



**QUANTO CUSTA ZERAR AS EMISSÕES DA GERAÇÃO DE
ELETRICIDADE NO BRASIL ATÉ 2050?**

Agosto de 2017

O Instituto Escolhas é um think tank, fundado em 2015, que trabalha para qualificar o debate sobre sustentabilidade, traduzindo numericamente os impactos econômicos, sociais e ambientais das decisões públicas e privadas. Por meio de estudos, análises e relatórios, amparamos novas leituras e argumentos capazes de superar a polarização ideológica das escolhas conflituosas inerentes ao planejamento. Somente argumentos qualificados podem sustentar decisões conscientes, permitindo a construção de soluções efetivas para o desenvolvimento sustentável.

A missão do Escolhas é ser referência em ousadia, independência e consistência usando linguagem matemática para dimensionar e comparar o grau de sustentabilidade das políticas públicas e privadas e produzindo cenários inovadores por meio do cruzamento de informações.

Desenvolvemos capacidade de processar dados com rigor metodológico, gerando argumentos sólidos, estatísticas sistemáticas e quadros comparativos para subsidiar análises e escolhas decisivas. Trabalhamos em rede com pesquisas autônomas, abertas a perspectivas e pontos de vista plurais, de maneira a superar preconceitos e elucidar fatos e números compreensivelmente.

Conselho Diretor:

Ana Toni (Presidente)

Marcos Lisboa

Fabio Barbosa

Ricardo Sennes

Sergio Leitão

Conselho Fiscal:

Plínio Ribeiro (Presidente)

Zeina Latif

Fenando Furriela

Conselho Científico:

Marcos Lisboa (Presidente)

Bernard Appy

Marcelo Paixão

Rudi Rocha

Sandra Paulsen

Ricardo Abramovay



QUANTO CUSTA ZERAR AS EMISSÕES DA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE NO BRASIL ATÉ 2050?

Estudo idealizado pelo Instituto Escolhas

Coordenação: Lígia Vasconcellos e Shiguo Watanabe Jr. (Instituto Escolhas)

Elaboração: William Wills (EOS Estratégia & Sustentabilidade)

Agradecimento: Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Este estudo recebeu o apoio do Instituto Clima e Sociedade (iCS)

Publicado em agosto de 2017

Instituto Escolhas:

Av. das Nações Unidas, nº 10.989, 10º andar, conj. 102

São Paulo, SP, Brasil

CEP: 04578-000

Tel: +55.11.3846.9050

www.escolhas.org

institucional@escolhas.org

Sumário

Introdução	05
Capítulo 1 – Metodologia	06
Capítulo 2 – Cenários Econômicos de Referência	08
Capítulo 3 – Perspectivas para a Indústria no Brasil	14
Capítulo 4 – Cenários para o Setor Elétrico 2050	20
Capítulo 5 - Cenários Macroeconômicos 2050 no Contexto de um Setor Elétrico de Emissões Zero	38
Capítulo 6 - Riscos Advindos das Mudanças Climáticas e temas tratados nos planos/estudos de adaptação existentes	47
Capítulo 7 – Conclusões, Limitações e Recomendações	56
Referências Bibliográficas	60
ANEXO I – O Modelo IMACLIM-R BR	65

Introdução

Por William Wills e Shiguo Watanabe

Há muita opinião e pouca informação sobre como promover a inclusão do custo dos impactos sociais, econômicos e ambientais no processo de formulação de políticas públicas. Há ainda uma carência de dados quantitativos estruturados e de metodologias de cálculo que permitam demonstrar e avaliar os impactos provocados por diferentes iniciativas nessas três dimensões do desenvolvimento sustentável.

O cenário atual dificulta a construção de consensos e alimenta a polarização de debates, solidificando a oposição e o isolamento dos que defendem a exploração, de um lado, e dos que buscam a preservação do meio ambiente, do outro. É preciso que se desenvolvam argumentos sólidos, capazes de fomentar o diálogo construtivo entre os dois campos e evidenciar os custos reais das escolhas que são feitas pelos tomadores de decisão e pela sociedade em geral.

Neste momento, o Brasil passa por uma das mais graves crises econômicas e política da sua história, crise esta que vem acelerando a mudança dos pesos relativos dos setores econômicos na produção de riqueza no país. O peso do setor de serviços e do agronegócio, face à indústria e a exportação de produtos primários, é cada vez maior na balança comercial, em detrimento do restante do setor industrial, que de forma geral apresenta pouca competitividade em relação ao resto do mundo.

Até que a economia retome um caminho de crescimento, e, mais adiante, a indústria volte a utilizar toda sua capacidade instalada, já terá se passado em torno de uma década sem os investimentos necessários para mantê-la competitiva no mercado internacional. E o quadro é mais agudo na indústria de base: siderurgias, refinarias, plantas de alumínio e outros metais como níquel e cobre. Posto que esses setores são os mais energointensivos, seu futuro tem grande influência na demanda de energia, em especial na demanda de eletricidade. Uma demanda menor exige menos investimentos em geração, podendo, a princípio, facilitar o caminho para uma entrada mais significativa de novas fontes renováveis na matriz elétrica.

A partir dessas questões, o Instituto Escolhas se propõe a desenvolver e analisar cenários para 2050 que avaliem os impactos macroeconômicos, sociais e ambientais decorrentes da implantação de uma matriz elétrica com emissão zero de gases de efeito estufa (GEEs), tendo como base de comparação cenários de referência (cenário otimista e cenário pessimista) desenvolvidos especialmente para este projeto.

Capítulo 1 - Metodologia

Por William Wills e Shiguelo Watanabe

Para entender as implicações da implantação de um setor elétrico carbono zero, optou-se pela elaboração de um exercício de cenários. Os cenários de referência que serão apresentados aqui foram desenvolvidos a partir de entrevistas com economistas e especialistas em visões de longo prazo da economia e da indústria brasileira.

No período compreendido entre 06 de junho e 29 de agosto de 2016, foram feitas 12 entrevistas com economistas e especialistas em cenários de longo prazo. As entrevistas abordaram diversos tópicos, desde tendências de crescimento do mundo a necessidades de reformas no Brasil e o futuro papel das energias renováveis. As entrevistas tiveram uma duração que variou entre 30 minutos e uma hora. A tabela 1.1, a seguir, apresenta os nomes, a filiação dos entrevistados e a data de cada entrevista.

Tabela 1.1 – Entrevistas realizadas para o estudo

Nome	Filiação	Data
Marcos Lisboa	CC Escolhas, Insper	06/jun
Rudi Rocha	CC Escolhas, UFRJ	14/jun
Daniel Gleizer	CC Escolhas, BW Investimentos	14/jun
Marcos Cantarino	Confederação Nacional da Indústria	21/jun
Caio Megale	Itaú BBA	27/jun
Bernard Appy	CC Escolhas, CCiF	20/jul
Sandra Paulsen	CC Escolhas, IPEA	12/jul
Celso Toledo & Cristian Andrei	LCA Consultoria	04/ago
José Roberto Afonso	IBRE, FGV-RJ	10/ago
José Roberto Mendonça de Barros	MB Consultoria	23/ago
Samuel Pessoa	Reliance	23/ago
Ricardo Sennes	Gacint-USP, Prospectiva	29/ago

Fonte: Elaboração própria

Rapidamente foi identificada a necessidade de elaboração de dois cenários de referência, um otimista e outro pessimista, de forma a abranger um espectro importante das possibilidades de crescimento do país. As diversas premissas sobre crescimento do PIB, importância relativa dos setores econômicos e o crescimento específico de cada setor industrial são derivadas das entrevistas.

Esse conjunto de premissas, agrupadas em dois cenários distintos, é colocado à prova no modelo de equilíbrio geral computável híbrido IMACLIM-R BR¹, que ajuda a garantir a consistência macroeconômica de cada cenário, fazendo os ajustes necessários e reequilibrando a economia.

¹ O modelo IMACLIM-R BR é um modelo de equilíbrio geral computável (CGE), híbrido (representação dos fluxos monetários e físicos), dinâmico, com a representação de até 19 setores produtivos, 6 classes de renda e 4 setores institucionais. O modelo foi desenvolvido por Wills (2013) e é especialmente voltado para a análise de implicações macroeconômicas e sociais de políticas climáticas e energéticas no médio e longo prazo. Para mais detalhes, favor consultar o Anexo I deste estudo.

Assim, o modelo provê retratos da economia no futuro, que servirão de base de comparação para os cenários de mitigação a serem desenvolvidos posteriormente.

Nos cenários de mitigação, a implantação de um setor elétrico carbono zero será o choque dado no modelo. Uma análise comparativa de importantes indicadores macroeconômicos e sociais, entre os cenários de referência e os cenários de mitigação, permitirá que se avalie a viabilidade e as implicações decorrentes da implantação do setor elétrico carbono zero, partindo de um pano de fundo otimista, com crescimento econômico mais elevado, ou pessimista, com menor crescimento e renda. Dessa forma, serão desenvolvidos quatro cenários distintos:

- ✓ **Cenário A1 – Cenário de Referência otimista: A economia cresce de forma significativa e o setor elétrico segue o planejamento do governo, representado pelos planos de energia de longo prazo e pela NDC² brasileira.**

- ✓ **Cenário A2 – Cenário de Mitigação otimista: A economia cresce de forma significativa e há a implantação do setor elétrico carbono zero até 2050.**

- ✓ **Cenário B1 – Cenário de Referência pessimista: A economia cresce de forma mais limitada, o país sofre uma desindustrialização e o setor elétrico segue o planejamento do governo, representado pelos planos de energia de longo prazo e pela NDC brasileira.**

- ✓ **Cenário B2 – Cenário de Mitigação pessimista: A economia cresce de forma mais limitada, o país sofre uma desindustrialização e há a implantação do setor elétrico carbono zero até 2050.**

²A Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) é o documento apresentado pelo Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (UNFCCC) e detalha os principais compromissos e contribuições do Brasil para a redução de emissão de gases de efeito estufa.

Capítulo 2 - Cenários Econômicos de Referência

Por William Wills e Shiguelo Watanabe - CO2 Consulting

A seguir são apresentadas as narrativas dos cenários propostos neste projeto. Estas narrativas foram desenvolvidas a partir dos resultados das entrevistas com os economistas e demais especialistas, além de consultas a diversos estudos como CGEE (2013a, 2013b, 2013c), IPEA (2014a e 2014b), Marzano (2011) e outros. Foi desenvolvida uma única narrativa para o cenário mundial, e duas narrativas para o Brasil, uma otimista e outra pessimista. Esses cenários de referência servirão como base de comparação, permitindo uma análise detalhada dos efeitos macroeconômicos e sociais decorrentes da implantação de um setor elétrico de emissões zero.

2.1 Narrativas dos cenários

2.1.1 Mundo

Nas próximas décadas, o crescimento do resto do mundo se dará a taxas menores que as observadas na última década. O motor de crescimento mundial estará mais fraco, provavelmente de forma permanente. A China não deve voltar a crescer como no passado recente, pois já não consegue acumular capital no mesmo ritmo. Sua população demanda cada vez mais bens e serviços. Nenhum outro país é visto como tendo peso suficiente para substituir a China até 2050.

As commodities tenderão a ter um comportamento distinto até 2050, de acordo com a sua natureza. Commodities agrícolas tenderiam a aumentar de preço devido à crescente demanda, explicada pelo aumento da população mundial e pelo crescimento da renda per capita mundial. Commodities minerais tenderiam a ter uma demanda menos aquecida, devido ao menor crescimento mundial, e os termos de troca voltariam à realidade, dificultando a retomada da crise no Brasil. Em relação às commodities energéticas, uma transição rumo a energias renováveis é vista a caminho, influenciando o preço dos combustíveis fósseis para baixo e reduzindo o otimismo em relação ao pré-sal brasileiro, cuja exploração se daria em ritmo mais lento que o esperado atualmente nos planos do governo.

A inovação concentra cada vez mais o valor agregado, e a produção/montagem do produto final vai sendo gradativamente mais terceirizada, migrando para as regiões com menor custo de produção. O conceito de indústria vai perdendo-se neste horizonte, ficando pouco a pouco com uma parte menor da geração de riqueza.

2.1.2 Brasil

Cenário A1 – Otimista

No cenário A1, o Brasil aproveitaria a atual crise para começar as reformas necessárias (previdência, fiscal, trabalhista, política etc.). Essas reformas dinamizariam o país e ajudariam a transpor os principais obstáculos ao crescimento. Somando-se a isso, reformas microeconômicas auxiliariam no destravamento de investimentos, em especial em infraestrutura, contribuindo com a redução do “Custo Brasil”. Com a questão fiscal controlada devido às reformas, diminuiria a pressão inflacionária e melhorariam as condições de financiamento de longo prazo, estimulando investimentos. Como consequência haveria uma elevação da produtividade total dos fatores e aumento da competitividade do país – levando ao

aumento das exportações e maior inserção no comércio internacional. Apesar da redução do “Custo Brasil” e consequente melhoria da competitividade da indústria, o setor de serviços e a agricultura ganham peso no PIB seguindo a tendência observada em países mais desenvolvidos.

Cenário B1 – Pessimista

No cenário B1, o Brasil apresentaria dificuldades no avanço das reformas necessárias, que seriam apenas parcialmente implantadas. Problemas fiscais do governo aumentariam a pressão inflacionária e a percepção de risco dos investidores, limitando investimentos de longo prazo em infraestrutura e em grandes projetos de modo geral. O problema “Custo Brasil” não seria resolvido, com consequências ruins sobre a competitividade do país, exceto em setores específicos que apresentem grandes vantagens comparativas. A evolução da produtividade total dos fatores não acompanharia aquela observada no cenário A1. Após a retomada da crise, a indústria brasileira voltaria a investir de forma bastante pontual e limitada em nova capacidade instalada – parte do consumo doméstico desses bens se daria através de um aumento de importações em relação ao cenário A1. O setor de serviços e a agricultura ganham ainda mais peso no PIB brasileiro nesse cenário.

2.2 Principais premissas dos cenários de referência

As principais premissas dos cenários de referência, as quais serão apresentadas a seguir, foram utilizadas como dados de entrada no modelo IMACLIM-R BR, com pequenos ajustes, e garantiram a consistência macroeconômica nos dois cenários propostos.

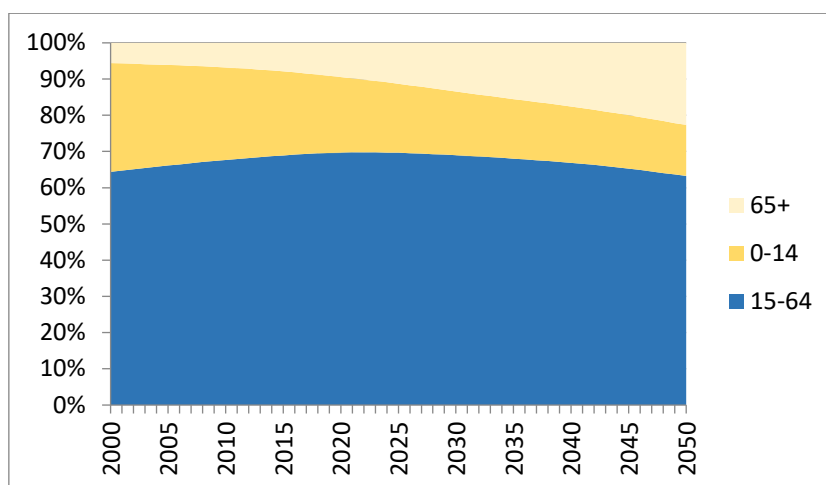
2.2.1 Demografia, taxas de crescimento do PIB e evolução do PIB per capita, evolução do índice de GINI

Segundo as últimas projeções do IBGE, a população brasileira tem diminuído seu ritmo de crescimento. A população total no Brasil, que deve encerrar 2016 em 206,1 milhões de habitantes, chegará a 223,1 milhões de habitantes em 2030 e continuará crescendo até 2042, quando chega a 228,4 milhões de habitantes. Após 2042, a população total deve recuar lentamente, atingindo 226,3 milhões de habitantes em 2050.

Mais importante do que o número absoluto de habitantes é a sua composição por idade, que mudará de forma expressiva no período estudado. Na figura a seguir, pode-se observar que a população jovem, com menos de 15 anos, começa a reduzir de forma significativa após meados da década de 2020. Por outro lado, a população idosa, com mais de 65 anos, passa de 6% da população em 2005 (11,3 milhões) para 8% da população em 2015 (16,1 milhões) e de 13,4% em 2030 (30,0 milhões) para 23% em 2050 (51,3 milhões). A população em idade ativa atinge sua participação máxima na população total já em 2022 (70%), e a partir daí começa a cair. Essa dinâmica populacional representa grandes desafios, desde a necessidade de uma reforma da previdência até a necessidade de um aumento mais acentuado da produtividade para manter as taxas de crescimento do PIB nas últimas décadas do estudo, já que a população ativa começa a diminuir.

Na figura 2.1, a seguir, é apresentada a evolução da composição da população brasileira, segundo o IBGE (2014).

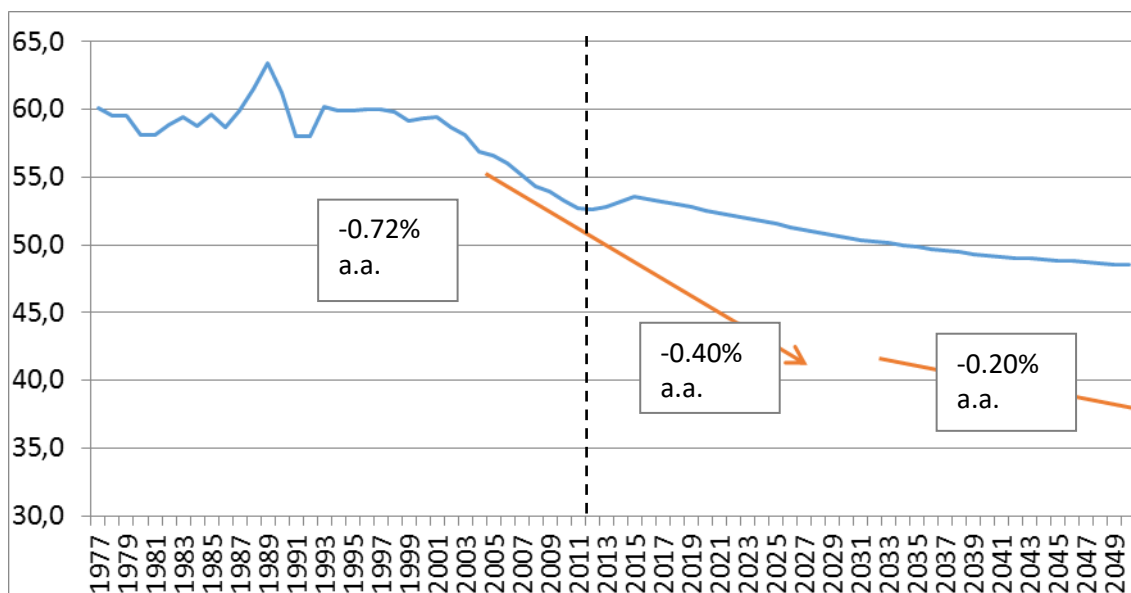
Figura 2.1 – Evolução da composição da população brasileira



Fonte: Elaboração própria a partir de projeção do IBGE

A figura 2.2, a seguir, apresenta a evolução histórica do índice de GINI, entre 1977 e 2012, e a premissa de evolução desse índice até 2050.

Figura 2.2– Evolução do índice de GINI no Brasil



Fonte: Período 1977-2012: Mendes (2014), com base na PNAD. Período 2013-2050: Elaboração própria

Após observarmos uma redução importante do índice de GINI desde a criação do plano real, e principalmente dos anos 2000 até 2012, é projetada uma piora desse indicador até 2017, devido à crise aguda em que o Brasil se encontra, e então uma redução lenta do índice até o ano 2050.

Para essa premissa de evolução do GINI, foram consultados diversos documentos, como IPEA (2012), Mendes (2013) e Soares (2010).

A partir das entrevistas e das narrativas de cenário apresentadas anteriormente, foram criados dois cenários distintos de crescimento para o Brasil, mimetizando o comportamento observado nos cenários de longo prazo apresentados pelo Itaú e pela LCA Consultoria, mas buscando aumentar o espectro de análise.

Um resultado importante diz respeito à hipótese de crescimento da produtividade do trabalho, e, além das entrevistas, diversos estudos sobre o tema foram consultados, como Barbosa Filho e Pessôa (2013), IPEA (2014a e 2014b) e Menezes Filho et al (2015). Os valores finais utilizados neste estudo são apresentados na tabela 2.1, a seguir.

Tabela 2.1– Evolução da produtividade do trabalho

Período	Evolução da produtividade do trabalho (%a.a.)	
	Cenário otimista	Cenário pessimista
1948-1962	4,7%	
1963-1967	2,4%	
1968-1973	5,7%	
1975-1980	3,6%	
1981-1992	-0,6%	
1993-2002	1,0%	
2003-2013	2,1%	
	Cenário otimista	Cenário pessimista
2015-2030	1,3%	0,6%
2031-2050	2,5%	1,8%
2015-2050	2,0%	1,3%

Fonte: Elaboração própria

No período 2015-2030, os ganhos de produtividade seriam discretos, entre 0,6% e 1,3% a.a., valores menores do que os observados na última década. Já no período 2031-2050, com a diminuição da população em idade ativa, a produtividade média do trabalho deverá crescer de forma mais acelerada, entre 1,8% e 2,5% a.a., sendo que no cenário A1 essa taxa seria mais elevada que a observada no período 2003-2013, de modo a sustentar o crescimento econômico projetado.

Em 2050, o cenário A1, mais otimista, apresenta um PIB cerca de 10% maior que o do cenário do Itaú; enquanto que o cenário B1, mais pessimista, apresenta um PIB cerca de 10% menor que o do cenário da LCA Consultoria. Na tabela 2.2, a seguir, são apresentadas as taxas de crescimento por período. Até o ano 2015, foram utilizados dados observados, para 2016 e 2017 foram consideradas as taxas de crescimento que constam do Relatório de Inflação do 3º trimestre de 2016, elaborado pelo Banco Central. De 2018 em diante, os dois cenários começam a se distanciar, de acordo com as premissas apresentadas nas narrativas dos cenários.

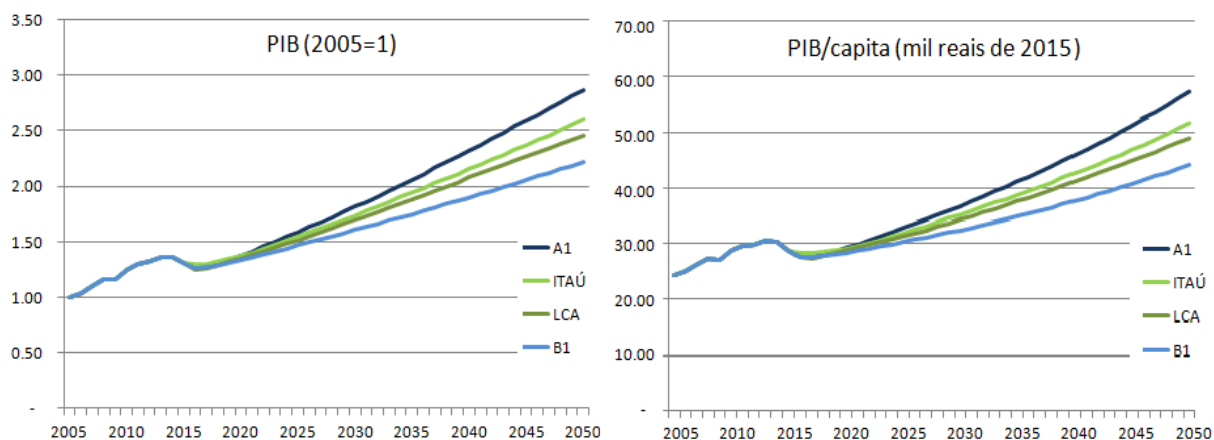
Tabela 2.2– Taxas de crescimento por período, por cenário (% a.a.)

Período/Cenário	A1 (% a.a.)	B1 (% a.a.)
2010-2014	2,2%	2,2%
2015	-3,8%	-3,8%
2016	-3,3%	-3,3%
2017	1,3%	1,3%
2018-2020	2,5%	1,9%
2021-2030	2,8%	1,9%
2031-2040	2,5%	1,7%
2041-2050	2,2%	1,6%

Fonte: Elaboração própria

A figura 2.3, a seguir, apresenta a evolução do PIB brasileiro nos cenários A1 e B1 e segundo as projeções do Itaú e da LCA Consultoria.

Figura 2.3– Evolução do PIB brasileiro por cenário, em número índice (2005=1), e do PIB per capita (mil reais de 2015)



Fonte: Elaboração própria

Verificou-se que a crise impactará fortemente o PIB per capita, e o patamar verificado em 2013 provavelmente só voltaria a ser atingido entre 2023 (cenário A1) e 2026 (cenário B1), configurando pelo menos uma década perdida. No cenário A1, em 2050, o PIB per capita praticamente dobraria em relação ao observado em 2013, enquanto no cenário B1 o ganho nesse indicador seria de cerca de 50%.

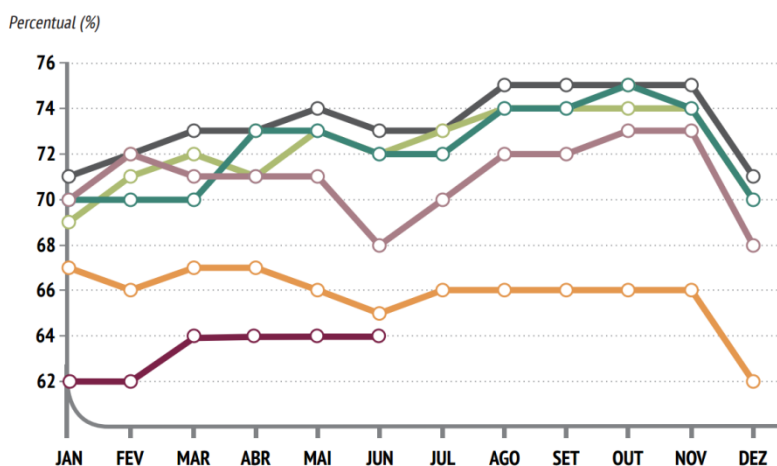
Capítulo 3 - Perspectivas para a Indústria no Brasil

Por William Wills e Shiguo Watanabe

3.1 Diagnóstico do setor industrial

A indústria brasileira, em algum momento do futuro, voltará a utilizar sua capacidade instalada. Mas, após 10 anos sem investimentos significativos, estará ainda menos competitiva. Pelo menos duas questões importantes emergem daí: Qual será o custo para recuperar essa defasagem? Quais indústrias serão competitivas no mercado globalizado? A resposta a essas perguntas certamente passa pela superação dos desafios econômicos e políticos do país, e provavelmente haverá uma resposta diferente para cada segmento industrial. As últimas estimativas indicam uma capacidade ociosa beirando os 35%, frente ao histórico de 20-25%.

Figura 3.1 – Utilização da capacidade instalada

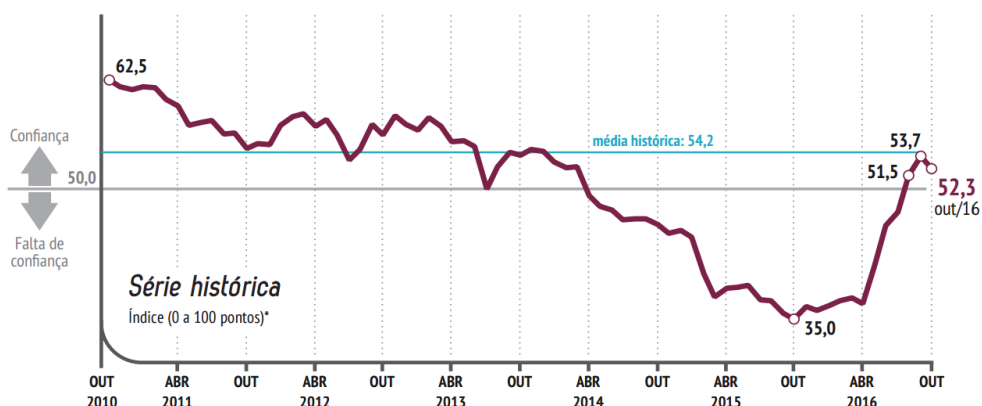


Fonte: Indicadores CNI (2016)

Dos atuais 12 milhões de desempregados, só em 2015 a indústria dispensou 1,1 milhão. Lembrando que o segmento demora mais a dispensar que os outros setores devido à qualificação e ao tempo gasto em treinamento.

