

SÉRIE
ESTUDOS DA DEMANDA

NOTA TÉCNICA DEA 24/16

Projeção da demanda de energia elétrica

para os próximos 10 anos (2016-2025)

Rio de Janeiro
Junho de 2016



Empresa de Pesquisa Energética



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)



SÉRIE ESTUDOS DA DEMANDA

NOTA TÉCNICA DEA 24/16

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Fernando Coelho Filho

Secretário Executivo

Paulo Pedrosa

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Eduardo Azevedo Rodrigues

Projeção da demanda de energia elétrica

*para os próximos 10 anos
(2016-2025)*



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Maurício Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Ricardo Gorini de Oliveira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amilcar Guerreiro

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível

Gelson Baptista Serva

Diretor de Gestão Corporativa

Alvaro Henrique Matias Pereira

Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim

Ricardo Gorini de Oliveira

Coordenação Executiva

Jeferson Borghetti Soares

Coordenação Técnica

Jeferson Borghetti Soares

Carla da Costa Lopes Achão

Equipe Técnica

Aline Moreira Gomes

Allex Yujhi Gomes Yukizaki

Arnaldo dos Santos Junior

Camila de Araújo Ferraz

Fernanda Marques P. Andreza

Gabriel Konzen

Glaucio Vinicius Ramalho Faria

Isabela de Almeida Oliveira

João Moreira Schneider de Mello

Lidiane de Almeida Modesto

Simone Saviolo Rocha

Thiago Toneli Chagas

URL: <http://www.epe.gov.br>

Sede

SCN – Quadra 1 – Bloco C Nº 85 – Salas 1712/1714

Edifício Brasília Trade Center

70711-902- Brasília – DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, n.º 01 – 11º Andar

20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Rio de Janeiro

Junho de 2016

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)

AGRADECIMENTOS

É de justiça registrar o agradecimento da EPE a todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica que, como integrantes da **COPAM - Comissão Permanente de Análise e Acompanhamento do Mercado de Energia Elétrica**, rede de intercâmbio de informações e experiências na área do mercado de energia elétrica, muito contribuíram para a discussão das premissas e a calibragem dos parâmetros básicos aplicados aos métodos de previsão da demanda de energia. Esses agradecimentos se estendem à **Eletrobras - Centrais Elétricas Brasileiras S.A.** e à **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE** que, da mesma forma, trouxeram informações relevantes para este estudo.

São obrigatórios também os agradecimentos às seguintes instituições: **Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres - ABRACE**, **Instituto Aço Brasil - IABr**, **Associação Brasileira da Indústria Química - ABIQUIM** e **Associação Brasileira da Indústria de Álcalis, Cloro e Derivados - ABICLOR**, pela valiosa colaboração na composição dos cenários para evolução das grandes cargas industriais. Da mesma forma, esses agradecimentos se estendem ao **Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES**, cuja contribuição permitiu compor uma visão equilibrada e realista desses cenários. Registrem-se, ainda, as contribuições da **Eletrobras Eletronorte - Centrais Elétricas no Norte do Brasil S.A.** e da **Eletrobras Chesf - Companhia Hidroelétrica do São Francisco**, pelo conhecimento que possuem das cargas industriais de grande porte no Norte, especialmente na região Amazônica, e no Nordeste do país.

Na formulação do cenário demográfico, vale o registro da contribuição sempre oportuna e auspiciosa do corpo técnico do **Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE**.

Registra-se o agradecimento ao **Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS**, parceiro de trabalhos conjuntos com a EPE, pela disponibilização de dados e informações relativos ao comportamento da carga e pela colaboração na análise das projeções de curto prazo da carga, contemplando o período de cinco anos, horizonte de interesse para o planejamento da operação energética do Sistema Interligado Nacional - SIN.

A despeito dessas contribuições, vale ressaltar que as premissas aqui adotadas e os resultados apresentados, ainda que enriquecidos pela discussão e troca de informações com as entidades citadas, são da total e exclusiva responsabilidade técnica da EPE que, com base nos elementos recolhidos, elaborou uma análise crítica e construiu sua visão própria relativamente aos possíveis cenários de expansão da demanda de energia elétrica.

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)

APRESENTAÇÃO

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é empresa pública instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, e do Decreto nº 5.184, de 16 de agosto de 2004, vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinados a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

O presente texto insere-se na série “Estudos de Energia”, que compila notas técnicas produzidas pela Diretoria de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais da EPE, contemplando a análise de diversos temas ligados ao mercado de energia, com foco nas análises de demanda, recursos energéticos, economia da energia, evolução tecnológica e outros temas. Os documentos vinculados a esta série, que não têm obrigatoriamente periodicidade regular, estão disponíveis no endereço eletrônico <http://www.epe.gov.br/Estudos>.

Entre os “Estudos de Energia”, destacam-se os estudos sobre a demanda de energia que subsidiam a elaboração do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) e do Plano Nacional de Energia de Longo Prazo (PNE). Tais estudos são importantes na avaliação das estratégias de expansão da oferta de energia no médio e no longo prazo.

Esta nota visa especificamente a elaboração de uma projeção atualizada da demanda de energia elétrica para subsidiar os estudos relativos ao horizonte decenal (2016-2025). Essa projeção constitui-se em importante subsídio para os estudos a desenvolver com vista à elaboração do PDE 2025.

Os estudos sobre a demanda de eletricidade que resultaram na projeção apresentada nesta nota técnica envolveram a análise prospectiva da evolução socioeconômica e demográfica no Brasil, para o período 2016-2025, assim como estudos setoriais contemplando os principais setores da economia. Em destaque, analisou-se a dinâmica do mercado dos principais segmentos industriais eletrointensivos, alguns dos quais estão inseridos numa lógica de competição global, com vista à definição dos cenários de expansão para esses segmentos.

Aspectos importantes que também foram contemplados no estudo referem-se ao aproveitamento das ações de eficiência energética, vistas pelo lado da demanda, assim como às perspectivas de autoprodução de energia elétrica, principalmente na indústria, aproveitando as oportunidades de cogeração a partir de resíduos do processo. Por sua vez, a extração do petróleo da camada pré-sal envolverá um esforço adicional de geração

elétrica a gás natural nas plataformas *off-shore*, representando uma contribuição importante para a autoprodução total de energia elétrica.

Ressalta-se, por fim, que a previsão de mercado e carga documentada nesta nota técnica servirá, em particular, no que se refere às previsões da carga de energia e de demanda para os primeiros cinco anos do horizonte, como referência para o Plano Anual da Operação Energética (PEN) do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) relativo ao período 2016-2020.

Conforme previsto nos Procedimentos de Rede do ONS, essa projeção de curto prazo (cinco anos) da carga sofrerá duas revisões ao longo do ano de 2016, as chamadas Revisões Quadrimestrais de Mercado e Carga, que serão elaboradas conjuntamente pela EPE e pelo ONS e oportunamente divulgadas através de Notas Técnicas, também conjuntas.

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
2. PREMISSAS BÁSICAS	3
2.1 DEMOGRAFIA	4
2.1.1 Projeção da População Total Residente	4
2.1.2 Projeção do Número de Domicílios	5
2.2 PREMISSAS MACROECONÔMICAS (RESENHA)	6
2.3 GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIAIS DE ENERGIA ELÉTRICA	7
2.3.1 Expansão da capacidade instalada e da produção	10
2.3.2 Consumo de eletricidade	34
<i>CONSUMOS ESPECÍFICOS DE ENERGIA ELÉTRICA</i>	34
<i>AUTOPRODUÇÃO - GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIAIS</i>	36
<i>CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NA REDE</i>	38
2.4 AUTOPRODUÇÃO - SÍNTESE	40
2.5 EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	45
3. CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA	49
3.1 O CONSUMO NA REDE EM 2015	49
3.2 PROJEÇÃO DO CONSUMO [2016-2025]	49
4. CARGA DE ENERGIA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)	62
4.1 PERDAS	62
4.2 A CARGA DE ENERGIA EM 2015	63
4.3 PROJEÇÃO DA CARGA DE ENERGIA [2015-2025]	63
4.4 COMPARAÇÃO COM O PDE 2024	67
5. CARGA DE DEMANDA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)	69
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	73
ANEXO	77

ÍNDICE DE TABELAS

<i>Tabela 1. Brasil e Regiões. Projeção da População Total Residente (mil hab), 2016-2025</i>	5
<i>Tabela 2. Brasil e Regiões. Projeção do Número de Domicílios (mil), 2016-2025</i>	6
<i>Tabela 3 - Taxas de crescimento do nível de atividade (médias no período)</i>	7
<i>Tabela 4. Grandes consumidores industriais: produção física (10³ t/ano)</i>	33
<i>Tabela 5. Grandes consumidores industriais: consumo específico de eletricidade⁽¹⁾, por segmento (kWh/t)</i>	35
<i>Tabela 6. Grandes consumidores industriais: consumo total de eletricidade⁽¹⁾, por segmento (GWh)</i>	36
<i>Tabela 7. Grandes consumidores industriais – Consumo total de eletricidade⁽¹⁾, por subsistema (GWh)</i>	36
<i>Tabela 8. Grandes consumidores industriais - Autoprodução por subsistema (GWh)</i>	38
<i>Tabela 9. Grandes consumidores industriais - Autoprodução por segmento (GWh)</i>	38
<i>Tabela 10. Grandes consumidores industriais – Consumo de eletricidade na rede, por segmento (GWh)</i>	39
<i>Tabela 11. Grandes consumidores industriais – Consumo de eletricidade na rede, por subsistema (GWh)</i>	39
<i>Tabela 12. Eficiência. Percentual de redução do consumo por classe (%)</i>	46
<i>Tabela 13. Brasil - Consumo de energia elétrica na rede 2014-2015, por classe (GWh)</i>	49
<i>Tabela 14. Brasil - Consumo de energia elétrica na rede 2014-2015, por subsistema (GWh)</i>	49
<i>Tabela 15. Brasil - Elasticidade-renda do consumo de energia elétrica</i>	51
<i>Tabela 16. Brasil. Consumo de eletricidade na rede (GWh)</i>	58
<i>Tabela 17. Subsistema Norte. Consumo de eletricidade na rede (GWh)</i>	58
<i>Tabela 18. Subsistema Nordeste. Consumo de eletricidade na rede (GWh)</i>	59
<i>Tabela 19. Subsistema Sudeste/CO. Consumo de eletricidade na rede (GWh)</i>	59
<i>Tabela 20. Subsistema Sul. Consumo de eletricidade na rede (GWh)</i>	60
<i>Tabela 21. Sistema Interligado Nacional. Consumo de eletricidade na rede (GWh)</i>	60
<i>Tabela 22. SIN – Carga de energia 2014-2015, por subsistema (MWmédio)</i>	63
<i>Tabela 23. SIN e Subsistemas: carga de energia (MWmédio)</i>	67
<i>Tabela 24. SIN e Subsistemas: acréscimos anuais da carga de energia (MWmédio)</i>	67
<i>Tabela 25. SIN e Subsistemas: demanda máxima instantânea (MW)</i>	71
<i>Tabela 26. Subsistema Norte. Carga de energia mensal (MWmédio)</i>	79
<i>Tabela 27. Subsistema Nordeste. Carga de energia mensal (MWmédio)</i>	79
<i>Tabela 28. Subsistema Sudeste/CO. Carga de energia mensal (MWmédio)</i>	79
<i>Tabela 29. Subsistema Sul. Carga de energia mensal (MWmédio)</i>	80
<i>Tabela 30. Sistema Interligado Nacional (SIN). Carga de energia mensal (MWmédio)</i>	80

ÍNDICE DE GRÁFICOS

<i>Gráfico 1. Consumo de alumínio (*) per capita versus PIB per capita</i>	15
<i>Gráfico 2. Alumínio primário: capacidade instalada e demanda interna, 2015-2025 (10³ t/ano)</i>	16
<i>Gráfico 3. Alumina: capacidade instalada e demanda interna, 2015-2025 (10³ t/ano)</i>	16
<i>Gráfico 4. Bauxita: capacidade instalada e demanda interna, 2015-2025 (10³ t/ano)</i>	17
<i>Gráfico 5. Consumo de aço per capita versus PIB per capita</i>	19
<i>Gráfico 6. Aço bruto: capacidade instalada e demanda interna, 2015-2025 (10³ t/ano)</i>	20
<i>Gráfico 7. Ferro ligas: capacidade instalada e demanda interna, 2015-2025 (10³ t/ano)</i>	23
<i>Gráfico 8. Soda cáustica: capacidade instalada e demanda interna, 2015-2025 (10³ t/ano)</i>	25
<i>Gráfico 9. Cloro: capacidade instalada e demanda interna, 2015-2025 (10³ t/ano)</i>	26
<i>Gráfico 10. Eteno (*): capacidade instalada e demanda interna, 2015-2025 (10³ t/ano)</i>	28
<i>Gráfico 11. Celulose: capacidade instalada e demanda interna, 2015-2025 (10³ t/ano)</i>	30
<i>Gráfico 12. Consumo per capita de papel versus PIB per capita</i>	31
<i>Gráfico 13. Consumo per capita de cimento versus PIB per capita</i>	32
<i>Gráfico 14. Indústrias eletrointensivas: expansão da produção física, 2015-2025</i>	33
<i>Gráfico 15. Grandes consumidores industriais: consumo de eletricidade (TWh)</i>	40
<i>Gráfico 16. Autoprodução de eletricidade, 2015-2025 (TWh)</i>	42
<i>Gráfico 17. Capacidade instalada e da geração fotovoltaica distribuída</i>	45
<i>Gráfico 18. Ganhos de eficiência (TWh)</i>	47
<i>Gráfico 19. Evolução da elasticidade-renda do consumo de eletricidade (*)</i>	51
<i>Gráfico 20. Consumo de eletricidade per capita versus PIB per capita</i>	52
<i>Gráfico 21. Intensidade elétrica versus PIB per capita</i>	53
<i>Gráfico 22. Projeção da demanda total de eletricidade (TWh)</i>	54
<i>Gráfico 23. Brasil. Estrutura do consumo de eletricidade na rede, por classe (%)</i>	55
<i>Gráfico 24. Brasil. Relação: consumo comercial/consumo residencial (%)</i>	56
<i>Gráfico 25. Brasil – Número de consumidores (ligações) residenciais</i>	57
<i>Gráfico 26. Brasil – Consumo médio por consumidor residencial (kWh/mês)</i>	57
<i>Gráfico 27. SIN e subsistemas. Índice de perdas (%)</i>	63
<i>Gráfico 28. SIN. Carga de energia. Estrutura por subsistema (%)</i>	66
<i>Gráfico 29. SIN. Carga de energia (MWmédio) - Projeção Atual ⊗ PDE 2024</i>	68

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1. Alumina: expansão da capacidade instalada 2015-2025 (10³ t/ano)</i>	12
<i>Figura 2. Alumínio: expansão da capacidade instalada 2015-2025 (10³ t/ano)</i>	14
<i>Figura 3. Siderurgia: expansão da capacidade instalada 2015-2025 (10³ t/ano)</i>	18
<i>Figura 4. Pelotização: expansão da capacidade instalada 2015-2025 (10³ t/ano)</i>	21
<i>Figura 5. Ferro ligas: expansão da capacidade instalada 2015-2025 (10³ t/ano)</i>	23
<i>Figura 6. Soda cáustica: expansão da capacidade instalada 2015-2025 (10³ t/ano)</i>	25

<i>Figura 7. Eteno^(*): expansão da capacidade instalada 2015-2025 (10³ t/ano)</i>	27
<i>Figura 8. Celulose: expansão da capacidade instalada 2015-2025 (10³ t/ano)</i>	29

1. INTRODUÇÃO

O objetivo deste trabalho é documentar a projeção da demanda de energia elétrica elaborada pela EPE para os estudos de médio prazo (horizonte decenal: 2016-2025).

As projeções para os próximos dez anos foram elaboradas em um momento em que a economia mundial ainda se recupera da crise internacional. Dentre os países desenvolvidos, os Estados Unidos merecem destaque, pois vem apresentando uma recuperação mais forte, enquanto os países europeus seguem com uma recuperação lenta e desigual. Já nos países emergentes o crescimento econômico se mostra mais limitado em relação aos anos anteriores. A maior incerteza em relação a esse grupo de países é a China, que apresenta sinais de desaceleração, em virtude da transição de modelo de crescimento, visando estimular mais o consumo em detrimento do investimento. Recentemente, alguns acontecimentos aumentaram as incertezas em relação à economia chinesa, como os movimentos bruscos na bolsa de Shangai, bem como a desvalorização cambial realizada pelo Banco Popular da China.

No tocante à conjuntura econômica brasileira, esta vem passando por uma situação de recessão com baixa confiança dos agentes, inflação acima do teto da meta¹ e crise fiscal. Sendo assim, alguns esforços são necessários para que o Brasil retorne para uma trajetória de crescimento, como, por exemplo, ajuste fiscal e avanços no ambiente de negócios, retomada dos investimentos, sobretudo os relacionados à infraestrutura, inovação e educação.

Diante desse contexto, a expectativa de crescimento da economia brasileira no próximo quinquênio é de recuperação lenta, com melhores perspectivas para o segundo quinquênio. No entanto, espera-se um crescimento inferior ao da economia mundial ao longo do horizonte.

No que se refere ao consumo, importa ressaltar que as projeções apresentadas nesta nota técnica tomaram por base os valores do consumo na rede projetado pela EPE para o ano de 2015. No caso da carga de energia, foram utilizados valores verificados das usinas despachadas centralizadamente pelo ONS projetados para 2016, com base em valores verificados até abril.

¹ A meta de inflação é de 4,5% a.a., com intervalo de tolerância de dois pontos percentuais para cima e para baixo.

A projeção da demanda de energia elétrica apresentada nesta nota técnica, que contempla o horizonte dos próximos 10 anos (2016-2025), será referenciada ao longo do texto, por facilidade de exposição, como “Projeção Atual”.

A nota está organizada em quatro capítulos, além desta Introdução. O segundo deles descreve as principais premissas do estudo, contemplando a projeção da população e dos domicílios, o cenário macroeconômico de referência, as perspectivas relativas aos grandes consumidores industriais, englobando os principais segmentos eletrointensivos, a evolução da autoprodução de eletricidade e da eficiência energética. No capítulo 3, apresenta-se a projeção do consumo de energia elétrica por região (subsistema elétrico). O capítulo 4 contempla a projeção da carga de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN) e, por fim, o capítulo 5 trata da projeção da carga de demanda ou demanda máxima (ponta) do sistema.

2. PREMISSAS BÁSICAS

As premissas demográficas, macroeconômicas e setoriais, assim como aquelas relativas à eficiência energética e à autoprodução, têm papel fundamental na determinação da dinâmica do consumo de energia elétrica, com implicação direta no comportamento de vários indicadores de mercado. No setor residencial, o número de ligações à rede elétrica depende de variáveis demográficas, como a população, o número de domicílios e o número de habitantes por domicílio; o consumo médio por consumidor apresenta correlação com a renda, com o PIB e com o PIB per capita. Essas mesmas variáveis são também importantes na explicação de outros setores de consumo, como é o caso da classe comercial (comércio e serviços) e das demais classes de consumo.

O setor industrial mantém uma relação não só com a economia nacional, mas também com a economia mundial, em função dos segmentos exportadores. Os estudos prospectivos setoriais, principalmente dos segmentos eletrointensivos, no que se refere aos respectivos cenários de expansão, rotas tecnológicas e características de consumo energético, são essenciais para a projeção do consumo de energia elétrica dessa importante parcela do mercado. Por sua vez, é na indústria que a autoprodução ganha maior relevância deslocando parcela do consumo final de eletricidade que, dessa forma, não compromete investimento na expansão do parque de geração/transmissão do Setor Elétrico Brasileiro.

Adicionalmente, é extremamente importante a formulação de premissas de eficiência energética, as quais perpassam todos os setores de consumo, sendo, muitas vezes, considerada a forma mais econômica de atendimento à demanda. Cabe ainda destacar que esta nota destaca a contribuição esperada da geração distribuída de pequeno porte, em especial, a geração fotovoltaica que, embora ainda apresente participação modesta, pode mostrar uma crescente contribuição ao longo do tempo.

As seções subsequentes ocupam-se da descrição dos principais aspectos considerados relativamente às premissas utilizadas neste trabalho. Com relação às premissas econômicas que embasaram todo o estudo, apresenta-se uma resenha dos principais aspectos do cenário.

2.1 Demografia

A evolução demográfica, bem como seus efeitos sociais e econômicos, é de suma importância para explicar o consumo de energia. Sendo assim, qualquer estudo prospectivo da demanda de energia possui como um de suas preocupações básicas o estabelecimento de premissas com relação ao comportamento futuro da população.

Ao longo das últimas décadas, a população brasileira vem passando por um rápido processo de transição demográfica. A população total residente do país vem apresentando taxas de crescimento de modo geral declinantes em todas as regiões do país.

As projeções demográficas baseiam-se nos estudos e pesquisas realizados pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE, que refletem as tendências demográficas observadas nos últimos anos, tais como a redução das taxas de fecundidade e de mortalidade.

Na sequência, são apresentadas as projeções da população total residente e dos domicílios do país desagregadas por regiões geográficas.

2.1.1 Projeção da População Total Residente

As mudanças demográficas no Brasil tem se destacado pela rapidez com que elas vêm ocorrendo. A população brasileira está crescendo a taxas cada vez menores, tendência que se manterá nos próximos anos. Conforme pode ser visto na Tabela 1, estima-se que a população brasileira cresça a uma taxa média de 0,6% a.a. entre 2016 e 2025. Com isso, em 2025 o país passará a ter 219 milhões de habitantes - um acréscimo de aproximadamente 12 milhões de pessoas ao longo do período.

Com relação ao perfil regional da população brasileira, pode ser observado que o maior crescimento ocorre nas regiões Norte (1,1%) e Centro-Oeste (1,2%), com variações acima da média nacional (0,6%). Esse crescimento, contudo, não é capaz de induzir a uma mudança significativa na estrutura da população, que continua fortemente concentrada nas regiões Sudeste (41,6%) e Nordeste (27,2%).

Tabela 1. Brasil e Regiões. Projeção da População Total Residente (mil hab), 2016-2025

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Brasil
2016	17.822	57.085	86.653	29.542	15.768	206.871
2021	18.885	58.585	89.348	30.483	16.792	214.094
2025	19.628	59.528	91.085	31.099	17.530	218.869
Variação (% ao ano)						
2016-2020	1,2	0,5	0,6	0,6	1,3	0,7
2021-2025	1,0	0,4	0,5	0,5	1,1	0,6
2016-2025	1,1	0,5	0,6	0,6	1,2	0,6
Estrutura de Participação (%)						
2016	8,6	27,6	41,9	14,3	7,6	100
2021	8,8	27,4	41,7	14,2	7,8	100
2025	9,0	27,2	41,6	14,2	8,0	100

Fonte: Elaboração EPE.

Nota: População em 31 de dezembro².

2.1.2 Projeção do Número de Domicílios

O número de domicílios particulares permanentes vem apresentando trajetória crescente em todas as regiões do país. Para o período que se estende de 2016 a 2025, é projetado uma continuidade desta trajetória. A expectativa é de que haja um aumento de 10 milhões em relação a 2016, totalizando cerca de 77 milhões de domicílios no país em 2025.

Como resultado deste aumento e de um menor crescimento da população, espera-se que ocorra no período uma redução do número de habitantes por domicílios. Projeta-se que em 2016 essa relação seja de 3,1, reduzindo para 2,9 no fim do horizonte.

No que se refere à distribuição regional dos domicílios, observa-se um crescimento forte em todas as regiões, em especial nas regiões Norte e Centro-Oeste que apresentam crescimento acima da média nacional. Com relação à estrutura de participação do número de domicílios no total nacional, verifica-se que eles ainda se mantêm fortemente concentrados nas regiões Sudeste e Nordeste.

Na Tabela 2 são apresentados os resultados das projeções do número total de domicílios particulares permanentes do Brasil e das regiões para o período de 2016 a 2025.

² Os dados populacionais do IBGE, originalmente divulgados com a data de referência de 1º julho de cada ano, são ajustados para a data de 31 de dezembro, tornando-se assim compatíveis com os dados anuais relativos às variáveis energéticas.

Tabela 2. Brasil e Regiões. Projeção do Número de Domicílios (mil), 2016-2025

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Brasil
2016	4.763	17.042	28.999	10.389	5.242	66.435
2021	5.296	18.282	31.380	11.371	5.890	72.219
2025	5.715	19.222	33.216	12.144	6.408	76.705
Variação (% ao ano)						
2016-2020	2,1	1,4	1,6	1,8	2,4	1,7
2021-2025	1,9	1,3	1,4	1,7	2,1	1,5
2016-2025	2,0	1,3	1,5	1,7	2,3	1,6
Estrutura de Participação (%)						
2016	7,2	25,7	43,6	15,6	7,9	100
2021	7,3	25,3	43,5	15,7	8,2	100
2025	7,5	25,1	43,3	15,8	8,4	100

Fonte: Elaboração EPE.

Nota: Domicílios em 31 de dezembro.

2.2 Premissas macroeconômicas

Nesta seção, apresenta-se um resumo das premissas macroeconômicas adotadas neste estudo, que seguem as linhas gerais dos cenários macroeconômicos de médio e longo prazos da EPE³.

O cenário de referência para o horizonte decenal assume uma recuperação da economia mundial, onde os países em desenvolvimento, sobretudo os asiáticos, têm um papel relevante. É importante ressaltar que apesar dos maiores riscos recentes para a economia chinesa, ainda é esperada uma desaceleração suave de seu crescimento econômico. Para os países desenvolvidos, a perspectiva é de uma recuperação gradual.

Já para o Brasil, a perspectiva é de um período de maiores incertezas no curto prazo, porém entende-se que tais problemas devem ser solucionados, viabilizando um crescimento mais forte no longo prazo. Neste sentido, a retomada de confiança dos agentes é um fator crucial para estimular o aumento do consumo das famílias e dos investimentos necessários para ampliar a capacidade de oferta da economia.

À medida que haja avanços nos ajustes na economia, espera-se um aumento dos investimentos, sobretudo dos relacionados à infraestrutura. Tais investimentos são essenciais para que o país apresente um crescimento econômico mais forte, pois devem

³ O cenário econômico pode ser visto com mais detalhes na Nota Técnica DEA 08/16 Caracterização do Cenário Macroeconômico para os próximos dez anos (2016-2025). Disponível em: http://www.epe.gov.br/mercado/Paginas/Estudos_27.aspx.

impactar positivamente na produtividade nacional, reduzindo custos e aumentando a competitividade dos produtos brasileiros. Além disso, setores, como aqueles relacionados à exploração e produção de petróleo e habitação, também deverão contribuir para o aumento do investimento.

Nesse sentido, levando-se em conta o cenário descrito, a expectativa é de que a economia brasileira cresça nos próximos dez anos a uma taxa média de 2,4% anuais. A evolução, por quinquênio, do crescimento econômico mundial e nacional é apresentado na Tabela 3.

Tabela 3 - Taxas de crescimento do nível de atividade (médias no período)

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	2005-2009	2010-2014	2016-2020	2021-2025
PIB mundial (% a.a.)	3,8%	3,9%	3,6%	3,8%
Comércio mundial (% a.a.)	3,5%	5,8%	4,1%	4,7%
PIB nacional (% a.a.)	3,6%	3,3%	1,4%	3,5%

Fontes: IBGE e FMI (dados históricos) e EPE (projeções).

