

SÉRIE
ESTUDOS DA DEMANDA

NOTA TÉCNICA DEA 22/12

Projeção da demanda de energia elétrica

para os próximos 10 anos (2013-2022)

Rio de Janeiro
Dezembro de 2012

(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 22/12

Ministério de Minas e Energia

Ministro
Edison Lobão

Secretário Executivo
Márcio Pereira Zimmermann

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Altino Ventura Filho

Projeção da demanda de energia elétrica *para os próximos 10 anos (2013-2022)*



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

Mauricio Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Amílcar Guerreiro

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
José Carlos de Miranda Farias

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível
Elson Ronaldo Nunes

Diretor de Gestão Corporativa
Alvaro Henrique Matias Pereira

Coordenação Geral

Mauricio Tiomno Tolmasquim
Amílcar Guerreiro

Coordenação Executiva

Ricardo Gorini de Oliveira

Coordenação Técnica

Jeferson Borghetti Soares
José Manuel Soares David

Equipe Técnica

Adriana Fiorotti Campos
Ana Cristina Braga Maia
Arnaldo dos Santos Junior
Carla da Costa Lopes Achão
Fernanda Marques P. Andreza
Glaucio Vinicius Ramalho Faria
Gustavo Naciff de Andrade
Isabela de Almeida Oliveira
Jairo Viana Feliciano
Leyla A. Ferreira da Silva
Luiz Cláudio Orleans
Monique Riscado Stilpen
Renata de A. Moreira da Silva

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, nº 01 – 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Rio de Janeiro
Dezembro de 2012

(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**, **Associação Brasileira do Alumínio - ABAL**, **Instituto Aço Brasil - IABr**, **Associação Brasileira de Produtores de Ferro ligas e de Silício Metálico - ABRAFE**, **Associação Brasileira da Indústria Química - ABIQUIM**, **Associação Brasileira da Indústria de Álcalis, Cloro e Derivados - ABICLOR**, **Associação Brasileira de Celulose e Papel - BRACELPA**, 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.

Por fim, manifesta-se especial agradecimento a todos os participantes do 3º *Workshop* de Energia, organizado pela EPE com a colaboração da Associação Brasileira de Grandes

Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres - ABRACE, que ocorreu no dia 04 de abril de 2012, no Rio de Janeiro, evento da maior importância para a análise do panorama atual e das perspectivas setoriais dos segmentos industriais energo-intensivos, assim como na formulação dos cenários de expansão dessas indústrias. O evento contou com a participação de várias associações e órgãos de classe: Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres - ABRACE, Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia - ABIAPE, Associação Brasileira do Alumínio - ABAL, Associação Brasileira da Indústria Química - ABIQUIM e Associação Brasileira da Indústria de Álcalis, Cloro e Derivados - ABICLOR.

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.

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 (2013-2022). Essa projeção constitui-se em importante subsídio para os estudos a desenvolver com vista à elaboração do PDE 2022.

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 2013-2022, 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 2013-2017.

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 2013, 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.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
2. PREMISSAS BÁSICAS	5
2.1 DEMOGRAFIA	5
2.1.1 Projeção da População Total Residente	7
2.1.2 Projeção do Número de Domicílios	7
2.2 PREMISSAS MACROECONÔMICAS (RESENHA)	9
2.3 GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIAIS DE ENERGIA ELÉTRICA	10
2.3.1 Expansão da capacidade instalada e da produção	13
2.3.2 Consumo de eletricidade	37
<i>CONSUMOS ESPECÍFICOS DE ENERGIA ELÉTRICA</i>	37
<i>AUTOPRODUÇÃO - GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIAIS</i>	40
<i>CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NA REDE</i>	42
2.4 AUTOPRODUÇÃO - SÍNTESE	44
2.5 EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	46
3. CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA	49
3.1 O CONSUMO NA REDE EM 2012	49
3.2 PROJEÇÃO DO CONSUMO [2013-2022]	50
4. CARGA DE ENERGIA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)	63
4.1 PERDAS	63
4.2 A CARGA DE ENERGIA EM 2012	64
4.3 PROJEÇÃO DA CARGA DE ENERGIA [2012-2022]	65
4.4 COMPARAÇÃO COM O PDE 2021	67
5. CARGA DE DEMANDA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)	69
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	73
ANEXO	77

ÍNDICE DE TABELAS

<i>Tabela 1. Brasil. Projeção da população, 2012-2022</i>	6
<i>Tabela 2. Brasil e Regiões. Projeção da População Total Residente (mil hab), 2012-2022</i>	7
<i>Tabela 3. Brasil e Regiões. Projeção do Número de Domicílios (mil), 2012-2022</i>	8
<i>Tabela 4. Brasil e Regiões. Número de habitantes por domicílio, 2012-2022</i>	8
<i>Tabela 5. Taxas de crescimento do nível de atividade (médias no período)</i>	10
<i>Tabela 6. Grandes consumidores industriais: produção física (10^3 t/ano)</i>	37
<i>Tabela 7. Grandes consumidores industriais: consumo total de eletricidade⁽¹⁾, por segmento (GWh)</i>	39
<i>Tabela 8. Grandes consumidores industriais - Consumo total de eletricidade⁽¹⁾, por subsistema (GWh)</i>	39
<i>Tabela 9. Grandes consumidores industriais - Autoprodução por subsistema (GWh)</i>	41
<i>Tabela 10. Grandes consumidores industriais - Autoprodução por segmento (GWh)</i>	42
<i>Tabela 11. Grandes consumidores industriais - Consumo de eletricidade na rede, por segmento (GWh)</i>	43
<i>Tabela 12. Grandes consumidores industriais - Consumo de eletricidade na rede, por subsistema (GWh)</i>	43
<i>Tabela 13. Eficiência. Percentual de redução do consumo por classe (%)</i>	47
<i>Tabela 14. Brasil - Consumo de energia elétrica na rede 2011-2012, por classe (GWh)</i>	49
<i>Tabela 15. Brasil - Consumo de energia elétrica na rede 2011-2012, por subsistema (GWh)</i>	49
<i>Tabela 16. Brasil - Elasticidade-renda do consumo de energia elétrica</i>	51
<i>Tabela 17. Brasil. Consumo de eletricidade na rede (GWh)</i>	58
<i>Tabela 18. Subsistema Norte. Consumo de eletricidade na rede (GWh)</i>	59
<i>Tabela 19. Subsistema Nordeste. Consumo de eletricidade na rede (GWh)</i>	59
<i>Tabela 20. Subsistema Sudeste/CO. Consumo de eletricidade na rede (GWh)</i>	60
<i>Tabela 21. Subsistema Sul. Consumo de eletricidade na rede (GWh)</i>	60
<i>Tabela 22. Sistema Interligado Nacional. Consumo de eletricidade na rede (GWh)</i>	61
<i>Tabela 23. SIN - Carga de energia 2011-2012, por subsistema (MWmédio)</i>	64
<i>Tabela 24. SIN e Subsistemas: carga de energia (MWmédio)</i>	66
<i>Tabela 25. SIN e Subsistemas: acréscimos anuais da carga de energia (MWmédio)</i>	66
<i>Tabela 26. SIN e Subsistemas: demanda máxima instantânea (MW)</i>	71
<i>Tabela 27. Subsistema Norte. Carga de energia mensal (MWmédio)</i>	79
<i>Tabela 28. Subsistema Nordeste. Carga de energia mensal (MWmédio)</i>	79
<i>Tabela 29. Subsistema Sudeste/CO. Carga de energia mensal (MWmédio)</i>	80
<i>Tabela 30. Subsistema Sul. Carga de energia mensal (MWmédio)</i>	80
<i>Tabela 31. Sistema Interligado Nacional (SIN). Carga de energia mensal (MWmédio)</i>	81

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Consumo de alumínio ^(*) per capita versus PIB per capita	18
Gráfico 2. Alumínio: capacidade instalada e demanda interna, 2012-2022 (10^3 t/ano)	19
Gráfico 3. Alumina: capacidade instalada e demanda interna, 2012-2022 (10^3 t/ano)	20
Gráfico 4. Bauxita: capacidade instalada e demanda interna, 2012-2022 (10^3 t/ano)	20
Gráfico 5. Consumo de aço per capita versus PIB per capita	23
Gráfico 6. Aço bruto: capacidade instalada e demanda interna, 2012-2022 (10^3 t/ano)	24
Gráfico 7. Ferro ligas: capacidade instalada e demanda interna, 2012-2022 (10^3 t/ano)	27
Gráfico 8. Soda: capacidade instalada e demanda interna, 2012-2022 (10^3 t/ano)	29
Gráfico 9. Cloro: capacidade instalada e demanda interna, 2012-2022 (10^3 t/ano)	29
Gráfico 10. Eteno ^(*) : capacidade instalada e demanda interna, 2012-2022 (10^3 t/ano)	31
Gráfico 11. Celulose: capacidade instalada e demanda interna, 2012-2022 (10^3 t/ano)	33
Gráfico 12. Consumo per capita de papel versus PIB per capita	34
Gráfico 13. Consumo per capita de cimento versus PIB per capita	35
Gráfico 14. Indústrias eletrointensivas: expansão da produção física, 2012-2022	36
Gráfico 15. Grandes consumidores industriais: consumo de eletricidade (TWh)	44
Gráfico 16. Autoprodução de eletricidade, 2012-2022 (TWh)	45
Gráfico 17. Ganhos de eficiência (TWh)	48
Gráfico 18. Evolução da elasticidade-renda do consumo de eletricidade ^(*)	51
Gráfico 19. Consumo de eletricidade per capita versus PIB per capita	52
Gráfico 20. Intensidade elétrica versus PIB per capita	53
Gráfico 21. Projeção da demanda total de eletricidade (TWh)	54
Gráfico 22. Brasil. Estrutura do consumo de eletricidade na rede, por classe (%)	55
Gráfico 23. Brasil. Relação: consumo comercial/consumo residencial (%)	56
Gráfico 24. Brasil - Número de consumidores (ligações) residenciais	57
Gráfico 25. Brasil - Consumo médio por consumidor residencial (kWh/mês)	57
Gráfico 26. SIN e subsistemas. Índice de perdas (%)	64
Gráfico 27. SIN. Carga de energia. Estrutura por subsistema (%)	65
Gráfico 28. SIN. Carga de energia (MWmédio) - Projeção Atual ⊗ PDE 2021	67

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Alumina: expansão da capacidade instalada 2012-2022 (10^3 t/ano)	17
Figura 2. Alumínio: expansão da capacidade instalada 2012-2022 (10^3 t/ano)	18
Figura 3. Siderurgia: expansão da capacidade instalada 2012-2022 (10^3 t/ano)	22
Figura 4. Pelotização: expansão da capacidade instalada 2012-2022 (10^3 t/ano)	25
Figura 5. Ferro ligas: expansão da capacidade instalada 2012-2022 (10^3 t/ano)	26
Figura 6. Soda cáustica: expansão da capacidade instalada 2012-2022 (10^3 t/ano)	28
Figura 7. Eteno ^(*) : expansão da capacidade instalada 2012-2022 (10^3 t/ano)	30
Figura 8. Celulose: expansão da capacidade instalada 2012-2022 (10^3 t/ano)	33

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

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: 2013-2022).

Ao longo do ano de 2012, o aprofundamento da crise na Europa impactou negativamente a economia mundial, afetando também o comportamento da indústria brasileira, sobretudo nos segmentos mais diretamente relacionados à produção de *commodities*, em especial metais básicos, cuja demanda e preços internacionais se mantiveram em queda. O reflexo disso no mercado industrial de energia elétrica é um modesto crescimento do consumo industrial acumulado no ano até outubro, de 0,3%, relativamente a igual período do ano anterior. Nos cinco meses junho-outubro de 2012, o consumo industrial sofreu retração de 1,3%.

Importantes segmentos industriais eletrointensivos, neste ambiente internacional adverso e convivendo, internamente, com carga fiscal e custos de energia relativamente altos, passaram a se defrontar com condições de competitividade bastante desfavoráveis, como é o caso alegado por vários segmentos da metalurgia básica (alumínio, ferroligas e siderurgia, por exemplo).

A recente publicação da Medida Provisória (MP) Nº 579, de 11 de setembro de 2012, e do Decreto Nº 7.805, de 14 de setembro de 2012, propõe importantes ajustes regulatórios que deverão beneficiar todos os consumidores de energia elétrica do país, com ênfase nos pilares da modicidade tarifária e da segurança energética do sistema elétrico brasileiro. Assim, a indústria também se beneficiará da redução dos custos da energia elétrica decorrentes da proposta explicitada na MP e no Decreto.

De fato, o principal objetivo do governo ao propor a renovação das concessões de geração e transmissão, especialmente reduzindo o custo da “energia velha” resultante da produção de usinas hidroelétricas já depreciadas ou amortizadas, é transferir o respectivo benefício através da redução tarifária a todos os consumidores do mercado cativo, como é o caso dos consumidores residenciais, contribuindo, dessa forma, para a modicidade tarifária.

Entre os consumidores industriais, somente aqueles que são cativos das concessionárias de distribuição terão o direito à redução dos custos de geração, através dessa “energia velha” mais barata, decorrente da reavaliação dos ativos de geração (usinas hidroelétricas, principalmente) amortizados ou depreciados. Por outro lado, o benefício resultante da

redução dos custos de transmissão, através da reavaliação dos ativos amortizados/depreciados, será rateada entre todos os consumidores, sejam eles cativos ou não.

O governo também decidiu reduzir encargos setoriais, incluindo a extinção da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC) e da Reserva Global de Reversão (RGR) e a redução da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) a 25% do atual valor. A redução de encargos setoriais, que também contribui para um expressivo decréscimo dos custos da energia elétrica, aplica-se, não só aos consumidores do mercado cativo, mas também àqueles do mercado livre. De fato, o benefício da extinção da RGR é rateado por todos os consumidores (cativos, livres e autoprodutores), já que estes últimos pagam esse encargo através da TUST. Por sua vez, a extinção da CCC e a redução da CDE beneficiam todos os consumidores com exceção dos autoprodutores que já são isentos destes encargos.

A grande maioria dos consumidores industriais conectados em alta tensão é hoje constituída por consumidores livres e, portanto, o desconto em sua conta de energia sofrerá o efeito da redução dos custos de transmissão e da extinção/redução dos encargos setoriais, mas não aqueles advindos da reavaliação dos ativos de geração.

Assim, as medidas propostas conferem maior vantagem aos consumidores cativos, relativamente aos consumidores livres, o que, a médio prazo, poderá implicar em algum remanejamento de consumidores entre o mercado regulado e o mercado livre que, no entanto, se espera que seja marginal.

O novo quadro, que se desenha a partir da Medida Provisória N° 579 e do Decreto N° 7.805, traz uma redução efetiva e sem precedentes das tarifas e do custo da energia elétrica para todas as classes de consumidores do país. E, dessa forma, o governo definiu regras gerais claras e isonômicas para a redução do custo da energia. Tal redução só foi possível graças à reavaliação econômica dos ativos de geração, de transmissão e de distribuição que já estão amortizados ou depreciados, como é o caso de usinas hidroelétricas que, em certos casos, estão gerando energia há mais de 60 anos, e, também, à extinção de determinados encargos setoriais (CCC e RGR) e à redução de outros (CDE) encargos incidentes na conta de energia dos consumidores.

Uma importante parcela desta redução abrangente do custo da energia elétrica vem, também, beneficiar o setor industrial, aumentando a sua competitividade e buscando preservar a conquista de mercados e o emprego industrial no país.

É em um contexto internacional adverso, aliado a medidas governamentais incentivadoras da economia, do emprego e da renda, que se insere a projeção da demanda de

eletricidade apresentada neste documento. Assim, a projeção da demanda de eletricidade para o horizonte 2022 foi realizada à luz dos condicionantes nacionais e internacionais que definem o estado inicial da economia e do sistema energético brasileiro, do cenário socioeconômico e demográfico, e levando-se em consideração as premissas adotadas para a expansão das indústrias eletrointensivas, bem como outras premissas setoriais.

A projeção da demanda de energia elétrica apresentada nesta nota técnica, que contempla o horizonte dos próximos 10 anos (2013-2022), será referenciada ao longo do texto, por facilidade de exposição, como “Projeção Atual”.

Importa ressaltar que as projeções apresentadas nesta nota técnica tomaram por base os valores do consumo e da carga de energia verificados até outubro de 2012. No caso da carga, em particular, a estimativa para 2012 utilizou as previsões do Programa Mensal de Operação (PMO) do ONS para os meses de novembro e dezembro.

As apurações preliminares do consumo e da carga de 2012 revelam, quando comparadas com a projeção para esse ano realizada no final de 2011¹, que as taxas de crescimento devem se situar um pouco abaixo das que foram então projetadas. Ou seja, consumo e carga cresceram menos do que o previsto, o que, pelo menos no que se refere ao consumo industrial, reflete a expectativa de um desempenho melhor da economia que então se tinha. A contenção do consumo industrial foi em boa medida compensada por um consumo maior, sobretudo no setor comercial e no agregado denominado de “outras classes”², cujo fornecimento de energia se dá, em grande parte, na baixa tensão. Essa alteração estrutural observada no consumo, vale dizer, crescimento relativamente maior na baixa tensão, contribuiu para elevação no nível das perdas globais do sistema e, nesse contexto, o crescimento da carga em 2012 deverá superar o crescimento do consumo.

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.

¹ Nota Técnica EPE DEA 16/11, Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2012-2021).

² Rural, poderes públicos, serviço público, iluminação pública e consumo próprio das concessionárias.

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

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.

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 população brasileira vem passando por um processo de transição demográfica, ao longo das últimas décadas. A dinâmica de crescimento populacional tem apresentado significativas mudanças, especialmente no que se refere à estrutura etária da população, à sua distribuição espacial, e ao rápido processo de urbanização. O último Censo

demográfico, realizado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE, veio comprovar que a população brasileira continua a crescer, porém a um ritmo menor e está envelhecendo.

Os diferentes aspectos da evolução demográfica, e seus efeitos sociais e econômicos, possuem grande importância para explicar o consumo de energia. Desta forma, qualquer estudo prospectivo da demanda de energia possui como preocupação básica o estabelecimento de premissas com relação ao comportamento futuro da população.

As projeções demográficas, apresentadas nesta seção, têm por base a população brasileira em 2010, segundo dados divulgados pelo Censo 2010, e as projeções de taxas de crescimento do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE (IBGE, 2008) baseadas na identificação das tendências demográficas observadas nos últimos anos, tais como a redução das taxas de fecundidade e de mortalidade.

Refletindo especialmente o declínio nas taxas de fecundidade, a população total residente do país apresenta, nos últimos anos, taxas de crescimento de modo geral declinantes em todas as regiões do País.

Em termos absolutos, espera-se que o contingente populacional aumente cerca de 13 milhões de pessoas nos próximos 10 anos, com um crescimento médio de 0,6% ao ano. Observando o histórico do crescimento populacional, torna-se ainda mais evidente a o decréscimo nas taxas de crescimento da população brasileira. Enquanto a população brasileira crescia cerca de 2,5% ao ano na década de 70, este crescimento médio passou a 1,2% na primeira década do século XXI. Seguindo esta tendência, a Tabela 1 apresenta a projeção da população brasileira para o período 2012-2022.

Tabela 1. Brasil. Projeção da população, 2012-2022

Ano	10 ³ hab.	Variação % ao ano
2012	194.684	-
2017	201.521	0,7
2022	207.216	0,6

Nota: População em 31 de dezembro³.

As projeções da população total residente e dos domicílios do país desagregadas por regiões geográficas são apresentadas na sequência.

³ 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.

2.1.1 Projeção da População Total Residente

A evolução da população brasileira na próxima década confirma a tendência de redução da taxa de crescimento populacional observada nos últimos anos. Conforme apresentado na Tabela 2, a média nacional da taxa de crescimento populacional do período será de 0,6% a.a.

Entre as regiões, os maiores ganhos de participação ocorreram nas regiões Norte e Centro-Oeste, que passam de 8,4% e 7,4% em 2012 para 8,6% e 7,6% em 2022, respectivamente. Cabe ressaltar que esta tendência já vem sendo observada nos últimos anos e que são insuficientes para levar a alterações significativas na característica de concentração da população brasileira. No fim do período, a região Sudeste continuará a ser a grande concentradora da população nacional, com 41,9% de toda população do país, enquanto as regiões Norte e Centro-Oeste corresponderão juntas a 16,3%.

Tabela 2. Brasil e Regiões. Projeção da População Total Residente (mil hab), 2012-2022

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Brasil
2012	16.335	54.134	81.884	27.849	14.482	194.684
2017	17.155	55.964	84.529	28.653	15.220	201.521
2022	17.838	57.488	86.731	29.323	15.835	207.216
Variação (% ao ano)						
2012-2017	1,0	0,7	0,6	0,6	1,0	0,7
2017-2022	0,8	0,5	0,5	0,5	0,8	0,6
2012-2022	0,9	0,6	0,6	0,5	0,9	0,6
Estrutura de Participação (%)						
2012	8,4	27,8	42,1	14,3	7,4	100,0
2017	8,5	27,8	41,9	14,2	7,6	100,0
2022	8,6	27,7	41,9	14,2	7,6	100,0

Nota: População em 31 de dezembro.

Entre 2012 e 2022, a população brasileira aumentará em torno de 13,0 milhões de habitantes, número este próximo à atual população do estado da Bahia (14 milhões), superior à população da Grécia (11,2 milhões, 2008) e um pouco inferior à população do Chile (16,8 milhões, 2008) ou da Holanda (16,4 milhões, 2008).

2.1.2 Projeção do Número de Domicílios

O número de domicílios é estimado com base na relação habitante/domicílio, um indicador cuja evolução pode ser extraída dos censos realizados. No Brasil, espera-se que este valor,

atualmente em torno de 3,1, atinja 2,7 habitantes por domicílio no final do horizonte (2022).