Na medição da Confederação Nacional da Indústria (CNI) de outubro de 2016, o índice de confiança do empresário industrial voltou a cair. Depois de atingir em abril o nível mais baixo daquele ano, passou por um crescimento acelerado entre abril e setembro, provavelmente influenciado pelo clima político.

Figura 3.2 – Índice de Confiança do Empresário Industrial – ICEI

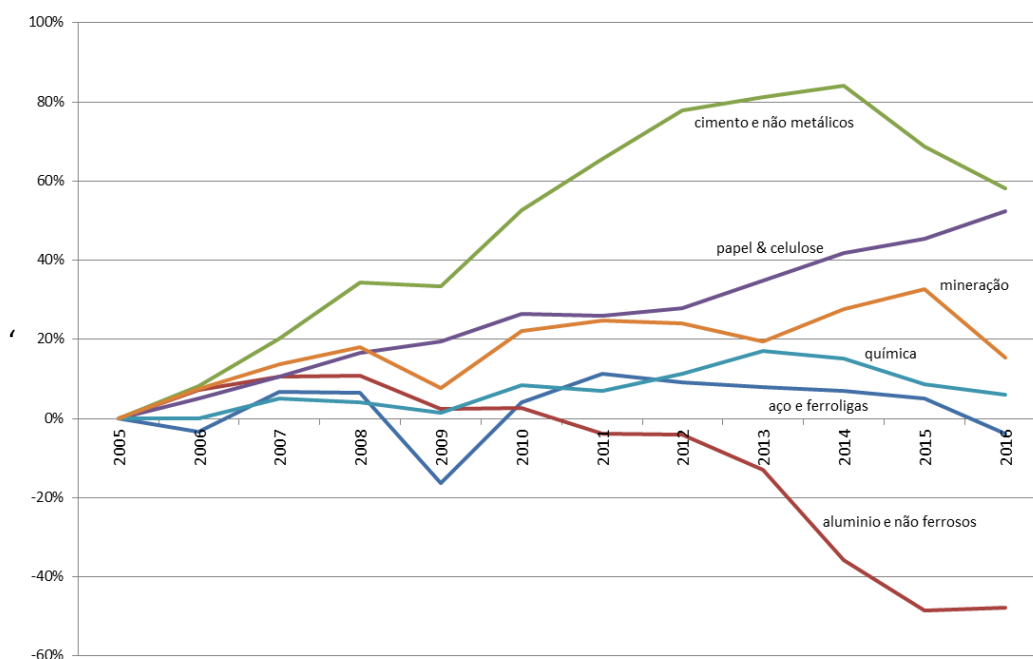


*Valores abaixo de 50 pontos indicam falta de confiança do empresário. Quanto mais abaixo de 50 pontos, maior e mais disseminada é a falta de confiança.

Fonte: Indicadores CNI (2016)

Se o cenário é ruim para o setor em geral, para indústria de base, um dos símbolos do desenvolvimento do país na segunda metade do século passado, os últimos anos têm sido de transformações profundas e, possivelmente, irreversíveis. Para a indústria, à tempestade que atinge a economia, soma-se o efeito China. O espantoso crescimento chinês nas últimas duas décadas, se foi imprescindível para obtenção dos saldos comerciais brasileiros até 2011, gerou um excesso de capacidade da indústria de base chinesa que minou a competitividade da nossa. Tomando 2005 como base, a figura 3.3 mostra o índice da produção industrial de setores-chave (os valores para 2016 foram projetados a partir dos seis primeiros meses do ano).

Figura 3.3 – Índice de produção industrial de setores-chave no Brasil



Fonte: Instituto Escolhas a partir da Pesquisa Industrial Mensal – Produção Física (IBGE)

A siderurgia chinesa, que responde por 50% da produção mundial de aço, tem uma sobre capacidade de 400 milhões de toneladas, enquanto a capacidade total das siderúrgicas brasileiras é de 50 milhões de toneladas. No mundo, são 700 milhões de toneladas sobrando. Resultado: queda no preço do aço e menos receitas para a indústria. No Brasil, o ano de 2016 começou com 74 unidades desativadas, incluindo quatro altos-fornos, oito aciarias e 14 laminadores. Neste ano, pelo menos mais dois altos-fornos foram desligados e ainda tem mais a caminho. O número de demissões está por volta de 40.000. Nosso parque já é velho, com a maior parte da capacidade instalada antes de 1980. Apesar das constantes reformas, são plantas menos eficientes do que as modernas. E lembrando que reformar um alto-forno pode custar centenas de milhões de dólares e levar entre um e dois anos. O parque anda com uma capacidade ociosa rondando um nível recorde de 40%.

Situação mais radical é a que passa a indústria de alumínio, que é dividida em três grandes blocos: a produção de alumina a partir da bauxita, a produção de alumínio primário a partir da alumina e a manufatura. Esta última é alimentada pelo alumínio primário e pela reciclagem de manufaturados. O grande insumo da primeira parte é a bauxita e um pouco de energia. Na segunda etapa, a energia elétrica é o insumo principal. O Brasil tem a terceira maior reserva de bauxita (atrás da Guiné e da Austrália) e, até pouco tempo, oferecia uma tarifa elétrica extremamente atraente. No meio da década de 1980, com a construção da Usina Hidrelétrica de Tucuruí, entraram em operação as grandes usinas de alumínio primário em São Luís (MA) e Barcarena (PA), que respondem por mais da metade da capacidade instalada no país, com contratos de compra de energia a preços baixíssimos. De lá até 2009, o país foi um grande produtor e exportador de alumínio primário. Então veio a mudança regulatória do setor elétrico, o preço da eletricidade disparou e inviabilizou a produção do alumínio primário. Resultado: cinco plantas fecharam, reduzindo a capacidade à metade e voltando à mesma de 30 anos atrás. Agora, o país voltou a importar alumínio primário, sem perspectivas de mudar a tendência.

O setor do cimento e dos minerais não metálicos, principalmente os subsetores da cal e das cerâmicas, cujos produtos têm alto custo de transporte, sofrem pouco com a ameaça de importações. Para atender ao acelerado crescimento do consumo entre 2000-2014, a produção cresceu 80%. O setor sente os impactos da crise na construção civil e nas obras de infraestrutura, e a produção voltou para os níveis de 2009, com fábricas interrompendo ou reduzindo a atividade. Mais da metade do custo na fabricação do cimento é de energia para queima em forno e eletricidade para movimentação. O combustível principal é o coque de petróleo importado, trazendo risco cambial para uma indústria cujas receitas são unicamente em reais.

Já o setor de papel e celulose continua sua trajetória de crescimento, posto que o mercado externo continua demandante, e a matéria-prima—, sol, água e terra ainda são abundantes no país. A tecnologia florestal é *benchmark* internacional, por conta das avançadas pesquisas genéticas e da experiência adquirida em sítios em boa parte do país. A produção de eucalipto é a mais eficiente do mundo e deverá continuar sendo por um bom tempo. O país é o quarto maior produtor de celulose, atrás de EUA, China e Canadá, mas o custo de produção aqui é quase a metade do custo nesses países.

O setor de petróleo e gás natural vem sofrendo com a atual conjuntura. Por um lado, os baixos preços de petróleo nos últimos dois anos tornam questionável a exploração do pré-sal, dado o alto custo de extração desse óleo, e têm como consequência o adiamento de projetos mais complexos. Por outro lado, a operação Lava Jato tem posto em cheque os investimentos recentes da Petrobras e de empresas terceirizadas. Além disso, o tamanho da dívida da estatal é preocupante e tem forçado a venda de ativos. Apesar desses fatores, a produção de petróleo e gás natural vem crescendo consistentemente nos últimos anos, e a produção advinda do pré-sal já responde por cerca de 50% do volume produzido no país.

3.2 O futuro da indústria no Brasil

A seguir é apresentado um breve resumo dos principais setores energointensivos.

Siderurgia, ferroligas e produtos do aço: Além da gama de considerações acima, o estudo, no cenário de alto crescimento, assumiu que a construção civil se recupera da crise até 2020 e passa a crescer acompanhando a renda, e o setor automotivo volta a operar em níveis históricos de capacidade a partir de 2025, puxando o setor siderúrgico nacional. Este voltaria a crescer acompanhando a composição da curva de crescimento alto do PIB, com a narrativa e projeção de crescimento do setor descrito no PNE 2050/EPE (EPE, 2015 e EPE, 2016), que assume atingir 90% da capacidade instalada em 2024 e um platô de produção por volta de 2040, quando a expansão da infraestrutura nacional arrefece por ter concluído as principais obras. Já no cenário de baixo crescimento, o setor voltaria a crescer mais lentamente até atingir os 90% de sua capacidade instalada em 2030. E, sem perspectivas de aumentar as exportações, não haveria expansão com novas plantas, e o crescimento da demanda interna passaria a ser suprido por importações.

A produção de ferroligas no país está diretamente ligada às reservas existentes. Assim, são importantes as ligas com silício, manganês, níquel, cromo e nióbio. Todas são fortemente dependentes do preço da energia, e a demanda segue a do aço.

Papel e celulose: O setor de papel e celulose, por ter grande vantagem comparativa (disponibilidade de terras férteis, sol, água etc.), continuará crescendo a taxas mais elevadas que o PIB nos dois cenários. Na medida em que a produtividade da linha de celulose de fibra curta (origem eucalipto) é a mais alta do mundo, o país seguirá produzindo o dobro da demanda interna, levando em conta a disponibilidade de terra, água e sol. Também se espera que avanços tecnológicos permitam o uso da fibra curta em aplicações hoje restritas à fibra longa. Já a celulose de fibra longa (origem pinus), usada mais para papéis de maior resistência física, também cresce, mas em um ritmo menor, posto que o estoque de terra é mais limitado pelas condições de clima mais frio que o pinus requer. O consumo de papel cresce atrelado ao PIB e, um pouco menos, ao nível de renda. O mercado interno deve crescer, mas o consumo por habitante não chega aos níveis dos países ricos no horizonte deste estudo.

Cimento e minerais não metálicos: Nos dois cenários, por não estar exposto à concorrência internacional, o setor de cimento cresce basicamente acompanhando a composição da curva de crescimento do PIB (alto e baixo respectivamente), com narrativa e projeção de crescimento desses setores descritos no PNE 2050/EPE. O setor levará até 2020 para chegar ao nível de 90% de ocupação de sua capacidade atual. Só então haverá expansão dessa capacidade. Posto que quase 90% do consumo se divide entre construção civil e infraestrutura, assume-se que a construção civil continua crescendo em função do aumento da renda média, mas que as grandes obras de infraestrutura estarão prontas até 2040. A demanda de cimento passa a crescer mais lentamente até o final do período.

Os demais minerais não metálicos – vidro, cerâmica e cal –acompanham a projeção do cimento.

Alumínio e outros metais não ferrosos: No cenário de alto crescimento, o setor volta a crescer

acompanhando a curva de crescimento alto do PIB. Mesmo assim, só em 2040 volta a 90% da capacidade instalada atual. Como não há perspectiva de uma queda significativa no preço da eletricidade, não há novos investimentos para a produção de alumínio primário, enquanto o secundário se mantém pelos ganhos na reciclagem, chegando a um índice de 40% do consumo aparente. No cenário de baixo crescimento, o país perde definitivamente capacidade, com o fechamento de algumas plantas. A produção se restringe às três maiores plantas, que voltariam a operar a 90% de sua capacidade instalada plena no final do período. Os demais metais não ferrosos têm menos expressão, tanto em produção quanto em valor, e teriam um comportamento semelhante ao do alumínio, por conta da importância da eletricidade nos custos de produção.

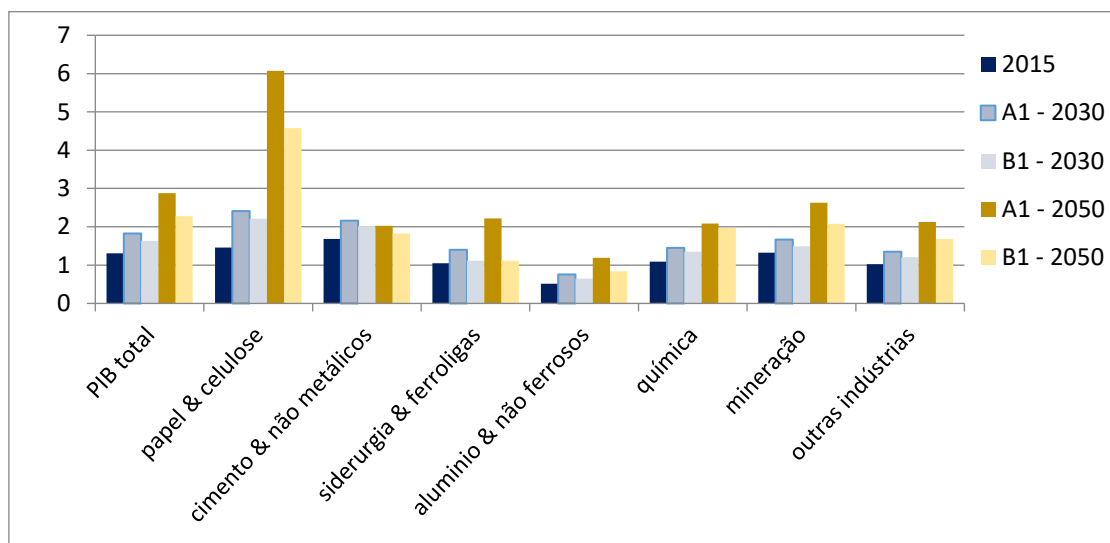
Química, mineração e outras indústrias: Enquanto nos setores anteriores a produção pode ser expressa em toneladas, nos agregados das demais indústrias, optou-se por expressar as projeções em índices, conforme dados do IBGE³. O crescimento da indústria química acompanha as curvas de alta e baixa do PIB, corrigidas pela projeção da indústria petroquímica feita no PNE 2050. Os demais setores, inclusive a mineração, seguem basicamente as curvas do PIB.

Extração de petróleo: Em ambos os cenários, o pré-sal continuaria exercendo papel importante, porém, com taxas de extração mais conservadoras que aquelas apresentadas pela Petrobras e pelos planos de energia da EPE. Foi considerado o cenário de preços baixos da Agência Internacional de Energia, em que o preço do petróleo voltaria a subir, partindo do patamar de 50 dólares por barril em 2015 para cerca de 85 dólares por barril na última década do estudo, o que, por um lado, viabilizaria o pré-sal, mas, por outro, reduziria a euforia em torno de sua receita potencial. Como resultado, a extração de petróleo que ficou na casa dos 2,2 milhões de barris por dia em 2015, aumentaria para cerca de 3,4 milhões de barris por dia em 2030 e chegaria a 5 milhões de barris por dia somente em 2050.

Na figura 3.5, são apresentados, em número índice (2005=1), os níveis de atividade esperados para os setores industriais em cada cenário.

³Tabela 3653 – Produção Física Industrial, por seções e atividades industriais, IBGE: <http://www.sidra.ibge.gov.br/bda/tabela/listabl.asp?c=3653&z=t&o=22>.

Figura 3.5– Evolução dos níveis de atividade da indústria por cenário (2005=1)



Fonte: Instituto Escolhas

De forma geral, no cenário otimista o setor industrial segue perdendo espaço na composição do PIB, conforme tendência histórica observada em outros países. No cenário pessimista, a perda de participação da indústria no PIB é mais intensa e deriva da dificuldade do país na implantação de reformas, do limitado aumento da produtividade do trabalhador e do “Custo Brasil”, que permaneceria em níveis elevados, conforme narrativa do cenário B1.

Olhando mais à frente, a baixa qualidade da educação no Brasil contribui para projetarmos uma baixa produtividade do trabalhador brasileiro no futuro, e diversos estudos indicam que a discrepância em relação aos países desenvolvidos tem aumentado consistentemente, reduzindo nossa competitividade e tornando cada vez menos provável o surgimento de novas áreas de excelência no país, além das já conhecidas agronegócio, aviação (Embraer) e energia (exploração de petróleo em águas profundas, etanol etc.) dentro do horizonte estudado.

É importante destacar que, dos cerca de 500 bilhões de reais emprestados pelo BNDES nos últimos anos, pouco foi direcionado para a indústria 4.0. Pelo contrário, grande parte dos recursos foi investida em indústrias do século passado, intensivas em energia e carbono, o que deixa o país vulnerável, ainda mais sob o ponto de vista das negociações climáticas, que têm avançado rapidamente, com o recente acordo de Paris.

Assim, é necessário dar início imediatamente ao planejamento da transição do setor industrial brasileiro, sob a pena de continuarmos sendo “o país do futuro” por mais algumas décadas.

Capítulo 4 - Cenários para o Setor Elétrico 2050

Por William Wills

O presente capítulo apresenta quatro cenários para o setor elétrico brasileiro até o ano 2050 (2 deles neutros em emissão de CO₂). Dentre as informações disponíveis aqui, temos a evolução da potência instalada, a energia total gerada por cada fonte, o fator de capacidade de cada fonte, e a participação de cada fonte no total de energia gerado no país.

Neste contexto, é extremamente importante ressaltar que a colaboração com a EPE (Empresa de Pesquisa Energética) foi fundamental para garantir a confiabilidade do sistema proposto, em todos os cenários apresentados aqui.

4.1 Cenários para o setor elétrico

Heard et al (2017), apontam para as dificuldades de se propor um sistema elétrico neutro em emissões, especialmente em países em desenvolvimento, e que para isso seria necessária uma reinvenção de toda a estrutura de oferta e de demanda do setor elétrico, de forma a aproximar a confiabilidade do sistema proposto aos níveis apresentados pelos sistemas de hoje.

A proposta do cenário de referência do setor elétrico é um dos pontos centrais deste estudo. É em cima destes cenários de referência que serão calculados os custos adicionais de investimento em fontes renováveis, de forma atingir um setor elétrico com emissões zero.

Neste estudo não houve a utilização de modelos de otimização da oferta de energia buscando o menor custo de geração elétrica, nem de modelos de operação do sistema elétrico, devido à limitação de tempo e de recursos, conforme indicado anteriormente. De forma a minimizar esta limitação, a EPE, em parceria com o Instituto Escolhas, rodou seus modelos para garantir que o sistema proposto seria viável e com confiabilidade próxima dos sistemas atuais, calculando a potência complementar a ser instalada em cada um dos cenários de forma a garantir sua operação.

Desta forma, as matrizes elétricas propostas aqui foram elaboradas a partir de outros estudos já desenvolvidos no tema, ajustados para os patamares de demanda de energia calculados para este trabalho, tendo em vista os diferentes cenários de crescimento econômico, e as diferentes estruturas de demanda (composição da economia). Os estudos que serviram como base para elaboração dos cenários de referência do setor elétrico foram: i) as notas técnicas de macroeconomia (EPE, 2015) e de demanda do PNE 2050 (EPE, 2016a) o relatório completo do PDE 2024, e o documento base para elaboração da INDC Brasileira para o setor de energia (EPE, 2016b), todos publicados pela EPE/MME; ii) os estudos IES-Brasil 1 (La Rovere et al, 2016a) e IES-Brasil 2 (La Rovere et al, 2016b), iii) e La Rovere et al (2017) o estudo [R]Evolução Energética (Greenpeace, 2016), iv) apresentações *powerpointe* relatórios preliminares do estudo Opções de Mitigação, do MCTIC (MCTIC, 2017), e v) documento do MMA para viabilização das NDCs (MMA, 2016).

A demanda total de energia elétrica em cada um dos cenários foi calculada pelo modelo IMACLIM-R BR, a partir do crescimento do PIB, da participação dos diferentes setores produtivos na economia e dos ganhos de eficiência energética apresentados pela nota técnica de demanda de energia do PNE2050, publicada pela EPE. Para detalhes sobre o modelo IMACLIM-R BR favor consultar o Anexo I deste estudo, Wills&Lefevre (2012), Wills (2013) & Lefevre (2016).

4.2 Hipóteses e premissas

Por se tratar de um estudo cujo foco é o setor elétrico, optou-se por harmonizar as hipóteses relativas ao setor de energia de forma mais ampla⁴. Alguns exemplos:

- Preço do petróleo: Se recupera lentamente até atingir o patamar de 85 dólares por barril. Esta hipótese está em linha com os cenários de preços baixos da agência internacional de energia (IEA, 2015), permite a viabilização econômica do pré-sal, mas limita o potencial de ganhos econômicos do setor, se mostrando uma hipótese, de certo modo, conservadora.
- Taxa de exploração do pré-sal: Cresce de forma lenta até atingir o pico de 5 milhões de barris por dia na década de 2040. Esta hipótese é mais conservadora que as indicações advindas da EPE/MME, da Petrobras, do estudo IES-Brasil 2 e do estudo Opções de Mitigação. O estudo Revolução Energética optou por não promover a exploração do pré-sal em seu cenário.
- Veículos elétricos: Começam a penetrar na frota brasileira de forma mais significativa a partir da segunda metade da década de 2030. Em linha com os cenários da EPE/MME e demais estudos.

Outros pontos, que variaram conforme o cenário, também devem ser mencionados aqui:

- Energia nuclear: Não é excluída, a priori. Angra 3 entra em todos os cenários, assim como nos cenários da EPE/MME, IES-Brasil 2 e do estudo Opções de Mitigação. O estudo Revolução Energética optou por não introduzir novas usinas nucleares além de Angra 3, e considerou que todas seriam descomissionadas até o final do horizonte do estudo (2050).
- Novas hidrelétricas na Amazônia: Não são excluídas, a priori, mas sua exploração é limitada de forma a minimizar os impactos ambientais decorrentes de sua construção. A capacidade total instalada em todos os cenários deste estudo se encontra em patamares menores que os apresentados nos estudos citados anteriormente, inclusive o Revolução Energética⁵.
- CCS – Carbonos Capture and Storage – Não foi excluída, a priori, mas acabou não sendo utilizada em nenhum cenário.

Sobre os cenários macroeconômicos de referência, é importante destacar os seguintes detalhes:

- Cenário A1: Crescimento médio de 2,5% ao ano entre 2005 e 2050, com setor industrial se recuperando de forma limitada. Demanda por energia elétrica, calculada pelo IMACLIM-R BR fica em torno de 737 TWh em 2030 e 1043TWh em 2050, excetuando-se a autoprodução.
- Cenário B1: Crescimento médio de 1,85% ao ano entre 2005 e 2050, com o setor industrial não se recupera, perdendo ainda mais espaço para importações. Demanda

⁴ O setor de energia, engloba também toda a cadeia dos demais combustíveis líquidos, sólidos e gasosos (Petróleo, gás natural e seus derivados, cana de açúcar e seus derivados, carvão mineral, lenha, etc)

⁵ Nos cenários macroeconômicos desenvolvidos a partir das entrevistas, verificou-se que tanto no cenário otimista, quanto no pessimista, a indústria brasileira perderia participação no PIB, alterando, assim, de forma significativa a estrutura de demanda por energia elétrica, já que a indústria demandou nos últimos anos cerca de 40% de todo consumo final de eletricidade.

por energia elétrica, calculada pelo IMACLIM-R BR fica em torno de 672 TWh em 2030 e 773TWh em 2050, excetuando-se a autoprodução.

4.3 O setor elétrico no cenário A1 (cenário de referência otimista)

A capacidade instalada no cenário A1, por tipo de fonte, é apresentada na tabela 4.1, a seguir.

Tabela 4.1–Capacidade instalada no cenário A1 (GW)

GW	2015	2030	2050
Hidrelétricas	97	105	125
Nuclear	2	3	5
Gás natural	11	16	23
Carvão	3	3	7
Óleo combustível	3	2	2
Óleo Diesel	1	-	-
Outros não renováveis	1	1	1
PCH	5	6	12
Bagaço	11	12	12
Biomassa	2	3	10
Eólica	9	20	45
Solar FV (distribuída)	0	2	20
Solar FV (centralizada)	-	2	12
Solar heliotérmica	-	-	2
TOTAL	143.7	175.3	275.7

Fonte: Elaboração própria

Neste cenário observa-se uma entrada importante de fontes renováveis, tendo como destaque um bom aproveitamento do potencial hidrelétrico remanescente, a continuação da penetração de usinas eólicas e a fonte solar ganhando cada vez mais espaço na matriz elétrica brasileira, seja com geração distribuída ou centralizada. Entretanto observa-se também o aumento da capacidade instalada em fontes como o carvão e o gás natural, assim como da entrada de novas usinas nucleares, Angra 3 e mais uma até 2050.

A tabela 4.2, a seguir, apresenta a geração total de eletricidade por tipo de fonte.

Tabela 4.2–Geração de eletricidade no cenário A1 (TWh/ano)

TWh	2015	2030	2050
Hidrelétricas	383	478	569
Nuclear	14	23	33
Gás natural	86	56	80
Carvão	14	18	46

Óleo combustível	5	4	4
Óleo Diesel	-	-	-
Outros não renováveis	-	0	0
PCH	22	26	53
Bagaço	48	53	55
Biomassa	8	18	61
Eólica	34	70	146
Solar FV (distribuída)	0	3	32
Solar FV (centralizada)	-	4	26
Solar heliotérmica	-	-	9
TOTAL	613	756	1,114

Fonte: Elaboração própria

Em termos de geração de energia, observa-se que as hidrelétricas continuariam sendo, de longe, as maiores geradoras de energia elétrica no país. Outras fontes que merecem destaque são a geração a gás natural, o bagaço de cana e outras biomassas e a eólica. As diferentes formas de geração solar, somadas, também produzem uma quantidade de energia significativa para a matriz elétrica.

A tabela 4.3, a seguir, apresenta os fatores de capacidade considerados para esse cenário.

Tabela 4.3–Fatores de capacidade no cenário A1 (%)

Fator de capacidade (%)	2015	2030	2050
Hidrelétricas	45%	52%	52%
Nuclear	80%	80%	80%
Gás natural	90%	40%	40%
Carvão	50%	65%	75%
Óleo combustível	20%	20%	20%
Óleo Diesel	0%	0%	0%
Outros não renováveis	0%	2%	7%
PCH	50%	50%	50%
Bagaço	52%	52%	52%
Biomassa	59%	70%	70%
Eólica	44%	40%	37%
Solar FV (distribuída)	17%	18%	18%
Solar FV (centralizada)	0%	25%	25%
Solar heliotérmica	0%	0%	50%

Fonte: Elaboração própria

Em termos de participação das fontes na geração de eletricidade, observa-se na tabela 4.4, a seguir, que a geração hidrelétrica continua tendo participação majoritária em todo o período, apesar de ter sua importância relativa reduzida entre 2030 e 2050. A energia eólica seria a segunda fonte mais importante no final do horizonte, vindo em seguida a participação da geração a partir do bagaço de cana e de outras biomassas. Apesar de termos a implantação de Angra 3 e de mais uma usina nuclear até 2050, a participação dessa fonte permaneceria praticamente constante no período.

