

**Relatório: Arranjo básico de investimentos necessários  
para a implementação da iNDC do Brasil – Setor Elétrico**

**Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID**

**Equipe:**

**Amaro Pereira (PPE - COPPE - UFRJ)**

**Felipe Gonçalves (FGV Energia)**

**Júlia Febraro (FGV Energia)**

**Larissa Resende (FGV Energia)**

**Leontina Pinto (Engenho)**

**Mariana Weiss (FGV Energia)**

**Paulo César Fernandes da Cunha (FGV Energia)**

**Tatiana Bruce da Silva (FGV Energia)**

**Vinícius Neves Motta (FGV Energia)**

**Setembro de 2016**

## Introdução

A assinatura do Acordo de Paris pelos 197 países participantes na 21ª Conferência das Partes (COP 21) da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC) foi um marco no combate às mudanças climáticas. Pela primeira vez na história, as nações mundiais concordam que as mudanças climáticas oferecem um risco ao planeta e se comprometem a agir para mitigar seus efeitos. Por exemplo, Estados Unidos e China, que juntos são responsáveis por quase 40% dos gases do efeito estufa (GEE) que poluem a atmosfera, assinaram e recentemente ratificaram o Acordo.

O Brasil, que também ratificou o Acordo há algumas semanas, se comprometeu a ampliar o uso de energias renováveis na composição de sua matriz energética para 45%. Para o setor elétrico, em particular, objetiva-se:

- “Expandir o uso de fontes renováveis, além da energia hídrica, na matriz total de energia para uma participação de 28% a 33% até 2030;
- Expandir o uso doméstico de fontes de energia não fóssil, aumentando a parcela de energias renováveis (além da energia hídrica) no fornecimento de energia elétrica para ao menos 23% até 2030, inclusive pelo aumento da participação de eólica, biomassa e solar;
- Alcançar 10% de ganhos de eficiência no setor elétrico até 2030”<sup>1</sup>.

O país precisará, portanto, planejar seus investimentos no setor elétrico para os próximos 14 anos a fim de cumprir essas metas. Esse relatório visa fornecer os insumos necessários para a realização desse planejamento. Para tanto, o primeiro passo será projetar a carga de energia elétrica no horizonte considerado, levando em consideração três cenários distintos de atividade econômica (cenário de referência, baixo e alto crescimento econômico). Em seguida, para cada cenário de carga projetado, serão estimadas as matrizes de energia elétrica e suas emissões, que atenderão as metas da iNDC. A meta de eficiência no setor elétrico também será considerada na estimativa das matrizes. A seguir, o montante de investimentos necessários para expandir as matrizes elétricas será calculado<sup>2</sup>. Por fim, serão propostos indicadores de monitoramento para acompanhar a implementação das matrizes propostas.

## 1 - Projeção de carga

A fim de mensurar o nível de investimento necessário para o Brasil alcançar as metas do Acordo de Paris, é preciso estimar a demanda de energia elétrica no horizonte considerado (2016-2030). De um modo geral, a demanda por determinado produto depende de fatores relacionados ao seu próprio preço, ao preço de seus bens substitutos e complementares, nível de renda e população. Entretanto, no caso da demanda por energia e água, a relação entre preço e quantidade demandada é peculiar. A demanda por energia está fortemente relacionada às variáveis macroeconômicas, dado que é de se esperar que o aumento da renda, poder de compra e nível de atividade econômica aumente o consumo e o acesso a equipamentos que demandem energia.

O cenário macroeconômico brasileiro, marcado por forte queda no nível de atividade econômica, provocou inúmeros prejuízos para o país, como baixo nível de consumo e

---

<sup>1</sup> “Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada para Consecução do Objetivo da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima” (sigla em inglês: iNDC). República Federativa do Brasil: [http://www.itamaraty.gov.br/images/ed\\_desenvsust/BRASIL-iNDC-portugues.pdf](http://www.itamaraty.gov.br/images/ed_desenvsust/BRASIL-iNDC-portugues.pdf)

<sup>2</sup> Todos os valores monetários nesse documento estão expressos em reais de agosto de 2016 (corrigidos pelo IPCA).

investimento, que acarretaram a expressiva diminuição do consumo de energia. Após mecanismos de ajustes da economia terem sido acionados, é possível observar sinais, ainda que cautelosos, de que haverá retomada do crescimento. Devido aos modestos indicadores socioeconômicos do país, que se encontram distantes dos países desenvolvidos, é factível se esperar que o crescimento econômico projetado no longo prazo acarretará em aumento do consumo de energia.

A grande heterogeneidade geográfica brasileira faz com que as diversas regiões sejam impactadas de formas diferenciadas pelos fatores, incentivando a fragmentação da totalidade da demanda entre as regiões do país, como uma tentativa de melhor captar a complexidade de sua construção. Além dessa fragmentação, é importante diferenciar as classes de consumo conforme os setores da economia: Industrial, Residencial, Comercial e Outros (rural, iluminação pública, serviço público, poder público e consumo próprio). Por exemplo, embora o consumo energético industrial tenha sido amplamente impactado pela crise econômica de 2008, dada a diminuição da demanda externa, a demanda energética por outros setores não foi impactada de forma significativa.

Nesta seção foi feita a previsão da carga de energia, que é o total de energia elétrica utilizada pelo sistema, considerando tanto aquela efetivamente recebida pelos consumidores quanto a perdida no transporte entre geração e distribuição, para cada subsistema e cada classe de consumo. As variáveis macroeconômicas consideradas na projeção alternaram entre: PIB, IPCA, Taxa de Câmbio, Produção Industrial dos EUA, Taxa Selic e PIB Industrial. Dado que uma maior produção acarreta em um consumo maior de energia, é esperado que o aumento do PIB e do PIB Industrial impactem positivamente na demanda por energia. Também se espera que o IPCA tenha um impacto positivo na demanda energética, dado que a inflação induz a população a antecipar seu consumo, na expectativa de que os preços subam ainda mais. Em relação à Taxa de Câmbio, variável que atinge mais fortemente as classes mais economicamente favorecidas, espera-se um impacto próximo ao do IPCA, fazendo com que os gastos com lazer sejam substituídos por gastos domésticos. Além disso, é assumido que a Produção Industrial dos EUA, que é considerada um indicador da atividade econômica mundial e influencia, por sua vez, as exportações brasileiras, relacione-se positivamente com o consumo de energia. Igualmente, dado que o comércio é movido a crédito, que estimula positivamente o consumo, tem-se a expectativa de que a Taxa Selic decerto impacte a demanda por energia elétrica.

Por fim, para a projeção da carga de energia, são propostos três cenários distintos de atividade econômica: um cenário de referência, um cenário de baixo crescimento econômico (pessimista) e um cenário de alto crescimento econômico (otimista). Exceto os dados de Produção Industrial dos EUA, que foram obtidos nas projeções do Federal Reserve em 08/01/2016<sup>3</sup>, todos os demais dados macroeconômicos foram obtidos a partir de projeções divulgadas pelo Banco Central<sup>4</sup>.

### Cenários macroeconômicos

As premissas macroeconômicas para os diferentes cenários podem ser vistas na Tabela 1, onde P se refere ao cenário pessimista, R ao cenário de referência e O ao otimista.

