

SÉRIE
ESTUDOS DA DEMANDA

NOTA TÉCNICA DEA 16/11

Projeção da demanda de energia elétrica

para os próximos 10 anos (2012-2021)

Rio de Janeiro
Dezembro de 2011



Empresa de Pesquisa Energética

Ministério de
Minas e Energia

GOVERNO FEDERAL
BRASIL
PAÍS RICO É PAÍS SEM POBREZA

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



GOVERNO FEDERAL

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Edison Lobão

Secretário Executivo

Márcio Pereira Zimmermann

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Altino Ventura Filho

SÉRIE ESTUDOS DA DEMANDA

NOTA TÉCNICA DEA 16/11

Projeção da demanda de energia elétrica

*para os próximos 10 anos
(2012-2021)*



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei n° 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
Amilcar 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
Ibanês César Cássel

Coordenação Geral
Mauricio Tiomno Tolmasquim
Amilcar Guerreiro

Coordenação Executiva
Ricardo Gorini de Oliveira

Coordenação Técnica
Jeferson Borghetti Soares
José Manuel Soares David

Equipe Técnica
Adriana Fiorotti Campos
Arnaldo dos Santos Junior
Carla da Costa Lopes Achão
Emílio Hiroshi Matsumura
Flávio Alberto Figueiredo Rosa
Glaucio Vinicius Ramalho Faria
Gustavo Naciff de Andrade
Isabela de Almeida Oliveira
Jairo Viana Feliciano
Leyla A. Ferreira da Silva
Luiz Cláudio Orleans

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

Sede

SAN - Quadra 1 - Bloco B - Sala 100-A
70041-903 - Brasília - DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, n.º 01 - 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro - RJ

Rio de Janeiro
Dezembro de 2011

(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 **Eletrobrás - Centrais Elétricas Brasileiras S.A.**, como coordenadora do **GTON - Grupo Técnico Operacional da Região Norte**, 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 (ex - Instituto Brasileiro de Siderurgia - IBS)**, **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 **Eletronorte - Centrais Elétricas no Norte do Brasil S.A.** e da **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 auspíciosa 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 2º *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 05 de abril de 2011, 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. Também participaram do evento representantes de empresas ligadas aos segmentos industriais energo-intensivos.

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 n° 10.847, de 15 de março de 2004, e do Decreto n° 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 à projeção da demanda de energia elétrica para os estudos relativos ao horizonte decenal (2012-2021). Os estudos sobre a demanda de eletricidade que resultaram nessa projeção envolveram a análise prospectiva da evolução socioeconômica e demográfica no Brasil, para o período 2012-2021, assim como estudos setoriais contemplando os principais setores da economia. Em destaque, analisou-se a dinâmica do mercado dos principais segmentos industriais energointensivos (e 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.

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 2012-2016.

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 2012, 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	3
2.1 DEMOGRAFIA	3
2.1.1 Projeção da População Total Residente	5
2.1.2 Projeção do Número de Domicílios	5
2.2 PREMISSAS MACROECONÔMICAS (RESENHA)	7
2.3 GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIAS DE ENERGIA ELÉTRICA	8
2.3.1 Expansão da capacidade instalada e da produção	11
2.3.2 Consumo de eletricidade	37
CONSUMOS ESPECÍFICOS DE ENERGIA ELÉTRICA	37
AUTOPRODUÇÃO - GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIAIS	40
CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NA REDE	42
2.4 AUTOPRODUÇÃO - SÍNTSE	44
2.5 EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	46
3. CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA	49
3.1 O CONSUMO NA REDE EM 2011	49
3.2 PROJEÇÃO DO CONSUMO [2012-2021]	49
4. CARGA DE ENERGIA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)	63
4.1 PERDAS	63
4.2 A CARGA DE ENERGIA EM 2011	64
4.3 PROJEÇÃO DA CARGA DE ENERGIA [2012-2021]	65
4.4 COMPARAÇÃO COM O PDE 2020	67
5. CARGA DE DEMANDA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)	71
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	73
ANEXO - PROJEÇÃO MENSAL DA CARGA DE ENERGIA 2011-2021	75

ÍNDICE DE TABELAS

<i>Tabela 1. Brasil. Projeção da população, 2011-2021</i>	4
<i>Tabela 2. Brasil e Regiões. Projeção da População Total Residente (mil hab.), 2011-2021</i>	5
<i>Tabela 3. Brasil e Regiões. Projeção do Número de Domicílios (mil), 2011-2021</i>	6
<i>Tabela 5. Grandes consumidores industriais: produção física (10³ t/ano)</i>	36
<i>Tabela 6. Grandes consumidores industriais: consumo específico de eletricidade (kWh por tonelada produzida)</i>	38
<i>Tabela 7. Grandes consumidores industriais: consumo total de eletricidade⁽¹⁾, por segmento (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 13. Eficiência. Percentual de redução do consumo por classe (%)</i>	47
<i>Tabela 15. Brasil - Consumo de energia elétrica na rede 2010-2011, 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 20. Subsistema Sudeste/CO. 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 2010-2011, por subsistema (MWmédio)</i>	65
<i>Tabela 24. SIN e Subsistemas: carga de energia (MWmédio)</i>	67
<i>Tabela 26. SIN. Efeitos sobre a carga de energia: Projeção Atual ⊗ PDE 2020</i>	69
<i>Tabela 27. SIN e Subsistemas: demanda máxima instantânea (MW)</i>	72
<i>Tabela 28. Subsistema Norte. Carga de energia mensal (MWmédio)*</i>	77
<i>Tabela 30. Subsistema Sudeste/CO. Carga de energia mensal (MWmédio)*</i>	78
<i>Tabela 32. Sistema Interligado Nacional (SIN). Carga de energia mensal (MWmédio)*</i>	79