Tabela 4.4–Participação das diferentes fontes na geração de eletricidade no cenário A1 (%)

% da Geração	2015	2030	2050
Hidrelétricas	62%	63%	51%
Nuclear	2%	3%	3%
Gás natural	14%	7%	7%
Carvão	2%	2%	4%
Óleo combustível	1%	1%	0%
Óleo Diesel	0%	0%	0%
Outros não renováveis	0%	0%	0%
PCH	4%	3%	5%
Bagaço	8%	7%	5%
Biomassa	1%	2%	6%
Eólica	5%	9%	13%
Solar FV (distribuída)	0%	0%	3%
Solar FV (centralizada)	0%	1%	2%
Solar heliotérmica	0%	0%	1%
	2015	2030	2050
% renováveis	81%	87%	85%
% não renováveis	19%	13%	15%
Total	100%	100%	100%

Fonte: Elaboração própria

De acordo com a tabela 4.4, no cenário A1, as fontes renováveis aumentariam a sua participação de 81% em 2015 para 85% em 2030, permanecendo neste patamar em 2050, reflexo direto do importante aumento da produção de energia elétrica e solar.

4.4 O setor elétrico no cenário A2 (cenário de mitigação otimista)

O cenário A2 tem como base o mesmo cenário macroeconômico do cenário A1, porém, sua matriz elétrica será neutra em emissões de CO₂. Para isto, os combustíveis fósseis foram sendo retirados da matriz de geração, e as energias renováveis tiveram que aumentar sua participação.

A tabela 4.5, a seguir, apresenta a capacidade instalada nesse cenário até 2050.

Tabela 4.5–Capacidade instalada no cenário A2 (GW)

GW	2015	2030	2050
Hidrelétricas	97	105	125
Nuclear	2	3	5
Gás natural	11	12	-
Carvão	3	3	-
Óleo combustível	3	2	-
Óleo Diesel	1	-	-
Outros não renováveis	1	-	-
PCH	5	6	12
Bagaço	11	12	12
Biomassa	2	5	10
Eólica	9	25	79
Solar FV (distribuída)	0	2	20
Solar FV (centralizada)	-	2	30
Solar heliotérmica	-	-	2
TOTAL	144	178	294

Fonte: Elaboração própria

Nesse cenário, observa-se que o gás natural e demais combustíveis fósseis foram substituídos em sua totalidade por outras energias renováveis, como a biomassa, a energia eólica e a solar.

Tabela 4.6–Geração de eletricidade no cenário A2 (TWh/ano)

TWh	2015	2030	2050
Hidrelétricas	383	478	569
Nuclear	14	23	33
Gás natural	86	42	-
Carvão	14	18	-
Óleo combustível	5	4	-
Óleo Diesel	-	-	-
Outros não renováveis	-	-	-
PCH	22	26	53
Bagaço	48	53	55
Biomassa	8	31	61
Eólica	34	86	254
Solar FV (distribuída)	0	3	32

Solar FV (centralizada)	-	5	66
Solar heliotérmica	-	-	9
TOTAL	613	771	1,131

Fonte: Elaboração própria

Em termos de geração total de energia, as hidrelétricas continuariam tendo a maior participação. A geração de eletricidade a partir de termoelétricas a biomassa passaria a ter importante papel em nossa matriz elétrica, assumindo parte do papel que era desempenhado pelo gás natural.

A tabela 4.7, a seguir, apresenta os fatores de capacidade considerados para esse cenário.

Tabela 4.7–Fatores de capacidade no cenário A2 (TWh/ano)

Fator de capacidade (%)	2015	2030	2050
Hidrelétricas	45%	52%	52%
Nuclear	80%	80%	80%
Gás natural	90%	40%	40%
Carvão	50%	65%	75%
Óleo combustível	20%	20%	20%
Óleo Diesel	0%	0%	0%
Outros não renováveis	0%	2%	7%
PCH	50%	50%	50%
Bagaço	52%	52%	52%
Biomassa	59%	70%	70%
Eólica	44%	40%	37%
Solar FV (distribuída)	17%	18%	18%
Solar FV (centralizada)	0%	25%	25%
Solar heliotérmica	0%	0%	50%

Fonte: Elaboração própria

A tabela 4.8 apresenta a participação das diferentes fontes de energia na geração de eletricidade no Brasil.

Tabela 4.8–Participação das diferentes fontes na geração de eletricidade no cenário A2 (%)

% da Geração	2015	2030	2050
Hidrelétricas	62%	62%	50%
Nuclear	2%	3%	3%
Gás natural	14%	5%	0%
Carvão	2%	2%	0%
Óleo combustível	1%	1%	0%
Óleo Diesel	0%	0%	0%
Outros não renováveis	0%	0%	0%
PCH	4%	3%	5%
Bagaço	8%	7%	5%
Biomassa	1%	4%	5%
Eólica	5%	11%	22%
Solar FV (distribuída)	0%	0%	3%
Solar FV (centralizada)	0%	1%	6%
Solar heliotérmica	0%	0%	1%
	2015	2030	2050
% renováveis	81%	89%	97%
% não renováveis	19%	11%	3%
Total	100%	100%	100%

Fonte: Elaboração própria

Em termos de participação das diferentes fontes na energia elétrica total gerada, as hidrelétricas permaneceriam sendo as mais importantes na matriz elétrica brasileira em 2050, com 50%, seguidas agora pela energia eólica (22%). Todas as fontes solares somadas contribuiriam para cerca de 10% da geração em 2050. As fontes renováveis teriam a sua participação aumentada de 81% em 2015 para 89% em 2030 e 97% em 2050. Os 3% restantes referem-se à participação da energia nuclear, que, apesar de ser classificada como não renovável, não emite gases de efeito estufa.

4.5 O setor elétrico no cenário B1 (cenário de referência pessimista)

No cenário B1, devido ao menor crescimento da economia e à ainda menor participação das indústrias energointensivas na composição do PIB, a demanda total por energia elétrica cai de forma expressiva em relação aos cenários A1 e A2 no horizonte do estudo.

A tabela 4.9, a seguir, apresenta a capacidade total instalada no país.

Tabela 4.9—Capacidade instalada no cenário B1 (GW)

GW	2015	2030	2050
Hidrelétricas	97	100	115
Nuclear	2	3	3
Gás natural	11	14	15
Carvão	3	3	4
Óleo combustível	3	2	2
Óleo Diesel	1	-	-
Outros não renováveis	1	1	1
PCH	5	6	8
Bagaço	11	11	12
Biomassa	2	2	6
Eólica	9	14	17
Solar FV (distribuída)	0	2	6
Solar FV (centralizada)	-	1	2
Solar heliotérmica	-	-	1
TOTAL	144	159	192

Fonte: Elaboração própria

No cenário B1, a capacidade instalada de geração hidrelétrica cresceu menos que no cenário A1, entretanto, ainda assim, cresceu proporcionalmente mais que as outras fontes.

Nesse cenário de menor demanda, após a finalização de Angra 3, nenhuma outra usina nuclear seria instalada no período, mantendo a participação dessa fonte no total bastante parecida com aquela observada no cenário A1.

A capacidade instalada de energia eólica continuaria aumentando, porém em um ritmo inferior ao do cenário A1, e a capacidade instalada de fontes solares também cresceria de forma mais tímida. O mesmo ocorre, em geral, para as outras fontes.

A tabela 4.10, a seguir, apresenta a geração total de energia elétrica por fonte. As hidrelétricas aparecem novamente como a principal geradora de energia elétrica no país até 2050. Após a entrada de Angra 3, não haveria a entrada de nenhuma outra usina nuclear, e, portanto, a energia gerada por essa fonte permaneceria constante entre 2030 e 2050. Pode-se citar novamente, como destaque, a geração eólica, solar e a participação do bagaço e das outras biomassas na geração elétrica total.

Tabela 4.10–Geração de eletricidade no cenário B1 (TWh/ano)

TWh	2015	2030	2050
Hidrelétricas	383	456	522
Nuclear	14	23	23
Gás natural	86	49	53
Carvão	14	18	28
Óleo combustível	5	4	4
Óleo Diesel	-	-	-
Outros não renováveis	-	0	0
PCH	22	24	35
Bagaço	48	50	55
Biomassa	8	12	37
Eólica	34	49	55
Solar FV (distribuída)	0	3	9
Solar FV (centralizada)	-	2	4
Solar heliotérmica	-	-	4
TOTAL	613	691	830

Fonte: Elaboração própria

A tabela 4.11, a seguir, apresenta os fatores de capacidade considerados para o cenário B1, que são iguais, por construção, aos fatores de capacidade apresentados para o cenário A1 (tabela 3).

Tabela 4.11–Fatores de capacidade no cenário B1 (TWh/ano)

FC (%)	2015	2030	2050
Hidrelétricas	45%	52%	52%
Nuclear	80%	80%	80%
Gás Natural	90%	40%	40%
Carvão	50%	65%	75%
Óleo combustível	20%	20%	20%
Óleo Diesel	0%	0%	0%
Outros não renováveis	0%	2%	7%
PCH	50%	50%	50%
Bagaço	52%	52%	52%
Biomassa	59%	70%	70%
Eólica	44%	40%	37%
Solar FV (distribuída)	17%	18%	18%

Solar FV (centralizada)	0%	25%	25%
Solar heliotérmica	0%	0%	50%

Fonte: Elaboração própria

Observa-se na tabela 4.12, a seguir, que a geração hidrelétrica manteria sua importância na geração total de eletricidade no país, contribuindo para 66% da geração em 2030 e 63% em 2050, acima dos níveis de participação no cenário A1. Por outro lado, fontes como o carvão, a energia eólica e a solar perderiam participação em relação ao cenário A1.

Tabela 4.12–Participação das diferentes fontes na geração de eletricidade no cenário B1 (%)

	2015	2030	2050
Hidrelétricas	62%	66%	63%
Nuclear	2%	3%	3%
Gás natural	14%	7%	6%
Carvão	2%	3%	3%
Óleo combustível	1%	1%	1%
Óleo Diesel	0%	0%	0%
Outros não renováveis	0%	0%	0%
PCH	4%	3%	4%
Bagaço	8%	7%	7%
Biomassa	1%	2%	4%
Eólica	5%	7%	7%
Solar FV (distribuída)	0%	0%	1%
Solar FV (centralizada)	0%	0%	1%
Solar heliotérmica	0%	0%	1%
	2015	2030	2050
% renováveis	81%	86%	87%
% não renováveis	19%	14%	13%
Total	100%	100%	100%

Fonte: Elaboração própria

No cenário B1, assim como no cenário A1, as fontes renováveis aumentariam a sua participação em relação a 2015 e alcançariam uma participação de 86% em 2030 e de 87% em 2050; por construção, bem próximos daqueles observados no cenário A1.

4.6 O setor elétrico no cenário B2 (cenário de mitigação pessimista)

O cenário B2 tem como base o mesmo cenário macroeconômico do cenário B1, porém, sua matriz elétrica será neutra em emissões de CO₂. Para isso, os combustíveis fósseis foram

retirados da matriz de geração e as energias renováveis tiveram sua participação aumentada.

A tabela 4.13, a seguir, apresenta a capacidade instalada nesse cenário até 2050.

Tabela 4.13–Capacidade instalada no cenário B2 (GW)

GW	2015	2030	2050
Hidrelétricas	97	100	115
Nuclear	2	3	3
Gás natural	11	11	-
Carvão	3	3	-
Óleo combustível	3	2	-
Óleo Diesel	1	-	-
Outros não renováveis	1	-	-
PCH	5	6	8
Bagaço	11	11	12
Biomassa	2	3	6
Eólica	9	17	34
Solar FV (distribuída)	0	2	6
Solar FV (centralizada)	-	1	14
Solar heliotérmica	-	-	1
TOTAL	144	160	199

Fonte: Elaboração própria

No cenário B2, a capacidade instalada de geração hidrelétrica se comportou da mesma forma que no cenário B1, crescendo proporcionalmente mais que as outras fontes. Após Angra 3, nenhuma outra usina nuclear seria instalada no período. A capacidade instalada de energia eólica cresce a taxas mais elevadas, assim como a capacidade instalada de fontes solares, em relação ao cenário B1. O mesmo ocorre, em geral, para as outras fontes, sempre em relação ao cenário B1. Assim como no cenário A2, carbono zero, a geração termoeletrica a biomassa adquire importância fundamental na geração de energia no país.

A tabela 4.14, a seguir, apresenta a geração total de energia elétrica por fonte. As hidrelétricas continuam como a principal geradora de energia elétrica no país. Pode-se citar novamente, como destaque, a geração eólica, solar e a participação do bagaço e das outras biomassas na geração elétrica total.

Tabela 4.14–Geração de eletricidade no cenário B2 (TWh/ano)

TWh	2015	2030	2050
Hidrelétricas	383	456	522
Nuclear	14	23	23
Gás natural	86	38	-
Carvão	14	18	-

Óleo combustível	5	4	-
Óleo Diesel	-	-	-
Outros não renováveis	-	-	-
PCH	22	24	35
Bagaço	48	50	55
Biomassa	8	18	37
Eólica	34	61	111
Solar FV (distribuída)	0	3	9
Solar FV (centralizada)	-	2	31
Solar heliotérmica	-	-	4
TOTAL	613	698	828

Fonte: Elaboração própria

A tabela 4.15, a seguir, apresenta os fatores de capacidade considerados para o cenário B1, que são iguais, por construção, aos fatores de capacidade apresentados para o cenário A2 (tabela 7).

Tabela 4.15–Fatores de capacidade no cenário B2 (%)

FC (%)	2015	2030	2050
Hidrelétricas	45%	52%	52%
Nuclear	80%	80%	80%
Gás natural	90%	40%	40%
Carvão	50%	65%	75%
Óleo combustível	20%	20%	20%
Óleo Diesel	0%	0%	0%
Outros não renováveis	0%	2%	7%
PCH	50%	50%	50%
Bagaço	52%	52%	52%
Biomassa	59%	70%	70%
Eólica	44%	40%	37%
Solar FV (distribuída)	17%	18%	18%
Solar FV (centralizada)	0%	25%	25%
Solar heliotérmica	0%	0%	50%
TOTAL	45%	52%	52%

Fonte: Elaboração própria

Observa-se na tabela 4.16, a seguir, que a geração hidrelétrica manteria sua importância na

geração total de eletricidade no país, contribuindo para 65% da geração em 2030 e 63% em 2050, acima dos níveis de participação no cenário A1. Por outro lado, fontes como o carvão, a energia eólica e a solar perderiam participação em relação ao cenário A1.

Tabela 4.16—Participação das diferentes fontes na geração de eletricidade no cenário B2 (%)

	2015	2030	2050
Hidrelétricas	62%	65%	63%
Nuclear	2%	3%	3%
Gás natural	14%	5%	0%
Carvão	2%	3%	0%
Óleo combustível	1%	1%	0%
Óleo Diesel	0%	0%	0%
Outros não renováveis	0%	0%	0%
PCH	4%	3%	4%
Bagaço	8%	7%	7%
Biomassa	1%	3%	4%
Eólica	5%	9%	13%
Solar FV (distribuída)	0%	0%	1%
Solar FV (centralizada)	0%	0%	4%
Solar heliotérmica	0%	0%	1%
	2015	2030	2050
% renováveis	81%	88%	97%
% não renováveis	19%	12%	3%
Total	100%	100%	100%

Fonte: Elaboração própria

Em termos de participação das diferentes fontes na energia elétrica total gerada em 2050, as hidrelétricas permaneceriam sendo as mais importantes, com 63%, seguidas agora pela energia eólica (13%) e biomassa e bagaço (11%). Todas as fontes solares somadas contribuiriam para cerca de 6% da geração em 2050. As fontes renováveis teriam a sua participação aumentada de 81% em 2015 para 88% em 2030 e 97% em 2050. Os 3% restantes referem-se à participação da energia nuclear, que, apesar de ser classificada como não renovável, não emite gases de efeito estufa.

4.7 Outros dados relevantes e comparação entre os cenários

A tabela 4.17, a seguir, apresenta a demanda de energia em 2015, 2030 e 2050 para cada um dos cenários estudados. Pode-se observar que nos cenários A2 e B2, de emissões zero, a demanda por eletricidade é um pouco menor, reflexo dos maiores preços da energia elétrica.

Tabela 4.17–Demanda total por eletricidade em cada cenário (TWh)⁶

	2015	2030	2050
A1 (TWh)	581	737	1.043
A2 (TWh)	581	736	1.018
B1 (TWh)	581	672	773
B2 (TWh)	581	668	742

Fonte: Elaboração própria

A tabela 4.18, a seguir, apresenta a potência instalada complementar em cada um dos cenários estudados. O cálculo da potência complementar foi elaborado pela EPE especialmente para este estudo, de forma a garantir o suprimento da demanda e a operação do sistema elétrico. É interessante observar que, mesmo com uma demanda menor nos cenários A2 e B2, a potência instalada complementar é significativamente maior que nos cenários A1 e B1.

Tabela 4.18–Potência instalada complementar (GW)

Potência complementar (GW)	2015	2030	2050
A1	-	4.2	14.9
A2	-	6.4	25.5
B1	-	2.5	4.6
B2	-	3.7	15.4

Fonte: EPE (2017)

As tabelas 4.19 e 4.20, a seguir, apresentam a diferença entre a potência instalada nos diferentes cenários. De forma geral, as fontes fósseis saem completamente da matriz elétrica até 2050, e as fontes eólicas e solar entram, com sobre capacidade calculada pela EPE, de forma a garantir o suprimento da demanda e a operação segura do sistema elétrico.

Tabela 4.19–Diferença entre potência instalada nos cenários A1 e A2

Diferença entre os cenários (A2-A1)		
Potência instalada (GW)		
GW	2030	2050
Hidrelétricas	-	-
Nuclear	-	-
Gás natural	-4.0	-22.9
Carvão	-	-7.0
Óleo combustível	-	-2.4

⁶ Excetuando-se a autoprodução de energia elétrica pelas indústrias.

Óleo Diesel	-	-
Outros não renováveis	-0.7	-0.7
PCH	-	-
Bagaço	-	-
Biomassa	2.0	-
Eólica	4.6	33.5
Solar FV (distribuída)	-	-
Solar FV (centralizada)	0.4	18.0
Solar heliotérmica	-	-

Fonte: Elaboração própria

Tabela 4.20–Diferença entre potência instalada nos cenários B1 e B2

Diferença entre os cenários (B2-B1)		
Potência instalada (GW)		
GW	2030	2050
Hidrelétricas	-	-
Nuclear	-	-
Gás natural	-3.1	-15.0
Carvão	-	-4.2
Óleo combustível	-	-2.4
Óleo Diesel	-	-
Outros não renováveis	-0.7	-0.7
PCH	-	-
Bagaço	-	-
Biomassa	1.0	-
Eólica	3.3	17.4
Solar FV (distribuída)	-	-
Solar FV (centralizada)	-	12.0
Solar heliotérmica	-	-

Fonte: Elaboração própria

A tabela 4.21, a seguir, apresenta a evolução dos custos unitários por fonte considerados neste estudo. Estes custos unitários foram baseados em publicações da Agência Internacional de Energia (World Energy Outlook, 2015).

Tabela 4.21–Custos unitários por fonte (US\$/kW)

Custos unitários (US\$/kW)			
GW	2020	2035	2050

Hidrelétricas	2.130	2.560	2.775
Nuclear	4.000	4.000	4.000
Gás natural	700	700	700
Carvão	1.300	1.300	1.300
PCH	3.420	3.480	3.510
Bagaço	2.150	2.050	2.000
Biomassa	2.150	2.050	2.000
Eólica	1.530	1.460	1.425
Solar FV (distribuída)	2.320	1.670	1.345
Solar FV (centralizada)	1.780	1.280	1.030
Solar heliotérmica	5.490	3.800	2.955

Fonte: IEA (2015) para os anos 2020 e 3035 e estimativa própria para 2050 (evolução dos custos à metade da taxa observada entre 2020 e 2035)

A tabela 4.22, a seguir, apresenta os investimentos totais no período 2015-2050 por tipo de fonte. Pode-se observar que os maiores volumes de recursos seriam destinados ao incremento da potência instalada de energia eólica, hidrelétricas e de fontes solares.

Tabela 4.22–Investimentos totais por tipo de fonte, por cenário (bilhões de reais de 2015)

Investimentos totais por fonte (2015-2050), por cenário (bilhões de reais de 2015)				
GW	A1	A2	B1	B2
Hidrelétricas	199.5	199.5	127.6	127.6
Nuclear	34.1	34.1	17.0	17.0
Gás natural	29.3	2.6	9,9	-
Carvão	15.8	-	4.6	-
PCH	66.0	66.0	28.3	28.3
Bagaço	8.4	8.4	8.2	8.2
Biomassa	45.9	46.4	24.1	24.4
Eólica	141.3	270.6	32.8	100.2
Solar FV (distribuída)	138.6	138.6	45.9	45.9
Solar FV (centralizada)	36.6	87.8	7.0	40.8
Solar heliotérmica	16.2	16.2	8.1	8.1
Total	731.5	870.1	313.5	400.4

Fonte: Elaboração própria

A tabela 4.23 apresenta os investimentos totais por cenário no período estudado. No cenário A1 seriam necessários 731,5 bilhões de reais em novas fontes de energia, enquanto que no cenário

A2 seriam necessários um total de 870 bilhões de reais, perfazendo uma diferença de cerca de 139 bilhões de reais a mais no cenário de emissões zero, ou 19% a mais de investimentos no período. Já no cenário B1 seriam necessários 313,5 bilhões de reais em investimentos, enquanto que no cenário B2 seriam necessários um total de 400 bilhões de reais, uma diferença de cerca de 87 bilhões de reais a mais no cenário de emissões zero, ou 28% a mais de investimentos no período.

Tabela 4.23–Investimentos totais por cenário e investimentos adicionais nos cenários de emissões zero (bilhões de reais de 2015)

Cenários	A1 2015-2050	A2 2015-2050	Investimentos adicionais 2015 – 2050 (A2-A1)
Cenários alto crescimento	731,5	870,1	138,6 (+18,9%)
Cenários	B1 2015-2050	B2 2015-2050	Investimentos adicionais 2015 – 2050 (B2-B1)
Cenários baixo crescimento	313,5	400,4	86,9 (+27,7%)

Fonte: Elaboração própria

Esse volume de investimentos adicionais foi responsável por um aumento do preço da energia elétrica, que se refletiu em uma redução da demanda, conforme apresentado anteriormente na tabela 4.17. Outros efeitos macroeconômicos desses investimentos extras, assim como da redução de custos com combustíveis fósseis, serão analisados no capítulo a seguir.

Capítulo 5 - Cenários Macroeconômicos 2050 no Contexto de um Setor Elétrico de Emissões Zero

Por William Wills

5.1 Síntese dos resultados macroeconômicos

As premissas apresentadas nos capítulos anteriores são dados exógenos ao modelo IMACLIM-R BR, que foi utilizado não para prever o futuro, mas para tentar reproduzir cenários macroeconômicos robustos e condizentes com as opiniões dos especialistas consultados pelo projeto (seguindo metodologia utilizada também em Wills et al, 2015, e Wills & Lefevre, 2016).

Dessa forma, o IMACLIM-R BR simulou, de acordo com as premissas apresentadas anteriormente, o crescimento da economia, o nível de atividade dos setores produtivos, evolução da renda das famílias, níveis de importação e exportação por setor, impostos recolhidos pelo governo e a forma como eles são gastos, dentre outras relações econômicas. O modelo ajudou a garantir a consistência macroeconômica em cada um dos cenários ao encontrar um novo equilíbrio da economia a cada período, dadas as premissas consideradas.

Um resultado importante diz respeito à hipótese de crescimento da produtividade do trabalho. Dadas as projeções de população e de população ativa do IBGE (IBGE, 2014), e as hipóteses de crescimento econômico extraídas das entrevistas, a evolução da produtividade do trabalho tem por consequência seu comportamento mais ou menos definido. Entretanto, é importante ressaltar que o crescimento do PIB também responde a outras restrições. Os resultados apresentados a seguir já são fruto do novo equilíbrio da economia projetado pelo modelo IMACLIM-R BR.

É importante ressaltar que no período 2030-2050, com a diminuição da população em idade ativa, tanto em termos absolutos quanto em participação na população total, é necessário que a produtividade média do trabalho cresça a um ritmo mais elevado que aquele observado no período 2015-2030.

Na tabela 5.1, a seguir, pode-se verificar a importante transição demográfica que o Brasil passará no horizonte deste estudo. Enquanto a população total crescerá até o começo da década de 2040, e depois se retrairá lentamente, a população de idosos cresce a taxas extremamente elevadas desde o presente. Assim, a proporção de idosos em relação à população em idade ativa passa de 9% em 2005 para 11% em 2015, 19% em 2030 e a 36% em 2050, trazendo consequências importantes sobre o mercado de trabalho e a previdência social. Além disso, a população em idade ativa começa a diminuir já na década de 2030.

O crescimento do PIB se dá de forma bastante próxima das premissas apresentadas anteriormente. O crescimento médio anual do PIB ficou em cerca de 2,3% a.a. nos cenários A1 e A2 e em 1,60% ao ano nos cenários B1 e B2. Em termos absolutos, em 2030 o PIB no cenário A1 é 11% superior ao PIB no cenário B1, e em 2050 o PIB cenário A1 é quase 27% superior ao PIB do cenário B1. Essa diferenciação entre o nível do PIB nos cenários A1 e B1 foi importante para dar robustez à análise feita por este estudo, com a introdução de um setor elétrico de emissões zero, tanto em um cenário de crescimento otimista quanto pessimista.

A taxa de investimentos no país cresce de forma limitada no cenário A1 até 2030 em relação ao observado em 2015; entretanto, sem chegar a valores próximos dos 20%, que foram atingidos no começo da década de 2010. No cenário B1, devido ao menor peso da indústria, intensiva em

capital, a taxa de investimento no país fica um pouco mais baixa, próxima dos 16% em 2030 e dos 15% em 2050.

O PIB per capita praticamente dobra entre 2015 e 2050 no cenário A1, enquanto cresce cerca de 60% entre 2015 e 2050 no cenário B1, uma diferença considerável. A taxa de desemprego tende a se reduzir nos dois cenários, entretanto, esta cai de forma mais rápida no cenário A1, atingindo o pleno emprego em 2050. É interessante notar que o número de postos de trabalho se reduz entre 2030 e 2050, fruto da diminuição da população em idade ativa e do maior crescimento da produtividade do trabalho nesse mesmo período.

Finalmente, com importantes exportações do pré-sal e dos setores agrícola, de papel e celulose e de mineração, entre outros, o saldo da balança comercial tende a ficar positivo em todos os cenários. Com a redução da participação da indústria no horizonte do estudo, o nível de importações também aumenta, incrementando lentamente a exposição da economia brasileira ao comércio exterior.

Tabela 5.1– Síntese dos indicadores macroeconômicos nos cenários A1 e A2

	Unidade	2015	A1 2030	A2 2030	A1 2050	A2 2050
PIB	Trilhões de reais de 2015	5,90	8,27	8,27	13,05	13,03
PIB (2015=1)	-	1	1,40	1,40	2,21	2,21
Crescimento médio PIB desde 2015	% a.a.	-	2,271%	2,272%	2,292%	2,287%
PIB/capita	Mil reais 2015/capita	28,9	37,07	37,07	57,65	57,57
Taxa de investimento	% do PIB	16,4%	17,3%	17,3%	16,1%	15,9%
Balança comercial	% do PIB	4,1%	2,9%	3,0%	3,6%	3,5%
Postos de trabalho	Milhões	99,8	118,2	118,2	113,9	113,8
Taxa de desemprego	%	8,5%	7,2%	7,2%	5,3%	5,3%
Índice de preços	% aumento em relação a A1	-	-	0,7%	-	3,1%
Aumento do preço da eletricidade	% aumento em relação a A1	-	-	0,2%	-	7,2%
Emissões do setor de energia	MtCO2e					

Fonte: Elaboração própria

A tabela 5.1 apresentou uma síntese dos indicadores macroeconômicos, nos cenários A1 e A2, para os anos 2015, 2030 e 2050. Em termos macroeconômicos, é possível perceber que o investimento necessário para tornar o setor elétrico neutro em emissões não impacta o crescimento do país de forma significativa. De fato, apesar de representar um montante significativo para o setor elétrico, esses investimentos são pouco significativos para a economia como um todo. Assim, percebe-se que indicadores macroeconômicos importantes como o PIB, a taxa de investimentos, o saldo da balança comercial e o número de postos de trabalho apresentam uma variação bem pequena entre os cenários A1 e A2, dentro faixa de incerteza do exercício.