A tendência decrescente da relação do número de moradores por domicílio se deve a fatores como queda mais expressiva do crescimento populacional, que, por sua vez, é reflexo, especialmente, da queda da taxa de fecundidade total, e a mudanças no perfil da população brasileira, que com o aumento de renda observado nos últimos anos passou-se a observar um aumento do número de domicílios com apenas um habitante.

A perspectiva de evolução da relação habitante/domicílio, aliada à evolução da população do IBGE, possibilita estimar o número total de domicílios, variável fundamental para a projeção do consumo residencial de energia. Na Tabela 3, são apresentados os resultados das projeções do número total de domicílios particulares permanentes do Brasil e das regiões para o período de 2012 a 2022.

Tabela 3. Brasil e Regiões. Projeção do Número de Domicílios (mil), 2012-2022

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Brasil
2012	4.582	15.679	27.984	9.868	4.816	62.928
2017	5.176	17.366	31.137	11.029	5.429	70.137
2022	5.768	19.090	34.365	12.211	6.022	77.456
Variação (% ao ano)						
2012-2017	2,5	2,1	2,2	2,2	2,4	2,2
2017-2022	2,2	1,9	2,0	2,1	2,1	2,0
2012-2022	2,3	2,0	2,1	2,2	2,3	2,1
Estrutura de Participação (%)						
2012	7,3	24,9	44,5	15,7	7,7	100,0
2017	7,4	24,8	44,4	15,7	7,7	100,0
2022	7,4	24,6	44,4	15,8	7,8	100,0

Nota: Domicílios em 31 de dezembro.

Desta forma, de acordo com a Tabela 2 e a Tabela 3, o número de habitantes por domicílio evoluirá conforme indicado na Tabela 4.

Tabela 4. Brasil e Regiões. Número de habitantes por domicílio, 2012-2022

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Brasil
2012	3,6	3,5	2,9	2,8	3,0	3,1
2017	3,3	3,2	2,7	2,6	2,8	2,9
2022	3,1	3,0	2,5	2,4	2,6	2,7

2.2 Premissas macroeconômicas (resenha)

Nesta seção, apresenta-se um *briefing* dos principais pontos relativos às premissas macroeconômicas adotadas neste estudo, que seguem as linhas gerais dos cenários macroeconômicos de médio e longo prazos da EPE⁴.

Ao longo do horizonte deste estudo, espera-se que o desempenho da economia mundial reflita uma situação de lenta recuperação dos países desenvolvidos e de aumento do destaque dos países emergentes no cenário internacional. O incremento da relevância das economias emergentes, especialmente China e Índia, que passaram a contribuir de forma significativa para o aumento da demanda por *commodities* no comércio mundial, beneficia países, como o Brasil, que possuem destaque destes bens em sua pauta de exportação.

Ainda que no curto prazo o esforço para recuperação da economia mundial ainda seja intenso, com repercussão dos efeitos da crise econômica sobre as diversas economias globais, mantém-se a expectativa da capacidade da economia nacional superar as ameaças externas e se manter à frente nas taxas de crescimento. Desta forma, espera-se que a economia brasileira, no longo prazo, siga com taxas de crescimento acima da economia mundial.

Certamente um fator determinante para a evolução positiva da economia brasileira diz respeito à concretização de algumas mudanças estruturais, com a solução de importantes entraves para a sustentação do crescimento econômico, sendo que, para isto, é extremamente relevante a retomada dos investimentos no país. Neste sentido, ressalta-se a expectativa de um forte ciclo de investimento no período, relacionado, especialmente, aos investimentos no setor de petróleo e gás, daqueles relativos à infraestrutura necessária para a realização dos eventos esportivos e também os referentes ao setor habitacional.

Nesse cenário, a evolução da economia nacional segue em trajetória de crescimento embasada, também, na expectativa de continuidade da evolução do aumento da demanda interna, seguindo o padrão nacional de crescimento dos últimos anos. Adicionalmente, acredita-se que o país ainda tenha espaço para um aumento do consumo doméstico, estimulado por crescimento de renda e acesso a crédito, ainda que com um fôlego menor que o observado anteriormente.

Com relação ao setor externo, espera-se uma deterioração da balança comercial em virtude, especialmente, do aumento das importações em resposta ao crescimento econômico nacional no período. Com isto, a balança comercial pode apresentar resultados

⁴ Maior detalhamento sobre o cenário econômico poderá ser encontrado em Notas Técnicas da EPE sobre o Cenário Macroeconômico (2022).

inferiores ao que foi observado na última década, o que não implica necessariamente em um resultado deficitário. O menor saldo da balança comercial, contudo, não deve trazer grandes impactos negativos, visto que o déficit gerado em transações correntes é suficientemente financiável, ainda mais quando se considera o aumento dos investimentos externos diretos a serem realizados.

Levando-se em consideração o cenário descrito, a taxa média anual de crescimento do PIB nacional para o período de 2013-2022 é de, aproximadamente, 4,7%, enquanto a projeção da taxa média anual de crescimento do PIB mundial para o mesmo período é de cerca de 4,0%. A evolução, por quinquênio, do crescimento econômico mundial e nacional é apresentado na Tabela 5.

Tabela 5. Taxas de crescimento do nível de atividade (médias no período)

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	2002-2006	2007-2011	2013-2017	2018-2022
PIB Mundial (% a.a.)	4,2	3,5	3,9	4,0
PIB Nacional (% a.a.)	3,3	4,2	4,5	5,0

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), ferro ligas, pelletização, cobre, petroquímica (produção de eteno), soda-cloro, papel e celulose, e cimento.

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 mais parcimoniosa 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 prescindir 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.

As perspectivas de evolução para a indústria nacional nos próximos anos terão obrigatoriamente que levar em conta o Programa de Aceleração do Crescimento - PAC, que contempla um amplo conjunto de medidas destinadas a incentivar o investimento privado, aumentar o investimento público em infraestrutura e estimular o crédito e o financiamento, além de procurar remover obstáculos de ordem burocrática, administrativa, normativa, jurídica e legislativa, ao crescimento econômico.

Mesmo em tempos de crise internacional, tais medidas se refletiram de forma muito positiva na indústria nacional, desonerando-a de encargos e processos burocráticos mais pesados e tornando-a mais ágil e competitiva em termos globais. Um segmento que vem se beneficiando muito com as medidas do PAC é o setor de construção civil que, por sua vez, é alavancador de toda a cadeia produtiva.

O investimento em infraestrutura definido no PAC, que tem como um de seus grandes objetivos eliminar possíveis gargalos para um crescimento mais acelerado da economia, engloba projetos nas áreas de energia (geração e transmissão de energia elétrica; exploração, produção e logística de petróleo e gás natural; e combustíveis renováveis como etanol e biodiesel), logística e transportes (rodovias, ferrovias, aeroportos, portos, hidrovias e metrô), saneamento, habitação e aproveitamento múltiplo de recursos hídricos.

Um conjunto de relativamente poucos segmentos industriais representa pouco mais de 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 2013-2022. 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 ocupa posição de destaque em diversos setores, como é o caso dos segmentos de siderurgia, de papel e celulose e de alumínio (especialmente, a extração de bauxita e a 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.

Dessa forma, prevê-se ainda para o próximo decênio (2013-2022) uma expansão significativa das indústrias de base, sem prejuízo da movimentação gradual da indústria brasileira para uma maior diversificação da indústria manufatureira, tornando-se competitiva em segmentos industriais de tecnologia mais avançada, com maior valor agregado, que, progressivamente, 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 principais diferenças em relação ao cenário considerado no último Plano Decenal (PDE 2021) concentram-se nos segmentos siderúrgico e de ferroligas, cujos cenários de expansão sofreram redução significativa.

Essas mudanças de cenário, relativas aos segmentos industriais mencionados, têm um impacto importante no consumo de eletricidade na indústria e na carga de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN). A diferença, em relação ao PDE 2021, por conta da menor expansão de capacidade dos setores de siderurgia e ferroligas, equivale a uma redução da carga de energia, em 2021, da ordem de 350 MW médio.

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), a siderurgia e a celulose, entre outros, admite-se, de um modo geral, que eles operam com nível elevado 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. Desta forma, se consegue analisar a cadeia do alumínio como um todo.

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 2021, não foram contempladas expansões da capacidade produtiva nacional de alumínio primário nos estados do subsistema Norte interligado.

A exceção é o caso da Companhia Brasileira de Alumínio (CBA), do grupo Votorantim, que possui autoprodução de eletricidade, através de sua participação em diversas usinas hidroelétricas. Neste caso, consideraram-se expansões de capacidade instalada de produção de 95 mil toneladas por ano, em 2013-2014, e de 80 mil toneladas anuais, em torno de 2019.

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 aonde haja disponibilidade de energia elétrica a preços competitivos, e a produção de transformados e de produtos finais é, preferencialmente, localizada junto aos mercados consumidores.

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 alumina, o Brasil atualmente exporta grande parte da sua produção (7,1 milhões de toneladas em 2011, 70% da produção nacional). O restante da produção é usado basicamente como insumo na produção de alumínio primário. No cenário adotado, considera-se que as exportações ganham importância no horizonte decenal, chegando a 78% da produção nacional em 2022. Cabe ressaltar que a demanda interna de alumina cresce apenas 1,1% anuais entre 2012 e 2022, por conta do baixo crescimento da produção nacional de alumínio primário no período, mas a produção expande ao ritmo de 3,2% ao ano. Entre as expansões previstas da capacidade instalada de produção de alumina no país, destaca-se a planta da Votorantim no Pará, recentemente anunciada, cuja capacidade máxima deverá atingir cerca de 7 milhões de toneladas por ano e cujo início de operação está previsto para 2017-2018.

No caso da bauxita, as exportações têm um peso bem menor, se comparadas com a alumina (20% em 2011). A projeção para o horizonte decenal mostra um crescimento médio anual de 2,7% da produção brasileira, acompanhando o ritmo de incremento da produção nacional de alumina.

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.

A atual capacidade instalada de produção de alumina situa-se em torno de 11,5 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.

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.

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.

A Figura 2 ilustra as principais expansões da capacidade instalada de produção de alumínio primário previstas para o período 2012-2022, indicando sua localização por subsistema elétrico.

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) situa-se acima de 35%, valor superior à média mundial (aproximadamente 27%). No caso específico de latas de alumínio, o País é líder mundial em termos de nível de reciclagem (nível em torno de 98% em 2010). Admitiu-se que, no horizonte 2012-2022, seja mantida aproximadamente constante a mesma proporção de produção secundária de alumínio relativamente à demanda doméstica, em torno de 36%.

O uso do alumínio no País, em 2010, foi distribuído da seguinte forma: embalagens, incluindo latas, 30%; transportes, 22%; construção civil, 14%; bens de consumo, 12%; indústria de eletricidade, 9%; e máquinas e equipamentos, 5%.

O consumo per capita de alumínio no Brasil passará de cerca de 7 kg/habitante/ano, em 2012, para algo em torno de 13 kg/habitante/ano em 2022. O país passará de uma renda per capita⁵ um pouco superior à da China e da África do Sul para uma renda próxima à da

⁵ No sentido da paridade do poder de compra (*Power Purchase Parity* – PPP).

Argentina e do México em 2022, enquanto o consumo per capita de alumínio, que é atualmente inferior ao da China e ao do México e pouco superior ao da Argentina, atingirá, em 2022, valor que se aproxima do de alguns países europeus, como é o caso da Grécia e de Portugal (Gráfico 1).

Figura 1. Alumina: expansão da capacidade instalada 2012-2022 (10^3 t/ano)

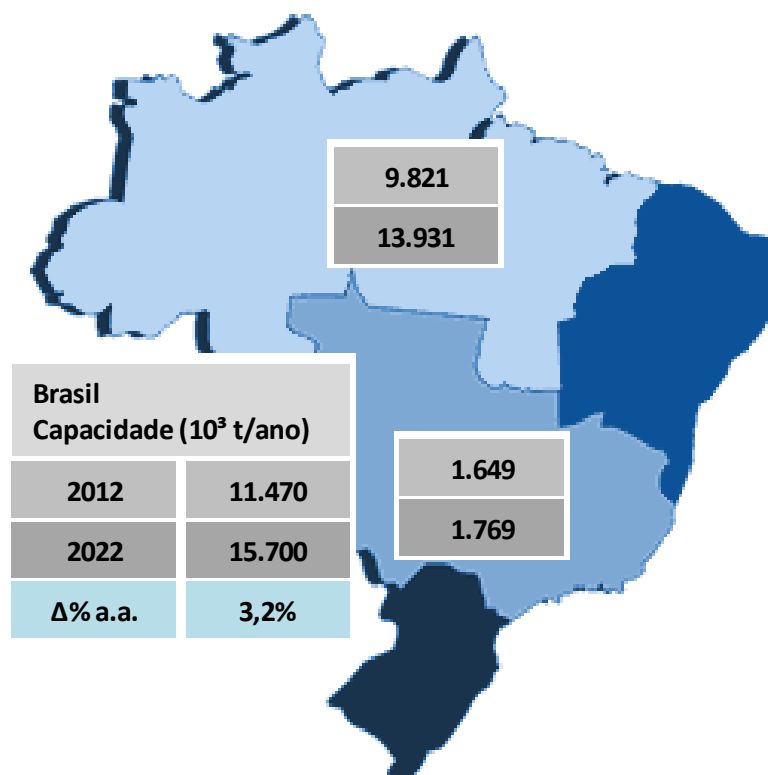


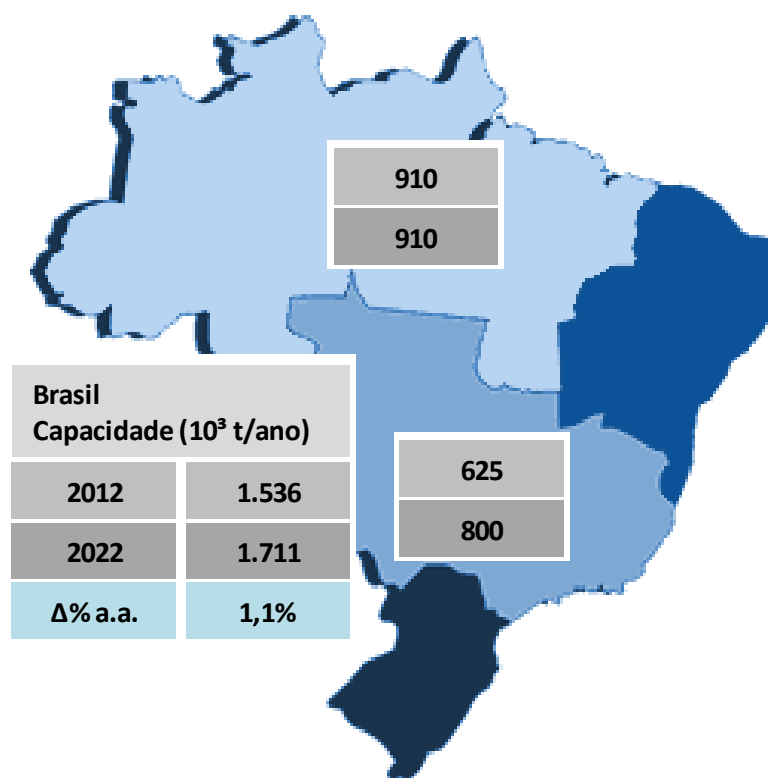
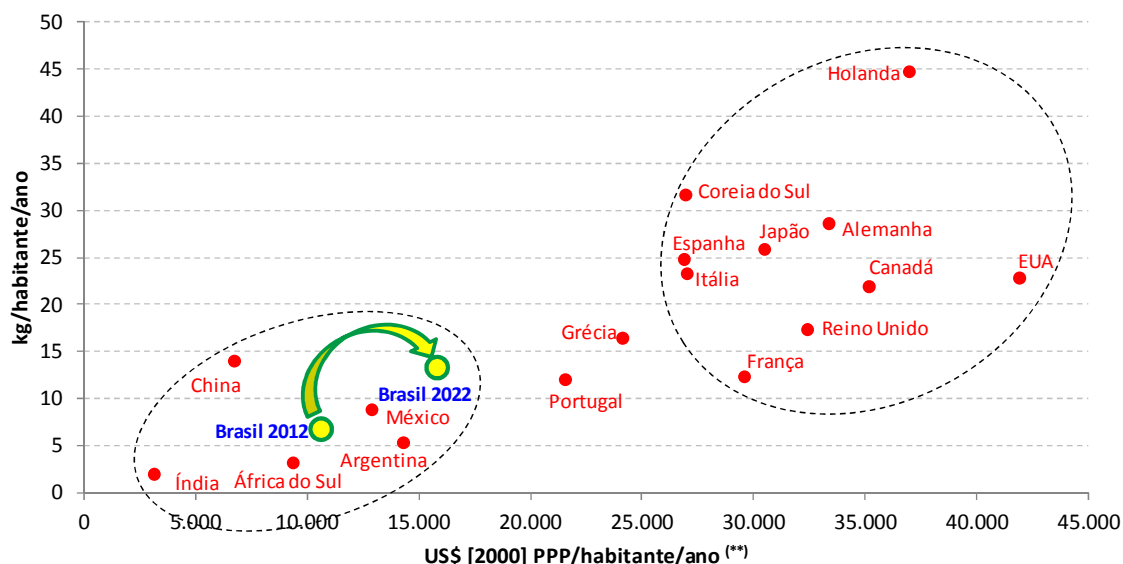
Figura 2. Alumínio: expansão da capacidade instalada 2012-2022 (10^3 t/ano)

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.

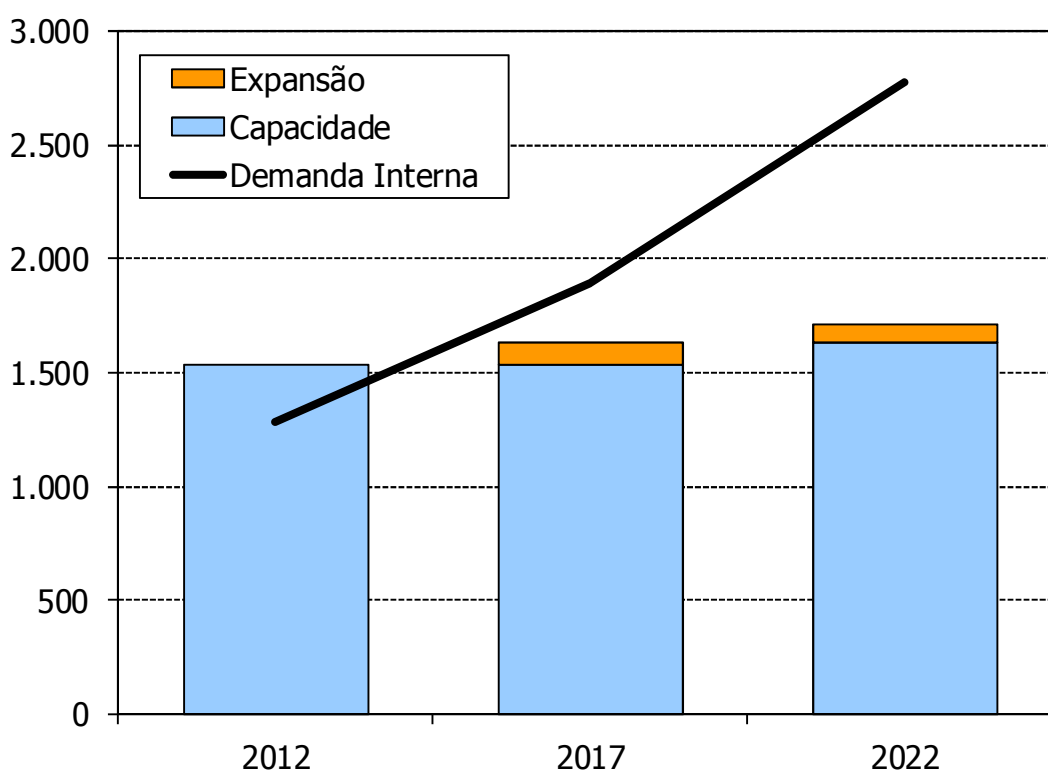
(**) PIB per capita referenciado a US\$ [2000] PPP⁶. Os dados são relativos ao ano de 2010 para todos os países com exceção do Brasil.

Fontes: ABAL e IEA, *Key World Energy Statistics* 2012. Elaboração EPE.