---

<sup>3</sup> <http://www.federalreserve.gov/datadownload/>

<sup>4</sup> <https://www3.bcb.gov.br/expectativas/publico/consulta/serieestatisticas;>  
<https://www.bcb.gov.br/pec/GCI/PORT/readout/readout.asp>

**Tabela 1: Premissas Macroeconômicas**

	PIB (%)			Taxa Selic (% Média ano)			Taxa de Câmbio R\$/US\$ (Média ano)			Prod. Industrial EUA (Média ano)			IPCA (%)			PIB Industrial (%)		
	P	R	O	P	R	O	P	R	O	P	R	O	P	R	O	P	R	O
2016	-4,39	-3,24	-1,64	14,11	13,50	13,12	3,40	3,30	3,24	-8,10	-3,20	3,00	7,69	7,21	6,76	-7,11	-4,77	-2,88
2017	-1,59	0,66	2,52	13,51	11,96	10,17	3,50	3,43	3,37	-0,10	2,20	5,70	7,18	6,05	5,13	-2,38	-0,80	0,80
2018	0,90	2,09	3,50	11,50	10,38	9,00	3,60	3,55	3,50	0,50	2,40	4,00	6,00	4,82	4,00	-5,50	1,65	4,00
2019	1,00	2,30	3,50	11,00	10,31	10,00	3,80	3,73	3,66	0,50	2,60	4,30	6,00	4,66	4,00	-3,50	1,72	3,90
2020	1,00	2,36	3,70	10,00	9,42	9,00	5,70	4,51	3,82	0,50	2,60	4,30	6,00	4,66	4,00	-1,00	2,17	3,90
2021	1,00	2,36	3,70	10,00	9,42	9,00	5,70	4,51	3,82	0,50	2,60	4,30	6,00	4,66	4,00	-1,00	2,17	3,90
2022	1,00	2,36	3,70	10,00	9,42	9,00	5,70	4,51	3,82	0,50	2,60	4,30	6,00	4,66	4,00	-1,00	2,17	3,90
2023	1,00	2,36	3,70	10,00	9,42	9,00	5,70	4,51	3,82	0,50	2,60	4,30	6,00	4,66	4,00	-1,00	2,17	3,90
2024	1,00	2,36	3,70	10,00	9,42	9,00	5,70	4,51	3,82	0,50	2,60	4,30	6,00	4,66	4,00	-1,00	2,17	3,90
2025	1,00	2,36	3,70	10,00	9,42	9,00	5,70	4,51	3,82	0,50	2,60	4,30	6,00	4,66	4,00	-1,00	2,17	3,90
2026	1,00	2,36	3,70	10,00	9,42	9,00	5,70	4,51	3,82	0,50	2,60	4,30	6,00	4,66	4,00	-1,00	2,17	3,90
2027	1,00	2,36	3,70	10,00	9,42	9,00	5,70	4,51	3,82	0,50	2,60	4,30	6,00	4,66	4,00	-1,00	2,17	3,90
2028	1,00	2,36	3,70	10,00	9,42	9,00	5,70	4,51	3,82	0,50	2,60	4,30	6,00	4,66	4,00	-1,00	2,17	3,90
2029	1,00	2,36	3,70	10,00	9,42	9,00	5,70	4,51	3,82	0,50	2,60	4,30	6,00	4,66	4,00	-1,00	2,17	3,90
2030	1,00	2,36	3,70	10,00	9,42	9,00	5,70	4,51	3,82	0,50	2,60	4,30	6,00	4,66	4,00	-1,00	2,17	3,90

\* P = Pessimista / R = Referência / O = Otimista

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Banco Central e Federal Reserve.

Para construir o cenário de referência, foram utilizadas as projeções de Expectativas de Mercado do Relatório de Mercado Focus do dia 05/08/2016 para o ano de 2016 e dados a nível médio do Sistema de Expectativas de Mercado do dia 08/08/2016, também do Banco Central, para os anos entre 2017 e 2020. Como se pode observar na Tabela 1, após queda de 3,24% para o ano de 2016, é esperado que o PIB tenha uma pequena taxa de crescimento no ano de 2017 (0,66%), seguida de aumentos moderados ano após ano até 2020, quando atinge a taxa de crescimento esperado de 2,36%. As projeções se mantêm constantes entre os anos de 2020 e 2030. Espera-se que a Taxa Selic tenha queda moderada com o passar dos anos, enquanto que, para a Taxa de Câmbio, o Banco Central projetou suaves crescimentos subsequentes até o ano de 2020. Em relação à Produção Industrial dos EUA, após queda esperada em 2016, é previsto um crescimento moderado já no ano de 2017, seguido de leves incrementos nessa taxa até o ano de 2019. A trajetória do IPCA é similar à que foi prevista para a Taxa Selic: expectativa de redução ano após ano até 2019. Estima-se que o PIB Industrial volte a crescer apenas a partir de 2018.

Para a construção do cenário pessimista, foram utilizadas as projeções do Sistema de Expectativas de Mercado do Banco Central do dia 08/08/2016 para os anos entre 2016 e 2020. As projeções se mantêm constantes entre os anos de 2020 e 2030. Assume-se valores mínimos para o PIB (que só voltará a se recuperar a partir de 2018) e para o PIB Industrial (que terá forte queda no início do período considerado, se recuperando eventualmente, mas permanecendo negativo por todo o período). Por outro lado, foram assumidos valores máximos para Taxa Selic (que terá queda moderada até 2020), Taxa de Câmbio (que apresentará tendência de alta até 2020) e IPCA (que cairá até 2018, se mantendo constante nos anos subsequentes). Em relação à Produção Industrial dos EUA, após alta queda esperada de 8,10% para o ano de 2016, é prevista pequena queda no ano de 2017 (0,10%), seguido de leves crescimentos de 0,50% nessa taxa a partir de 2018.

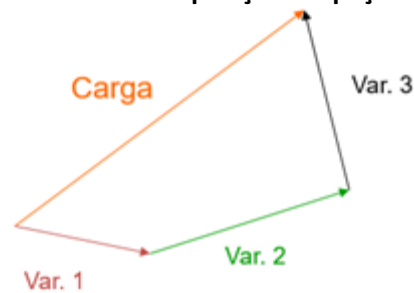
Para a construção do cenário otimista, também foram utilizadas as projeções do Sistema de Expectativas de Mercado do Banco Central do dia 08/08/2016 para os anos entre 2016 e 2020, assumindo, dessa vez, valores máximos para PIB e PIB Industrial e mínimos para Taxa Selic, Taxa de Câmbio e IPCA. As projeções se mantêm constantes entre os anos de 2020 e 2030. O PIB começará a se recuperar a partir de 2017. Já para a Taxa Selic, esperam-se oscilações no início do período, atingindo 9% em 2020. Para a Taxa de Câmbio, foi projetado suave

crescimento até o ano de 2020. Em relação à Produção Industrial dos EUA, é esperada uma taxa de crescimento de 3% para o ano de 2016, seguida de oscilações, até atingir taxa de crescimento de 4,30% em 2019. O IPCA tem tendência de queda até 2018, se mantendo constante a partir de então. O PIB Industrial começa a se recuperar a partir de 2017, atingindo taxa de 3,90% a partir de 2019.

### Projeção da carga de energia

O modelo matemático utilizado na construção de cenários de demanda baseia-se na construção da função que relaciona a carga elétrica a suas variáveis explicativas. Para tanto, utilizamos as técnicas baseadas em espaços de Hilbert ilustradas na Figura 1, que tratam a carga como um vetor, decomposto nas variáveis que a explicam:

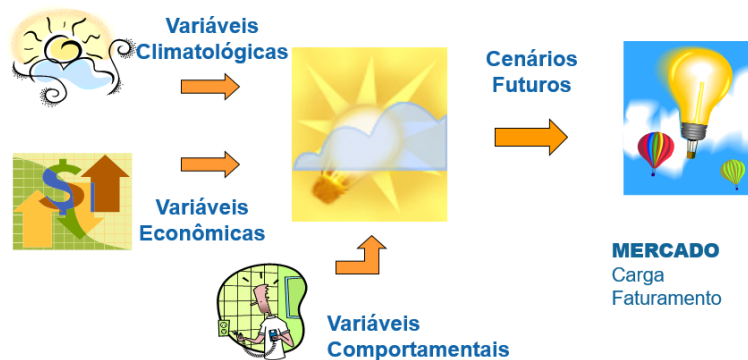
**Figura 1: Modelo de decomposição - Espaços de Hilbert**



Fonte: Elaboração Própria.