Um ponto que se pode destacar é o aumento do preço final da eletricidade, consequência direta dos investimentos mais elevados no setor. Em 2050, no cenário A2, o preço da eletricidade seria cerca de 7,2% mais elevado que em A1.

Tabela 5.2– Síntese dos indicadores macroeconômicos nos cenários B1 e B2

	Unidade	2015	B1 2030	B2 2030	B1 2050	B2 2050
PIB	Trilhões de reais de 2015	5,90	7,44	7,45	10,31	10,30
PIB (2015=1)	-	1	1,26	1,26	1,75	1,75
Crescimento médio PIB desde 2015	% a.a.	-	1,550%	1,558%	1,605%	1,604%
PIB/capita	Mil reais 2015/capita	28,9	33,33	33,37	45,54	45,52
Taxa de investimento	% do PIB	16,4%	16,7%	16,6%	14,8%	14,7%
Balança comercial	% do PIB	4,1%	2,6%	2,5%	3,3%	3,2%
Postos de trabalho	Milhões	99,8	115,4	115,4	108,3	108,3
Taxa de desemprego	%	8,5%	8,4%	8,4%	6,6%	6,6%
Índice de preços	% aumento em relação a B1	-	-	1,7%	-	3,3%
Aumento do preço da eletricidade	% aumento em relação a B1	-	-	4,7%	-	14,2%
Emissões do setor de energia	MtCO ₂ e					

Fonte: Elaboração própria

A tabela 5.2 apresentou uma síntese dos indicadores macroeconômicos, nos cenários B1 e B2, para os anos 2015, 2030 e 2050. Em termos macroeconômicos, assim como apresentado anteriormente para os cenários A1 e A2, é possível perceber que o investimento necessário para tornar o setor elétrico neutro em emissões não impacta o crescimento do país de forma significativa, nem os principais indicadores macroeconômicos. A pequena diferença encontrada entre os cenários B1 e B2 encontra-se dentro faixa de incerteza do exercício.

Novamente, pode-se destacar o aumento do preço final da eletricidade, consequência direta dos investimentos mais elevados no setor. Em 2050, no cenário B2, o preço da eletricidade seria cerca de 14,2% mais elevado que em B1.

É importante destacar que esse aumento de preços, tanto no cenário A2 quanto no B2, se daria de forma distribuída ao longo do período de simulação (2015-2050), permitindo assim que os usuários fossem reduzindo desperdícios e comprando equipamentos mais eficientes ao longo do tempo, o que não é captado pelo modelo. Como base de comparação, o preço médio da eletricidade aumentou 60% em apenas 12 meses entre março de 2014 e fevereiro de 2015, segundo dados do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA/IBGE, 2015)⁷.

A tabela 5.3 a seguir apresenta a composição do PIB nos grandes setores da economia. Tanto no

⁷ Segundo a Agência Brasil, disponível em: <http://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2015-04/custo-da-energia-eletrica-aumenta-60-em-12-meses>

cenário A1 quanto em B1, assim como observado em países desenvolvidos, a indústria perde participação no PIB, enquanto que o setor de serviços aumenta sua participação. Nos cenários A2 e B2, essa composição não sofreu alterações significativas.

Tabela 5.3–Participação dos grandes setores da economia⁸ (% do PIB)

Setor	2005	2015	A1 - 2030	B1 - 2030	A1 - 2050	B1 - 2050
Agropecuária e agroindústria	13,2%	14,2%	14,1%	13,9%	11,8%	11,8%
Energia (incluindo bioenergia)	8,3%	9,2%	8,8%	9,1%	8,2%	7,6%
Indústria	27,3%	21,8%	20,8%	19,4%	18,7%	17,8%
Serviços	51,2%	54,8%	56,2%	57,8%	61,3%	62,8%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fonte: Elaboração própria

A tabela 5.4 a seguir apresenta o número de postos de trabalho nos grandes setores da economia. Tanto no cenário A1 quanto em B1, o número de postos de trabalho na agropecuária e agroindústria cai de forma expressiva, resultado da crescente mecanização do setor. O setor de energia, incluindo bioenergia, tem um crescimento importante no número de postos de trabalho, enquanto que o setor industrial vê seus postos de trabalho diminuir até o final do horizonte estudado, seja no cenário otimista quanto pessimista. O setor de serviços teria seu número de postos de trabalho aumentado no período, fruto da maior participação do setor na economia brasileira. Nos cenários A2 e B2, essa composição não sofreu alterações significativas.

Tabela 5.4– Número de postos de trabalho por setor (milhões)

Setor	2005	2015	A1 - 2030	B1 - 2030	A1 - 2050	B1 - 2050
Agropecuária e agroindústria	19.0	22.0	15.1	14.6	11.1	10.2
Energia (incluindo bioenergia)	2.8	2.7	5.6	5.2	5.1	5.0
Indústria	9.8	10.8	11.9	11.1	9.8	9.0
Serviços	59.7	67.9	85.5	84.5	87.8	84.2
Total (milhões)	91.2	103.4	118.1	115.4	113.9	108.3

Fonte: Elaboração própria

⁸ É importante ressaltar que a agregação dos setores econômicos no modelo IMACLIM-R BR é um pouco diferente daquela apresentada pelo IBGE, pelo fato de ser um modelo híbrido, de forma que os setores econômicos são reorganizados conforme sua intensidade de energia e de carbono. Assim, os percentuais de participação dos setores econômicos no PIB apresentados na tabela devem ser comparados entre si, não devendo ser comparados diretamente com aqueles apresentados pelo IBGE.

5.2 Síntese dos Resultados Sociais

O modelo IMACLIM-R BR possui desagregação das famílias em seis classes de renda, o que permite o estudo dos impactos das políticas propostas sobre o nível de consumo físico de cada bem (por se tratar de um modelo híbrido) e do comprometimento do orçamento com cada tipo de gasto, em valores monetários. As seis classes são divididas da seguinte forma:

- Classe 1: 10% mais pobres;
- Classe 2: 20% seguintes;
- Classe 3: 20% seguintes;
- Classe 4: 20% seguintes;
- Classe 5: 20% seguintes;
- Classe 6: 10% mais ricos;

A tabela 5.5, a seguir, apresenta a renda per capita anual, por classe de renda, em cada um dos cenários. Como explicado anteriormente, o presente estudo considera uma melhoria marginal na distribuição de renda no Brasil, e com isso a renda dos mais pobres tenderia a aumentar mais rapidamente que a das classes mais ricas. Além disso, pode-se observar nesta tabela que os cenários de emissão zero no setor elétrico não impactaram a renda das famílias de forma significativa, sendo que a variação percentual foi bastante próxima para todas as classes de renda (em termos absolutos, maior para as classes mais ricas).

Tabela 5.5—Renda per capita anual, por classe de renda

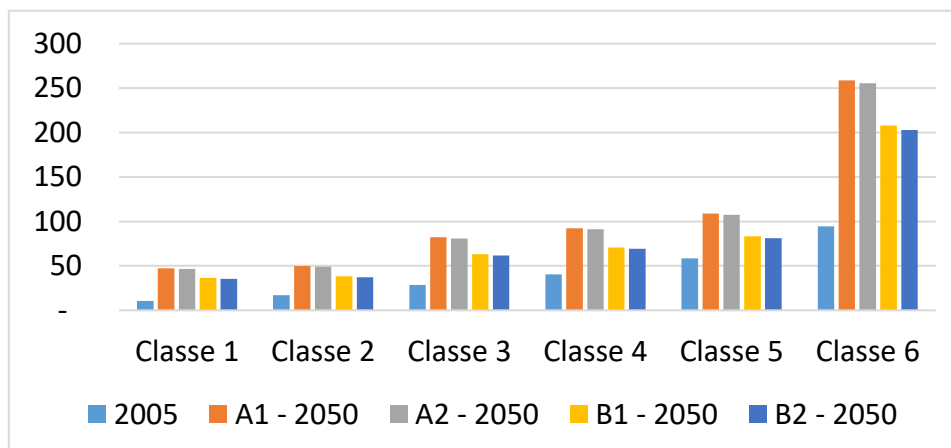
	Unidade	2015	A1 2050	A2 2050	B1 2050	B2 2050
Classe 1 (10% mais pobres)	Mil reais de 2015	3.3	11.3	11.3	9.0	9.0
Classe 2 (20% seguintes)	Mil reais de 2015	6.2	16.8	16.8	13.4	13.4
Classe 3 (20% seguintes)	Mil reais de 2015	10.0	26.1	26.1	20.9	20.8
Classe 4 (20% seguintes)	Mil reais de 2015	14.5	34.2	34.1	27.3	27.2
Classe 5 (20% seguintes)	Mil reais de 2015	29.4	54.9	54.9	43.7	43.5
Classe 6 (10% mais ricos)	Mil reais de 2015	117.3	225.2	225.0	178.7	178.1

Fonte: Elaboração própria

A figura 5.1, a seguir, apresenta o consumo mensal de energia elétrica por classe de renda (kWh). Há uma pequena redução no nível de consumo, bem distribuída entre todas as classes de renda, quando se passa de A1 para A2, e de B1 para B2, devido ao aumento do preço da eletricidade (+7,2% em A2 e +14,2% em B2). Como explicado anteriormente, esse aumento de preços é distribuído ao longo de todo o período da simulação (2015-2050), permitindo assim que os consumidores pudessem ir alterando lentamente seus padrões de consumo, reduzindo desperdícios e trocando seus equipamentos por outros mais eficientes ao longo dos anos, de

forma que esse aumento no preço final da eletricidade impacte da menor forma possível seu orçamento. É interessante repetir, como base de comparação, que o preço médio da eletricidade aumentou 60% em apenas 12 meses entre março de 2014 e fevereiro de 2015, segundo dados do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA/IBGE, 2015)⁹.

Figura 5.1–Consumo mensal de energia elétrica por classe de renda (kWh)



Fonte: Elaboração própria

A tabela 5.6, a seguir, apresenta em detalhes o percentual de redução do consumo físico de eletricidade para cada classe de renda, em cada cenário, de forma a reforçar que a redução no consumo de eletricidade foi pequena e bem distribuída entre todas as classes de renda.

Tabela 5.6–Variação percentual do consumo físico de eletricidade em 2050

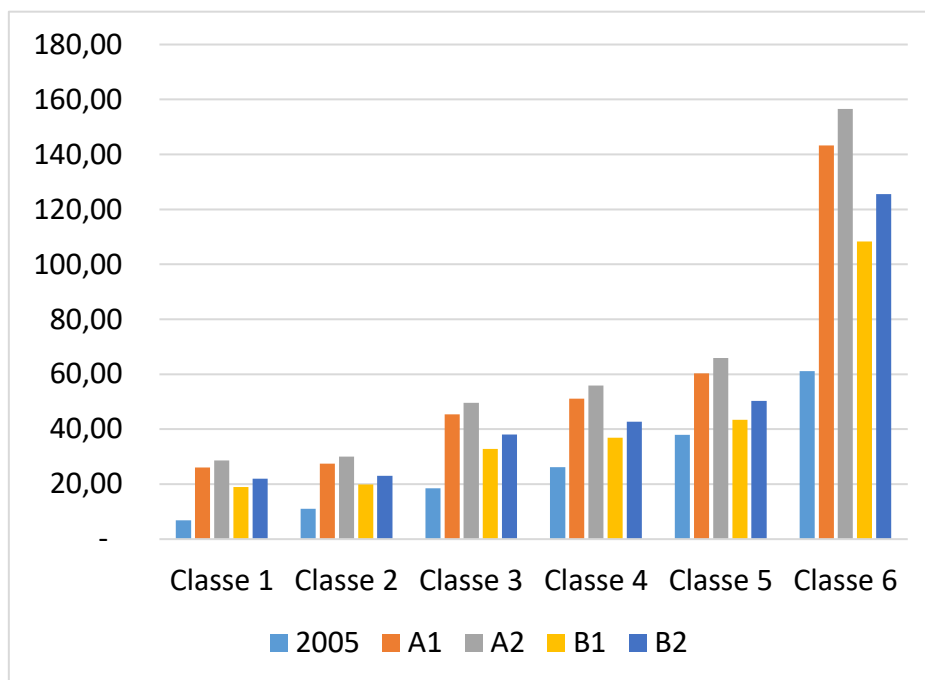
	A2/A1	B2/B1
Classe 1	-1.44%	-2.20%
Classe 2	-1.40%	-2.24%
Classe 3	-1.40%	-2.25%
Classe 4	-1.38%	-2.29%
Classe 5	-1.34%	-2.36%
Classe 6	-1.28%	-2.34%

Fonte: Elaboração própria

A figura 5.2, a seguir, apresenta os gastos mensais per capita com eletricidade, por classe de renda (em reais de 2015). Pode-se observar que os gastos mensais com eletricidade aumentam nos cenários carbono zero (A2 e B2, em relação a A1 e B1), apesar do consumo físico de eletricidade cair levemente, para todas as classes de renda.

⁹ Segundo a Agência Brasil, disponível em: <http://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2015-04/custo-da-energia-eletrica-aumenta-60-em-12-meses>

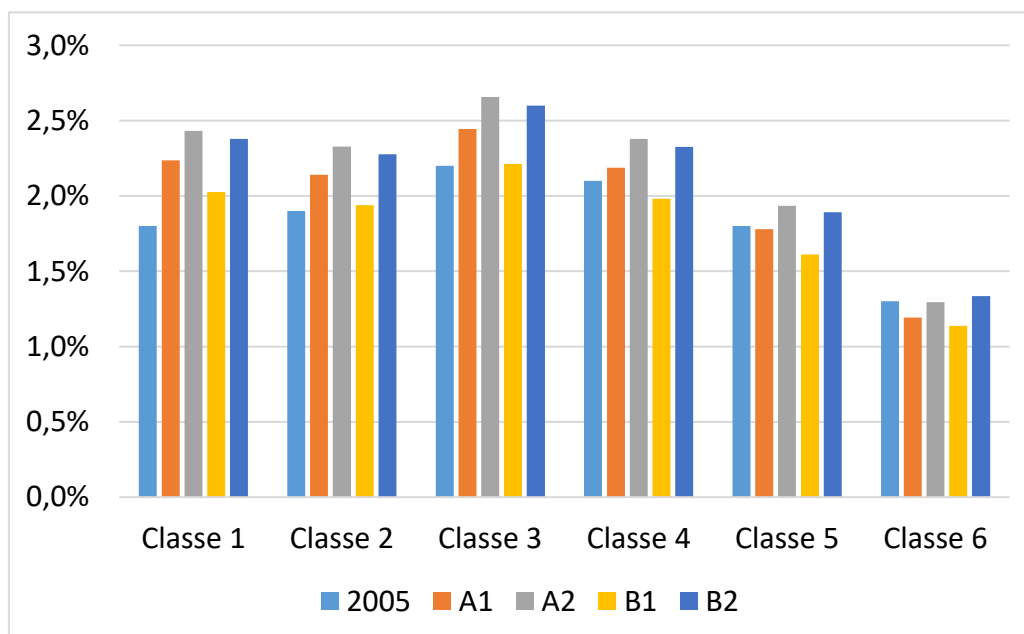
Figura 5.2–Gastos mensais per capita com eletricidade, por classe de renda (R\$ de 2015)



Fonte: Elaboração própria

A figura 5.3, a seguir, apresenta o percentual dos gastos mensais per capita com eletricidade, por classe de renda (em reais de 2015). Pode-se observar que o percentual dos gastos mensais com eletricidade aumenta pouco nos cenários carbono zero (A2 e B2, em relação a A1 e B1) e que, proporcionalmente, os maiores aumentos se dão no cenário B2.

Figura 5.3–Percentual dos gastos totais com eletricidade, por classe de renda, em 2050



Fonte: Elaboração própria

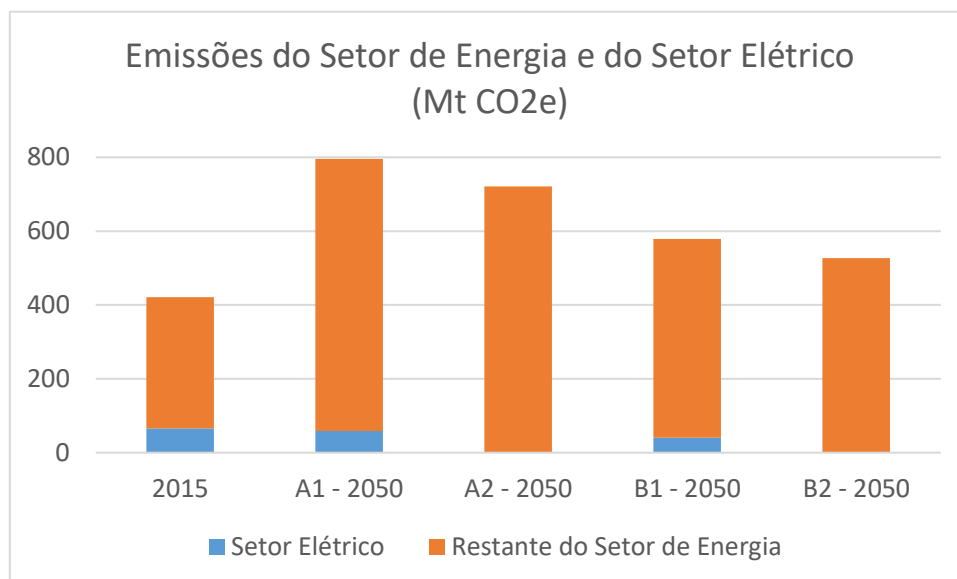
A partir desses resultados é possível afirmar que implantar um setor elétrico de emissões zero seria algo factível no longo prazo. Indicadores macroeconômicos e sociais mostraram que os impactos sobre a economia, sobre a renda e sobre os gastos das famílias seriam pequenos em ambos os cenários (A2 e B2). Outro ponto importante a ser destacado é que em um cenário do tipo otimista, de maior crescimento da economia brasileira, maior industrialização e maior demanda, seria mais fácil promover a transição para um setor elétrico neutro em emissões, ao contrário do pressuposto inicial apresentado na introdução deste estudo.

É importante ressaltar que os impactos observados aqui neste capítulo podem ser ainda menores, pois não foi possível captar endogenamente nas simulações os efeitos do preço maior da eletricidade em mudanças no padrão de consumo da eletricidade, redução de desperdícios, busca por equipamentos mais eficientes, dentre outros. Como o aumento nos preços da eletricidade seriam distribuídos ao longo da simulação (2015-2050), esses efeitos podem ser esperados na vida real, tanto do ponto de vista do consumidor final de energia elétrica, quanto para os setores produtivos que utilizam a eletricidade como insumo.

5.3 Emissões de gases de efeito estufa

A figura 5.4, a seguir, apresenta as emissões totais de gases de efeito estufa do setor de energia (em laranja, exceto setor elétrico) e as emissões do setor elétrico (em azul). Pode-se observar que as emissões do setor elétrico são zeradas nos cenários A2 (redução de 58,5 MtCO₂e em relação a A1, em 2050) e B2 (redução de 40,1 MtCO₂e em relação a B1, em 2050), conforme o objetivo do estudo. Já as emissões totais do setor de energia caem um pouco mais, mas em valor bastante próximo, principalmente devido aos ajustes macroeconômicos sofridos pela economia brasileira para se ajustar aos novos preços relativos da economia, em especial da energia elétrica. Dessa forma, no cenário A2, as emissões totais do setor de energia em 2050 são 75 MtCO₂e menores que em A1 em 2050; e, no cenário B2, as emissões totais do setor de energia em 2050 são 52 MtCO₂e menores que em B1 em 2050. Além dessa redução de emissões, devido à entrada de termoelétricas a biomassa florestal, o estoque de CO₂ nas florestas energéticas em 2050 seria de cerca de 250 MtCO₂e nos cenários A1 e A2 e de 95 MtCO₂e nos cenários B1 e B2.

Figura 5.4–Emissões de GEE do setor de energia (MtCO₂e)



Fonte: Elaboração própria

Para fins de comparação, essa redução de emissões da ordem 58,5 MtCO₂e em 2050 no setor elétrico do cenário A2 seria maior que as emissões de CO₂ da queima de gasolina em toda a frota nacional em 2010 (56,7MtCO₂, segundo a Terceira Comunicação Nacional à UNFCCC) e maior que as emissões CO₂e de resíduos de todo o Brasil em 2010 (54,1 MtCO₂e, segundo a Terceira Comunicação Nacional à UNFCCC).

Capítulo 6 - Riscos Advindos das MC e temas tratados nos planos/estudos de adaptação existentes

Por Daniel Oberling¹⁰ e William Wills

6.1 Introdução

Em seu último Relatório de Avaliação (AR5), o Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas indica que as alterações no clima global já estão acontecendo (Stocker *et al.*, 2014). Há grande confiança de que as atividades humanas são a principal causa dessas alterações ao emitir continuamente grandes quantidades de gases de efeito estufa para a atmosfera, principalmente oriundo da queima de combustíveis fósseis para geração de energia.

Os esforços de mitigação feitos nas últimas décadas não garantem que conseguiremos evitar a mudança do clima acima dos limites considerados seguros (até 1,5°C acima dos níveis pré-industriais) (Rogelj *et al.*, 2016). As atuais metas voluntárias já anunciadas pelos países (INDCs) não parecem suficientes para limitar a temperatura global nos níveis estabelecidos no Acordo de Paris (2,0 °C acima dos níveis pré-industriais)² até 2030. Longe disso, segundo Climate Action Tracker³, os esforços até agora anunciados seriam responsáveis por limitar a temperatura em 2,8°C até 2100 (2,6-4,5°C) e as políticas em curso limitariam a temperatura em 3,6°C (2,6-4,5°C). Nesse sentido, alterações climáticas parecem inevitáveis, mas atualmente há pouca previsibilidade sobre qual a sua intensidade e reflexos sobre o clima local.

O uso de fontes renováveis para geração de energia é a principal estratégia global de mitigação de GEE (Carvalho *et al.*, 2017). No entanto, as fontes renováveis utilizadas para a geração de energia são sensíveis a mudanças no padrão climático que estamos vivenciando (Carvalho *et al.*, 2017). Por exemplo, o potencial para a geração eólica depende da velocidade dos ventos, onde variações residuais nas médias, na distribuição anual, na distribuição geográfica ou variações na sua intensidade podem afetar significativamente a produção de energia (Lucena *et al.*, 2010). Como consequências, a energia injetada na rede seria afetada, causando desequilíbrios entre oferta e a demanda. Nesse sentido, planejar a expansão da matriz energética futura com base em renováveis torna-se ainda mais desafiante graças à incerteza sobre o que pode acontecer com o clima durante a vida útil das infraestruturas. Assim, ao mesmo tempo em que as fontes de energia renovável são uma resposta às mudanças climáticas, elas podem ser vulneráveis e ter menor eficiência que o planejado. Esse é o paradigma posto para o uso das energias renováveis no futuro.

O uso de modelos para projetar o clima futuro e identificar os impactos potenciais das mudanças climáticas na disponibilidade de fontes renováveis é peça fundamental no quebra-cabeça do planejamento energético. Atualmente, as projeções são feitas por modelos globais de circulação oceano-atmosféricas, que, apesar de terem melhorado sua precisão nos últimos anos, ainda têm limitações para projetar o clima local, principalmente com relação a eventos climáticos extremos. Para aumentar a resolução e, principalmente, para compreender melhor as alterações climáticas locais, estudos têm utilizado modelos climáticos regionais acoplados aos globais (regionalização) que incorporam as características locais (p. ex. uso do solo) com maior precisão (Margulis, Dubeux e Marcovitch, 2011; MMA, 2016; Schaeffer *et al.*, 2015).

Em estudo realizado por pesquisadores do INPE projetando mudanças em períodos de 30 anos entre 2011 e 2100, projetou-se um crescimento da temperatura em toda a América do Sul, em todos os cenários de emissão. Por exemplo, as temperaturas máximas ocorreram nas regiões

¹⁰ EOS Consultoria

Norte, Nordeste e Sudeste do Brasil até o final do século XXI. As médias máximas de aquecimento no final do século podem variar de 2°C a 8°C em algumas áreas. Já as precipitações tiveram tendências positivas ou negativas, dependendo da região. As maiores reduções de chuva projetadas ocorreram nas regiões Centro-Oeste e Sudeste durante o verão. A região Sul, por outro lado, apresentou tendência de aumento no volume médio durante o verão (Chou *et al.*, 2014; Marengo *et al.*, 2014).

Modelos numéricos não conseguem simular com perfeição um evento climático futuro. Há incertezas relacionadas às emissões futuras, variabilidade natural do sistema climático e incertezas do próprio modelo (PBMC, 2014). Para um mesmo cenário de emissão, os modelos globais podem projetar diferentes padrões climáticos para uma mesma região geográfica. Por exemplo, foram encontradas tendências de maior aquecimento no modelo Eta-HadGEM2-ES que no Eta-MIROC5 para o Brasil (Chou *et al.*, 2014). Nesse sentido, existem incertezas sobre as projeções e, portanto, conclusões sobre os resultados dos modelos climáticos precisam ser acompanhados de cautela. Uma forma de minimizar isso é elaborar ou utilizar simulações de diferentes modelos e cenários de emissões, principalmente os que apresentam resultados diferentes⁹. Assim, quanto mais simulações forem realizadas para o Brasil, melhor será a identificação das grandes tendências das principais variáveis do clima futuro e seus respectivos impactos.

O setor energético pode ser afetado de diversas maneiras, positivas e negativas, pelas mudanças climáticas. Além dos impactos diretos na geração e no consumo de energia (Schaeffer *et al.*, 2012), o setor pode ter sua infraestrutura afetada (transmissão, distribuição e transporte), o que em última análise impacta uma grande variedade de atividades econômicas. Assim, os efeitos das mudanças climáticas podem impactar toda a cadeia de produção de energia, mas as energias renováveis tendem a ser mais sensíveis a alterações climáticas que as energias não renováveis, principalmente as de origem fóssil, por suas características de aproveitamento em fluxo (excluindo a hidráulica, não é possível estocá-la por longos períodos como os combustíveis fósseis) (Schaeffer *et al.*, 2012). Abaixo serão listadas, com base em pesquisa bibliográfica em revistas especializadas, as principais preocupações para a geração de energia pelas fontes renováveis mais disseminadas.

6.2 Impactos potenciais das mudanças climáticas sobre as fontes geradoras de energia elétrica

6.2.1 Geração hidroelétrica

A geração hidroelétrica depende do balanço hídrico da bacia hidrográfica, independentemente da escala em que é produzida. Alterações nas características físicas (uso do solo) e climáticas (padrão de chuvas) das bacias hidrográficas mudam a vazão dos rios, o que afeta diretamente a disponibilidade de água e, conseqüentemente, o potencial de geração. Assim, qualquer alteração na forma como as chuvas se distribuem ao longo das estações e dos dias afeta diretamente o potencial do aproveitamento energético do rio. A quantidade de energia gerada pelas hidrelétricas não depende somente de sua capacidade instalada, mas das variações dos fluxos de água que chegam ao reservatório.

A infraestrutura para a geração hidroelétrica, que transforma a vazão dos rios em energia aproveitável para o consumidor, também pode ser afetada por alterações no clima. Ao ser projetada para um comportamento específico do rio, com base em seu histórico, há possibilidade de que mudanças nos padrões de chuva penalizem a capacidade do sistema de

entregar energia para os consumidores (Schaeffer *et al.*, 2012). Por exemplo, usinas com pequeno reservatório que contam com a variabilidade da vazão podem ser mais vulneráveis a períodos de seca. Com a mudança no clima futuro e a longa vida útil dessas infraestruturas, tanto a geração de uma hidrelétrica como toda a disponibilidade para o sistema interligado pode ser afetada.