ÍNDICE DE GRÁFICOS

<i>Gráfico 1. Consumo de alumínio (*) per capita versus PIB per capita</i>	17
<i>Gráfico 2. Alumínio: capacidade instalada e demanda interna, 2011-2021 (10³ t/ano)</i>	18
<i>Gráfico 3. Alumina: capacidade instalada e demanda interna, 2011-2021 (10³ t/ano)</i>	19
<i>Gráfico 4. Bauxita: capacidade instalada e demanda interna, 2011-2021 (10³ t/ano)</i>	19
<i>Gráfico 5. Consumo de aço per capita versus PIB per capita</i>	22
<i>Gráfico 6. Aço bruto: capacidade instalada e demanda interna, 2011-2021 (10³ t/ano)</i>	23
<i>Gráfico 7. Ferro ligas: capacidade instalada e demanda interna, 2011-2021 (10³ t/ano)</i>	26
<i>Gráfico 8. Soda: capacidade instalada e demanda interna, 2011-2021 (10³ t/ano)</i>	28
<i>Gráfico 9. Cloro: capacidade instalada e demanda interna, 2011-2021 (10³ t/ano)</i>	28

Gráfico 10. Eteno ^(*) : capacidade instalada e demanda interna, 2011-2021 (10 ³ t/ano)	30
Gráfico 11. Celulose: capacidade instalada e demanda interna, 2011-2021 (10 ³ t/ano)	32
Gráfico 12. Consumo per capita de papel versus PIB per capita	33
Gráfico 13. Consumo per capita de cimento versus PIB per capita	34
Gráfico 14. Indústrias eletrointensivas: expansão da produção física, 2011-2021	36
Gráfico 15. Grandes consumidores industriais: consumo de eletricidade (TWh)	44
Gráfico 16. Autoprodução de eletricidade, 2011-2021 (TWh)	45
Gráfico 17. Ganhos de eficiência (TWh)	47
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 (%)	66
Gráfico 28. SIN. Carga de energia (MWmédio) - Projeção Atual ⊗ PDE 2020	68

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Alumina: expansão da capacidade instalada 2011-2021 (10 ³ t/ano)	16
Figura 2. Alumínio: expansão da capacidade instalada 2011-2021 (10 ³ t/ano)	17
Figura 3. Siderurgia: expansão da capacidade instalada 2011-2021 (10 ³ t/ano)	21
Figura 4. Pelotização: expansão da capacidade instalada 2011-2021 (10 ³ t/ano)	24
Figura 5. Ferro ligas: expansão da capacidade instalada 2011-2021 (10 ³ t/ano)	25
Figura 7. Eteno ^(*) : expansão da capacidade instalada 2011-2021 (10 ³ t/ano)	29
Figura 8. Celulose: expansão da capacidade instalada 2011-2021 (10 ³ t/ano)	32

(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: 2012-2021).

O ano de 2010 foi um ano de relativo otimismo com relação às perspectivas de recuperação da economia mundial, traduzindo-se, no Brasil, por uma retomada da produção industrial, que atingiu níveis próximos ao período pré-crise, e um consumo de eletricidade crescendo acima de 8%.

No entanto, o ano de 2011 foi marcado por acontecimentos que trouxeram considerável perturbação ao cenário internacional. Ao longo do ano, o mundo assistiu a uma rápida e profunda deterioração da economia no âmbito da Comunidade Europeia, especialmente devido à crise das dívidas soberanas de vários países, entre os quais, a Grécia, Portugal, Irlanda e Espanha, o que veio inserir fatores de instabilidade e novas dimensões de incerteza no cenário econômico global, tendo como reflexo a contenção dos investimentos e a redução dos níveis da demanda e do comércio internacional.

O Japão foi atingido por um terremoto seguido de um tsunami de dimensões catastróficas que, para além do número de vítimas, destruiu parte do parque industrial japonês, incluindo a usina nuclear de Fukushima, com as graves consequências daí advindas.

A recuperação da economia norte americana não se deu no ritmo esperado e, na atual conjuntura internacional, a visão dos analistas é que a retomada de um nível de atividade econômica mais forte nas economias desenvolvidas será certamente retardada em pelo menos dois ou três anos.

Por outro lado, os preços das principais *commodities*, que tiveram alguns repiques de baixa ao longo de 2011, ainda se mantêm em níveis relativamente altos quando se considera uma perspectiva de longo prazo. Isso reforça a hipótese de que os países em desenvolvimento exportadores de *commodities* possuem uma vantagem comparativa importante que, na retomada da economia global, os coloca em posição privilegiada.

É nesse contexto que se insere a projeção da demanda de eletricidade apresentada neste documento. Assim, 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 energointensivas, bem como outras premissas setoriais, foi realizada a projeção da demanda de eletricidade para o horizonte 2021.

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

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

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

Ao longo das últimas décadas, o Brasil tem passado por profundas transformações no seu perfil demográfico, não só em termos da dinâmica de crescimento populacional, mas também com relação à sua distribuição espacial, ao seu rápido processo de urbanização, à

pirâmide etária, entre outros aspectos. Em síntese, pode-se afirmar que a população brasileira continua a crescer, porém a um ritmo menor e está envelhecendo.

Por sua vez, esses diferentes aspectos da evolução demográfica, por conta dos seus importantes efeitos sociais e econômicos, acabam se refletindo de forma significativa em termos do consumo de energia. Assim sendo, é preocupação básica de qualquer estudo prospectivo da demanda de energia estabelecer premissas com relação ao comportamento futuro da população.

Nesta seção apresentam-se as projeções sócio-demográficas de interesse para o planejamento energético. As estimativas levam em consideração a população brasileira em 2010, segundo dados preliminares do Censo 2010 realizado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE, 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 relativos, as regiões Norte e Centro-Oeste apresentam taxa médias de crescimento em torno de 1% ao ano, enquanto as demais regiões crescem mais próximo de 0,5% ao ano.

Em termos absolutos, espera-se que o contingente populacional aumente em cerca de 13 milhões de pessoas nos próximos 10 anos. A Tabela 1 apresenta a projeção da população brasileira para o período 2011-2021.

Tabela 1. Brasil. Projeção da população, 2011-2021

Ano	10 ³ hab.	Variação % ao ano
2011	193.177	-
2016	200.246	0,7
2021	206.167	0,6

Nota: População em 31 de dezembro¹.

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

¹ 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

Conforme observado na Tabela 2, estima-se que o crescimento populacional brasileiro nos próximos 10 anos será maior nas regiões Norte e Centro-Oeste, aumentando a participação dessas duas regiões no total da população do país, mantendo, assim, a tendência histórica verificada nos últimos anos.