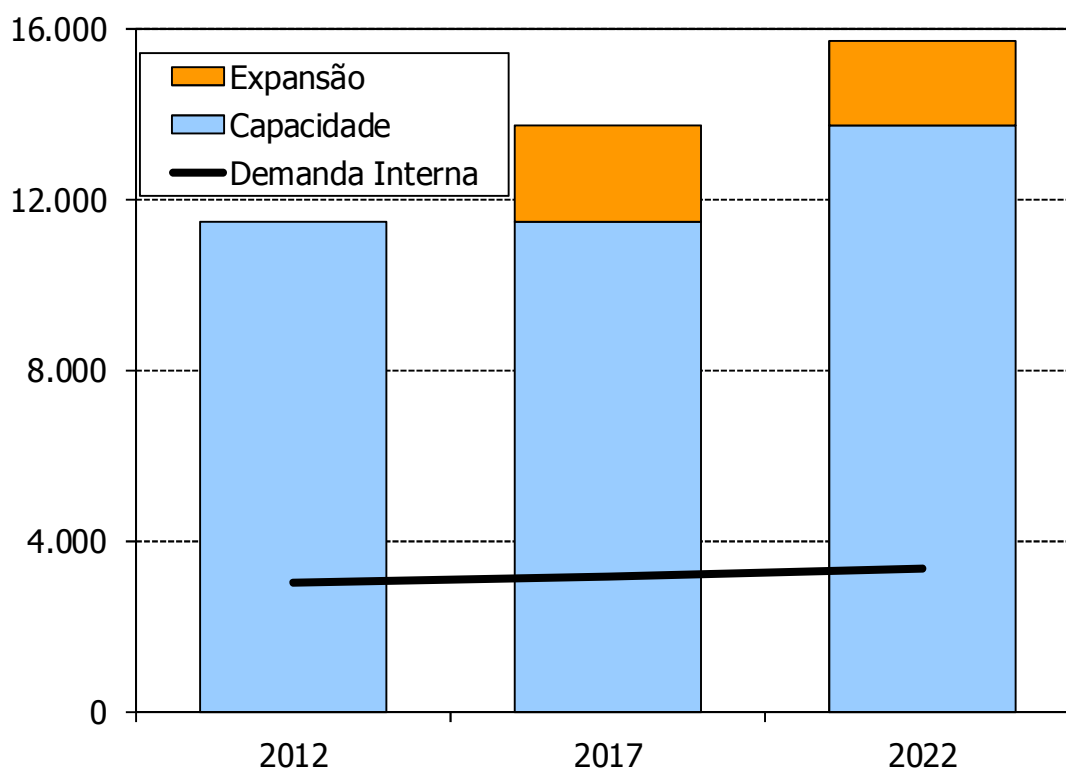
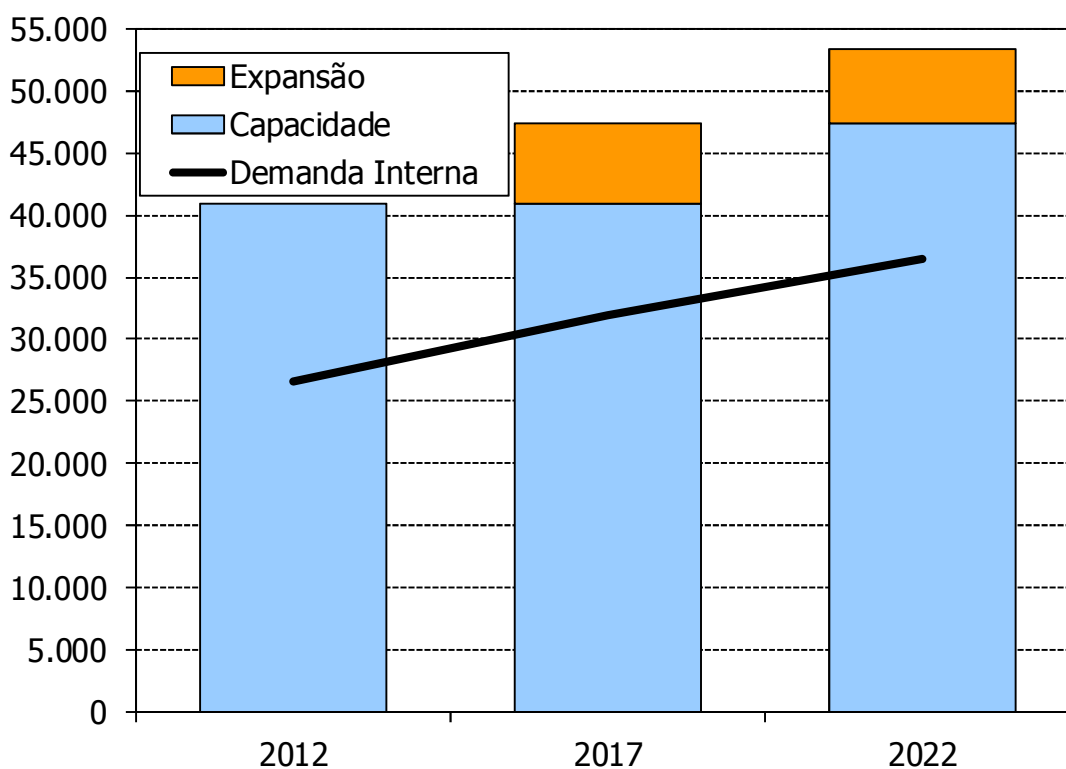
⁶ Os dados relativos ao PIB estão expressos em US\$ constante de 2000 e levam em consideração a paridade do poder de compra nos diferentes países (PPP - *Power Purchase Parity*), o que torna a comparação entre países mais justa.

O Gráfico 2 mostra a evolução da capacidade instalada de alumínio primário e da demanda interna. As exportações líquidas de alumínio que, em 2012, representam em torno de 44% da demanda interna, quando se considera a produção secundária de alumínio, decrescem rapidamente e tornam-se negativas, da ordem de 24% da demanda interna em 2022. 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, variando entre 73% e 78% da produção ao longo do período decenal.

Gráfico 2. Alumínio: capacidade instalada e demanda interna, 2012-2022 (10^3 t/ano)



Nota: não inclui produção secundária.

Gráfico 3. Alumina: capacidade instalada e demanda interna, 2012-2022 (10^3 t/ano)Gráfico 4. Bauxita: capacidade instalada e demanda interna, 2012-2022 (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.

Configura-se um cenário de expansão da produção de aço bruto, porém, mais modesto que o previsto no ciclo de planejamento anterior. A capacidade instalada aumenta no decorrer do horizonte decenal, de acordo com a instalação de projetos mapeados, com expansão de 3,9% ao ano e crescimento das exportações a um ritmo de 3,1% ao ano. A produção brasileira de aço evoluirá de 41 milhões de toneladas, em 2012, para 65 milhões de toneladas em 2022.

A crise econômica mundial recente motivou a revisão do cenário de expansão da siderurgia nacional para o período decenal. Com isso, espera-se que o incremento da capacidade instalada nos anos iniciais seja mais contido, retomando um patamar mais forte de crescimento no segundo quinquênio. Contribuirão para o crescimento da demanda doméstica de aço, de 5,9% ao ano, as condições macroeconômicas favoráveis, associadas à expansão acelerada da construção civil e ao incremento da demanda por bens de capital. Eventos como a Copa do Mundo de 2014 e as Olimpíadas de 2016 também terão um efeito multiplicador sobre o consumo de aço. Concomitantemente, a forte 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.

Os setores que atualmente mais consomem aço no Brasil são: autopeças (16,4% do consumo em 2010), automobilístico (13,2%), construção civil (7,2%), tubos (7,1%) e embalagens e recipientes (5,5%).

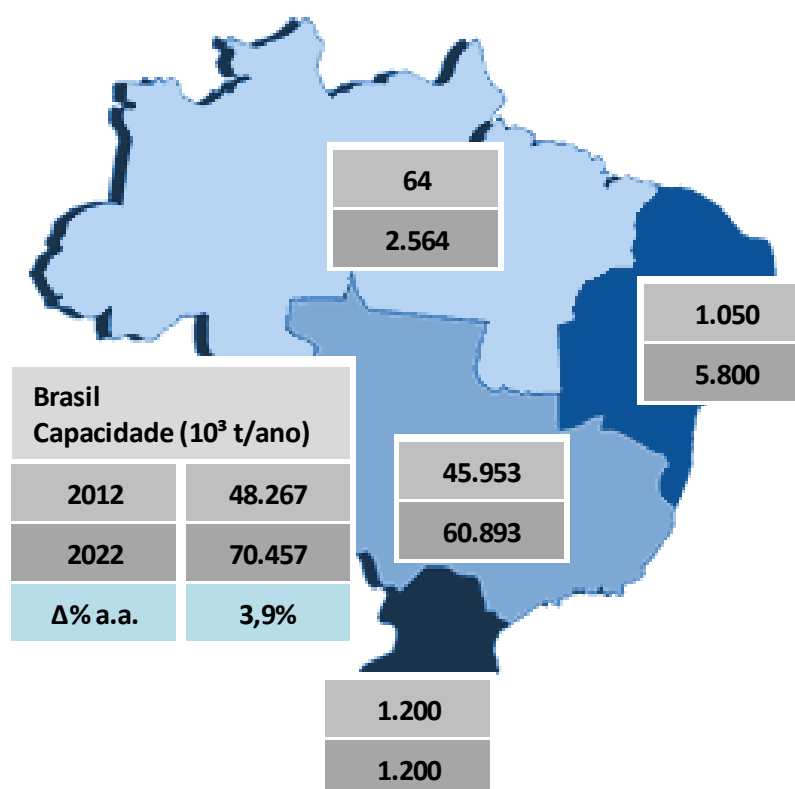
A atual capacidade de produção de aço bruto gira em torno de 48 milhões t/ano. Os maiores produtores nacionais são: a CST Arcelor Mittal com capacidade de 12,6 milhões t/ano (7,8 milhões t/ano na CST, 3,9 milhões nas antigas unidades da Belgo, Monlevade, Juiz de Fora, Grande Vitória e Piracicaba, e 0,9 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 Figura 3 mostra as principais expansões de capacidade de aço bruto previstas no período 2012-2022, por subsistema elétrico.

O estudo do setor siderúrgico 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. Classificaram-se tanto as usinas siderúrgicas existentes quanto as novas de acordo com essas rotas para a avaliação dos respectivos consumos de eletricidade.

Figura 3. Siderurgia: expansão da capacidade instalada 2012-2022 (10^3 t/ano)

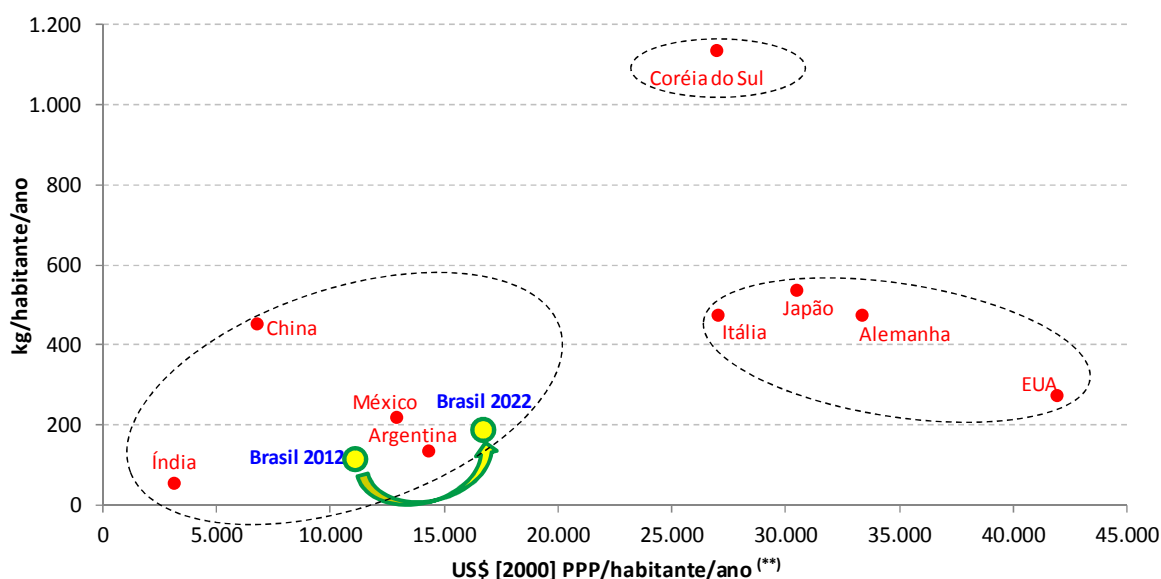


O consumo per capita de aço no País passará de cerca de 113 kg/habitante/ano, em 2012, nível semelhante ao atual da Argentina (2009), para cerca de 188 kg/habitante/ano, em 2028, valor ligeiramente inferior ao consumo atual do México e, ainda, muito inferior ao dos países europeus (Gráfico 5). Um país 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 Coréia 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.

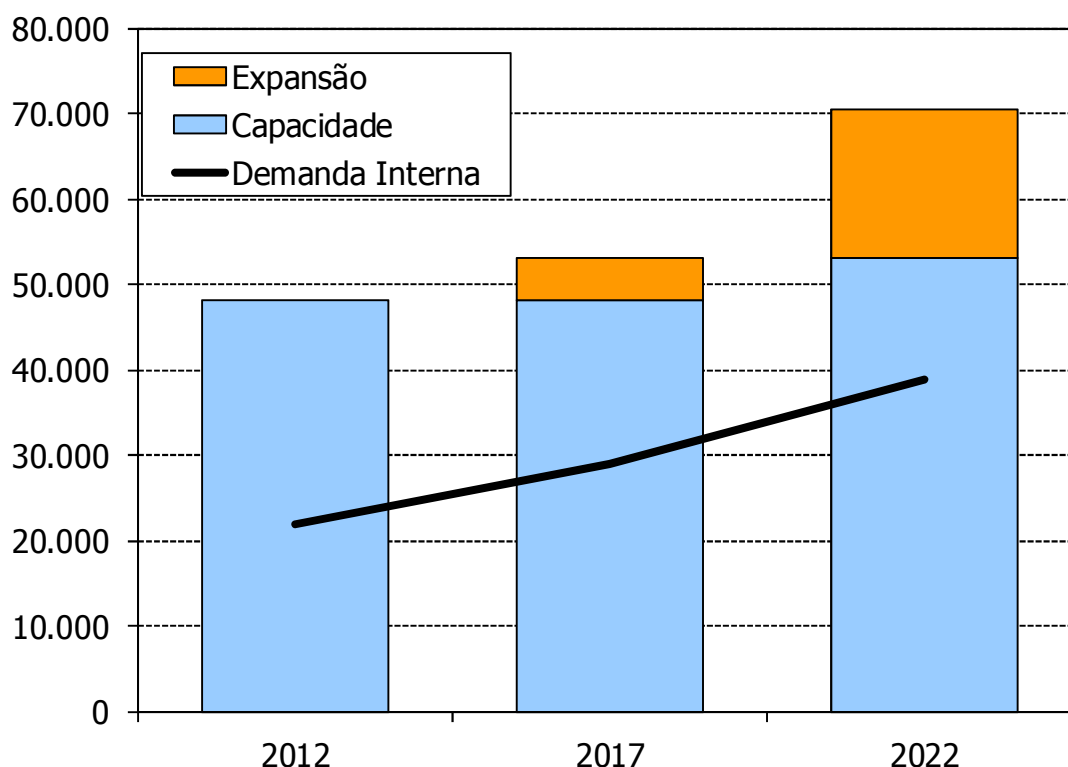
O Gráfico 6 mostra a evolução da capacidade instalada de aço bruto e da demanda interna. As exportações de aço oscilam entre 40% e 48% da produção ao longo do horizonte do estudo, passando de 19 milhões de toneladas, em 2012, para 26 milhões de toneladas em 2022.

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



(*) PIB per capita referenciado a US\$ [2000] PPP. Os dados são relativos ao ano de 2010 para todos os países com exceção do Brasil.

Fontes: Instituto Aço Brasil e IEA, *Key World Energy Statistics* 2012. Elaboração EPE.

Gráfico 6. Aço bruto: capacidade instalada e demanda interna, 2012-2022 (10³ t/ano)

Pelotização

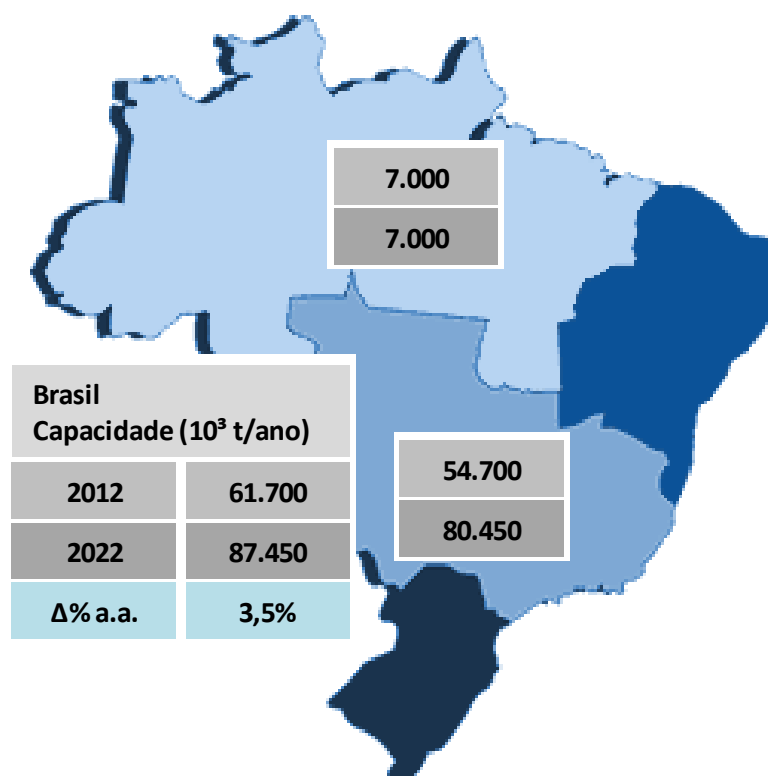
A indústria de pelletização tem como finalidade a fabricação das pelotas, que são aglomerados de finos de minério, gerados na extração do minério de ferro, de forma a adequá-los para a sua utilização como componente de carga metálica nos altos fornos da indústria siderúrgica. Dado o grande volume de extração de minério de ferro no Brasil⁷, a pelletização ganha maior importância, permitindo a recuperação dos finos que, de outra forma, seriam considerados resíduos do processo, agregando, assim, valor econômico ao minério.

Cerca de 95% da produção de pelotas no País é destinada à exportação. A atual capacidade instalada brasileira gira em torno de 62 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 da usina da Samarco (VALE e BHP Billiton), com capacidade de 14 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.

⁷ A VALE é o maior produtor mundial (12,7% em 2010) e o Brasil encontra-se entre os três países maiores produtores, junto com a China e a Austrália. Os três países, em conjunto, agregaram 62% das exportações mundiais de minério de ferro em 2010.

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 2012-2022 (10^3 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 1,4 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 0,2 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.

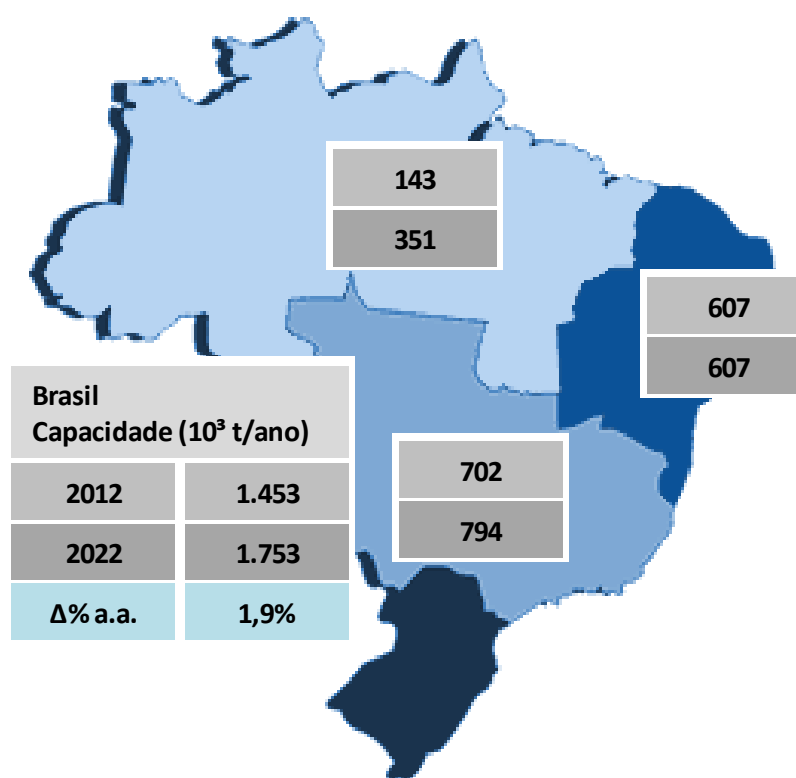
A produção brasileira de ferro ligas, além de atender o mercado doméstico, isto é, a produção nacional de aço, também dedica volumes expressivos a exportação, que deverão variar entre 25% e 38% da produção ao longo do horizonte do estudo.

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.

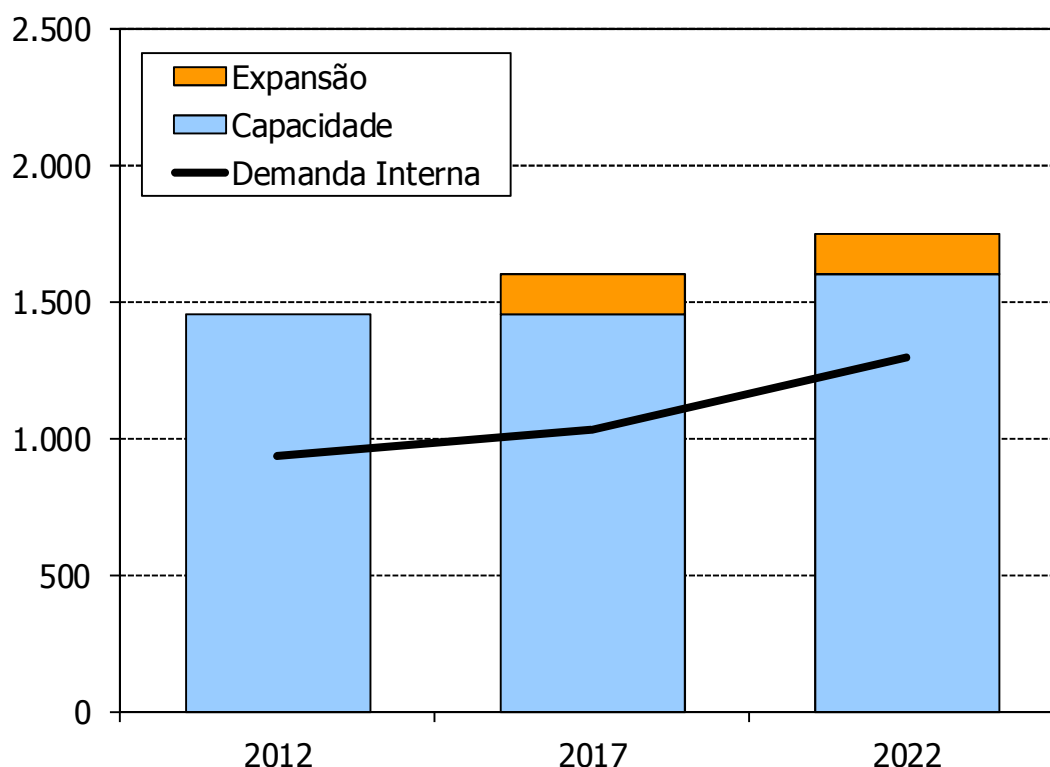
Duas novas plantas de ferro-níquel foram incrementando a sua produção, ao longo do ano de 2012, com reflexo expressivo no consumo de energia elétrica das regiões aonde estão instaladas. São elas, a planta Onça Puma, situada no Pará, e a planta da *Anglo American* em Barro Alto, no estado de Goiás.