As variações climáticas também influenciam no planejamento e na operação dessas infraestruturas. Elas são planejadas com base em dados climáticos históricos que determinam a quantidade de energia produzida com base nas variações diárias e sazonais. Os reservatórios servem como amortecimento e regulação da vazão para geração, o que aumenta a confiabilidade em bacias com expectativa de maior variabilidade nas chuvas. Assim, hidroelétricas com menores reservatórios podem ser mais vulneráveis a prolongados períodos de secas, como as PCH.

Estudos anteriores realizados mostraram que o aquecimento global, que pode aumentar a variabilidade climática e a probabilidade de ocorrência de secas e ondas de calor (IPCC, 2013), pode ter impacto determinante nos recursos hídricos disponíveis para geração de energia, principalmente a hidráulica (Bonjean Stanton, Dessai e Paavola, 2016; Dowling, 2013; Lenir, Czisch e Vassolo, 2005; Mukheibir, 2013). Ao mesmo tempo, a demanda energética continua crescendo por causa da população maior e do crescimento econômico (Vliet, van *et al.*, 2016). Com projeções que indicam o crescimento da demanda de água para geração de energia no mundo (espera-se dobrar nos próximos 40 anos) Vliet, van *et al.*, 2016), os conflitos em todos os usos múltiplos da água tendem a se intensificar (consumo, agricultura, energia, indústria), influenciando diretamente na interdependência entre água-energia. Um melhor entendimento das interações e restrições para a produção de energia hidroelétrica colabora para a formulação de melhores propostas para reduzir os riscos nos usos múltiplos da água.

Em modelagem¹¹ aplicada a 78% da capacidade instalada das hidroelétricas no mundo (Vliet, van *et al.*, 2016), os resultados indicaram crescimento consistente em todos os cenários da vazão disponível dos rios nas regiões de alta latitude da América do Norte e Ásia e em partes tropicais da África e Ásia para os anos 2050. Por outro lado, reduções foram projetadas para os Estados Unidos, Europa Central e Sudeste, e o sul da África, Austrália e América do Sul. Grande parte das hidroelétricas avaliadas está em áreas com projeção de relevante queda da vazão das bacias (61% a 74% - RCP 2.6-8.5). Na média, o trabalho projetou reduções médias anuais de 1,2-3,6% da capacidade de geração das usinas avaliadas. Foi projetada uma redução na capacidade anual global de geração das hidroelétricas de 1,7-1,9% (2020s), 1,2-3,6% (2050s) e 0,4-6,1% (2080s). Já as reduções máximas mensais seriam de 8,9-9,2% (2020s), 9,6-17% (2050s) e 8,3-24% (2080s), com 5-22% das usinas experimentando reduções mensais máximas maiores que 30% da capacidade de geração (Vliet, van *et al.*, 2016).

Em estudo realizado no âmbito do projeto “Brasil 2040 – Alternativas de Adaptação às Mudanças Climáticas”, foram simulados os impactos dos cenários de mudanças climáticas RCP4.5 e RCP 8.5 na geração de energia no Brasil para o horizonte de 2040 com base nos Modelos Climáticos Globais HadGEM e MIROC, com regionalização pelo ETA10. Os resultados apontam uma tendência de queda na vazão média na maior parte das bacias hidrográficas para os dois modelos globais. Destacam uma descontinuidade nas vazões projetadas em comparação com as vazões históricas. Apresentam a título de exemplo a comparação das vazões em Furnas, Sobradinho, Itaipú e Tucuruí. As projeções das vazões do HadGEM para o cenário RCP8.5

¹¹ Estudo realizado para 24.515 hidroelétricas em todos os continentes, com informações de *World Electric Power Plants Database* em 2013. Foram projetados os efeitos das alterações no clima com base em cinco modelos gerais de circulação (GCM) para dois cenários de concentração de gases de efeito estufa na atmosfera (Caminhos Representativos de Emissões: RCP2.6 e RCP 8.5) para o período de 1971 a 2099.

apresentam quedas de 38% a 57%, enquanto do MIROC são de 12% a 32%, ambos em relação à média histórica (Schaeffer *et al.*, 2015).

Quedas sensíveis nas vazões médias podem afetar negativamente a operação do sistema interligado. O cenário RCP8.5¹² projetado pelo modelo HadGEM (impacto mais extremo) mostra uma energia natural afluenta¹³ 30% menor que o valor histórico, elevando o risco de déficit para acima de 90%. Já no modelo MIROC para o cenário RCP 4.5, o risco de déficit fica acima de 10% em média, podendo chegar a 17% em alguns anos. Em ambos os casos, o risco de déficit do subsistema SE/CO seria inaceitável, o que sinaliza para “um sistema desequilibrado estruturalmente” e com custos operacionais muito altos (crescimento variando entre 3,5-16,7 vezes em relação à linha de base). Em ambas projeções, os autores destacam a indisponibilidade da fonte hidroelétrica para atender a demanda. Em um cenário sem políticas de mitigação, a geração adicional para compensar a perda da capacidade hídrica viria de fontes fósseis (Schaeffer *et al.*, 2015).

Em artigo versando sobre o mesmo tema (Queiroz, de *et al.*, 2016), também foram estimadas as variações no potencial de geração das usinas hidroelétricas nas principais bacias hidrográficas brasileiras. Utilizando o cenário de emissões A1B do quarto relatório de avaliação do IPCC (intensidade média de emissões), um único modelo global de circulação (HadCM3) e quatro membros do modelo ETA, encontraram uma tendência de forte redução nas vazões das bacias localizadas nas regiões Norte e Nordeste. Já as regiões Sul e Sudeste apresentaram crescimento nas vazões. A situação se intensifica na segunda metade do século XXI, principalmente nas regiões Norte e Nordeste. A redução nas vazões acarreta em redução na energia assegurada pelo sistema no primeiro período da simulação (1990-2040). No sistema elétrico com a configuração atual, a redução varia entre 11-22% em 2040, 17-30% em 2070 e 10-32% em 2100. Já no sistema futuro (basicamente com mais hidroelétricas), a redução pode variar entre 15-33% em 2040, 16-35% em 2070 e 21-45% em 2100.

Em ambos trabalhos, os cenários climáticos criam dificuldades para a operação do SIN. Apesar das incertezas e limitações das projeções, os resultados nos servem de alerta. Uma expansão da capacidade de geração por fonte hídrica é ao mesmo tempo uma interessante estratégia de redução das emissões, só que sensível às mudanças no ciclo da chuva (tão destacadas nos modelos climáticos até aqui avaliados). Além disso, os resultados apontam para um crescente conflito pelo uso da água. O crescimento urbano e da agricultura irrigada, prioritários para o uso da água, certamente são aspectos que adicionam riscos à operação de hidrelétricas. O planejamento da expansão com base somente em dados históricos aumenta os riscos de não atendimento da demanda futura, já que as projeções apontam para um padrão hidrológico diferente do atual. Mais do que nunca, outras fontes de energia podem ser necessárias para atender a demanda futura. Há, portanto, sinais de que os custos para a operação de um sistema altamente vulnerável podem ser proibitivos, tornando urgente a necessidade de medidas de adaptação.

6.2.2 Geração eólica

De todas as fontes de energia renováveis usadas para geração de eletricidade, a eólica é uma das que tem aumento mais rápido da capacidade instalada e da maturação tecnológica, e atualmente é a segunda mais importante fonte renovável do mundo, atrás somente da hidroelétrica (Bonjean Stanton, Dessai e Paavola, 2016). Apesar de ser um dos pilares da

¹² O cenário RCP8.5 é o mais conservador em termos de políticas climáticas.

¹³ A Energia Natural Afluenta é a energia produzida a partir da vazão dos rios afluentes a um ponto específico de medição.

transição para uma geração de energia com baixo carbono, a energia eólica é sensível a pequenas mudanças no comportamento dos ventos (Carvalho, Rocha e Gómez-Gesteira, 2012; Lucena *et al.*, 2010). Variações nas velocidades médias futuras dos ventos, na distribuição geográfica e na distribuição anual ou interanual afetam o potencial de geração (Pryor e Barthelmie, 2010; Pryor, Schoof e Barthelmie, 2005). Quanto maior a variabilidade anual, maior será a variabilidade de energia injetada na rede, afetando diretamente a rentabilidade da usina, podendo desequilibrar a relação entre oferta e demanda por energia (Carvalho *et al.*, 2017). Com uma vida útil de 20-30 anos, as usinas eólicas atuais e futuras podem estar sob risco de não entregar a energia prometida, caso os cenários climáticos se tornem realidade.

Há uma preocupação mundial sobre como as mudanças climáticas afetarão a oferta de energia eólica no futuro. Os resultados podem variar em função dos modelos, dos cenários de emissões e da região onde foram feitas as avaliações. Em estudo que buscou verificar os impactos das mudanças climáticas na geração eólica europeia, tendências de diminuição significativa dos recursos eólicos, principalmente nas regiões leste e oeste da Europa, foram encontradas (Carvalho *et al.*, 2017). Essas diferenças são mais significativas no final do século e nos cenários de maior concentração de GEE (RCP 8,5), apesar de que cenários mais moderados também apresentaram tendências de queda acentuada no potencial de geração no Leste Europeu (podendo chegar a -30%) e crescimento significativo na região Báltica (+30%). Também foram encontradas variações no padrão de distribuição de ventos pelas estações do ano, com decréscimo no verão e outono, e crescimento durante o inverno na região centro-norte da Europa. A fonte eólica também foi avaliada para o mesmo grupo de cenários CMIP5, só que para a América do Norte (Kulkarni e Huang, 2014) e foram encontrados indícios de diferenças moderadas e pouco significativas no potencial de geração de energia eólica futuro. Já para o território chinês, por outro lado, não foram encontradas diferenças significativas na distribuição geográfica da velocidade dos ventos no final do século XXI, quando comparado com os últimos 35 anos (Chen, Pryor e Li, 2012).

Em estudo para identificar as vulnerabilidades das mudanças climáticas no potencial eólico brasileiro, concluiu-se que há oportunidade para a utilização de energia eólica em partes significativas do território nacional (Lucena *et al.*, 2010). Os resultados indicaram um aumento de três a quatro vezes o potencial de geração eólica para a infraestrutura atual. As projeções indicam crescimento da velocidade média dos ventos nas áreas costeiras e notadamente nas regiões Norte e Nordeste. Segundo os autores, a região costeira se torna mais atrativa por conta do aumento da intensidade dos ventos e da atratividade econômica de sua proximidade dessas regiões dos grandes mercados consumidores, o que diminui os custos e perdas de transmissão. Além disso, há nessas regiões projeções de ventos de alta velocidade que podem aumentar o potencial de aproveitamento dos ventos com turbinas de diferentes desenhos. No entanto, os autores destacam que os resultados refletem somente os cenários utilizados e as hipóteses utilizadas, que carregam incerteza nas projeções, portanto, não podem ser considerados conclusivos. Nesse sentido, permanece o potencial uso da energia eólica como energia sazonalmente complementar às fontes hidráulicas (Lucena *et al.*, 2016).

6.2.3 Geração solar

A geração de energia por fonte solar é altamente promissora, podendo ser utilizada para gerar calor ou energia elétrica. No geral, mudanças no padrão de distribuição de nuvens, umidade, ondas de calor e precipitações extremas tendem a ser os perigos principais que as mudanças climáticas podem oferecer. A vulnerabilidade nesse tipo de geração depende da tecnologia utilizada. As tecnologias mais utilizadas são a de aquecimento térmico, painéis fotovoltaicos e os Sistemas de Energia Solar Concentrados (CSP) (Patt, Pfenninger e Lilliestam, 2013).

As mudanças nas médias climáticas não parecem ter grande influência negativa na geração solar em nenhuma dessas tecnologias (Patt, Pfenninger e Lilliestam, 2013). Aumento das temperaturas médias melhora o desempenho dos módulos solares de aquecimento em locais mais frios, mas podem ter impacto negativo na eficiência dos painéis fotovoltaicos, especialmente nos de cristal de silício, e em Sistemas de Energia Solar Concentrados que utilizam sistema de resfriamento com água. Além disso, os efeitos de nuvens não parecem ser de grande preocupação com as mudanças climáticas.

Em geral, as vulnerabilidades têm relação com a redução da energia gerada, crescente demanda por limpeza dos painéis e espelhos, custos de operação crescentes e danos permanentes à infraestrutura (Patt, Pfenninger e Lilliestam, 2013).

A tecnologia de aquecimento térmico solar tem vulnerabilidade a ondas de frio, já que pode acontecer perda de calor para o ambiente. O preparo desses sistemas faz com que haja redução da eficiência na captação de energia. No entanto, essas reduções são significativas somente para fortes ondas de frio, mais comuns no Hemisfério Norte. Além disso, longos períodos de céu nublado diminuem a quantidade de energia solar que chega aos coletores, reduzindo a energia produzida (Patt, Pfenninger e Lilliestam, 2013).

A tecnologia fotovoltaica tem perda de eficiência em altas temperaturas. Em geral, cada grau Celsius de aumento na temperatura diminui em 0,5% a eficiência na geração. Isso significa que situações com altas temperaturas do ar com alta intensidade de radiação solar podem ter impacto significativo na energia máxima gerada (Skoplaki e Palyvos, 2009), apesar de algumas tecnologias terem melhor desempenho (Makrides *et al.*, 2009). Calor intenso também causa problemas, principalmente em longos períodos de exposição, causando degradação acelerada dos componentes (Kurtz *et al.*, 2011). Por fim, além das reduções na geração por conta de longos tempos nublados, ventos fortes podem ser um problema, pois trazem detritos e poeiras, demandando mais limpezas periódicas dos coletores (Goossens e Kerschaefer, Van, 1999).

Os Sistemas de Energia Solar Concentrados podem ser vulneráveis a ondas de calor. Dependendo da configuração da usina, as eficiências podem cair de 3-9% em ambientes com temperaturas de 30 °C a 50°C. Durante 1% das horas mais quentes, a eficiência pode cair de 6% a 18% na geração (Damerou *et al.*, 2011). Da mesma forma que as outras tecnologias, ventos fortes podem ser um problema, na medida que trazem detritos e poeiras, demandando mais limpezas periódicas dos coletores e espelhos. Nos CSP, que geralmente são construídos em desertos, o vento pode vir associado a tempestades de areia, que levam a fechamento temporário da usina (Patt, Pfenninger e Lilliestam, 2013).

6.2.4 Geração térmica

A temperatura e disponibilidade da água são considerados uma das grandes vulnerabilidades da geração térmica às mudanças climáticas. A geração térmica (nuclear, óleo combustível, carvão, biomassa e geotérmica) depende fortemente da disponibilidade e da temperatura da água para resfriamento. Estudos anteriores mostraram que o aumento da variabilidade climática e da probabilidade de ondas de calor e secas podem ter impactos importantes na disponibilidade de água para resfriamento (Förster e Lilliestam, 2010; Vliet, van *et al.*, 2016). Além disso, as alterações climáticas nos recursos hídricos impactam diretamente na interdependência entre água e energia (Stucki e Sojamo, 2012).

Um estudo (Vliet, van *et al.*, 2016) realizado com 1427 termoeletricas ao redor do mundo (poucas no Brasil), a fim de verificar a projeção futura de perda da capacidade de geração por conta do aumento da temperatura da água e da redução da disponibilidade, indicou que, para

os cenários RCP2.6–8.5 e horizonte 2040-2069, projetou-se uma redução da capacidade utilizável de 81-86%. Eles indicam que apesar de grande parte da superfície terrestre registrar crescimento nas vazões dos principais rios, a maior das termoeletricas estão em áreas com expectativa de queda nas vazões anuais e com forte aumento da temperatura da água. Entre 66%-70% de todas as termoeletricas estudadas experimentaríamos reduções da capacidade utilizável em mais que 30% no ano de 2050. O estudo conclui que opções de adaptação, como o aumento da eficiência das instalações, a substituição dos sistemas de refrigeração e a troca de combustíveis são alternativas eficazes para reduzir essas vulnerabilidades. Finalizam indicando que as transições no setor elétrico, com foco na adaptação e mitigação, são altamente recomendadas para garantir a segurança hídrica e energética nas próximas décadas.

6.2.5 Biomassa

A produção de biomassa para combustíveis líquidos pode ser impactada pelas mudanças do clima (Schaeffer *et al.*, 2012). É importante levar em consideração que todo o comportamento vegetal responde às condições limitantes do clima (Margulis, Dubeux e Marcovitch, 2011). A produtividade dos plantios energéticos (cana, soja, palma, mamona, eucalipto etc.) varia conforme mudanças na disponibilidade de água e na temperatura regional, cujos gatilhos são o aumento da temperatura média e a redução no padrão de precipitação (Harfuch *et al.*, 2015).. Além disso, altas temperaturas também podem influenciar negativamente a eficiência da fotossíntese de algumas espécies de plantas¹⁴, podendo anular os efeitos positivos de uma concentração maior de CO₂ na atmosfera causa no mecanismo de fotossíntese (Margulis, Dubeux e Marcovitch, 2011; Pinto e Assad, 2008). Por outro lado, pode reduzir a ocorrência de geadas, abrindo possibilidade de áreas hoje restritivas para culturas tropicais.

De um modo geral, os principais estudos já realizados no Brasil apontam reduções das áreas com baixo risco de produção das principais culturas agrícolas no Brasil (Harfuch *et al.*, 2015; Margulis, Dubeux e Marcovitch, 2011). Dentre as culturas energéticas, os trabalhos indicam queda das áreas baixo risco em todas as regiões do Brasil, ou seja, projetam que grande parte das áreas de soja podem ser impactadas pelas alterações climáticas, principalmente na região Sul e nos estados de Mato Grosso do Sul e Bahia. Uma das simulações indica a perda líquida de área com baixo risco climático da ordem de 2 milhões de ha até 2040 (Harfuch *et al.*, 2015). Por outro lado, apesar do aumento das áreas de alto risco climático no estado de São Paulo, há ganho líquido de áreas com baixo risco climático para a cana-de-açúcar, principalmente na região Sul (Harfuch *et al.*, 2015). Mesmo assim o impacto socioeconômico pode ser relevante, já que a viabilidade econômica do processamento da cana-de-açúcar em etanol e açúcar depende da proximidade geográfica do plantio e usinas/destilarias. Assim, é possível indicar uma potencial vulnerabilidade no fornecimento de matéria-prima para a produção de biocombustíveis líquidos, principalmente no caso do biodiesel.

6.3 Conclusão

¹⁴ “A taxa de fotossíntese, na maioria dos vegetais, tende a se reduzir gradualmente, a partir de temperaturas entre 22º e 24ºC, até 40ºC, quando é interrompida. Por causa disso, ondas de calor que geram temperaturas do ar acima de 32º C, durante três ou quatro dias consecutivos, acabam sendo altamente danosas às culturas agrícolas. Se esses índices térmicos ocorrem na fase de florescimento das plantas, as flores morrem ou abortam. Assim, o aumento da temperatura global pode induzir o aumento das ondas de calor, e a consequente perda severa de produtividade das culturas sensíveis a altas temperaturas” (Margulis, Dubeux e Marcovitch, 2011).

Em seu último Relatório de Avaliação (AR5), o Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas indica que as alterações no clima global já estão acontecendo. As atuais metas voluntárias já anunciadas pelos países (INDCs) não parecem suficientes para limitar a temperatura global nos níveis estabelecidos no Acordo de Paris (2,0°C acima dos níveis pré-industriais) até 2030. Segundo Climate Action Tracker, os esforços até agora anunciados seriam responsáveis por limitar a temperatura em 2,8°C até 2100 (2,6-4,5°C). Nesse sentido, alterações climáticas parecem inevitáveis. Simulações realizadas por pesquisadores do INPE indicam ocorrência de temperaturas máximas nas regiões Norte, Nordeste e Sudeste do Brasil até o final do século XXI. As médias máximas de aquecimento no final do século podem variar de 2°C a 8°C em função das regiões. Já as precipitações tiveram tendências positivas ou negativas, dependendo da região, com as maiores reduções de chuva projetadas para as regiões Centro-Oeste e Sudeste durante o verão.

O uso de fontes renováveis para geração de energia (hidroeletricidade, eólica, solar e biomassa) é uma das principais estratégias de mitigação de GEE, mas são sensíveis a mudanças no padrão climático. A geração hidroelétrica depende da disponibilidade de recursos hídricos. Alterações nas características físicas (uso do solo) e climáticas (padrão de chuvas) das bacias hidrográficas mudam a vazão dos rios, o que influencia no potencial de geração. Ao ser projetada para um comportamento específico do rio, com base em seu histórico, há possibilidade de que mudanças nos padrões de chuva penalizem a capacidade das hidrelétricas de produzir energia. Apesar dos reservatórios servirem para a regulação da vazão dos rios, o que aumenta a confiabilidade em bacias com expectativa de maior variabilidade nas chuvas, as hidroelétricas com menores reservatórios, como as PCH, tendem a ser mais vulneráveis a prolongados períodos de secas.

Em âmbito mundial, os resultados de uma modelagem aplicada a 78% da capacidade instalada das hidroelétricas indicaram consistente crescimento da vazão disponível dos rios nas regiões de alta latitude da América do Norte e Ásia e em partes tropicais da África e Ásia para os anos 2050 em todos os cenários. Já os resultados do estudo “Brasil 2040 – Alternativas de Adaptação às Mudanças Climáticas” apontam uma tendência de queda de 12% a 57% em relação a vazão média histórica na maior parte das bacias hidrográficas brasileiras para os dois modelos globais. Concluem que isso acarreta em um risco inaceitável de déficit do subsistema SE/CO, o que sinaliza para “um sistema desequilibrado estruturalmente” e com custos operacionais muito altos (crescimento variando entre 3,5-16,7 vezes em relação à linha de base).

A energia eólica é um dos pilares da transição para uma economia com baixo carbono, mas também é sensível a mudanças no comportamento dos ventos. Variações nas velocidades médias futuras dos ventos, na distribuição geográfica e na distribuição anual ou interanual afetam o potencial de geração. Projeções climáticas indicam crescimento da velocidade média dos ventos nas áreas costeiras, notadamente nas regiões Norte e Nordeste. Concluem que há oportunidade para a utilização de energia eólica em partes significativas do território nacional graças ao aumento de três a quatro vezes o potencial de geração eólica para a infraestrutura atual. A região costeira pode se tornar mais atrativa também por conta da proximidade dos grandes mercados consumidores, o que diminui os custos e perdas de transmissão.

As mudanças nas médias climáticas não parecem ter grande influência negativa na geração solar em nenhuma das tecnologias mais disseminadas. Aumento das temperaturas médias melhora o desempenho dos módulos solares de aquecimento em locais mais frios, mas podem ter impacto negativo na eficiência dos painéis fotovoltaicos, especialmente nos de cristal de silício, e em Sistemas de Energia Solar Concentrados que utilizam sistema de resfriamento com água. Em geral, as vulnerabilidades têm relação com a redução da energia gerada, crescente demanda por limpeza dos painéis e espelhos, custos de operação crescentes e danos permanentes à infraestrutura. Já a produção de biomassa para combustíveis líquidos pode ser impactada pelas

mudanças do clima. A produtividade dos plantios energéticos (cana, soja, palma, mamona, eucalipto etc.) varia conforme mudanças na disponibilidade de água e na temperatura regional, cujos gatilhos são o aumento da temperatura média e a redução no padrão de precipitação. Altas temperaturas também podem influenciar negativamente a eficiência da fotossíntese de algumas espécies de plantas. De maneira geral, estudos apontam queda das áreas de baixo risco para culturas energéticas em todas as regiões do Brasil, ou seja, projetam que grande parte das áreas de soja podem ser impactadas pelas alterações climáticas, principalmente na região Sul e nos estados de Mato Grosso do Sul e Bahia. Por outro lado, apesar do aumento das áreas de alto risco climático para a cana-de-açúcar no estado de São Paulo, há ganho líquido de áreas com baixo risco climático, predominantemente na região Sul.

Os resultados dos estudos realizados até agora servem de alerta. Um sistema futuro com grande penetração de hidroeletricidade, energia eólica, energia solar e biomassa precisa ter um correto dimensionamento dos seus riscos de atender a demanda sob condições climáticas diferentes das médias históricas. A alteração no clima futuro pode reduzir a capacidade para o qual os sistemas foram projetados. A inércia dos investimentos em infraestrutura energética e a sua longa vida útil justificam que medidas de adaptação sejam consideradas imediatamente no planejamento. Há riscos que precisam ser melhores investigados, como no caso das regiões Centro-oeste e Sudeste, que tem projeções de redução significativa das chuvas. O desenvolvimento socioeconômico e o aumento da demanda por água para outros usos prioritários poderiam ampliar ainda mais as restrições de água doce para essas usinas. O aumento dos riscos climáticos para as culturas energéticas pode intensificar as disputas por áreas de plantio. Uma abordagem integrada de todos os sistemas energéticos e do uso múltiplo dos recursos permitiria projeções mais realistas da futura geração de energia com base renovável.

Capítulo 7 – Conclusões, Limitações e Recomendações

Por William Wills

Este relatório é fruto de um trabalho de cerca de 14 meses que envolveu diferentes profissionais em suas diversas fases: concepção do projeto, entrevistas, definição dos cenários macroeconômicos de referência, diagnóstico da indústria brasileira, projeção da demanda e da oferta de energia elétrica em cada cenário e análise das implicações macroeconômicas e sociais da implementação de um setor elétrico de emissões zero até 2050. Dessa forma, as conclusões aqui apresentadas buscam consolidar e alinhar os principais achados de cada uma dessas fases.

Já durante a fase de concepção do projeto, foi identificada a necessidade de se entender melhor qual seria o papel da indústria brasileira na saída da crise econômica que se iniciou em 2014. Seria pertinente testar cenários contrastados: em um deles a indústria brasileira recuperaria certa competitividade internacional e voltaria a investir em nova capacidade instalada após voltar a ocupar a capacidade que ficou ociosa durante a crise; já no outro, seria simulado um cenário mais pessimista, em que haveria uma desindustrialização do Brasil no horizonte estudado – esses dois possíveis cenários teriam um impacto direto na demanda de energia elétrica do país, e, portanto, seriam de grande pertinência para o estudo.

Para validar esses cenários, foram feitas dez entrevistas com especialistas, em que foram abordadas questões desde o potencial de crescimento do resto do mundo e o papel do Brasil no comércio internacional, até as causas para a baixa produtividade da mão de obra brasileira, o alto “Custo Brasil” e o papel das energias renováveis no longo prazo.

Na fase de entrevistas, ficou claro que o potencial de crescimento do Brasil no longo prazo parece ser bem menor do que se pensava há alguns anos atrás. A produtividade brasileira está estagnada desde a década de 1980, e o nosso sistema educacional de base ainda está muito atrás daquele oferecido pelos países que são nossos principais concorrentes, indicando que provavelmente já teríamos um avanço limitado da produtividade até o final do horizonte estudado, 2050. Além disso, a rápida transição demográfica que estamos vivendo não ajuda, pois a população total do país começa a diminuir a partir do começo da década de 2040, e a população em idade economicamente ativa começa a reduzir já em meados da década de 2030.

Ficou claro que, assim como em outros países que avançaram na corrida pelo desenvolvimento, dificilmente a indústria brasileira voltaria a ter a importância do passado, tendo a sua participação no PIB reduzida mesmo no cenário de referência otimista. A exceção poderia ficar por conta de alguns setores específicos, com grandes vantagens comparativas e competitivas, como a agropecuária, e foi também apontado um potencial interessante para a biotecnologia no Brasil, cujas vantagens comparativas são enormes, mas que precisam se manifestar em vantagens competitivas.