Este ganho, entretanto, não será suficiente para provocar uma mudança estrutural na divisão populacional do país no horizonte deste estudo: 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 16,2%.

Tabela 2. Brasil e Regiões. Projeção da População Total Residente (mil hab.), 2011-2021

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Brasil
2011	16.155	53.730	81.301	27.672	14.319	193.177
2016	17.002	55.622	84.035	28.503	15.083	200.246
2021	17.712	57.207	86.326	29.200	15.722	206.167
Variação (% ao ano)						
2011-2016	1,0	0,7	0,7	0,6	1,0	0,7
2016-2021	0,8	0,6	0,5	0,5	0,8	0,6
2011-2021	0,9	0,6	0,6	0,5	0,9	0,7
Estrutura de Participação (%)						
2011	8,4	27,8	42,1	14,3	7,4	100,0
2016	8,5	27,8	42,0	14,2	7,5	100,0
2021	8,6	27,7	41,9	14,2	7,6	100,0

Nota: População em 31 de dezembro.

Entre 2011 e 2021, 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 3,3, atinja 2,9 habitantes por domicílio no final do horizonte (2021).

A tendência decrescente da relação do número de moradores por domicílio se deve especialmente à queda mais expressiva do crescimento populacional que, por sua vez, é reflexo, especialmente, da queda da taxa de fecundidade total. Entender as perspectivas de evolução dessa relação é fundamental já que, aplicada 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 2011 a 2021.

Tabela 3. Brasil e Regiões. Projeção do Número de Domicílios (mil), 2011-2021

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Brasil
2011	4.054	15.210	25.739	9.081	4.430	58.521
2016	4.592	16.871	28.685	10.171	5.021	65.355
2021	5.129	18.567	31.703	11.281	5.593	72.296
Variação (% ao ano)						
2011-2016	2,5	2,1	2,2	2,3	2,5	2,2
2016-2021	2,2	1,9	2,0	2,1	2,2	2,0
2011-2021	2,4	2,0	2,1	2,2	2,4	2,1
Estrutura de Participação (%)						
2011	6,9	26,0	44,0	15,5	7,6	100,0
2016	7,0	25,8	43,9	15,6	7,7	100,0
2021	7,1	25,7	43,9	15,6	7,7	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, 2011-2021

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Brasil
2011	4,0	3,5	3,2	3,0	3,2	3,3
2016	3,7	3,3	2,9	2,8	3,0	3,1
2021	3,5	3,1	2,7	2,6	2,8	2,9

2.2 Premissas macroeconômicas (resenha)²

Nesta seção, apresenta-se uma resenha de alguns pontos importantes relativos às premissas macroeconômicas adotadas neste estudo, que seguem as linhas gerais dos cenários macroeconômicos de médio e longo prazo da EPE, os quais são detalhados em Notas Técnicas específicas disponibilizadas no site da EPE.

Em consonância com uma das principais premissas adotadas no PDE 2020 de que a economia brasileira cresceria, ao longo dos anos seguintes, acima da média mundial, a despeito dos novos fatos ocorridos na economia mundial, persiste a expectativa da capacidade da economia nacional de superar estes obstáculos e se manter à frente nas taxas de crescimento.

Com relação ao cenário mundial, não é incorporada entre as premissas a ideia de uma ruptura na economia internacional, apesar da expectativa de crescimento do PIB mundial a taxas moderadas nos próximos anos, especialmente nos países desenvolvidos. Nesse contexto, é cada vez maior a participação dos países emergentes no comércio internacional, contribuindo de forma crescente para o crescimento econômico mundial.

Nesse cenário, a evolução da economia nacional segue em sua trajetória de crescimento embasada na expectativa de evolução do aumento da demanda interna, seguindo o padrão de crescimento que o Brasil vem acompanhando nos últimos anos.

Com relação à perspectiva do maior volume de investimentos necessários para sustentar essa taxa de expansão, o Brasil se beneficia da existência de importantes eventos esportivos que acontecerão no país nesta década. Os investimentos em infraestrutura que serão demandados para dar suporte à realização destes eventos serão cruciais para reduzir alguns gargalos que impedem atualmente um melhor desempenho da economia nacional.

Ademais, é de grande relevância a solução de importantes entraves para a sustentação deste crescimento. Destacando-se como fator crucial o aumento da produtividade em importantes setores da economia nacional.

Pelo lado do setor externo, o Brasil se beneficia do aumento do comércio de *commodities* no período, já que o produto possui parcela importante na pauta de exportação brasileira. Vale ressaltar que este fato é justificado pela crescente demanda da China, e também da Índia, que sistematicamente absorvem importantes parcelas do mercado de *commodities* mundial.

² Maior detalhamento sobre o cenário econômico poderá ser encontrado em Notas Técnicas da EPE sobre o Cenário Macroeconômico (2021).

Além disso, o país será favorecido com o início da exploração dos poços de petróleo das áreas do Pré-Sal, trazendo impactos positivos sobre a balança comercial nacional.

A premissa de crescimento da economia brasileira acima da média mundial, contudo, induz a uma expectativa de deterioração da balança de pagamentos em virtude, especialmente, do aumento das importações a uma taxa mais elevada do que o crescimento das exportações no primeiro quinquênio. O resultado é uma balança comercial menos superavitária do que observado nos últimos anos, embora o saldo da balança siga com taxas positivas. Este resultado, entretanto, não traz grandes problemas para o país, 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.

Ao longo do horizonte deste estudo, espera-se que a economia mundial cresça em resposta ao melhor desempenho das economias emergentes, enquanto os países desenvolvidos ainda lutam para solucionar seus problemas fiscais. O maior papel das economias emergentes no crescimento mundial irá impactar a evolução do comércio mundial, dando destaque ao aumento de demanda das *commodities*, beneficiando principalmente os países com importante participação na comercialização destes bens, caso em que se enquadra o Brasil.

Dada a descrição dos cenários, feita anteriormente, considerou-se uma taxa média anual de crescimento do PIB nacional para os períodos 2012-2016 e 2017-2021 em torno de 4,4% e 5,0%, respectivamente. Já as projeções das taxas médias anuais de crescimento do PIB mundial para os mesmos períodos são 4,1% e 3,9%, respectivamente.

