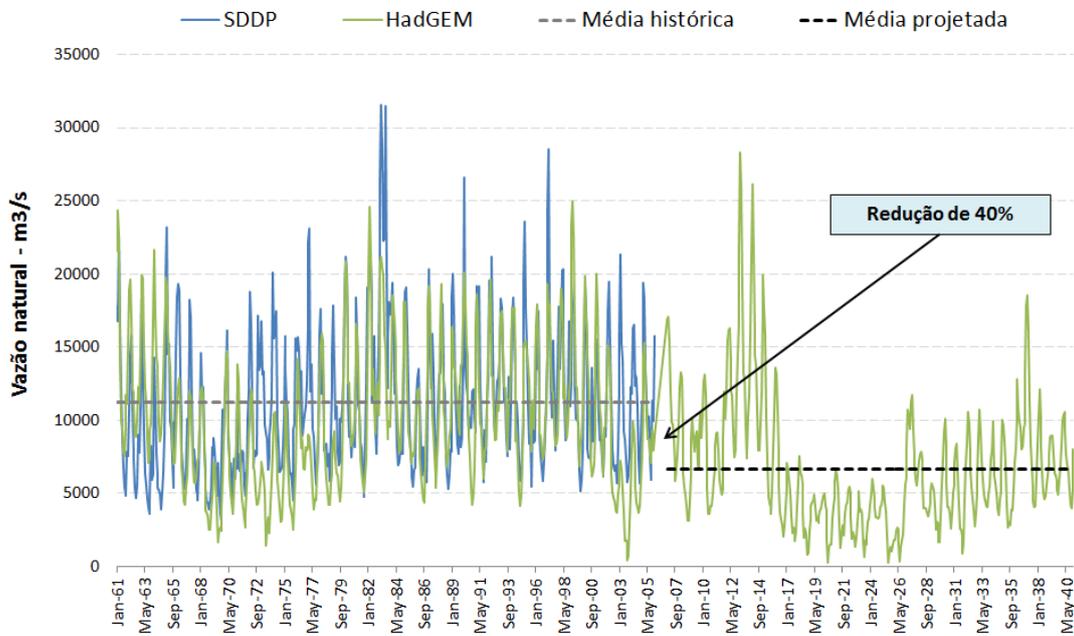


Figura 4-3 – Vazão natural UHE Itaipu (HadGEM)

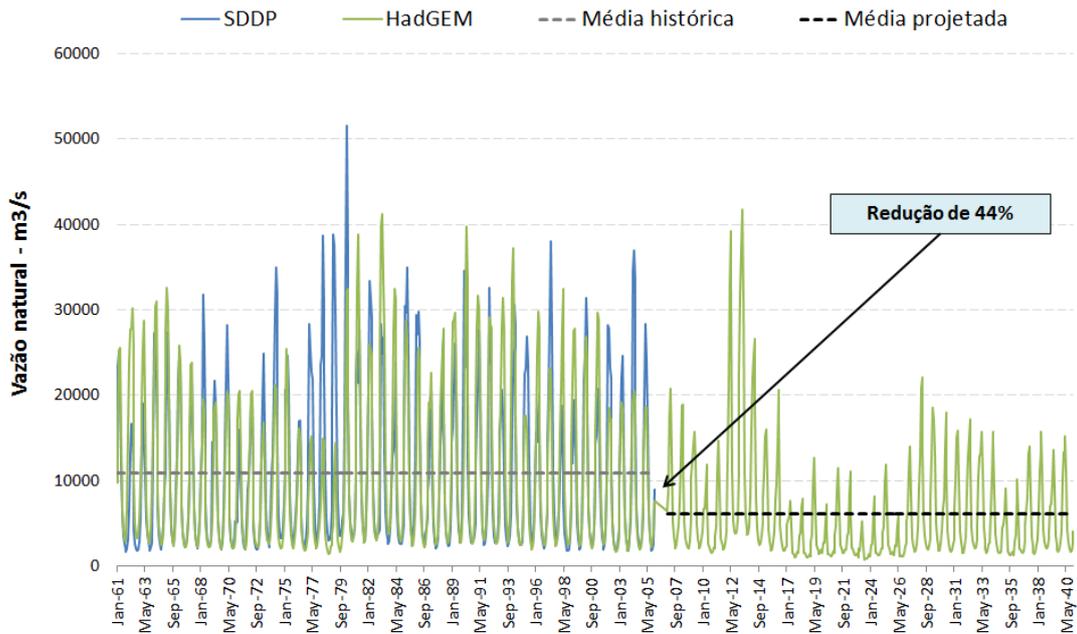


Figura 4-4 – Vazão natural UHE Tucuruí (HadGEM)

4.2.2 Hidrologia no Modelo MIROC

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 HadGeEMnas vazões projetadas quando comparadas com as históricas (redução média entre 12% e 32%).

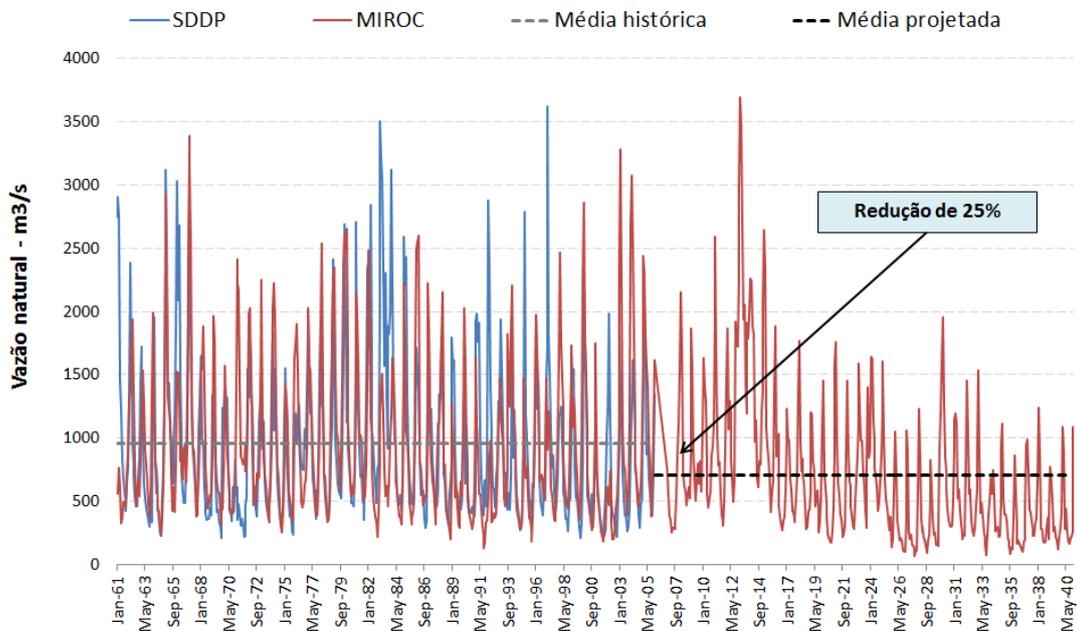


Figura 4-1 – Vazão natural UHE Furnas (MIROC)

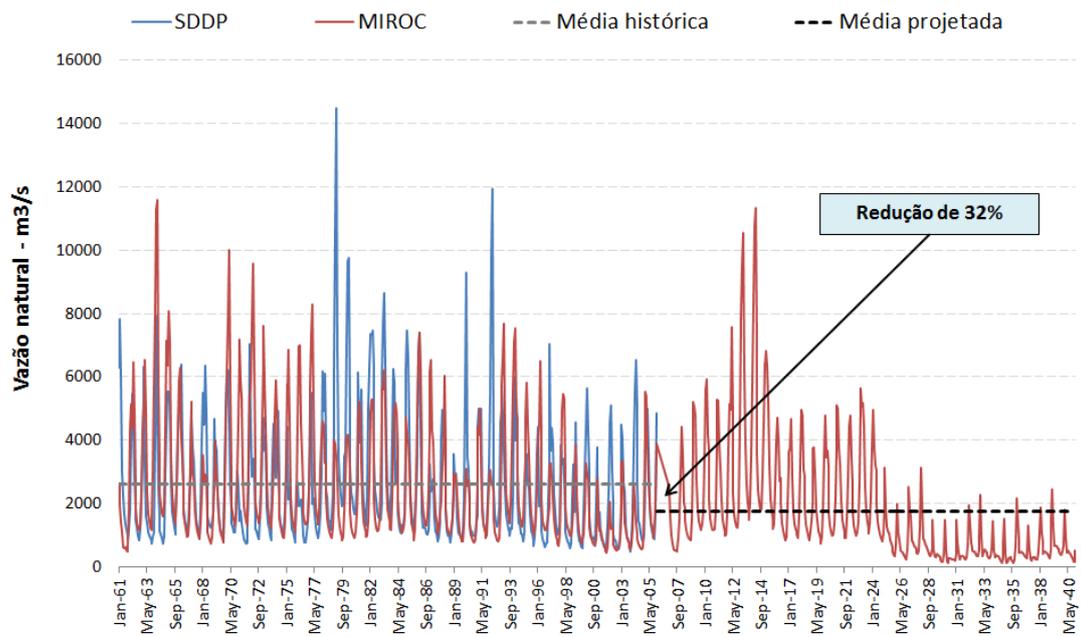


Figura 4-2 – Vazão natural UHE Sobradinho (MIROC)