Em termos de crescimento do PIB no período 2015-2050, foi utilizado como ponto de partida os cenários de longo prazo do Itaú e da LCA Consultores para a proposição dos cenários de referência A1 e B1 deste estudo. De forma a criar um espectro mais amplo de análise para o presente estudo, foi então definido que o cenário A1 seria mais otimista e que o cenário B1 seria um cenário mais pessimista que os cenários do Itaú e LCA. No cenário A1, o Brasil buscaria implementar as principais reformas necessárias para redução do “Custo Brasil” (reformas política, tributária, trabalhista, da previdência etc.), aumentando a atratividade para novos investimentos e a recuperação da competitividade da indústria nacional. Já no cenário B1, o Brasil continuaria dividido, em um grande impasse, sem que as necessárias reformas fossem implementadas, o “Custo Brasil” permaneceria elevado, reduzindo ainda mais a atratividade do

país para novos investimentos. Em grandes números, o cenário A1 apresentou uma taxa média de crescimento de 2,3% ao ano entre 2015 e 2050, e o cenário B1 apresentou uma taxa de 1,6% ao ano no mesmo período.

Após a definição do crescimento econômico dos cenários de referência, o passo seguinte foi projetar a demanda por energia elétrica – bastante dependente da participação da indústria na economia brasileira – e a oferta de energia. Nos cenários de referência A1 e B1, buscou-se projetar uma matriz elétrica similar àquelas que vêm sendo apresentadas pela EPE em suas projeções de longo prazo. Em seguida foram projetadas as matrizes elétricas dos cenários carbono zero (A2 e B2). Para garantir que os sistemas elétricos propostos atenderiam quesitos como confiabilidade e segurança energética, a EPE se prontificou a calcular qual seria a potência instalada complementar em cada um dos cenários para garantir a viabilidade do sistema e a sua operação, respeitadas as condições de atendimento ao consumo de energia elétrica, com base nos critérios de garantia estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), visando garantir a segurança da operação energética do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Apesar do setor elétrico brasileiro já possuir elevada participação de energias renováveis, foi concluído que é possível substituir as fontes fósseis por renováveis nos cenários estudados, desde que seja instalada certa potência complementar, que não passou de 10% da capacidade total instalada em nenhum dos cenários. É importante ressaltar, novamente, que a colaboração entre o Instituto Escolhas e a EPE foi fundamental para garantir a segurança energética, em todos os cenários.

O custo da transição não foi significativo nos cenários estudados. Os impactos percebidos sobre o PIB e a renda das famílias pode ser considerado marginal. Em nenhum dos cenários o PIB no final do período caiu mais do que 0,2% em relação ao cenário de referência. O mesmo acontece para a renda das famílias, com um impacto menor do que 0,5% em 2050. Por outro lado, o efeito sobre as emissões de GEE do setor elétrico foi significativo, com redução de 58,5 MtCO₂e em 2050 no cenário A2, redução esta equivalente às emissões totais brasileiras de CO₂e do setor de resíduos em 2010 ou às emissões de CO₂ provenientes da queima de gasolina em toda a frota nacional em 2010, segundo a Terceira Comunicação Nacional à UNFCCC.

Nos cenários “Setor Elétrico Carbono Zero”, o impacto sobre o preço da eletricidade foi de 7,2% de aumento em A2 e de 14,2% em B2 até 2050, e a redução da demanda por eletricidade foi menor que 2,4% em todas as classes de renda, em todos os cenários (baixa elasticidade). Esse aumento de preços, mesmo no cenário B2 (aumento de 14,2%), pode ser considerado pequeno, já que seria distribuído em 35 anos (entre 2015 e 2050, período da simulação), e o consumidor teria bastante tempo para se adaptar a essa nova realidade, seja dando preferência a equipamentos de uso final mais eficiente, seja mudando seus padrões de consumo e reduzindo desperdícios. Como base de comparação, o preço médio da eletricidade aumentou 60% em apenas 12 meses, entre março de 2014 e fevereiro de 2015, segundo dados do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA/IBGE, 2015)¹⁵.

É importante ressaltar que o mesmo investimento adicional, de cerca de 140 bilhões de reais no cenário A2 e de 87 bilhões de reais no cenário B2, aplicado em outros setores da economia brasileira, poderia reduzir as emissões de GEE em um nível mais elevado. Entretanto, como o objetivo brasileiro (NDC) é de descarbonizar a economia na segunda metade do século XXI, zerar as emissões do setor elétrico será um dos desafios e irá requerer um planejamento cuidadoso, já que os investimentos em energia demandam uma longa fase de planejamento, demoram para

¹⁵ Segundo a Agência Brasil, disponível em: <http://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2015-04/custo-da-energia-eletrica-aumenta-60-em-12-meses> Segundo a Agência Brasil, disponível em: <http://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2015-04/custo-da-energia-eletrica-aumenta-60-em-12-meses>

serem feitos e são projetados para obras e projetos que devem durar por muitas décadas. Assim, o planejamento do setor elétrico precisa desde logo incorporar medidas para atender aos compromissos assumidos pelo Brasil no Acordo de Paris e para lidar com o problema das mudanças climáticas que deverão se intensificar nos próximos anos.

Algumas das incertezas e limitações do estudo devem ser apontadas para que estudos desse tipo no futuro possam ser aperfeiçoados, tanto em termos de premissas e diferentes análises de sensibilidade, quanto em termos de modelagem econômica e energética. Dentre elas, podemos destacar:

- (i) Incertezas quanto ao preço do petróleo, gás natural e seus derivados no futuro, que pode alterar a competitividade das fontes renováveis. Caso o preço do petróleo e seus derivados seja mais alto do que o previsto em 2050, os benefícios de um “setor elétrico de emissões zero” seriam maiores que os indicados aqui, em caso de termos um cenário com menores preços para o petróleo e seus derivados poderia causar um maior impacto negativo na economia. Análises de sensibilidade poderiam auxiliar nesse ponto;
- (ii) Incertezas quanto à trajetória de custo das diferentes fontes renováveis até 2050, que afetaria diretamente o montante de investimentos adicionais e poderia causar um impacto maior ou menor sobre a economia brasileira. Um cenário de custos mais baixos das novas tecnologias poderia implicar em um ganho nos indicadores macroeconômicos e sociais no Brasil. Novamente, análises de sensibilidade seriam oportunas para entendermos melhor quanto essas incertezas poderiam afetar o resultado final do estudo;
- (iii) As incertezas quanto ao local de fabricação das partes de maior valor agregado das novas fontes renováveis – podem ser esperadas consequências diferentes para a economia brasileira caso sejam importados os painéis solares já montados, caso sejam importadas as partes de maior valor agregado ou caso o Brasil produza todos os componentes necessários em seu próprio território. Neste estudo, foi considerado que o Brasil importaria as partes de maior valor agregado e montaria os painéis aqui, de forma parecida com o que acontece hoje com os geradores eólicos, o que pode ser considerado um caso intermediário. Uma análise de sensibilidade seria importante para entendermos de forma mais precisa o impacto dessa questão sobre os resultados finais;
- (iv) O número limitado de setores produtivos no modelo IMACLIM-R BR (16 setores) e uma maior desagregação permitiria entender em mais detalhes as consequências sobre setores específicos. Devido à natureza híbrida do modelo e à sua complexidade, o número de setores deve ser mantido baixo. De qualquer modo, para a presente desagregação é suficiente para se entender os impactos macroeconômicos e sociais, objetivo principal do estudo. Para análises setoriais mais detalhadas, seria indicado termos uma maior desagregação. No futuro, uma versão com maior desagregação poderia ser desenvolvida, caso tenhamos disponibilidade de dados e avanços na questão computacional;
- (v) A incerteza quanto às elasticidades-renda e elasticidades-preço das diferentes classes de renda no Brasil até 2050, que impacta diretamente no comportamento das famílias ao se depararem com um preço mais elevado da eletricidade. Não há hoje uma metodologia capaz de prever, com precisão, as elasticidades renda e preço no longo prazo. Dessa forma, devido às enormes incertezas que dizem respeito ao

- padrão de consumo por classe de renda que será observado daqui a várias décadas, a única forma de se tratar essa questão seria através de análises de sensibilidade; e
- (vi) A utilização de um modelo de otimização de energia conjugado com um modelo de operação do sistema energético seria indicada, de forma a possibilitar diferentes propostas para o setor elétrico, garantindo a operação do sistema sob diversas condições climáticas e de diferentes propostas de expansão do sistema sob a hipótese de emissões zero, de forma a se verificar aquela mais adequada. Essa etapa foi em parte desenvolvida pela EPE, que calculou, para cada cenário proposto, a capacidade instalada complementar, de modo a garantir a viabilidade e a capacidade de se operar o sistema com um nível de risco semelhante ao observado hoje, mas é importante ressaltar que a expansão do sistema não foi otimizada em nenhum dos cenários.

O uso de fontes renováveis para geração de energia (hidroeletricidade, eólica, solar e biomassa) é uma das principais estratégias de mitigação de GEE, mas são sensíveis a mudanças no padrão climático. Os diversos artigos, estudos e planos de adaptação que estimam os riscos advindos das mudanças climáticas para a geração de energia ainda trazem muitas incertezas, mas parece haver um consenso de que a energia eólica no Brasil seria potencialmente beneficiada. Além disso, a EPE, ao apontar a necessidade de potência complementar, já leva em consideração potenciais mudanças nos padrões climáticos, reforçando a viabilidade dos cenários propostos.

A conclusão principal deste estudo é que seria possível introduzir um sistema elétrico de emissões zero no longo prazo sem prejudicar o crescimento econômico do país, sem diminuir a renda da população e sem provocar um aumento da desigualdade social. Ao contrário, as maiores participações de fontes como o bagaço e a biomassa florestal tendem a criar empregos de baixa renda no campo e, assim, aumentar a renda das populações mais pobres.

Referências Bibliográficas

BARBOSA FILHO, F. e PESSÔA, S.A.. Texto para Discussão Nº 35. Pessoal Ocupado e Jornada de Trabalho: Uma Releitura da Evolução da Produtividade no Brasil Nota Técnica do IBRE/FGV, 2013.

BONJEAN STANTON, M. C.; DESSAI, S.; PAAVOLA, J. A systematic review of the impacts of climate variability and change on electricity systems in Europe. *Energy*, v. 109, p. 1148–1159, 2016.

CARVALHO, D. et al. Potential impacts of climate change on European wind energy resource under the CMIP5 future climate projections. *Renewable Energy*, v. 101, p. 29–40, 2017.

CARVALHO, D.; ROCHA, A.; GÓMEZ-GESTEIRA, M. Ocean surface wind simulation forced by different reanalyses: Comparison with observed data along the Iberian Peninsula coast. *Ocean Modelling*, v. 56, p. 31–42, 2012.

CGEE (Centro de Gestão e Estudos Estratégicos). Dimensões estratégicas do desenvolvimento brasileiro: As mudanças mundiais em curso e seus impactos sobre as perspectivas de desenvolvimento do Brasil. – Brasília, DF : Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, 2013a.

CGEE (Centro de Gestão e Estudos Estratégicos). Dimensões estratégicas do desenvolvimento brasileiro: as fronteiras do conhecimento e da inovação: oportunidades, restrições e alternativas estratégicas para o Brasil. – Brasília, DF : Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, 2013b.

CGEE (Centro de Gestão e Estudos Estratégicos). Dimensões estratégicas do desenvolvimento brasileiro: Brasil, América Latina e África: convergências geopolíticas e estratégias de integração– Brasília, DF : Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, 2013c.

CHEN, L.; PRYOR, S. C.; LI, D. Assessing the performance of Intergovernmental Panel on Climate Change AR5 climate models in simulating and projecting wind speeds over China. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, v. 117, n. D24, p. n/a-n/a, 27 dez. 2012.

CHOU, S. C. et al. Evaluation of the Eta Simulations Nested in Three Global Climate Models. *American Journal of Climate Change*, v. 3, n. 5, p. 438, 2014.

CLIMATE ACTION TRACKER. Disponível em: <<http://climateactiontracker.org/>>. Acesso em: 9 fev. 2017.

CNI (Confederação Nacional da Indústria). Indicadores Industriais. Confederação Nacional da Indústria. Brasília, 2016. Disponível em: <http://www.portaldaindustria.com.br/estatisticas/indicadores-industriais/>

DAMERAU, K. et al. Costs of reducing water use of concentrating solar power to sustainable levels: Scenarios for North Africa. *Energy Policy*, v. 39, n. 7, p. 4391–4398, 2011.

DE QUEIROZ, A. R., MARANGON LIMA, L. M., MARANGON LIMA, J. W., Da SILVA, B. C. & SCIANNI, L. A. Climate change impacts in the energy supply of the Brazilian hydro-dominant power system. *Renew. Energy* 99, 379–389, 2016.

DOWLING, P. The impact of climate change on the European energy system. *Energy Policy*, v. 60, p. 406–417, 2013.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). *Cenário Econômico 2050*. Nota Técnica DEA XX/15. Rio de Janeiro, 2015.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). *Demanda de Energia 2050*. Nota Técnica DEA 13/15. Rio de Janeiro, 2016a.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). *O Compromisso do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas: Produção e Uso de Energia*. Rio de Janeiro, 2016b.

FÖRSTER, H.; LILLIESTAM, J. Modeling thermoelectric power generation in view of climate change. *Regional Environmental Change*, v. 10, n. 4, p. 327–338, 12 dez. 2010.

GOOSSENS, D.; KERSCHAEVER, E. VAN. Aeolian dust deposition on photovoltaic solar cells: the effects of wind velocity and airborne dust concentration on cell performance. *Solar Energy*, v. 66, n. 4, p. 277–289, 1999.

GREENPEACE. *“Revolução Energética - Rumo a Um Brasil Com 100% de Energias Limpas E Renováveis.”*. São Paulo, 2016.

HARFUCH, L. et al. *Adaptação às mudanças climáticas no Brasil: impactos sobre a agricultura brasileira*. São Paulo: [s.n.]. 2015. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/images/arquivo/80182/Agricultura - Produto 8 final.pdf>>.

HEARD, B.P., BROOK, B.W., WIGLEY, T.M.L., BRADSHAW, C.J.A.. Burden of proof: A comprehensive review of the feasibility of 100% renewable-electricity systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 76, p 1122–1133, 2017.

IBGE (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística). *Projeção da população do Brasil e das Unidades da Federação, 2016*. Acesso em março de 2016. Disponível em <http://www.ibge.gov.br/apps/populacao/projecao/>.

IEA (International Energy Agency). *World Energy Outlook 2015*. International Energy Agency. Paris, France, 2015.

IPCC. *Summary for Policymakers*. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press, 2013.

IPCC. *Summary for Policymakers*. In: *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Cambridge University Press, 2013.

IPEA. *A Década Inclusiva (2001-2011): Desigualdade, Pobreza e Políticas de Renda*. Brasília, 2012.

IPEA. *Produtividade no Brasil. Desempenho e Determinantes. Volume 1 - Desempenho*. Brasília, 2014a.

IPEA. Produtividade no Brasil. Desempenho e Determinantes. Volume 2 - Determinantes. Brasília, 2014b.

KULKARNI, S.; HUANG, H.-P. Changes in Surface Wind Speed over North America from CMIP5 Model Projections and Implications for Wind Energy. *Advances in Meteorology*, v. 2014, p. 1–10, 2014.

KURTZ, S. et al. Evaluation of high-temperature exposure of photovoltaic modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, v. 19, n. 8, p. 954–965, dez. 2011.

LA ROVERE, E. L.; GROTTERA, C.; GESTEIRA, C. M.; WILLS, W.. Pathways for a low carbon economy in Brazil. In: Liz-Rejane Issberner; Philippe Léna. (Org.). *Brazil in the Anthropocene*. 1ed. Nova Yorque: Routledge, 2017, v. 1, p. 242-266.

LA ROVERE, E. L.; WILLS, W.; PEREIRA JR, A. O.; DUBEUX, C. B. S; CUNHA, S. H. F.; OLIVEIRA, B. C. P.; MOREIRA, M.M.R.; WATANABE, S; LOUREIRO, S. M.; MOREIRA, L.S.S.C.; GROTTERA, C.; HARFUCH, L.; WEISS, M.; SANTOS, L. A. S.; CARVALHO, P.T.; KISHINAMI, R.; ZVEIBIL, V.; SANTOS, L.; KIMURA, W.; SANTOS, T.; TONI, A.; BACHION, L. C.; LIMA, R.; ZAMBIANCO, W.; NASSAR, A.; WALTER, M. K. C; MARCONDES, S.; ELY, R. N.; LEFREVE, J.; OLIVEIRA, L. D. B.; e ZICARELLI, I.; *Implicações Econômicas e Sociais de Cenários de Mitigação de Gases de Efeito Estufa no Brasil até 2030: Projeto IES-Brasil, Forum Brasileiro de Mudanças Climáticas – FBMC. COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2016a.*

LA ROVERE, E. L.; WILLS, W.; DUBEUX, C. B. S; PEREIRA JR, A. O., et al .; *Implicações Econômicas e Sociais de Cenários de Mitigação de Gases de Efeito Estufa no Brasil até 2050: Projeto IES-Brasil, CentroClima/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2016b.*

LEFÈVRE, J.. “Hybridization Challenges in Energy-Economy Integrated Models and Representation of the Low Carbon Transition An Application to the Brazilian Case.” Paris Saclay, 2016.

LEHNER, B.; CZISCH, G.; VASSOLO, S. The impact of global change on the hydropower potential of Europe: a model-based analysis. *Energy Policy*, v. 33, n. 7, p. 839–855, 2005.

LUCENA, A. F. P. DE et al. The vulnerability of wind power to climate change in Brazil. *Renewable Energy*, v. 35, n. 5, p. 904–912, 2010.

LUCENA, A. F. P. et al. Climate policy scenarios in Brazil: A multi-model comparison for energy. *Energy Economics*, v. 56, p. 564–574, 2016.

MAKRIDES, G. et al. Temperature behaviour of different photovoltaic systems installed in Cyprus and Germany. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 93, n. 6, p. 1095–1099, 2009.

MARENGO, J. A. et al. Climate change in central and South America: recent trends, future projections, and impacts on regional agriculture. 2014.

MARGULIS, S., DUBEUX, C. B. S. & Marcovitch, J. *Economia da mudança do clima no Brasil: custos e oportunidades.* (Synergia, 2011).

MARZANO, F.M.. *Políticas de inovação no Brasil e nos Estados Unidos: a busca da competitividade – oportunidades para a ação diplomática.* Ministério das Relações Exteriores – Brasília : Fundação Alexandre de Gusmão, 2011.

MCTIC. Contribuição do Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações para a elaboração da estratégia de implementação da Contribuição Nacionalmente Determinada do Brasil ao Acordo de Paris. Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovação e Comunicação. Brasília, 2017.

MENDES, M.. A Desigualdade de renda parou de cair? Brasil, Economia e Governo. Disponível em: <http://www.brasil-economia-governo.org.br/2013/10/16/a-desigualdade-de-renda-parou-de-cair-parte-i/>

MENEZES FILHO, N.A., CAMPOS, G.S., KOMATSU, B.K.. 2015. A Evolução da Produtividade no Brasil. INSPER. Policy Paper Nº 12, 2015.

MMA (Ministério de Meio Ambiente). Documento-Base Para Subsidiar Os Diálogos Estruturados Sobre A Elaboração De Uma Estratégia De Implementação E Financiamento Da Contribuição Nacionalmente Determinada Do Brasil Ao Acordo De Paris. Ministério de Meio Ambiente, Brasília, 2016.

MMA (Ministério de Meio Ambiente). Plano Nacional de Adaptação Brasília Ministério do Meio Ambiente, , 2016.

MUKHEIBIR, P. Potential consequences of projected climate change impacts on hydroelectricity generation. *Climatic Change*, v. 121, n. 1, p. 67–78, 3 nov. 2013.

OCDE (Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico). GDP long-term forecast indicator, 2016. doi: 10.1787/d927bc18-en

PATT, A.; PFENNINGER, S.; LILLIESTAM, J. Vulnerability of solar energy infrastructure and output to climate change. *Climatic Change*, v. 121, n. 1, p. 93–102, 7 nov. 2013.

PBMC (Painel Brasileiro de Mudanças Climáticas). Base científica das mudanças climáticas. Contribuição do Grupo de Trabalho 1 do Painel Brasileiro de Mudanças Climáticas ao Primeiro Ambrizzi, T. e Araújo, M. (Eds.). Relatório da Avaliação Nacional sobre Mudanças Climáticas COPPE - Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2014.

PINTO, H. S.; ASSAD, E. D. Aquecimento global e cenários futuros da agricultura brasileira. Campinas: Embrapa / Unicamp, 2008.

PRYOR, S. C.; BARTHELMIE, R. J. Climate change impacts on wind energy: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 14, n. 1, p. 430–437, 2010.

PRYOR, S.; SCHOOF, J.; BARTHELMIE, R. Climate change impacts on wind speeds and wind energy density in northern Europe: empirical downscaling of multiple AOGCMs. *Climate Research*, v. 29, p. 183–198, 2005.

PWC (PricewaterhouseCoopers). The World in 2050. Will the shift in global economic power continue? United Kingdom, 2015. Available at: <http://www.pwc.com/gx/en/issues/the-economy/assets/world-in-2050-february-2015.pdf>

QUEIROZ, A. R. DE et al. Climate change impacts in the energy supply of the Brazilian hydro-dominant power system. *Renewable Energy*, v. 99, p. 379–389, 2016.

ROGELJ, J. et al. Paris Agreement climate proposals need a boost to keep warming well below 2 °C. *Nature*, v. 534, n. 7609, p. 631–639, 29 jun. 2016.

SCHAEFFER, R. et al. Energy sector vulnerability to climate change: A review. *Energy*, v. 38, n. 1, p. 1–12, 2012.

SCHAEFFER, R. et al. Adaptação às mudanças climáticas no Brasil: cenários e alternativas - Cenergia. Rio de Janeiro, 2015.

SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. *Solar Energy*, v. 83, n. 5, p. 614–624, 2009.

SOARES, S.S.D.. O ritmo de queda da desigualdade no Brasil é aceitável? *Revista de Economia Política*, vol. 30, no 3 (119), pp. 364-380, 2010.

STOCKER, T. F. et al.. *Climate Change 2013 – The Physical Science Basis: Working Group I Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge: Cambridge University Press, 2014.

STUCKI, V.; SOJAMO, S. Nouns and Numbers of the Water–Energy–Security Nexus in Central Asia. *International Journal of Water Resources Development*, v. 28, n. 3, p. 399–418, set. 2012.

VLIET, M. T. H. VAN et al. Power-generation system vulnerability and adaptation to changes in climate and water resources. *Nature Climate Change*, v. 6, n. 4, p. 375–380, 4 jan. 2016.

WILLS, W., GROTTERA, C., LEFEVRE, J. (2015). Cenários Econômicos e Sociais. In: LA ROVERE, E. L. et al. – *Implicações Econômicas e Sociais de Cenários de Mitigação de Gases de Efeito Estufa no Brasil até 2030: Projeto IES Brasil, Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas – FBMC*. COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2016.

WILLS, W., LEFEVRE, J.. (2016). Implicações Econômicas e Sociais do Cenário de Plano Governamental – 2050. In: LA ROVERE, E. L. et al. – *Emissão de Gases de Efeito Estufa – 2050. Implicações Econômicas e Sociais do Cenário de Plano Governamental: Projeto IES-Brasil – 2050*. COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2017.

WILLS, W.; LEFEVRE, J.. The impact of a carbon tax over the Brazilian economy in 2030 - IMACLIM: the hybrid CGE model approach. In: *ISEE 2012 Conference - Ecological Economics and Rio+20: Challenges and Contributions for a Green Economy*, 2012, Rio de Janeiro. *Greening the Economy - Measuring green growth*, 2012.

WILLS, W. Modelagem dos Efeitos de Longo Prazo de Políticas de Mitigação de Emissão de Gases de Efeito Estufa na Economia do Brasil. Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, para obtenção do título de Doutor em Ciências do Planejamento Energético. Rio de Janeiro, 2013.

ANEXO I - O MODELO IMACLIM-R BR

O modelo IMACLIM-R BR é um modelo de equilíbrio geral computável híbrido (CGE) projetado para analisar os efeitos macroeconômicos de políticas climáticas no médio e longo prazo, seja uma taxa de carbono ou um mercado de cotas de emissão de GEE, em uma estrutura de contabilidade casada em que os fluxos em valores monetários e físicos (com um foco especial no balanço energético) estão em equilíbrio.

O modelo IMACLIM-R BR utiliza informações *top-down*, como faz tradicionalmente um modelo CGE, e informações setoriais ou *bottom-up*. Essa abordagem combina dados de setores específicos da economia, como diferentes possibilidades tecnológicas para geração e uso de energia, ou processos produtivos (assim como seus custos, curvas de aprendizado, índices de penetração etc.) com informações acerca da estrutura da economia. Com isso, contorna-se o fato de que dados *bottom-up* não têm capacidade de responder adequadamente a mudanças macroeconômicas referentes a preços de energia, à evolução da produtividade do capital e trabalho e ao comércio exterior. Analogamente, dados puramente macroeconômicos altamente agregados não são capazes de prever, por exemplo, a flexibilidade tecnológica que permite aos setores da economia se ajustar às políticas climáticas no médio e longo prazo (Wills, 2013; Hourcade et al., 2006)

No caso do presente estudo, são projetados cenários que abrangem o período entre os anos de 2005 e 2050. A atual versão do IMACLIM-R BR parte daquela desenvolvida por Wills (2013), contando com algumas diferenças com relação à simulação das medidas de mitigação adotadas em políticas climáticas, ao detalhamento do módulo das famílias, pelo fato de levar em conta os efeitos sobre a competitividade internacional das principais indústrias da economia e, principalmente, por ser a primeira versão que incorpora uma simulação dinâmica recursiva.

Uma versão dinâmica recursiva simplificada do modelo IMACLIM-BR – agora denominada IMACLIM-R BR – foi desenvolvida para capturar essas especificidades dinâmicas em diferentes horizontes temporais. Novos desenvolvimentos permitem a simulação de períodos com diferentes taxas médias de crescimento econômico, inovação tecnológica e requisitos de investimento, por exemplo. Em vez de uma simulação de uma etapa usando funções de produção CES calibradas em dados do passado (e que, portanto, não podem representar adequadamente uma fronteira de produção futura), a nova versão produz resultados a cada cinco anos.

Do ano-base do modelo (2005) ao presente (2015), a evolução econômica deve ser consistente com os indicadores macroeconômicos observados. A calibração do modelo deve ser ajustada de acordo com os dados existentes disponíveis nas Contas Nacionais, Balanço Energético, inventários de GEE, entre outros. Um segundo período (2016-2030) deve descrever estimativas de médio prazo razoavelmente confiáveis, considerando que nenhuma difusão maciça de novas tecnologias pode ocorrer e que apenas as políticas previstas serão implementadas, como a Contribuição Brasileira de Determinação Nacional (NDC). Finalmente, um terceiro período (2031-2050) engloba uma maior incerteza, inerente a estimativas de longo prazo, levando em consideração as novas tecnologias, além de novos arranjos demográficos, políticos e sociais, afetando significativamente o consumo de energia e as emissões de gases de efeito estufa.

AI.1 – Base de dados

O ponto de partida do modelo IMACLIM-R BR é uma Matriz de Contabilidade Social (SAM, na sigla em inglês), cuja definição segue abaixo:

“A matriz de contabilidade social (SAM) é um registro de todas as transações de uma economia em um determinado ano sob a forma matricial. A SAM apresenta de forma completa e desagregada os fluxos de renda e de bens de uma economia, e mostra a interdependência existente entre as diversas entidades envolvidas no funcionamento do sistema econômico de forma bastante clara e consistente. A SAM descreve o fluxo circular da renda entre os setores institucionais (famílias, governo, empresas e resto do mundo), ou seja, como os diferentes bens e fatores se transformam ao passar do setor produtivo aos mercados, às instituições e a outros agentes da economia (Tourinho et al, 2006; Miller & Blair, 2009).”