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, pelotização, 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 energo-intensivos, 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 prescinda 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 metrôs), 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, pelotização, 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 2012-2021. 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, bauxita e 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 (2012-2021) 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, destaca-se uma diferença fundamental em relação ao cenário considerado no último Plano Decenal (PDE 2020). Essa diferença diz respeito aos segmentos de alumínio primário e de soda-cloro que, agora, apresentam perspectivas bem mais modestas.

De fato, a ABAL tem afirmado reiteradamente que as atuais condições para o setor de alumínio primário no Brasil, nomeadamente no que se refere ao custo da energia elétrica, à exceção das empresas que investiram em autoprodução, não competem com as vantagens oferecidas por outros países. Assim, dificilmente ocorrerão expansões significativas da capacidade instalada de produção de alumínio primário, sobretudo nos estados do subsistema Norte (Pará e Maranhão). Apenas se manteve alguma expansão na planta da Companhia Brasileira de Alumínio (CBA), do grupo Votorantim, conforme tem ocorrido periodicamente.

Por sua vez, em relação ao segmento de soda-cloro, considerou-se que não haverá expansão da capacidade instalada no horizonte decenal, uma vez que a ABICLOR tem reiterado que os agentes não sinalizam qualquer perspectiva de investimento em novas plantas. Naturalmente, isto obrigará o País a importar montantes crescentes de soda (o Brasil já é forte importador deste insumo) e, também, de derivados do cloro, como é o caso do PVC. De fato, no caso do cloro, a importação direta do insumo é virtualmente impossível, dada a periculosidade que o seu transporte acarreta.

Essas mudanças de cenário, relativas aos segmentos industriais de alumínio primário e de soda-cloro, 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 2020, por conta da exclusão das expansões de capacidade de alumínio primário consideradas no subsistema Norte nesse PDE, equivale a uma redução da carga de energia, em 2020, da ordem de 1.400 MWmédio. Além disso, vale lembrar que a planta da Novelis do Brasil em Aratu (BA) foi desativada, retirando em torno de 100 MWmédio da carga do SIN no Nordeste. Por sua vez, o cancelamento da expansão da capacidade de produção de soda-cloro considerada no PDE 2020 traduz-se em um montante de redução da carga de 270 MWmédio, em 2020. Estes três fatos, por si só, reduzem a projeção da carga de energia do SIN, relativamente à do PDE 2020, em torno de 1.770 MWmédio, no ano de 2020.

Quanto à expansão da capacidade instalada de produção dos demais segmentos industriais eletrointensivos para os próximos anos, o cenário atual não difere substancialmente do PDE 2020, prevendo-se significativos investimentos com destaque para as indústrias de siderurgia, de papel e celulose e petroquímica, bem como para os segmentos de cobre (projetos da VALE no Pará) e de ferro ligas (incluindo o projeto de ferro-níquel denominado Onça Puma no Pará, atualmente já em fase de produção). O projeto de cobre Salobo da VALE, cuja entrada em operação se havia previsto para o início do ano, foi postergando a sua entrada ao longo de 2011, encontrando-se ao final do ano ainda com uma carga extremamente baixa. Da mesma forma, a planta Onça Puma foi tomando carga ao longo do ano e ainda não alcançou seu patamar máximo em 2011.

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, não foram contempladas expansões da capacidade produtiva nacional de alumínio primário nos estados do subsistema Norte interligado, conforme havia sido considerado anteriormente na Nota Técnica DEA 03/11 da EPE, intitulada “Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2011-2020)” e no próprio PDE 2020.

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 2012-2013, 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 a 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 termoelectricidade a gás natural), a Austrália (termoelectricidade baseada em carvão), o Oriente Médio (termoelectricidade 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.

Assim, admitindo-se a permanência das atuais condições que, segundo a ABAL, tornam a produção de alumínio primário não competitiva no País, o perfil exportador brasileiro de alumínio seria rapidamente alterado. Em torno de 2015, a demanda interna de alumínio ultrapassaria a produção nacional de alumínio primário. Além disso, admitindo que 36,6% do consumo doméstico de alumínio serão reutilizados como sucata para a produção de alumínio secundário³, percentual observado atualmente, o Brasil se tornaria dependente líquido de alumínio importado a partir de 2021.

No que se refere à alumina, o Brasil atualmente exporta grande parte da sua produção (5,5 milhões de toneladas em 2009, 64% da produção nacional). O restante da produção é usado basicamente como insumo na produção de alumínio primário. No cenário adotado,

³ ABAL - Anuário Estatístico 2009.

considera-se que as exportações ganham importância no horizonte decenal, chegando a 77,5% da produção nacional em 2021. Cabe ressaltar que a demanda interna de alumina cresce apenas 1,1% anuais entre 2011 e 2021, por conta do baixo crescimento da produção nacional de alumínio primário no período.

No caso da bauxita, as exportações têm um peso bem menor, se comparadas com o caso da alumina (22% em 2008 e 11% em 2009). A projeção para o horizonte decenal mostra um crescimento médio anual de 3,6% 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 em torno de 36 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 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, após a desativação da unidade da Novellis, na Bahia. 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 2011-2021, indicando sua localização por subsistema elétrico.