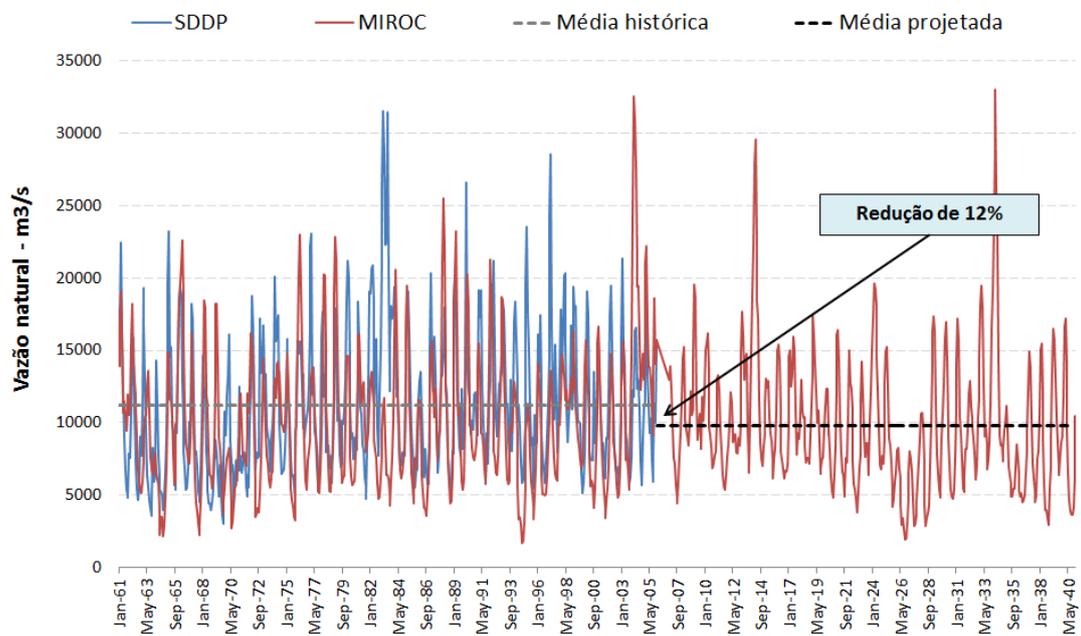


Figura 4-3 – Vazão natural UHE Itaipu (MIROC)

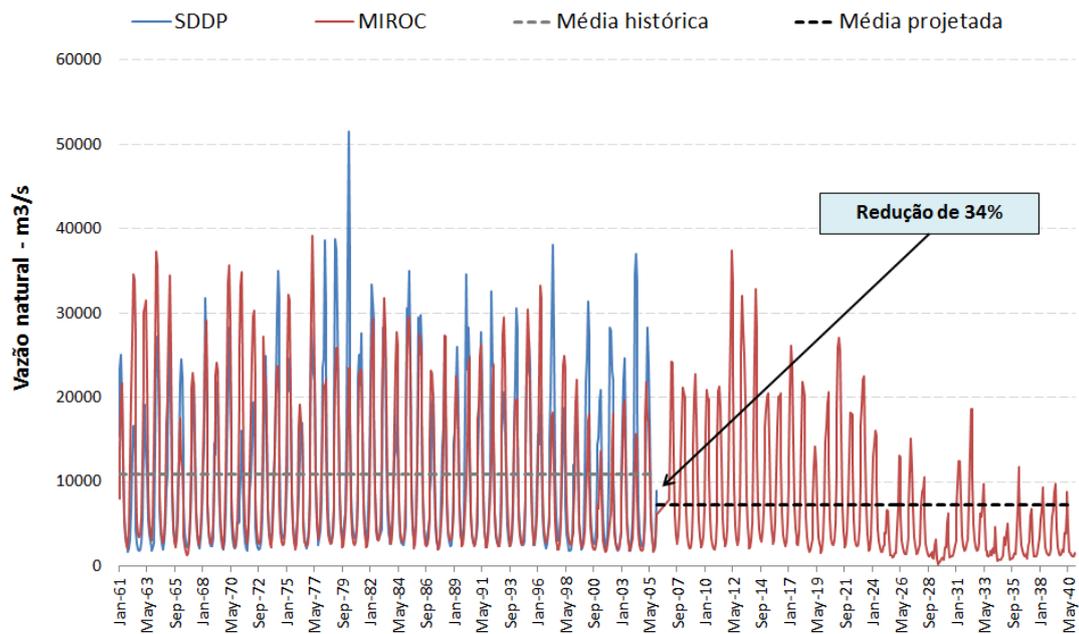


Figura 4-4 – Vazão natural UHE Tucuruí (MIROC)

4.3 Resultados de Impactos

4.3.1 HadGEM RCP 8.5

A figura abaixo apresenta a comparação da Energia Natural Afluente (ENA) do Sistema Interligado Nacional (SIN) 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 referente a cada posto de vazão natural da configuração hidrelétrica.

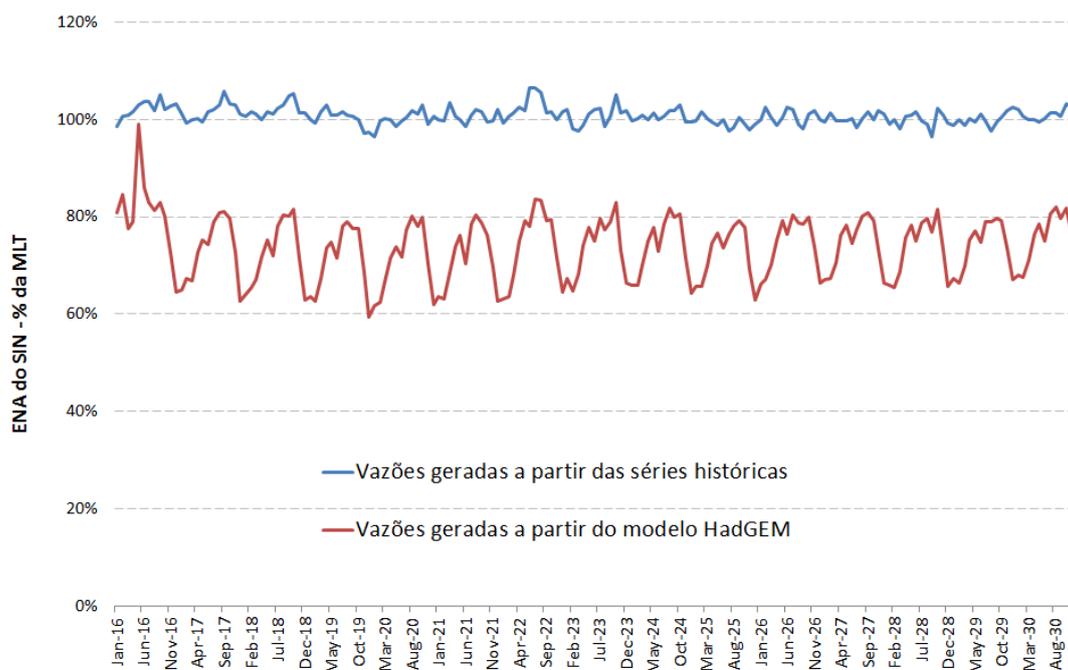


Figura 4-9 – Energia Natural Afluyente (ENA) do SIN

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.