2.3 Grandes consumidores industriais de energia elétrica

Há um conjunto de segmentos industriais que respondem por importante parcela do consumo industrial de eletricidade, aqui denominados grandes consumidores industriais de energia elétrica. Englobam segmentos industriais que são na sua maioria eletrointensivos, podendo dizer-se que todos eles são, sem exceção, também energointensivos. Os grandes consumidores industriais aqui considerados contemplam a cadeia do alumínio, incluindo a produção de alumina e a extração de bauxita, siderurgia (produção de aço bruto), ferroligas, pelletização, cobre, petroquímica (produção de eteno), soda-cloro, cimento, papel e celulose.

Estes segmentos industriais são produtores de insumos básicos que entram na composição de grande quantidade de materiais usados nas mais diversas atividades da economia, desde a construção civil, incluindo obras de infraestrutura, à produção de utensílios de uso cotidiano, passando pela fabricação de máquinas e equipamentos, entre outras aplicações.

Esses insumos básicos e os materiais a partir deles fabricados estão intimamente ligados ao modelo de desenvolvimento econômico da sociedade contemporânea.

Apesar das legítimas pressões ambientais, que vêm ganhando maior força nos últimos anos e cuja intensidade se prevê crescente, não se visualiza uma ruptura do atual modelo de desenvolvimento econômico, contemplando mudanças fundamentais do paradigma de comportamento da sociedade no horizonte do presente estudo.

É certo que as pressões de ordem ambiental, da mesma forma que levarão ao progressivo aproveitamento do potencial de eficiência energética no uso e na produção de energia, também serão indutoras de uma economia menos intensiva no uso de insumos básicos industriais energointensivos, tais como o aço, o alumínio ou o cimento, entre outros, resultando em redução gradual da elasticidade-renda da demanda por esses produtos.

No entanto, não se espera uma substituição radical no uso desses insumos básicos, vale dizer, não se imagina que, no horizonte de 10 anos, a construção civil prescindia de materiais como o aço, o alumínio, o cimento ou o PVC. Ademais, a demanda por esses insumos básicos deverá apresentar expansão importante ao longo dos próximos anos, não somente no Brasil, mas também em outros países em desenvolvimento, como a China e a Índia, nos quais ainda existe importante déficit habitacional, de serviços públicos básicos e de infraestrutura.

Um conjunto de relativamente poucos segmentos industriais representa quase 40% do consumo total de eletricidade da indústria brasileira. São eles os segmentos de alumínio (incluindo alumina e bauxita), siderurgia (aço bruto), ferro ligas, pelletização, cobre, celulose e papel, soda-cloro, petroquímica (eteno) e cimento. Dada a importância desses segmentos no consumo energético do país, vale uma análise mais aprofundada dos respectivos cenários de expansão, bem como dos correspondentes consumos de eletricidade.

Nesta seção são apresentadas as principais premissas utilizadas na cenarização desses segmentos industriais grandes consumidores de energia elétrica, para o horizonte 2016-2025. Tais premissas englobam tanto as perspectivas de expansão da capacidade instalada de produção desses setores quanto os parâmetros característicos utilizados na descrição da respectiva dinâmica de mercado. Apresenta-se, também, a projeção da produção física e da autoprodução de eletricidade a eles associadas.

É importante para o planejamento da expansão do parque elétrico nacional, especialmente para o dimensionamento da rede de transmissão, o conhecimento da distribuição espacial do consumo, dadas as limitações dos intercâmbios de energia possíveis entre os diferentes subsistemas elétricos interligados. Nesse sentido, é fundamental conhecer a alocação regional das cargas relativas aos grandes consumidores industriais. É por esse motivo que os resultados apresentados nesta seção são desagregados por subsistema integrante do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Vários dos segmentos energointensivos, nomeadamente as indústrias produtoras de *commodities* metálicas, como é o caso do segmento siderúrgico e o de alumínio, assim como o segmento de papel e celulose, são controlados por grandes grupos empresariais de

escala e atuação globais. Por isso, a alocação da expansão da capacidade de produção mundial dos respectivos produtos segue uma lógica global de otimização de resultados, que leva em consideração diversos fatores, desde a disponibilidade e a localização das fontes de matérias primas, de insumos básicos e de mão de obra local, passando por aspectos de ordem institucional e de geopolítica, pela questão energética (garantia de suprimento, preços competitivos da energia), até a logística de transporte e a localização dos principais mercados consumidores.

Dessa forma, várias regiões no mundo apresentam vantagens comparativas relativamente à alocação mundial da produção dessas indústrias. Nesse contexto, o Brasil atualmente ocupa posição de destaque em alguns setores, como é o caso do segmento de papel e celulose e da cadeia de alumínio (especialmente, no que se refere à extração de bauxita e à produção de alumina).

O cenário considerado para o Brasil, nos dez anos do horizonte do estudo, contempla uma forte demanda doméstica por insumos básicos, como o aço, o alumínio e o cobre, entre outras *commodities* metálicas e outros insumos básicos, como consequência da melhoria de renda da população e da necessidade de dotar a economia de uma moderna e eficiente infraestrutura. Além disso, no contexto mundial, a economia chinesa deverá seguir sendo uma forte demandante por esses insumos.

Entretanto, considera-se no atual ciclo de planejamento decenal um cenário de crescimento econômico menor do que o vislumbrado à época do PDE 2024. Neste contexto, alguns segmentos industriais têm grande dificuldade de expansão, como são os casos da siderurgia e da produção de alumínio primário. Como consequência, espera-se que tais setores tenham piores resultados de balança comercial em 2025.

Prevê-se para o próximo decênio (2016-2025) uma retomada da utilização de capacidade instalada das indústrias de base, sem prejuízo da movimentação gradual da indústria brasileira para uma maior diversificação da indústria manufatureira, tornando-se mais competitiva em segmentos industriais de tecnologia mais avançada, com maior valor agregado, que, gradualmente, deverão ganhar espaço na matriz industrial do País.

Em síntese, a economia brasileira deverá caminhar ao longo dos próximos anos, para uma maior eficiência no uso de insumos básicos energointensivos, cujos processos de produção são também, geralmente, fortes emissores de gases de efeito estufa, e considera-se que essa será, também, a tendência em nível mundial.

2.3.1 Expansão da capacidade instalada e da produção

No que se refere ao cenário de expansão da capacidade instalada de produção dos segmentos industriais eletrointensivos para os próximos anos, as diferenças com maior destaque em relação ao cenário considerado no último Plano Decenal (PDE 2024) concentram-se nos segmentos de alumínio primário, ferro-ligas e celulose, cujos cenários de expansão sofreram reduções.

Em seguida, apresentam-se as expansões de capacidade instalada consideradas por segmento industrial grande consumidor de eletricidade. São, também, apresentadas as projeções da produção física, da demanda interna e das exportações relativas a cada um dos segmentos analisados, descrevendo-se brevemente as premissas adotadas para cada um deles.

Naturalmente, é com base na produção física que será feita a projeção do consumo de energia elétrica de cada segmento, utilizando-se os respectivos consumos específicos de eletricidade (kWh por tonelada produzida).

No que se refere à produção física, relativa aos segmentos industriais atualmente voltados fortemente para a exportação, como o alumínio (sobretudo, a alumina e a bauxita) e a celulose, entre outros, admite-se, de um modo geral, que eles recuperam seus níveis máximos de utilização da capacidade instalada e que o excedente da produção relativamente à demanda interna encontra alocação no mercado internacional. De fato, os grupos econômicos que controlam esses setores conhecem bem a política internacional relativamente à regionalização da produção setorial, sendo eles mesmos coautores na formulação dessa política. Dessa forma, a alocação regional de nova capacidade é definida levando-se em consideração as perspectivas de evolução do mercado mundial, a localização das reservas de insumos básicos e as questões de logística, entre outras.

A demanda interna dos produtos oriundos da maioria desses segmentos industriais é determinada em função do cenário econômico, através da sua elasticidade em relação ao PIB. De um modo geral, admite-se, como tendência de longo prazo, uma maior eficiência da economia no uso desses insumos básicos, traduzida em uma redução gradual da elasticidade-renda ao longo do tempo.

Alumínio

A análise da indústria do alumínio considera não somente a produção de alumínio primário, que é extremamente eletrointensiva, mas também de alumina, bem menos intensiva em eletricidade, e de bauxita, que tem baixo consumo específico de eletricidade. Além disso, a produção primária do alumínio (a partir da cadeia bauxita-alumina-alumínio primário) é

complementada pela produção secundária, isto é, através da reciclagem da sucata de alumínio.

A mineração da bauxita no Brasil totaliza uma capacidade instalada de produção próxima a 40 milhões de toneladas por ano, sendo a Mineração Rio do Norte - MRN a maior unidade produtora, situada no Pará, atualmente com capacidade de produção de cerca de 20 milhões de toneladas por ano. Com capacidades menores, registram-se as unidades de mineração da Companhia Brasileira de Alumínio - CBA, do grupo Votorantim, em Minas Gerais e Goiás, da VALE em Paragominas, no Pará, da ALCOA e da NOVELIS, no estado de Minas Gerais.

No caso da bauxita, a maior parcela da produção nacional é utilizada como insumo para a produção local de alumina. No horizonte decenal, estima-se que a produção brasileira de bauxita mostre um crescimento médio anual de 1,9% da produção brasileira.

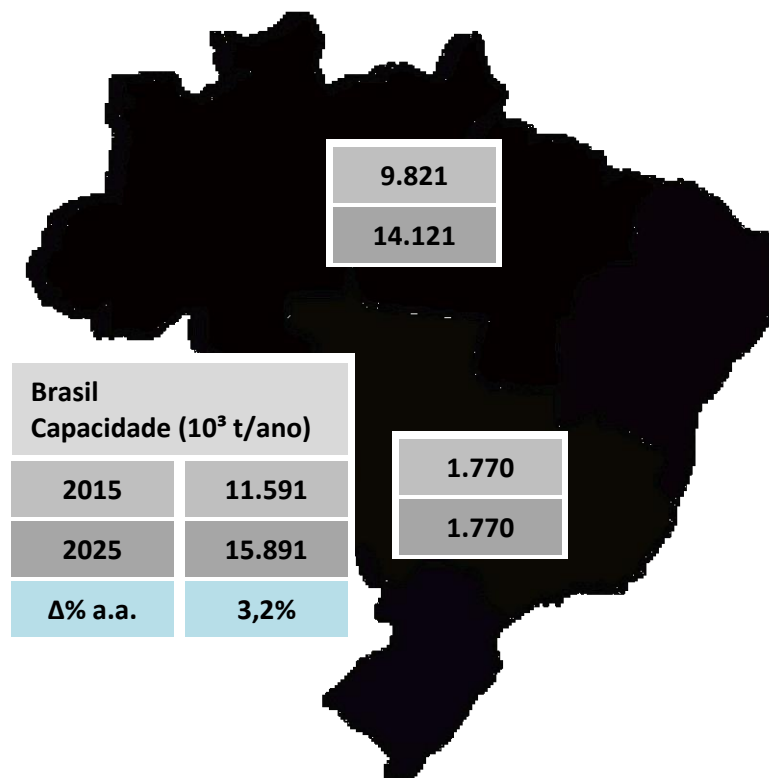
No que se refere à alumina, o Brasil atualmente exporta grande parte da sua produção (quase 80% da produção nacional em 2014). O restante da produção é usado basicamente como insumo na produção de alumínio primário. A atual capacidade instalada de produção de alumina situa-se em torno de 12 milhões de toneladas por ano, sendo que as maiores plantas são a da Alunorte, no Pará, de 6 milhões de toneladas, e a Alumar, no Maranhão, de 3,5 milhões de toneladas anuais.

No cenário adotado para o horizonte decenal, considera-se que as exportações se mantêm em um nível próximo a 80% da produção nacional ao longo do horizonte decenal, aumentando em valor absoluto neste período. Cabe ressaltar que a demanda interna de alumina cresce a 5,5% anuais entre 2015 e 2025, por conta basicamente da recuperação da utilização da capacidade instalada de alumínio primário neste período.

Entre as expansões previstas da capacidade instalada de produção de alumina no país, destaca-se a planta da Votorantim, projeto Alumina Rondon, no Pará, com capacidade de 3 milhões de toneladas anuais e com início de operação previsto para 2017.

Na Figura 1 mostra-se a localização, por subsistema elétrico, das expansões de capacidade instalada de produção de alumina previstas no horizonte deste estudo, assim como a evolução da capacidade instalada no Brasil.

Figura 1. Alumina: expansão da capacidade instalada 2015-2025 (10³ t/ano)



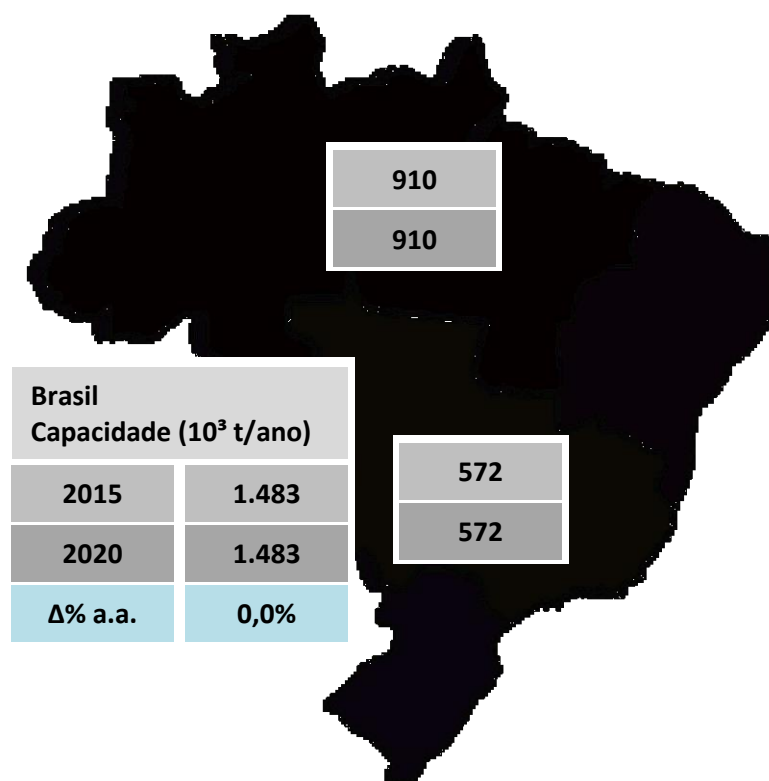
Quanto às perspectivas da produção de alumínio primário no Brasil, agentes do setor, representados pela Associação Brasileira do Alumínio (ABAL), vêm há algum tempo sinalizando que a indústria de alumínio primário no Brasil vive momentos difíceis em termos de sua competitividade no mercado internacional, sendo o custo da energia elétrica adquirida o principal fator que, segundo a ABAL, compromete essa competitividade. Assim, dada a falta de competitividade salientada pela ABAL, e conforme já se havia admitido no PDE 2024, não foram contempladas expansões da capacidade produtiva nacional de alumínio primário nos estados do subsistema Norte interligado. Adicionalmente, foi considerada a desativação da planta de alumínio primário da Novelis/Ouro Preto a partir de 2015, além da suspensão temporária da produção da Alumar/MA a partir de 2015, conforme anunciado na imprensa especializada.

É interessante observar que a lógica internacional de alocação da indústria do alumínio no mundo, de um modo geral, visa à produção de alumina junto às reservas do minério (bauxita), a produção do alumínio primário situada onde haja disponibilidade de energia elétrica a preços competitivos, e a produção de transformados e de produtos finais é, preferencialmente, localizada junto aos mercados consumidores.

Nesse sentido, nos últimos anos, os projetos de investimento em novas plantas de alumínio primário (*smelters*) têm se baseado, no caso da China e da Índia, no aproveitamento do baixo custo de capital que, de certa forma, compensa tarifas de energia mais altas do que em outros países, assim como na existência de um mercado demandante de alumínio em forte expansão.

No resto do mundo, a alocação da produção de alumínio primário tem-se orientado, essencialmente, pela disponibilidade e pelo baixo custo da energia elétrica. Como resultado, nos últimos anos, a expansão da capacidade instalada de produção tem buscado países como a Rússia (hidroeletricidade e termoeletricidade a gás natural), a Austrália (termoeletricidade baseada em carvão), o Oriente Médio (termoeletricidade a gás natural), ou a Islândia (hidroeletricidade e eletricidade de origem geotérmica), os quais têm energia abundante, em relação a suas respectivas necessidades, e condições de suprir a indústria de alumínio primário com energia elétrica a preços muito competitivos.

No que se refere à produção de alumínio primário, a atual capacidade instalada no País é de cerca de 1,5 milhões de toneladas por ano. Os maiores produtores são a CBA (475 mil t/ano), do grupo Votorantim, situada em São Paulo, e as unidades da Albrás (450 mil t/ano), no Pará, e da Alumar (450 mil t/ano), no estado do Maranhão. Cabe ressaltar que foi considerada a desativação da planta de alumínio primário da Novelis/Ouro Preto, além da suspensão temporária da produção da Alumar/MA a partir de 2015. A Figura 2 ilustra a evolução da capacidade instalada de produção de alumínio primário por subsistema elétrico considerada para o período 2016-2025.

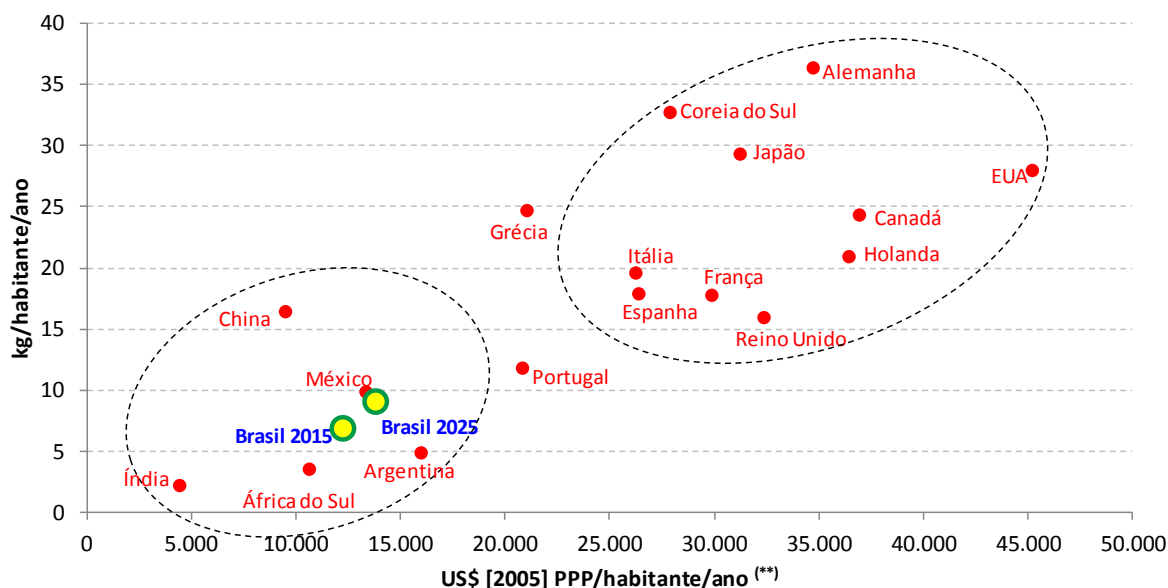
Figura 2. Alumínio: expansão da capacidade instalada 2015-2025 (10³ t/ano)


Vale ressaltar que o Brasil detém, em termos da reciclagem do alumínio, um índice elevado. A relação entre a quantidade de sucata recuperada e o montante de alumínio consumido (consumo doméstico de produtos transformados do alumínio) foi de 33,7% em 2013, valor superior à média mundial (30,7% em 2013). No caso específico de latas de alumínio, o País é líder mundial em termos de nível de reciclagem - 98,4% em 2014 (ABAL, 2015). Desta forma, acredita-se que, no horizonte 2016-2025, a proporção de produção secundária de alumínio relativamente à demanda doméstica não tenha capacidade para expansão para níveis muito superiores ao observado atualmente.

Como resultado das projeções de produção de alumínio primário neste estudo, estima-se que o consumo per capita de alumínio no Brasil passará de cerca de 6,9 kg/habitante/ano, em 2015, para algo em torno de 9,2 kg/habitante/ano em 2025. O país passará de uma renda per capita⁴ um pouco superior à da China e da África do Sul para uma renda próxima à da Argentina em 2025, enquanto o consumo per capita de alumínio, que é atualmente próximo ao da Argentina, atingirá, em 2025, valor que se aproxima do atual valor de México e Portugal (Gráfico 1).

⁴ No sentido da paridade do poder de compra (*Power Purchase Parity* – PPP).

Gráfico 1. Consumo de alumínio (*) per capita versus PIB per capita



(*) Consumo aparente = produção primária + importação de lingotes + importação de semimanufaturados e manufaturados + sucata recuperada - exportação de lingotes - exportação de semimanufaturados e manufaturados.

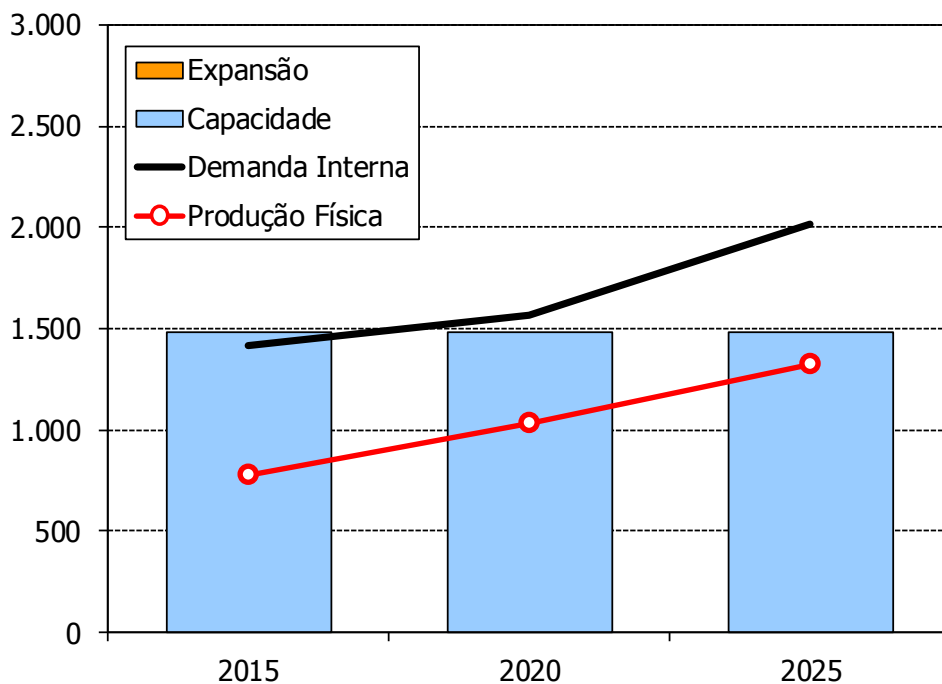
(**) PIB per capita referenciado a US\$ [2005] PPP⁵, relativos ao ano de 2013. Os dados de consumo são relativos ao ano de 2013 para todos os países com exceção do Brasil.

Fontes: ABAL (2013) e IEA, *Key World Energy Statistics 2015*. Elaboração EPE.

O Gráfico 2 mostra a evolução da demanda interna de alumínio primário, além da capacidade instalada e da produção física para o período decenal. Já em 2015, a demanda nacional de alumínio primário tende a ser bem superior à produção de alumínio primário no País, por conta principalmente dos baixos níveis verificados de utilização da capacidade instalada. Mesmo quando considerada a produção secundária, há certo nível de importações líquidas atualmente, que tende a se acentuar até o final do horizonte decenal. Por sua vez, os Gráficos 3 e 4 mostram a evolução dos mesmos indicadores, respectivamente, para a alumina e a bauxita. Conforme se pode observar, a alumina continuará sendo exportada em montantes expressivos.

⁵ Os dados relativos ao PIB estão expressos em US\$ constante de 2005 e levam em consideração a paridade do poder de compra nos diferentes países (PPP - *Power Purchase Parity*), o que torna a comparação entre países mais justa.

Gráfico 2. Alumínio primário: capacidade instalada e demanda interna, 2015-2025 (10³ t/ano)



Nota: não inclui produção secundária.