Dentre as várias vantagens da metodologia utilizada, destacam-se a eliminação de problemas de co-integração, a possibilidade de utilização de históricos não estacionários ou a possibilidade de acomodação de descontinuidades ou dados incompletos. O programa busca automaticamente o melhor ajuste para o conjunto de variáveis oferecidas, otimizando o ajuste e calculando os “pesos” de cada variável explicativa na carga em estudo. Conhecida a função de transferência, a plataforma de projeção de cenários utiliza as projeções das séries explicativas para obter a série desejada, que é a carga de energia elétrica a ser sintetizada. A Figura 2 ilustra o processo genérico, que pode ser aplicado a qualquer tipo de análise – energia, ponta, carga, faturamento, etc.

**Figura 2: Variáveis consideradas no modelo de projeção de demanda**

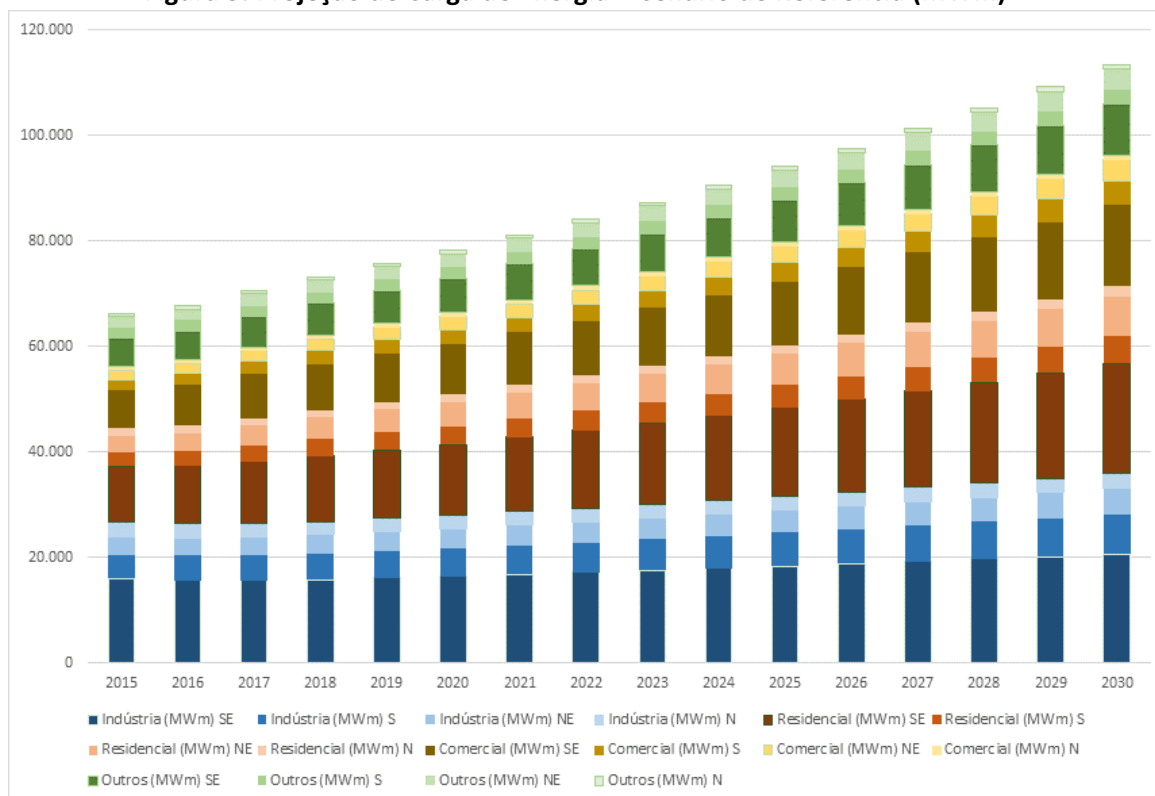


Fonte: Elaboração própria.

Vale destacar que, embora importantes, as variáveis climatológicas não são consideradas em estudos de longo prazo, em parte pela dificuldade em sua previsão e porque seu impacto é fortuito, não causando um efeito duradouro. Por outro lado, as variáveis econômicas e comportamentais, por exemplo, a eficiência, costumam ser relevantes para a evolução plurianual da carga de energia elétrica.

Os resultados da previsão de carga de energia no cenário de referência para cada subsistema e classe de consumo podem ser vistos na Figura 3. Como se observa, enquanto que para as classes de consumo “Indústria” e “Comercial” se espera uma taxa de crescimento maior no subsistema Sul ao longo do período de 2015 a 2030, para a classe de consumo “Residencial” e “Outros”, há expectativa de maior taxa de crescimento para o subsistema Nordeste. Análise análoga foi realizada para os cenários otimista e pessimista.

**Figura 3: Projeção de Carga de Energia – Cenário de Referência (MWm)**



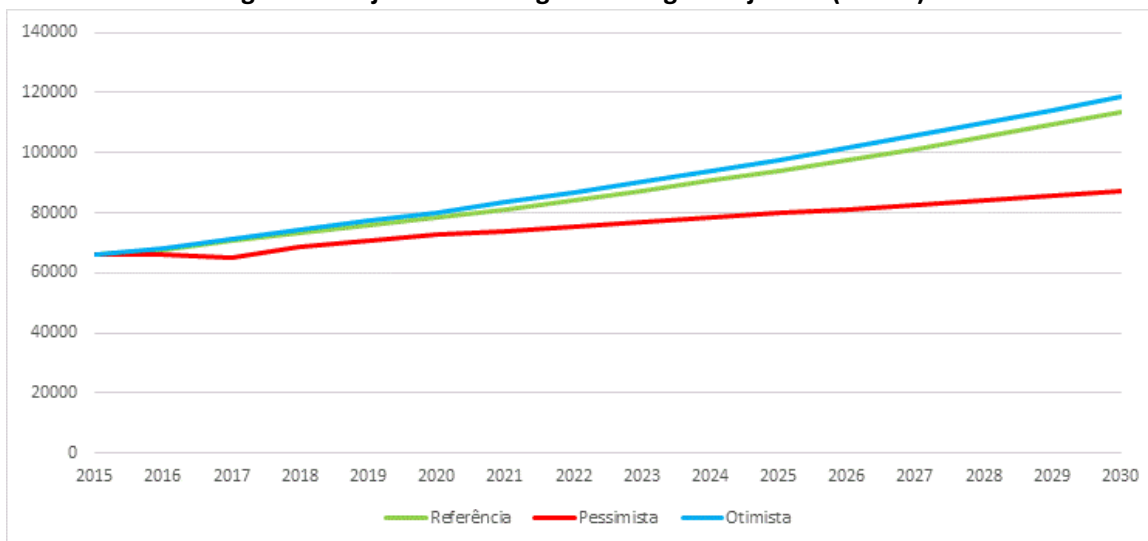
Fonte: Elaboração própria.

A fim de comparação, a trajetória das projeções para carga de energia total em cada um dos três cenários é apresentada na Figura 4, onde é visto que a projeção para 2030 atinge a montante de 113.344 MWm para o Cenário de Referência, 87.151 MWm para o Cenário Pessimista e 118.807 MWm para o Cenário Otimista.