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 2012-2022 (10^3 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, 2012-2022 (10^3 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.

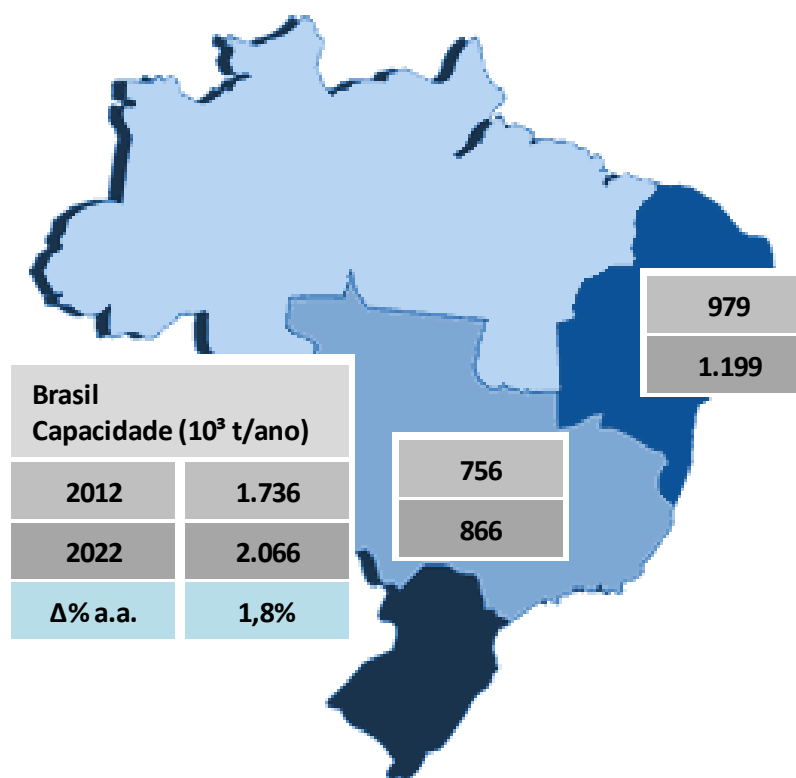
Este é um setor que vem operando em níveis próximos à capacidade instalada de produção. Além disso, apesar de o mercado interno de soda-cloro ainda ser liderado pela demanda de soda, esta situação deverá inverter-se no médio prazo, com o cloro passando a liderar o mercado, conforme ocorre nas economias desenvolvidas, na hipótese de um cenário de crescimento sustentado da economia, principalmente com a aceleração da construção civil e o uso intensivo de PVC, bem como com a universalização dos serviços de água e saneamento básico. Por sua vez, 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 possui atualmente uma capacidade instalada de produção de soda em torno de 1,7 milhões de toneladas por ano.

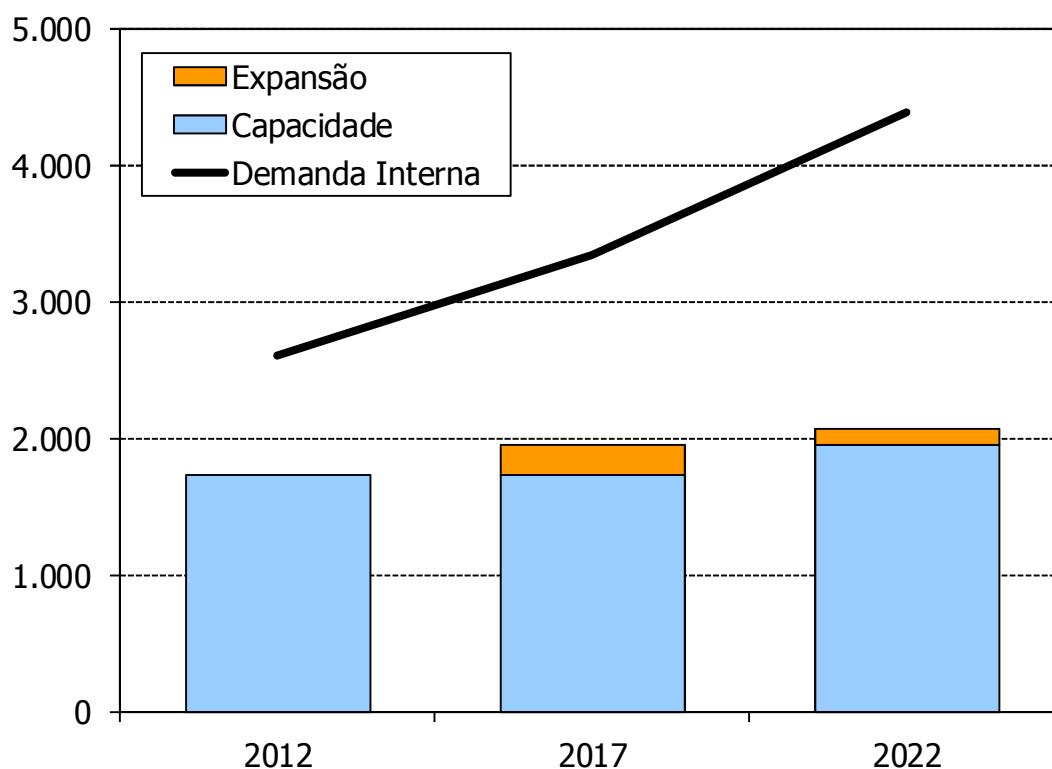
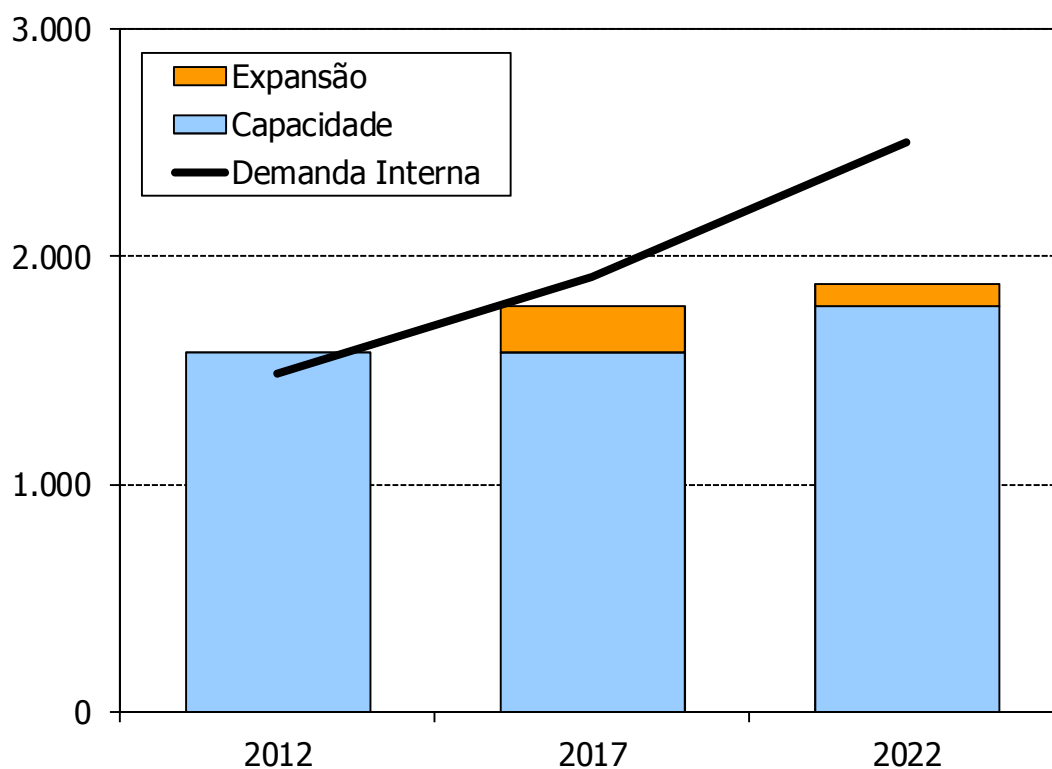
O incremento na capacidade instalada nacional do setor de soda-cloro no período decenal é composto por expansões das plantas já existentes. Desta forma, a capacidade instalada

brasileira aumenta 1,9% ao ano no período 2012-2022, passando de quase 1,6 para cerca de 1,8 milhões de toneladas anuais, 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 2012-2022 (10^3 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).

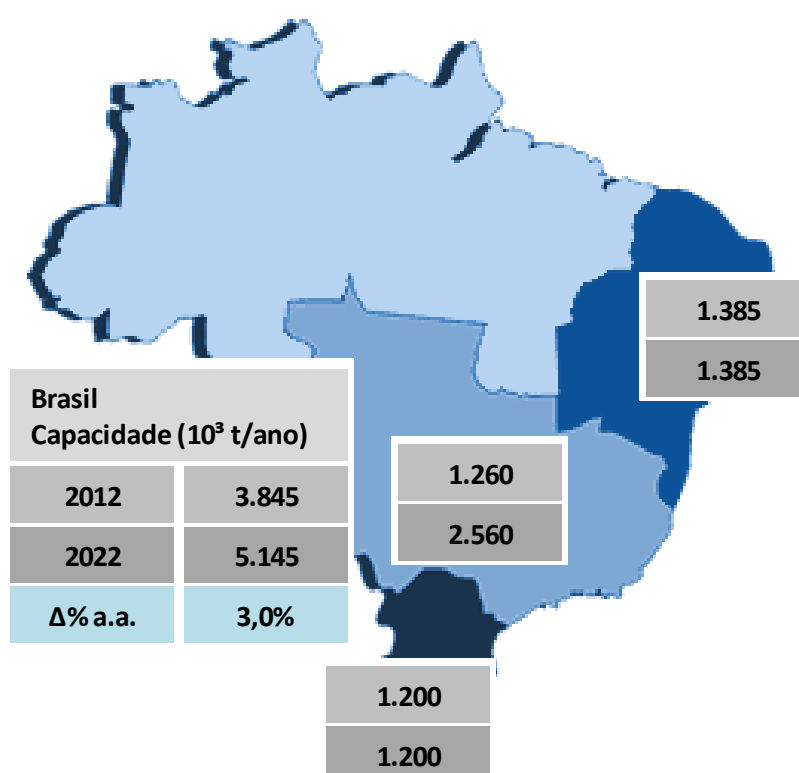
Gráfico 8. Soda: capacidade instalada e demanda interna, 2012-2022 (10^3 t/ano)Gráfico 9. Cloro: capacidade instalada e demanda interna, 2012-2022 (10^3 t/ano)

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 3,8 milhões de toneladas de eteno anuais.

Na Figura 7, estão expostas as expansões previstas da capacidade instalada de produção petroquímica de eteno, por subsistema elétrico. Destaca-se por seu porte, entre os projetos de expansão considerados, o COMPERJ, localizado em Itaboraí - RJ, com entrada em operação prevista para 2020-2022.

Figura 7. Eteno (*): expansão da capacidade instalada 2012-2022 (10^3 t/ano)



(*) Capacidade instalada de produção de eteno nos polos petroquímicos a partir do petróleo (nafta ou petróleo pesado).

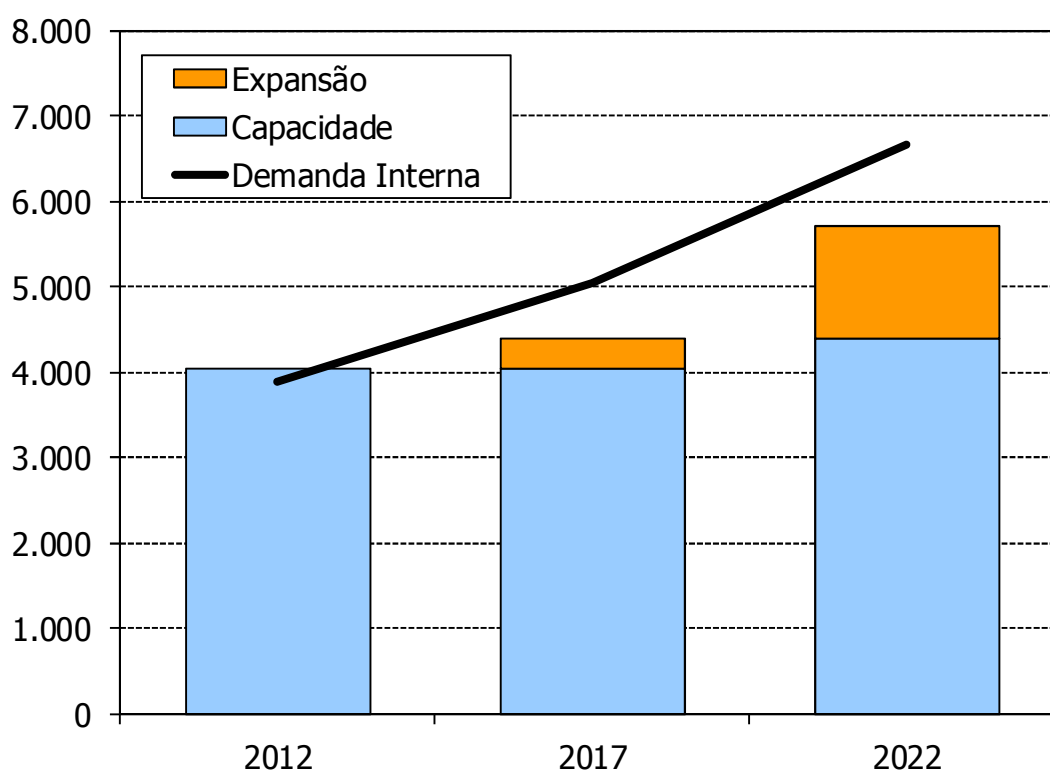
Ressalta-se, também, a importância do pólo petroquímico de Suape em Pernambuco, que foi formalmente inaugurado no início de 2007 com a operação, em fase experimental, da unidade de produção de resina PET (Poli Tereftalato de Etileno), a maior indústria deste produto no mundo, com capacidade de produção 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 será produtor de petroquímicos básicos, como o eteno.

Vale também destacar o recente desenvolvimento de projetos na área alcoolquímica, que deverá tornar-se uma importante via complementar de produção da cadeia derivada do eteno a partir de uma fonte de energia renovável, o etanol.

O Gráfico 10 mostra a evolução da capacidade instalada de eteno, incluindo o eteno de origem petroquímica e o de origem alcoolquímica, e a projeção da respectiva demanda interna, podendo observar-se que as expansões de capacidade consideradas não serão suficientes para atender o mercado interno, sendo necessário um volume crescente de importação de eteno para atender à demanda nacional no período em estudo.

Gráfico 10. Eteno (*): capacidade instalada e demanda interna, 2012-2022 (10³ t/ano)



(*) A capacidade instalada de produção de eteno contempla tanto a expansão via petroquímica quanto a expansão via alcoolquímica.

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

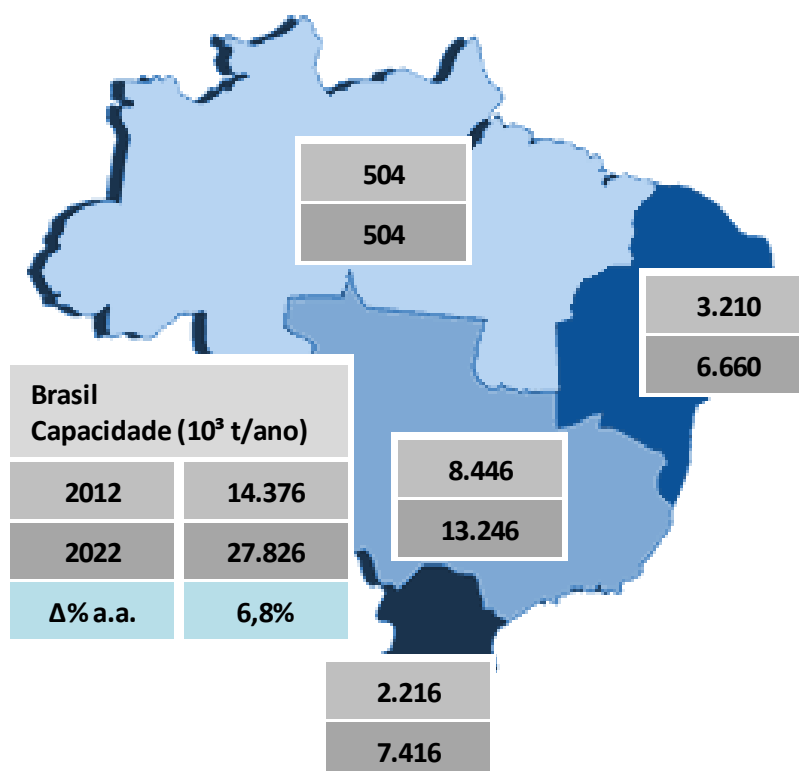
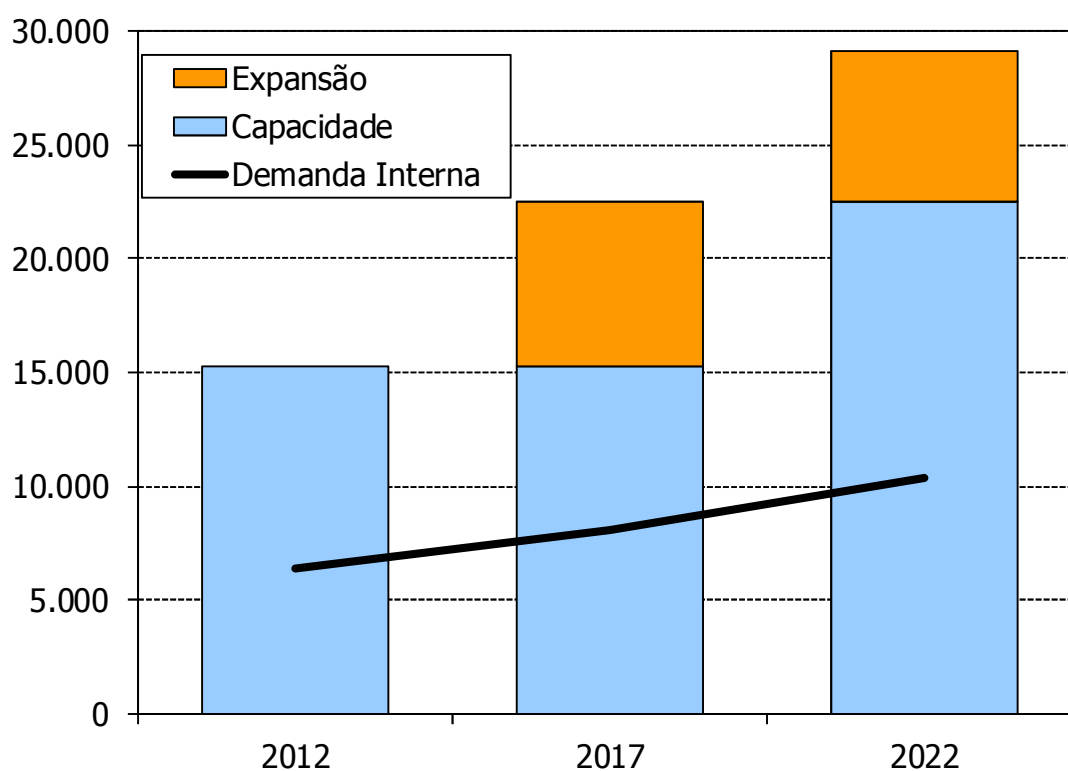
competitivas em relação à maioria dos países e que, portanto, deverá apresentar crescimento expressivo, com produção voltada não só para o mercado interno, mas principalmente para a exportação, no caso da celulose.

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.

O fechamento de várias fábricas no hemisfério norte, que já vinha ocorrendo mesmo antes da crise, e o crescimento da economia chinesa deverão estimular a expansão da produção de celulose no Brasil. Em 2010, o percentual das exportações brasileiras de celulose destinado à China, principal destino da celulose brasileira, foi de 22,3%.

A atual capacidade instalada de produção de celulose situa-se supera 15 milhões t/ano, devendo alcançar o nível de 29 milhões de toneladas em 2022. 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 2012-2022, e a evolução da demanda interna são apresentadas no Gráfico 11. As exportações variam entre 59% e 66% da produção nacional e, em volume, elas partem de um patamar de aproximadamente 9 milhões t/ano, em 2012, para algo próximo a 19 milhões t/ano, em 2022.

Figura 8. Celulose: expansão da capacidade instalada 2012-2022 (10^3 t/ano)Gráfico 11. Celulose: capacidade instalada e demanda interna, 2012-2022 (10^3 t/ano)

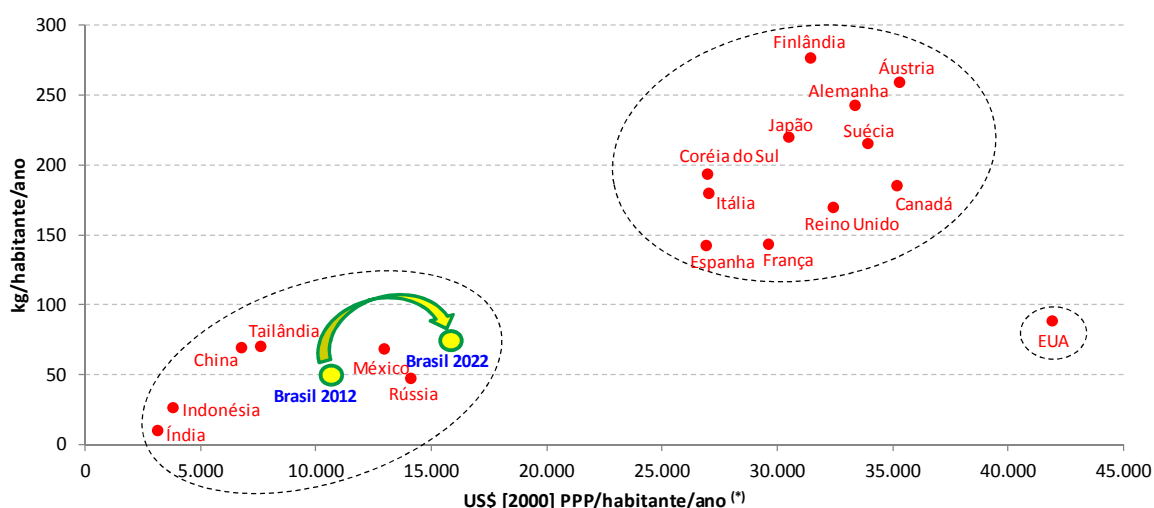
Outros segmentos industriais: papel, cimento e cobre

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, passando de pouco mais de 20% da produção atual para cerca de 17% da produção ao final do horizonte (2022).