Gráfico 3. Alumina: capacidade instalada e demanda interna, 2015-2025 (10³ t/ano)

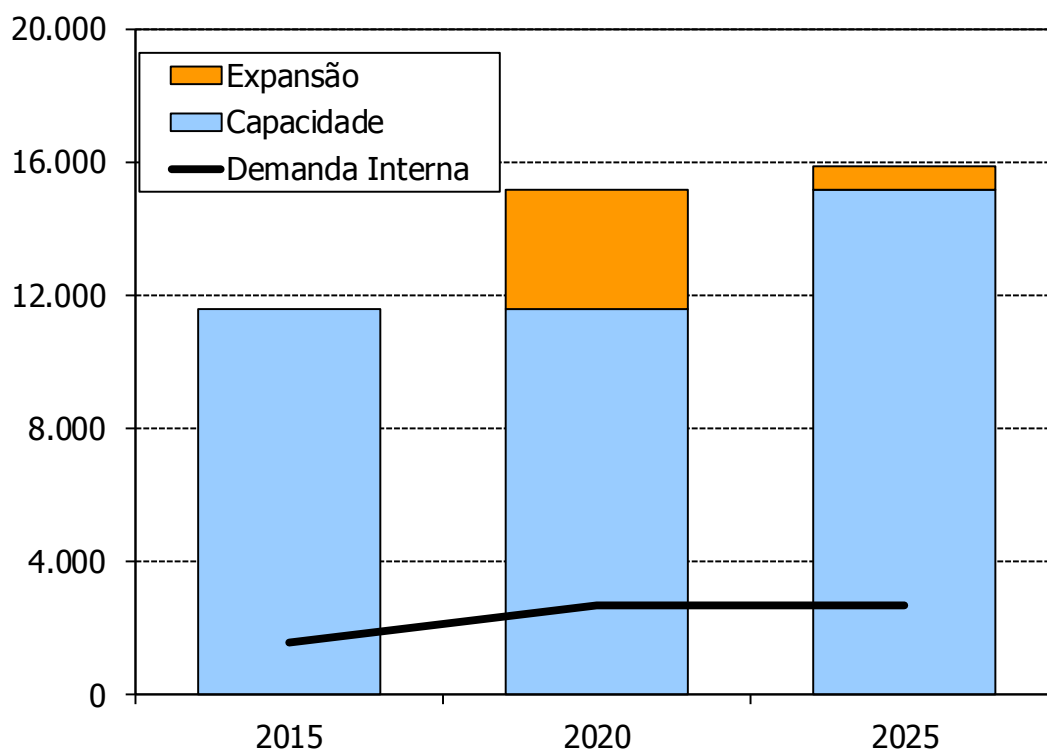
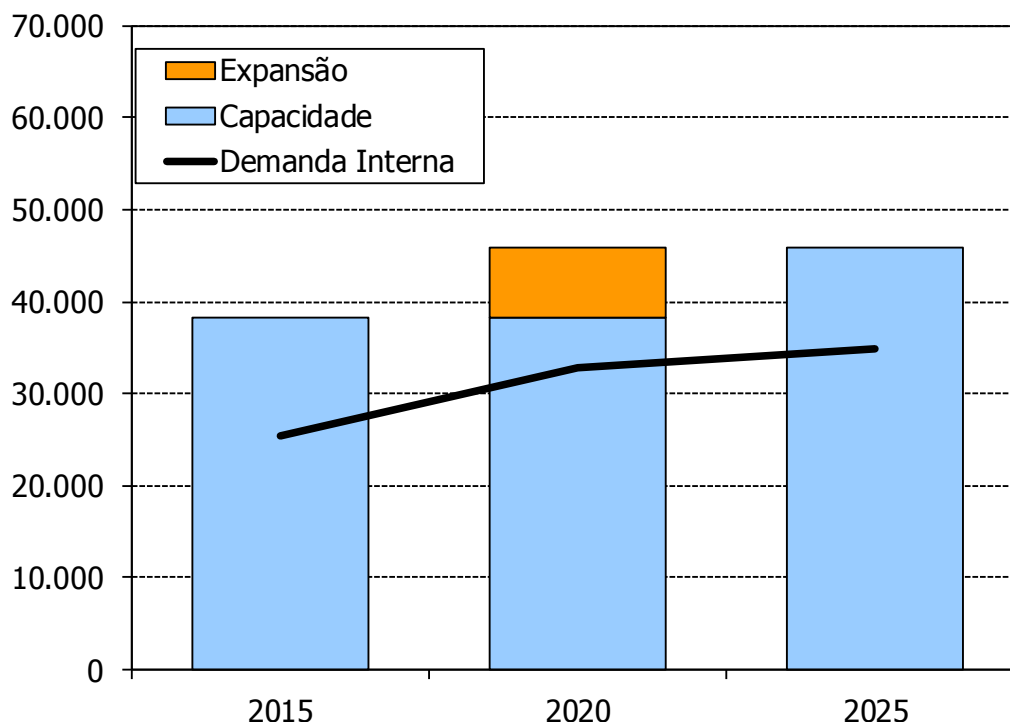


Gráfico 4. Bauxita: capacidade instalada e demanda interna, 2015-2025 (10^3 t/ano)

Siderurgia (aço bruto)

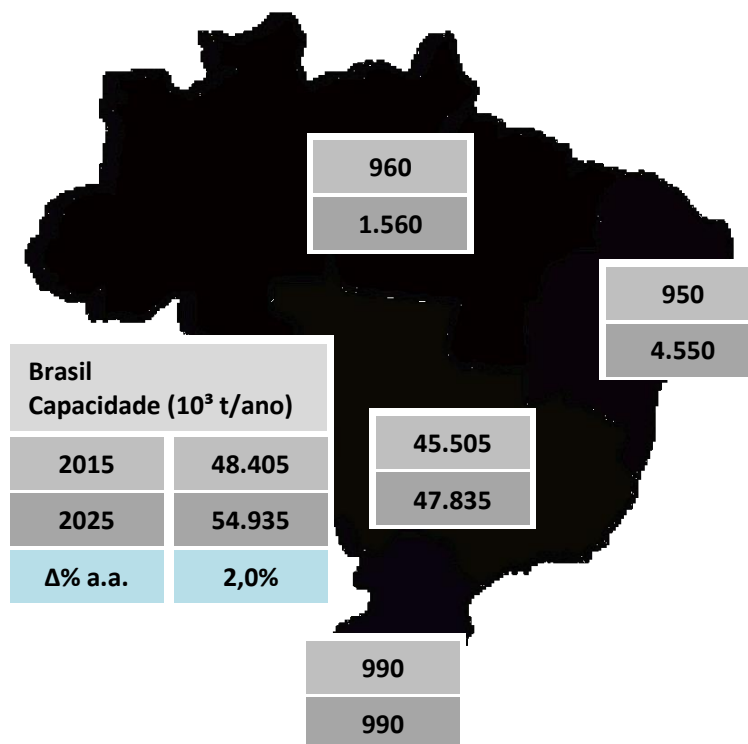
Analogamente ao que ocorre com a indústria de alumínio, também há relativa concentração na indústria siderúrgica, no que se refere à produção de aço bruto, com um número reduzido de grandes grupos investidores e com uma quantidade de plantas ainda pequena, porém maior do que o das plantas de alumínio primário.

A atual capacidade de produção de aço bruto gira em torno de 48 milhões t/ano. Os maiores produtores nacionais são: a CST Arcelor Mittal com capacidade de 12,6 milhões t/ano (7,8 milhões t/ano na CST, 3,9 milhões nas antigas unidades da Belgo, Monlevade, Juiz de Fora, Grande Vitória e Piracicaba, e 0,9 milhões t/ano na Acesita); o grupo Gerdau com capacidade instalada de 11,1 milhões t/ano (dividida em um conjunto de usinas, das quais a maior é a Açominas com 4,5 milhões t/ano); o grupo Usiminas com capacidade de 9,3 milhões t/ano (4,8 milhões t/ano na unidade de Ipatinga e 4,5 milhões t/ano na unidade de Cubatão - Cosipa); o grupo CSN com 5,9 milhões de t/ano; e a usina da Companhia Siderúrgica do Atlântico (CSA), consórcio da VALE com a *Thyssen Krupp*, instalada no município de Itaguaí (RJ), com capacidade de 5,0 milhões de t/ano, a qual entrou em operação comercial em 2010.

A crise econômica mundial recente motivou a revisão do cenário de expansão da siderurgia nacional para o período decenal desde o ciclo de planejamento do PDE anterior. Com isso, espera-se que o incremento da capacidade instalada no decênio seja mais modesto, em torno de 1,3 % ao ano. Por outro lado, estima-se que a produção brasileira de aço evolua de 33 milhões de toneladas em 2015 para 41 milhões de toneladas em 2025 (2,3% a.a.), devido à retomada gradual da capacidade instalada por essa indústria nesse horizonte.

A Figura 3 mostra as principais expansões de capacidade de aço bruto previstas no período 2015-2025, por subsistema elétrico. No ciclo de planejamento atual, destacam-se a entrada da siderúrgica de Pecém (CE), com capacidade instalada de 3,0 milhões de toneladas de aço, em 2016, e a cenarização da instalação de 900 mil toneladas de capacidade instalada de produção siderúrgica a base de sucata ao final do decênio.

Figura 3. Siderurgia: expansão da capacidade instalada 2015-2025 (10³ t/ano)



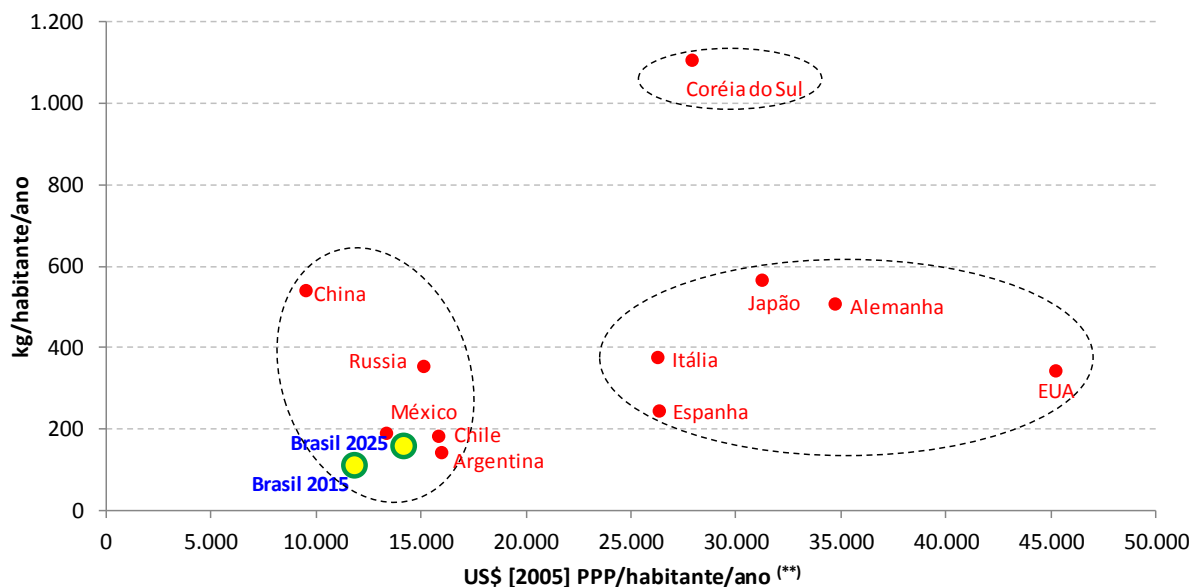
Em termos de demanda por aço bruto, os setores que atualmente mais consomem aço no Brasil são: construção civil (20% das vendas internas em 2014), autopeças (9%) e automobilístico (6%), segundo dados do INSTITUTO AÇO BRASIL (2015).

Estima-se que no horizonte decenal, a demanda doméstica de aço crescerá ao ritmo de 4,2% ao ano, com as condições macroeconômicas favoráveis, particularmente no segundo quinquênio, quando há expansão acelerada da construção civil e incremento da demanda

por bens de capital. Concomitantemente, a expansão da infraestrutura, prevista para o período, e a prospecção, exploração e produção de petróleo na camada do Pré-sal, também se constituem em fortes elementos indutores do consumo de aço no País.

Assim, o consumo per capita de aço no País passará de cerca de 111 kg/habitante/ano, em 2015, nível semelhante ao atual da Argentina (2012), para cerca de 157 kg/habitante/ano, em 2025, valor ligeiramente superior ao consumo atual do México e, ainda, muito inferior ao de alguns países europeus (Gráfico 5). Um país que se destaca pelo elevadíssimo consumo per capita de aço, afastando-se da relação tendencial entre a renda per capita e o consumo per capita de aço, é a Coreia do Sul. Este caso pode ser considerado um *outlier*, em função do peso na economia sul-coreana de determinados segmentos industriais intensivos em aço, sobretudo a indústria naval, a automobilística e a de armamento, sendo importante ressaltar que muita da produção sul-coreana intensiva em aço é destinada à exportação.

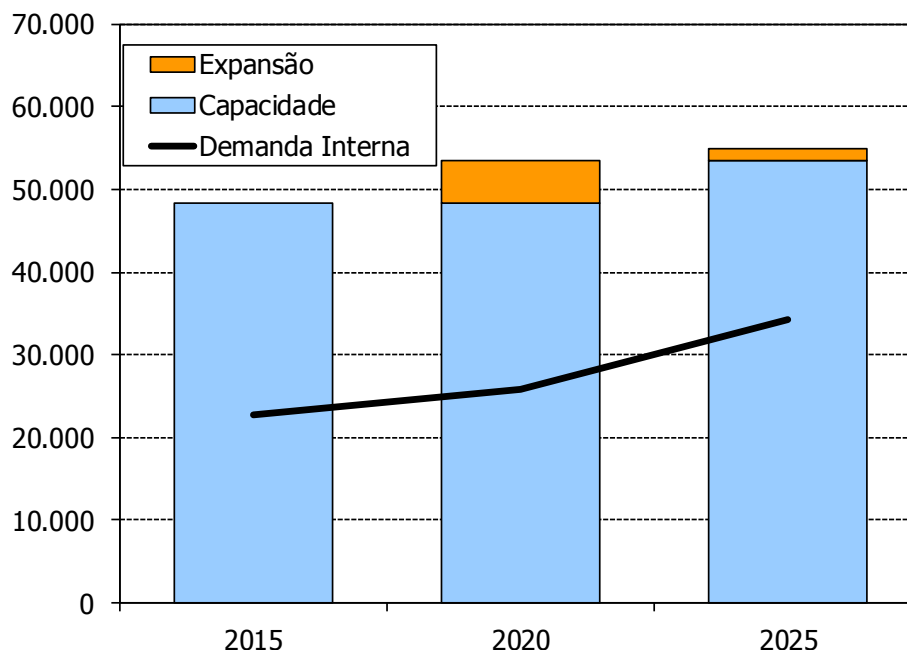
Gráfico 5. Consumo de aço per capita versus PIB per capita



(*) PIB per capita referenciado a US\$ [2005] PPP, relativos ao ano de 2013. Os dados de consumo são relativos ao ano de 2014 para todos os países com exceção do Brasil.

Fontes: Instituto Aço Brasil (2015) e IEA, *Key World Energy Statistics* 2015. Elaboração EPE.

Finalmente, o Gráfico 6 mostra a evolução da capacidade instalada de aço bruto e da demanda interna. Neste cenário, as exportações brasileiras de aço decaem da produção ao longo do horizonte do estudo, passando de 31% para 18% entre 2015 e 2025.

Gráfico 6. Aço bruto: capacidade instalada e demanda interna, 2015-2025 (10³ t/ano)

Pelotização

A indústria de pelotização tem como finalidade a fabricação das pelotas, que são aglomerados de finos de minério, gerados na extração do minério de ferro, de forma a adequá-los para a sua utilização como componente de carga metálica nos altos fornos da indústria siderúrgica. Dado o grande volume de extração de minério de ferro no Brasil⁶, a pelotização ganha maior importância, permitindo a recuperação dos finos que, de outra forma, seriam considerados resíduos do processo, agregando, assim, valor econômico ao minério.

Em 2014, 85% da produção de pelotas no País foi destinada à exportação (MME, 2015). A atual capacidade instalada brasileira gira em torno de 91 milhões toneladas anuais de pelotas. Essa capacidade está concentrada nas usinas da VALE (Tubarão I e II, Hispanobrás, Itabasco, Nibrasco e Kobrasco), localizadas no Espírito Santo, além das usinas da Samarco (VALE e BHP Billiton), com capacidade de 30 milhões t/ano, da Ferteco (4,5 milhões t/ano) e da usina da VALE no Maranhão com capacidade de 7,0 milhões t/ano.

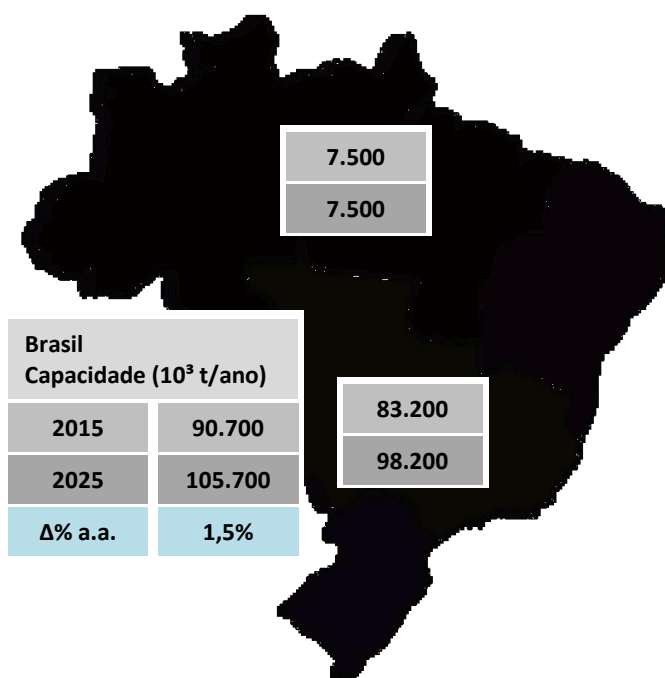
⁶ A VALE é um dos maiores produtores mundiais de minério de ferro e o Brasil foi o terceiro maior produtor mundial em 2013, com 18,2% da produção, atrás apenas da Austrália.

Para o ano de 2016, foi considerada uma redução de atividade no segmento de pelotas, com base na projeção da Vale, dado o acidente da Samarco em Mariana/MG em 2015 e o impacto dos preços internacionais em seus projetos.

Para os demais anos, ainda há expectativa favorável, assim como no PDE anterior. Apesar da tendência de ampliação das restrições ambientais, a mineração não energética brasileira seguirá altamente competitiva, pela qualidade de suas rochas e pela estrutura logística já existente, o que localiza o custo da extração do minério de ferro na posição inferior das curvas de custo mundial. Tal vantagem de custos permanece mesmo ao se incorporar o frete para o mercado asiático, grande fronteira de expansão da demanda. A suave diminuição esperada do crescimento chinês reduzirá a intensidade do crescimento da demanda global por ferro, também se refletindo no preço do minério, mas esse movimento tende a forçar a saída de minas de custo mais elevado, localizadas majoritariamente na China.

As expansões consideradas para o segmento de pelotas de minério de ferro contemplam os montantes indicados na Figura 4, por região (subsistema elétrico).

Figura 4. Pelotização: expansão da capacidade instalada 2015-2025 (10³ t/ano)



Ferro ligas

O segmento de ferro ligas é parte integrante da cadeia siderúrgica, dado que a utilização dessas ligas se dá na composição de diversos tipos de aço, aos quais as ligas conferem as propriedades desejadas.

A capacidade instalada da produção de ferro ligas no País gira em torno de 1,5 milhões de toneladas anuais e é composta por diversos tipos de ligas. São cerca de 0,5 milhões t/ano de ligas à base de manganês, 0,2 milhões t/ano de ligas à base de silício, 0,3 milhões t/ano de silício metálico, 0,2 milhões t/ano de ligas à base de cromo, e 0,3 milhões t/ano de outras ligas (incluindo o níquel).

Os atuais maiores produtores de ferro ligas no País são: VALE Manganês e Maringá, para ligas à base de manganês; Companhia Brasileira de Carbureto de Cálcio (CBCC), Minasligas, Globe Metais e Ferbasa, para ligas à base de silício; Ferbasa e Arcelor Inox, para ligas à base de cromo; e Anglo American, para ligas à base de níquel.

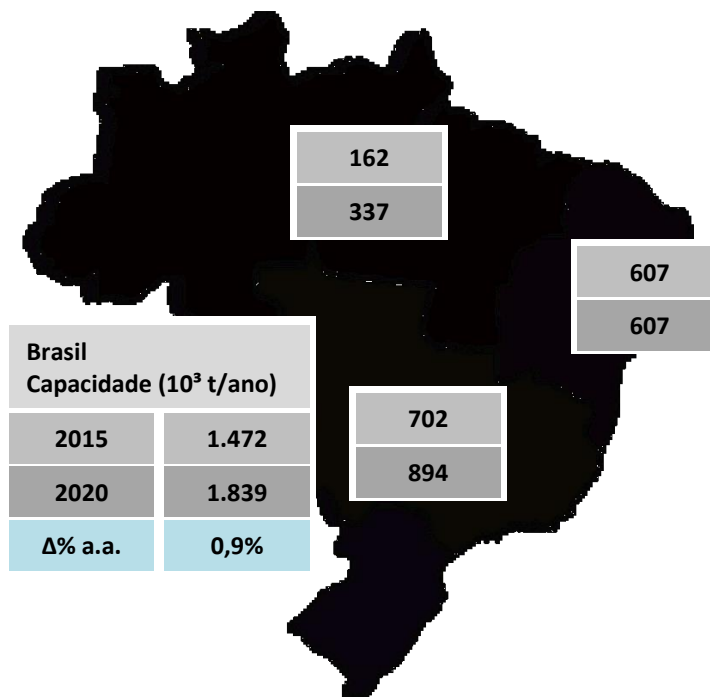
A produção brasileira de ferro ligas, além de atender o mercado doméstico, isto é, a produção nacional de aço, também dedica volumes expressivos a exportação, que deverão variar entre 30% e 35% da produção ao longo do horizonte do estudo.

Deve ressaltar-se que os consumos específicos de eletricidade dos diversos tipos de liga são muito diferenciados dependendo da liga, podendo variar de cerca de 3,0 MWh/t a 13,5 MWh/t (para o caso do ferro-níquel), valor este próximo ao consumo específico de uma planta de alumínio. No horizonte do estudo, a expansão considerada para o setor é mais concentrada em ligas de maior consumo específico de eletricidade. Em particular, as ligas à base de níquel ganharão participação no *mix* de produção nacional de ferro ligas.

Para o horizonte decenal, espera-se que haja pequenas expansões de capacidade instalada de ferro-ligas, com destaque para o incremento da capacidade produtiva de ferro-níquel, como a gradual implementação da planta Onça Puma, situada no Pará, e de plantas no estado de Goiás. Além disso, também se espera que a produção de outros tipos de liga menos eletrointensivas seja incrementada no subsistema Norte.

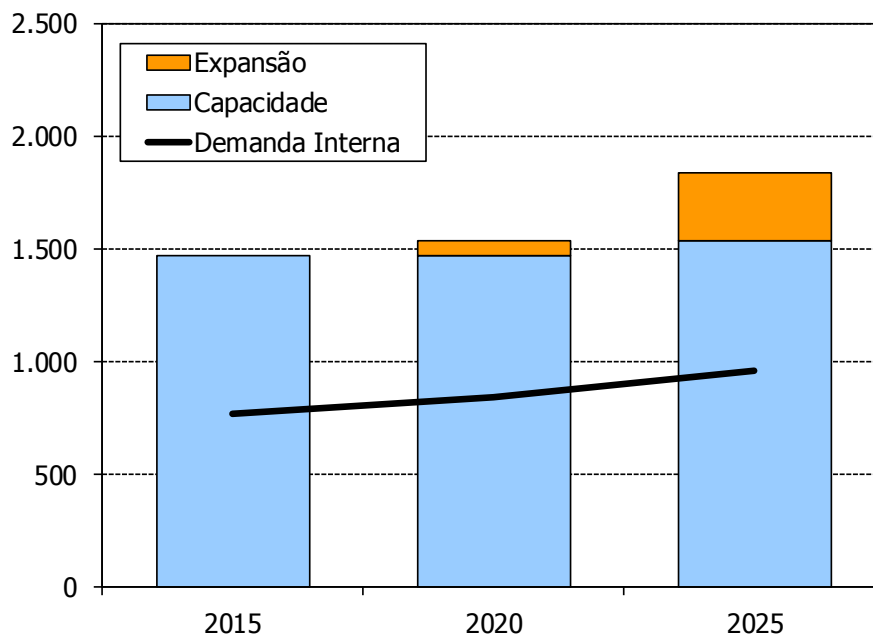
As expansões da capacidade instalada de ferro ligas, por subsistema elétrico, consideradas neste trabalho encontram-se assinaladas na Figura 5.

Figura 5. Ferro ligas: expansão da capacidade instalada 2015-2025 (10³ t/ano)



O Gráfico 7 mostra a evolução da capacidade instalada total de ferro ligas e da respectiva demanda interna.

Gráfico 7. Ferro ligas: capacidade instalada e demanda interna, 2015-2025 (10³ t/ano)



Soda-Cloro

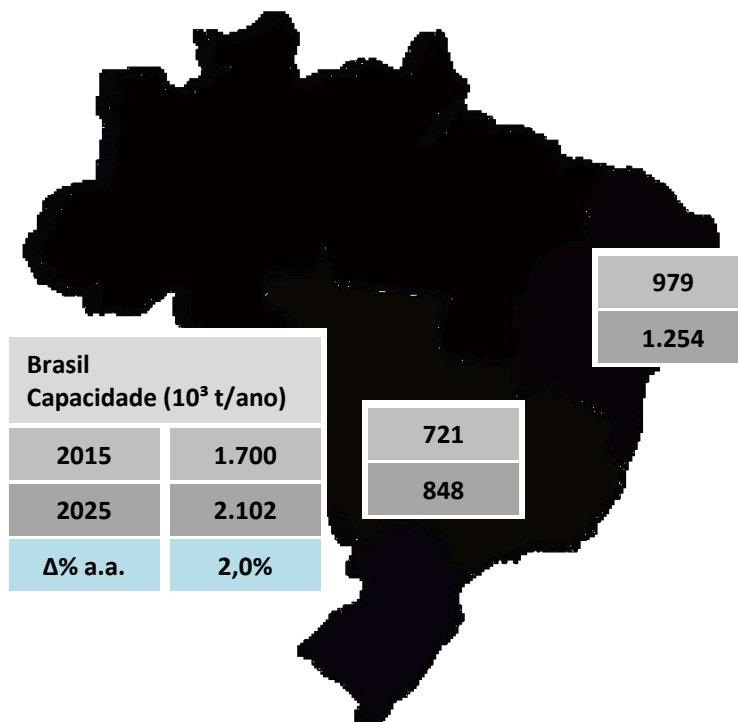
No setor de soda-cloro também existe uma forte concentração em torno de poucos grupos investidores e de um número reduzido de plantas industriais.

Este é um setor que vem operando em níveis próximos à capacidade instalada de produção. Além disso, apesar de o mercado interno de soda-cloro ainda ser liderado pela demanda de soda, esta situação deverá inverter-se no médio prazo, com o cloro passando a liderar o mercado, conforme ocorre nas economias desenvolvidas, na hipótese de um cenário de crescimento sustentado da economia, principalmente com a aceleração da construção civil e o uso intensivo de PVC, puxados pela universalização dos serviços de água e saneamento básico. Adicionalmente, deve-se destacar que a importação de cloro é de difícil viabilização, dadas as complexas condições de transporte e os riscos envolvidos, gerando a necessidade de importá-lo através de seus derivados, quando necessário.

A indústria de soda-cloro no Brasil possui atualmente uma capacidade instalada de produção de soda em torno de 1,7 milhões de toneladas por ano de soda cáustica e 1,5 milhões de toneladas anuais de cloro.

O incremento na capacidade instalada nacional do setor de soda-cloro no cenário atual é composto por expansões das plantas já existentes ao final do período decenal. Desta forma, a capacidade instalada brasileira aumenta 2,1% ao ano no período 2015-2025, passando de 1,7 para cerca de 2,1 milhões de toneladas anuais de soda cáustica, conforme se pode ver na Figura 6. Assim, observa-se uma tendência de ocorrência de déficit na balança comercial de cloro já nos próximos anos, gerando a necessidade de se sobrecarregar a pauta de importações com produtos derivados, como o PVC.

Figura 6. Soda cáustica: expansão da capacidade instalada 2015-2025 (10³ t/ano)



O cenário considerado para o setor implica em ampliar ainda mais o volume de soda cáustica importada (Gráfico 8) e, também, na crescente importação de cloro, através de seus derivados (Gráfico 9).