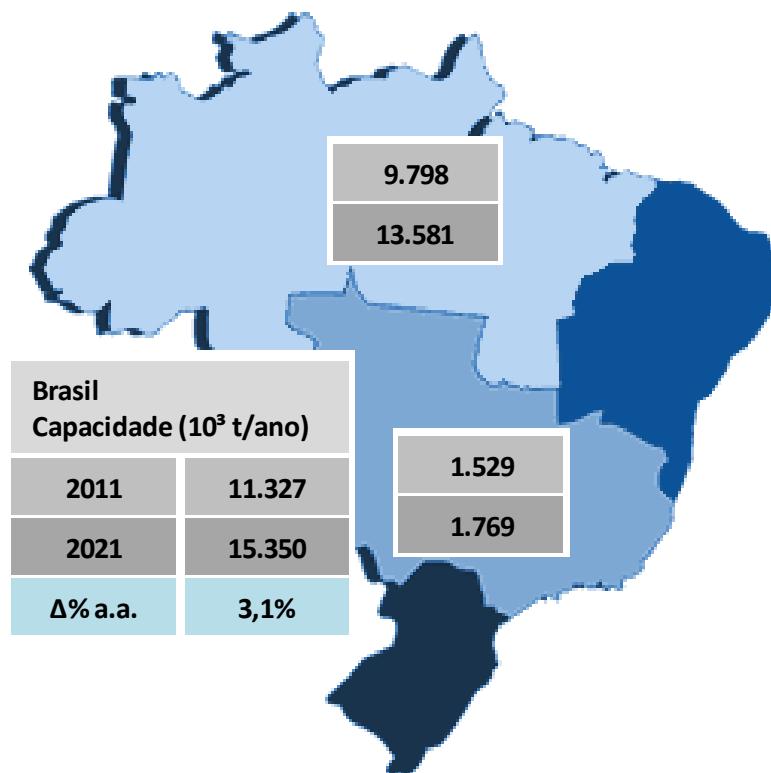
Vale ressaltar que o Brasil detém, em termos da reciclagem do alumínio, um índice elevado. A relação entre a quantidade de sucata recuperada e o montante de alumínio consumido (consumo doméstico de produtos transformados do alumínio) situa-se em nível pouco maior que 35%, valor superior à média mundial. No caso específico de latas de alumínio, o País é líder mundial em termos de nível de reciclagem (nível superior a 90% em

2009). Admitiu-se que, no horizonte 2011-2021, 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 2009, foi distribuído da seguinte forma: embalagens, incluindo latas, 30,8%; transportes, 21,6%; indústria de eletricidade, 10,2%; construção civil, 13,7%; bens de consumo, 10,2%; máquinas e equipamentos, 4,6%; outros usos, 9,0%.

O consumo per capita de alumínio no Brasil passará de cerca de 6 kg/habitante/ano, em 2011, para algo em torno de 13 kg/habitante/ano em 2021. O país passará de uma renda per capita⁴ um pouco superior à da China para uma renda próxima à da Argentina em 2021, enquanto o consumo per capita de alumínio, que é atualmente pouco inferior ao da China e superior ao da Argentina, atingirá, em 2021, valor que se aproxima do de alguns países europeus, como é o caso da Grécia (Gráfico 1).

Figura 1. Alumina: expansão da capacidade instalada 2011-2021 (10³ t/ano)



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

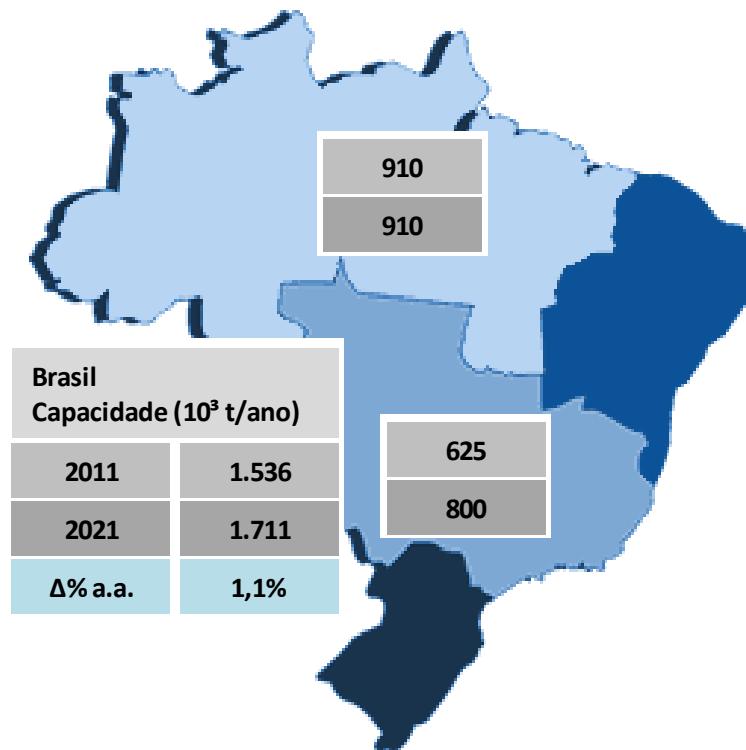
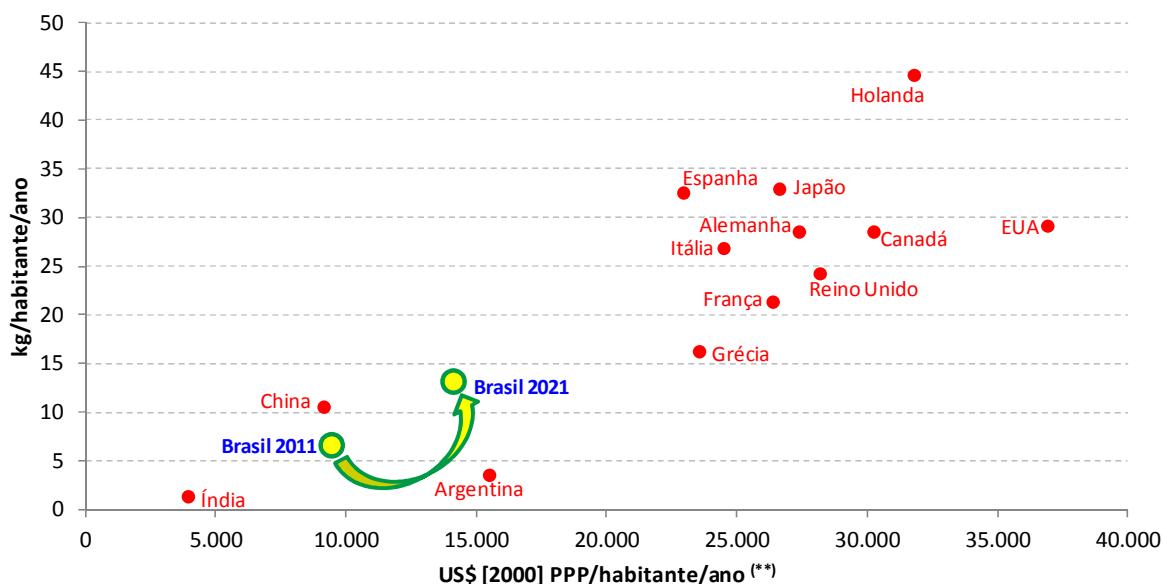
Figura 2. Alumínio: expansão da capacidade instalada 2011-2021 (10³ t/ano)

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] PPP⁵. Os dados são relativos ao ano de 2009 para todos os países com exceção do Brasil.