As premissas utilizadas relativamente à demanda doméstica de papel resultam em uma expansão do atual consumo per capita, em torno de 50 kg/habitante/ano (2012), para 75 kg/habitante/ano em 2022. Conforme mostrado no Gráfico 12, ao longo do horizonte decenal o País ultrapassa o atual (2010) consumo per capita de papel da China, do México e da Tailândia, porém 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\$ [2000] PPP. Os dados são relativos ao ano de 2010 para todos os países com exceção do Brasil.

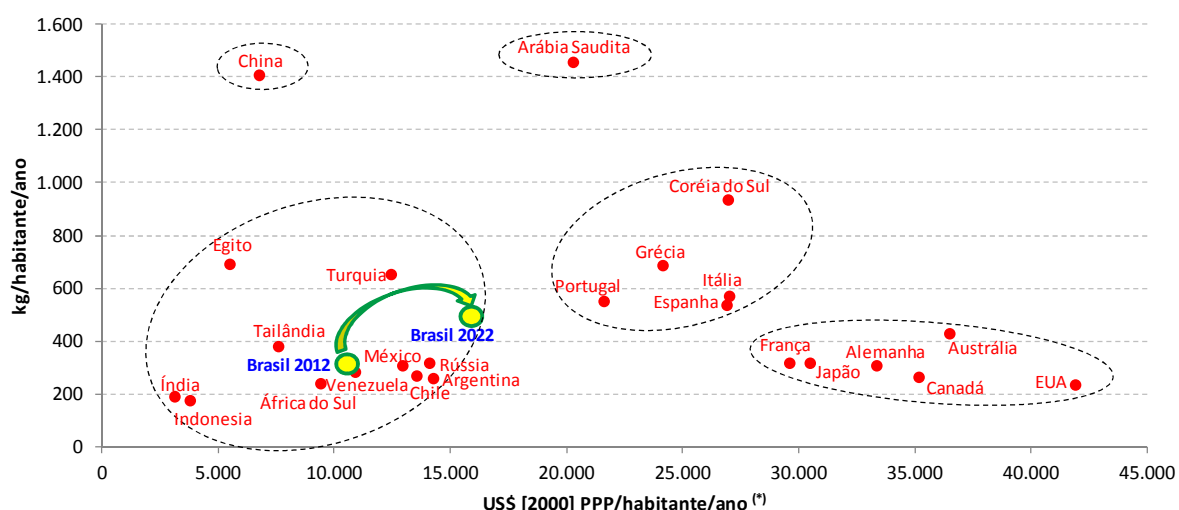
Fontes: Bureau of International Recycling e IEA, Key World Energy Statistics 2012. Elaboração EPE.

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 muito 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 311 kg/habitante/ano (2012), nível comparável aos do México e da Rússia, atingirá em torno de 499 kg/habitante/ano, em 2022, mais próximo de países como Portugal, Espanha e Itália. 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\$ [2000] PPP. Os dados são relativos ao ano de 2010 para todos os países com exceção do Brasil.

Fontes: Sindicato Nacional da Indústria do Cimento e IEA, *Key World Energy Statistics* 2012. 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.

Já se encontra em operação a mineração do Sossego, em Carajás, no Estado do Pará, onde são produzidos concentrados de cobre. O projeto Salobo também iniciou operação recentemente.

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 dos setores siderúrgico e de celulose. 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 cobre registra crescimento muito elevado uma vez que ele parte de um patamar muito baixo de produção.

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 2012-2022, está resumida na Tabela 6.

Gráfico 14. Indústrias eletrointensivas: expansão da produção física, 2012-2022

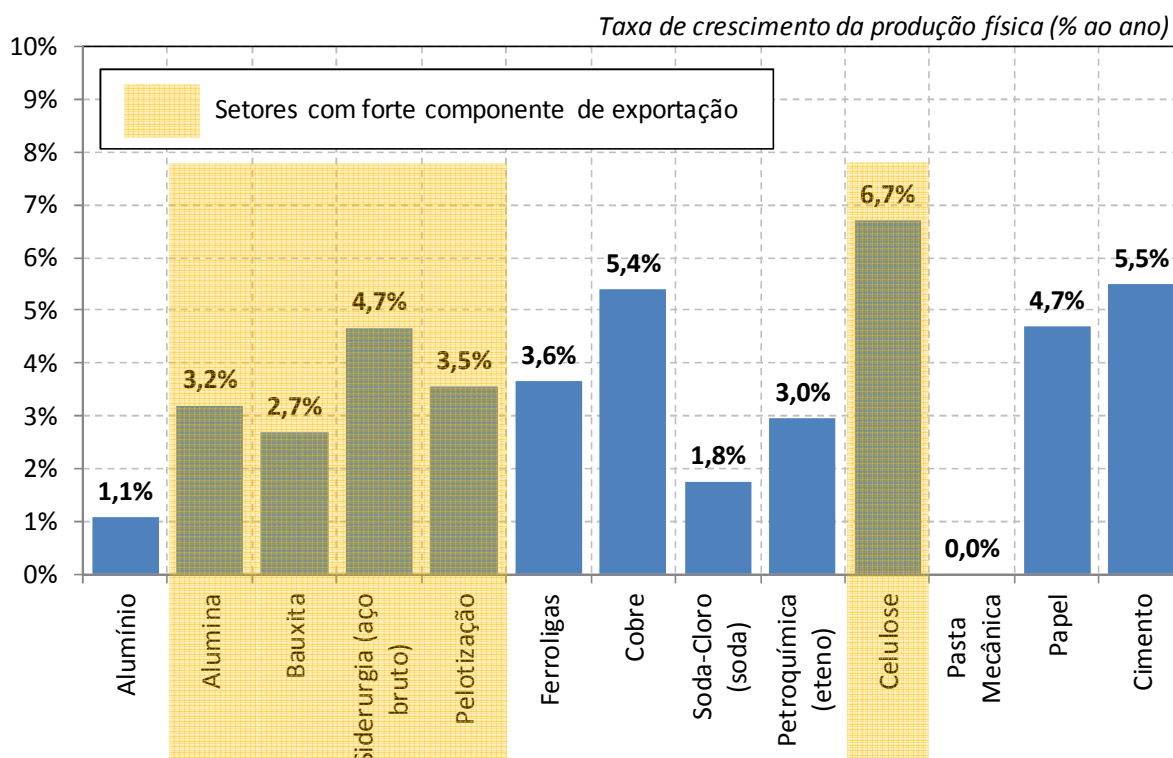


Tabela 6. Grandes consumidores industriais: produção física (10³ t/ano)

Segmento	2012*	2017	2022
Alumínio	1.489	1.582	1.659
Alumina	10.896	13.062	14.915
Bauxita	38.894	45.050	50.724
Siderurgia (aço bruto)	41.027	48.950	64.820
Pelotização	59.232	75.072	83.952
Ferroligas	1.133	1.483	1.622
Cobre	298	459	503
Soda-Cloro (soda)	1.597	1.799	1.900
Petroquímica (eteno)	3.653	3.653	4.888
Celulose	14.998	22.188	28.689
Pasta Mecânica	504	504	504
Papel	10.690	13.404	16.904
Cimento	61.761	80.250	105.437

Nota: Estimativa preliminar para 2012*.

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, considerou-se consumos específicos de energia elétrica diferenciados para diferentes rotas tecnológicas de produção de aço. Conforme mencionado na seção 2.3.1, consideraram-se três grandes rotas tecnológicas: usinas integradas com coqueria própria, usinas integradas com coque adquirido de terceiros e usinas semi-integradas com aciaria elétrica. Para cada uma dessas rotas, definiu-se um consumo específico médio 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 ferroligas, 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 ferroligas, em virtude do ganho de participação das ligas mais eletrointensivas (como as ligas de níquel) no mix de ferroligas, sem que isso signifique, evidentemente, menor eficiência energética.

Com base nos 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 7, por segmento, e na Tabela 8 por subsistema elétrico.

Tabela 7. Grandes consumidores industriais: consumo total de eletricidade⁽¹⁾, por segmento (GWh)

Segmento	2012	2017	2022	2012-2022 (% ao ano)
Alumínio	21.707	22.446	23.006	0,6
Alumina	3.225	3.791	4.256	2,8
Bauxita	499	567	628	2,3
Siderurgia (aço bruto)	20.453	24.291	29.586	3,8
Pelotização	2.886	3.618	3.969	3,2
Ferroligas	9.675	13.057	14.514	4,1
Cobre	455	680	732	4,9
Soda-Cloro (soda)	4.307	4.747	4.939	1,4
Petroquímica (eteno)	6.144	6.645	9.181	4,1
Celulose	14.538	20.951	26.536	6,2
Pasta Mecânica	1.095	1.075	1.058	-0,3
Papel	8.370	10.248	12.661	4,2
Cimento	7.057	8.954	11.525	5,0
Total	100.412	121.070	142.590	3,6

(1) Inclui autoprodução.

Nota: Estimativa preliminar para 2012.

Tabela 8. Grandes consumidores industriais - Consumo total de eletricidade⁽¹⁾, por subsistema (GWh)

Subsistema	2012	2017	2022	2012-2022 (% ao ano)
Norte	18.625	21.278	24.406	2,7
Nordeste	15.693	19.009	23.034	3,9
Sudeste/Centro-Oeste	55.646	67.102	77.974	3,4
Sul	10.335	13.537	16.991	5,1
SIN	100.299	120.927	142.405	3,6
Sistemas Isolados	113	144	185	5,0
Brasil	100.412	121.070	142.590	3,6

(1) Inclui autoprodução.

Notas: (i) Estimativa preliminar para 2012; (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), apresentado na Tabela 7 e na Tabela 8, deverá ser abatida a denominada autoprodução clássica, isto é, aquela que corresponde à geração local de energia elétrica para suprimento no próprio *site* 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, em que é de se supor 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, conforme se mencionou na seção 2.3.1, 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.

No caso da indústria petroquímica, admitiu-se que praticamente toda a expansão da produção de eteno a partir de insumo petroquímico seja atendida por autoprodução, como no caso do complexo petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ).

Com base nessas premissas, os resultados relativos à projeção da autoprodução dos grandes consumidores industriais de energia elétrica, para o período 2012-2022 por subsistema elétrico e por segmento industrial, estão apresentados, respectivamente, na Tabela 9 e na Tabela 10.

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

Subsistema	2012	2017	2022	2012-2022 (% ao ano)
Norte	746	753	2.213	11,5
Nordeste	5.252	7.035	9.519	6,1
Sudeste/Centro-Oeste	13.719	16.739	23.962	5,7
Sul	2.448	5.189	7.982	12,5
SIN	22.165	29.716	43.677	7,0

Nota: Estimativa preliminar para 2012.

Tabela 10. Grandes consumidores industriais - Autoprodução por segmento (GWh)

Segmento	2012	2017	2022	2012-2022 (% ao ano)
Alumínio	2.740	2.740	2.740	0,0
Alumina	383	383	383	0,0
Bauxita	0	0	0	-
Siderurgia (aço bruto)	5.205	5.205	10.167	6,9
Pelotização	542	542	542	0,0
Ferroligas	136	136	136	0,0
Cobre	0	0	0	0,0
Soda-Cloro (soda)	119	119	119	0,0
Petroquímica (eteno)	2.459	2.459	4.439	6,1
Celulose	9.732	16.145	21.730	8,4
Pasta Mecânica	7	7	7	0,0
Papel	747	1.884	3.320	16,1
Cimento	96	96	96	0,0
Total	22.165	29.716	43.677	7,0

Nota: Estimativa preliminar para 2012.

Consumo de energia elétrica na rede

Conjugando os resultados da Tabela 7 e da Tabela 8 com os da Tabela 9 e da Tabela 10, obtém-se o consumo de eletricidade demandado da rede elétrica pelo conjunto dos segmentos industriais grandes consumidores de energia elétrica, conforme apresentado na Tabela 11, por segmento, e na Tabela 12, por subsistema elétrico.

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

Segmento	2012	2017	2022	2012-2022 (% ao ano)
Alumínio	18.967	19.706	20.266	0,7
Alumina	2.842	3.409	3.873	3,1
Bauxita	499	567	628	2,3
Siderurgia (aço bruto)	15.248	19.086	19.420	2,4
Pelotização	2.344	3.076	3.427	3,9
Ferroligas	9.539	12.921	14.378	4,2
Cobre	455	680	732	4,9
Soda-Cloro (soda)	4.188	4.628	4.820	1,4
Petroquímica (eteno)	3.253	3.106	3.014	-0,8
Celulose	4.806	4.806	4.806	0,0
Pasta Mecânica	1.088	1.068	1.051	-0,3
Papel	7.623	8.363	9.341	2,1
Cimento	6.961	8.857	11.429	5,1
Total	77.815	90.274	97.185	2,2

Notas: (i) Estimativa preliminar para 2012; (ii) Por definição, consumo na rede não inclui autoprodução.

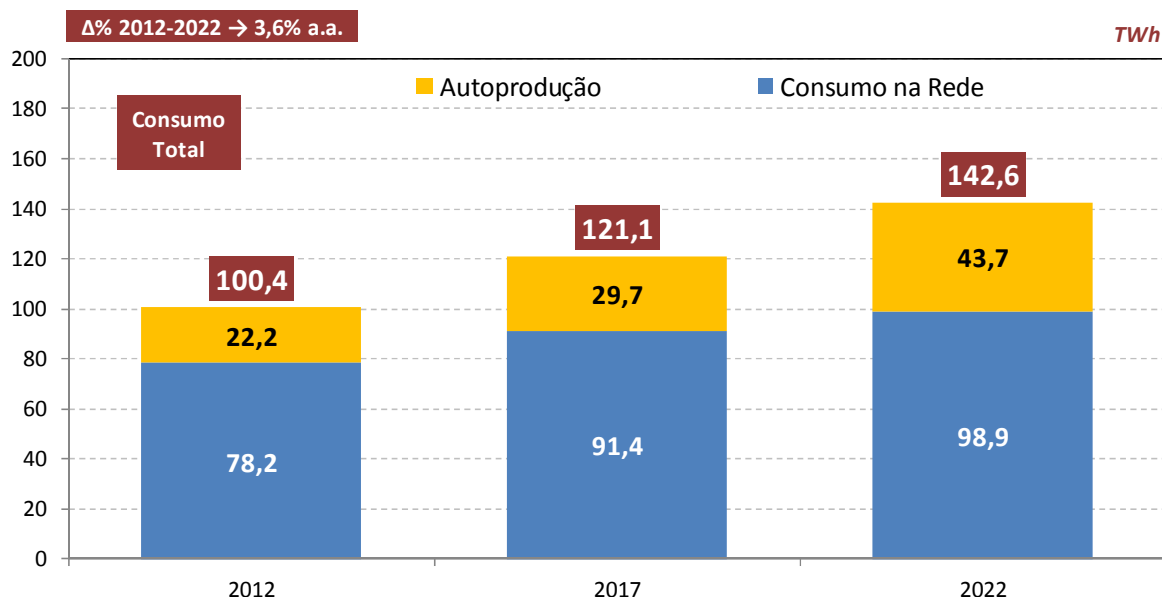
Tabela 12. Grandes consumidores industriais - Consumo de eletricidade na rede, por subsistema (GWh)

Subsistema	2012	2017	2022	2012-2022 (% ao ano)
Norte	17.880	20.525	22.193	2,2
Nordeste	10.008	10.894	11.786	1,6
Sudeste/Centro-Oeste	41.926	50.364	54.012	2,6
Sul	7.888	8.348	9.009	1,3
SIN	77.702	90.130	97.000	2,2
Sistemas Isolados	113	144	185	5,0
Brasil	77.815	90.274	97.185	2,2

Nota: Estimativa preliminar para 2012.

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 2012.

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

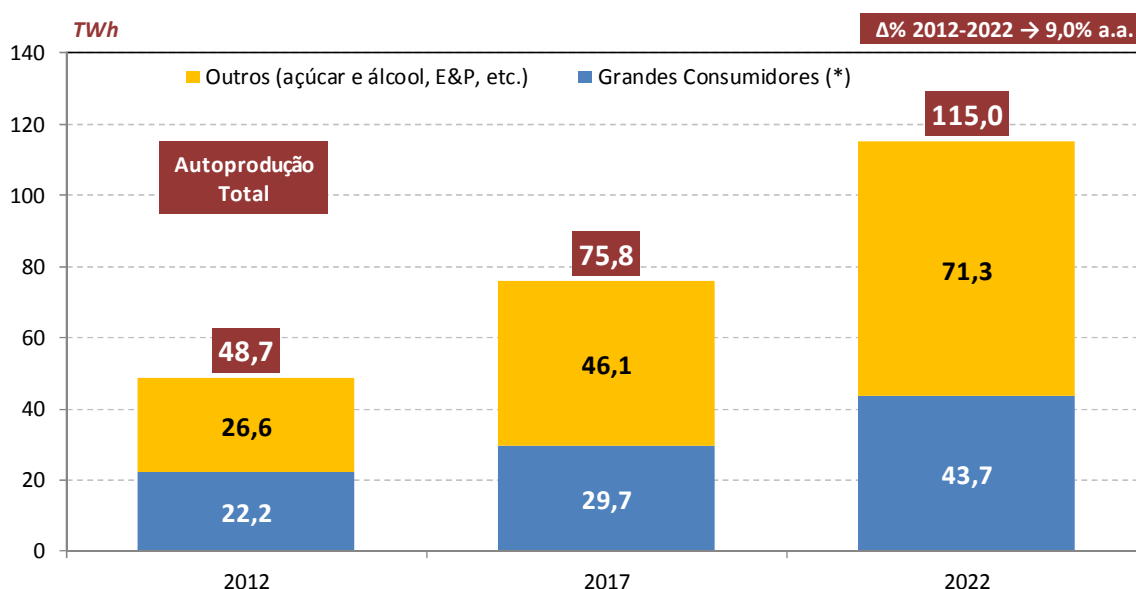
industrial. Os principais segmentos que apresentam tais características são: papel e celulose, químico e petroquímico, siderurgia, açúcar e álcool, alimentos e bebidas, e têxtil. Além disso, é expressivo o montante de autoprodução de eletricidade através da geração termoeletrica a gás natural nas plataformas *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, em torno de 9% ao ano, em média. O Gráfico 16 mostra a previsão da autoprodução para o período 2012-2022. A participação da autoprodução no consumo total de eletricidade do País passará de quase 10% (valor verificado nos últimos anos) para quase 15% ao final do horizonte.

Vale ressaltar que o montante de autoprodução contabilizado como “Outros” setores, no gráfico, tem como principais componentes a autoprodução no setor sucroalcooleiro e a autoprodução nas refinarias de petróleo e nas plataformas de extração de petróleo *off-shore*. Nessas plataformas, o combustível geralmente utilizado para a geração elétrica é o gás natural.

O montante de autoprodução em 2022, caso esse consumo fosse atendido pelo sistema elétrico, equivaleria a uma carga da ordem de 13 GW médio, o que representa mais do que a energia assegurada da usina hidroelétrica de Itaipu.

Gráfico 16. Autoprodução de eletricidade, 2012-2022 (TWh)



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

Nota: Estimativa preliminar para 2012.

A autoprodução dos “Outros” segmentos 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 é correlacionada com as premissas sobre os respectivos níveis de atividade. 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.

Vale, ainda, ressaltar que a autoprodução de “Outros” segmentos inclui uma parcela relativa à geração distribuída resultante de geração solar fotovoltaica. De fato, no contexto da geração distribuída, a expectativa de inserção da fonte solar fotovoltaica é de 364 GWh em 2017 e de 1.919 GWh em 2022, o que equivale a 219 MW médio neste último ano. Este cenário leva em consideração o desenvolvimento de uma política fomentadora capaz de estimular a sua competitividade, bem como a manutenção das perspectivas internacionais de redução dos custos de investimento⁸ no horizonte analisado.

2.5 Eficiência energética

A projeção da demanda de energia elétrica elaborada neste estudo contemplou ganhos de eficiência energética, ao longo do período 2012-2022, que montam a 5,7% 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) em torno de 6,4 GW médio, isto é, aproximadamente igual à soma das energias asseguradas das usinas hidroelétricas de Tucuruí e Xingó.

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

⁸ A redução de custos seguiu os valores projetados pela Agência Internacional de Energia (IEA) no documento Energy Technology Perspectives 2012 - Pathways to a Clean Energy System.

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.