Gráfico 8. Soda cáustica: capacidade instalada e demanda interna, 2015-2025 (10³ t/ano)

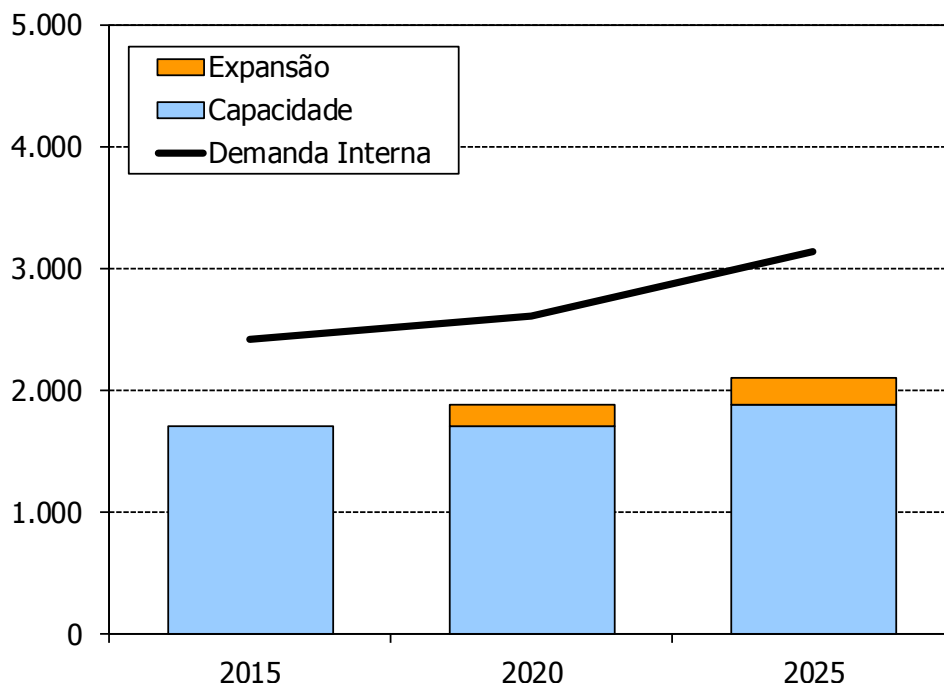
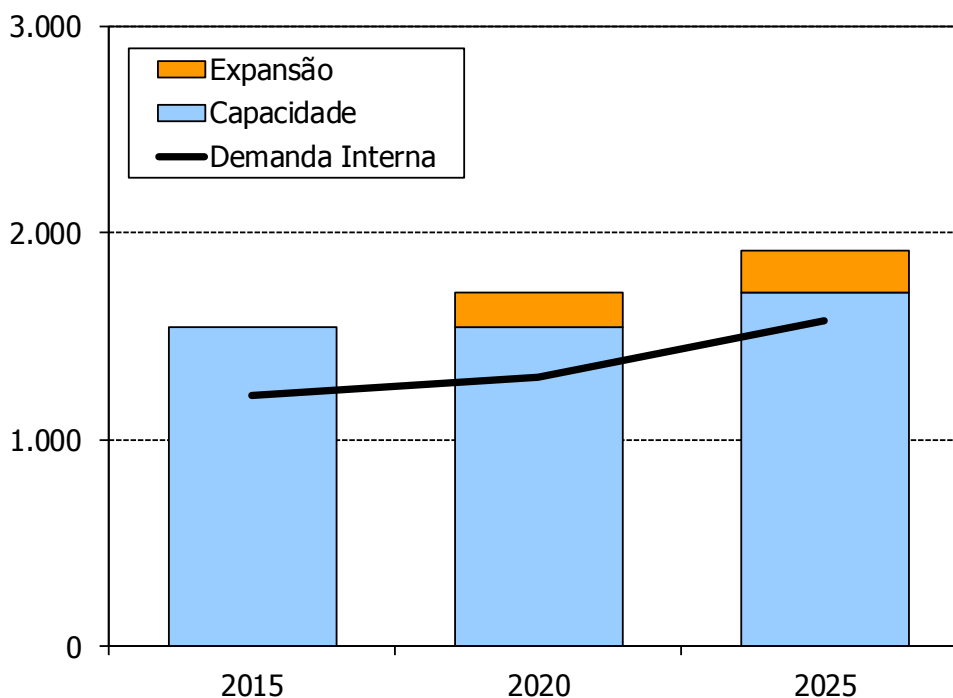


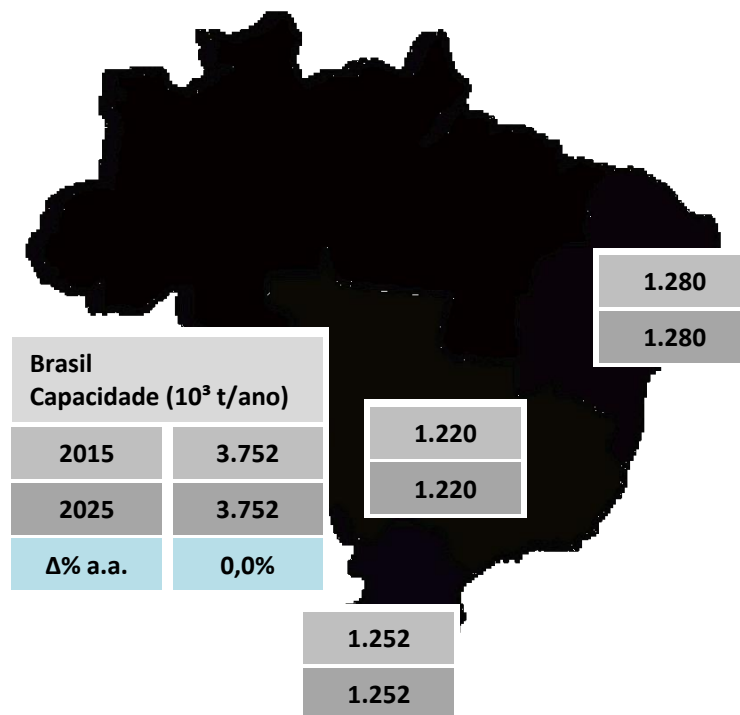
Gráfico 9. Cloro: capacidade instalada e demanda interna, 2015-2025 (10³ t/ano)

Petroquímica (eteno)

Atualmente, a produção de produtos petroquímicos básicos está concentrada em poucos grandes grupos de investidores, estando localizada em quatro polos petroquímicos: Grupo BRASKEM, no pólo de Camaçari, na Bahia; RIOPOL no pólo gás-químico do Rio de Janeiro; Petroquímica União - PQU no pólo de São Paulo; e COPESUL/BRASKEM no pólo de Triunfo, no Rio Grande do Sul. A atual capacidade instalada no Brasil é de cerca de 3,7 milhões de toneladas de eteno anuais.

Na Figura 7, está exposto o cenário considerado para a capacidade instalada de produção petroquímica de eteno, por subsistema elétrico. Neste decênio, não se espera que haja expansões de capacidade no período decenal, assim como era esperado no PDE 2024.

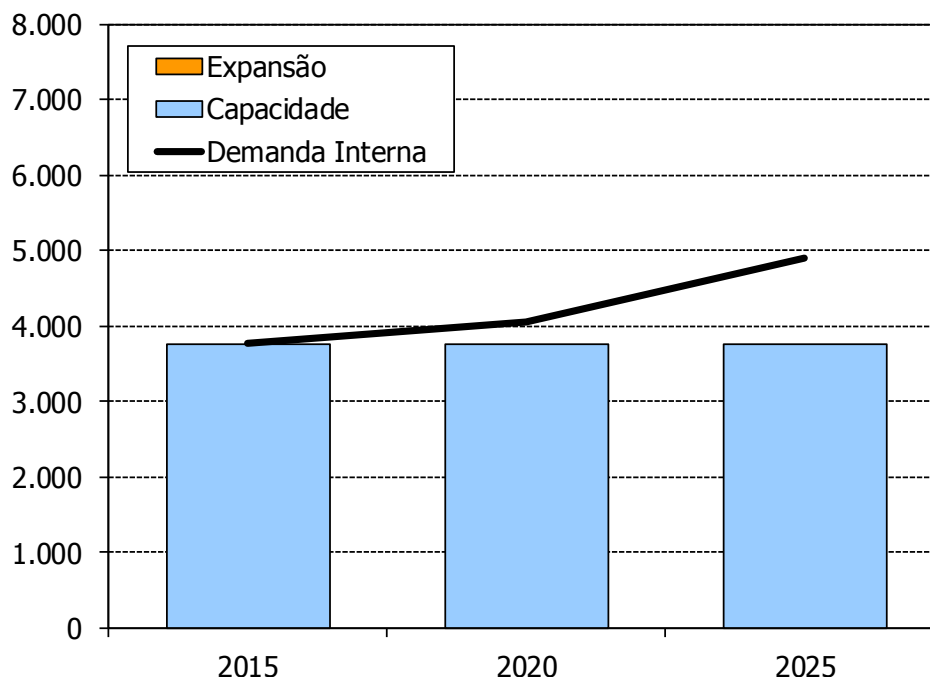
Figura 7. Eteno ^(*): expansão da capacidade instalada 2015-2025 (10³ t/ano)



Ressalta-se, também, a importância do pólo petroquímico de Suape em Pernambuco, que foi formalmente inaugurado no início de 2007 com a operação, em fase experimental, da unidade de produção de resina PET (Poli Tereftalato de Etileno), a maior indústria deste produto no mundo, com capacidade de produção de 450 mil t/ano, que coloca o Brasil na condição de exportador em lugar de importador de resina PET. No entanto, este pólo possui características muito diferentes dos demais instalados no país e não é produtor de petroquímicos básicos, como o eteno.

Vale também destacar o recente desenvolvimento de projetos na área alcoolquímica, que poderá tornar-se uma importante via complementar de produção da cadeia derivada do eteno a partir de uma fonte de energia renovável, o etanol. Entretanto, se espera que plantas alcoolquímicas deverão ser instaladas apenas após o período decenal.

O Gráfico 10 mostra a comparação do cenário da capacidade instalada de eteno com a projeção da respectiva demanda interna. Observa-se que, como a demanda interna tende a crescer acima do ritmo da produção nacional, o País terá um nível de importação líquida de resinas crescente ao longo do período em estudo.

Gráfico 10. Eteno (*): capacidade instalada e demanda interna, 2015-2025 (10³ t/ano)

Celulose e pasta mecânica

A produção de papel e celulose no País é bastante pulverizada, contando com grande número de empresas com unidades industriais distribuídas ao longo do território nacional. No entanto, no tocante especificamente à celulose, o número de plantas é bem mais reduzido. Trata-se de um segmento da indústria em que o Brasil possui claras vantagens competitivas em relação à maioria dos países e que, portanto, deverá apresentar crescimento expressivo, com produção voltada não só para o mercado interno, mas principalmente para a exportação, no caso da celulose.

A produção de celulose é um segmento da indústria em que as vantagens comparativas do Brasil são por demais evidentes. O País detém um dos melhores rendimentos de produção florestal do mundo, em razão das condições climáticas muito favoráveis e do desenvolvimento de modernas técnicas de plantio, e é líder mundial em celulose de fibra curta de eucalipto, já tendo conquistado uma boa fatia do mercado internacional.

A atual capacidade instalada de produção de celulose é de 19 milhões t/ano, devendo alcançar o nível de 35 milhões de toneladas em 2025. Com isso, o País tende a ganhar espaço dentro do comércio internacional. As principais expansões de celulose consideradas neste estudo estão indicadas, por subsistema elétrico, na Figura 8.

As expansões da capacidade instalada de celulose, consideradas para o período 2015-2025, e a evolução da demanda interna são apresentadas no Gráfico 11. As exportações se mantêm superiores a 70% da produção nacional no decorrer de todo o período decenal e, em volume, elas partem de um patamar de aproximadamente 12,5 milhões t/ano, em 2015, para 22,6 milhões t/ano, em 2025.

Figura 8. Celulose: expansão da capacidade instalada 2015-2025 (10³ t/ano)

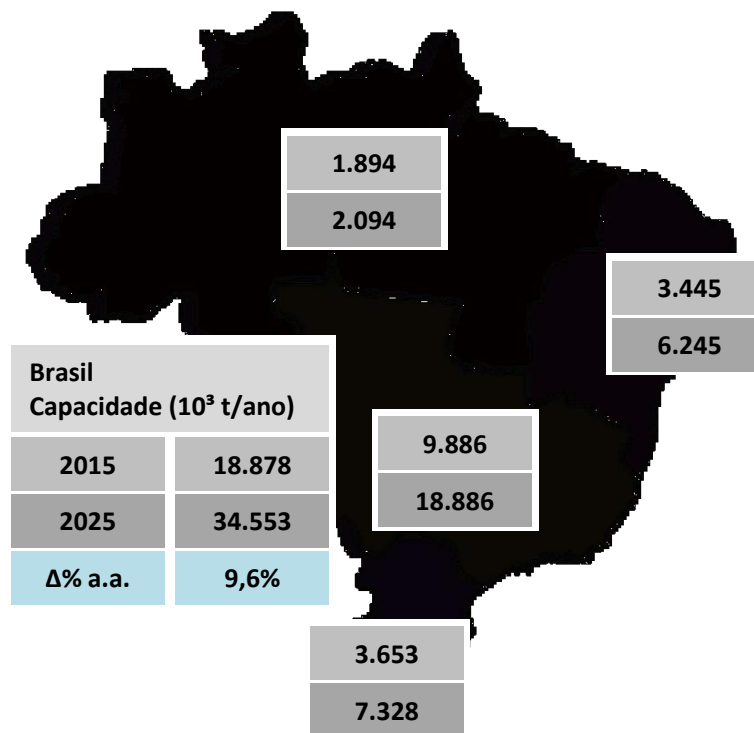
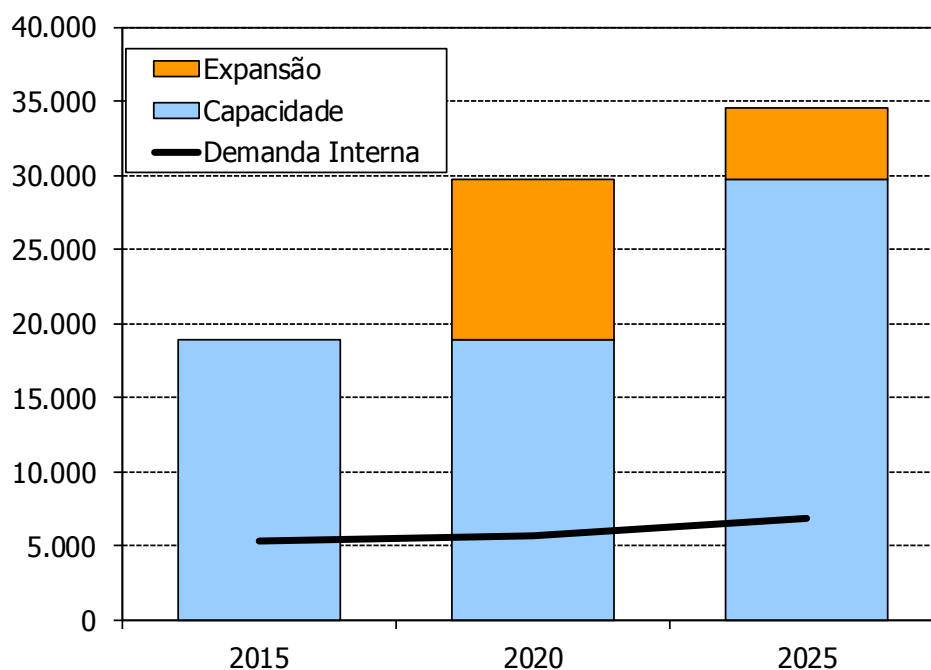


Gráfico 11. Celulose: capacidade instalada e demanda interna, 2015-2025 (10³ t/ano)

Outros segmentos industriais: papel, cimento e cobre

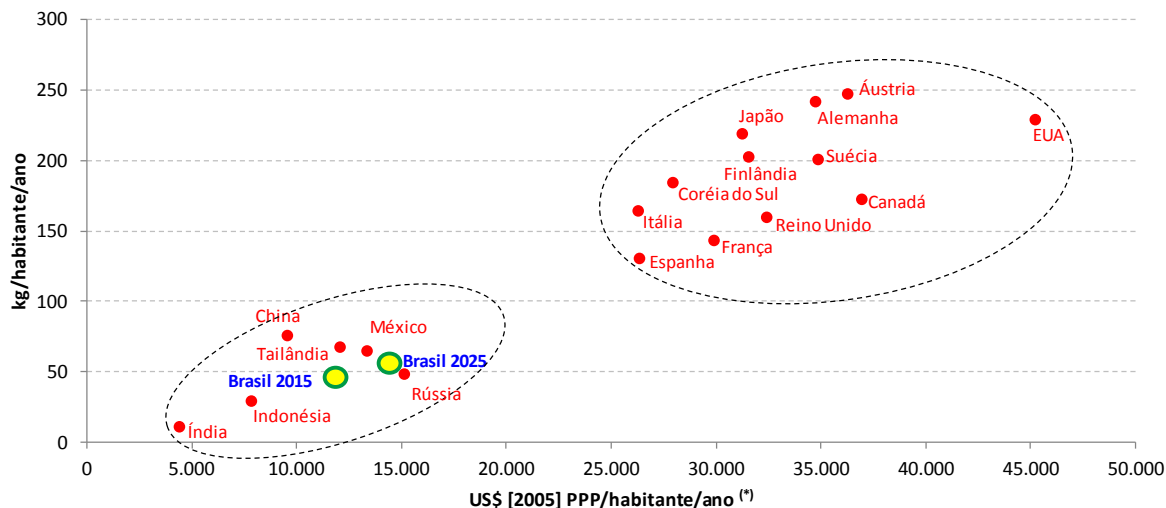
Outros dois segmentos industriais relevantes no que se refere ao consumo de eletricidade dizem respeito à produção de papel e à produção de cimento. Estes dois segmentos são muito dispersos, englobando inúmeras plantas industriais instaladas nas diferentes regiões do País.

A **indústria de papel** é muito pulverizada, incluindo desde grandes unidades integradas com fábricas de celulose até pequenas unidades industriais e existe alguma dificuldade na obtenção de dados agregados sobre a atual capacidade instalada do setor. Neste caso, admitiu-se que o mercado tenderá a se ajustar fazendo as expansões que permitam manter um nível adequado de capacidade instalada para atender a demanda interna e manter a tendência que se tem verificado de uma pequena e gradual perda de participação das exportações na produção brasileira de papel, mantendo-se em, aproximadamente, 18% da produção longo do horizonte (2025).

As premissas utilizadas relativamente à demanda doméstica de papel resultam em uma expansão do atual consumo per capita, em torno de 46 kg/habitante/ano (2015), para 55 kg/habitante/ano em 2025. Conforme mostrado no Gráfico 12, ao longo do horizonte decenal o País ultrapassa os atuais consumos per capita de papel da Rússia e do México e

aproxima-se do atual nível chinês, porém ainda permanece bem abaixo do consumo da maioria dos países europeus.

Gráfico 12. Consumo per capita de papel versus PIB per capita



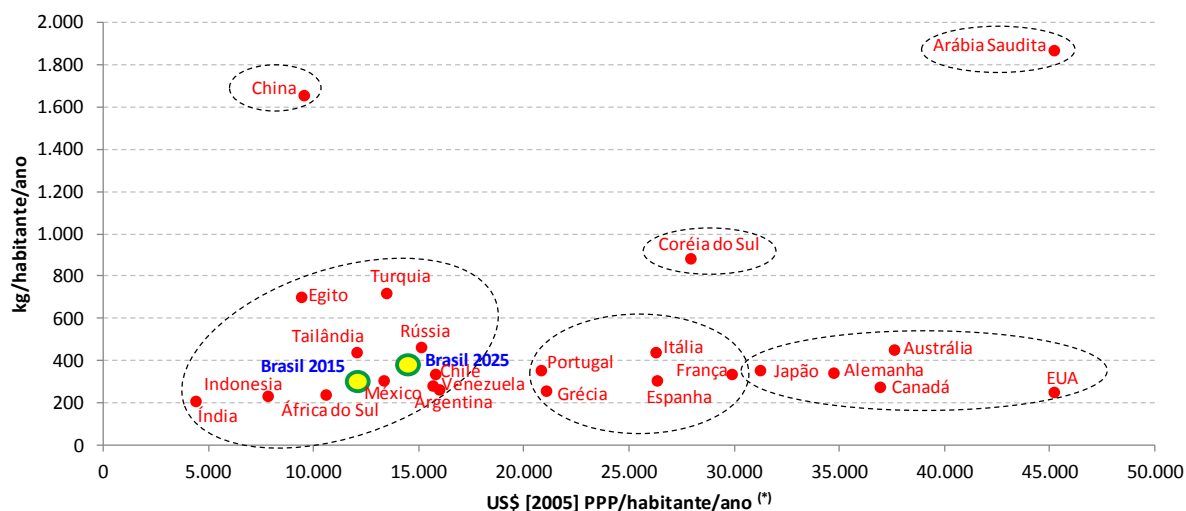
(*) PIB per capita referenciado a US\$ [2005] PPP, relativos ao ano de 2013. Os dados de consumo são relativos ao ano de 2012 para todos os países com exceção do Brasil.

Fontes: *Bureau of International Recycling* (para o ano de 2012) e *IEA, Key World Energy Statistics 2015*.
Elaboração EPE.

Historicamente, o **setor de cimento** trabalha com elevados níveis de capacidade ociosa e, por uma questão logística e de custo do transporte, o comércio internacional é reduzido. Neste estudo, admite-se que a capacidade instalada se adequará às necessidades de atendimento ao crescimento da demanda doméstica, a qual se supõe aquecida, em função dos programas habitacionais e da melhoria de renda da população alavancando a construção civil, assim como de grandes obras de infraestrutura necessárias ao desenvolvimento sustentado do País.

Com as premissas adotadas para o setor, o atual consumo per capita de cimento, em torno de 304 kg/habitante/ano (2015), nível comparável ao atual do México, atingirá em torno de 372 kg/habitante/ano, em 2025, mais próximo de países como Rússia, Itália e Austrália. No Gráfico 13, identifica-se um *cluster* de países mais avançados (Alemanha, Canadá, EUA, França e Japão) que, para o seu respectivo nível de renda per capita, exibem relativamente baixos consumos per capita de cimento, o que pode ser explicado pelo fato de se tratar de países em que a expansão da construção civil e da infraestrutura, já muito desenvolvidos, é marginal.

Gráfico 13. Consumo per capita de cimento versus PIB per capita



(*) PIB per capita referenciado a US\$ [2005] PPP, relativos ao ano de 2013. Os dados de consumo são relativos ao ano de 2012 para todos os países com exceção do Brasil.

Fontes: SNIC (2013) e IEA, *Key World Energy Statistics* 2015. Elaboração EPE.

O segmento industrial de **extração do minério, concentração e metalurgia do cobre** deverá ganhar maior importância nos próximos anos. Até recentemente, existia uma única planta de cobre no país, a Caraíba Metais, situada na Bahia, com capacidade instalada de produção de 250 mil toneladas anuais de cobre eletrolítico. Contudo, nos últimos anos, a VALE lançou um programa, englobando diversos projetos no estado do Pará, que, em poucos anos, deverá colocar o Brasil como um dos grandes produtores mundiais de cobre, alcançando a autossuficiência brasileira.

Produção física

A seguir apresenta-se, resumidamente, a produção física por segmento industrial resultante das premissas descritas anteriormente.

Conforme se mencionou, alguns segmentos industriais eletrointensivos apresentam uma maior componente exportadora, como é o caso do segmento industrial de celulose, alumina e pelotização. Consequentemente, eles registram um ritmo de expansão da produção adequado não só ao suprimento da demanda doméstica, mas também a destinar uma parcela expressiva para exportação. O setor de alumínio também apresenta um crescimento mais expressivo, apesar de não estarem previstas expansões de capacidade instalada neste horizonte, basicamente por conta da retomada da utilização da capacidade ao longo do período decenal, bem baixa diante da crise atual. Também se destaca o incremento da produção de cimento, particularmente no segundo quinquênio, por conta do cenário econômico mais favorável.

O Gráfico 14 mostra as taxas de crescimento da produção dos segmentos industriais indicados, para o período decenal.

A produção física, por segmento industrial, para o período 2015-2025, está resumida na Tabela 4.

Gráfico 14. Indústrias eletrointensivas: expansão da produção física, 2015-2025

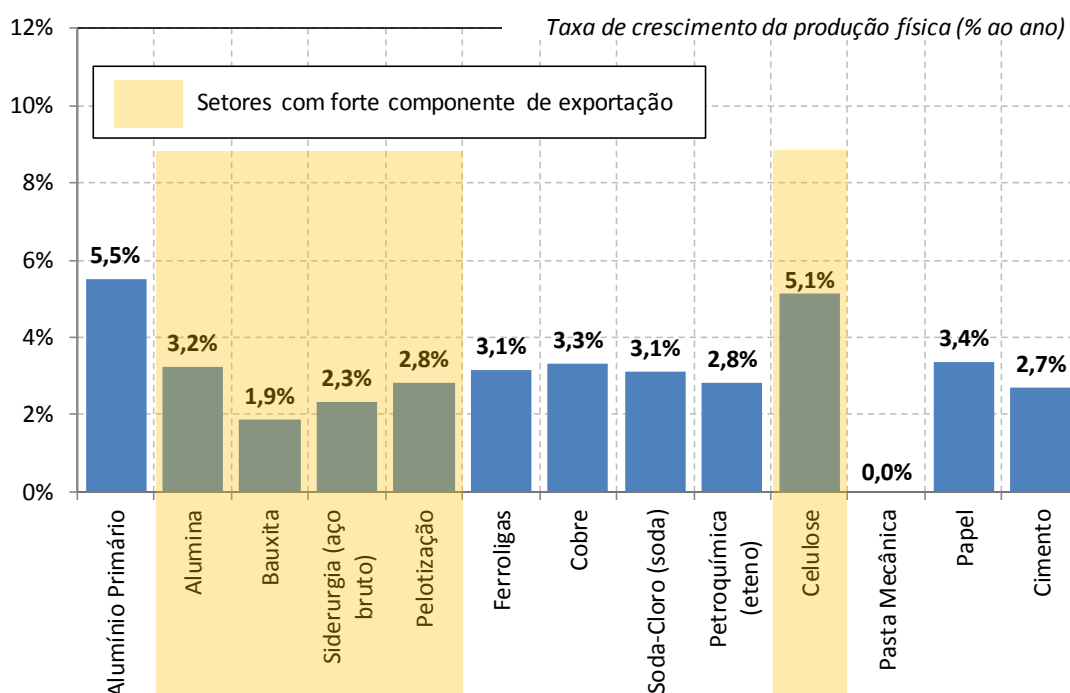


Tabela 4. Grandes consumidores industriais: produção física (10³ t/ano)

Segmento	2015	2020	2025	2015-2020	2020-2025	2015-2025
Alumínio	772	1.031	1.319	5,9%	5,1%	5,5%
Alumina	10.406	13.471	14.308	5,3%	1,2%	3,2%
Bauxita	36.792	44.204	44.204	3,7%	0,0%	1,9%
Siderurgia (aço bruto)	33.245	36.519	41.785	1,9%	2,7%	2,3%
Pelotização	76.956	93.792	101.472	4,0%	1,6%	2,8%
Ferroligas	1.072	1.213	1.461	2,5%	3,8%	3,1%
Cobre	419	419	581	0,0%	6,7%	3,3%
Soda-Cloro (soda)	1.354	1.550	1.839	2,7%	3,5%	3,1%
Petroquímica (eteno)	2.860	3.138	3.209	1,9%	0,4%	1,2%
Celulose	17.865	24.573	29.455	6,6%	3,7%	5,1%
Pasta Mecânica	516	516	516	0,0%	0,0%	0,0%
Papel	10.302	11.963	14.350	3,0%	3,7%	3,4%
Cimento	62.623	68.736	81.728	1,9%	3,5%	2,7%

* Estimativa preliminar para 2015.

2.3.2 Consumo de eletricidade

Consumos específicos de energia elétrica

O consumo específico de eletricidade (por tonelada de produto) é muito variável de segmento para segmento industrial e, mesmo dentro de um mesmo segmento, existem significativas variações de consumo em função de rota tecnológica, do tipo e da gama de produtos, da idade das plantas, entre outros fatores.