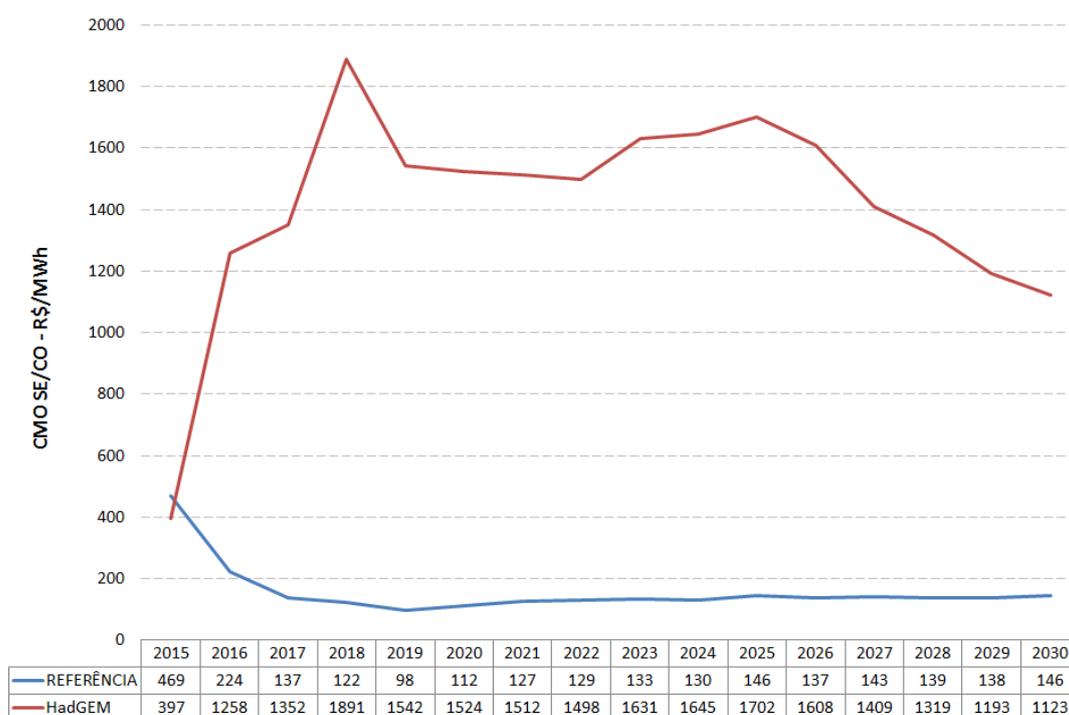


Figura 4-10 – Custo Marginal de Operação (CMO) do subsistema SE/CO

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.

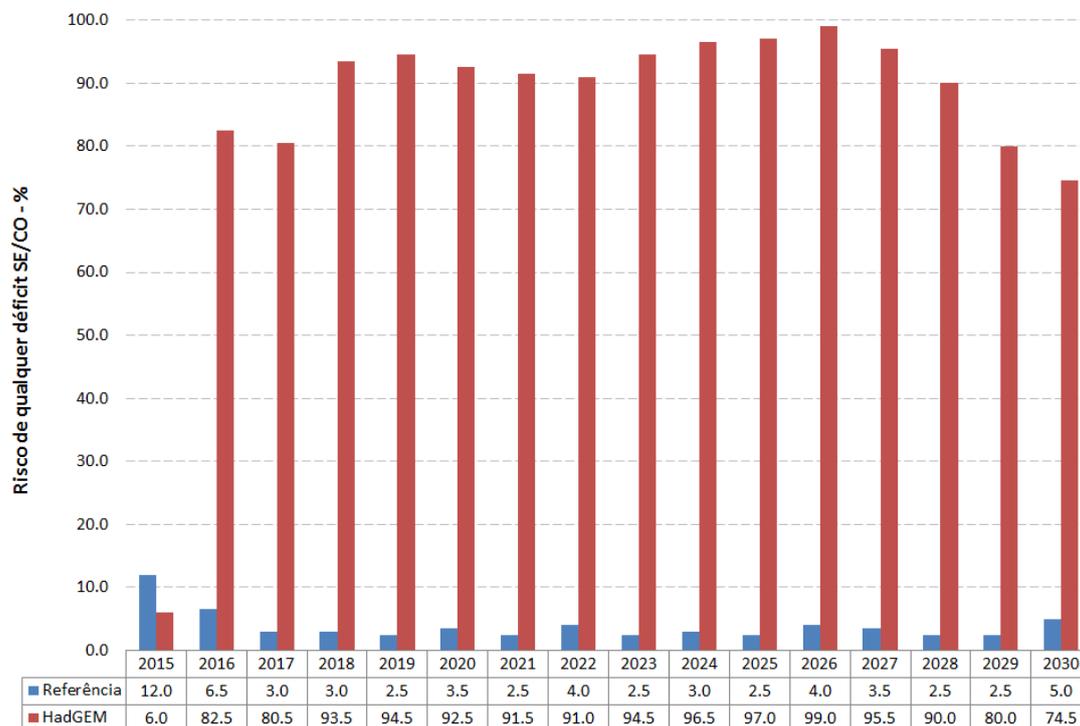


Figura 4-11 – Risco de qualquer déficit do subsistema SE/CO

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 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.

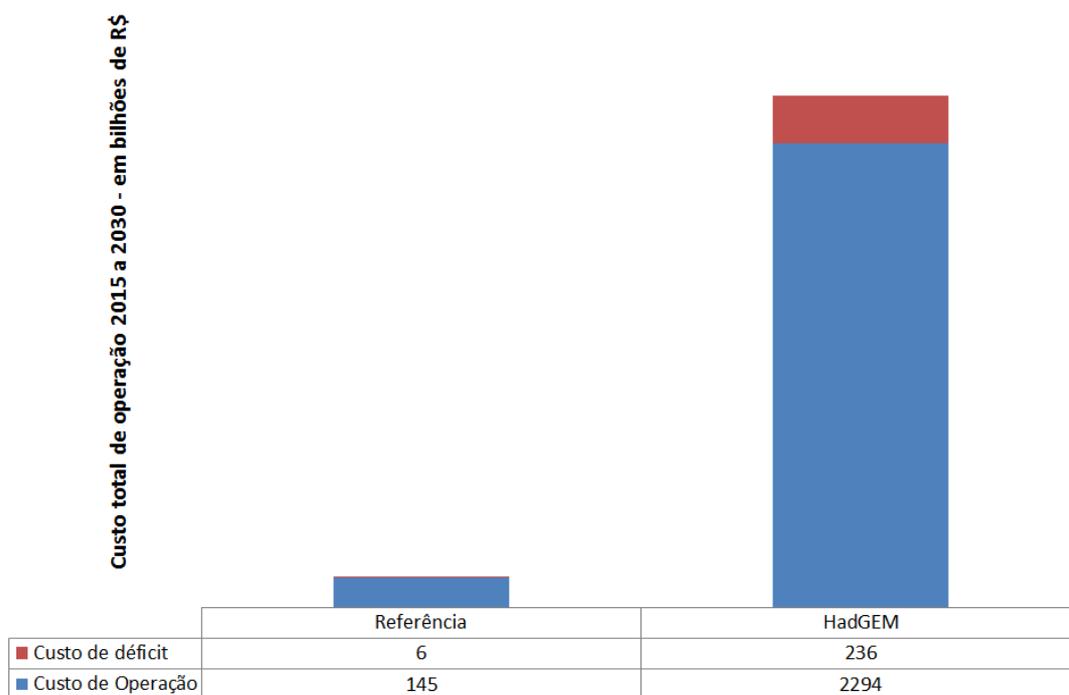


Figura 4-12 – Custo total de operação

4.3.2 MIROC RCP 8.5

A figura abaixo apresenta a comparação da Energia Natural Afluente (ENA) do Sistema Interligado Nacional (SIN) 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 MIROC referente a cada posto de vazão natural da configuração hidrelétrica.

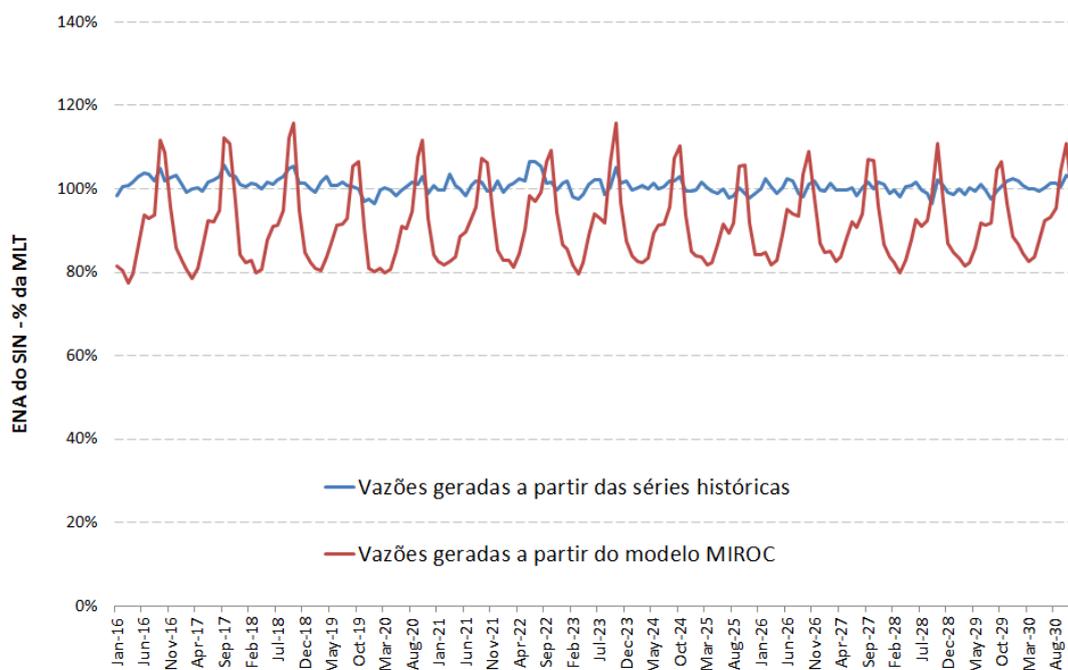


Figura 4-13 – Energia Natural Afluyente (ENA) do SIN

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.