Para fins comparativos e de forma simplificada, dado que o estudo da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Demanda de Energia 2050<sup>5</sup>, contemplou ganhos de eficiência energética ao longo de 2013-2030 que montam 9,4% do consumo total de eletricidade do período, foram calculados os ganhos que se teria com 10% de eficiência energética ao longo dos anos 2015-2030 sobre as cargas totais projetadas para cada um dos cenários. Observa-se na Figura 5, que a projeção de carga da EPE para o ano de 2030 é 11,9% e 6,8% maior do que as projeções nos cenários de referência e otimista desse relatório, respectivamente.

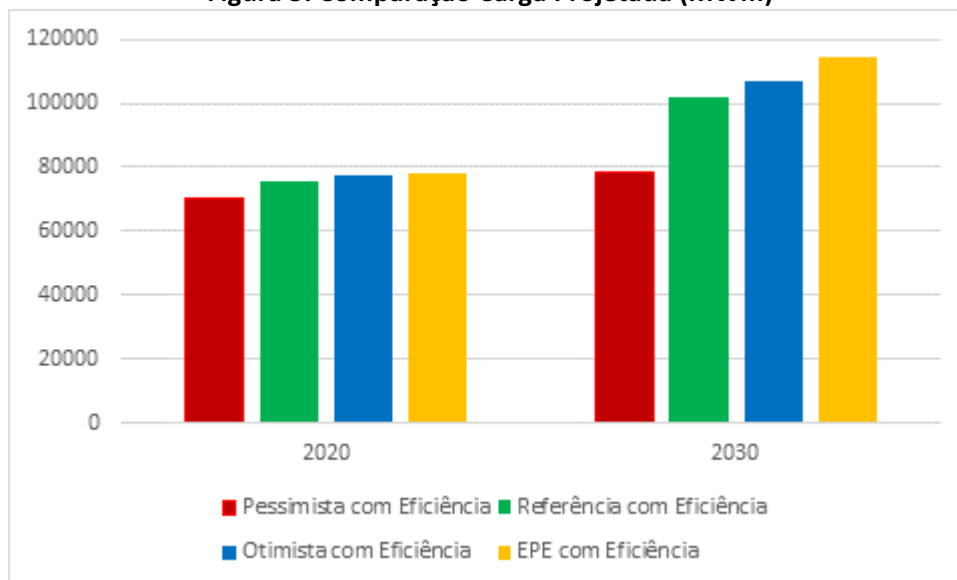
<sup>5</sup> Nota Técnica DEA 13/15. EPE, 2016.

**Figura 4: Trajetória da Carga de Energia Projetada (MWm)**



Fonte: Elaboração própria.

**Figura 5: Comparação Carga Projetada (MWm)**



Fonte: Elaboração própria.

## 2 - Expansão da oferta e investimentos no setor de geração

Este capítulo trata da expansão da matriz de energia elétrica necessária para atender aos cenários de demanda projetados anteriormente. As matrizes aqui apresentadas consideram os compromissos assumidos pelo Brasil em sua iNDC. Assim sendo, busca-se atender à restrição na emissão de gases do efeito estufa, assim como as metas de expansão das fontes de geração renováveis. Para cada cenário também são estimados as emissões geradas e o custo de expansão da matriz proposta.

Para delinear a matriz de energia elétrica em 2030, utiliza-se um modelo de planejamento ótimo do sistema. Neste modelo, são primeiramente incluídos os dados das expansões já contratadas nos leilões, que foram obtidos no Banco de Informações de Geração da ANEEL<sup>6</sup>.

<sup>6</sup> <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>

Além disso, algumas expansões foram previamente determinadas: as usinas hidrelétricas Tapajós e Jatobá e as usinas termelétricas a gás Porto do Açu e COMPERJ. Por fim são determinados os possíveis tipos de usinas para a expansão definida pelo modelo de planejamento ótimo.

O modelo busca expandir a oferta através das fontes de energia de menor custo de investimento e operação respeitando os limites de construção de usinas. Para tanto, são considerados os dados de custo de investimento e de operação de cada fonte de energia e também os limites na capacidade de construção desses empreendimentos. Considerou-se possível construir, por ano, no máximo 3 GW de usinas eólicas, 1 GW de usinas solares e 400 MW de usinas termelétricas a biomassa. Além disso, o modelo de planejamento da operação leva em consideração a evolução da carga, os cenários de aflúncias hidrológicas, de velocidades de ventos e de radiação solar.

Na Tabela 2 observam-se os custos de investimento obtidos para cada fonte de energia:

**Tabela 2: Custo de Investimento por tipo de usina**

USINA	CUSTO DE INVESTIMENTO (R\$/Kw)
Usina Hidrelétrica	5731,26
Pequenas Centrais Hidrelétricas	9202,32
Usina Fotovoltaica	4870,22
Usina Eólica	4116,82
Usina Termelétrica a Gás	2448,56
Biomassa	5785,08

Fonte: Elaboração Própria. Dados da IEA, 2015<sup>7</sup>.

Identifica-se que, dentre as fontes renováveis, as usinas fotovoltaicas e eólicas têm os menores custos. Os custos de operação determinados são: nulos para as fontes renováveis, 250 R\$/MWh para as usinas termelétricas a gás de ciclo combinado e 320 R\$/MWh para as de ciclo aberto<sup>8</sup>. Desta forma, as usinas termelétricas a gás as tornam menos atrativas do que as usinas eólicas e fotovoltaicas, e a expansão ótima tende naturalmente a usar prioritariamente as fontes renováveis.

O modelo que simula a operação utiliza um modelo de geração de cenários climatológicos conjuntos (velocidades de vento radiação solar e hidrologias) associados às plantas típicas de cada fonte, de modo a representar realisticamente as disponibilidades futuras de geração – incluindo, aqui, as correlações que englobam a complementariedade climatológica e possíveis tendências futuras.

O modelo de planejamento determina a expansão da matriz elétrica por cenário de carga. Ou seja, para cada cenário de carga (otimista, referência e pessimista), foi construído um cenário com eficiência energética, que atinge uma redução de 10% da demanda ao final do período. Primeiramente, analisa-se a expansão para o cenário referência, com e sem a penetração da eficiência energética, como ilustrado na Figura 6.

<sup>7</sup> World Energy Investment Outlook, International Energy Agency (IEA), 2015.

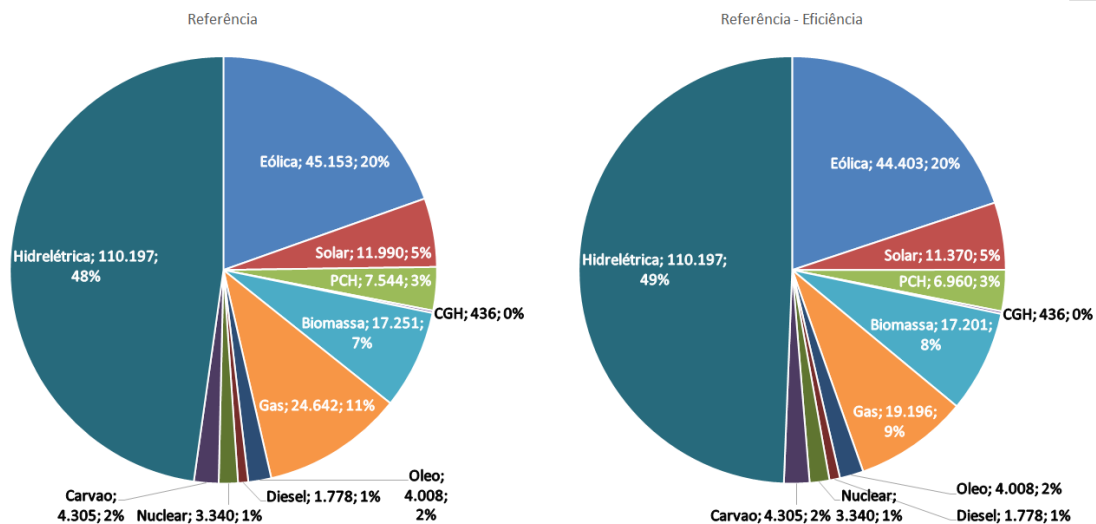
<sup>8</sup> Os dados de custo de operação foram baseados nos resultados dos custos contratados nos últimos leilões realizados

([https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos\\_menu\\_lateral/leiloes?\\_afLoop=13937254084179#%40%3F\\_afLoop%3D13937254084179%26\\_adf.ctrl-state%3D1c7d9m7nf9\\_122](https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/leiloes?_afLoop=13937254084179#%40%3F_afLoop%3D13937254084179%26_adf.ctrl-state%3D1c7d9m7nf9_122)), que refletem a avaliação de mercado do preço dessas fontes (para mais informações, vide Boletins de Conjuntura FGV Energia: <http://fgvenergia.fgv.br/publicacoes/boletins-de-conjuntura>).