A avaliação dos consumos específicos médios de energia elétrica por segmento industrial levou em consideração séries históricas de produção física e de consumo de eletricidade (Balanço Energético Nacional - BEN: EPE/MME), bem como informações coletadas junto aos agentes setoriais e associações de classe.

No caso da siderurgia, consideraram-se consumos específicos de energia elétrica diferenciados para diferentes rotas tecnológicas de produção de aço. Em termos tecnológicos, este estudo contemplou três rotas tecnológicas para a produção de aço, que apresentam perfis distintos de consumo de energia, em particular de energia elétrica, assim como diferentes potenciais de cogeração de eletricidade. São elas: a rota integrada com coqueria própria, a rota integrada com coque adquirido de terceiros e a rota semi-integrada com aciaria elétrica. Para cada uma dessas rotas, definiu-se um consumo específico médio de eletricidade. Classificaram-se tanto as usinas siderúrgicas existentes quanto as novas de acordo com essas rotas para a avaliação dos respectivos consumos de eletricidade. Dessa forma, a projeção do consumo de eletricidade da siderurgia brasileira é função das premissas sobre a expansão e a composição dinâmica do parque siderúrgico nacional no que se refere às diferentes rotas tecnológicas.

Para a expansão do segmento de ferro-ligas, considerou-se, em particular, a expansão de ferro-níquel, cujo consumo específico médio é bastante elevado, em torno de 13,5 MWh/t.

Para a produção de soda e cloro, existem essencialmente três rotas tecnológicas: células de mercúrio, de diafragma e de membrana, com consumos específicos de eletricidade médios de, respectivamente, 3,1 MWh/t, 2,7 MWh/t e 2,5 MWh/t. Adotou-se, como premissa, que toda a nova expansão do setor será baseada na tecnologia de membrana que, além de ser energeticamente mais eficiente, também é a rota mais aceitável do ponto de vista ambiental.

Por sua vez, para os diferentes segmentos industriais, admitiram-se ganhos de eficiência no horizonte decenal compatíveis com os ganhos admissíveis a partir dos rendimentos

médios e dos rendimentos de referência indicados no Balanço de Energia Útil (BEU) e consistentes também com as melhores práticas internacionais nos respectivos segmentos.

Assim, observa-se uma tendência generalizada para uma redução gradual dos consumos específicos setoriais. Contudo, para alguns segmentos ocorrem aumentos desses consumos unitários em determinados períodos, como é o caso de ferro-ligas, em virtude do ganho de participação das ligas mais eletrointensivas (como as ligas de níquel) no *mix* de ferro-ligas, sem que isso signifique, evidentemente, menor eficiência energética. Na Tabela 5 são apresentados os consumos específicos adotados neste estudo.

Com base nestes consumos específicos e no cenário de produção física, apresentado na seção 2.3.1, calculou-se o consumo total de energia elétrica dos grandes consumidores industriais, indicado na Tabela 6 por segmento, e na Tabela 7 por subsistema elétrico.

Tabela 5. Grandes consumidores industriais: consumo específico de eletricidade⁽¹⁾, por segmento (kWh/t)

Segmento	2015	2020	2025	2015-2020	2020-2025	2015-2025
Alumínio Primário	15.282	15.267	15.254	0,0%	0,0%	0,0%
Alumina	299	289	279	-0,6%	-0,7%	-0,7%
Bauxita	13	13	12	-0,4%	-0,4%	-0,4%
Siderurgia (aço bruto)	510	493	483	-0,7%	-0,4%	-0,5%
Pelotização	49	48	47	-0,4%	-0,3%	-0,3%
Ferroligas	6.254	6.722	6.843	1,5%	0,4%	0,9%
Cobre	1.528	1.492	1.456	-0,5%	-0,5%	-0,5%
Soda-Cloro (soda)	2.727	2.721	2.689	0,0%	-0,2%	-0,1%
Petroquímica (eteno)	1.573	1.531	1.531	-0,5%	0,0%	-0,3%
Celulose	980	952	926	-0,6%	-0,6%	-0,6%
Pasta Mecânica	2.189	2.147	2.147	-0,4%	0,0%	-0,2%
Papel	791	791	791	0,0%	0,0%	0,0%
Cimento	112	108	105	-0,6%	-0,7%	-0,6%

(1) Inclui autoprodução.

* Estimativa preliminar para 2015.

Tabela 6. Grandes consumidores industriais: consumo total de eletricidade⁽¹⁾, por segmento (GWh)

Segmento	2015	2020	2025	2015-2020	2020-2025	2015-2025
Alumínio	11.754	15.693	20.090	6,0%	5,1%	5,5%
Alumina	3.106	3.864	3.959	4,5%	0,5%	2,5%
Bauxita	476	558	547	3,2%	-0,4%	1,4%
Siderurgia (aço bruto)	17.039	17.901	20.117	1,0%	2,4%	1,7%
Pelotização	3.725	4.445	4.749	3,6%	1,3%	2,5%
Ferroligas	6.569	7.391	9.598	2,4%	5,4%	3,9%
Cobre	644	625	843	-0,6%	6,2%	2,7%
Soda-Cloro	3.697	4.193	4.933	2,5%	3,3%	2,9%
Petroquímica (eteno)	5.245	6.157	6.090	3,3%	-0,2%	1,5%
Celulose	17.517	23.245	27.147	5,8%	3,2%	4,5%
Pasta Mecânica	1.130	1.108	1.081	-0,4%	-0,5%	-0,4%
Papel	8.152	9.466	11.355	3,0%	3,7%	3,4%
Cimento	6.983	7.390	8.510	1,1%	2,9%	2,0%
Total	86.036	102.038	119.018	3,5%	3,1%	3,3%

(1) Inclui autoprodução.

* Estimativa preliminar para 2015.

Tabela 7. Grandes consumidores industriais - Consumo total de eletricidade⁽¹⁾, por subsistema (GWh)

Subsistema	2015	2020	2025	2015-2020	2020-2025	2015-2025
Norte	15.159	18.114	22.610	3,6%	4,5%	4,1%
Nordeste	13.747	15.740	18.823	2,7%	3,6%	3,2%
Sudeste/Centro-Oeste	45.070	54.723	62.228	4,0%	2,6%	3,3%
Sul	11.954	13.348	15.229	2,2%	2,7%	2,5%
SIN	85.931	101.926	118.889	3,5%	3,1%	3,3%
Sistemas Isolados	106	112	129	1,1%	2,9%	2,0%
Brasil	86.036	102.038	119.018	3,5%	3,1%	3,3%

(1) Inclui autoprodução.

Notas: (i) Estimativa preliminar para 2015; (ii) Não considera interligação dos sistemas isolados.

Autoprodução - Grandes consumidores industriais

É de crucial importância para o planejamento do setor elétrico avaliar a contribuição dos setores industriais grandes consumidores de energia, no que se refere ao montante de eletricidade que eles demandarão do sistema elétrico.

Nesse sentido, do consumo total de energia elétrica, resultado do produto da produção física (tonelada) pelo consumo específico de eletricidade (kWh/tonelada) deverá ser

abatida a denominada autoprodução clássica, isto é, aquela que corresponde à geração local de energia elétrica para suprimento no próprio sítio da unidade consumidora, sem utilização da rede elétrica de concessionárias de distribuição e/ou transmissão.

Para realizar a projeção da autoprodução, para os segmentos industriais aqui considerados, além de informações já existentes sobre novos projetos de empreendimentos de autoprodução e cogeração, com entrada em operação prevista no horizonte do estudo, formulam-se também premissas gerais para a evolução da autoprodução, com base nas perspectivas de expansão da capacidade instalada de produção dos diferentes segmentos industriais e na avaliação das potencialidades de cogeração que os respectivos processos industriais propiciam.

É o caso, por exemplo, da indústria de celulose, estimando-se que praticamente toda a expansão de capacidade que venha a ocorrer no futuro seja atendida via cogeração. Existirão, ainda, outros casos em que o autoprodutor será, não somente autossuficiente em energia elétrica, mas será, de fato, um ofertante líquido de energia para o sistema elétrico. É esse o caso de usinas siderúrgicas integradas com coqueria própria, destinadas à produção de placas. O uso de formas avançadas de cogeração, com aproveitamento dos gases de coqueria e de alto-forno, associado à não existência da fase de laminação (eletrointensiva) permite, em tais plantas siderúrgicas, gerar excedentes significativos de eletricidade.

Assim, considerou-se, como premissa básica, que toda a expansão nova de celulose será autossuficiente em energia elétrica. No caso da siderurgia, a expansão da capacidade instalada considerada neste estudo foi classificada em diversos tipos de rota tecnológica, cada um dos quais apresenta diferentes características de consumo de eletricidade e de potencial de cogeração. Para cada um dos três tipos de rota tecnológica considerados, foi avaliado o respectivo potencial de cogeração, com base na cogeração existente no atual parque siderúrgico brasileiro.

Dessa forma, para as usinas da rota integrada com coqueria própria admitiu-se uma cogeração média em torno de 280 kWh/t de aço produzido. A maioria das usinas siderúrgicas tanto da rota integrada sem coqueria própria quanto da rota semi-integrada, não utilizam cogeração, pelo que se admitiu cogeração zero para estas usinas. Vale, ainda, ressaltar que para as usinas integradas com coquerias próprias destinadas exclusivamente à produção de placas, sem comportar a fase de laminação, admitiu-se um nível de cogeração superior, em torno de 390 kWh/t de aço.

Com base nessas premissas, os resultados relativos à projeção da autoprodução dos grandes consumidores industriais de energia elétrica, para o período 2015-2025 por

subsistema elétrico e por segmento industrial, estão apresentados, respectivamente, na Tabela 8 e na Tabela 9.

Tabela 8. Grandes consumidores industriais - Autoprodução por subsistema (GWh)

Subsistema	2015	2020	2025	2015-2020	2020-2025	2015-2025
Norte	991	1.159	1.177	3,2%	0,3%	1,7%
Nordeste	4.370	5.392	6.591	4,3%	4,1%	4,2%
Sudeste/Centro-Oeste	14.497	18.965	21.125	5,5%	2,2%	3,8%
Sul	3.518	4.692	6.149	5,9%	5,6%	5,7%
Brasil	23.376	30.208	35.042	5,3%	3,0%	4,1%

* Estimativa preliminar para 2015.

Tabela 9. Grandes consumidores industriais - Autoprodução por segmento (GWh)

Segmento	2015	2020	2025	2015-2020	2020-2025	2015-2025
Alumínio	2.740	2.740	2.740	0,0%	0,0%	0,0%
Alumina	383	383	383	0,0%	0,0%	0,0%
Bauxita	0	0	0	-	-	-
Siderurgia (aço bruto)	5.205	5.385	5.385	0,7%	0,0%	0,3%
Pelotização	542	542	542	0,0%	0,0%	0,0%
Ferroligas	136	136	136	0,0%	0,0%	0,0%
Cobre	0	0	0	-	-	-
Soda-Cloro (soda)	119	119	119	0,0%	0,0%	0,0%
Petroquímica (eteno)	2.459	2.459	2.459	0,0%	0,0%	0,0%
Celulose	10.838	16.489	20.249	8,8%	4,2%	6,5%
Pasta Mecânica	7	7	7	0,0%	0,0%	0,0%
Papel	852	1.854	2.926	16,8%	9,6%	13,1%
Cimento	96	96	96	0,0%	0,0%	0,0%
Total	23.376	30.208	35.042	5,3%	3,0%	4,1%

* Estimativa preliminar para 2015.

Consumo de energia elétrica na rede

Conjugando os resultados da Tabela 6 e da Tabela 7 com os da Tabela 8 e da Tabela 9, obtém-se o consumo de eletricidade demandado da rede elétrica pelo conjunto dos segmentos industriais grandes consumidores de energia elétrica, conforme apresentado na Tabela 10, por segmento, e na Tabela 11, por subsistema elétrico.

Tabela 10. Grandes consumidores industriais - Consumo de eletricidade na rede, por segmento (GWh)

Segmento	2015	2020	2025	2015-2020	2020-2025	2015-2025
Alumínio	9.014	12.953	17.307	7,5%	6,0%	6,7%
Alumina	2.724	3.481	3.576	5,0%	0,5%	2,8%
Bauxita	476	558	547	3,2%	-0,4%	1,4%
Siderurgia (aço bruto)	11.834	12.516	14.732	1,1%	3,3%	2,2%
Pelotização	3.183	3.903	4.208	4,2%	1,5%	2,8%
Ferroligas	6.433	7.255	9.463	2,4%	5,5%	3,9%
Cobre	644	625	843	-0,6%	6,2%	2,7%
Soda-Cloro (soda)	3.579	4.074	4.809	2,6%	3,4%	3,0%
Petroquímica (eteno)	2.786	3.698	3.626	5,8%	-0,4%	2,7%
Celulose	6.679	6.757	6.897	0,2%	0,4%	0,3%
Pasta Mecânica	1.123	1.101	1.074	-0,4%	-0,5%	-0,4%
Papel	7.300	7.613	8.428	0,8%	2,1%	1,4%
Cimento	6.886	7.294	8.412	1,2%	2,9%	2,0%
Total	62.661	71.829	83.921	2,8%	3,2%	3,0%

Notas: (i) Estimativa preliminar para 2015; (ii) Por definição, consumo na rede não inclui autoprodução clássica.

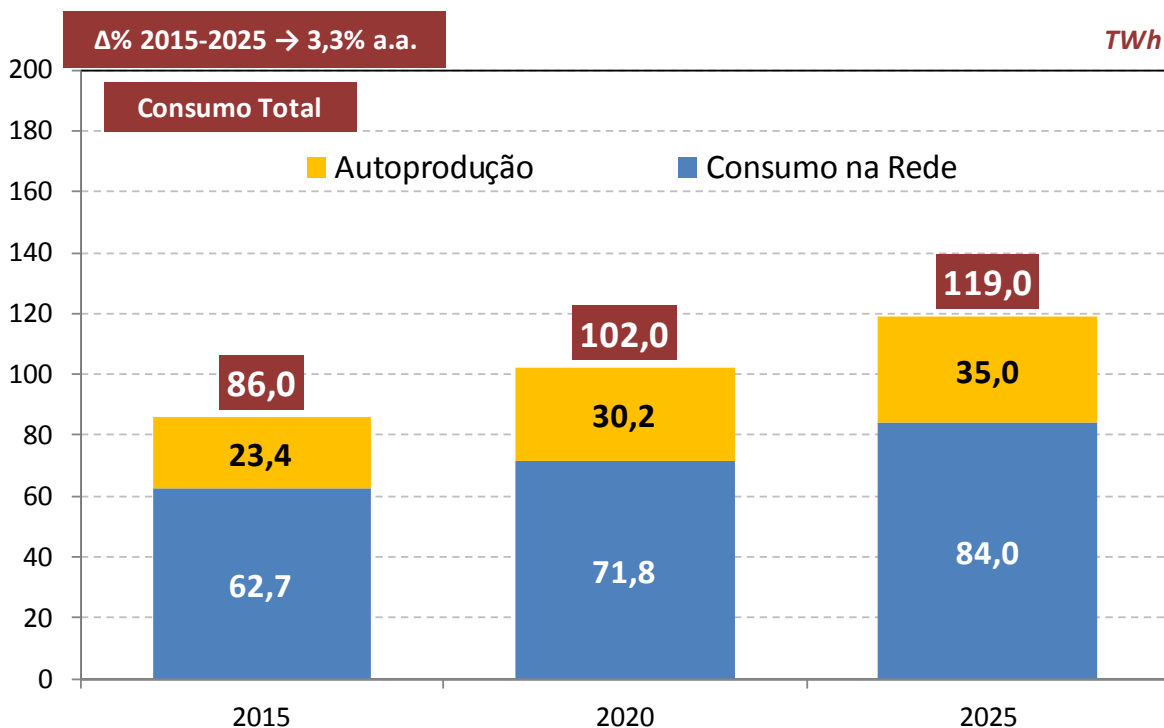
Tabela 11. Grandes consumidores industriais - Consumo de eletricidade na rede, por subsistema (GWh)

Subsistema	2015	2020	2025	2015-2020	2020-2025	2015-2025
Norte	14.168	16.955	21.401	3,7%	4,8%	4,2%
Nordeste	9.377	10.348	12.227	2,0%	3,4%	2,7%
Sudeste/Centro-Oeste	30.573	35.759	41.086	3,2%	2,8%	3,0%
Sul	8.436	8.656	9.078	0,5%	1,0%	0,7%
SIN	62.555	71.718	83.792	2,8%	3,2%	3,0%
Sistemas Isolados	106	112	129	1,1%	2,9%	2,0%
Brasil	62.661	71.829	83.921	2,8%	3,2%	3,0%

Nota: Estimativa preliminar para 2015.

O Gráfico 15 mostra, de forma resumida, as parcelas relativas à autoprodução e ao consumo na rede do consumo de energia elétrica dos grandes consumidores industriais.

Gráfico 15. Grandes consumidores industriais: consumo de eletricidade (TWh)



Nota: Estimativa preliminar para 2015.

2.4 Autoprodução - síntese

Entende-se por autoprodução a geração de eletricidade do consumidor com instalações próprias de geração de energia elétrica, localizadas junto às unidades de consumo, que não utiliza, para o autossuprimento de eletricidade, a rede elétrica das concessionárias de transmissão/distribuição. A autoprodução constitui-se em importante elemento na análise do atendimento à demanda de eletricidade, uma vez que ela já representa quase 10% de toda a energia elétrica consumida no país, experimentou crescimento acelerado nos últimos dez anos e tem grande potencial de expansão no horizonte decenal.

O autoprodutor não demanda investimentos adicionais do sistema elétrico, além dos, naturalmente, relacionados a contratos de *back-up* que ele mantenha com o gerador/comercializador de energia para suprimento em situações específicas, como pode ser o caso de paradas programadas ou eventuais paradas não programadas. O caso mais comum de autoprodução é o da cogeração.

A cogeração constitui-se em uma forma de uso racional da energia, uma vez que o rendimento do processo de produção de energia é significativamente aumentado a partir da produção combinada de energia térmica e elétrica, dando-se um melhor aproveitamento ao conteúdo energético do combustível básico.

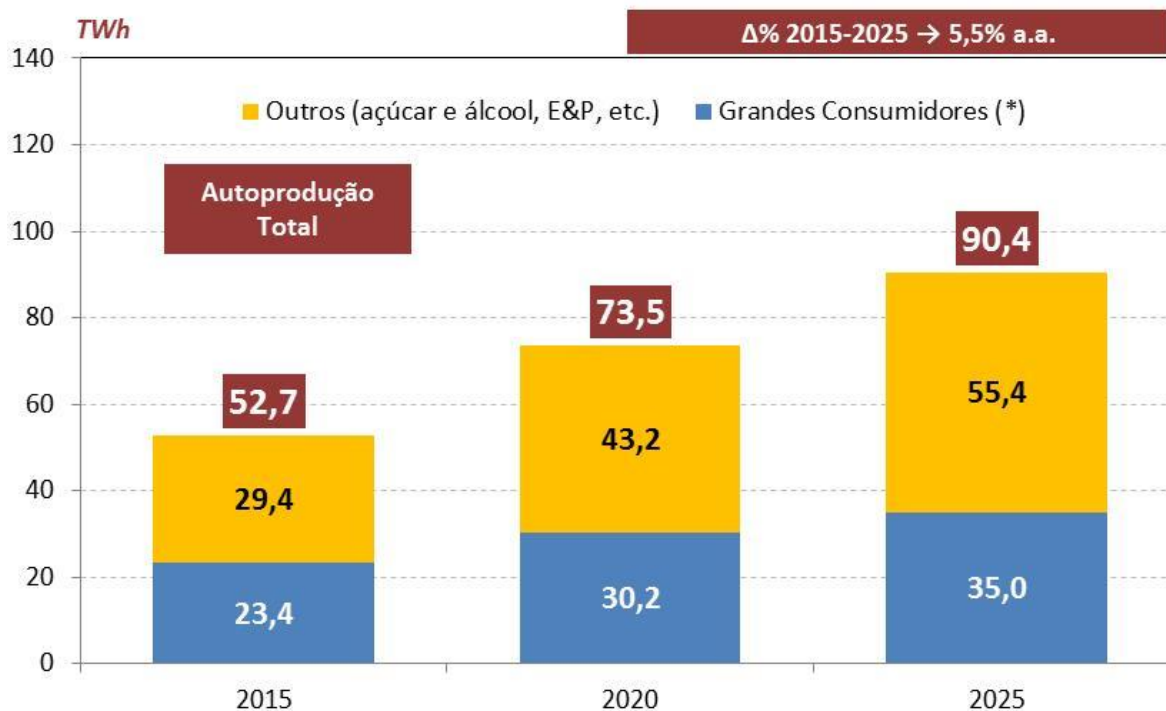
O mercado potencial de cogeração é constituído, essencialmente, pelos segmentos industriais que utilizam grandes quantidades de vapor e eletricidade no próprio processo industrial. Os principais segmentos que apresentam tais características são: papel e celulose, químico e petroquímico, siderurgia, açúcar e álcool, alimentos e bebidas, e têxtil. Além disso, é expressivo o montante de autoprodução de eletricidade através da geração termoelétrica a gás natural nas plataformas *off-shore* e tal parcela deverá ganhar importância com a exploração do Pré-Sal.

Prevê-se um expressivo crescimento da autoprodução nos próximos 10 anos, de 5,5% ao ano, em média. O Gráfico 16 mostra a previsão da autoprodução para o período 2015-2025. A participação da autoprodução no consumo total de eletricidade do País passará de cerca de 11% (valor verificado nos últimos anos) para 12% ao final do horizonte.

Cabe ressaltar que, no PDE anterior, a autoprodução crescia a um ritmo mais acelerado. Porém, por conta da revisão dos cenários de alguns segmentos industriais, destacadamente siderurgia e, em menor medida, celulose, seu incremento atingiu um nível mais brando, porém ainda superior ao consumo na rede elétrica.

O montante de autoprodução em 2025, caso esse consumo fosse atendido pelo sistema elétrico, equivaleria a uma carga da ordem de 10 GWmédio, o que representa algo em torno da soma das energias asseguradas das usinas hidroelétricas de Tucuruí e Serra da Mesa.

Gráfico 16. Autoprodução de eletricidade, 2015-2025 (TWh)



(*) Autoprodução concentrada nos segmentos: siderurgia, papel e celulose e petroquímica.

Nota: Estimativa preliminar para 2015.

A autoprodução dos “Outros” segmentos, conforme exposto no Gráfico 16, é concentrada nos segmentos de açúcar e álcool, de exploração e produção de petróleo e gás natural, além do segmento de refino. Nestes segmentos, a autoprodução se correlaciona à evolução dos respectivos níveis de produção física. Assim, a autoprodução no segmento de açúcar e álcool se correlaciona com a produção de cana para a produção de açúcar e para a produção de etanol. A autoprodução em refinarias se correlaciona com o montante de carga processada. E a autoprodução na exploração e produção de petróleo e gás natural (E&P) se correlaciona com a produção de petróleo, distinguindo-se entre produção no Pós-sal e produção no Pré-sal: admitiu-se que a extração de um barril de petróleo no Pré-sal requer, em média, o dobro da geração de energia elétrica da extração de um barril no Pós-sal. É importante ressaltar que, nas plataformas de extração de petróleo *off-shore*, o combustível geralmente utilizado para a geração elétrica é o gás natural.

Cabe ressaltar que, além da autoprodução, considera-se a contribuição da geração distribuída. Dentre as tecnologias de geração distribuída de pequeno porte destaca-se aquela baseada no aproveitamento solar fotovoltaico; esta tecnologia se apresenta com maior potencial de penetração no horizonte decenal, dadas as iniciativas regulatórias recentes observadas no país. Adicionalmente, é considerada no estudo a contribuição de sistemas a biogás de pequeno porte.

A principal iniciativa com intuito de reduzir as barreiras para a penetração da geração distribuída de pequeno porte se deu por meio da Resolução nº 482/2012 publicada pela ANEEL (REN 482), que estabeleceu regras para o acesso da micro e a minigeração aos sistemas de distribuição de energia elétrica, e também criou o sistema de compensação de energia, permitindo ao consumidor instalar pequenos geradores em sua unidade consumidora e trocar energia com a distribuidora local. A REN 482 passou por revisão no ano de 2015, sendo alterada pela Resolução Normativa nº 687/2015. A nova resolução trouxe diversos aprimoramentos, que buscam tornar o processo de conexão mais célere e ampliar o acesso à geração distribuída para um número maior de unidades consumidoras. As condições do regulamento são válidas para geradores que utilizem cogeração qualificada⁷ ou fontes renováveis de energia (ANEEL, 2015).

Da publicação da REN 482 em 2012 até o fim de 2015, segundo a ANEEL, foram instaladas 1.731 centrais de mini e microgeração distribuída, sendo 1675 com a fonte solar fotovoltaica, 33 eólicas, 14 híbridas (solar/eólica), 6 a biogás, 2 hidráulicas e 1 a biomassa.

A projeção do mercado de micro e minigeração distribuída fotovoltaica operando sob o sistema de compensação de energia foi baseada na metodologia proposta por Konzen (2014), com uma adaptação que inclui o setor comercial no modelo. A metodologia é fundamentada na teoria da difusão de inovações de Rogers (2003), e construída sobre os alicerces matemáticos do modelo de Bass (1969). O modelo consiste no levantamento inicial do mercado potencial de acordo com características socioeconômicas da população, além de identificar os domicílios com características técnicas e condição de ocupação favoráveis para a instalação fotovoltaica. Na sequência, é calculado “payback” do investimento para cada distribuidora, em cada ano, para estimar a parcela do mercado potencial que estaria disposto a realizar o investimento. Finalmente, é aplicada uma curva “S” típica de difusão, de acordo com parâmetros extraídos da literatura internacional, para compor a projeção da capacidade instalada de geradores fotovoltaicos distribuídos no Brasil. Para o setor comercial é feita uma análise análoga, partindo do número de unidades consumidoras de baixa tensão neste setor.