A Matriz de Contabilidade Social utilizada no modelo apresenta-se na forma híbrida, pois, como explicado na seção anterior, os setores produtivos que compõem a matriz insumo-produto contam com uma estrutura de contabilidade casada, apresentando dados monetários e físicos. Os setores energéticos são apresentados em Toneladas Equivalentes de Petróleo, os industriais em toneladas e os setores referentes a transportes em passageiro.km e tonelada.km, para transporte de passageiros e carga, respectivamente.

O processo de hibridização consiste em ajustar as diferentes fontes de informações econômicas (Contas Nacionais, Contas Econômicas Integradas e outras publicações do IBGE) e físicas (Balanço Energético Nacional, outras publicações da EPE e outras informações setoriais), que são elaboradas por diferentes instituições, cada uma com sua própria nomenclatura. A compatibilização permite uma melhor comunicação entre as informações de modelos BU com o modelo CGE em diferentes cenários.

A SAM utilizada no modelo IMACLIM-R BR conta com as seguintes:

- 19 setores produtivos, agregados das Contas Nacionais do IBGE (ver Tabela A.1):
- 6 setores energéticos: biomassa, carvão, petróleo, gás natural, derivados de petróleo e eletricidade
- 7 setores industriais: mineração, cimento, papel e celulose, metais não ferrosos, siderurgia, química e resto da indústria
- Agropecuária
- Transporte de carga e transporte de passageiros
- Serviços (resto da economia)
- 3 fatores de produção:
 - Capital
 - Trabalho
 - Terra
- 4 setores institucionais:
 - Famílias, desagregadas em 6 classes de renda, sendo
 - Classe 1: 10% mais pobres
 - Classe 2: 20% seguintes
 - Classe 3: 20% seguintes
 - Classe 4: 20% seguintes
 - Classe 5: 20% seguintes
 - Classe 6: 10% mais ricos

- Governo
- Empresas
- Resto do mundo

Figura A1 – Estrutura da Matriz de Contabilidade Social para o Brasil

	Setores produtivos	Fatores	Famílias	Empresas	Governo	Resto do Mundo	Conta de acumulação de capital/poupança
Setores produtivos	Consumo Intermediário		Consumo das famílias	Consumo das empresas	Consumo do governo	Exportações	Formação Bruta de Capital Fixo e Variação de Estoques
Fatores	Valor Adicionado			Remuneração dos fatores domésticos			
Famílias		Remuneração dos fatores às famílias	Transferências interfamiliares	Transferências das empresas às famílias	Transferências do governo às famílias		
Empresas		Remuneração dos fatores às empresas	Transferências das famílias às empresas	Transferências das empresas às empresas	Transferências do governo às empresas		
Governo	Tributos sobre faturamento, vendas, importações e valor adicionado	Tributos sobre fatores	Tributos sobre renda das famílias	Tributos sobre lucro das empresas		Transferências do RoW ao governo	
Resto do Mundo	Importações	Remuneração dos fatores ao RoW	Consumo externo das famílias	Transferências das empresas ao RoW	Transferências do governo ao RoW		Investimento do RoW
Conta de acumulação de capital/poupança			Poupança das famílias	Poupança das empresas	Poupança do governo	Poupança do RoW	

Fonte: Elaboração própria

Tabela A1 – Compatibilização dos setores das Contas Nacionais do IBGE com os setores da SAM

Setor SAM	Setores Contas Nacionais
Biomassa	Cana-de-açúcar Álcool Produtos da exploração florestal e da silvicultura (parcela referente a lenha e carvão vegetal)
Carvão mineral	Carvão mineral
Petróleo	Petróleo e gás natural (parcela referente a petróleo)
Gás natural	Petróleo e gás natural (parcela referente a gás natural) Eletricidade e gás, água, esgoto e limpeza urbana (parcela referente a gás natural)
Derivados de petróleo	Gás liquefeito de petróleo

	<p>Gasolina automotiva</p> <p>Gasol/álcool</p> <p>Óleo combustível</p> <p>Óleo diesel</p> <p>Outros produtos do refino de petróleo e coque</p>
Eletricidade	Eletricidade e gás, água, esgoto e limpeza urbana (parcela referente a eletricidade)
Transportes	<p>Transporte de carga</p> <p>Transporte de passageiro</p>
Agropecuária	<p>Arroz em casca</p> <p>Milho em grão</p> <p>Trigo em grão e outros cereais</p> <p>Soja em grão</p> <p>Outros produtos e serviços da lavoura</p> <p>Mandioca</p> <p>Fumo em folha</p> <p>Algodão herbáceo</p> <p>Frutas cítricas</p> <p>Café em grão</p> <p>Produtos da exploração florestal e da silvicultura</p> <p>Bovinos e outros animais vivos</p> <p>Leite de vaca e de outros animais</p> <p>Suínos vivos</p> <p>Aves vivas</p> <p>Ovos de galinha e de outras aves</p> <p>Pesca e aquicultura</p> <p>Abate e preparação de produtos de carne</p> <p>Carne de suíno fresca, refrigerada ou congelada</p> <p>Carne de aves fresca, refrigerada ou congelada</p> <p>Pescado industrializado</p> <p>Conservas de frutas, legumes e outros vegetais</p> <p>Óleo de soja em bruto e tortas, bagaços e farelo de soja</p> <p>Outros óleos e gordura vegetal e animal – exclusive milho</p> <p>Óleo de soja refinado</p>

	<p>Leite resfriado, esterilizado e pasteurizado</p> <p>Produtos do laticínio e sorvetes</p> <p>Arroz beneficiado e produtos derivados</p> <p>Farinha de trigo e derivados</p> <p>Farinha de mandioca e outros</p> <p>Óleos de milho, amidos e féculas vegetais e rações</p> <p>Produtos das usinas e do refino de açúcar</p> <p>Café torrado e moído</p> <p>Café solúvel</p> <p>Outros produtos alimentares</p> <p>Bebidas</p> <p>Produtos do fumo</p>
Papel e celulose	<p>Celulose e outras pastas para fabricação de papel</p> <p>Papel e papelão, embalagens e artefatos</p> <p>Jornais, revistas, discos e outros produtos gravados</p>
Cimento	Cimento
Siderurgia	<p>Gusa e ferro-ligas</p> <p>Semi-acabados, laminados planos, longos e tubos de aço</p> <p>Produtos da metalurgia de metais não ferrosos</p> <p>Fundidos de aço</p> <p>Produtos de metal – exclusive máquinas e equipamento</p>
Não ferrosos	Minerais metálicos não ferrosos
Química	<p>Produtos químicos inorgânicos</p> <p>Produtos químicos orgânicos</p> <p>Fabricação de resina e elastômeros</p> <p>Produtos farmacêuticos</p> <p>Defensivos agrícolas</p> <p>Perfumaria, sabões e artigos de limpeza</p> <p>Tintas, vernizes, esmaltes e lacas</p> <p>Produtos e preparados químicos diversos</p> <p>Artigos de borracha</p> <p>Artigos de plástico</p>
Mineração	<p>Minério de ferro</p> <p>Minerais não metálicos</p>

<p>Resto da indústria</p>	<p>Beneficiamento de algodão e de outros têxteis e fiação</p> <p>Tecelagem</p> <p>Fabricação outros produtos têxteis</p> <p>Artigos do vestuário e acessórios</p> <p>Preparação do couro e fabricação de artefatos – exclusive calçados</p> <p>Fabricação de calçados</p> <p>Produtos de madeira – exclusive móveis</p> <p>Outros produtos de minerais não metálicos</p> <p>Máquinas e equipamentos, inclusive manutenção e reparos</p> <p>Eletrodomésticos</p> <p>Máquinas para escritório e equipamentos de informática</p> <p>Máquinas, aparelhos e materiais elétricos</p> <p>Material eletrônico e equipamentos de comunicações</p> <p>Aparelhos/instrumentos médico-hospitalar, medida e óptico</p> <p>Automóveis, camionetas e utilitários</p> <p>Caminhões e ônibus</p> <p>Peças e acessórios para veículos automotores</p> <p>Outros equipamentos de transporte</p> <p>Móveis e produtos das indústrias diversas</p> <p>Sucatas recicladas</p>
<p>Serviços</p>	<p>Construção</p> <p>Comércio</p> <p>Correio</p> <p>Serviços de informação</p> <p>Intermediação financeira e seguros</p> <p>Serviços imobiliários e aluguel</p> <p>Aluguel imputado</p> <p>Serviços de manutenção e reparação</p> <p>Serviços de alojamento e alimentação</p> <p>Serviços prestados às empresas</p> <p>Educação mercantil</p>

	Saúde mercantil
	Serviços prestados às famílias
	Serviços associativos
	Serviços domésticos
	Educação pública
	Saúde pública
	Serviço público e seguridade social
	Parcelas referentes às atividades de serviços originalmente contabilizadas em outros setores nas Contas Nacionais

Fonte: Elaboração própria

Estrutura do modelo

O modelo IMACLIM-R BR apresenta um arcabouço neoclássico tradicional¹⁶ no que diz respeito à descrição das escolhas dos produtores e consumidores, porém a estrutura de descrição técnica dos sistemas produtivos foi especialmente projetada para facilitar a calibração com informações e modelos *bottom-up*, com o objetivo de garantir grande realismo técnico mesmo em simulações de cenários com grande desvio em relação ao cenário de referência. O modelo dispensa a utilização de funções de produção do tipo CES ou outras do gênero nos setores considerados estratégicos, que se baseiam em dados observados em momentos passados. Tem-se uma descrição concreta da evolução tecnológica no período estudado (inclusive do progresso técnico induzido pela política climática), o que permite uma boa precisão nas estimativas de modos de produção e uso de energia em diferentes cenários, e assim, conseqüentemente, nas emissões de gases de efeito estufa.

As funções de produção clássicas distinguem, usualmente, quatro fatores de produção: energia, matérias primas, trabalho e capital. A suposição adotada aqui é que a política climática apenas altera as intensidades de energia e de capital nos bens industriais, sendo mantidas constantes as intensidades de matéria-prima e de trabalho nos cenários de referência e de mitigação, por falta de estudos detalhados a esse respeito.

É projetado o equilíbrio de um determinado Cenário de Referência no médio ou longo prazo, e em um segundo momento, é simulada a política climática, que induz investimentos em estruturas de produção e consumo menos intensivas em carbono, e assim deforma a projeção de referência até que um novo equilíbrio seja atingido, sendo então chamado de Cenário de Mitigação.

A projeção de referência é calculada levando-se em consideração modificações nos principais indicadores de crescimento dos sistemas econômicos e energéticos, como demografia, crescimento da produtividade do trabalho, evolução dos coeficientes técnicos, crescimento do

¹⁶O modelo CGE neoclássico tradicional parte da simplificação de que a economia se comporta de forma ótima: ausência de falhas de mercado, situação de pleno emprego etc., o que não é verdade especialmente em países em desenvolvimento, como o Brasil.

resto do mundo e preços internacionais dos energéticos. No caso deste estudo o PNE 2050 foi utilizado para balizar tais parâmetros.

Os Cenários relacionados a diferentes políticas climáticas representam um equilíbrio contra factual em relação ao equilíbrio da projeção de referência, que resulta das novas escolhas de produção e consumo frente a novos preços relativos. As análises são válidas sob a hipótese de que a transição induzida pela política climática em cada período é completada após uma série de ajustes técnicos, em cada cujo âmbito e duração estão embutidos nas informações *bottom-up* que são introduzidas no modelo a partir de ligações feitas a partir ligações na forma de *soft links* (no caso dos modelos setoriais de Transportes, Residencial, Serviços, Indústria, Resíduos, AFOLU, e no setor de oferta de energia, que utiliza o modelo MATRIZ).

Outras características importantes do IMACLIM-R BR incluem: (i) um tratamento agregado do progresso técnico induzido por mudanças nos sistemas energéticos – o IMACLIM-R BR opera em uma estrutura de progresso técnico endógeno; (ii) representação de comportamentos sub ótimos e mecanismos “secondbest”, como no caso do mercado de trabalho, onde os efeitos das políticas climáticas podem ser analisados também em termos de variações nos níveis de emprego e na representação de falhas de mercado, onde os setores produtivos não se encontram, *a priori*, em uma situação de concorrência perfeita.

AI.2 – Determinantes dos efeitos macroeconômicos

Os determinantes dos efeitos macroeconômicos no IMACLIM-R BR são descritos de forma bastante sintética, aproveitando a descrição feita por Combet et al (2010) e Wills (2013). A evolução de diversos parâmetros vai distorcendo o equilíbrio da economia no cenário de referência. Essa distorção pode ser considerada uma consequência da interação de cinco hipóteses principais descritas a seguir:

- i. O ajuste do setor produtivo, através da alteração do consumo dos fatores de produção (energia, matérias-primas, trabalho, capital etc.) de acordo com a nova realidade de preços relativos. Há uma evolução da produtividade total dos fatores (através de um coeficiente de progresso técnico que é relacionado ao investimento acumulado em cada período), e há a influência de um coeficiente de retornos decrescentes de escala. Além disso, há uma interação profunda com informações bottom-up, a cada período, que descrevem as mudanças tecnológicas induzidas por esse novo conjunto de preços relativos, conforme será explicado em detalhes, mais à frente, neste anexo.
- ii. A rigidez do mercado de trabalho, formalizada por uma curva de salários, que descreve uma correlação negativa entre a taxa de desemprego da economia e o salário médio (Blanchflower & Oswald, 2005).
- iii. O impacto no comércio internacional: as importações e exportações são elásticas aos termos de troca, que evoluem de acordo com o custo da produção doméstica. Os preços internacionais são constantes nos cenários de comando e controle, e o bem produzido pelo setor resto do mundo é o numerário do modelo. Nos cenários com taxa de carbono, é feita uma estimativa da evolução dos preços internacionais dos bens produzidos pelas indústrias energointensivas para que tenhamos uma simulação mais realista dos efeitos de uma taxa de carbono com abrangência mundial sobre a competitividade da indústria brasileira.

- iv. Restrições orçamentárias do governo: a razão entre os gastos públicos e o PIB é mantida constante; as transferências sociais (seguro desemprego, aposentadorias, Bolsa Família etc.) são indexadas ao salário médio da economia.
- v. Taxa de poupança por classe de renda, que varia de forma exógena, e ajuste da formação bruta de capital fixo destinado ao sistema produtivo. O modelo “fecha” ao se computar os fluxos de capital que equilibram as contas correntes. O equilíbrio é determinado pelo ajuste simultâneo dos volumes importados e exportados, dos preços domésticos, do nível de atividade e das taxas de juros.

Os fluxos de renda associados aos fluxos de bens começam a ser distribuídos com a remuneração dos fatores de produção mais os pagamentos líquidos ao resto do mundo. As operações de distribuição continuam entre os quatro setores institucionais (famílias, empresas, governo e resto do mundo), orquestradas pelo governo: impostos (encargos trabalhistas, imposto de renda etc.) e transferências (aposentadorias, Bolsa Família etc.). Uma vez que os setores institucionais tenham feito suas escolhas de consumo e investimentos, os agentes emprestam ou pedem emprestado aos mercados financeiros, dependendo de se eles possuem uma poupança positiva ou negativa. Isso afeta as suas posições financeiras e os fluxos de renda associados a ela (pagamentos de juros etc.).

Essa versão do IMACLIM-R BR é calibrada no ano-base 2005 e tem como horizonte final de estudo o ano 2050. A economia pode ser desagregada em até 19 setores (seis setores energéticos, de transportes de cargas e de passageiros, de agricultura, de pecuária, de construção; seis setores relativos à indústria pesada e demais setores da economia), de acordo com a matriz insumo-produto.

AI.3 – Formulário

O IMACLIM-R BR resume-se a um conjunto de equações simultâneas:

$$\begin{aligned} f_1(x_1, \dots, x_n, z_1, \dots, z_m) &= 0 \\ f_2(x_1, \dots, x_n, z_1, \dots, z_m) &= 0 \\ &\dots \\ f_n(x_1, \dots, x_n, z_1, \dots, z_m) &= 0 \end{aligned}$$

onde:

$x_i, i \in [1, v]$, é o conjunto de variáveis (tantas quanto as equações),

$z_i, i \in [1, p]$, é o conjunto de parâmetros,

$f_i, i \in [1, v]$, é o conjunto de funções, algumas delas não lineares em x_i .

As funções f_i são de duas naturezas distintas: (i) um subconjunto de equações que descrevem as restrições contábeis que devem ser necessariamente verificadas para assegurar que o sistema de contabilidade dupla está corretamente equilibrado; e (ii) o outro subconjunto de equações, que se traduz em diferentes restrições de comportamento dos setores, podendo ser escritas de

uma forma linear simples (p. ex.: as famílias consomem uma proporção fixa de sua renda total) ou de uma forma mais complexa e não linear (p. ex.: escolhas dos produtores e consumidores). A liberdade de modelagem do comportamento dos agentes é o que proporciona uma arquitetura flexível ao IMACLIM-R BR, de forma que ele possa apresentar uma visão da economia diferenciada dos modelos CGE tradicionais.

A apresentação das equações do modelo IMACLIM-R BR sucessivamente detalha: (i) a construção contábil do conjunto de preços ao consumidor; (ii) as equações referentes à contabilidade e aos comportamentos que regem os quatro setores institucionais representados no modelo (famílias, empresas, governo e resto do mundo); (iii) as condições de equilíbrio dos mercados.

AI.3.1 – Preço do produtor e preço ao consumidor – Geração de renda

O preço do produtor p_{Yi} do bem i é construído seguindo-se a estrutura de custos da produção deste bem i , que é a soma dos custos relativos ao consumo intermediário ($p_{Cij} \alpha_{ji}$), custos de trabalho ($p_{Li} l_i$), custos de capital ($p_K k_i$), impostos sobre a produção ($\overline{\tau_{Yi0}} p_{Yi}$), e a um *mark-up* constante de cada setor ($\overline{\pi_{i0}} p_{Yi}$):

$$p_{Yi} = \sum_{j=1}^n p_{Cij} \alpha_{ji} + p_{Li} l_i + p_K k_i + \overline{\tau_{Yi0}} p_{Yi} + \overline{\pi_{i0}} p_{Yi} \quad (1)$$

Os coeficientes técnicos α_{ji} são expressos em ktep, consumido por ktep produzido para os insumos energéticos, de acordo com a natureza híbrida da base de dados, conforme explicado no capítulo 3.

O preço de importação p_{Mi} do bem i é específico para cada bem importado. Em primeiro lugar, o bem internacional “Resto da Economia” é o numerário do modelo; seu preço é, portanto, considerado constante e igual à unidade.

$$p_{MCOMP} = p_{MCOMP0} = 1 \quad (2)$$

p_i , o preço médio do bem i disponível no mercado doméstico, é a média ponderada entre os dois preços definidos anteriormente:

$$p_i = \frac{p_{Yi} Y_i + p_M M_i}{Y_i + M_i} \quad (3)$$

Os bens energéticos domésticos e internacionais são considerados homogêneos: a hipótese alternativa de diferenciação dos produtos, adotada por diversos modelos GCE através da especificação de Armington (Armington, 1969), tem a desvantagem de criar variedades de bens híbridos, cujas unidades de volume são diferenciadas para as variedades domésticas e internacionais, o que impede uma contabilidade explícita dos fluxos energéticos em unidades físicas e, conseqüentemente, do balanço energético. Os bens não energéticos foram tratados de forma similar.

p_{Cij} , o preço do bem i consumido na produção do bem j , é igual ao preço da matéria-prima do bem i (p_i) mais as margens de comércio (τ_{MCi}), mais as margens de transporte (τ_{MTi}), mais as margens específicas ($\overline{\tau_{MSCij0}}$) e as taxas incidentes sobre o consumo ($\overline{\tau_{CONS,0}}$).

$$p_{Cij} = p_i \left(1 + \tau_{MCi} + \tau_{MTi} + \overline{\tau_{MSCij0}} + \overline{\tau_{CONS,0}} \right) \quad (4)$$

O preço ao consumidor de um bem i para as famílias (p_{Ci}), para o governo (p_{Gi}) e para investimento (p_{Ii}), e o preço de exportação do bem i (p_{Xi}) são construídos de forma similar:

$$p_{Zi} = p_i \left(1 + \tau_{MCi} + \tau_{MTi} + \overline{\tau_{MSZi0}} + \overline{\tau_{CONS,0}} \right) \text{ onde } Z \in \{C, G, I, X\} \quad (5)$$

As margens específicas são calibradas no ano-base e mantidas constantes para refletir as diferenças nas tarifas (fora os impostos) dos bens energéticos de acordo com os diferentes agentes/setores da economia.¹⁷

As margens de comércio τ_{MCi} e de transportes τ_{MTi} , idênticas para todos os bens intermediários e para o consumo final do bem i , são calibradas no equilíbrio do ano-base e mantidas constantes, exceto aquelas referentes ao setor de transportes (TRANS) e de atividades comerciais que estão agregadas dentro do setor Resto da Economia (COMP), que são simplesmente ajustadas no equilíbrio do ano-base, de modo que a soma de cada uma das margens seja igual a zero:

$$\begin{aligned} & \sum_{j=1}^n \tau_{MCCOMP} p_{COMP} \alpha_{COMPj} Y_j + \tau_{MCCOMP} p_{COMP} (C_{COMP} + G_{COMP} + I_{COMP} + X_{COMP}) \\ & + \sum_{i \neq COMP} \sum_j \overline{\tau_{MCi0}} p_i \alpha_{ij} Y_j + \sum_{i \neq COMP} \overline{\tau_{MCi0}} p_i (C_i + G_i + I_i + X_i) = 0 \end{aligned} \quad (6)$$

e de forma similar :

$$\begin{aligned} & \sum_{j=1}^n \tau_{MTTRANS} p_{TRANS} \alpha_{TRANSj} Y_j + \tau_{MTTRANS} p_{TRANS} (C_{TRANS} + G_{TRANS} + I_{TRANS} + X_{TRANS}) \\ & + \sum_{i \neq TRANS} \sum_j \overline{\tau_{MTi0}} p_i \alpha_{ij} Y_j + \sum_{i \neq TRANS} \overline{\tau_{MTi0}} p_i (C_i + G_i + I_i + X_i) = 0 \end{aligned} \quad (7)$$

¹⁷Por exemplo, o setor de alumínio no Brasil se beneficia de preços muito baixos de energia, e em geral o preço da eletricidade para a indústria é mais baixo do que para as famílias.

Os custos do trabalho são iguais ao salário médio do setor w_i mais os encargos trabalhistas, que correspondem às contribuições dos trabalhadores à previdência privada (τ_{LS_i}), à previdência pública e ao sistema S^{18} (τ_{LG_i}). Eles são cobrados com base nas relações calibradas no ano-base $\overline{\tau_{LG_i}}$ e $\overline{\tau_{LS_i}}$, específicas por setor produtivo:

$$p_{Li} = (1 + \overline{\tau_{LG_i}} + \overline{\tau_{LS_i}}) w_i \quad (8)$$

Os salários w_i nos diferentes setores evoluem de forma homogênea:

$$w_i = b \cdot w_{i0}, \quad (9)$$

O salário médio total da economia w é definido por:

$$w = \frac{\sum_{i=1}^n w_i l_i Y_i}{\sum_{i=1}^n l_i Y_i}, \quad (10)$$

w está sujeito a variações que podem ser exógenas ou ditadas por hipóteses relativas à taxa total de desemprego, conforme será explicado mais à frente na seção de descrição do equilíbrio do mercado de trabalho.

O custo de capital é entendido como o custo do capital produtivo (conforme descrição das escolhas do setor produtivo), que é obtido como o preço médio dos bens de investimento:

$$p_K = \frac{\sum_{i=1}^n p_{Ii} I_i}{\sum_{i=1}^n I_i} \quad (11)$$

Excedente Operacional Bruto

As escolhas do produtor na produção do bem i , a taxa interna de retorno constante π_i , e as margens específicas τ_{MS} determinam o excedente operacional bruto (EBE):

$$EBE = \sum_{i=1}^n (p_K k_i Y_i + \overline{\pi}_i p_Y Y_i) + M_S \quad (12)$$

O excedente operacional bruto, que corresponde às receitas de capital, é dividido entre os agentes segundo frações constantes (calibradas no equilíbrio presente). Por construção, as margens específicas nas diferentes vendas M_S somam zero no equilíbrio do ano-base (essa é uma restrição do processo de hibridização), entretanto isso não ocorre no equilíbrio futuro, quando as suas taxas constantes são aplicadas aos preços que estão variando. Sua expressão pode ser então definida por:

¹⁸ Sistema S é o nome pelo qual é chamado o conjunto de 11 instituições de interesse de categorias profissionais, estabelecidas pela Constituição brasileira (Sesc, Senai, Senac etc.).

$$M_s = \sum_i \left(\sum_j \overline{\tau_{MSCI_{ij}}} p_i \alpha_{ij} Y_j + \sum_h \overline{\tau_{MSC_h}} p_i C_{hi} + \overline{\tau_{MSG_i}} p_i G_i + \overline{\tau_{MSX_i}} p_i X_i \right)$$

CPI é o índice de preços ao consumidor calculado segundo Fisher¹⁹, isto é, como uma média geométrica entre o índice de Laspeyres²⁰ e o índice de Paasche²¹:

$$CPI = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n p_{G0} C_{i0} \sum_{i=1}^n p_G C_i}{\sum_{i=1}^n p_{G0} C_{i0} \sum_{i=1}^n p_{G0} C_i}} \quad (13)$$

AI.3.2 Contas dos setores institucionais

AI.3.2.1 Famílias

As famílias são representadas por agentes representativos de diferentes estratos sociais que impulsionam a demanda final privada (C). A desagregação das famílias em m classes de renda (índice h , $h \in [1, m]$) permite levar em consideração as estruturas de renda e eventualmente diferentes comportamentos e capacidades de ajuste às novas condições de mercado.

Sua renda agregada aumenta juntamente com a soma dos salários, com parte dos lucros obtidos nos setores produtivos e mercados de capital, e com transferências sociais (aposentadorias, Bolsa Família etc.), e decresce com o aumento dos impostos (imposto de renda etc.). Sua taxa de poupança e taxa de investimento (parcela da formação bruta de capital fixo, GFCF na renda disponível) são mantidas constantes em relação ao ano-base.

No que diz respeito às escolhas das famílias, uma premissa importante foi a de definição de necessidades básicas de energia e alimentação, que foram hipoteticamente definidas como 70% do consumo observado no ano-base. Dessa forma, o consumo de energia e de alimentos foi definido como a soma das necessidades básicas mais um consumo acima delas relacionado a uma elasticidade-preço e uma elasticidade-renda.

Demografia:

A população da classe h , N_h , cresce a partir de seu valor inicial no ano-base devido a uma porcentagem exógena δN que é comum a todas as classes. NL é a população total empregada, e NL_h é a população total empregada na classe h .

¹⁹O índice de preços de Fisher é usado para medir a variação de preços de bens e serviços, com base na cesta de bens tanto no ano-base quanto no ano projetado. O índice de preços de Fisher é definido como uma média geométrica entre o índice de preços de Laspeyres e o índice de preços de Paasche, e, por essa razão, o índice de preços de Fisher é também conhecido como o índice de preços “ideal” (Eurostat, 2008).

²⁰Variação do custo de uma cesta de bens do presente, comparando preços relativos no presente com preços relativos no futuro.

²¹Variação do custo de uma cesta de bens do futuro, comparando preços relativos no presente com preços relativos no futuro.

Formação de renda, poupança e decisões de investimento:

R_{DBAI_h} , o rendimento primário bruto da classe h é definido como a soma dos seguintes termos:

Uma parcela ω_{Lh} do rendimento total do trabalho $w_i l_i Y_i$, que varia com a população ativa empregada em cada classe.