Pode-se observar o impacto da eficiência energética na matriz de energia elétrica por meio da redução significativa da participação de gás: 19,2 GW (9%) contra 24,6 GW (11%), gerando, consequentemente, uma matriz mais limpa e um volume menor de emissões. Vale notar que, apesar disso, a meta da INDC pode ser atingida mesmo sem haver investimentos em eficiência energética, visto que as fontes eólica, solar e biomassa correspondem a 32% da matriz energética em 2030 no cenário sem eficiência.

**Figura 6: Matriz elétrica brasileira em 2030 para o cenário de referência**



Fonte: Elaboração própria.

A Figura 7 compara os diversos cenários estudados – referência, otimista e pessimista, com e sem a penetração da eficiência energética. Pode-se observar que a expansão ocorreu majoritariamente em fontes de energia renovável. As usinas eólicas, por exemplo, expandiram 27 GW em ambos os cenários de referência e otimista sem considerar a eficiência energética. No caso das usinas fotovoltaicas, a expansão foi de 8,8 GW para os cenários otimista e referência, também sem considerar a eficiência energética. Por último, as usinas termelétricas a gás expandiram 5,4 GW no cenário de referência e 10 GW no cenário otimista. Como esperado, a expansão de usinas termelétricas a gás é mais significativa nos cenários em que não há eficiência energética: adição de 1,2 GW no cenário de referência e 8,7 GW no cenário otimista.

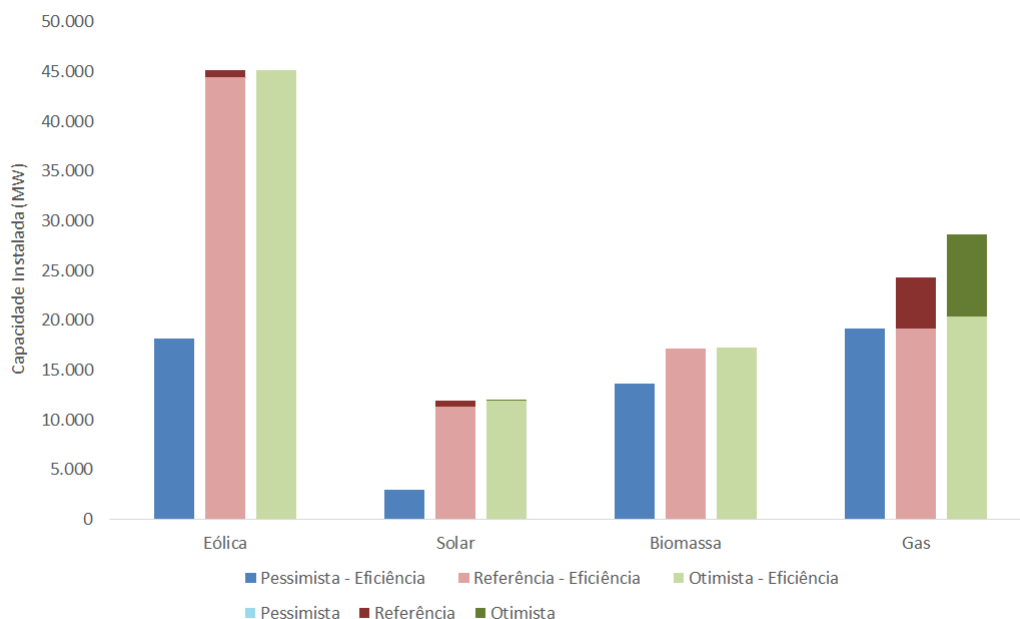
Em específico, para o cenário pessimista, com ou sem eficiência energética, a carga é tão baixa que não há necessidade de expansão além da já contratada. Além disso, considerando-se que o cenário pessimista corresponde a um cenário econômico muito negativo, dificilmente teríamos investimentos em eficiência energética.

Na Tabela 3 são observados os investimentos necessários, em cada cenário de carga, para alcançar a matriz elétrica projetada para 2030, tendo sido considerada a eficiência energética. Pode-se notar que os investimentos necessários para alcançar a matriz elétrica projetada para cada cenário têm valores bem próximos, variando entre R\$ 439 bilhões e R\$ 447 bilhões. Além disso, é importante destacar que as usinas hidrelétricas e as usinas eólicas são as que mais demandam investimentos.

Analisando a geração de energia projetada para cada cenário de carga, observa-se a participação das renováveis complementares e de renováveis incluindo usinas hidrelétricas. A

meta de 23% de geração com energias renováveis complementares definida pela INDC é ultrapassada nos cenários de referência e otimista com eficiência (Tabela 4). Observa-se uma pequena diferença no valor esperado desse percentual no cenário otimista sem eficiência. Não é atingida a meta percentual nos cenários pessimistas; entretanto será observado que os volumes de emissões nesses cenários são extremamente baixos em virtude da carga reduzida.

**Figura 7: Capacidade Instalada por fonte energética para cada cenário de carga em 2030**



Fonte: Elaboração própria.

**Tabela 3: Investimentos necessários para alcançar a matriz elétrica projetada para cada cenário de carga por fonte**

Investimento(milhões R\$)	Pessimista	Pessimista - Eficiência	Otimista	Otimista - Eficiência	Referência	Referência - Eficiência
Hidrelétricas	122.947,44	122.947,44	122.947,44	122.947,44	122.947,44	122.947,44
Nuclear	14.484,53	14.484,53	14.484,53	14.484,53	14.484,53	14.484,53
Gás Natural	12.695,53	12.695,53	31.504,50	12.695,53	22.921,71	12.695,53
Carvão	3.942,07	3.942,07	3.942,07	3.942,07	3.942,07	3.942,07
Óleo	307,03	307,03	307,03	307,03	307,03	307,03
Diesel	-	-	-	-	-	-
CGH	-	-	-	-	-	-
PCH	19.138,53	19.138,53	24.474,54	19.138,53	24.474,54	19.138,53
Biomassa	6.442,01	6.442,01	19.963,61	19.963,61	19.963,61	19.838,41
Eólica	33.083,29	33.083,29	148.235,28	148.162,99	148.235,28	145.036,61
Solar	20.294,01	20.294,01	81.855,91	81.095,86	81.855,91	77.042,67
TOTAL	233.334,45	233.334,45	447.714,91	422.737,60	439.132,12	415.432,82

Fonte: Elaboração própria. Baseado em dados da IEA (2015)<sup>9</sup> e da EPE (2016)<sup>10</sup>.

Por fim, podem ser analisadas as emissões projetadas para os cenários com eficiência energética. Na Tabela 5, observam-se os dados de emissão em MtCO<sub>2</sub> e os fatores de emissão para cada cenário de carga. Excetuando-se o cenário otimista sem considerar a eficiência energética, a meta de emissão de 50 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> é atingida em todos os cenários. Ressalta-se, entretanto, a necessidade do esforço e dos investimentos em eficiência,

<sup>9</sup> World Energy Investment Outlook, International Energy Agency (IEA), 2015.