Além das unidades instaladas sob o regime da REN 482, as projeções do PDE 2025 também consideram a inserção da GD fotovoltaica através da contratação via chamadas públicas promovidas diretamente pelas distribuidoras, conforme regulamentado pelo Decreto 5.163/2004. Esse modelo de negócio deve ser viabilizado nos próximos anos, após ser sancionada a Lei 13.203, com a instituição de um Valor Anual de Referência Específico (VRES) para a fonte fotovoltaica. O VRES, definido pela EPE, oferece atratividade ao investimento em geração distribuída fotovoltaica em unidades consumidoras atendidas

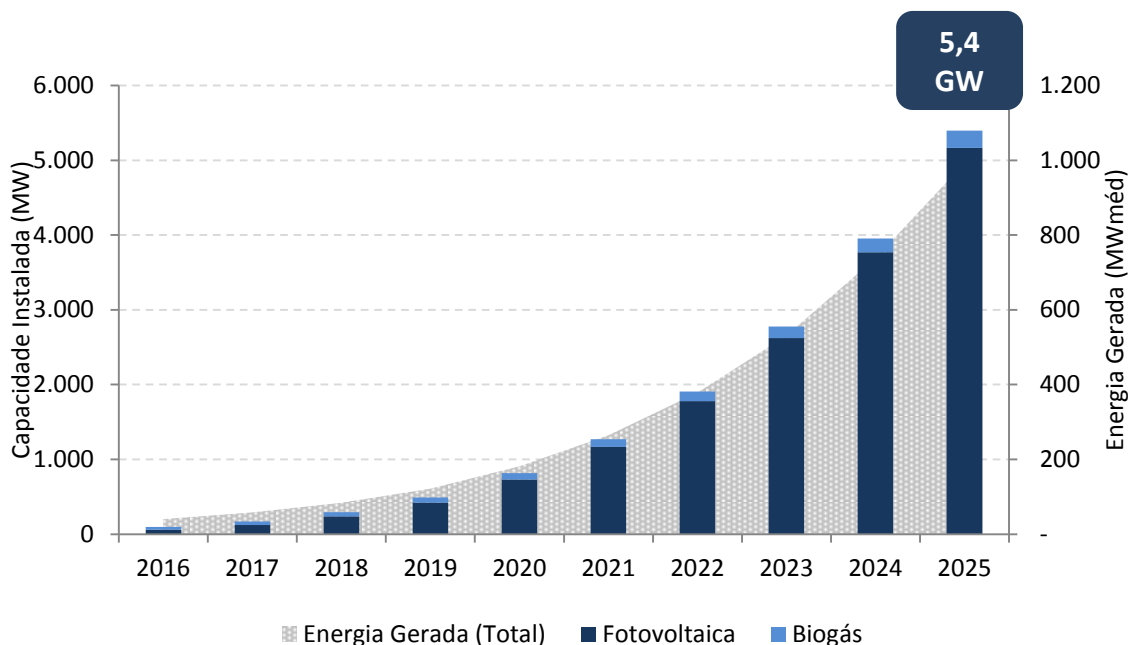
⁷ Cogeneradores que atendem os requisitos definidos na Resolução 235/2006, da ANEEL.

principalmente em alta tensão. No entanto, salienta-se que a realização desse negócio depende prioritariamente da iniciativa dos agentes de distribuição em promover chamadas públicas para contratação da fonte no horizonte decenal.

Em relação à projeção da geração a biogás, foi feita uma análise com base na sua competitividade para o horizonte de 2050, com um corte em 2025 para compor o PDE 2025. A economicidade do aproveitamento de resíduos rurais indica que 24% do potencial teórico de biogás é viável economicamente para fins elétricos. No entanto, devido a uma série de barreiras que não são diretamente relacionadas à viabilidade econômica do projeto de produção de biogás, estima-se que esse potencial seja aproveitado completamente somente em 2050. A evolução, ao longo dos anos, do aproveitamento desse potencial seguirá o modelo da curva de difusão de Bass (1969), assim como na GD fotovoltaica. Adicionalmente, devido à competitividade relativa entre os usos do biogás (eletricidade e biometano) estima-se que somente cerca de 30% do potencial econômico será utilizado para a geração distribuída de eletricidade.

Portanto, além da autoprodução de grande porte, consideram-se nos resultados as contribuições da geração distribuída fotovoltaica e a partir de biogás. Em suma, estima-se uma geração de 1.583 GWh em 2020 e 8.692 GWh em 2025, o que equivale a 992 MW médios neste último ano. No âmbito da REN 482, houve uma melhora do cenário, em relação ao PDE 2024, o que alterou as projeções positivamente. Dentre as mudanças, destacam-se principalmente dois fatores: (i) alteração da REN 482/2012, que amplia as possibilidades de negócios em geração distribuída, permitindo a adoção por uma maior parcela da população; (ii) isenções tributárias, de PIS/COFINS e ICMS (em 16 estados) sobre a energia compensada pela unidade consumidora, o que aumenta a viabilidade financeira do investimento. Em relação à competitividade, o ano de 2015 trouxe um reajuste das tarifas de eletricidade acima da inflação, que contribuiu com a diminuição do período de retorno do investimento. No entanto, no último ano também foi observada a valorização do dólar, encarecendo o preço dos equipamentos finais (majoritariamente importados), o que contrabalança o aumento das tarifas. Adicionalmente, no PDE 2025 houve a inclusão da projeção de entrada da geração distribuída contratada através de Chamadas Públicas das distribuidoras, além da projeção de entrada de sistemas de geração a biogás, o que contribuiu para a elevação dos números da geração distribuída de pequeno porte no Plano.

Gráfico 17. Capacidade instalada e da geração fotovoltaica distribuída



2.5 Eficiência energética

A projeção da demanda de energia elétrica elaborada neste estudo contemplou ganhos de eficiência energética, ao longo do período 2016-2025, que montam a 5,4% do consumo total de eletricidade no ano horizonte. Esse ganho adicional de eficiência no consumo final eletricidade representa uma redução no requisito de geração (carga de energia) próxima a 10,5 GW, isto é, equivalente a uma UHE de Itaipu (parte Brasileira) e uma UHE Santo Antônio.

Os ganhos de eficiência considerados estão fundamentados em rendimentos energéticos da eletricidade, por segmento de consumo, compatíveis com os dados do Balanço de Energia Útil (BEU) do Ministério de Minas e Energia (MME). Adicionalmente, no setor industrial, levou-se em consideração a dinâmica tecnológica de segmentos específicos e dos respectivos equipamentos de uso final da energia à semelhança de outros setores, como é o caso do setor residencial.

O BEU contempla valores dos rendimentos energéticos para os anos de 1984, 1994 e 2004, e, ainda, rendimentos de referência. Assim, é possível, para um dado segmento de consumo, construir uma curva logística passando pelos três pontos do BEU, relativos aos

anos de 1984, 1994 e 2004, e aproximando-se progressivamente do rendimento de referência correspondente, o qual representa a assíntota da curva, isto é o limite de saturação.

Os rendimentos do BEU são apresentados, para cada setor/segmento da economia, por uso final: força motriz, calor de processo, aquecimento direto, refrigeração, iluminação, eletroquímica e outros. Assim, com o objetivo de utilizar um rendimento médio da eletricidade por setor, ponderaram-se os rendimentos por uso final pela participação dos usos finais no setor. Foi essa a abordagem geral utilizada na formulação das premissas de eficiência no uso da eletricidade.

Para o setor residencial, uma vez que a projeção da demanda de eletricidade utilizou um modelo de uso final (ACHÃO, 2003), foi possível fazer uma análise específica e detalhada dos ganhos de eficiência, inclusive avaliando premissas por tipo de equipamento eletrodoméstico e a substituição por equipamentos mais eficientes.

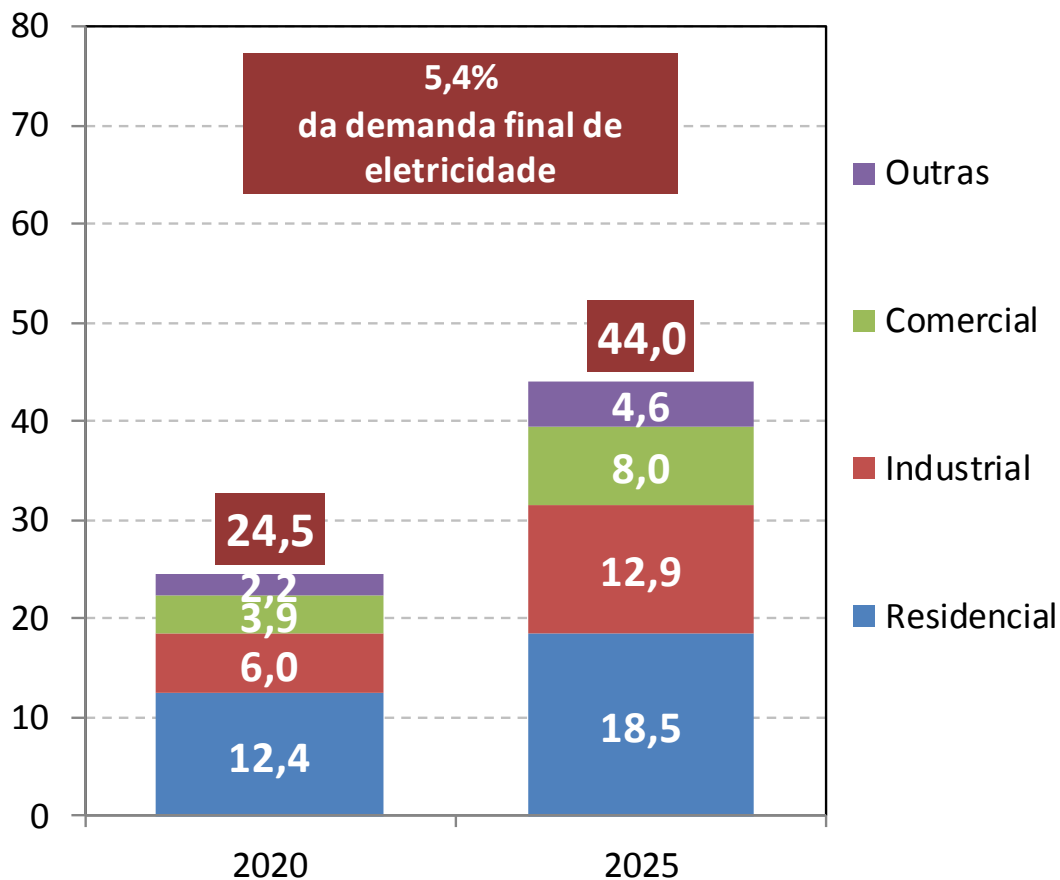
Ademais, é importante ressaltar que foi considerada uma efficientização adicional, por conta do esperado banimento das lâmpadas incandescentes que ocorrerá no horizonte em análise, em função da exigência de altos índices de eficiência energética para lâmpadas incandescentes constante na Portaria Interministerial N° 1.007 de 31 de Dezembro de 2010. Dessa forma, o estoque se tornará mais eficiente no período, pois as lâmpadas existentes serão paulatinamente substituídas por outras com consumo específico menor, reduzindo significativamente o consumo específico médio do estoque de lâmpadas.

A Tabela 12 mostra os percentuais de redução do consumo por classe. Os montantes de ganho de eficiência alcançados, por classe de consumo, são ilustrados no Gráfico 18.

Tabela 12. Eficiência. Percentual de redução do consumo por classe (%)

Classe	2015	2020	2025
Residencial	0,0%	7,4%	8,7%
Industrial	0,0%	2,3%	3,9%
Comercial	0,0%	3,4%	5,4%
Outras	0,0%	2,5%	4,0%
Total	0,0%	3,8%	5,4%

Gráfico 18. Ganhos de eficiência (TWh)



Nota: Considera eficiência autônoma e induzida. O ganho de eficiência refere-se ao ganho acumulado a partir de 2015, expresso como percentual do consumo em cada ano.

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)

3. CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1 O consumo na rede em 2015

A estimativa do consumo de energia elétrica na rede para 2015, bem como os valores realizados de 2014 por classe de consumo e por subsistema, são apresentados na Tabela 13 e na Tabela 14. Observa-se que o consumo industrial na rede fechou o ano com um forte decréscimo, de 5,3%.

Tabela 13. Brasil - Consumo de energia elétrica na rede 2014-2015, por classe (GWh)

Classe	2014	2015	Δ%
Residencial	132.302	131.315	-0,7
Industrial	179.106	169.612	-5,3
Comercial	89.840	90.383	0,6
Outras	73.575	73.412	-0,2
Total	474.823	464.722	-2,1

Nota: Estimativa preliminar para 2015.

Tabela 14. Brasil - Consumo de energia elétrica na rede 2014-2015, por subsistema (GWh)

Subsistema	2014	2015	Δ%
Norte	34.578	33.812	-2,2
Nordeste	72.031	72.988	1,3
Sudeste/CO	280.504	272.588	-2,8
Sul	84.819	82.005	-3,3
SIN	471.933	461.392	-2,2
Isolado	2.890	3.329	15,2
Brasil	474.823	464.722	-2,1

Notas: (i) Considera a interligação de Macapá ao subsistema Norte a partir de 01 de outubro de 2015;

(ii) Estimativa preliminar para 2015.

3.2 Projeção do consumo [2016-2025]

A partir das premissas básicas adotadas (seção 2), foram elaboradas as projeções do consumo de energia elétrica, conforme apresentado na sequência.

A projeção do consumo de energia elétrica na rede, para o período 2016-2025, levou em consideração as indicações do acompanhamento e da análise do mercado e da conjuntura

econômica e energética de 2015, discutidos nas seções precedentes, bem como o cenário macroeconômico para o horizonte 2025 (seção 2.2), o cenário demográfico (seção 2.1) adotado para este estudo, as premissas de autoprodução (seção 2.4) e de eficiência (seção 2.5), e, ainda, as premissas relativas aos grandes consumidores industriais, descritas na seção 2.3.

É nesse ambiente que se inserem as projeções do consumo de eletricidade e da carga de energia e de demanda apresentadas nesta nota técnica, que documenta a projeção da demanda de eletricidade para o horizonte 2016-2025.

Deve, ainda, ressaltar-se, com relação à elasticidade-renda do consumo de energia elétrica, que, mantidas as demais condições de contorno e o período considerado, ela tende a assumir valores superiores para cenários econômicos de menor crescimento do PIB e valores inferiores para cenários de maior expansão da economia. Por outro lado, a elasticidade não pode ser analisada pontualmente em um determinado ano e, em casos extremos, como sejam o de um crescimento do PIB próximo de zero em determinado ano ou o de um decréscimo do consumo, a elasticidade perde o sentido.

A Tabela 15 mostra a projeção do consumo total de eletricidade (incluindo a autoprodução), assim como valores médios da elasticidade-renda resultante, por quinquênio, e valores anuais da intensidade elétrica da economia.

Registram-se valores para a elasticidade-renda do consumo de eletricidade decrescentes ao longo do tempo. No primeiro quinquênio, a elasticidade é superior à unidade (2,65) para um crescimento do PIB de 1,3% ao ano em média. No segundo período, a elasticidade é menor, porém ainda superior à unidade (1,29), resultando uma elasticidade-renda nos 10 anos de 1,67. Dessa forma, a intensidade elétrica da economia aumenta no horizonte decenal, tendo uma atenuação do crescimento deste indicador no segundo quinquênio.

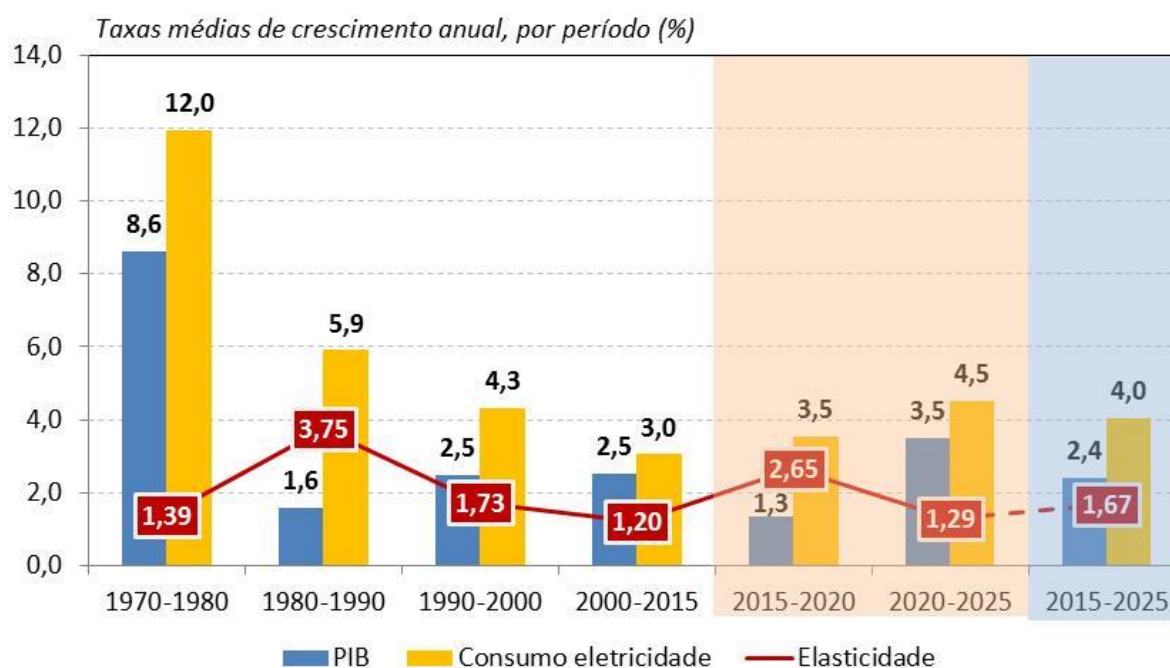
Por sua vez, o Gráfico 19 compara a evolução histórica da elasticidade com a sua projeção para o horizonte 2025, mostrando a evolução desse indicador desde a década de 1970.

Tabela 15. Brasil - Elasticidade-renda do consumo de energia elétrica

Ano	Consumo (TWh)	PIB (10 ⁹ R\$ 2010)	Intensidade (kWh/R\$ 2010)
2015	517	4.080	0,127
2020	616	4.359	0,141
2025	768	5.178	0,148
Período	Consumo (Δ% a.a.)	PIB (Δ% a.a.)	Elasticidade
2015-2020	3,5	1,3	2,65
2020-2025	4,5	3,5	1,29
2015-2025	4,0	2,4	1,67

Notas: (i) O consumo de energia elétrica inclui autoprodução; (ii) Para 2015, consideradas estimativas preliminares do PIB e do consumo de energia elétrica.

Gráfico 19. Evolução da elasticidade-renda do consumo de eletricidade (*)



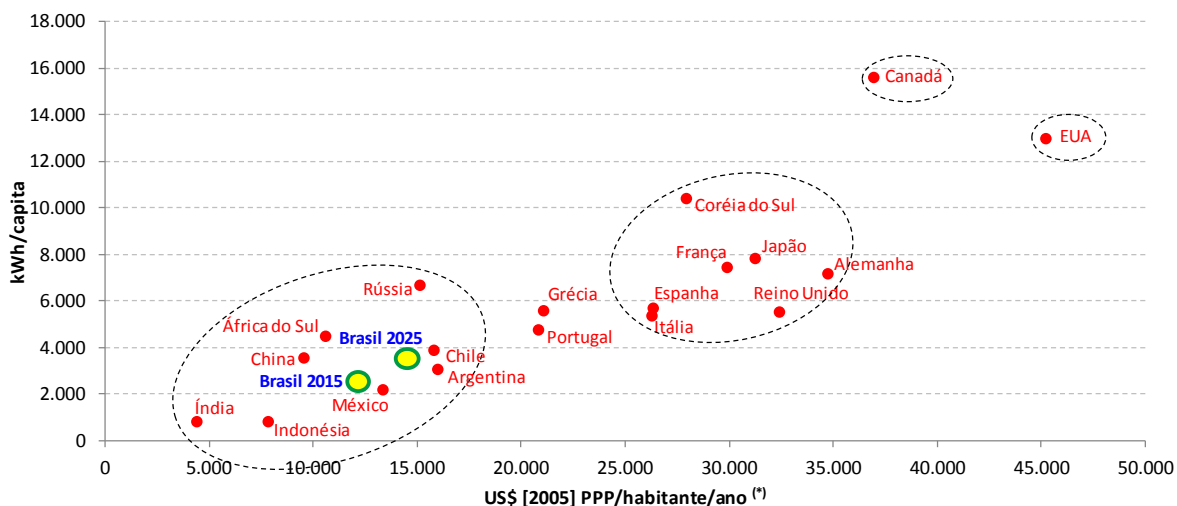
(*) Inclui autoprodução.

O cenário econômico adotado e as projeções demográficas, assim como a correspondente projeção do consumo total de energia elétrica, para o período decenal, resultam em crescimento continuado da renda per capita nacional e do consumo per capita de eletricidade, concomitantemente com uma manutenção da intensidade elétrica da economia no decênio, como pode ser visto no Gráfico 20 e no Gráfico 21, onde se compara a situação do Brasil nos anos de 2015 e 2025 com a posição atual (2013) de um conjunto de países selecionados.

Conforme se pode ver nestes gráficos, o Brasil situa-se atualmente, no que se refere à renda per capita e ao consumo per capita de eletricidade, numa posição bastante próxima

à do México. Contudo, a intensidade elétrica da economia brasileira é significativamente inferior à da Rússia e da África do Sul (ambos integrantes do BRICS), além de superior à de Índia, Indonésia e México. Ao longo do período 2015-2025, o Brasil evolui no sentido de um maior consumo de eletricidade per capita, chegando ao nível de países como Chile e Argentina ao final do horizonte, porém ainda abaixo do que se verifica em países mais desenvolvidos.

Gráfico 20. Consumo de eletricidade per capita versus PIB per capita



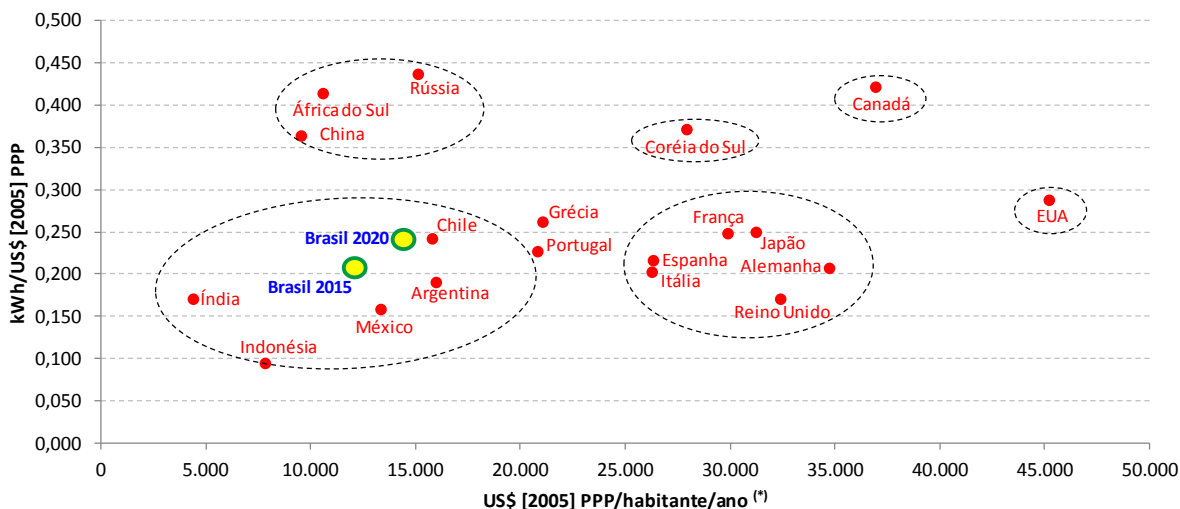
(*) PIB per capita referenciado a US\$ [2005] PPP (*Power Purchase Parity*). Os dados são relativos ao ano de 2013 para todos os países com exceção do Brasil.

Nota: considera o consumo total de eletricidade, incluindo a autoprodução.

Fonte: IEA, 2015: Key World Energy Statistics 2015 e EPE (2015). Elaboração EPE.

Por sua vez, o Gráfico 21 mostra que, no mesmo sentido do aumento do consumo per capita de eletricidade, ao longo do período, a intensidade elétrica da economia cresce chegando a um patamar similar ao do Chile.

Gráfico 21. Intensidade elétrica versus PIB per capita



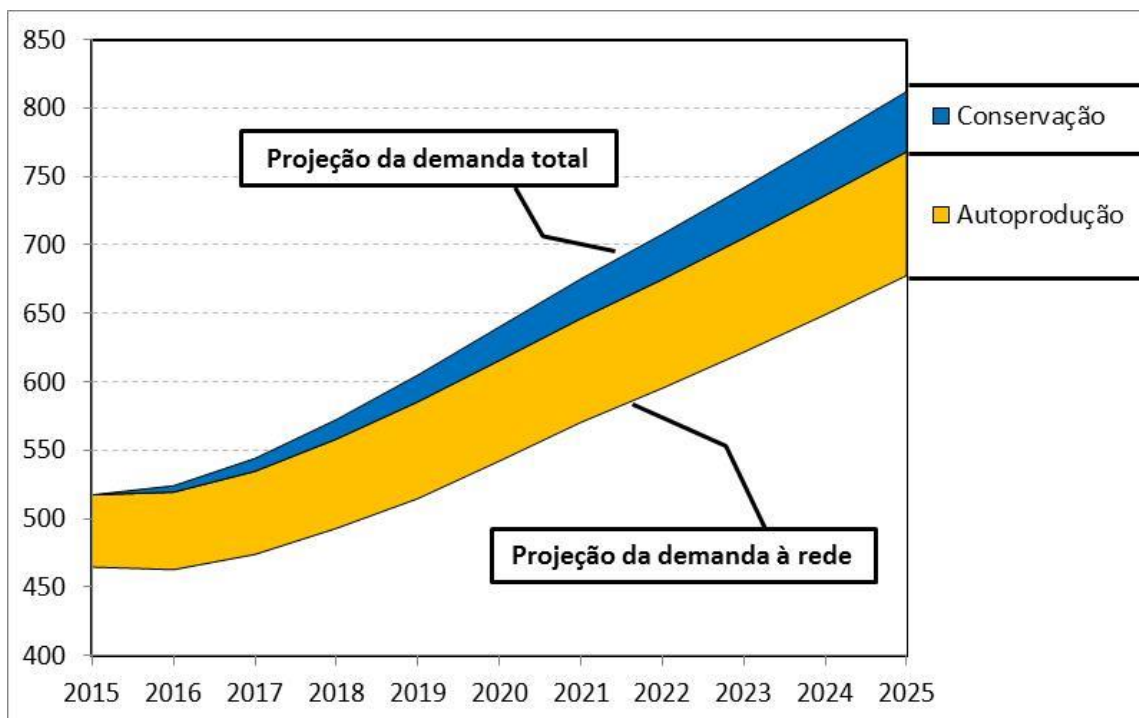
(*) PIB per capita referenciado a US\$ [2005] PPP (Power Purchase Parity). Os dados são relativos ao ano de 2013 para todos os países com exceção do Brasil.

Nota: considera o consumo total de eletricidade, incluindo a autoprodução.

Fonte: IEA, 2015: Key World Energy Statistics 2015 e EPE (2015). Elaboração EPE.

O Gráfico 22 mostra o comportamento do consumo na rede, assim como das parcelas relativas à autoprodução e à conservação de energia, das quais se pode dizer que atendem parte substancial da demanda total de eletricidade. Vale ressaltar que o gráfico mostra a contribuição da autoprodução ao atendimento da demanda já no ano inicial (2015), enquanto que, relativamente à eficiência (ou conservação de energia), ilustra apenas a contribuição da eficiência adicional, isto é, do ganho de eficiência considerado a partir de 2015.

Gráfico 22. Projeção da demanda total de eletricidade (TWh)



Analisando a estrutura do consumo de eletricidade entre as classes observa-se que a classe comercial é a que apresenta maior crescimento no período 2015-2025, de 4,5% ao ano, seguida das outras classes (4,1% ao ano), da classe residencial (4,0% ao ano) e da classe industrial (3,2% ao ano). Ressalte-se, porém, que a autoprodução aumenta a um ritmo de 5,0% ao ano (seção 2.4), fazendo com que o consumo industrial total de eletricidade cresça, em média, a 3,7% ao ano.