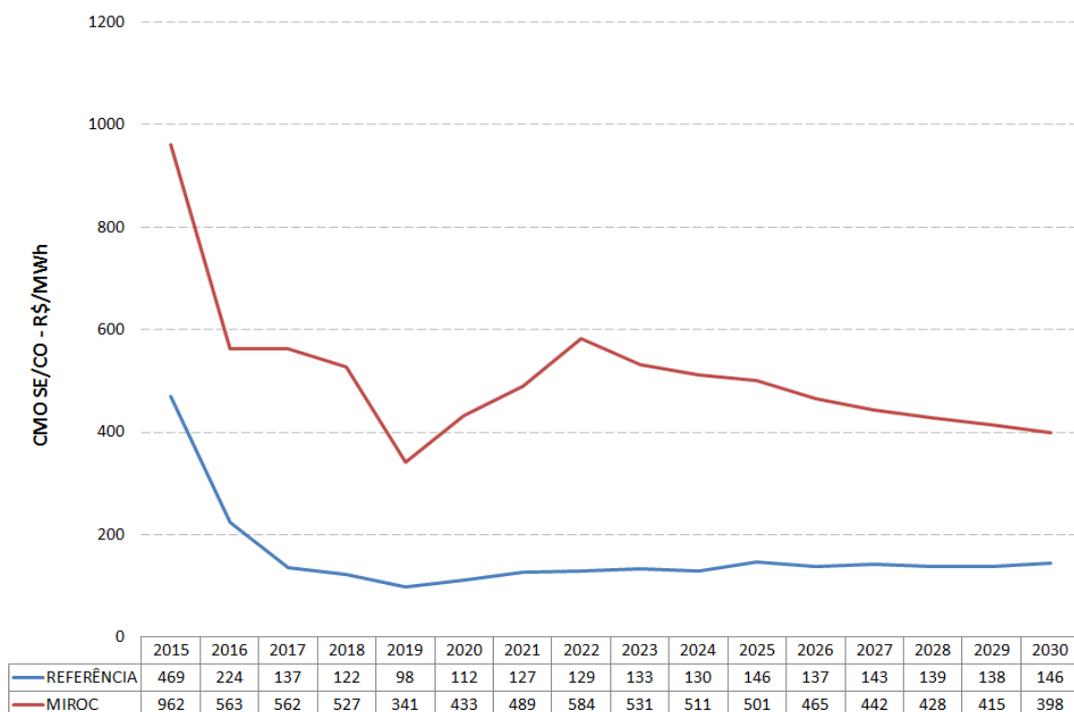


Figura 4-14 – Custo Marginal de Operação (CMO) do subsistema SE/CO

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 4-15 – Risco de qualquer déficit do subsistema SE/CO

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 RCP 8.5, 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.

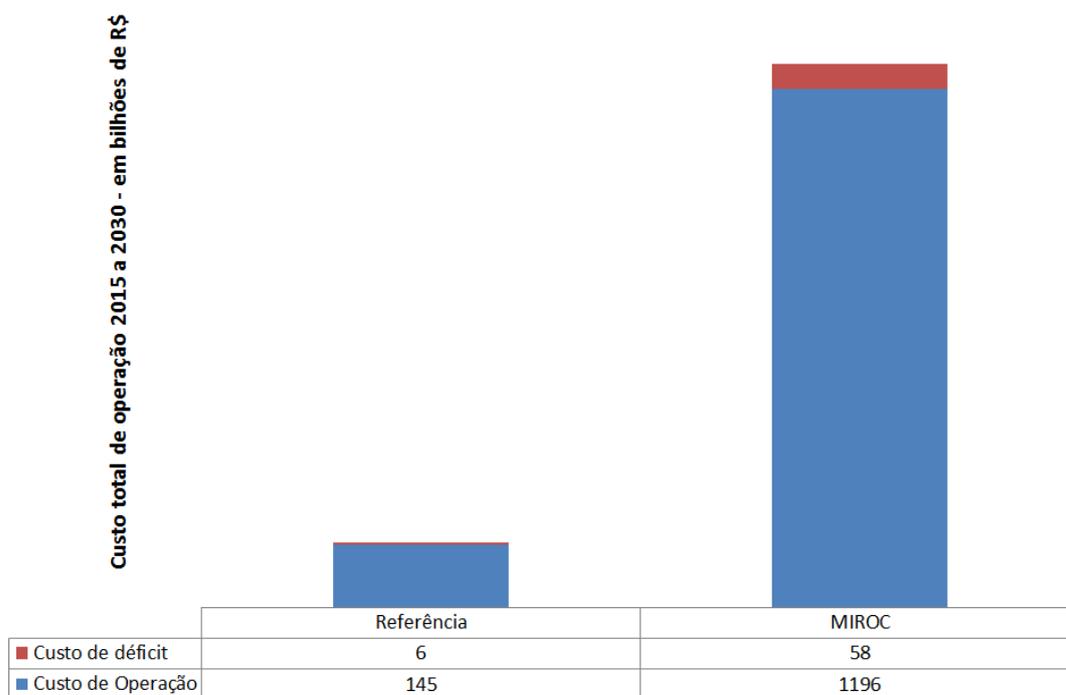


Figura 4-16 – Custo total de operação

5 RESULTADOS ENERGÉTICOS DO CENÁRIO ALTERNATIVO

O objetivo do cenário alternativo (RCP 4.5) é avaliar os impactos no setor elétrico brasileiro de medidas de mitigação das emissões de gases de efeito estufa.

A principal premissa adotada na construção do cenário alternativo foi o aumento da redução da demanda pela premissa de maior eficiência energética e penetração de geração distribuída solar fotovoltaica.

A figura abaixo apresenta a comparação da projeção de demanda do cenário de Referência versus o cenário Alternativo. Observa-se uma redução de cerca de 14 GW médio na carga de energia do SIN em 2030.

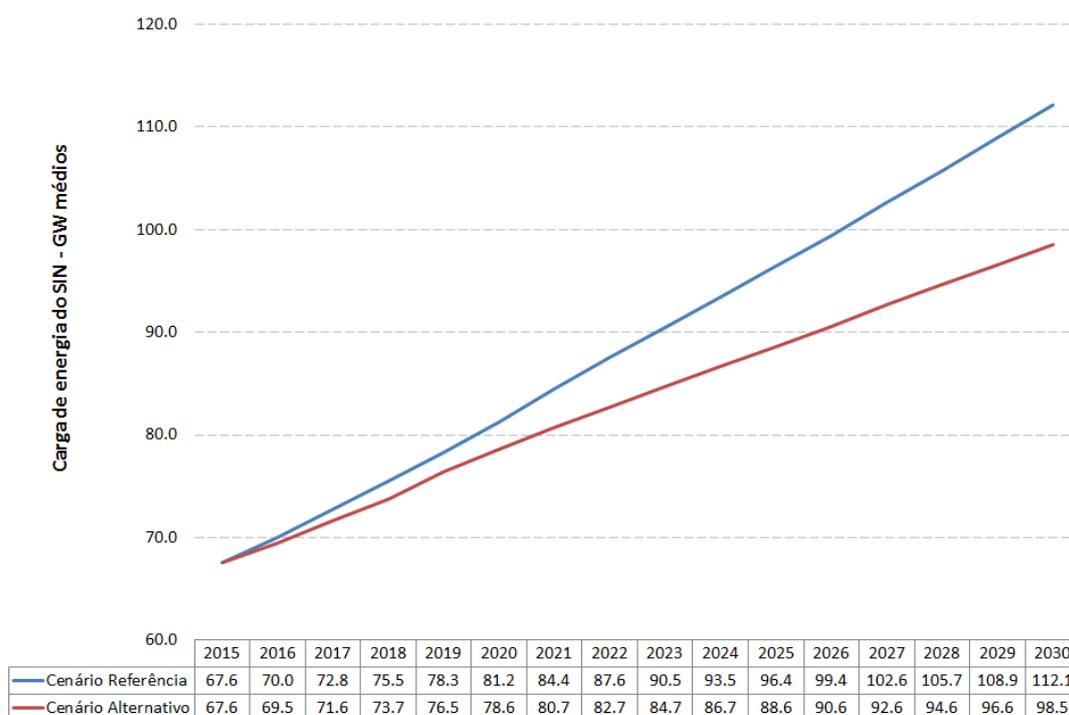


Figura 5-1 – Comparação da projeção de demanda

A figura abaixo apresenta a comparação da matriz de geração elétrica em 2030 do cenário de Referência versus o cenário Alternativo. Observa-se um aumento na participação de geração de fontes renováveis (hidrelétrica e eólica, principalmente) e redução na participação de geração com combustíveis de origem fóssil (como gás natural, por exemplo).