<sup>10</sup> “Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica” & “Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear”. EPE, 2016.

com intuito de limitar o crescimento da carga e da necessidade de expansão adicional na oferta de energia.

**Tabela 4: Participação na geração das energias renováveis sem considerar hidrelétricas e considerando hidrelétricas**

Cenário de Carga	Renováveis (%)	Renováveis sem UHE(%)
Pessimista	92,4	18,4
Pessimista - Eficiência	91,6	19,6
Referência	85,6	24,0
Referência - Eficiência	91,5	24,7
Otimista	81,2	22,6
Otimista - Eficiência	89,5	24,9

Fonte: Elaboração própria.

**Tabela 5: Dados de emissão em MtCO<sub>2</sub> e de fatores de emissão por cenário de carga**

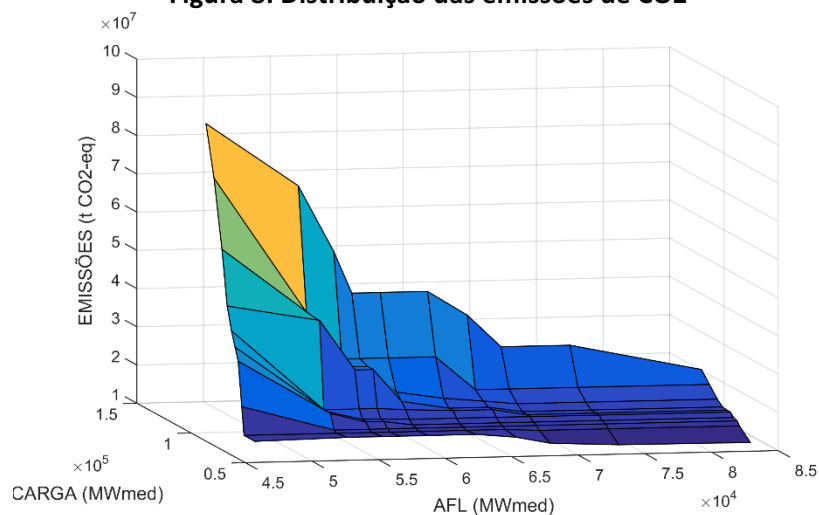
Cenário de Carga	Emissões(MtCO <sub>2</sub> )	Fator de Emissão (tCO <sub>2</sub> /MWh)
Pessimista	18,3	0,024
Pessimista - Eficiência	18,3	0,027
Referência	41,8	0,052
Referência - Eficiência	24,7	0,028
Otimista	61,7	0,072
Otimista - Eficiência	30,5	0,033

Fonte: Elaboração própria. Baseado nos dados do MCTI, 2016<sup>11</sup>.

É muito interessante notar que, apesar de nem sempre alcançar a participação almejada para a geração renovável, os níveis de emissões esperados encontram-se dentro das metas em praticamente todos os cenários. Isto se justifica pela expressiva redução da expectativa da carga estimada para o ano de 2030: como a carga é menor, a geração também é menor, e uma maior participação do gás não leva a um aumento de níveis de emissões acima do desejado.

Para uma melhor análise das emissões, é importante mostrar a distribuição das emissões em função dos cenários de carga e das condições hidrológicas, como mostra a Figura 8.

**Figura 8: Distribuição das emissões de CO<sub>2</sub>**



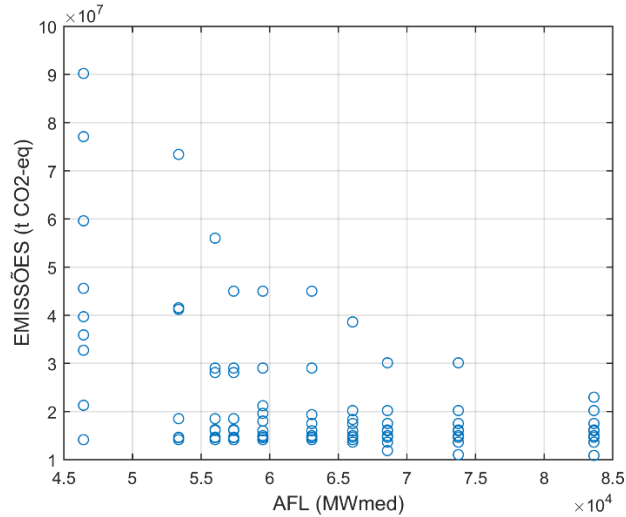
Fonte: Elaboração própria.

Além disso, pode-se avaliar somente a distribuição das emissões em função da evolução da demanda, ou em função da hidrologia. Desta maneira, são definidos os fatores de maior influência nas emissões. Assim, analisando a Figura 9 e a Figura 10, verifica-se que as emissões

<sup>11</sup> 3ª Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima. Sumário Executivo. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. 2016.

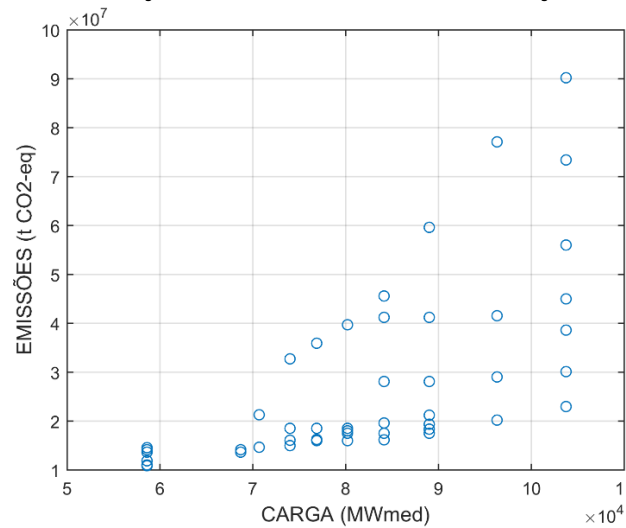
são mais sensíveis à variação da hidrologia, o que é intuitivo visto que esta determina a geração termelétrica.

**Figura 9 – Distribuição das emissões de CO<sub>2</sub> em função da hidrologia**



Fonte: Elaboração própria.

**Figura 10 – Distribuição das emissões de CO<sub>2</sub> em função da demanda**



Fonte: Elaboração própria.

### 3 - Projeção da eficiência elétrica e financiamento de investimentos em eficiência e renováveis

Na sua iNDC, o Brasil se comprometeu a alcançar 10% de ganhos de eficiência no setor elétrico até 2030. Neste capítulo, será detalhado como atingir esse valor por meio de: melhorias na eficiência de equipamentos utilizados pelos três setores da economia (residencial, industrial, comercial e outros, que inclui o setor público); melhorias nos hábitos de consumo de eletricidade; e políticas públicas de eficiência energética (EE) no setor elétrico<sup>12</sup>. Os custos

<sup>12</sup> A análise dos custos de investimentos em eficiência energética realizada nesse capítulo terá uma abordagem *top-down*, que não considerou o perfil de consumo de eletricidade dos consumidores

desses investimentos em EE e os meios para financiá-los<sup>13</sup>, assim como as emissões evitadas devido à implementação dessas medidas, também são estimados.

A partir das cargas projetadas no Capítulo 1 para os três diferentes cenários apresentados, e após considerar as perdas no setor elétrico<sup>14</sup>, encontram-se os valores de energia elétrica que deverão ser conservados em cada cenário para cumprir o compromisso de aumento da eficiência no setor elétrico assumido na INDC brasileira (Tabela 6).