Conforme se pode observar no Gráfico 23, alguns movimentos registrados nos últimos anos deverão continuar nos próximos 10 anos. É assim que o consumo comercial continuará ganhando participação no consumo total na rede, enquanto o setor residencial mantém a sua importância e o setor industrial perde participação no período 2015-2025. O Gráfico 24 mostra a evolução da relação entre os consumos das classes residencial e comercial no Brasil.

A evolução da economia nacional no sentido de uma economia mais desenvolvida e com melhor distribuição de renda, solicitando serviços e segmentos comerciais de crescente sofisticação, aliados ao potencial turístico do País, contribuem para um crescimento acelerado do consumo de eletricidade no setor comercial.

Gráfico 23. Brasil. Estrutura do consumo de eletricidade na rede, por classe (%)

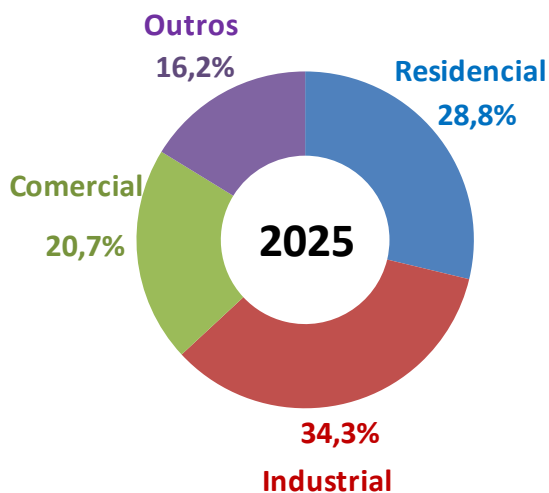
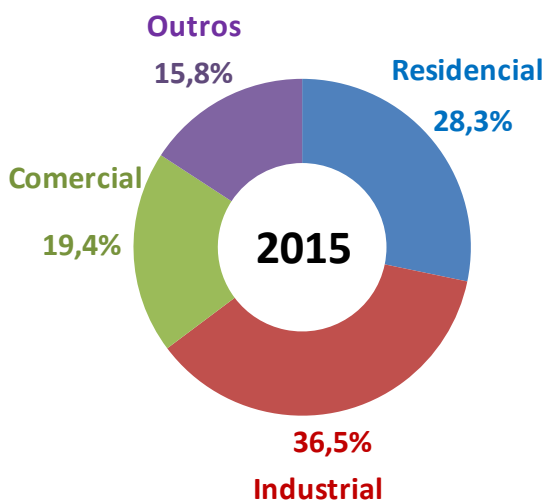
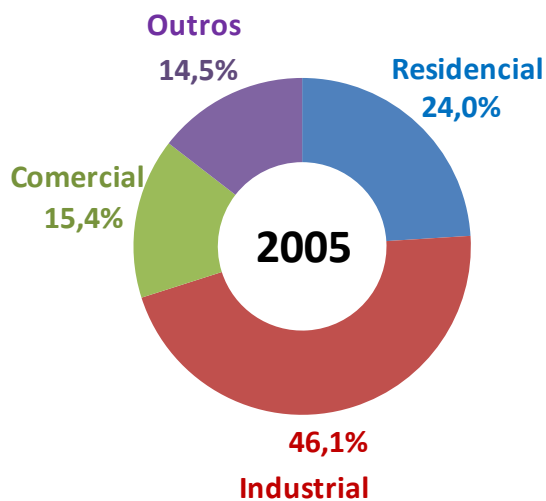
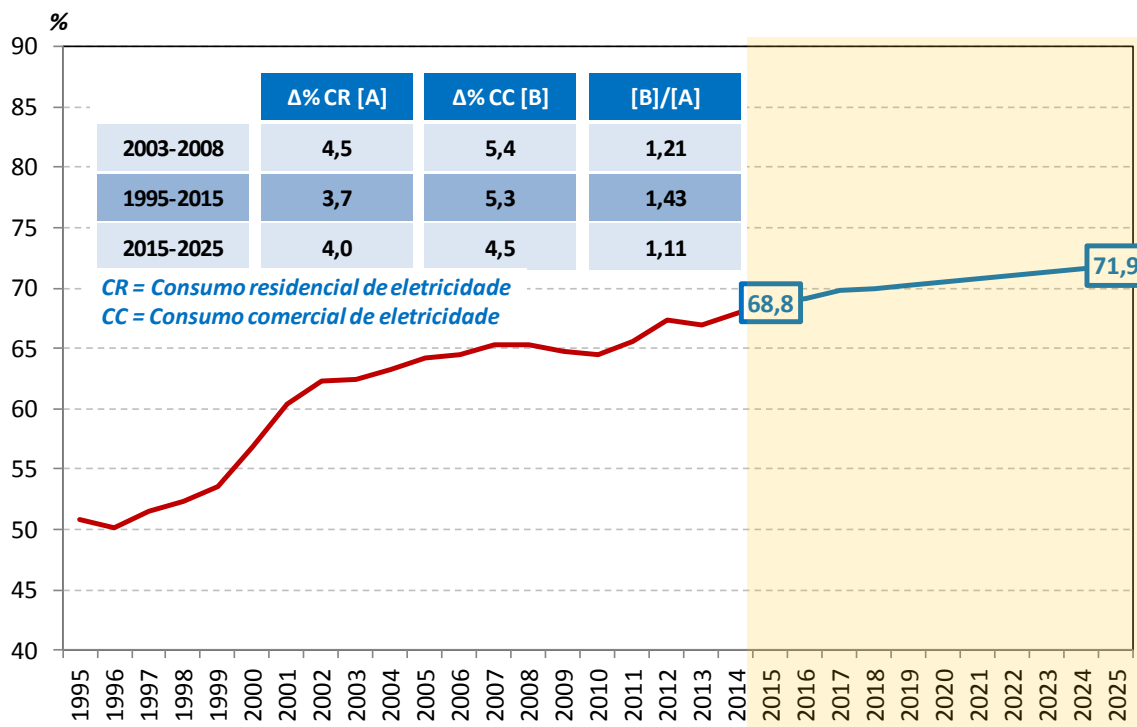


Gráfico 24. Brasil. Relação: consumo comercial/consumo residencial (%)



A evolução do consumo residencial de eletricidade no Brasil, com expansão média anual de 4,0% no período 2015-2025, pode ser vista como o efeito combinado de um crescimento médio de 2,5% ao ano do número de consumidores (Gráfico 25) e do crescimento médio de 1,5% ao ano do consumo por consumidor residencial (Gráfico 26). Pode-se observar, no gráfico, que o valor máximo histórico deste indicador, de 179 kWh/mês registrado em 1998, ano em que o subsistema Sudeste/CO registrou 207 kWh/mês, deverá ser alcançado por volta de 2021. O consumo por consumidor residencial no Brasil, ao final do horizonte (2025), deverá situar-se em torno de 188 kWh/mês.

Gráfico 25. Brasil - Número de consumidores (ligações) residenciais

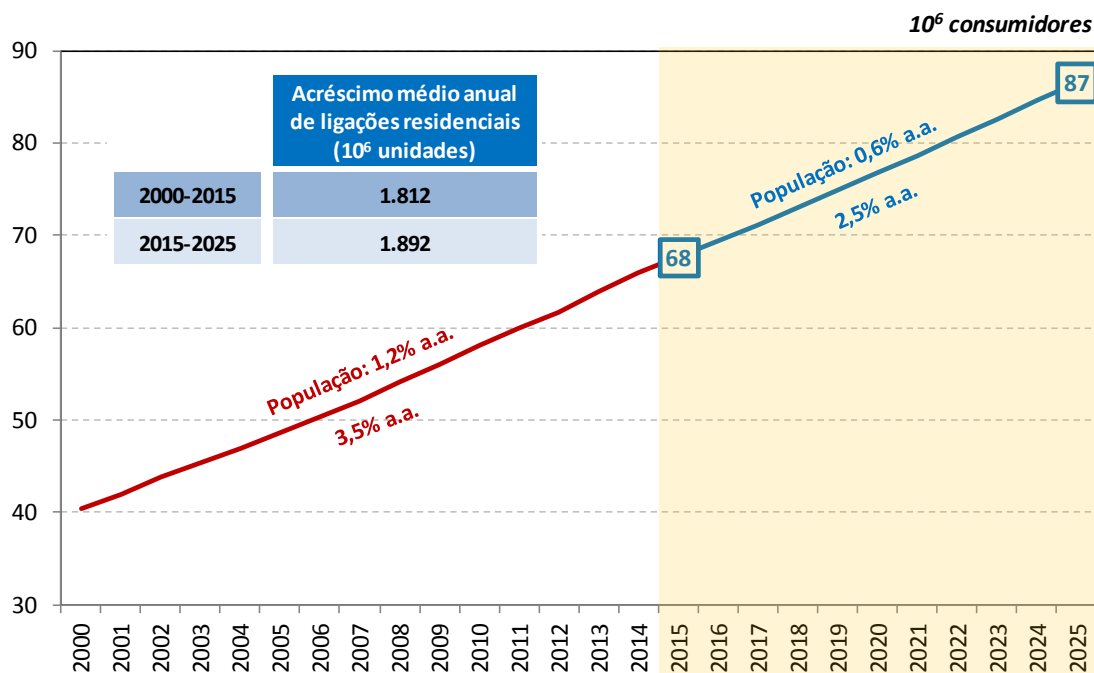
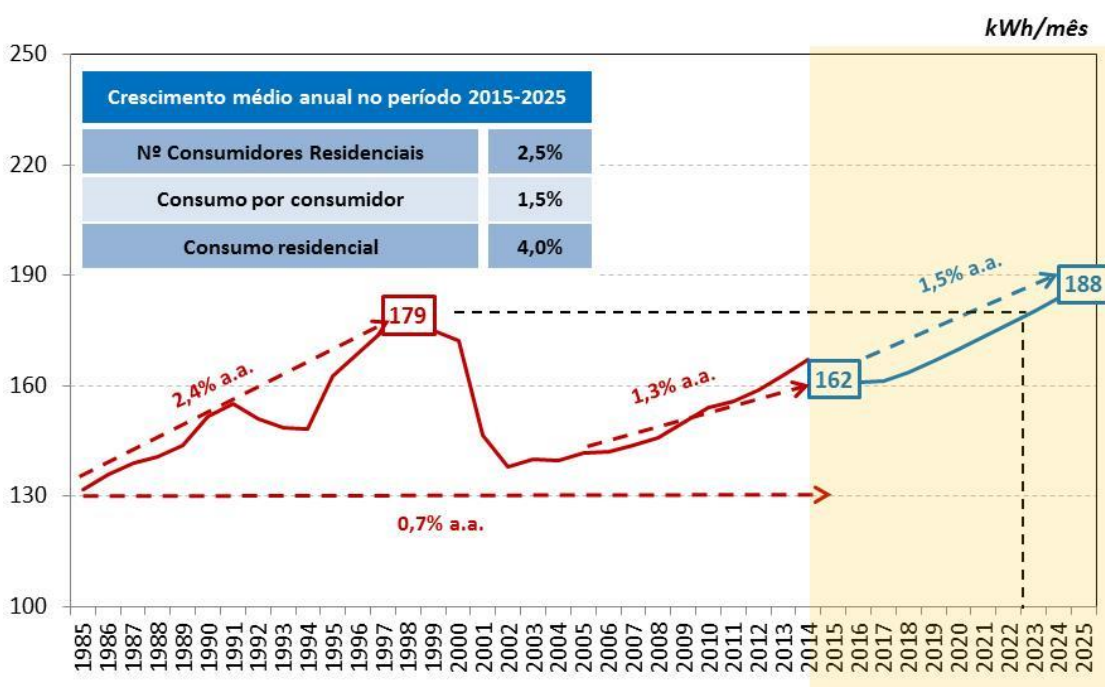


Gráfico 26. Brasil - Consumo médio por consumidor residencial (kWh/mês)



Na Tabela 16 apresenta-se a projeção do consumo de energia elétrica na rede, para o Brasil, desagregado por classe de consumo, e as Tabelas 17 a 21 resumem a previsão do consumo por subsistema elétrico interligado integrante do SIN.

A análise por subsistema mostra que o maior crescimento do consumo de energia elétrica se verifica no subsistema Norte, de 5,0% anuais no decênio, sobretudo por efeito das

interligações do sistema Macapá, a partir de outubro de 2015, e do sistema Boavista, a partir de julho de 2018. Este último tem impacto relativamente pequeno, dado o montante do seu consumo. Desconsiderando-se a interligação de Boavista, o crescimento médio anual do consumo no subsistema Norte seria de 4,8% ao ano no período 2015-2025.

Tabela 16. Brasil. Consumo de eletricidade na rede (GWh)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2015	131.315	169.615	90.383	73.411	464.724
2016	133.941	161.957	92.643	74.289	462.831
2017	137.695	163.391	96.120	76.837	474.044
2018	143.274	169.459	100.319	79.966	493.018
2019	149.614	176.652	104.996	83.556	514.817
2020	156.160	188.607	110.144	87.305	542.216
2021	163.370	200.023	115.571	91.449	570.413
2022	170.839	207.408	121.276	95.797	595.321
2023	178.561	215.637	127.247	100.317	621.762
2024	186.562	223.906	133.541	105.056	649.065
2025	194.846	232.631	140.157	110.010	677.645
Variação (% ao ano)					
2015-2020	3,5	2,1	4,0	3,5	3,1
2020-2025	4,5	4,3	4,9	4,7	4,6
2015-2025	4,0	3,2	4,5	4,1	3,8

Tabela 17. Subsistema Norte. Consumo de eletricidade na rede (GWh)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2015	9.278	15.740	4.639	4.155	33.812
2016	10.365	14.487	4.823	4.105	33.780
2017	10.808	14.757	5.074	4.213	34.852
2018	11.681	14.899	5.383	4.420	36.383
2019	12.667	15.298	5.767	4.645	38.377
2020	13.287	18.831	6.126	4.806	43.050
2021	13.993	22.386	6.512	4.985	47.876
2022	14.745	22.731	6.923	5.170	49.570
2023	15.526	22.922	7.355	5.361	51.163
2024	16.346	23.606	7.814	5.558	53.323
2025	17.205	23.978	8.300	5.760	55.243
Variação (% ao ano)					
2015-2020	7,4	3,7	5,7	3,0	4,9
2020-2025	5,3	5,0	6,3	3,7	5,1
2015-2025	6,4	4,3	6,0	3,3	5,0

Nota: considera a interligação de Boavista a partir de julho/2018.

Tabela 18. Subsistema Nordeste. Consumo de eletricidade na rede (GWh)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2015	23.152	23.070	12.847	13.918	72.987
2016	23.499	22.284	13.478	14.233	73.494
2017	24.233	22.389	13.970	14.697	75.290
2018	25.302	23.209	14.618	15.245	78.374
2019	26.507	24.299	15.358	15.827	81.991
2020	27.901	25.681	16.138	16.445	86.165
2021	29.415	26.736	17.021	17.125	90.297
2022	30.993	27.911	17.957	17.831	94.692
2023	32.632	29.184	18.942	18.563	99.321
2024	34.352	30.474	19.985	19.323	104.134
2025	36.149	32.049	21.087	20.112	109.396
Variação (% ao ano)					
2015-2020	3,8	2,2	4,7	3,4	3,4
2020-2025	5,3	4,5	5,5	4,1	4,9
2015-2025	4,6	3,3	5,1	3,7	4,1

Tabela 19. Subsistema Sudeste/CO. Consumo de eletricidade na rede (GWh)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2015	77.301	99.509	56.830	38.951	272.591
2016	78.108	95.038	58.279	39.386	270.811
2017	79.920	95.903	60.494	40.740	277.056
2018	82.746	100.163	63.063	42.420	288.392
2019	85.980	104.763	65.829	44.390	300.961
2020	89.376	110.630	68.873	46.449	315.327
2021	93.034	116.125	72.023	48.721	329.903
2022	96.770	120.519	75.314	51.111	343.714
2023	100.581	125.860	78.742	53.594	358.776
2024	104.411	130.668	82.344	56.203	373.625
2025	108.298	135.962	86.115	58.932	389.306
Variação (% ao ano)					
2015-2020	2,9	2,1	3,9	3,6	3,0
2020-2025	3,9	4,2	4,6	4,9	4,3
2015-2025	3,4	3,2	4,2	4,2	3,6

Tabela 20. Subsistema Sul. Consumo de eletricidade na rede (GWh)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2015	20.353	31.082	15.160	15.409	82.005
2016	20.618	29.950	15.551	15.579	81.698
2017	21.349	30.156	16.029	16.116	83.650
2018	22.295	30.997	16.737	16.807	86.836
2019	23.336	32.093	17.545	17.625	90.599
2020	24.356	33.250	18.479	18.483	94.569
2021	25.552	34.547	19.455	19.436	98.991
2022	26.797	36.003	20.487	20.443	103.730
2023	28.102	37.412	21.575	21.492	108.581
2024	29.513	38.879	22.725	22.598	113.716
2025	31.015	40.343	23.939	23.760	119.058
Variação (% ao ano)					
2015-2020	3,7	1,4	4,0	3,7	2,9
2020-2025	5,0	3,9	5,3	5,2	4,7
2015-2025	4,3	2,6	4,7	4,4	3,8

Tabela 21. Sistema Interligado Nacional. Consumo de eletricidade na rede (GWh)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2015	130.085	169.400	89.477	72.433	461.395
2016	132.590	161.758	92.131	73.302	459.782
2017	136.309	163.206	95.567	75.766	470.848
2018	142.024	169.267	99.801	78.892	489.984
2019	148.489	176.453	104.499	82.487	511.928
2020	154.921	188.391	109.616	86.183	539.111
2021	161.995	199.794	115.011	90.268	567.067
2022	169.305	207.165	120.681	94.555	591.706
2023	176.841	215.378	126.613	99.010	617.842
2024	184.621	223.627	132.868	103.682	644.798
2025	192.667	232.331	139.441	108.565	673.004
Variação (% ao ano)					
2015-2020	3,6	2,1	4,1	3,5	3,2
2020-2025	4,5	4,3	4,9	4,7	4,5
2015-2025	4,0	3,2	4,5	4,1	3,8

Nota: considera a interligação de Boavista a partir de julho/2018.

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)

4. CARGA DE ENERGIA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)⁸

Neste capítulo, apresenta-se a projeção da carga de energia do SIN para o ano de 2025, obtida a partir da projeção do consumo, apresentada no capítulo precedente, e de premissas sobre a evolução do índice de perdas. A carga de energia do SIN é justamente composta do consumo mais as perdas.

4.1 Perdas

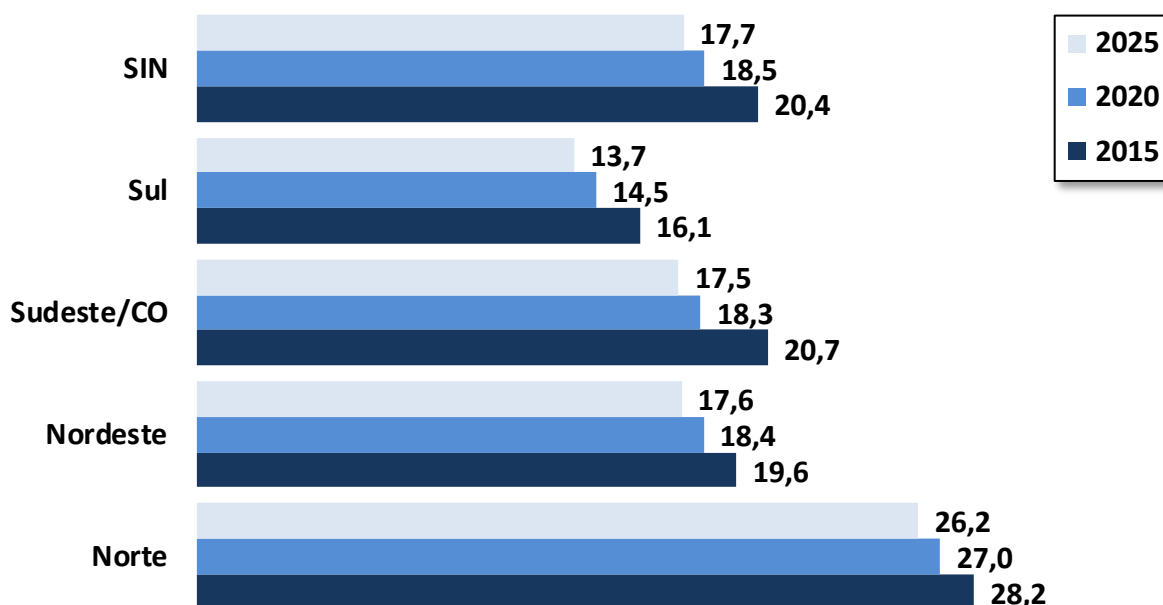
A metodologia de projeção do mercado de eletricidade tem como ponto de partida a análise do uso final da energia. Parte, portanto, da análise do consumo, utilizando, como base, dados de consumo medido para faturamento. Para compor a carga de energia, a solicitação do sistema de geração e transmissão deve ser considerada em adição às perdas (e diferenças) totais observadas no sistema. Assim, ao lado da projeção do consumo, as hipóteses sobre o comportamento dessas perdas constituem-se em elemento fundamental para a projeção da carga de energia.

As interligações dos sistemas isolados (que atualmente apresentam níveis de perdas elevados) ao SIN podem elevar temporariamente o índice de perdas do subsistema interligado, como são os casos das interligações de Macapá e de Boavista ao subsistema Norte a partir de outubro de 2015 e de abril de 2018, respectivamente. A interligação de Boavista provoca pequena elevação no nível de perdas do subsistema Norte no primeiro quinquênio, tendência revertida na segunda metade do horizonte decenal.

Vale também observar que, da redução das perdas comerciais, uma parcela substancial continuará na carga, mesmo após a regularização da situação de consumidores que furtam energia, pois certamente eles continuarão consumindo, de forma regular, pelo menos uma parte da energia que anteriormente era furtada. Essa parcela continuará compondo a carga, apenas deixa de ser contabilizada como perda e passa a ser incorporada ao consumo faturado. O Gráfico 27 apresenta o cenário de perdas por subsistema elétrico integrante do SIN para o horizonte decenal.

⁸ Para efeito deste trabalho, os valores da carga de energia contemplam também a totalidade da geração de usinas não despachadas centralizadamente pelo ONS, que injetam energia na rede do SIN.

Gráfico 27. SIN e subsistemas. Índice de perdas (%)



Nota: considera a interligação de Boavista a partir de julho/2018.

4.2 A carga de energia em 2015

A carga de energia no SIN para o ano de 2015 foi de 66.154 MWmédio, representando uma variação de 1,5% sobre 2014, ou um crescimento de 958 MWmédio.

A carga de energia realizada em 2015, por subsistema, está resumida na Tabela 22.

Tabela 22. SIN - Carga de energia 2014-2015, por subsistema (MWmédio)

Subsistema	2014	2015	Δ%
Norte	5.192	5.378	3,6
Nordeste	10.071	10.363	2,9
Sudeste/CO	38.709	39.258	1,4
Sul	11.223	11.155	-0,6
SIN	65.196	66.154	1,5

Notas: (i) Considera a interligação de Boavista a partir de julho/2018.

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

4.3 Projeção da carga de energia [2015-2025]

A projeção da carga de energia para o período decenal, por subsistema interligado do SIN, resulta da projeção do consumo na rede, apresentada na seção 3.2, e da premissa formulada sobre a evolução do índice de perdas (seção 4.1).

A carga de energia, no conceito de carga global, contempla a carga do Sistema de Supervisão do ONS acrescida de uma parcela correspondente à geração de usinas que não são despachadas/programadas pelo ONS e que injetam energia na rede de distribuição, cuja geração não está ainda contemplada na carga do mencionado Sistema de Supervisão.

O critério que tem sido adotado pelo ONS para composição da carga global é o de utilizar como base as informações disponibilizadas pelos Agentes de Distribuição, contendo dados mensais de geração de usinas não despachadas. Nesse universo de usinas, é feita a identificação daquelas usinas que ainda não são contempladas na carga do Sistema de Supervisão do ONS e a geração dessas usinas constitui a parcela a ser adicionada à carga do Sistema de Supervisão para compor a carga global.

Contudo, a necessidade de utilizar dados com desagregação temporal horária - por exemplo, para a composição da demanda máxima integrada em uma hora - obriga a um procedimento de abertura dos dados de geração mensal informados pelos Agentes de Distribuição, o que tem sido realizado através dos dados horários de geração disponibilizados pela CCEE para usinas não despachadas pelo ONS que possuem contratos de comercialização de energia registrados na CCEE. Define-se um fator de geração horário, que é igual à relação entre a geração da usina no dia (d) e hora (h) e a geração média da usina no mês. Em seguida, aplicam-se esses fatores sobre a parcela de geração mensal informada pelos Agentes de Distribuição que deverá ser somada à carga do Sistema de Supervisão do ONS a fim de obter a geração horária das usinas, com base nas informações dos Agentes. Isto é, admite-se que o “perfil de geração horária” das usinas informadas pela CCEE é semelhante àquele das usinas informadas pelos Agentes de Distribuição.

Denote-se por $GCCEE_{d,h}^s$ a geração de usinas não despachadas pelo ONS, informada pela CCEE, que injetam energia no sistema/subsistema (s), no dia (d), hora (h).

A partir dos dados da CCEE de geração de usinas não despachadas, calcula-se um “fator” ($f_{d,h}^s$) de geração horário dessas usinas relativamente a sua geração mensal:

$$f_{d,h}^s = (GCCEE_{d,h}^s / \text{Médiamensal} (GCCEE_{d,h}^s))$$

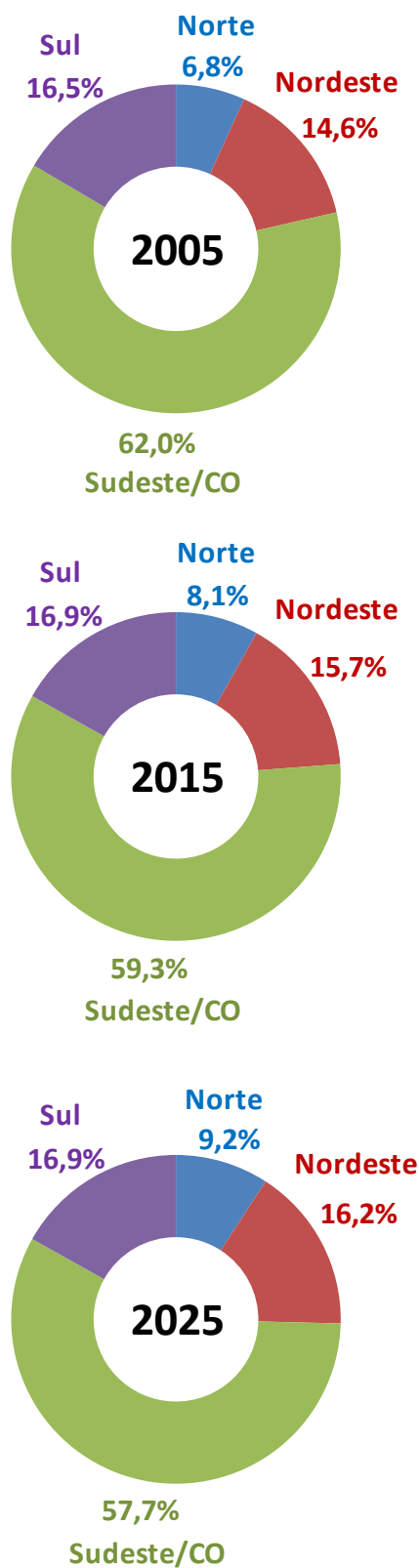
Aplicando este fator à parcela de geração mensal GU_m^s de usinas informadas pelos Agentes de Distribuição e que não estão contempladas na carga do Sistema de Supervisão do ONS, obtém-se uma estimativa da geração diária e horária da parcela de geração de usinas a adicionar à carga supervisionada pelo ONS:

$$GU_{d,h}^s = f_{d,h}^s \times GU_m^s$$

GU_m^s = geração, no mês (m), de usinas não despachadas pelo ONS, que injetam energia na rede de distribuição do subsistema/sistema (s) do SIN, a ser adicionada à carga do Sistema de Supervisão do ONS para formação da carga global do subsistema/sistema (s) do SIN.