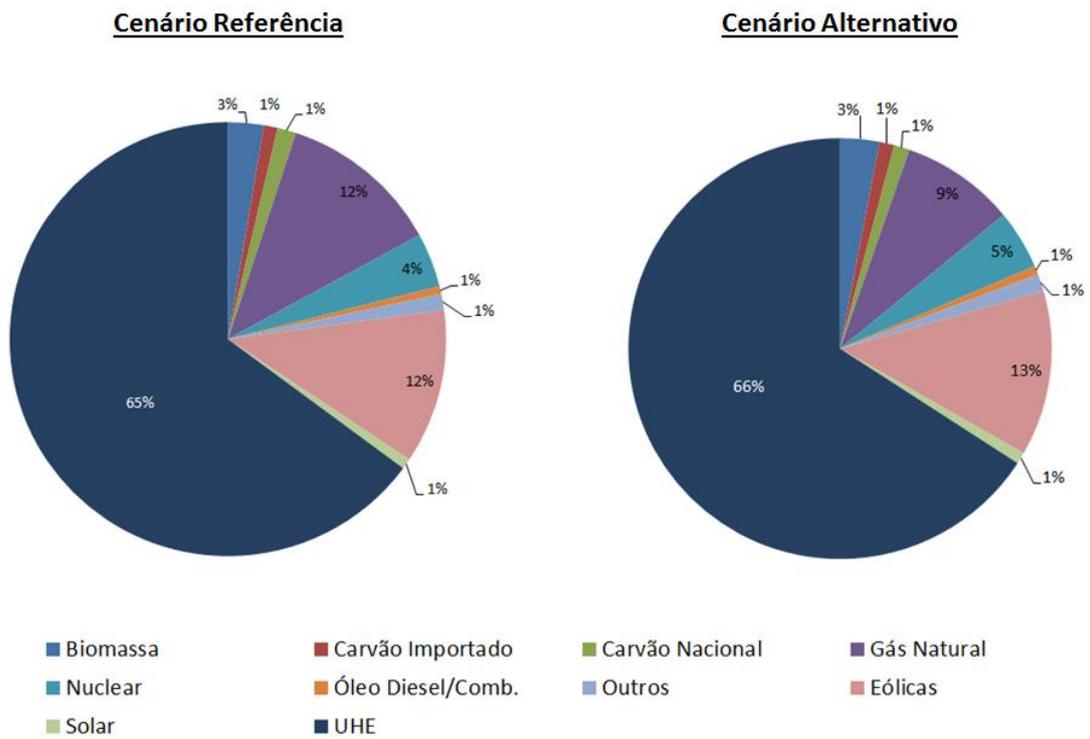


Figura 5-2 – Comparação da matriz de geração elétrica em 2030

5.1 Resultados

5.1.1 Projeção de CMO

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

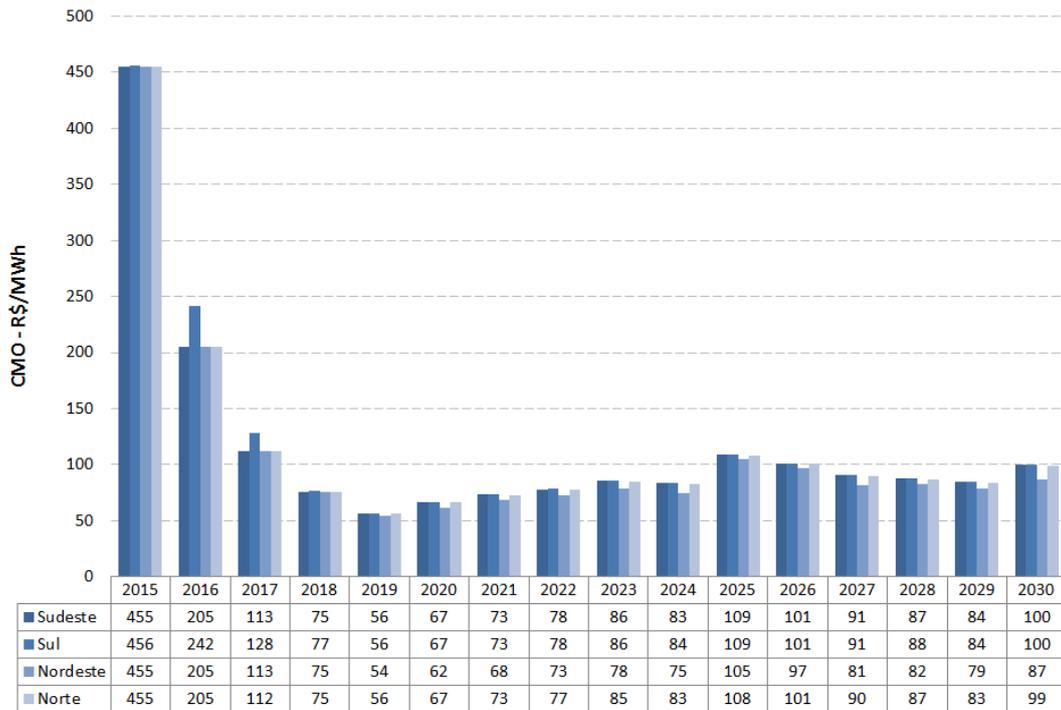


Figura 5-3 – Custo Marginal de Operação médio

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%.

5.1.2 Emissões de CO2

A figura abaixo apresenta a evolução da geração média anual por fonte.

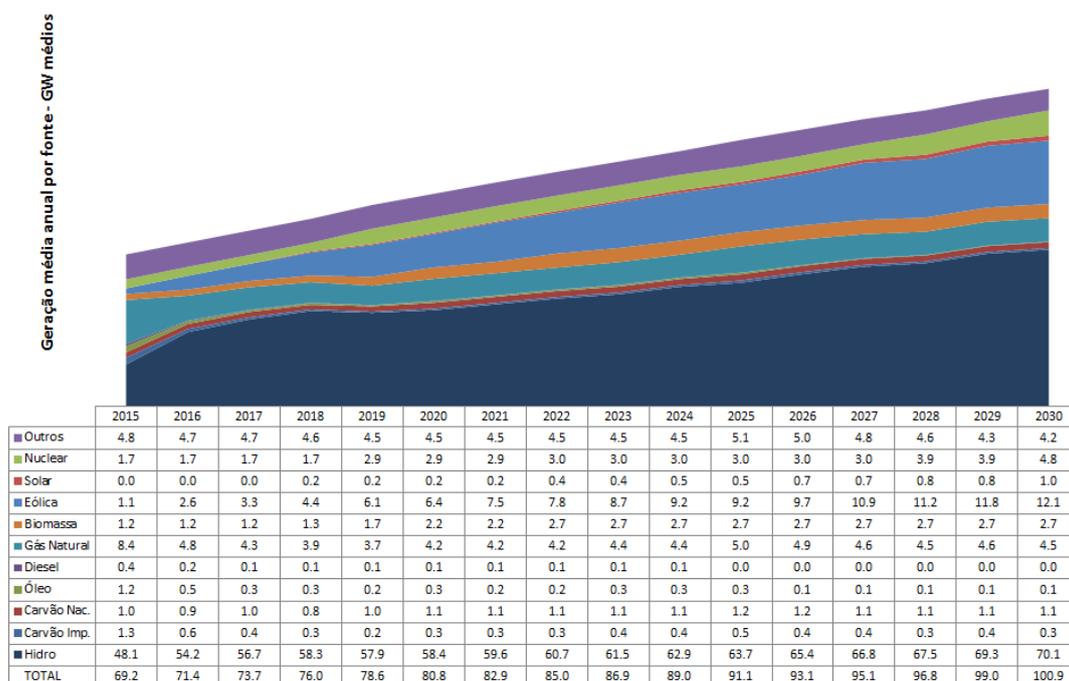


Figura 5-4 – Evolução da geração média anual por fonte

A figura abaixo apresenta a emissão média anual por fonte.