Fontes: ABAL e IEA, *Key World Energy Statistics 2011*. Elaboração EPE.

⁵ 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 2011, representam em torno de 50% da demanda interna, quando se considera a produção secundária de alumínio, decrescem rapidamente e tornam-se negativas, da ordem de 20% da demanda interna em 2021. 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 70% e 77% da produção ao longo do período decenal.

Gráfico 2. Alumínio: capacidade instalada e demanda interna, 2011-2021 (10³ t/ano)

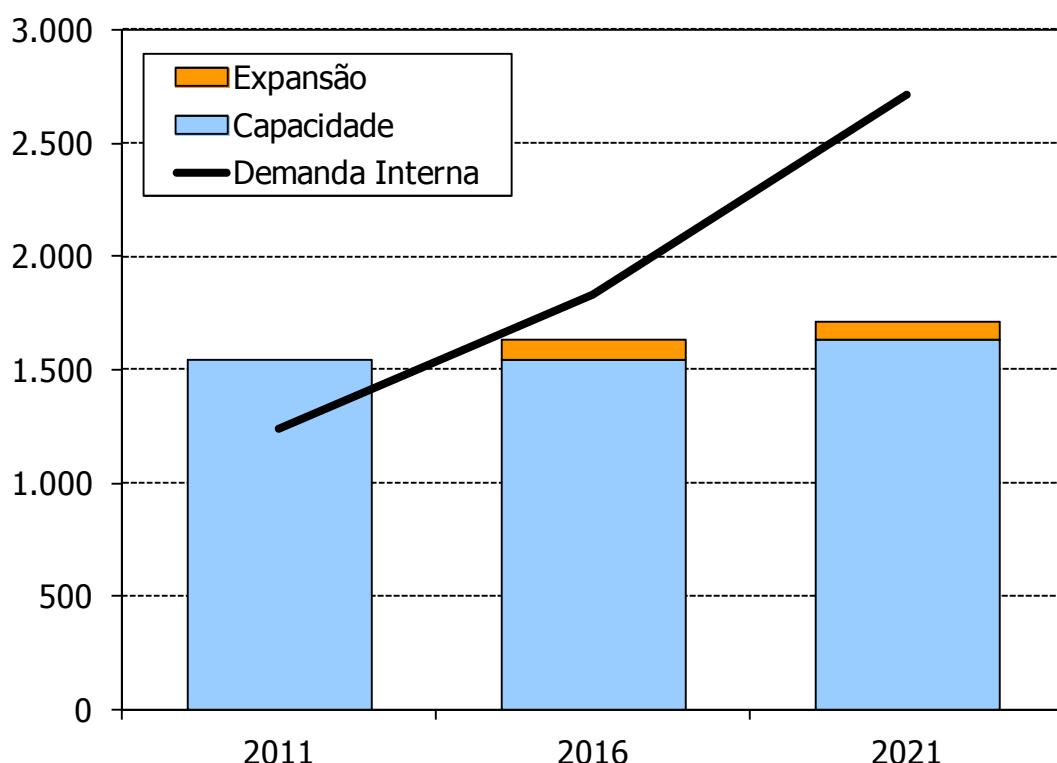
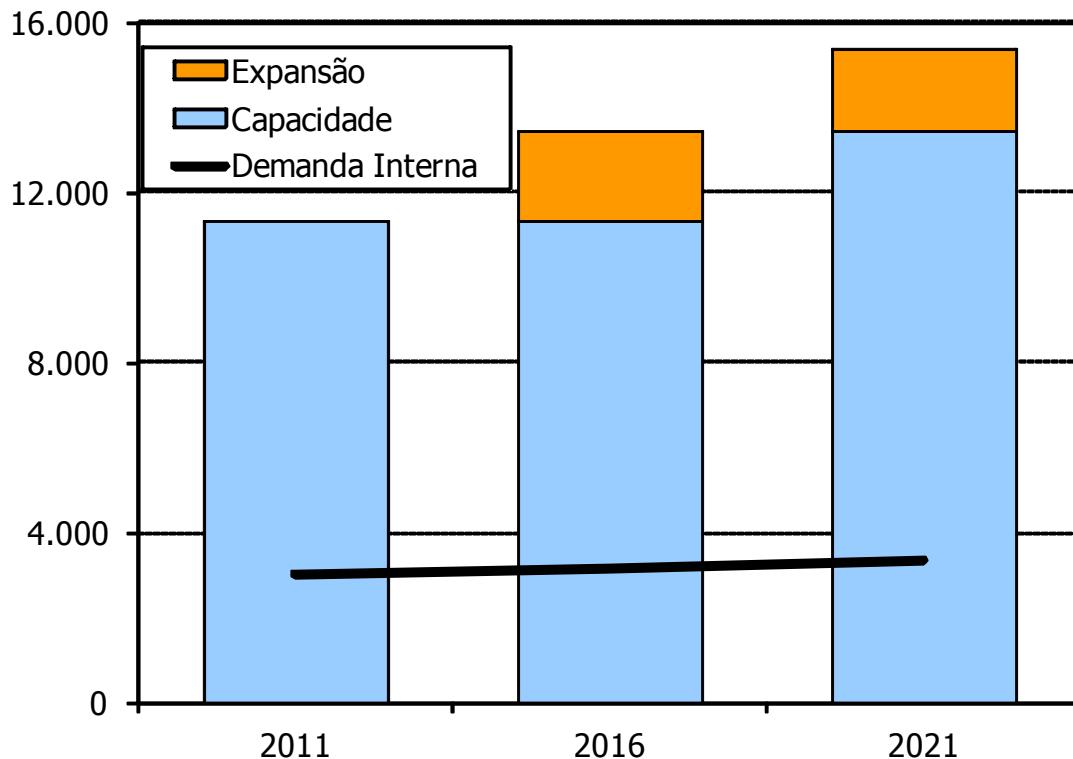
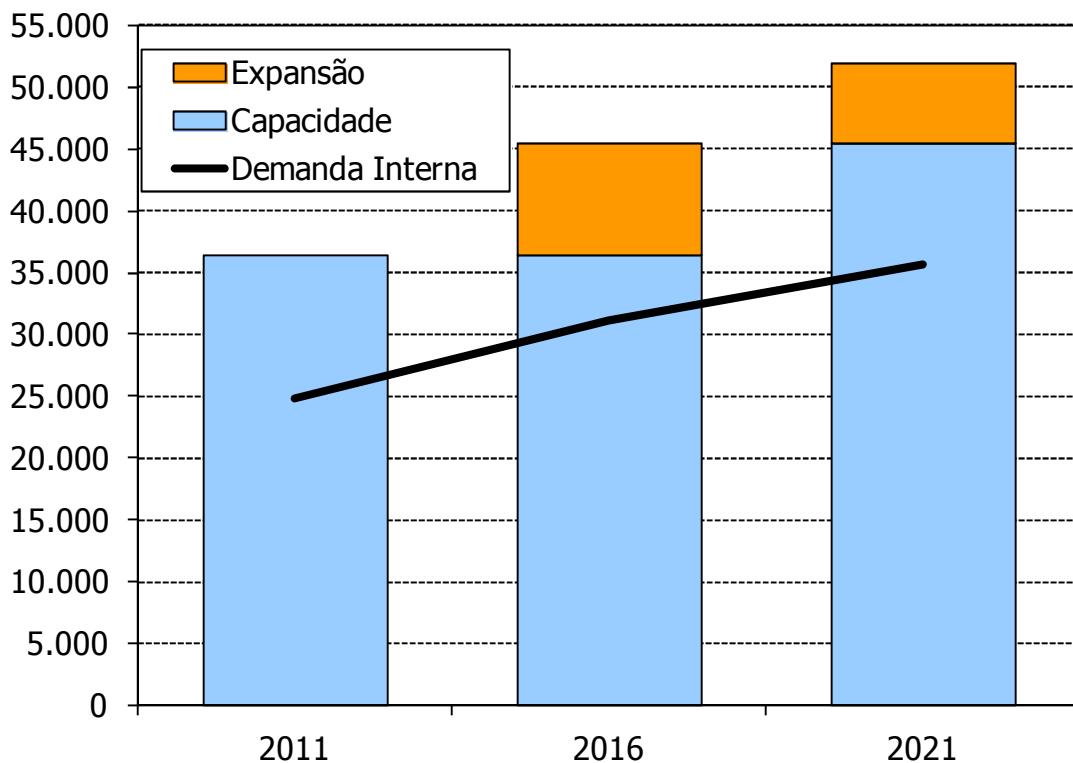