Conforme se pode ver no Gráfico 28, o subsistema Norte apresenta aumento de participação na carga do SIN no período 2015-2025, em parte por influência das interligações dos sistemas Macapá e Boavista. Também se destaca o subsistema Nordeste, que aliado ao subsistema Norte ganham participação em detrimento do menor crescimento do subsistema Sudeste/CO. O subsistema Sul mantém participação na carga total do SIN.

Gráfico 28. SIN. Carga de energia. Estrutura por subsistema (%)



Nota: considera a interligação de Boavista a partir de julho/2018.

O resultado da previsão da carga de energia encontra-se resumido na Tabela 23. A Tabela 24 mostra os acréscimos anuais de carga por subsistema.

Tabela 23. SIN e Subsistemas: carga de energia (MWmédio)

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	SIN
2015	5.378	10.363	39.258	11.155	66.154
2016	5.372	10.329	37.968	10.904	64.573
2017	5.541	10.585	38.902	11.182	66.209
2018	5.797	10.991	40.394	11.594	68.776
2019	6.043	11.470	42.052	12.096	71.661
2020	6.732	12.054	44.059	12.626	75.472
2021	7.470	12.608	46.006	13.192	79.276
2022	7.718	13.195	47.838	13.798	82.549
2023	7.949	13.813	49.837	14.416	86.015
2024	8.266	14.455	51.799	15.070	89.590
2025	8.545	15.156	53.868	15.749	93.318
Variação (% ao ano)					
2015-2020	4,6	3,1	2,3	2,5	2,7
2020-2025	4,9	4,7	4,1	4,5	4,3
2015-2025	4,7	3,9	3,2	3,5	3,5

Nota: considera a interligação de Boavista a partir de julho/2018.

Tabela 24. SIN e Subsistemas: acréscimos anuais da carga de energia (MWmédio)

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	SIN
2015	185	292	549	-68	958
2016	-5	-33	-1.290	-252	-1.581
2017	169	255	934	278	1.636
2018	256	406	1.492	412	2.567
2019	246	479	1.657	502	2.885
2020	689	584	2.007	530	3.811
2021	738	553	1.946	566	3.804
2022	247	588	1.832	606	3.273
2023	231	618	1.999	618	3.466
2024	318	641	1.962	654	3.574
2025	279	701	2.069	679	3.728

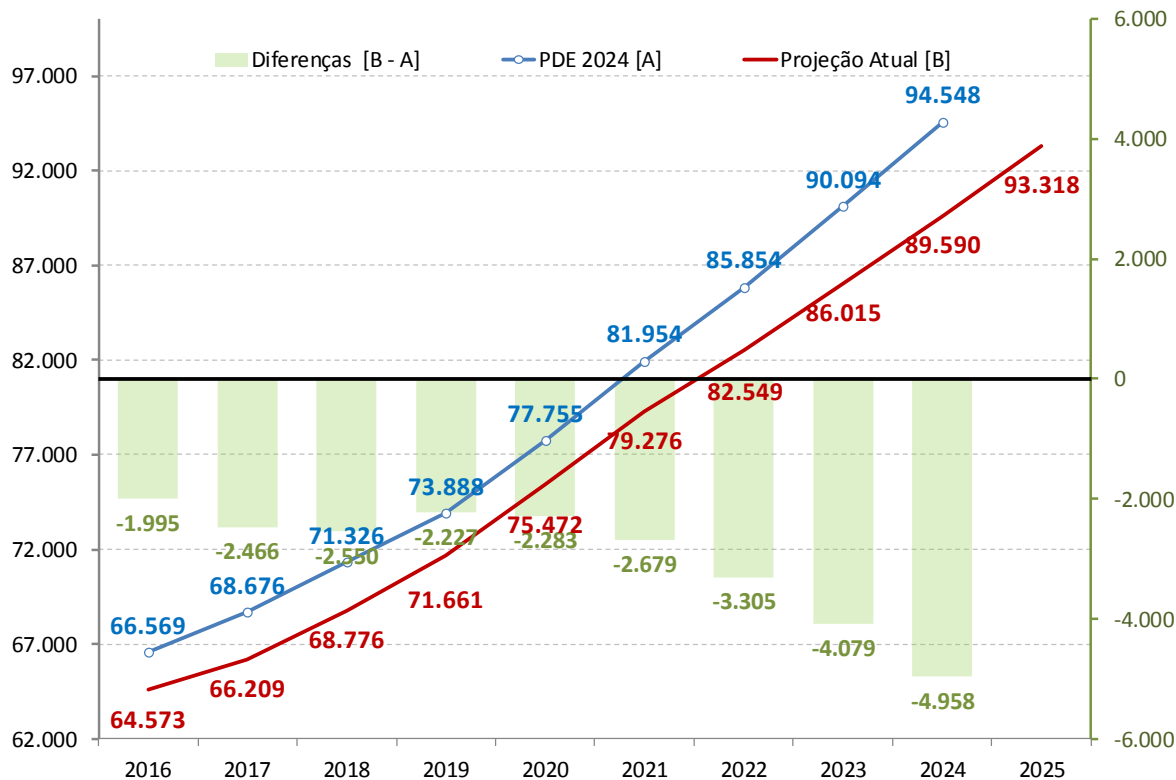
Nota: considera a interligação de Boavista a partir de julho/2018.

4.4 Comparação com o PDE 2024

Em 2015, a carga de energia realizou-se 918 MWmédio inferior à previsão do PDE 2024, em função da expansão mais modesta do que se havia previsto da economia este ano, observado em todas as classes de consumo. A comparação, para o horizonte de 2025, da atual projeção da carga de energia no SIN com aquela do PDE 2024 está ilustrada no Gráfico 29.

Assim, a Projeção Atual situa-se entre 1.995 MWmédio (2016) e 4.958 MWmédio (2024) abaixo da previsão do PDE 2024. Ressalta-se que, no segundo quinquênio, a diferença da carga de energia entre os dois planos se acentua devido, em grande medida, à perspectiva econômica mais modesta para os próximos anos.

Gráfico 29. SIN. Carga de energia (MWmédio) - Projeção Atual ⊗ PDE 2024



Nota: A Projeção Atual considera as interligações de Macapá a partir de Outubro/2015 e de Boavista a partir de Julho/2018. Já o PDE 2024 considerava as interligações de Macapá a partir de maio de 2015 e de Boavista a partir de junho de 2017 ao subsistema Norte.

Em Anexo, apresenta-se a projeção mensal da carga de energia por subsistema interligado do SIN. A projeção mensal baseou-se na sazonalidade histórica e, dessa forma, representa o comportamento médio de um período. Vale ressaltar que diferentes fatores poderão contribuir para introduzir perturbações localizadas nesse perfil de carga mensal, tais como, a entrada em operação (ou a parada) de alguma grande carga industrial em determinado mês ou mudanças climáticas significativas, as quais poderão ter impacto mais importante no médio e, principalmente, no longo prazo.

5. CARGA DE DEMANDA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)

A projeção da carga de demanda, seja ela a demanda máxima integrada em uma hora ou a demanda máxima instantânea, é calculada a partir da projeção da carga de energia e do respectivo fator de carga, isto é, da relação entre a carga de energia, em MWmédio, e a demanda máxima, em MWh/h (demanda máxima integrada) ou em MW (demanda máxima instantânea). A demanda máxima corresponde sempre à demanda máxima simultânea ou coincidente, seja por subsistema ou por sistema interligado do SIN. Ela representa, assim, o montante máximo de energia (potência) que é necessário injetar no subsistema (ou sistema) em um curto intervalo de tempo (“instante de tempo”), seja a partir de usinas localizadas dentro do subsistema (ou sistema) seja via importação líquida de energia.

Vale ressaltar que alguns aperfeiçoamentos vêm sendo incorporados, na abordagem da carga de demanda, ao longo das últimas projeções de carga realizadas pela EPE, nomeadamente no âmbito das previsões dos Planos Decenais de Expansão de Energia (PDE's). Os estudos para o horizonte decenal contemplaram a demanda máxima (integrada ou instantânea) independente do horário de sua ocorrência, uma vez que constata-se que, ao longo dos últimos anos, a demanda máxima anual nos subsistemas Sudeste/CO e Sul vem ocorrendo fora do “horário de ponta”, sobretudo nos meses de verão.

A demanda máxima integrada mensal, para cada subsistema/sistema (s) do SIN, é o máximo das cargas de energia horárias do respectivo mês. A demanda máxima integrada anual D_a^s é o máximo das demandas máximas integradas mensais:

$$D_a^s = \text{Máximo} \{D_m^s/m=1, \dots, 12\}.$$

Calculam-se fatores de carga mensais e anuais da demanda máxima integrada, por subsistema/sistema do SIN:

$$FC_m^s = E_m^s/D_m^s \quad (E_m^s = \text{carga de energia mensal})$$

$$FC_a^s = E_a^s/D_a^s \quad (E_a^s = \text{carga de energia anual})$$

Para projetar a demanda máxima integrada a partir da projeção da carga de energia, inicialmente consideram-se fatores de carga anuais, com base na média histórica, e projeta-se a demanda máxima anual a partir da carga de energia anual:

$$D_a^s = E_a^s/FC_a^s$$

Em seguida, utilizam-se fatores de sazonalidade médios históricos da demanda máxima integrada, por subsistema/sistema do SIN, para distribuir a demanda máxima integrada anual em valores mensais.

A demanda máxima instantânea verificada por subsistema/sistema do SIN, no conceito de carga global, é calculada pela soma da demanda máxima instantânea resultante do Sistema de Supervisão do ONS com a parcela de geração de usinas verificada na hora que engloba o horário de ocorrência da demanda máxima instantânea do Sistema de Supervisão.

Para projetar a demanda máxima instantânea anual, utiliza-se a relação média histórica anual “Demanda Máxima Instantânea/Demanda Máxima Integrada”. Por sua vez, para obter a demanda máxima instantânea mensal, considera-se a mesma sazonalidade utilizada para a demanda máxima integrada.

Vale ressaltar que, atualmente, a diferença entre a demanda máxima instantânea e a demanda máxima integrada é relativamente pequena: a demanda máxima instantânea no SIN situa-se em torno de 1% acima da demanda máxima integrada. Isso se verifica, essencialmente, porque a demanda máxima anual ocorre nos meses de verão e no horário de carga média, entre as 14:00 e as 16:00 horas, intervalo em que a curva de carga se encontra em patamar elevado o tempo todo (curva de carga “razoavelmente flat”). Isto difere, por exemplo, do comportamento das demandas máximas no chamado “horário de ponta”, dado que, neste período do dia, a curva de carga tem um comportamento mais volátil.

Tanto a EPE quanto o ONS, cientes da importância das estatísticas relativas à demanda máxima (ponta) do SIN e dos respectivos subsistemas, vêm envidando esforços, com o apoio da CCEE, no sentido de obter as curvas de geração - geração horária ou geração “instantânea” - das usinas não despachadas (ou não programadas) centralizadamente, visando estimar com maior precisão a respectiva contribuição para a ponta do Sistema Interligado Nacional e subsistemas.

A Tabela 25 apresenta a projeção da demanda máxima instantânea para o SIN e para os respectivos subsistemas e sistemas interligados.

Tabela 25. SIN e Subsistemas: demanda máxima instantânea (MW)

Ano	Subsistema				Sistema		SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	N/NE	S/SE/CO	
2015	6.542	12.934	52.408	17.583	19.430	69.462	87.309
2016	6.636	13.075	51.001	17.072	19.484	67.325	85.993
2017	6.637	13.398	53.166	17.260	19.989	69.402	88.058
2018	7.067	13.913	54.832	17.761	20.945	71.540	91.361
2019	7.278	14.519	57.082	18.531	21.761	74.510	95.316
2020	8.106	15.258	59.807	19.342	23.324	78.000	100.382
2021	8.914	15.959	62.448	20.209	24.809	81.452	105.247
2022	9.210	16.703	64.936	21.137	25.849	84.818	109.607
2023	9.489	17.485	67.650	22.084	26.910	88.425	114.226
2024	9.871	18.297	70.452	23.086	28.101	92.175	119.118
2025	10.201	19.184	73.123	24.126	29.316	95.828	123.934
Varição (% ao ano)							
2015-2020	4,4	3,4	2,7	1,9	3,7	2,3	2,8
2020-2025	4,7	4,7	4,1	4,5	4,7	4,2	4,3
2015-2025	4,5	4,0	3,4	3,2	4,2	3,3	3,6

Nota: considera a interligação de Boavista a partir de julho/2018.

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABAL - Associação Brasileira do Alumínio, 2013. Anuário Estatístico 2012. São Paulo/SP.

ABAL - Associação Brasileira do Alumínio, 2015. Anuário Estatístico 2014. São Paulo/SP.

ACHÃO, C. C. L., 2003. Análise da estrutura de consumo de energia pelo setor residencial brasileiro. Dissertação de M. Sc. PPE/COPPE/UFRJ: Rio de Janeiro.

ANEEL, 2015. Resolução Normativa n° 687, de 24 de novembro de 2015.

BASS, F. M., 1969. A new product growth for model consumer durables. Management Science, v. 15, n. 5, Theory Series, p. 215-227.

Bureaus of International Recycling, 2014. Recovered Paper Market in 2012. Brussels, Belgium. Disponível em:
<http://www.bir.org/assets/Documents/publications/brochures/BIR-PaperStats-2014-V3.pdf>

EPE, 2005. Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015. Disponível em:
<http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE, 2006. Plano Decenal de Expansão de Energia 2007-2016. Disponível em:
<http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE, 2007. Plano Nacional de Energia - PNE 2030. Disponível em:
<http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE, 2008a. Plano Decenal de Expansão de Energia 2008-2017. Disponível em:
<http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE, 2008b. Nota técnica DEN 02/08 (maio/2008). Projeções da demanda de energia elétrica para o plano decenal de expansão de energia 2008-2017. Disponível em:
<http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE, 2009. Análise Econômica: Cenários. Plano Decenal de Expansão de Energia 2009/2018. Rio de Janeiro: EPE, Junho de 2009. (Versão Preliminar).

EPE, 2010. Plano Decenal de Expansão de Energia PDE 2019. Rio de Janeiro: EPE, 2010. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE, 2011a. Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2011-2020). Rio de Janeiro: EPE, 2011. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE, 2011b. Plano Decenal de Expansão de Energia PDE 2020. Rio de Janeiro: EPE, 2011. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE, 2011c. Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2012-2021). Rio de Janeiro: EPE, 2011. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE, 2012a. Plano Decenal de Expansão de Energia PDE 2021. Rio de Janeiro: EPE, 2012. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE, 2012b. Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2013-2022). Rio de Janeiro: EPE, 2012. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE, 2013a. Plano Decenal de Expansão de Energia PDE 2022 (Versão para Consulta Pública). Rio de Janeiro: EPE, 2013. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE, 2013b. Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2014-2023). Rio de Janeiro: EPE, 2013. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE, 2014. Plano Decenal de Expansão de Energia PDE 2023. Rio de Janeiro: EPE, 2014. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE, 2015. Plano Decenal de Expansão de Energia PDE 2024. Rio de Janeiro: EPE, 2015. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE/MME, 2011. Balanço Energético Nacional (BEN) 2011: Ano Base 2010. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE/MME, 2012. Balanço Energético Nacional (BEN) 2012: Ano Base 2011. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE/MME, 2013. Balanço Energético Nacional (BEN) 2013: Ano Base 2012. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE/MME, 2014. Balanço Energético Nacional (BEN) 2014: Ano Base 2013. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE/MME, 2015. Balanço Energético Nacional (BEN) 2015: Ano Base 2014. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE/ONS, 2011a. Nota Técnica DEA 07/11 - ONS 054/2011 (maio/2011). 1ª Revisão Quadrimestral das Projeções da demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional 2011-2015. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE/ONS, 2011b. Nota Técnica DEA 12/11 - ONS 138/2011 (setembro/2011). 2ª Revisão Quadrimestral das Projeções da demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional 2011-2015. Disponível em <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE/ONS, 2012a. Nota Técnica DEA 05/12 - ONS 088/2012 (maio/2012). 1ª Revisão Quadrimestral das Projeções da demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional 2012-2016. Disponível em <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE/ONS, 2012b. Nota Técnica DEA 12/12 - ONS 152/2012 (setembro/2012). 2ª Revisão Quadrimestral das Projeções da demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional 2012-2016. Disponível em <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE/ONS, 2013a. Nota Técnica DEA 12/13 - ONS 071/2013 (maio/2013). 1ª Revisão Quadrimestral das Projeções da demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional 2013-2017. Disponível em <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE/ONS, 2013b. Nota Técnica DEA 17/13 - ONS 114/2013 (setembro/2013). 2ª Revisão Quadrimestral das Projeções da demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional 2013-2017. Disponível em <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE/ONS, 2014a. Nota Técnica DEA 11/14 - ONS 092/2014 (junho/2014). 1ª Revisão Quadrimestral das Projeções da demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional 2014-2018. Disponível em <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE/ONS, 2014b. Nota Técnica DEA 14/14 - ONS 129/2014 (agosto/2014). 2ª Revisão Quadrimestral das Projeções da demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional 2014-2018. Disponível em <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE/ONS, 2015a. Nota Técnica DEA 08/15 - ONS 076/2015 (maio/2015). 1ª Revisão Quadrimestral das Projeções da demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional 2015-2019. Disponível em <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE/ONS, 2015b. Nota Técnica DEA 11/15 - ONS 126/2015 (agosto/2015). 2ª Revisão Quadrimestral das Projeções da demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional 2015-2019. Disponível em <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

FMI [Fundo Monetário Internacional]. Disponível em <http://www.imf.org>

IAbr, 2015 Números de Mercado (Estatísticas)

IBGE, 2013. Projeção da População do Brasil por sexo e idade: 2000-2060. Rio de Janeiro: IBGE, 2013.

IEA - International Energy Agency, 2015. Key World Energy Statistics 2015. França, 2015. Disponível em: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld_Statistics_2015.pdf

KONZEN, G., 2014. Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil: uma simulação via modelo de Bass. 107 p. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Energia, USP: São Paulo, SP.

MME - Ministério de Minas e Energia, 2015. Sinopse 2015: Mineração & Transformação Mineral (Metálicos e Não Metálicos). Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/1138775/1732837/C%C3%B3pia+de+SINOPSE-2015+MODIFICA%C3%87%C3%95ES+2010-atualizada+29-9-2015.pdf/df84be30-342e-4d00-9595-aba88ba2c291>

ROGERS, E., 2003. The Diffusion of Innovations. The Free Press, New York, USA, 5th edition.

SNIC - Sindicato Nacional da Indústria do Cimento, 2013. Sindicato Nacional da Indústria do Cimento 2013. Rio de Janeiro, RJ, 2013. Disponível em: <http://www.snic.org.br/pdf/RelatorioAnual2013final.pdf>

ANEXO
PROJEÇÃO MENSAL DA CARGA DE ENERGIA
2015-2025

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)

Tabela 26. Subsistema Norte. Carga de energia mensal (MWmédio)

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2015	5.118	5.135	5.251	5.353	5.325	5.259	5.175	5.379	5.687	5.671	5.634	5.535
2016	5.332	5.448	5.501	5.469	5.408	5.104	5.195	5.428	5.531	5.412	5.355	5.291
2017	5.422	5.466	5.542	5.587	5.524	5.333	5.425	5.663	5.768	5.647	5.589	5.524
2018	5.595	5.640	5.718	5.765	5.699	5.502	5.735	5.985	6.115	5.996	5.937	5.865
2019	5.913	5.961	6.044	6.093	6.024	5.815	5.916	6.176	6.290	6.158	6.095	6.024
2020	6.588	6.641	6.733	6.788	6.712	6.479	6.591	6.880	7.008	6.860	6.790	6.711
2021	7.331	7.368	7.498	7.546	7.462	7.182	7.317	7.630	7.767	7.592	7.504	7.442
2022	7.573	7.612	7.745	7.795	7.709	7.420	7.559	7.883	8.024	7.844	7.753	7.689
2023	7.799	7.840	7.976	8.027	7.938	7.642	7.785	8.119	8.265	8.079	7.987	7.919
2024	8.098	8.158	8.279	8.340	8.247	7.952	8.095	8.446	8.600	8.414	8.323	8.238
2025	8.384	8.428	8.574	8.630	8.534	8.216	8.369	8.728	8.885	8.686	8.586	8.513

Nota: considera a interligação de Boavista a partir de julho/2018.

Tabela 27. Subsistema Nordeste. Carga de energia mensal (MWmédio)

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2015	10.741	10.516	10.513	10.428	10.361	9.988	9.630	9.827	10.255	10.574	10.778	10.758
2016	10.222	10.390	10.841	10.663	10.369	9.913	9.772	9.928	10.259	10.439	10.583	10.580
2017	10.800	10.744	10.846	10.752	10.435	10.195	10.053	10.210	10.542	10.723	10.868	10.864
2018	11.215	11.157	11.262	11.165	10.836	10.586	10.439	10.602	10.947	11.134	11.285	11.282
2019	11.704	11.643	11.753	11.651	11.308	11.048	10.894	11.064	11.424	11.620	11.777	11.773
2020	12.299	12.235	12.351	12.244	11.883	11.610	11.448	11.627	12.005	12.211	12.376	12.372
2021	12.865	12.798	12.919	12.807	12.429	12.143	11.974	12.161	12.557	12.772	12.945	12.941
2022	13.464	13.394	13.521	13.404	13.009	12.710	12.532	12.728	13.143	13.367	13.548	13.544
2023	14.095	14.022	14.154	14.031	13.618	13.305	13.119	13.324	13.758	13.993	14.183	14.178
2024	14.749	14.672	14.810	14.682	14.249	13.922	13.728	13.942	14.396	14.642	14.840	14.836
2025	15.465	15.384	15.529	15.395	14.941	14.598	14.394	14.619	15.095	15.353	15.561	15.556

Tabela 28. Subsistema Sudeste/CO. Carga de energia mensal (MWmédio)

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2015	42.246	41.039	40.423	39.231	37.622	37.170	37.228	37.998	39.237	40.261	39.644	39.116
2016	38.505	41.819	41.378	39.576	37.422	35.279	35.439	36.498	37.220	38.020	37.404	37.228
2017	39.947	41.390	40.198	39.029	37.593	36.912	37.077	38.172	38.917	39.744	39.108	38.926
2018	41.479	42.978	41.740	40.526	39.035	38.328	38.499	39.636	40.410	41.269	40.608	40.419
2019	43.181	44.741	43.453	42.188	40.637	39.900	40.079	41.263	42.068	42.962	42.274	42.077
2020	45.235	46.869	45.519	44.195	42.569	41.798	41.985	43.225	44.069	45.005	44.284	44.078
2021	47.241	48.947	47.538	46.155	44.457	43.652	43.848	45.142	46.024	47.002	46.249	46.033
2022	49.122	50.897	49.431	47.994	46.228	45.391	45.594	46.941	47.857	48.874	48.091	47.867
2023	51.175	53.024	51.497	49.999	48.160	47.288	47.499	48.902	49.857	50.916	50.101	49.867
2024	53.182	55.103	53.516	51.959	50.047	49.140	49.360	50.818	51.810	52.911	52.063	51.821
2025	55.315	57.314	55.663	54.044	52.056	51.113	51.341	52.857	53.889	55.035	54.153	53.901

Tabela 29. Subsistema Sul. Carga de energia mensal (MWmédio)

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2015	12.457	12.425	12.079	11.022	10.515	10.627	10.836	10.605	10.581	10.809	10.783	11.194
2016	12.084	12.539	11.681	10.849	10.414	10.173	10.359	10.418	10.257	10.542	10.750	10.832
2017	11.976	12.344	11.636	10.929	10.628	10.654	10.844	10.904	10.740	11.030	11.243	11.327
2018	12.418	12.799	12.065	11.332	11.020	11.046	11.244	11.306	11.136	11.437	11.657	11.745
2019	12.956	13.354	12.588	11.823	11.498	11.525	11.731	11.796	11.618	11.933	12.162	12.254
2020	13.520	13.935	13.136	12.337	11.998	12.027	12.241	12.309	12.124	12.452	12.692	12.787
2021	14.130	14.563	13.728	12.894	12.539	12.569	12.793	12.864	12.671	13.013	13.264	13.364
2022	14.779	15.232	14.359	13.486	13.115	13.146	13.381	13.455	13.252	13.611	13.873	13.978
2023	15.441	15.915	15.002	14.090	13.703	13.736	13.981	14.058	13.846	14.221	14.495	14.604
2024	16.136	16.632	15.678	14.725	14.320	14.354	14.610	14.691	14.470	14.862	15.148	15.262
2025	16.868	17.386	16.389	15.393	14.969	15.005	15.273	15.357	15.126	15.535	15.835	15.954

Tabela 30. Sistema Interligado Nacional (SIN). Carga de energia mensal (MWmédio)

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2015	70.563	69.115	68.265	66.034	63.824	63.043	62.869	63.809	65.759	67.316	66.838	66.602
2016	66.143	70.196	69.400	66.557	63.613	60.469	60.764	62.273	63.267	64.412	64.091	63.931
2017	68.146	69.945	68.222	66.297	64.180	63.093	63.399	64.949	65.967	67.144	66.807	66.641
2018	70.707	72.574	70.785	68.787	66.590	65.463	65.917	67.529	68.608	69.836	69.487	69.310
2019	73.755	75.699	73.838	71.756	69.466	68.289	68.620	70.298	71.401	72.672	72.308	72.128
2020	77.642	79.681	77.739	75.564	73.162	71.913	72.265	74.041	75.206	76.528	76.142	75.948
2021	81.566	83.676	81.683	79.401	76.888	75.547	75.932	77.798	79.018	80.379	79.961	79.780
2022	84.938	87.135	85.057	82.678	80.061	78.667	79.066	81.006	82.276	83.696	83.266	83.077
2023	88.510	90.801	88.629	86.149	83.419	81.971	82.384	84.403	85.726	87.210	86.765	86.569
2024	92.165	94.565	92.284	89.706	86.864	85.368	85.793	87.897	89.276	90.829	90.375	90.156
2025	96.032	98.512	96.156	93.461	90.500	88.931	89.377	91.562	92.995	94.609	94.134	93.924

Nota: considera a interligação de Boavista a partir de julho/2018.