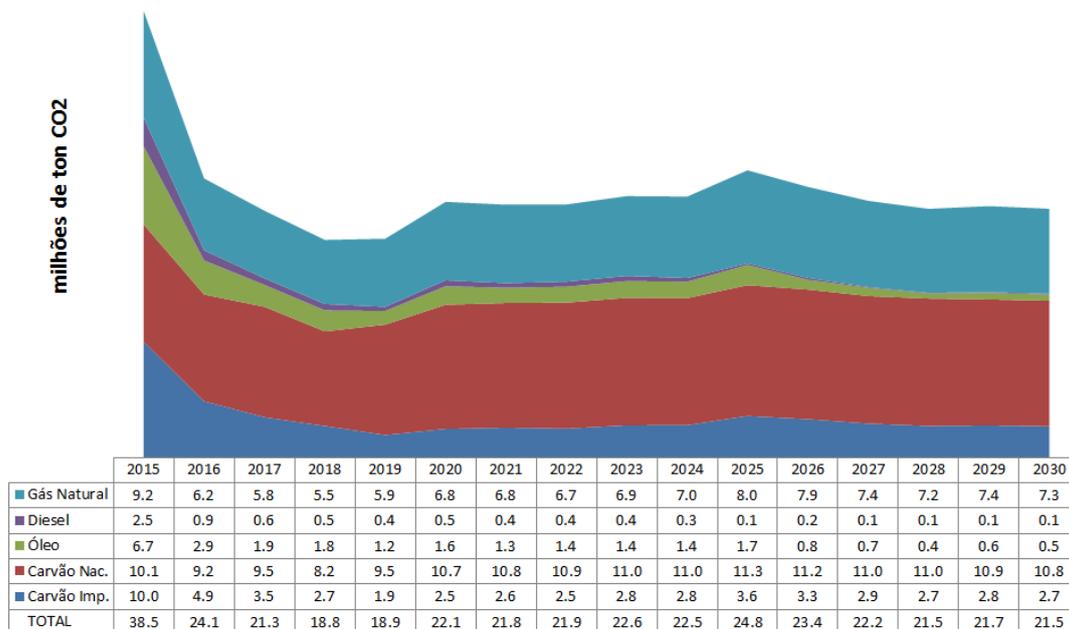


Figura 5-5 – Emissão média anual por fonte

A figura abaixo apresenta a emissão máxima anual por fonte.

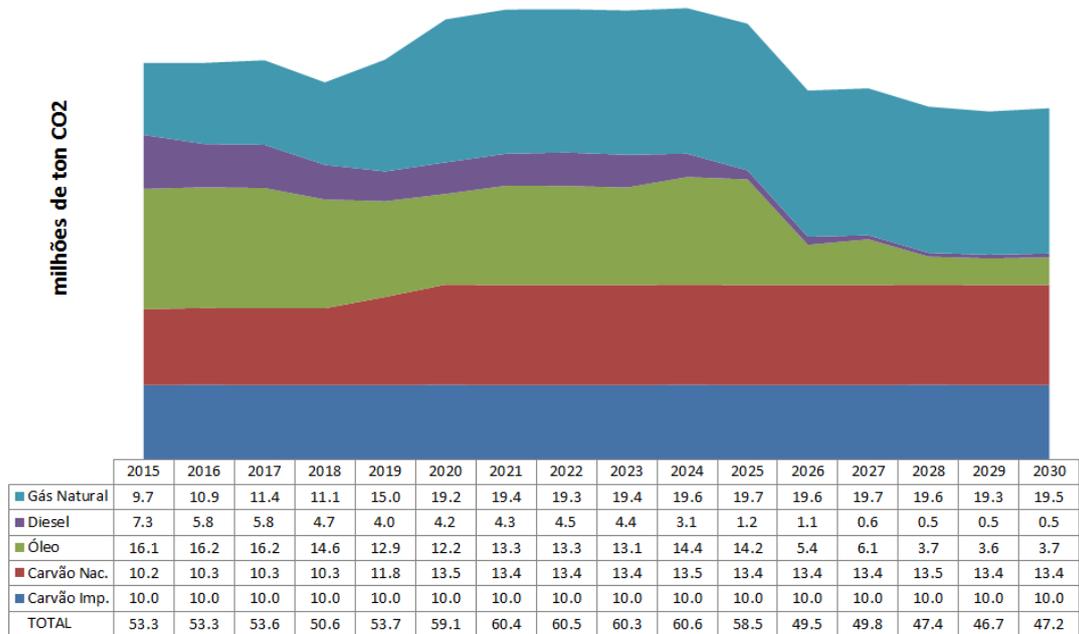


Figura 5-6 – Emissão máxima anual por fonte

A figura abaixo apresenta a distribuição de probabilidade da emissão anual por fonte.

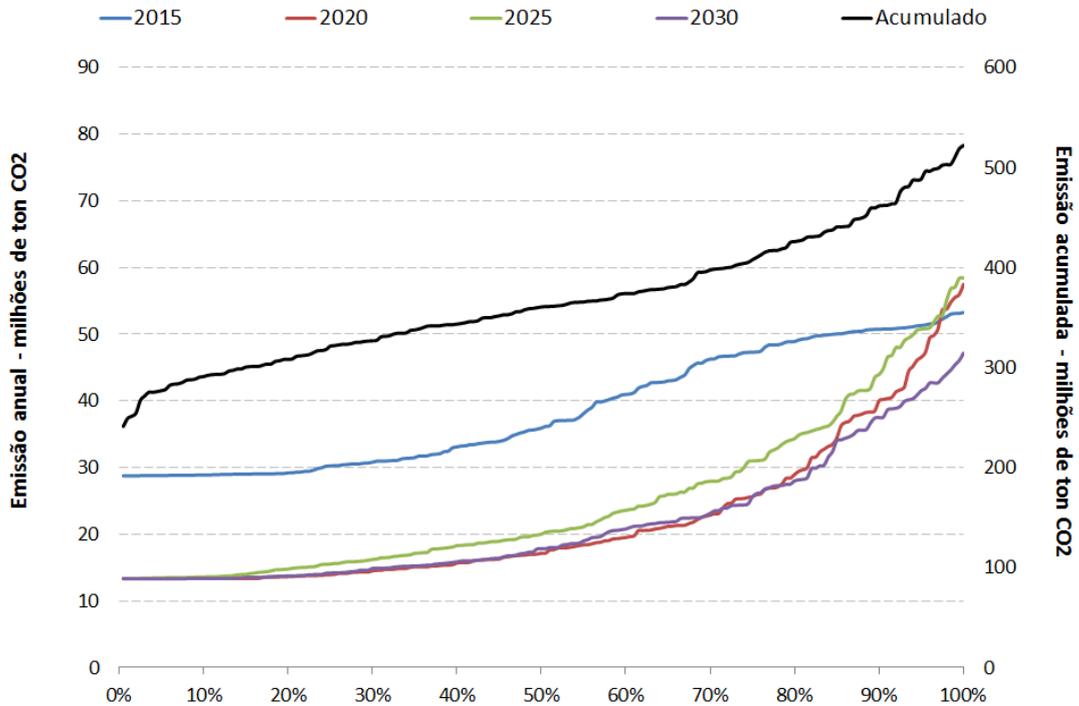


Figura 5-7 – Distribuição de probabilidade da emissão anual por fonte

5.1.3 HadGEM RCP 4.5

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:

- 3) 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
- 4) Projeções geradas a partir dos valores de média e desvio padrão gerados pelo modelo HadGEM referente a cada posto de vazão natural da configuração hidrelétrica.

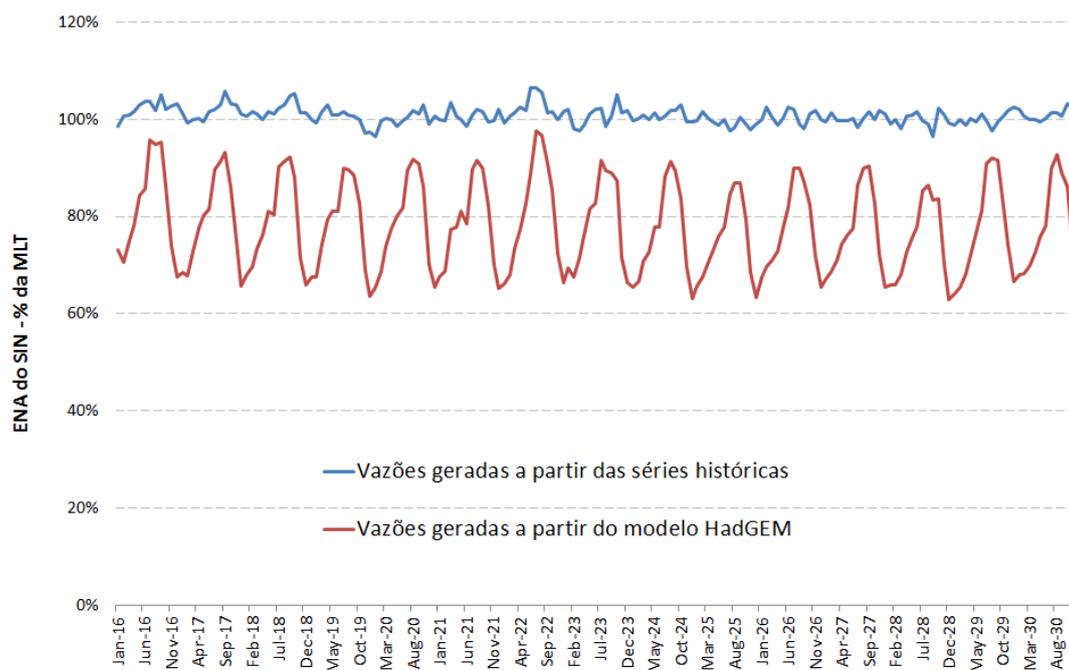


Figura 5-8 – Energia Natural Afluente (ENA) do SIN

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.