**Tabela 6: Potencial de Conservação Total de Energia em 2030 por Classe de Consumo e Uso Final para cada Cenário considerado**

CENÁRIO	CLASSE	USO FINAL							Total
		Força Motriz	Calor de Processo	Aquecimento Direto	Refrigeração e Ar Condicionado	Iluminação	Eletroquímica	Outros Usos	
Referência	Industrial	26.228.615	47.285	1.219.123	481.070	1.135.861	1.073.157	48.313	30.233.423
	Residencial	307.351	-	2.967.629	8.419.759	6.528.372	-	1.357.893	19.581.003
	Comercial	2.497.865	-	489.294	4.080.875	11.947.609	-	259.038	19.274.681
	Outros	2.138.091	-	90.458	1.482.272	10.918.653	-	180.915	14.810.389
	Total	31.171.921	47.285	4.766.503	14.463.977	30.530.494	1.073.157	1.846.159	83.899.496
Pessimista	Industrial	20.167.367	36.358	937.392	369.898	873.371	825.158	37.148	23.246.692
	Residencial	236.324	-	2.281.831	6.474.012	5.019.711	-	1.044.094	15.055.971
	Comercial	1.920.626	-	376.221	3.137.813	9.186.601	-	199.176	14.820.438
	Outros	1.643.993	-	69.554	1.139.730	8.395.429	-	139.107	11.387.812
	Total	23.968.310	36.358	3.664.998	11.121.454	23.475.112	825.158	1.419.525	64.510.913
Otimista	Industrial	27.492.792	49.564	1.277.883	504.257	1.190.607	1.124.881	50.641	31.690.626
	Residencial	322.164	-	3.110.664	8.825.578	6.843.029	-	1.423.341	20.524.776
	Comercial	2.618.259	-	512.877	4.277.566	12.523.465	-	271.523	20.203.690
	Outros	2.241.143	-	94.818	1.553.716	11.444.914	-	189.635	15.524.226
	Total	32.674.358	49.564	4.996.241	15.161.118	32.002.015	1.124.881	1.935.141	87.943.318
% de energia conservada por uso final		37%	0%	6%	17%	36%	1%	2%	

Fonte: Elaboração própria. Percentuais de energia conservada por uso final baseados em CEBDS (2016a) e MME<sup>15</sup>.

Diversas são as ações que podem ser implementadas para conservar eletricidade<sup>16</sup>. As ações de eficiência energética consideradas nesse relatório têm como base estudo realizado pelo CEBDS<sup>17</sup> e a base de dados de projetos cadastrados no Programa de Eficiência Energética (PEE), no sítio da ANEEL<sup>18</sup>. A Tabela 7 lista essas ações, as projeções de emissões evitadas por ação e seus custos de implementação<sup>19</sup> para o cenário de referência. A Dada a conjuntura econômica atual, é importante ressaltar a importância de financiar os custos listados na Tabela 7 por vias que não as governamentais. Podem-se citar, como sugestões de soluções financeiras: contratos de performance, fundos de garantia para investimentos em eficiência energética,

brasileiros, em todas as diferentes classes de consumo, bem como o tipo de mercado (cativo vs. livre) no qual esses consumidores se encontram. Uma análise *bottom-up* levaria essas variáveis em consideração.

<sup>13</sup> Muitas linhas de investimento propostas mais adiante nesse Capítulo, que têm como objetivo aumentar a eficiência no setor elétrico, também podem ser empregadas para financiar investimentos em energia renovável, condição necessária para a expansão da matriz renovável visada na INDC e detalhada no Capítulo 2.

<sup>14</sup> O índice de perdas considerado nesse trabalho será de 15,5% em 2030. De acordo com “Nota Técnica DEA 13/15”, EPE (2016), o índice de perdas é um indicador que representa as perdas como percentual da carga de energia. Os percentuais de perda considerados nos estudos da EPE são de 17% em 2014 e de 13% em 2030. Esse estudo considera, portanto, um valor intermediário em 2030.

<sup>15</sup> “Balanço Energético Útil (BEU)”. Ministério de Minas e Energia (MME), 2005.

<sup>16</sup> A literatura em eficiência energética, em particular no setor elétrico, é ampla. Vários são os planos e estudos no tema, realizados tanto no Brasil como no exterior. Vide, por exemplo: “Energy Efficiency Market Report 2015. IEA; “Plano Nacional de Eficiência Energética: Premissas e Diretrizes Básicas”. MME, 2011.

<sup>17</sup> “Consumo Eficiente de Energia Elétrica: uma agenda para o Brasil”. Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS), 2016a.

<sup>18</sup> <http://www.aneel.gov.br/programa-eficiencia-energetica>

<sup>19</sup> Os valores na coluna “Custo por Ação” foram calculados tendo como base o custo de conservação por MWh em CEBDS (2016a) e correspondem ao custo de implantação da nova tecnologia/prática mencionada. Para calcular “Emissões evitadas por Ação”, multiplica-se os potenciais de conservação da ação pelo fator de emissão considerado em cada cenário, que foram calculados no Capítulo 2.

linhas de financiamento com taxas de juros subsidiadas, criação de fundos de investimentos dedicados a financiamento em eficiência energética, dentre outros. Algumas dessas sugestões também se aplicam para a realização de investimentos em energias renováveis, necessários para a expansão da matriz elétrica descrita no capítulo anterior.

Figura 11 compara os custos por ação nos três diferentes cenários.

Em sua maioria, essas ações são implementadas por meio de políticas públicas. Outras políticas que podem contribuir para aumentar a eficiência elétrica são: reformulação de planos governamentais existentes, campanhas educativas, criação de novos programas e incentivos à eficiência energética, dentre outras<sup>20</sup>. Algumas dessas políticas, por sua vez, são complementares às ações acima e/ou as possibilitam.

**Tabela 7: Ações de Eficiência Energética e seus Custos por Classe de Consumo e Uso Final para o Cenário de Referência**