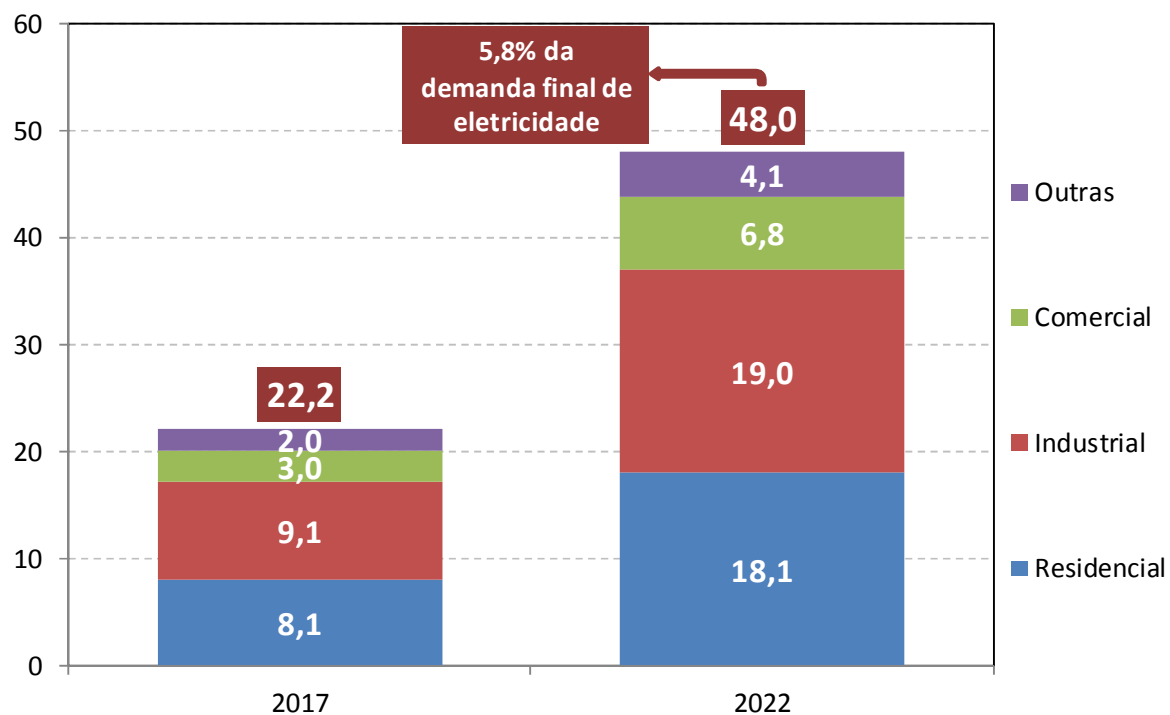
Ademais, é importante ressaltar que foi considerada uma efficientização adicional, por conta do esperado banimento das lâmpadas incandescentes que ocorrerá no horizonte em análise, em função da exigência de altos índices de eficiência energética para lâmpadas incandescentes constante na Portaria Interministerial 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 13 mostra os percentuais de redução do consumo por classe. Os montantes de ganho de eficiência alcançados, por classe de consumo, são ilustrados no Gráfico 17.

Tabela 13. Eficiência. Percentual de redução do consumo por classe (%)

Classe	2017	2022
Residencial	5,3%	9,2%
Industrial	3,0%	4,9%
Comercial	2,8%	4,7%
Outras	2,5%	4,1%
Total	3,4%	5,8%

Gráfico 17. Ganhos de eficiência (TWh)



Nota: Considera eficiência autônoma e induzida. O ganho de eficiência refere-se ao ganho acumulado a partir de 2012, expresso como percentual do consumo em cada ano.

3. CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1 O consumo na rede em 2012

A estimativa do consumo de energia elétrica na rede, para o ano de 2012, por classe de consumo e por subsistema, é apresentada na Tabela 14 e na Tabela 15, respectivamente. Observa-se que o consumo industrial na rede deverá fechar o ano com crescimento próximo de zero. A estimativa do consumo para 2012 foi elaborada com base no consumo verificado até o mês de outubro.

Tabela 14. Brasil - Consumo de energia elétrica na rede 2011-2012, por classe (GWh)

Classe	2011	2012	Δ%
Residencial	111.971	117.012	4,5
Industrial	183.576	183.824	0,1
Comercial	73.482	78.805	7,2
Outras	64.006	67.866	6,0
Total	433.034	447.506	3,3

Nota: Estimativa preliminar para 2012.

Tabela 15. Brasil - Consumo de energia elétrica na rede 2011-2012, por subsistema (GWh)

Subsistema	2011	2012	Δ%
Norte	29.897	29.475	-1,4
Nordeste	59.847	63.808	6,6
Sudeste/CO	261.613	268.798	2,7
Sul	74.470	77.644	4,3
SIN	425.826	439.726	3,3
Isolado	7.207	7.780	8,0
Brasil	433.034	447.506	3,3

Notas: (i) Considera a interligação dos sistemas isolados Acre-Rondônia ao subsistema Sudeste/CO;

(ii) Estimativa preliminar para 2012.

3.2 Projeção do consumo [2013-2022]

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 2013-2022, levou em consideração as indicações do acompanhamento e da análise do mercado e da conjuntura econômica e energética para 2012, discutidos nas seções precedentes, bem como o cenário macroeconômico para o horizonte 2022 (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 2013-2022.

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 16 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 um pouco superior à unidade (1,06) para um crescimento do PIB de 4,5% ao ano em média e, no segundo período, a elasticidade é inferior à unidade (0,93), resultando uma elasticidade-renda nos 10 anos de 0,99. Dessa forma, a intensidade elétrica da economia aumenta ligeiramente nos primeiros cinco anos, mas depois decai e, no final do horizonte decenal, fica praticamente igual ao valor inicial de 2012.

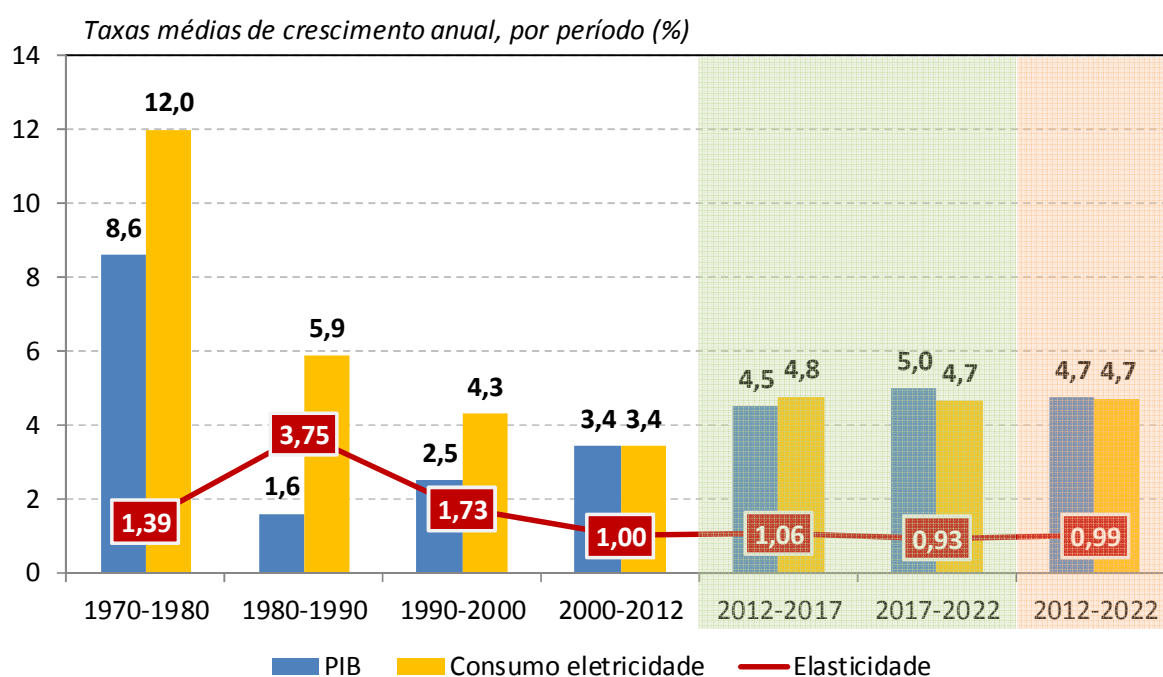
Por sua vez, o Gráfico 18 compara a evolução histórica da elasticidade com a sua projeção para o horizonte 2022, mostrando a continuação da tendência declinante desse indicador verificada no período 1980-2012.

Tabela 16. Brasil - Elasticidade-renda do consumo de energia elétrica

Ano	Consumo (TWh)	PIB (10 ⁹ R\$ 2010)	Intensidade (kWh/R\$ 2010)
2012	496	3.870	0,128
2017	627	4.822	0,130
2022	787	6.155	0,128
Período	Consumo (Δ% a.a.)	PIB (Δ% a.a.)	Elasticidade
2012-2017	4,8	4,5	1,06
2017-2022	4,7	5,0	0,93
2012-2022	4,7	4,7	0,99

Notas: (i) O consumo de energia elétrica inclui autoprodução; (ii) Para 2012, consideradas estimativas preliminares do PIB e do consumo de energia elétrica.

Gráfico 18. Evolução da elasticidade-renda do consumo de eletricidade (*)

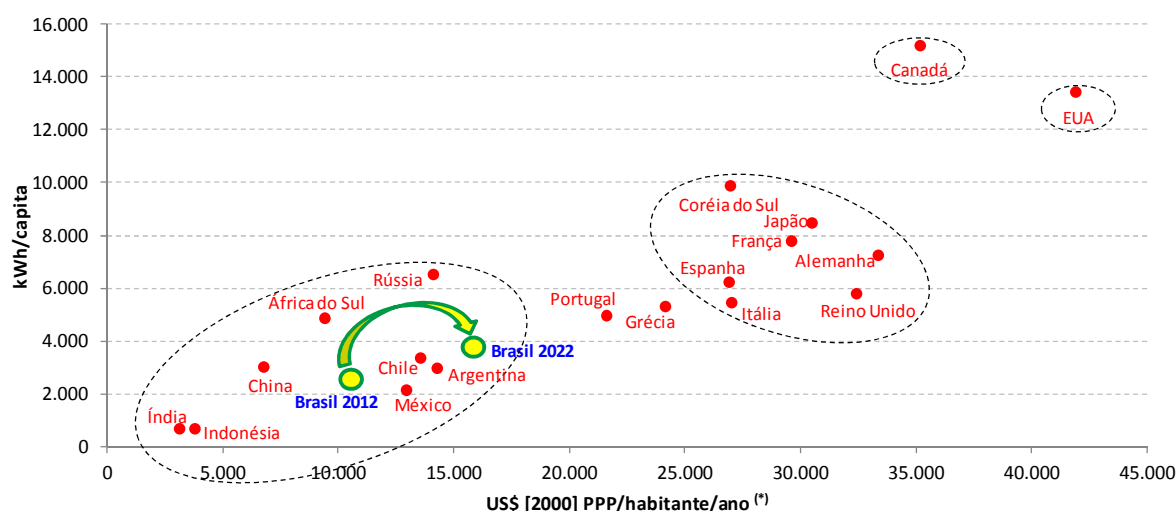


(*) Inclui autoprodução.

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 um 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 19 e no Gráfico 20, onde se compara a situação do Brasil nos anos de 2012 e 2022 com a posição atual (2010) de um conjunto de países selecionados.

Conforme se pode ver nos 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 da China, do México e da Argentina. Contudo, a intensidade elétrica da economia brasileira é significativamente inferior às chinesa e argentina, além de pouco superior à mexicana. Ao longo do período 2012-2022, o Brasil evolui no sentido de um maior consumo de eletricidade per capita, ultrapassando esses países, além do Chile (de 2010) ao final do horizonte.

Gráfico 19. Consumo de eletricidade per capita versus PIB per capita



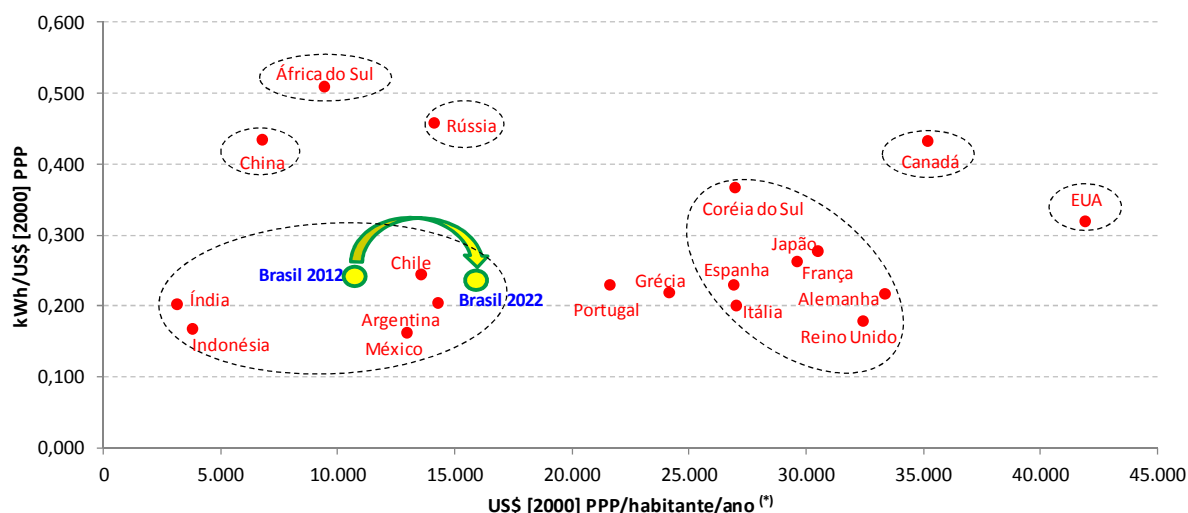
(*) PIB per capita referenciado a US\$ [2000] PPP (*Power Purchase Parity*). Os dados são relativos ao ano de 2010 para todos os países com exceção do Brasil.

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

Fonte: IEA, 2012: *Key World Energy Statistics 2012*. Elaboração EPE.

Por sua vez, o Gráfico 20 mostra que, apesar do aumento do consumo per capita de eletricidade, ao longo do período, a intensidade elétrica da economia se mantém quase constante ao longo do decênio.

Gráfico 20. Intensidade elétrica versus PIB per capita



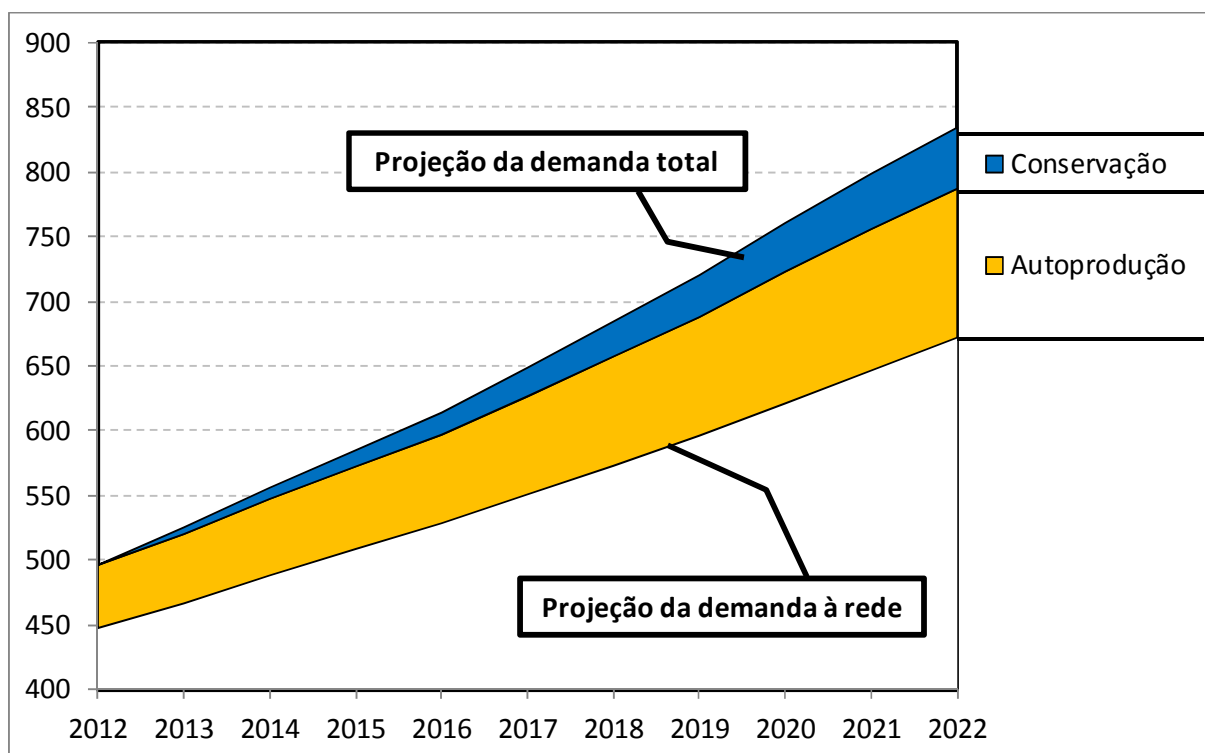
(*) PIB per capita referenciado a US\$ [2000] PPP (*Power Purchase Parity*). Os dados são relativos ao ano de 2010 para todos os países com exceção do Brasil.

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

Fonte: IEA, 2012: *Key World Energy Statistics 2012*. Elaboração EPE.

O Gráfico 21 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 (2012), 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 2012.

Gráfico 21. Projeção da demanda total de eletricidade (TWh)



Na sequência desta seção, serão apresentados os resultados detalhados relativos à projeção do consumo de energia elétrica na rede do Sistema Elétrico Brasileiro.

A classe comercial é a que apresenta maior crescimento no período 2012-2022, de 5,8% ao ano, seguida da classe residencial (4,3% ao ano) e da classe industrial (3,4% ao ano). Ressalte-se, porém, que enquanto o consumo industrial na rede cresce em média 3,4% ao ano, a autoprodução aumenta a um ritmo de 9,0% ao ano (seção 2.4), fazendo com que o consumo industrial total de eletricidade cresça, em média, a 4,8% ao ano.

Conforme se pode observar no Gráfico 22, alguns movimentos registrados nos últimos anos deverão continuar e, mesmo, se aprofundar nos próximos 10 anos. É assim que o consumo comercial continuará ganhando participação no consumo total na rede e as demais classes de consumo registram perda de participação no período 2012-2022, que é mais acentuada no conjunto das chamadas outras classes de consumo. O Gráfico 23 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 22. Brasil. Estrutura do consumo de eletricidade na rede, por classe (%)

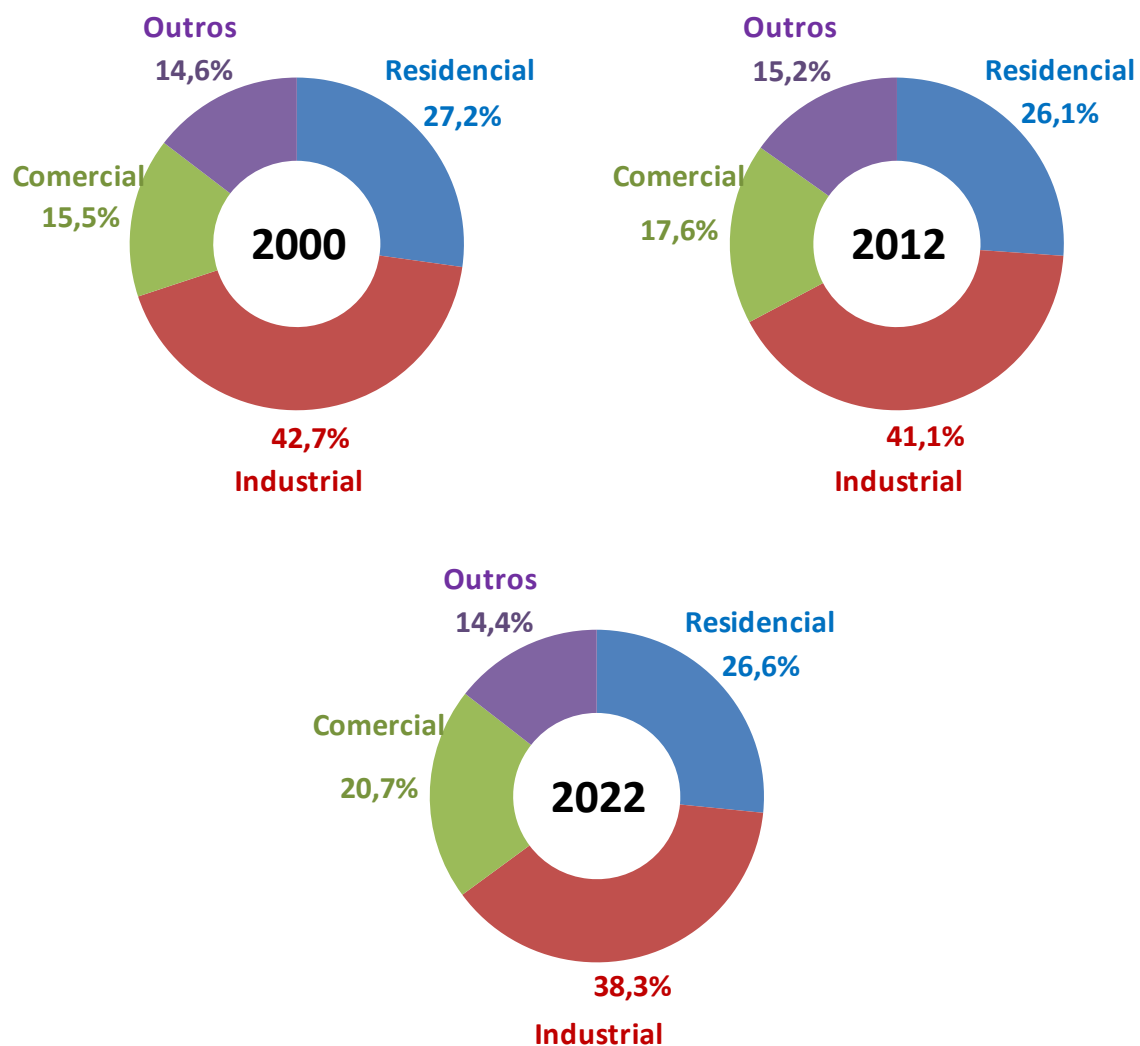
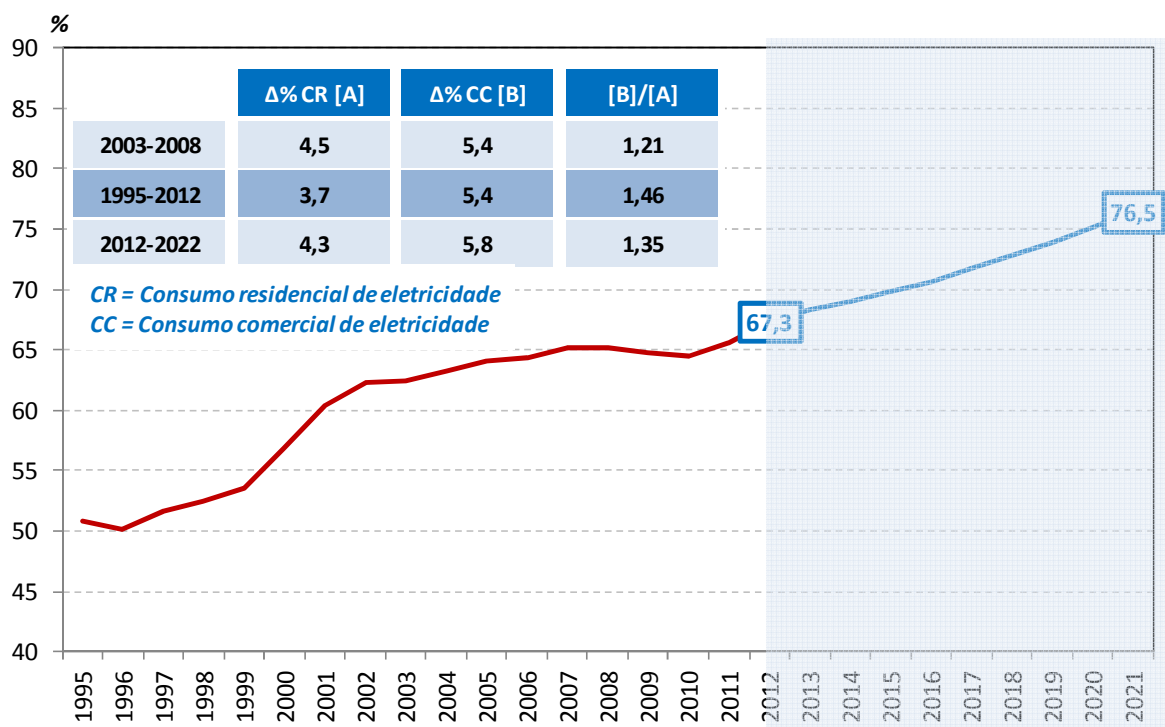


Gráfico 23. Brasil. Relação: consumo comercial/consumo residencial (%)



A evolução do consumo residencial de eletricidade no Brasil, com expansão média anual de 4,3% no período 2012-2022, pode ser vista como o efeito combinado de um crescimento médio de 2,4% ao ano do número de consumidores (Gráfico 24) e de um consumo por consumidor expandindo a um ritmo de 1,9% ao ano, conforme ilustrado no Gráfico 25. Pode observar-se, 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 2018. O consumo por consumidor residencial no Brasil, ao final do horizonte (2022), deverá situar-se em torno de 191 kWh/mês.