Gráfico 3. Alumina: capacidade instalada e demanda interna, 2011-2021 (10³ t/ano)Gráfico 4. Bauxita: capacidade instalada e demanda interna, 2011-2021 (10³ t/ano)

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.

O Brasil detém uma das maiores e melhores reservas de minério de ferro do mundo, com elevado teor de ferro contido. As reservas atuais situam-se acima de 30 bilhões de toneladas, com teor médio de ferro de aproximadamente 66%, representando cerca de 10% das reservas mundiais. A expansão estimada da produção de aço, no período 2011-2021, responderá por uma produção acumulada, em 10 anos, de 575 milhões de toneladas, o que mostra a dimensão das reservas brasileiras do metal.

Configura-se um cenário de vigorosa expansão da produção de aço bruto. A capacidade instalada aumenta no decorrer do horizonte decenal, de acordo com a instalação de projetos mapeados, com expansão de 6,8% ao ano e crescimento das exportações a um ritmo de 8,0% ao ano. A produção brasileira de aço evoluirá de 36 milhões de toneladas, em 2011, para 70 milhões de toneladas em 2021.

Contribuirão para o forte 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: automotivo (20,7% do consumo em 2009), construção civil (14,9%), bens de capital (9,2%), utilidades domésticas e comerciais (2,8%), tubos (4,1%) e embalagens e recipientes (3,6%).

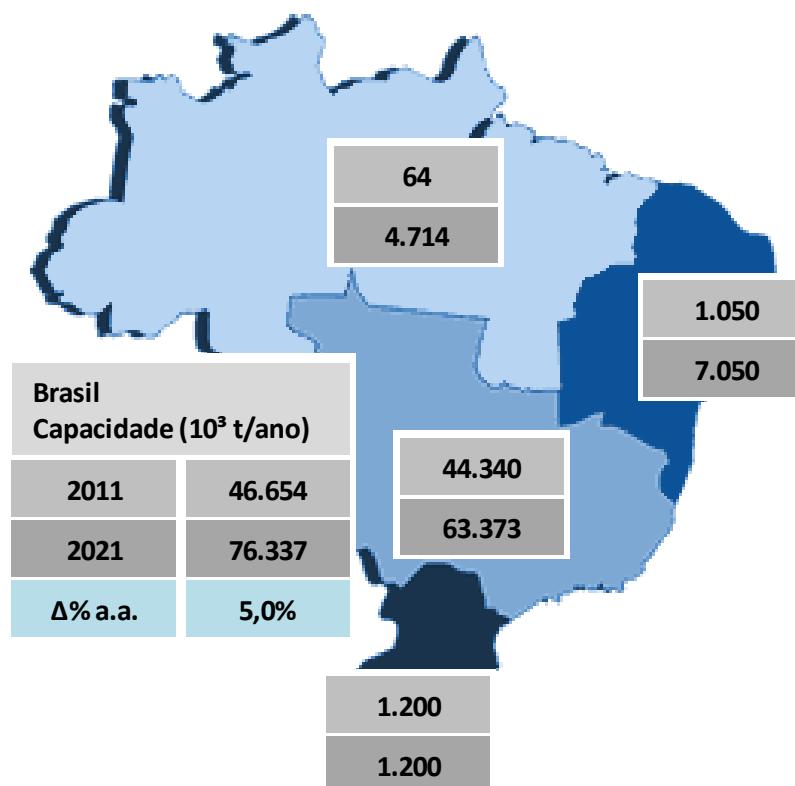
A atual capacidade de produção de aço bruto gira em torno de 46 milhões t/ano. Os maiores produtores nacionais são: a CST Arcelor Mittal com capacidade de 12,6 milhões t/ano (7,8 milhões t/ano na CST, 3,9 milhões nas antigas unidades da Belgo, Monlevade, Juiz de Fora, Grande Vitória e Piracicaba, e 0,9 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 2011-2021, 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 2011-2021 (10³ t/ano)