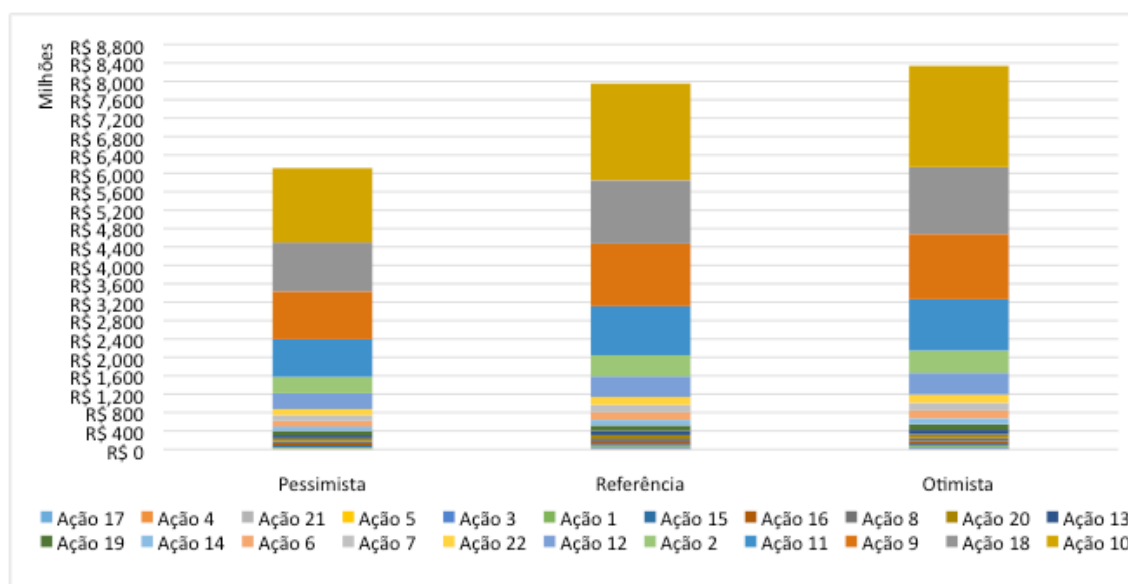
AÇÃO DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	Classe	Uso Final	Emissões evitadas por Ação (milhões tCO <sub>2</sub> (MtCO <sub>2</sub> ))	Custo por Ação (R\$)
Ação 1 - Substituição de motores	Industrial	Força motriz	0,04	30.633.485
Ação 2 - Otimização		Calor de processo	0,24	461.690.386
Ação 3 - Substituição do combustível por um diferente da energia elétrica		Aquecimento direto	0,01	13.128.637
Ação 4 - Otimização do sistema de refrigeração (vedação, uso de termostato, evaporador, posicionamento dos equipamentos, combate a vazamentos)		Refrigeração e AC	0,01	5.470.265
Ação 5 - Trocar lâmpadas por LED		Iluminação	0,00	12.855.123
Ação 6 - Aplicação de novas tecnologias		Eletroquímico	0,08	158.637.692
Ação 7 - Redução do uso de equipamentos em modo standby, seja por mudança de comportamento ou por automação		Outros usos	0,07	158.637.692
Ação 8 - Substituição por equipamentos mais eficientes		Força motriz	0,06	75.489.660
Ação 9 - Instalação de boilers solares	Residencial	Aquecimento direto	0,73	1.358.813.886
Ação 10 - Melhorar hábitos de uso de equipamentos (fechar portas e janelas, dimensionar velocidade e temperatura)		Refrigeração e AC	0,33	2.101.675.906
Ação 11 - Trocar lâmpadas fluorescentes por LED		Iluminação	0,31	1.063.419.563
Ação 12 - Desligar aparelhos em standby		Outros usos	0,11	446.373.644
Ação 13 - Substituição por equipamentos mais eficientes	Comercial	Força motriz	0,04	89.712.350
Ação 14 - Substituição do combustível por um diferente da energia elétrica		Aquecimento direto	0,03	123.627.994
Ação 15 - Otimização do sistema de refrigeração		Refrigeração e AC	0,01	38.291.857
Ação 16 - Trocar lâmpadas fluorescentes por LED		Iluminação	0,01	45.950.228
Ação 17 - Redução do uso de equipamentos em modo standby, seja por mudança de comportamento ou por automação		Outros usos	0,00	4.376.212
Ação 18 - Substituição por equipamentos mais eficientes	Outros	Força motriz	0,18	1.381.789.000
Ação 19 - Substituição do combustível por um diferente da energia elétrica		Aquecimento direto	0,03	120.345.835
Ação 20 - Otimização do sistema de refrigeração		Refrigeração e AC	0,01	78.771.819
Ação 21 - Trocar lâmpadas de vapor de sódio por LED (Iluminação pública)		Iluminação	0,00	7.658.371
Ação 22 - Redução do uso de equipamentos em modo standby, seja por mudança de comportamento ou por automação		Outros usos	0,03	176.142.541
		Total	2,35	7.953.492.149

Fonte: Elaboração própria. Para descrição das ações de Eficiência Energética, vide CEBDS (2016a).

<sup>20</sup> Pode-se citar, por exemplo, a publicação da Lei 13.280/16, que destina 20% dos recursos do Programa de Eficiência Energética da ANEEL para o Procel.

Dada a conjuntura econômica atual, é importante ressaltar a importância de financiar os custos listados na Tabela 7 por vias que não as governamentais<sup>21</sup>. Podem-se citar, como sugestões de soluções financeiras: contratos de performance, fundos de garantia para investimentos em eficiência energética, linhas de financiamento com taxas de juros subsidiadas, criação de fundos de investimentos dedicados a financiamento em eficiência energética, dentre outros<sup>22</sup>. Algumas dessas sugestões também se aplicam para a realização de investimentos em energias renováveis, necessários para a expansão da matriz elétrica descrita no capítulo anterior.

**Figura 11: Comparação dos Custos das Ações de Eficiência Energética por Cenários**



Fonte: Elaboração própria.

## 4 - Indicadores de monitoramento

Para avaliar se o país está no caminho certo para atingir as metas definidas na iNDC, é necessário monitorar a performance do setor elétrico a partir de indicadores. Assim, além de monitorar a necessidade de investimento, a participação das renováveis na matriz e as emissões totais, conforme apresentado nas Tabela 3, Tabela 4 e Tabela 5 pode-se considerar outros indicadores relativos à carga e à capacidade de geração.

Com respeito à carga, a emissão esperada por carga de energia elétrica demandada pode indicar o nível de emissão adequado para cada MWh adicional consumido. No caso da capacidade, um indicador apropriado pode ser quantas toneladas de gás carbônico por milhão de reais foram investidos na expansão do setor elétrico. A Tabela 8 mostra o nível de emissão

<sup>21</sup> O setor público contribuirá, indiscutivelmente, ao facilitar a implementação e adoção de soluções financeiras pelos agentes envolvidos.

<sup>22</sup> Para maiores detalhes de cada solução, vide: “Destravando o Financiamento à Eficiência Energética no Brasil: Soluções Financeiras e Não-financeiras para os agentes de mercado” (CEBDS), 2014; e “Financiamento à Energia Renovável: Entraves, Desafios e Oportunidades” (CEBDS), 2016b.

ajustado para cada um dos indicadores propostos para os diferentes cenários de eficiência energética.

**Tabela 8: Indicadores de Monitoramento**

	Emissão/carga (tCO <sub>2</sub> /MWh)	Emissão/Investimento (tCO <sub>2</sub> /Milhões de R\$)
Pessimista - Eficiência	0,0264	63,71
Referência- Eficiência	0,0277	48,56
Otimista - Eficiência	0,0312	56,23

Fonte: Elaboração própria.

Com estes indicadores, pode-se adotar um plano de monitoramento anual em que, sempre que se verificar uma relação emissão-carga maior do que as mostradas na Tabela 8, medidas de redução de consumo de energia (ou eficiência energética) devem ser adotadas. Da mesma forma, se o investimento na expansão do parque de geração resultar em uma relação emissão-investimento maior do que as indicadas na mesma tabela, a expansão de fontes renováveis deve ser priorizada.

Vale sempre notar que a variabilidade nos cenários hidrológicos leva a uma variabilidade nos níveis de emissões. Assim, é possível logar um indicador mais preciso através do uso da função ilustrada na Figura 8, capaz de “ajustar” os indicadores monitorados a partir das hidrologias efetivamente vivenciadas.

## Conclusão

As matrizes energéticas projetadas nesse estudo conseguem alcançar as metas da INDC para geração, capacidade instalada e emissões. Além disso, tendo em vista a expansão projetada para a oferta, mesmo sem eficiência energética, os objetivos da INDC deverão ser alcançados. Em específico, a eficiência energética pode contribuir para diminuir os custos de investimento na expansão do sistema elétrico. Igualmente, em caso de mudanças climáticas que possam afetar a capacidade de geração hidrelétrica, a eficiência energética será fundamental para garantir um menor aumento da geração em usinas termelétricas a gás, mitigando os impactos ambientais dessa escolha.

Por fim, ao se comparar as projeções da EPE no horizonte 2030 com as estimativas desse estudo, várias diferenças são observadas: a projeção de carga no estudo da EPE é levemente maior, devido à consideração de uma taxa de crescimento anual do PIB mais otimista; a capacidade instalada hídrica é mais acentuada para o cenário de referência (139 GW versus 110 GW – caso semelhante ocorrendo para energia solar e biomassa); a capacidade instalada para geração eólica é menor (33 GW versus 45 GW); e as emissões projetadas são levemente maiores. Dessa forma, os resultados desse relatório contribuem sobremaneira não apenas para se atingir os compromissos assumidos no Acordo de Paris, como também por serem fonte útil e atual para o planejador do sistema elétrico.