Gráfico 24. Brasil - Número de consumidores (ligações) residenciais

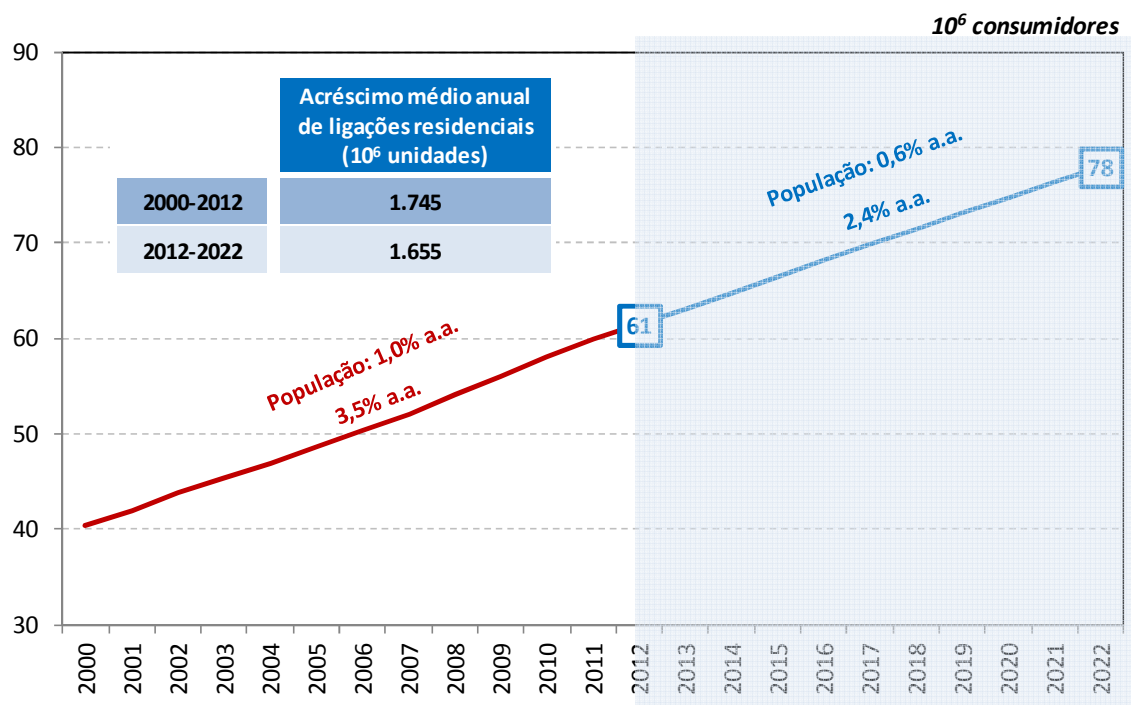
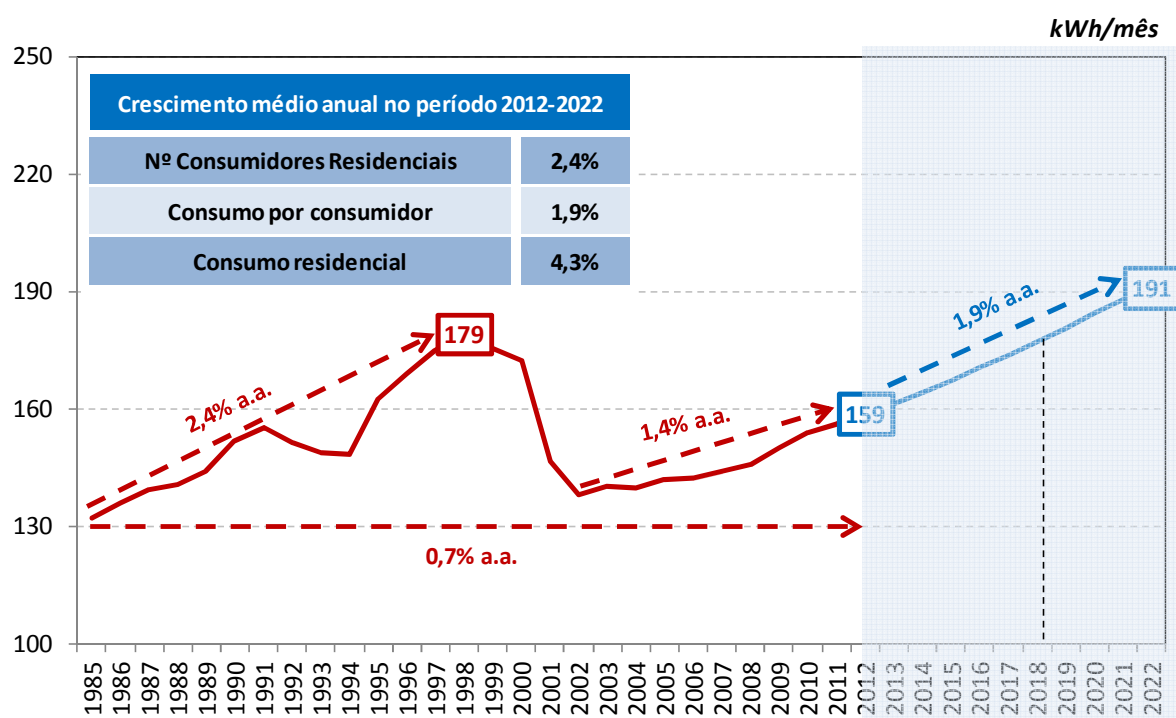


Gráfico 25. Brasil - Consumo médio por consumidor residencial (kWh/mês)



Na Tabela 17, apresenta-se a projeção do consumo de energia elétrica na rede, para o Brasil, desagregado por classe de consumo, e as Tabelas 18 a 22 resumem a previsão do consumo por subsistema elétrico interligado do SIN.

A análise por subsistema mostra que o maior crescimento do consumo de energia elétrica se verifica no subsistema Norte, sobretudo por efeito da interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus, prevista para julho de 2013, e do sistema Boavista, prevista para fevereiro de 2015. Este último tem impacto relativamente pequeno, dado o montante do seu consumo. Desconsiderando-se as interligações, o crescimento médio anual do consumo no subsistema Norte, no período 2012-2022, seria de 3,6% em lugar de 6,2%.

Tabela 17. Brasil. Consumo de eletricidade na rede (GWh)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2012	117.012	183.824	78.805	67.866	447.506
2013	121.890	190.914	83.230	70.527	466.561
2014	127.545	199.593	88.028	73.074	488.240
2015	133.347	206.465	93.117	75.715	508.644
2016	139.319	212.315	98.505	78.461	528.600
2017	145.528	219.556	104.387	81.335	550.806
2018	151.904	226.109	110.615	84.305	572.932
2019	158.436	233.231	117.200	87.371	596.239
2020	165.132	241.340	124.166	90.538	621.175
2021	171.803	249.748	131.351	93.696	646.598
2022	178.659	257.397	138.979	96.974	672.008
Variação (% ao ano)					
2012-2017	4,5	3,6	5,8	3,7	4,2
2017-2022	4,2	3,2	5,9	3,6	4,1
2012-2022	4,3	3,4	5,8	3,6	4,1

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

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2012	5.104	18.947	2.732	2.692	29.475
2013	6.315	20.275	3.660	3.326	33.576
2014	7.658	22.947	4.634	3.986	39.224
2015	8.459	23.706	5.130	4.320	41.614
2016	8.976	23.974	5.490	4.539	42.979
2017	9.477	24.390	5.867	4.764	44.498
2018	9.998	24.755	6.266	4.999	46.018
2019	10.530	25.727	6.685	5.244	48.186
2020	11.082	26.709	7.130	5.501	50.421
2021	11.643	27.046	7.594	5.764	52.047
2022	12.226	27.467	8.087	6.039	53.819
Variação (% ao ano)					
2012-2017	13,2	5,2	16,5	12,1	8,6
2017-2022	5,2	2,4	6,6	4,9	3,9
2012-2022	9,1	3,8	11,5	8,4	6,2

Nota: Considera a interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus a partir de junho de 2013 e a interligação do sistema Boavista a partir de fevereiro de 2015.

Tabela 19. Subsistema Nordeste. Consumo de eletricidade na rede (GWh)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2012	19.059	21.472	10.691	12.586	63.808
2013	19.973	22.281	11.310	13.100	66.664
2014	21.057	22.968	12.066	13.651	69.742
2015	22.179	23.505	12.872	14.223	72.780
2016	23.339	24.189	13.733	14.817	76.078
2017	24.559	25.237	14.689	15.419	79.904
2018	25.818	26.171	15.711	16.043	83.743
2019	27.117	26.861	16.802	16.689	87.469
2020	28.456	27.560	17.966	17.358	91.340
2021	29.800	28.667	19.182	18.029	95.677
2022	31.186	29.720	20.483	18.726	100.115
Variação (% ao ano)					
2012-2017	5,2	3,3	6,6	4,1	4,6
2017-2022	4,9	3,3	6,9	4,0	4,6
2012-2022	5,0	3,3	6,7	4,1	4,6

Tabela 20. Subsistema Sudeste/CO. Consumo de eletricidade na rede (GWh)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2012	71.712	110.274	50.119	36.693	268.798
2013	74.319	115.340	52.720	38.247	280.626
2014	77.586	120.583	55.640	39.568	293.377
2015	80.936	125.138	58.723	40.931	305.729
2016	84.371	128.939	61.978	42.336	317.624
2017	87.983	133.494	65.555	43.817	330.850
2018	91.686	137.474	69.336	45.345	343.841
2019	95.480	141.605	73.329	46.919	357.333
2020	99.361	146.649	77.544	48.540	372.094
2021	103.216	152.208	81.877	50.150	387.451
2022	107.174	156.914	86.468	51.817	402.373
Variação (% ao ano)					
2012-2017	4,2	3,9	5,5	3,6	4,2
2017-2022	4,0	3,3	5,7	3,4	4,0
2012-2022	4,1	3,6	5,6	3,5	4,1

Tabela 21. Subsistema Sul. Consumo de eletricidade na rede (GWh)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2012	18.540	31.189	13.613	14.302	77.644
2013	19.341	31.980	14.332	14.757	80.411
2014	20.132	32.994	15.127	15.236	83.489
2015	20.940	34.051	15.967	15.730	86.688
2016	21.765	35.152	16.856	16.239	90.011
2017	22.596	36.375	17.801	16.774	93.545
2018	23.444	37.650	18.798	17.325	97.218
2019	24.307	38.981	19.852	17.893	101.033
2020	25.185	40.369	20.964	18.478	104.996
2021	26.048	41.777	22.106	19.057	108.989
2022	26.930	43.252	23.317	19.657	113.156
Variação (% ao ano)					
2012-2017	4,0	3,1	5,5	3,2	3,8
2017-2022	3,6	3,5	5,5	3,2	3,9
2012-2022	3,8	3,3	5,5	3,2	3,8

Tabela 22. Sistema Interligado Nacional. Consumo de eletricidade na rede (GWh)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2012	114.416	181.882	77.155	66.273	439.726
2013	119.948	189.876	82.022	69.430	461.276
2014	126.432	199.493	87.467	72.441	485.832
2015	132.513	206.401	92.693	75.204	506.811
2016	138.451	212.253	98.057	77.931	526.692
2017	144.616	219.496	103.911	80.774	548.797
2018	150.947	226.050	110.111	83.712	570.819
2019	157.434	233.175	116.668	86.745	594.022
2020	164.083	241.286	123.604	89.877	618.851
2021	170.708	249.698	130.759	92.999	644.165
2022	177.515	257.353	138.356	96.240	669.463
Variação (% ao ano)					
2012-2017	4,8	3,8	6,1	4,0	4,5
2017-2022	4,2	3,2	5,9	3,6	4,1
2012-2022	4,5	3,5	6,0	3,8	4,3

Nota: Considera a interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus, a partir de junho de 2013, e do sistema Boavista, a partir de fevereiro de 2015, ao subsistema Norte.

(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)⁹

Neste capítulo, apresenta-se a projeção da carga de energia do SIN para o horizonte 2022, 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

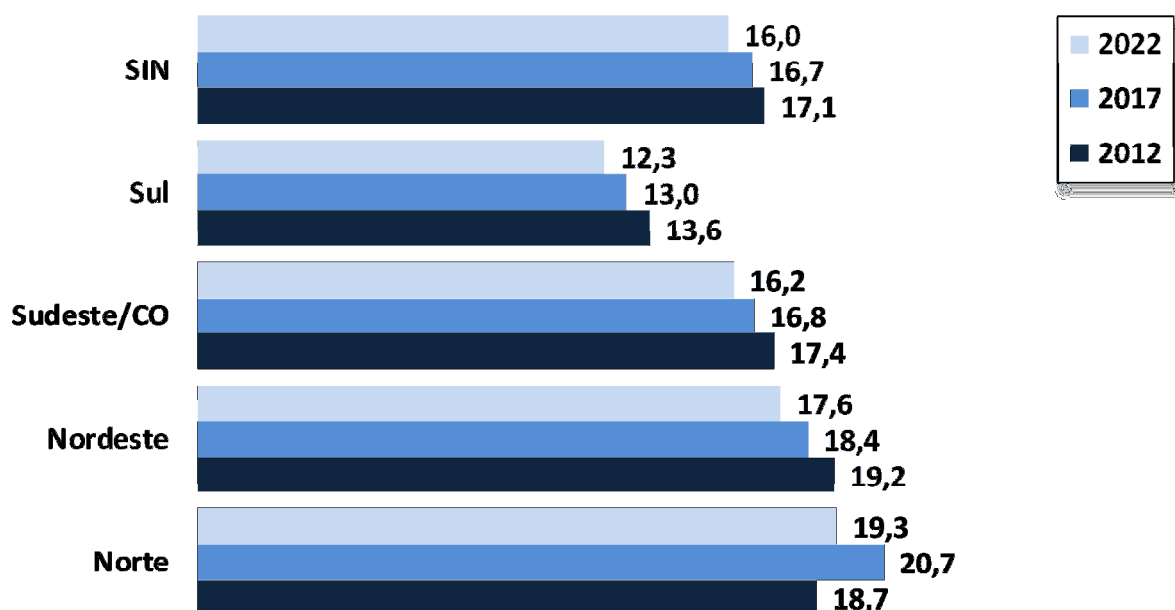
A metodologia de projeção do mercado de eletricidade tem como ponto de partida a análise do uso final da energia. Parte, portanto, da análise do consumo, utilizando, como base, dados de consumo medido para faturamento. Para compor a carga de energia, afinal a solicitação do sistema de geração e transmissão, devem ser consideradas, em adição, as 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 respectivo subsistema interligado, como é o caso da interligação ao subsistema Norte do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus, prevista para junho de 2013. De fato, a interligação desse sistema, pelo seu porte, deverá ocasionar temporariamente um significativo aumento no índice de perdas do subsistema Norte, conforme se pode ver no Gráfico 26.

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.

⁹ 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 26. SIN e subsistemas. Índice de perdas (%)



Nota: considera a interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus, ao subsistema Norte, em junho de 2013 e a interligação do sistema Boavista em fevereiro de 2015.

4.2 A carga de energia em 2012

A previsão da carga de energia no SIN para o ano de 2012 é de 60.395 MWmédio, representando uma expansão de 3,8% sobre 2011, ou um acréscimo de 2.218 MWmédio.

Essa previsão foi resultado da carga verificada até outubro e da estimativa do Programa Mensal de Operação (PMO) para a carga de novembro e dezembro, por subsistema do SIN.

A estimativa da carga de energia para 2012, por subsistema, está resumida na Tabela 23.

Tabela 23. SIN - Carga de energia 2011-2012, por subsistema (MWmédio)

Subsistema	2011	2012	Δ%
Norte	4.069	4.126	1,4
Nordeste	8.412	8.992	6,9
Sudeste/CO	35.938	37.041	3,1
Sul	9.757	10.235	4,9
SIN	58.177	60.395	3,8

Notas: (i) Estimativa preliminar para 2012.

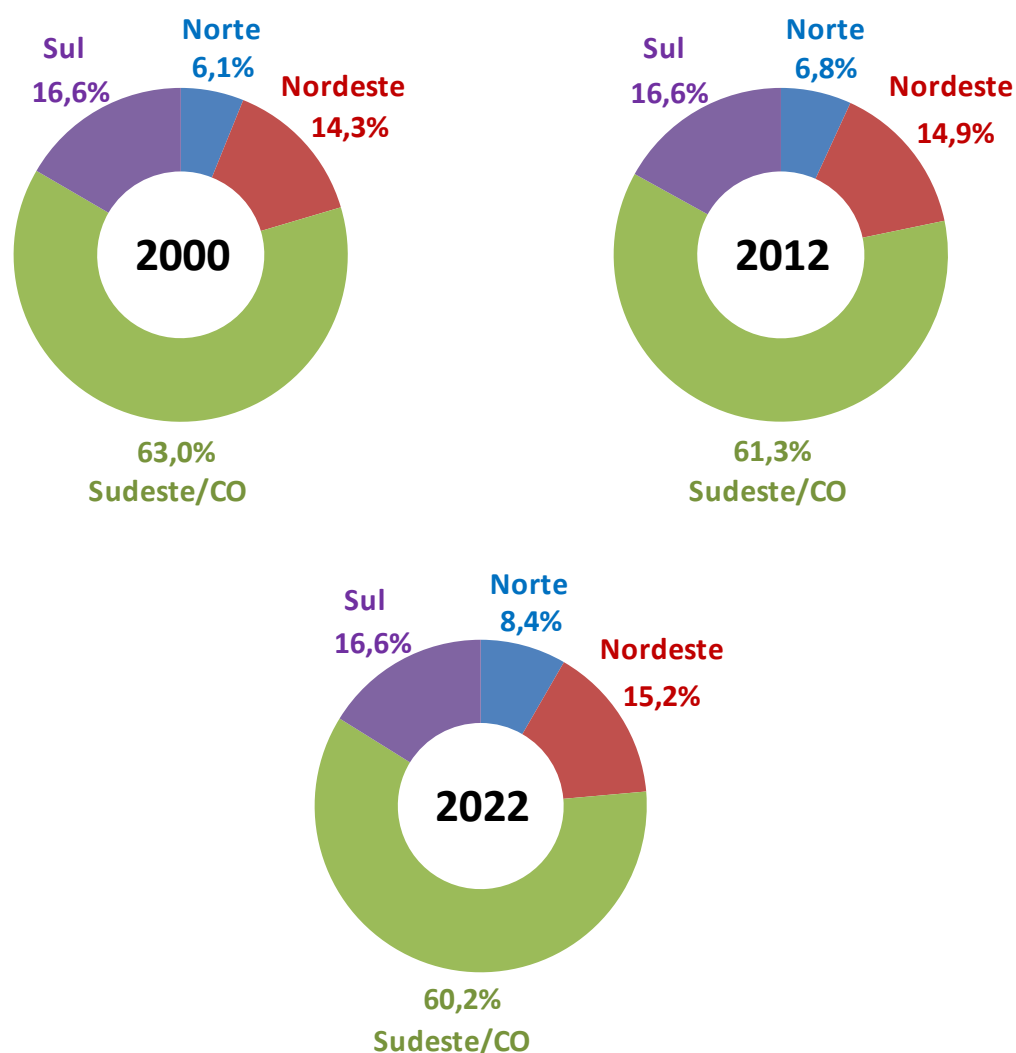
Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

4.3 Projeção da carga de energia [2012-2022]

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).