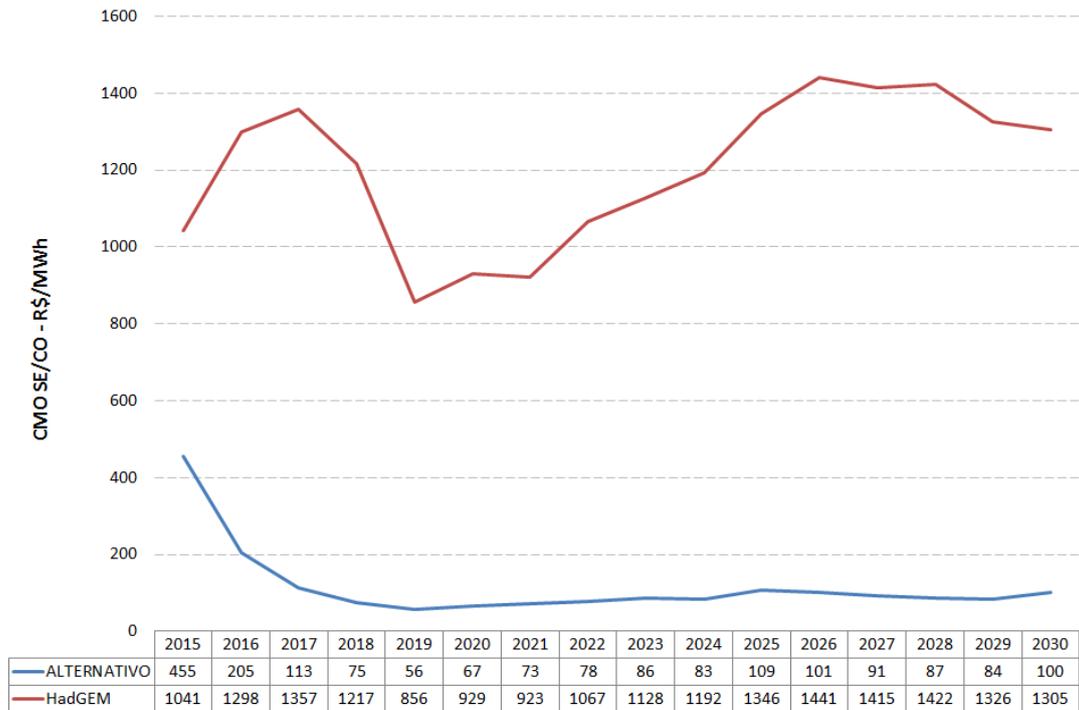


Figura 5-9 – Custo Marginal de Operação (CMO) do subsistema SE/CO

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.

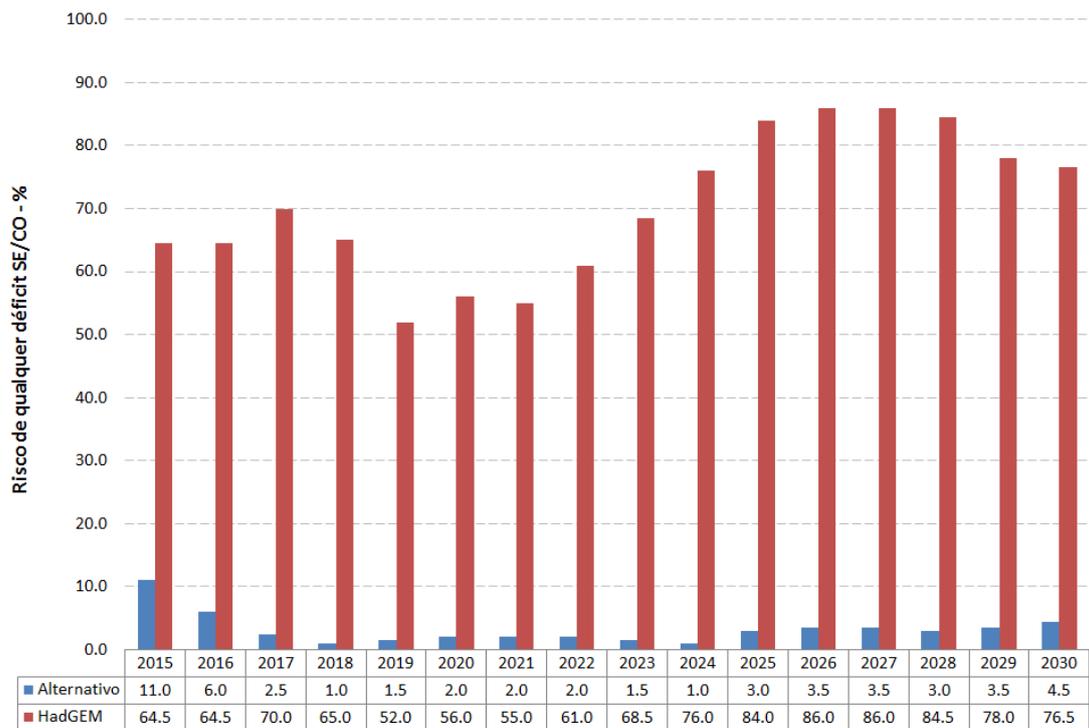


Figura 5-10 – Risco de qualquer déficit do subsistema SE/CO

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.

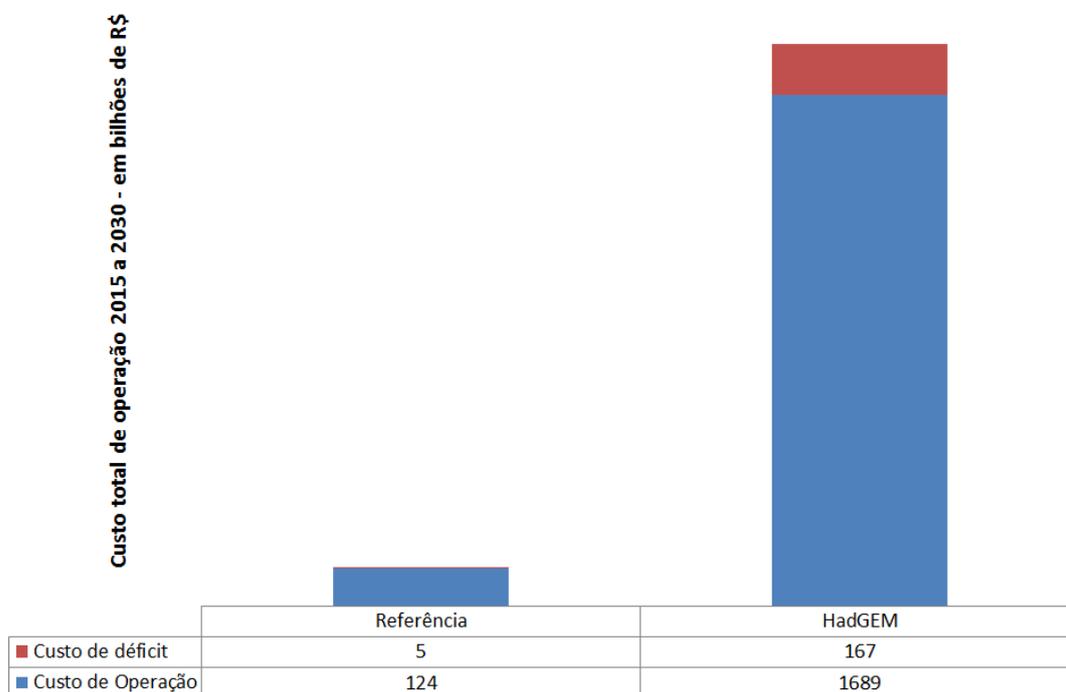


Figura 5-11 – Custo total de operação

5.1.4 MIROC RCP 4.5

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 referente a cada posto de vazão natural da configuração hidrelétrica.