Uma parcela ω_{Kh} da fração “renda do capital” que vai para as famílias, EBE_H . O valor de ω_{Kh} é exógeno e sua calibração foi feita a partir do valor encontrado na SAM no ano-base.

A dívida $-i_H D_h$ corresponde ao rendimento de propriedades (juros, dividendos, aluguéis etc.). Esse serviço é o produto da dívida líquida D_h , cuja evolução será explicada mais a frente neste capítulo, e uma taxa de juros endógena efetiva para as famílias i_H .

As transferências sociais, em dois diferentes agregados: (i) transferências sociais do governo $\rho_{Gh} N_h$, que incluem salário desemprego, aposentadorias e também outras transferências como o Bolsa Família, e (ii) transferências sociais privadas $\rho_{Sh} N_h$ (previdência privada, p.ex.). Esses agregados são calculados de forma similar, na multiplicação entre uma “transferência per capita” ρ e a população de cada classe, N_h .

Uma parcela exógena ω_{ATH} das transferências residuais A_{TH} , que correspondem à soma de outras transferências não contabilizadas anteriormente.

$$RDBAI_h = \omega_{Lh} \sum_{i=1}^n w_i l_i Y_i + \overline{\omega_{Kh}} EBE_H - i_h D_h + \rho_{Gh} N_h + \rho_{Sh} N_h + \overline{\omega_{ATH}} A_{TH}, \quad (14)$$

Em particular, EBE_H e A_{TH} são definidos como frações constantes $\overline{\omega_{KH}}$ e $\overline{\omega_{ATH}}$ de EBE e A_T .

$$EBE_H = \overline{\omega_{KH}} EBE$$

$$A_{TH} = \overline{\omega_{ATH}} A_T \quad (15)$$

A renda disponível bruta RDB_h da classe h é obtida subtraindo de $RDBAI_h$ o imposto de renda T_{IRh} , cobrado como uma proporção constante, e duas outras taxas indiretas T_{Gh} e T_{Sh} (que são transferidas respectivamente para o governo e para as empresas) que são indexadas ao índice de preços IPC. R_h , o orçamento da classe h para o consumo, é encontrado pela subtração entre a renda disponível e a poupança daquela classe. A taxa de poupança τ_{Sh} é exógena (calibrada para acomodar os valores de RDB_h e R_h no equilíbrio presente).

$$RDB_h = RDBAI_h - T_{IRh} - T_{Gh} - T_{Sh} \quad (16)$$

$$R_h = (1 - \overline{\tau_{Sh}}) RDB_h \quad (17)$$

A partir dos dados da SAM, é possível observar o investimento das famílias $GFCF_h$ (formação bruta de capital fixo), distinto da poupança das famílias. Assume-se que $GFCF_h$ segue a hipótese de ser uma fração fixa da renda disponível bruta RDB_h . A diferença entre a poupança e os investimentos das famílias fornece a capacidade de autofinanciamento da classe h , CAF_h .

$$\frac{GFCE_h}{RDB_h} = \frac{GFCE_{h0}}{RDB_{h0}} \quad (18)$$

$$CAF_h = \overline{\tau_{Sh}} RDB_h - GFCE_h \quad (19)$$

A evolução da CAF_h entre os equilíbrios no presente e no futuro pode ser utilizada para estimar a evolução da dívida líquida das famílias, D_h . Esse cálculo é baseado na hipótese de que a capacidade de autofinanciamento durante o tempo de simulação t_{PROJ} é uma média entre a capacidade de autofinanciamento no presente e no futuro.

$$D_h = D_{h0} - t_{PR} \frac{CAF_{h0} + CAF_h}{2} \quad (20)$$

As taxas de juros impactam a renda dos agentes através da cobrança da dívida. Dessa forma, elas são ajustadas de modo que a soma da formação bruta de capital fixo (GFCE) das famílias, empresas e governo se equiparem à demanda total por investimento.

Os níveis de bens imobilizados (I) são proporcionais à soma do consumo de capital agregado. Esse é um modo de relacionar o aumento de capital imobilizado em 2030 e uma *proxy* do estoque de capital representado pelo consumo agregado de capital. Isso permite representar a contrapartida concreta do aumento de consumo de capital (relativo a uma substituição energia-capital na implementação de medidas de eficiência energética, por exemplo) no aumento necessário do capital produtivo em uma trajetória econômica estável.

AI.3.2.2 Empresas – Setor institucional

Renda bruta disponível e decisões de investimento:

De forma similar ao tratamento dado às famílias, a renda bruta disponível para as empresas RDB_S é definida como a soma de:

Uma parcela exógena ω_{KS} do rendimento de capital EBE .

A dívida (juros, dividendos) $-i_S D_S$, que é fortemente negativa no ano-base (2005), servida por uma taxa de juros i_S endógena, calculada da mesma forma que i_H .

Duas transferências ligadas à previdência social privada: Contribuições à previdência privada

$$T_{LS} = \sum_{i=1}^n \overline{\tau_{LSi}} w_i l_i Y_i \quad \text{e a soma de outras transferências das famílias} \quad T_{Sh} = \overline{\tau_{Sh}} \cdot (\omega_{Lh} \sum_{i=1}^n w_i l_i Y_i)$$

Uma parcela exógena ω_{ATS} de outras transferências A_T , que são assumidas como uma parcela fixa do PIB.

$$R_S = \sum_{h=1}^m \rho_{Sh} N_{Sh}$$

É a subtração de:

Transferências sociais de fontes privadas R_S transferidas para as famílias, conforme definido na equação 14, que define o rendimento primário bruto das famílias.

Taxas pagas pelas empresas T_{IS} ao governo.

Dessa forma:

$$RDB_S = \overline{\omega_{KS}} EBE + T_{LS} + \sum_{h=1}^m T_{Sh} - i_S D_S + \overline{\omega_{ATS}} A_T - (R_S + T_{IS}) \quad (21)$$

A razão entre a formação bruta de capital das firmas $GFCF_S$ e a sua renda disponível bruta RDB_S é assumida como constante; de forma similar às famílias e de acordo com as contas nacionais, sua capacidade de autofinanciamento CAF_S surge da diferença entre RDB_S e $GFCF_S$. A dívida líquida das empresas D_S é então calculada a partir de sua capacidade de autofinanciamento CAF_S , seguindo a mesma especificação aplicada às famílias.

$$\frac{GFCF_S}{RDB_S} = \frac{GFCF_{S0}}{RDB_{S0}} \quad (22)$$

$$CAF_S = RDB_S - GFCF_S \quad (23)$$

$$D_S = D_{S0} - t_{PR} \frac{CAF_{S0} + CAF_S}{2} \quad (24)$$

AI.3.2.3 Governo ou administração pública

Impostos, contribuições sociais e política fiscal:

Os impostos e contribuições sociais formam a maior parte dos recursos do governo, conforme as fórmulas 25 a 30, a seguir:

$$T_{LG} = \sum_{i=1}^n \overline{\tau_{LGi}} w_i l_i Y_i \quad (25)$$

$$T_Y = \sum_{i=1}^n \overline{\tau_{Yi}} p_{Yi} Y_i \quad (26)$$

$$T_{CONS} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n p_i \overline{\tau_{CONSi}} \alpha_{ij} Y_j + \sum_{i=1}^n \overline{\tau_{CONSi}} (C_i + G_i + I_i) \quad (27)$$

$$T_{IS} = \overline{\tau_{IS}} EBE_S \quad (28)$$

$$T_{IRh} = \overline{\tau_{IRh}} R_{IRhDBA} \quad (29)$$

$$T_{Gh} = \overline{\tau_{Gh}} \cdot (\overline{\omega_{Lh}} \sum_{i=1}^n w_i l_i Y_i) \quad (30)$$

T é a soma de todos os impostos e contribuições sociais:

$$T = T_{LG} + T_Y + T_{CONS} + T_{IS} + \sum_{h=1}^m T_{IRh} + \sum_{h=1}^m T_{Gh} \quad (31)$$

Renda bruta, gastos públicos, investimentos e transferências:

De modo análogo ao tratamento dado às famílias e às empresas (segundo a lógica prevalente na SAM), a renda bruta disponível do governo RDB_G é a soma dos impostos e contribuições sociais, de parcelas exógenas ω_{KG} do EBE, do ω_{ATG} de “outras transferências” A_T e da dívida $i_G D_G$, de onde são subtraídos os gastos públicos $p_G G$ e as transferências sociais R_h :

$$RDB_G = T + \overline{\omega_{KG}} EBE + \overline{\omega_{ATG}} A_T - i_G D_G - \left(\sum_{i=1}^n p_{Gi} G_i + R_G \right) \quad (32)$$

Assume-se que os gastos públicos $p_G G$ crescem no mesmo ritmo que a renda nacional, sendo definido como uma fração constante do PIB:

$$\frac{\sum_{i=1}^n p_G G_i}{PIB} = \frac{\sum_{i=1}^n p_{G0} G_{i0}}{PIB_0}, \quad (33)$$

As transferências sociais para as famílias R_h são definidas como:

$$R_G = \sum_{h=1}^m \rho_{Gh} N_{Gh} \quad (34)$$

Para as transferências sociais R_G e R_S , transferências *per capita* ρ_{Gh} e ρ_{Sh} são indexadas ao salário médio:

$$\forall K \in [G, S], \forall h \in [1, m] \rho_{Kh} = \frac{W}{W_0} \rho_{Kh0} \quad (35)$$

Por último, a taxa de juros da dívida pública i_G evolui de forma diferente que i_H e i_S , e é calibrada em dados históricos entre 1994 e 2005, variando de acordo com uma elasticidade calculada segundo a razão entre a dívida pública e o PIB.

O investimento público $GFCF_G$, da mesma forma que os gastos públicos $p_G G$, são considerados como uma fração constante do PIB. Para encontrar a capacidade de autofinanciamento do governo CAF_G , subtraímos $GFCF_G$ e $p_G G$ do RDB_G , o que determina a variação da dívida pública, cuja acumulação é tratada da mesma forma que para as famílias e para as empresas:

$$\frac{GFCF_G}{PIB} = \frac{GFCF_{G0}}{PIB_0} \quad (36)$$

$$CAF_G = RDB_G - GFCF_G \quad (37)$$

$$D_G = D_{G0} - t_{PR} \frac{CAF_{G0} + CAF_G}{2} \quad (38)$$

AI.3.2.4 Resto do mundo

Fluxos de capital e capacidade de autofinanciamento:

Os fluxos de capital entre o Brasil e o resto do mundo (RDM) não têm um comportamento específico definido, e são simplesmente determinados como o equilíbrio entre os fluxos de capital dos três setores institucionais domésticos (famílias, empresas e governo) para assegurar o equilíbrio contábil referente ao comércio exterior. Essa hipótese determina a capacidade de autofinanciamento do resto do mundo, que por sua vez determina a evolução da sua dívida líquida D_{RDM} :

$$CAF_{RDM} = \sum_{i=1}^n p_{Mi} M_i - \sum_{i=1}^n p_{Xi} X_i + \sum_{K=H,S,G}^n i_K D_K - \sum_{K=H,S,G}^n A_{TK} \quad (39)$$

$$D_{RDM} = D_{RDM0} - t_{PROJ} \frac{CAF_{RDM0} + CAF_{RDM}}{2} \quad (40)$$

Por definição, a soma das capacidades de autofinanciamento dos quatro setores institucionais tem soma zero e, conforme suas posições líquidas, compensam-se umas às outras, tanto no ano-base quanto no equilíbrio projetado.

Por último, as outras transferências A_T são definidas como uma parcela fixa do PIB:

$$\frac{A_T}{PIB} = \frac{A_{T0}}{PIB_0} \quad (41)$$

AI.3.2.5As escolhas dos setores produtivos

A estrutura de contabilidade casada do IMACLIM-R BR facilita a incorporação de informações *bottom-up* na estrutura de equilíbrio geral, em particular no que diz respeito aos fluxos energéticos, de forma a aprofundar a representação das escolhas de produção dos setores produtivos. Essa estrutura de contabilidade casada se distancia do modelo clássico, que consiste em pressupor uma função de produção (p.ex., uma função do tipo CES) calibrada no ano-base, usando a hipótese de que aquele comportamento observado era ótimo. Como citado anteriormente, o IMACLIM-R BR inova nesse sentido e pode incorporar informações BU de duas formas:

Através de uma integração com um modelo BU: nesse caso, a função de produção macroeconômica que descreve as escolhas dos coeficientes técnicos de acordo com os preços relativos é definida pelo modelo BU. Por exemplo, a função de produção do setor elétrico é substituída pelos coeficientes calculados a partir dos resultados do programa de otimização do MESSAGE no horizonte de tempo projetado.

Através da calibração de formas reduzidas de um modelo BU ou de curvas de custo marginal de abatimento, conforme descrito em Gherzi & Hourcade (2006) e mais à frente neste capítulo.

Na ausência de informações BU específicas para determinado setor (como para o setor resto da economia), as escolhas de produção são limitadas por assíntotas técnicas que definem consumos mínimos dos fatores de produção. De forma semelhante ao tratamento proposto por Gherzi & Hourcade (2006), essa hipótese restritiva é feita de modo que as parcelas variáveis dos consumos unitários dos fatores de produção são substituíveis de acordo com uma função CES, onde a existência de uma parcela fixa desses consumos implica que as elasticidades de substituição totais entre os fatores (soma das parcelas fixas e variáveis) não são constantes, mas decrescem ao se aproximar das assíntotas.

Sob essas hipóteses e restrições, no cenário de mitigação, a minimização dos custos unitários de produção leva à formulação dos consumos unitários dos fatores secundários α_{ji} , trabalho l_i e capital k_i , que podem ser escritos como a soma dos consumos mínimos (definidos pela assíntota) e um consumo acima desse mínimo. A última parte corresponde à expressão de demandas pelos fatores de produção em uma função CES com uma elasticidade σ_i (coeficientes de λ_{Cij} , λ_{Li} e λ_{Ki} , que são calibrados no ano-base).

$$\alpha_{ji} = \frac{\Theta_i}{\phi_i} \left[\beta_{ji} \alpha_{ji0} + \left(\frac{\lambda_{ji}}{P_{Cij}} \right)^{\sigma_i} \left(\sum_{j=1}^n \lambda_{ji}^{\sigma_i} P_{Cij}^{1-\sigma_i} + \lambda_{Li}^{\sigma_i} P_{Li}^{1-\sigma_i} + \lambda_{Ki}^{\sigma_i} P_K^{1-\sigma_i} \right)^{\frac{1}{\rho_i}} \right] \quad (42)$$

$$l_i = \frac{\Theta_i}{\phi_i} \left[\beta_{Li} l_{i0} + \left(\frac{\lambda_{Li}}{P_{Li}} \right)^{\sigma_i} \left(\sum_{j=1}^n \lambda_{ji}^{\sigma_i} P_{Cij}^{1-\sigma_i} + \lambda_{Li}^{\sigma_i} P_{Li}^{1-\sigma_i} + \lambda_{Ki}^{\sigma_i} P_K^{1-\sigma_i} \right)^{\frac{1}{\rho_i}} \right] \quad (43)$$

$$k_i = \frac{\Theta_i}{\phi_i} \left[\beta_{Ki} k_{i0} + \left(\frac{\lambda_{Ki}}{P_{Ki}} \right)^{\sigma_i} \left(\sum_{j=1}^n \lambda_{ji}^{\sigma_i} P_{Cij}^{1-\sigma_i} + \lambda_{Li}^{\sigma_i} P_{Li}^{1-\sigma_i} + \lambda_{Ki}^{\sigma_i} P_K^{1-\sigma_i} \right)^{\frac{1}{\rho_i}} \right] \quad (44),$$

onde

$$\rho_i = \frac{\sigma_i - 1}{\sigma_i} \quad (45)$$

Entretanto essa soma é modificada para levar em conta uma combinação de progresso técnico endógeno (ϕ) e de rendimentos decrescentes (Θ_i). Esse último fator impacta sobre o consumo de todos os fatores de produção, ao assumi-los elásticos ao volume produzido segundo uma elasticidade fixa $\sigma_{\Theta Y_i}$, que é calibrada sob a hipótese de custos marginais.

$$\Theta_i = \left(\frac{Y_i}{Y_{i0}} \right)^{\sigma_{\Theta Y_i}} \quad (46)$$

$$\sigma_{\Theta Y_i} = \frac{\bar{\pi}_i}{1 - \bar{\pi}_i} \quad (47)$$

$$\phi_i = \left(\frac{k_i Y_i}{k_{i0} Y_{i0}} \right)^{\sigma_{\phi_i}} \quad (48)$$

É importante ressaltar que o custo de capital p_K considerado nas equações 41, 42 e 43 está relacionado apenas ao capital produtivo. Por um lado, as escolhas de produção são baseadas nos custos dos fatores de produção, incluindo o do capital produtivo k_i (calibrado no consumo de capital fixo da SAM). Por outro lado, as atividades das empresas e a regra de investimento (GFCF, equação 22) levam a uma alteração em sua posição financeira D_s , cujo serviço não é considerado como fator de produção.

AI.3.2.5.1 Consumo

O consumo das famílias C_{ih} foi definido sem a utilização de nenhuma função de utilidade explícita, como a soma de uma necessidade básica, exógena, comum a todas as classes, e um consumo acima dessa necessidade básica, que varia segundo uma elasticidade-preço σ_{Cpi} e uma elasticidade-renda σ_{CRI} estimadas na Nota Técnica II (Edson Domingues).

$$\forall i \neq \text{COMP} \quad C_{ih} = \beta_{ih} C_{ih0} + (1 - \beta_{ih}) \left(\frac{p_{Ci}}{\text{IPC}} \frac{1}{p_{Ci0}} \right)^{\sigma_{Cpi}} \left(\frac{R_h}{\text{IPC}} \frac{1}{R_{h0}} \right)^{\sigma_{CRI}} C_{ih0} \quad (49)$$

Onde *COMP* representa os bens produzidos pelo setor resto da economia e β_{ih} representa a fração do consumo de referência da classe h , que corresponde às necessidades básicas (que arbitrariamente foi considerado 70% do consumo no ano-base).

C_{COMPh} corresponde à demanda por bens do setor resto da economia, que é simplesmente definido subtraindo-se os gastos com os outros bens da economia do orçamento familiar total para consumo, como a seguir:

$$p_{CCOMP} C_{COMPh} = R_h - p_{ih} C_{ih} \quad (50)$$

AI.3.2.5.2 Comércio internacional

A competição nos mercados internacionais é definida pelos preços relativos. A razão entre as importações e a produção doméstica, por um lado, e as quantidades exportadas, por outro, são elásticas aos termos de troca, de acordo com elasticidades constantes, que podem ser específicas para cada produto e também calibradas conforme a Nota Técnica II (Edson Domingues):

$$\frac{M_i}{Y_i} = \frac{M_{i0}}{Y_{i0}} \left(\frac{p_{M0i} p_{Yi}}{p_{Y0} p_{Mj}} \right)^{\sigma_{M_i}} \quad (51)$$

$$\frac{X_i}{X_{i0}} = \left(\frac{p_{M0i} p_{Xi}}{p_{X0} p_M} \right)^{\sigma_{X_i}} (1 + \delta_{X_i}) \quad (52)$$

O tratamento diferenciado dado às importações e exportações reflete a hipótese de que, apesar da evolução dos termos de troca, os volumes importados aumentam em proporção à atividade econômica doméstica (produção doméstica), enquanto as exportações não. As exportações são impactadas, entretanto, pelo crescimento do resto do mundo, de forma independente às variações dos termos de troca. Esse fato é capturado ao assumir-se um volume extra de exportações δ_{xi} , exógeno.

Nos cenários com taxa de carbono global é necessário fazer uma correção da variação dos preços internacionais devido à taxa. Conforme discussão com o CEC, essa correção seria necessária para podermos ter resultados mais realistas em termos da competitividade das indústrias brasileiras. Devido ao modelo IMACLIM-R BR não simular o impacto de taxas de carbono nos preços dos produtos produzidos nos demais países do mundo, foi combinado com o CEC que seria feita uma estimativa da variação desses preços internacionais com base na relação entre o conteúdo de carbono do produto brasileiro e do produto internacional, especificamente para os setores “Papel e celulose”, “Cimento”, “Siderurgia”, e “Metais não ferrosos”.

AI.3.2.5.3 Mercado de trabalho

O mercado de trabalho resulta da interação entre a demanda por trabalho dos sistemas produtivos, que é igual à soma de suas demandas por esse fator $l_i Y_i$, e a oferta de trabalho suprida pelas famílias. A quantidade de trabalho ofertada pelas famílias L_0 cresce segundo hipóteses exógenas (demografia e evolução da produtividade do trabalho), em um ritmo constante para todas as classes, considerando um trabalho de tempo integral para a população ativa no equilíbrio, no ano-base e no futuro. Entretanto, o modelo permite uma taxa de desemprego positiva u , e, dessa forma, a equação de equilíbrio do mercado de trabalho pode ser escrita como:

$$(1-u)(1+\delta_L)L_0 = \sum_{i=1}^n l_i Y_i \quad (53)$$

Ao invés de explicitar o comportamento da oferta de trabalho no cenário de referência, o modelo alternativamente trata como exógeno a taxa de desemprego total u ou o crescimento real δ_w do salário médio w .

$$u = \bar{u} \quad (54a)$$

$$w = w_0 (1 + \delta_w) \quad (54b)$$

Mudanças no nível de emprego correspondentes à evolução de u são divididas segundo as classes de renda das famílias de acordo com suas taxas de desemprego específicas u_h :

$$u_h = u_{h0} \frac{u}{u_0} \quad (55)$$

Dessa forma, N_{Uh} é o número de pessoas desempregadas na classe h .

$$N_{Uh} = u_h (1 + \delta_L) L_{h0} \quad (56)$$

N_{Lh} , o número de pessoas empregadas na classe h (definido como $(1+\delta_L) L_{h0} - N_{Uh}$), permite determinar a parcela ω_{Lh} da renda total do trabalho que pertence à classe h :

$$\omega_{Lh} = \frac{\frac{N_{Lh}}{N_{Lh0}} \omega_{Lh0}}{\sum_{h=1}^m \frac{N_{Lh}}{N_{Lh0}} \omega_{Lh0}} \quad (57)$$

Curva de salários:

O modelo IMACLIM-R BR usa uma curva de salários no cenário de mitigação para descrever a negociação de salários no mercado de trabalho. Quando a taxa de desemprego é alta, os trabalhadores aceitariam receber salários menores, mas quando a taxa de desemprego é baixa, as firmas aceitariam pagar salários mais altos. Com essa abordagem em mente, foi utilizada uma elasticidade σ_{wU} para definir essa relação, calibrada conforme uma publicação da CEDEPLAR/UFMG em 2009, denominada “*Curvas de salários dinâmicas: Um estudo dos determinantes da histerese do desemprego no Brasil*” (Santolin & Antigo, 2009).

$$\frac{w}{IPC} = w_0 (1+\delta_w) \left(\frac{u}{u_0} \right)^{\sigma_{wU}} \quad (58)$$

AI.3.2.6 Equilíbrio dos mercados

Mercados de bens:

O equilíbrio do mercado de bens se dá por um simples balanço entre recursos (produção doméstica e importações) e usos (consumo doméstico, investimentos e exportações). Graças ao processo de hibridização, essa equação é escrita em ktep para bens energéticos, sendo consistente com o Balanço Energético Nacional para o ano 2005.

$$Y_i + M_i = C_i + G_i + I_i + X_i \quad (59)$$

Investimentos e fluxos de capital:

As taxas de juros efetivas para as famílias i_H e para as empresas i_S estabelecem o equilíbrio do mercado de capitais: elas variam δ_i entre o valor do ano-base e o valor final projetado e impactam diretamente na renda disponível das famílias RDB_H e das empresas RDB_S , consequentemente em suas decisões de investimento $GFCF_H$ e $GFCF_S$, de forma a igualar a oferta de capital correspondente ao comportamento do governo $GFCF$ e $GFCF_G$, para demandar bens de investimento $p_i I_i$. Essa demanda, por sua vez, é restrita pela hipótese de que a razão de cada um de seus componentes I_i ao consumo total de capital fixo (soma de $k_i Y_i$) é constante. Em outras palavras, o capital imobilizado em todos os setores produtivos é supostamente homogêneo e todos os seus componentes variam como o consumo total de capital fixo.

$$\forall K \in [H, S] \dot{i}_K = \dot{i}_{K0} + \delta_i \quad (60)$$

$$\sum_{K=H,S} GFCF_K = \sum_{i=1}^n p_{li} I_i \quad (61)$$

$$\frac{I_i}{\sum_{j=1}^n k_j Y_j} = \frac{I_{i0}}{\sum_{j=1}^n k_{j0} Y_{j0}} \quad (62)$$

O fechamento do modelo é fundamentalmente feito sobre a oferta de investimentos dos agentes, que se ajustam às demandas por investimento dos setores produtivos. Através de uma alteração das taxas de juros, são observadas flutuações nos fluxos financeiros entre credores e devedores e, eventualmente, na evolução da sua posição financeira líquida.

É importante ressaltar que o IMACLIM-R BR possui uma estrutura bastante flexível, sendo possível tratar os diversos comportamentos descritos acima de formas alternativas. Portanto, o IMACLIM-R BR proporciona uma plataforma robusta, que permite organizar o diálogo em torno das políticas climáticas e energéticas entre engenheiros e economistas, e até mesmo entre economistas de diferentes escolas.

Referências bibliográficas do Anexo I

ARMINGTON, P. S.. A Theory of Demand for Products Distinguished by Place of Production. Staff Papers - International Monetary Fund, Vol. 16, No. 1 (Mar., 1969), pp. 159-178. Palgrave Macmillan Journals on behalf of the International Monetary Fund, 1969.

BLANCHFLOWER, D; OSWALD, A. *"The Wage Curve."* Cambridge, MA: MIT Press, 1994.

COMBET, E., GHERSI, F., HOURCADE, J. C., THUBIN, C.. A Carbon tax and the Risk of Inequity. Working Paper. CIRED, 2010.

EUROSTAT. Eurostat Price Statistics. An Overview. Eurostat Statistical Books. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2008. ISBN 978-92-79-07356-4.

GHERSI, F. e HOURCADE, J. C.. "Macroeconomic Consistency Issues in E3 Modeling: The Continued Fable of the Elephant and the Rabbit." *Hybrid modeling of energy-environment policies: Reconciling Bottom-Up and Top-Down – Special Issue of the Energy Journal*, 2006.

HOURCADE, J.C. ; CRASSOUS, R; SASSI, O; GITZ, V; WAISMAN, H; GUIVARCH, C.. "IMACLIM-R: A modeling framework for sustainable development issues". Working Paper.CIRED, 2006.

LEFÈVRE, J.. "Hybridization Challenges in Energy-Economy Integrated Models and Representation of the Low Carbon Transition An Application to the Brazilian Case." Paris Saclay, 2016.

MILLER, R., BLAIR, P.. Input-output analysis: foundations and extensions. 2nd ed. Cambridge University Press. Reino Unido, 2009.

PAIVA, C., Trade Elasticities and market expectations in Brazil. International Monetary Fund. Working Paper 03/140, 2003.

SANTOLIN, R., ANTIGO, M. F.. Curvas de salários dinâmicas: Um estudo dos determinantes da histerese do desemprego no Brasil. Texto para Discussão No 368. Belo Horizonte: UFMG/CEDEPLAR, 2009.

TOURINHO, O. A. F., SILVA, N. L. C., ALVES, Y. B.. Uma matriz de contabilidade social para o Brasil em 2003. Texto para discussão N° 1242. IPEA. Rio de Janeiro, 2006.

WILLS, W. Modelagem dos Efeitos de Longo Prazo de Políticas de Mitigação de Emissão de Gases de Efeito Estufa na Economia do Brasil. Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, para obtenção do título de Doutor em Ciências do Planejamento Energético, 2013.