Conforme se pode ver no Gráfico 27, o subsistema Norte apresenta expressivo aumento de participação na carga do SIN, de 1,5 pontos percentuais no período 2012-2022, em grande parte por influência da interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus. O subsistema Nordeste também apresenta pequeno ganho de participação, enquanto os subsistemas Sudeste/CO e Sul perdem participação na carga total do SIN.

Gráfico 27. SIN. Carga de energia. Estrutura por subsistema (%)



O resultado da previsão da carga de energia encontra-se resumido na Tabela 24. A Tabela 25 mostra os acréscimos anuais de carga por subsistema. O subsistema Norte apresenta

acréscimos importantes em 2013 e 2014, próximos a 800 MW médio em cada ano, por conta principalmente da interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus.

Tabela 24. SIN e Subsistemas: carga de energia (MW médio)

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	SIN
2012	4.126	8.992	37.041	10.235	60.395
2013	4.935	9.402	38.740	10.612	63.688
2014	5.727	9.816	40.438	11.000	66.982
2015	6.044	10.223	42.075	11.404	69.747
2016	6.212	10.666	43.645	11.823	72.345
2017	6.407	11.180	45.394	12.268	75.248
2018	6.601	11.694	47.105	12.729	78.129
2019	6.886	12.190	48.880	13.208	81.164
2020	7.178	12.704	50.823	13.705	84.411
2021	7.386	13.281	52.842	14.204	87.714
2022	7.613	13.870	54.796	14.724	91.003
Variação (% ao ano)					
2012-2017	9,2	4,5	4,2	3,7	4,5
2017-2022	3,5	4,4	3,8	3,7	3,9
2012-2022	6,3	4,4	4,0	3,7	4,2

Nota: Considera a interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus, ao subsistema Norte, a partir de junho de 2013, e a interligação do sistema Boavista em fevereiro de 2015.

Tabela 25. SIN e Subsistemas: acréscimos anuais da carga de energia (MW médio)

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	SIN
2012	58	580	1.103	477	2.218
2013	808	409	1.699	377	3.294
2014	793	414	1.698	389	3.294
2015	316	407	1.638	404	2.765
2016	168	442	1.570	419	2.599
2017	195	514	1.749	445	2.903
2018	194	514	1.711	462	2.881
2019	285	496	1.775	479	3.035
2020	292	514	1.943	497	3.247
2021	208	577	2.019	499	3.303
2022	227	589	1.954	520	3.289

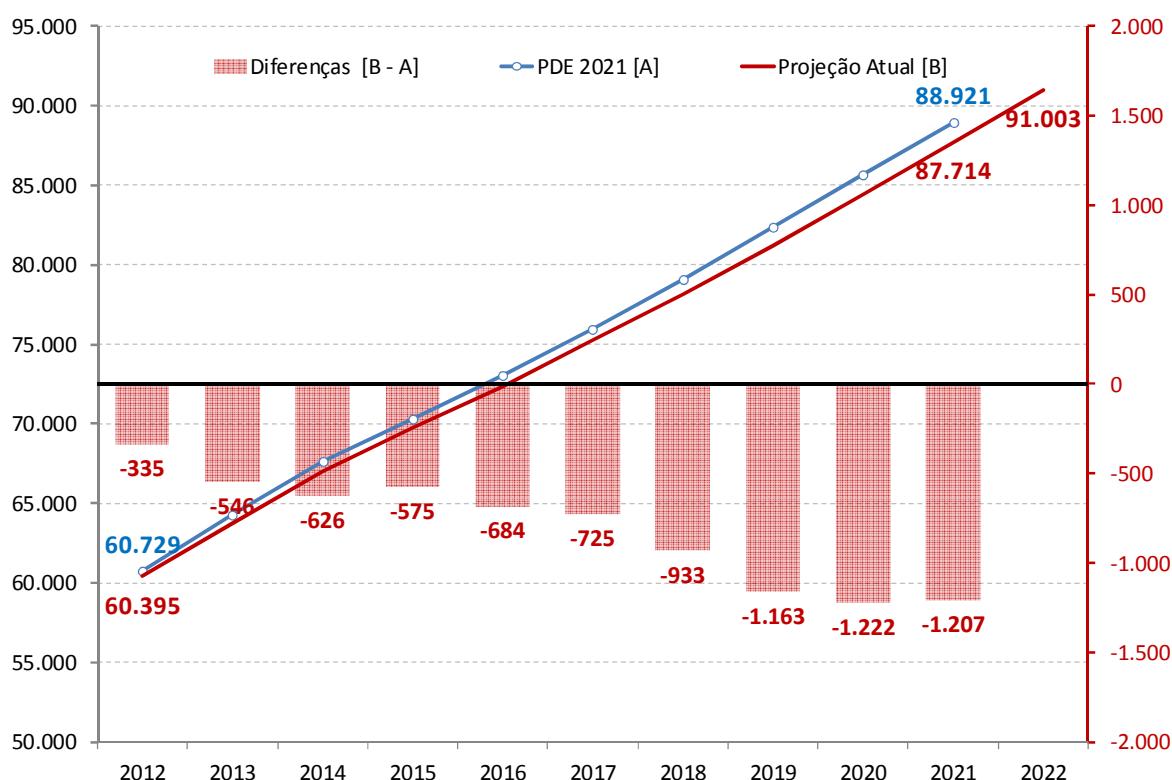
Nota: Considera a interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus, ao subsistema Norte, a partir de junho de 2013, e a interligação do sistema Boavista em fevereiro de 2015.

4.4 Comparação com o PDE 2021

A estimativa atual para 2012 é de uma carga de energia 335 MW médio inferior à previsão do PDE 2021, em função da expansão mais modesta do que se havia previsto da economia este ano, sobretudo no que se refere à atividade industrial. A comparação, para o horizonte de 2021, da atual projeção da carga de energia no SIN com aquela do PDE 2021 está ilustrada no Gráfico 28.

Assim, a Projeção Atual situa-se entre 335 MW médio (2012) e 1.222 MW médio (2020) abaixo da previsão do PDE 2021. Ressalta-se que, à semelhança do que já havia ocorrido no PDE 2021 comparativamente ao PDE 2020, o cenário atual de expansão da indústria eletrointensiva, relativamente ao PDE 2021, sofreu nova redução, principalmente nos segmentos de siderurgia e ferroligas, mas também, embora em menor escala, no segmento de alumínio primário.

Gráfico 28. SIN. Carga de energia (MW médio) - Projeção Atual @ PDE 2021



Nota: A Projeção Atual considera a interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus ao subsistema Norte, em junho de 2013, antecipada em um mês relativamente à data considerada no PDE 2021. Além disso, a Projeção Atual considera a interligação do sistema Boavista em fevereiro de 2015, enquanto no PDE 2021 esta interligação era considerada a partir de outubro de 2014.

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 MWh médio, 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). O PDE 2021, ao contrário de previsões anteriores, já contemplou a demanda máxima (integrada ou instantânea) independente do horário de sua ocorrência. De fato, em projeções anteriores, nomeadamente no PDE 2020, considerava-se a demanda máxima no chamado “horário de ponta” do SIN. Porém, 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.

Por sua vez, as estatísticas de demanda máxima (integrada e instantânea) ainda não contemplam parcela importante da geração de usinas não despachadas (ou não programadas) centralizadamente. Encontram-se neste caso, por exemplo, usinas a biomassa, usinas eólicas e pequenas centrais hidroelétricas (PCH's). No entanto, segundo o ONS, a correspondente parcela de energia já está integralmente contemplada nas estatísticas da carga de energia, por exemplo, na energia média mensal ou anual do Sistema Interligado Nacional (SIN) e dos respectivos subsistemas. Na presente Nota Técnica, no sentido de atenuar este problema, admitiu-se, em primeira aproximação, que o bloco de tais usinas não despachadas tivesse uma curva de geração aproximadamente *flat* (geração constante ao longo do tempo, inclusive na ponta). Assim, adicionou-se à demanda máxima (integrada ou instantânea) mensal uma parcela igual à carga de energia (energia média) mensal dessas usinas não despachadas (ou não programadas).

Ressalta-se que, até alguns anos atrás, a representatividade desse tipo de usinas não despachadas (ou não programadas) centralizadamente pelo ONS era pouco significativa no contexto global do parque elétrico nacional. Contudo, principalmente ao longo dos últimos cinco anos, vem se intensificando a participação desse tipo de usinas que injetam energia na rede do SIN. Isso motivou o ONS a incorporar, a partir do ano de 2007, a parcela da energia resultante da geração dessas usinas nas estatísticas da carga de energia do SIN e dos respectivos subsistemas interligados.

Os ajustes mencionados, relativos ao conceito de demanda máxima (integrada ou instantânea), os quais vêm sendo progressivamente incorporados aos estudos da EPE e do ONS, implicam em aumento dos valores dessa demanda, no sentido de aproximá-los cada vez mais do “valor real” desse indicador. Esse fato se reflete tanto nos valores históricos da demanda máxima quanto nas respectivas previsões.

De fato, a metodologia de projeção da demanda máxima (integrada em uma hora) considera os valores dos fatores de carga anuais por subsistema do SIN (FC_s) registrados em um ano base (2012, no caso do presente estudo), $FC_s = E_s/D_s$ (FC_s = fator de carga no subsistema-s; E_s = carga de energia no subsistema-s; D_s = demanda máxima integrada no subsistema-s), assim como uma média desses fatores de carga anuais verificados nos últimos anos, e faz convergir os fatores de carga do ano base para essa média ao longo dos próximos 2 a 3 anos. Em seguida, a projeção da demanda máxima integrada mensal é feita com base em uma “sazonalidade média”, representando-se a demanda máxima de um determinado mês em P.U. da demanda máxima anual. Tais fatores mensais de “sazonalidade média” são estimados considerando-se, também, uma média dos últimos anos. Para a projeção da demanda máxima instantânea, utiliza-se a relação média histórica entre essa demanda e a demanda máxima integrada.

Em face do exposto, 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 26 apresenta a projeção da demanda máxima instantânea para o SIN e para os respectivos subsistemas e sistemas interligados.

Tabela 26. SIN e Subsistemas: demanda máxima instantânea (MW)

Ano	Subsistema				Sistema		SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	N/NE	S/SE/CO	
2012	4.749	11.472	49.292	15.657	15.958	63.989	79.017
2013	6.513	12.058	52.213	16.563	18.128	67.322	84.462
2014	6.964	12.601	54.316	17.000	19.100	69.812	87.887
2015	7.407	13.136	56.324	17.451	20.045	72.222	91.213
2016	7.608	13.704	58.427	18.092	20.794	74.908	94.610
2017	7.852	14.365	60.770	18.773	21.676	77.868	98.410
2018	8.096	15.026	63.063	19.479	22.556	80.805	102.185
2019	8.448	15.663	65.440	20.212	23.521	83.850	106.151
2020	8.810	16.324	68.044	20.972	24.517	87.144	110.394
2021	9.073	17.066	70.748	21.736	25.495	90.540	114.719
2022	9.359	17.822	73.365	22.532	26.510	93.882	119.029
Variação (% ao ano)							
2012-2017	10,6	4,6	4,3	3,7	6,3	4,0	4,5
2017-2022	3,6	4,4	3,8	3,7	4,1	3,8	3,9
2012-2022	7,0	4,5	4,1	3,7	5,2	3,9	4,2

Nota: Considera a interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus, ao subsistema Norte, a partir de junho de 2013, e a interligação do sistema Boavista a partir de fevereiro de 2015.

(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

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.

BNDES, 2007. Ernani Teixeira Torres Filho e Fernando Pimentel Puga (Orgs.). Perspectivas do Investimento 2007/2010.

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, 2011d. Plano Decenal de Expansão de Energia PDE 2021 (Versão para Consulta Pública). Rio de Janeiro: EPE, 2011. 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/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, 2011c. 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, 2011d. 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>

FMI, 2009. World Economic Outlook 2009. Washington D.C.: FMI, Julho de 2009.

FMI, 2011a. “Slowing Growth, Rising Risks”, World Economic Outlook. Washington D.C.: FMI, setembro de 2011.

FMI, 2011b. “Addressing Fiscal Challenges to Reduce Economic Risks Sustaining the Recovery”, Fiscal Monitor. Washington D.C.: FMI, setembro de 2011.

GIANINI, Tatiana, ONAGA, Marcelo e MARANHÃO, Tiago, 2009. Indústria Automobilística: Uma nova Era para as Montadoras. In: Revista Exame. Ano 43, nº 7, 22/04/2009. pp. 18-29.

IBGE, 2004. Projeção da População do Brasil por Sexo e Idade para o período 1980-2050 - Revisão 2004 - Metodologia e Resultados.

IBGE, 2008. Projeção da População do Brasil por sexo e idade: 1980-2050 - Revisão 2008 - Metodologia e Resultados.

IBGE, 2011. “Sinopse Censo 2010”. Rio de Janeiro: IBGE, 2011.

OCDE, 2011. OECD Economic Outlook. Paris (França): OCDE, Setembro de 2011.

PUGA, Fernando Pimentel e BORÇA Jr., Gilberto Rodrigues, 2009. Perspectiva de investimentos na indústria 2011-2014. In: Visão do Desenvolvimento, nº 91. Rio de Janeiro: BNDES, 25 de fevereiro de 2011.

PUGA, Fernando Pimentel e BORÇA Jr., Gilberto Rodrigues, 2009. Perspectiva de investimentos em infraestrutura 2011-2014. In: Visão do Desenvolvimento, nº 92. Rio de Janeiro: BNDES, 25 de fevereiro de 2011.

SOUZA Jr., 2007, J.R.C. Estimativa do Produto Potencial para a Economia Brasileira: Atualização Utilizando o Sistema de Contas Nacionais Referência 2000. In: IPEA. Boletim de Conjuntura, número 77, Rio de Janeiro, junho de 2007.

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

ANEXO
PROJEÇÃO MENSAL DA CARGA DE ENERGIA
2012-2022

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

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

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2012	4.086	4.151	4.228	4.259	4.180	3.993	3.984	4.097	4.183	4.156	4.122	4.080
2013	4.110	4.233	4.223	4.224	4.290	5.366	5.333	5.454	5.515	5.491	5.540	5.396
2014	5.578	5.630	5.578	5.624	5.699	5.722	5.686	5.815	5.879	5.854	5.906	5.753
2015	5.798	5.945	5.886	5.939	6.017	6.043	6.007	6.148	6.220	6.191	6.250	6.081
2016	6.078	6.088	6.057	6.122	6.192	6.223	6.160	6.297	6.372	6.333	6.389	6.231
2017	6.226	6.292	6.228	6.286	6.368	6.398	6.359	6.511	6.590	6.559	6.623	6.439
2018	6.411	6.481	6.415	6.475	6.559	6.591	6.551	6.709	6.792	6.759	6.827	6.635
2019	6.687	6.760	6.691	6.754	6.842	6.875	6.834	7.000	7.086	7.052	7.123	6.922
2020	7.018	7.031	6.994	7.072	7.152	7.191	7.117	7.280	7.370	7.322	7.391	7.201
2021	7.169	7.249	7.173	7.243	7.336	7.374	7.330	7.510	7.605	7.567	7.646	7.426
2022	7.386	7.470	7.391	7.464	7.560	7.599	7.554	7.742	7.842	7.802	7.885	7.655

Nota: Considera a interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus, ao subsistema Norte, a partir de junho de 2013, e a interligação do sistema Boavista a partir de fevereiro de 2015.

Tabela 28. Subsistema Nordeste. Carga de energia mensal (MWmédio)

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2012	8.936	8.839	9.171	9.077	8.980	8.709	8.656	8.739	9.058	9.147	9.341	9.253
2013	9.269	9.490	9.529	9.408	9.230	9.000	9.024	9.215	9.483	9.713	9.775	9.695
2014	9.997	9.879	9.920	9.793	9.608	9.367	9.392	9.592	9.872	10.112	10.176	10.093
2015	10.412	10.289	10.331	10.199	10.006	9.755	9.782	9.990	10.281	10.531	10.598	10.511
2016	10.862	10.734	10.778	10.640	10.439	10.177	10.205	10.421	10.726	10.986	11.056	10.966
2017	11.386	11.251	11.298	11.153	10.942	10.668	10.697	10.924	11.243	11.516	11.590	11.494
2018	11.909	11.768	11.817	11.665	11.445	11.158	11.189	11.426	11.760	12.045	12.122	12.023
2019	12.415	12.268	12.319	12.161	11.931	11.632	11.664	11.911	12.259	12.557	12.637	12.533
2020	12.938	12.785	12.838	12.673	12.434	12.122	12.156	12.414	12.776	13.086	13.170	13.062
2021	13.526	13.366	13.421	13.249	12.999	12.673	12.708	12.978	13.356	13.681	13.768	13.655
2022	14.126	13.959	14.017	13.837	13.575	13.235	13.271	13.553	13.949	14.287	14.379	14.261

Tabela 29. Subsistema Sudeste/CO. Carga de energia mensal (MWmédio)

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2012	36.174	38.696	38.884	37.491	35.967	35.653	35.724	36.842	37.285	38.694	36.454	36.692
2013	37.825	39.302	39.772	39.138	38.411	38.181	38.281	38.886	39.054	39.247	38.784	38.062
2014	39.951	40.980	41.472	40.810	40.051	39.811	39.915	40.546	40.722	40.924	40.440	39.686
2015	41.568	42.640	43.151	42.462	41.673	41.423	41.531	42.188	42.371	42.581	42.078	41.293
2016	43.117	44.229	44.759	44.044	43.226	42.967	43.079	43.761	43.950	44.168	43.646	42.833
2017	44.846	46.003	46.554	45.811	44.959	44.690	44.807	45.516	45.713	45.940	45.397	44.551
2018	46.537	47.737	48.309	47.538	46.654	46.375	46.496	47.233	47.437	47.672	47.109	46.230
2019	48.290	49.536	50.128	49.329	48.412	48.122	48.248	49.013	49.225	49.468	48.884	47.972
2020	50.207	51.503	52.119	51.288	50.334	50.033	50.165	50.960	51.180	51.433	50.826	49.878
2021	52.203	53.551	54.191	53.327	52.335	52.022	52.159	52.986	53.215	53.478	52.848	51.861
2022	54.133	55.531	56.194	55.298	54.270	53.945	54.088	54.945	55.183	55.456	54.802	53.778

Tabela 30. Subsistema Sul. Carga de energia mensal (MWmédio)

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2012	10.319	11.078	10.736	9.866	9.910	9.834	9.945	10.114	9.874	10.211	10.597	10.361
2013	10.578	11.221	11.288	10.795	10.482	10.483	10.398	10.394	10.269	10.360	10.492	10.625
2014	11.361	11.595	11.665	11.154	10.829	10.830	10.742	10.738	10.608	10.703	10.840	10.978
2015	11.778	12.021	12.093	11.563	11.227	11.228	11.137	11.132	10.998	11.096	11.238	11.381
2016	12.208	12.460	12.535	11.986	11.637	11.638	11.544	11.539	11.400	11.501	11.649	11.797
2017	12.670	12.931	13.009	12.438	12.077	12.078	11.980	11.975	11.830	11.936	12.089	12.242
2018	13.147	13.418	13.498	12.907	12.531	12.533	12.431	12.426	12.276	12.385	12.544	12.703
2019	13.641	13.923	14.006	13.392	13.003	13.004	12.898	12.893	12.737	12.851	13.016	13.181
2020	14.152	14.444	14.531	13.894	13.490	13.491	13.381	13.376	13.214	13.332	13.503	13.675
2021	14.670	14.972	15.062	14.402	13.983	13.984	13.871	13.865	13.698	13.820	13.997	14.175
2022	15.207	15.520	15.614	14.929	14.495	14.497	14.379	14.373	14.199	14.326	14.510	14.694

Tabela 31. Sistema Interligado Nacional (SIN). Carga de energia mensal (MWmédio)

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2012	59.515	62.765	63.020	60.693	59.038	58.189	58.309	59.792	60.400	62.209	60.514	60.386
2013	61.782	64.246	64.813	63.564	62.414	63.030	63.036	63.949	64.321	64.812	64.591	63.778
2014	66.887	68.085	68.635	67.380	66.187	65.730	65.736	66.691	67.081	67.592	67.362	66.510
2015	69.556	70.894	71.461	70.162	68.922	68.449	68.456	69.458	69.870	70.399	70.164	69.266
2016	72.265	73.511	74.129	72.791	71.494	71.005	70.988	72.019	72.448	72.988	72.740	71.825
2017	75.128	76.477	77.089	75.688	74.346	73.833	73.843	74.927	75.377	75.950	75.699	74.727
2018	78.004	79.404	80.039	78.585	77.189	76.656	76.667	77.794	78.264	78.862	78.602	77.591
2019	81.033	82.487	83.144	81.636	80.187	79.633	79.644	80.817	81.307	81.928	81.660	80.608
2020	84.316	85.763	86.482	84.927	83.410	82.837	82.819	84.029	84.540	85.174	84.890	83.815
2021	87.568	89.139	89.848	88.221	86.654	86.053	86.068	87.339	87.875	88.547	88.259	87.117
2022	90.851	92.480	93.215	91.528	89.900	89.276	89.292	90.613	91.173	91.871	91.575	90.387

Nota: Considera a interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus, ao subsistema Norte, a partir de junho de 2013, e a interligação do sistema Boavista a partir de fevereiro de 2015.