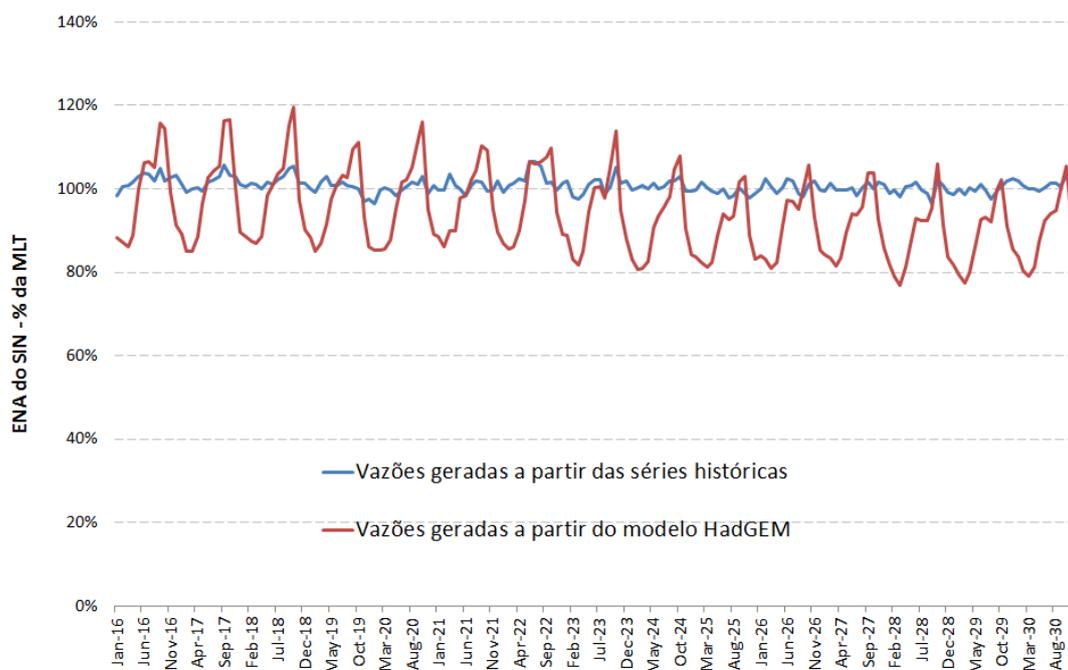


Figura 5-12 – Energia Natural Afluente (ENA) do SIN

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



Figura 5-13 – Custo Marginal de Operação (CMO) do subsistema SE/CO

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.

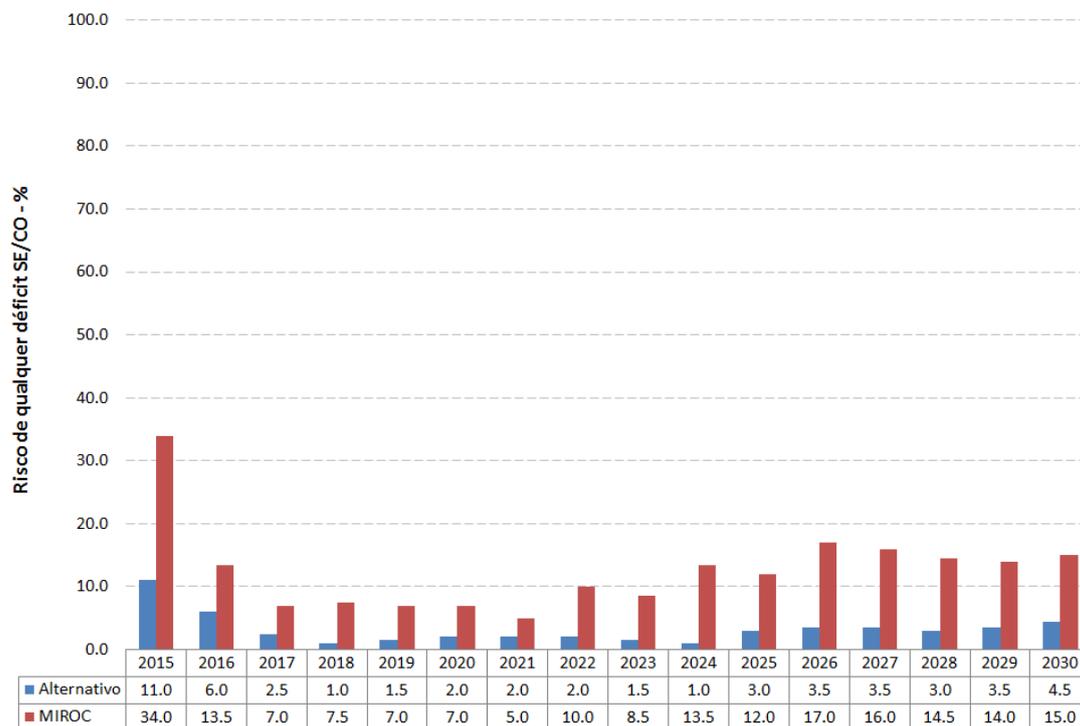


Figura 5-14 – Risco de qualquer déficit do subsistema SE/CO

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 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.

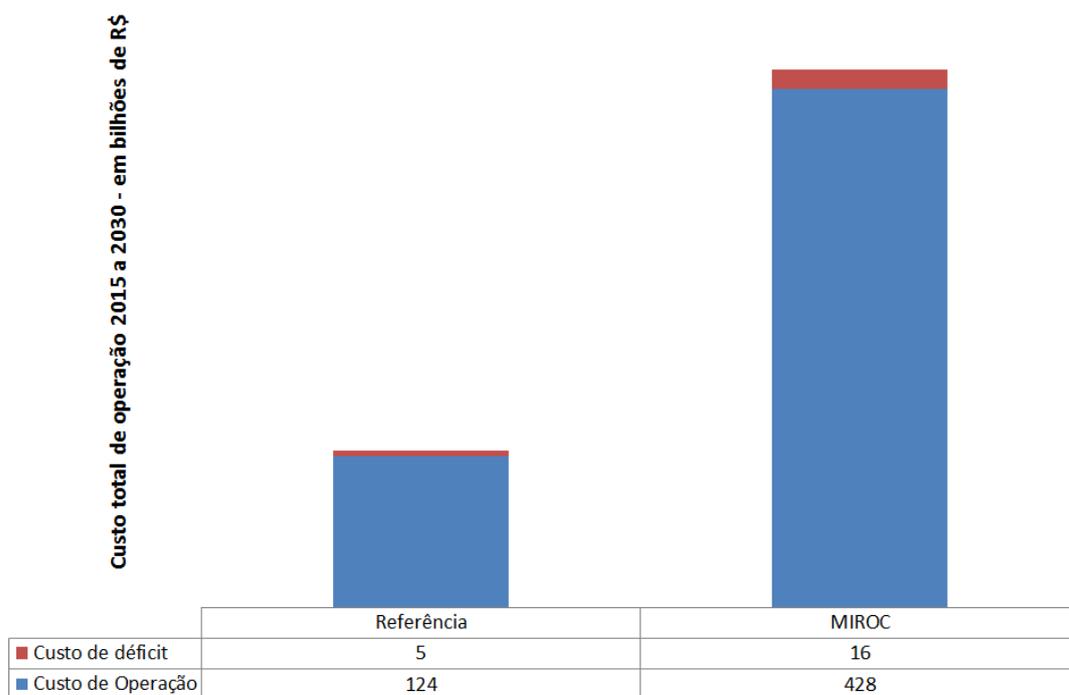


Figura 5-15 – Custo total de operação

6 CONCLUSÃO

Em termos de operação, 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/maior 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.

Dessa forma, os resultados deste relatório deverão servir de insumo para a avaliação de alternativas de adaptação via expansão da capacidade instalada de geração de energia elétrica.

7 ANEXO A – MODELO COMPUTACIONAL DE DESPACHO SDDP

Para simular o despacho hidrotérmico dos sistemas do Brasil e da Argentina foi utilizado o modelo SDDP, desenvolvido pela PSR. O SDDP³⁰ 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 estocástico de vazões que representa as características do sistema hidrológico (sazonalidade, dependência temporal e espacial, secas severas, etc.);
- 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.);
- 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).

³⁰ 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.

O SDDP produz dois grupos principais de resultados:

- (i) **Estatísticas operativas:** geração de cada usina hidrelétrica e térmica por estágio, patamar e cenário hidrológico; custos operativos térmicos; consumo de combustível; risco de déficit e valor esperado da energia não suprida; intercâmbios de energia entre regiões e fluxos de potência em cada circuito.

- (ii) **Informações econômicas:** custos marginais de operação (CMOs) por estágio, patamar e cenário hidrológico, por submercado ou para cada barra elétrica; benefício marginal³¹ resultante de um aumento da capacidade instalada de usinas térmicas, da potência / armazenamento de usinas hidrelétricas; e de um reforço na capacidade de intercâmbio entre regiões ou de circuitos de transmissão específicos.

³¹ As informações de benefício marginal são tipicamente usadas em estudos de planejamento da expansão, onde este benefício é comparado com o custo, também marginal, de investimento em nova capacidade. Este procedimento de interação entre modelos de planejamento e de operação é conhecido como decomposição de Benders, e é a base de sistemas computacionais como o módulo MODPIN, do sistema SUPER / OLADE / BID, e o modelo OPTGEN, desenvolvido pela PSR.

8 ANEXO B - TRATAMENTO DAS VAZÕES PROJETADAS PELA FUNCEME

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:

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

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:

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

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

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

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

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

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

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

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

$$k_3 \gg k_4$$

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.