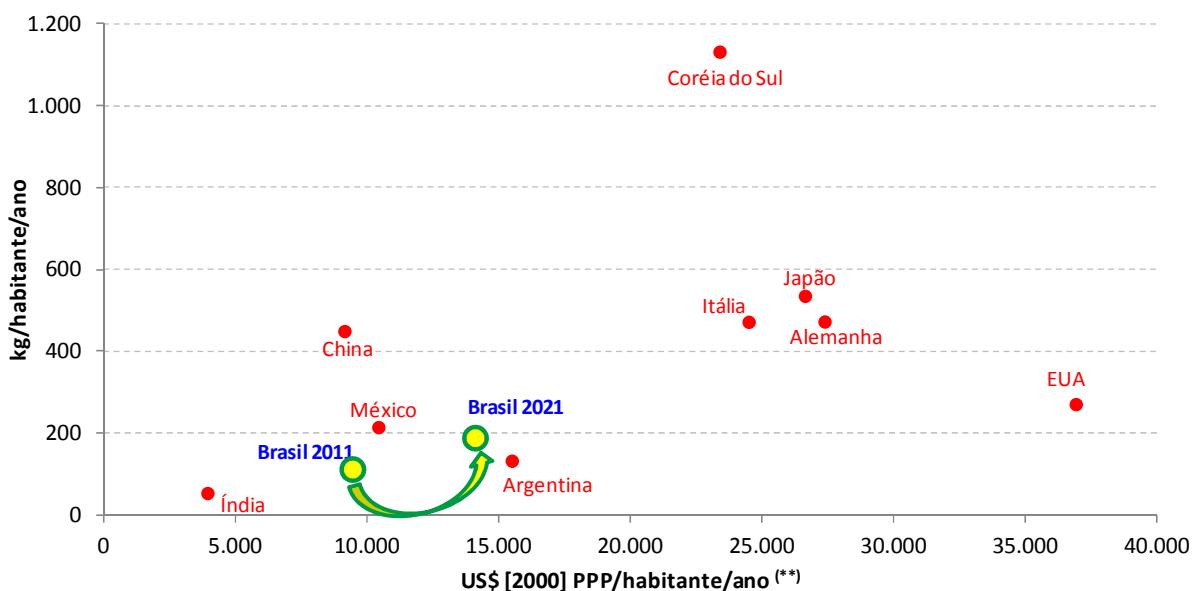


O consumo per capita de aço no País passará de pouco mais de 110 kg/habitante/ano, em 2011, nível semelhante ao atual da Argentina (2009), para cerca de 185 kg/habitante/ano, em 2021, valor ligeiramente inferior ao consumo atual do México e, ainda, muito inferior ao dos países europeus (Gráfico 5). Um 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.

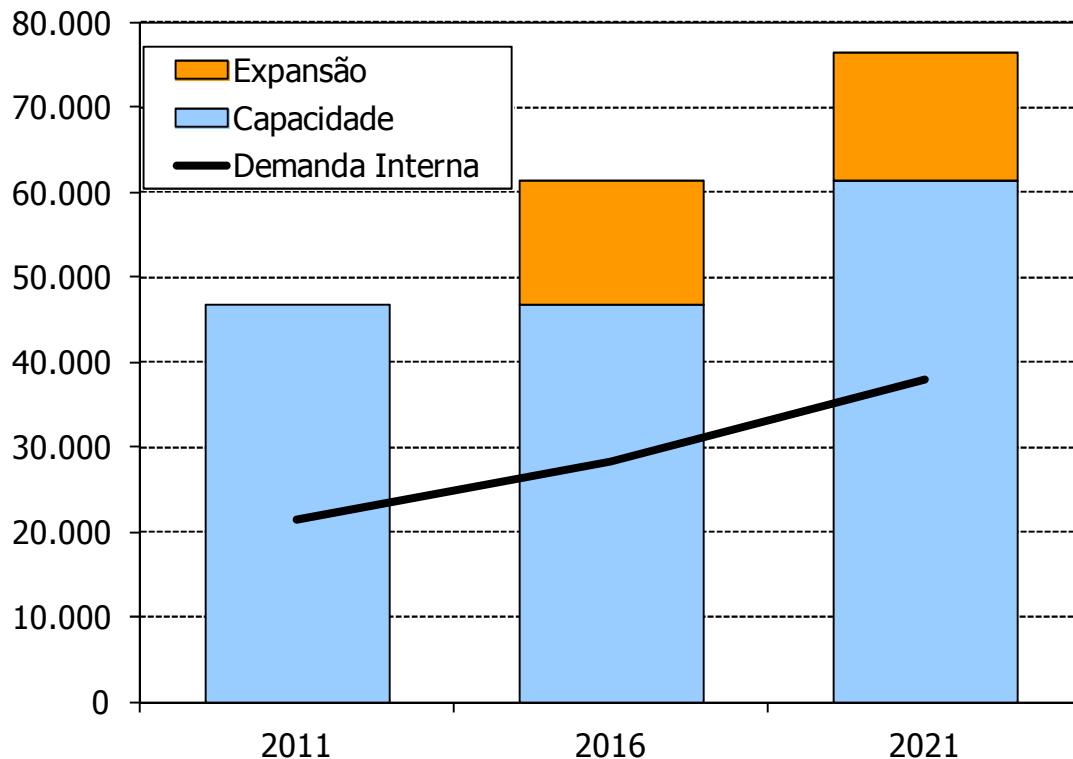
O Gráfico 6 mostra a evolução da capacidade instalada de aço bruto e da demanda interna. As exportações de aço oscilam entre 41% e 50% da produção ao longo do horizonte do estudo, passando de 15 milhões de toneladas, em 2011, para 32 milhões de toneladas em 2021.

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 2009 para todos os países com exceção do Brasil.

Fontes: Instituto Aço Brasil e IEA, *Key World Energy Statistics 2011*. Elaboração EPE.

Gráfico 6. Aço bruto: capacidade instalada e demanda interna, 2011-2021 (10³ t/ano)

Pelotização

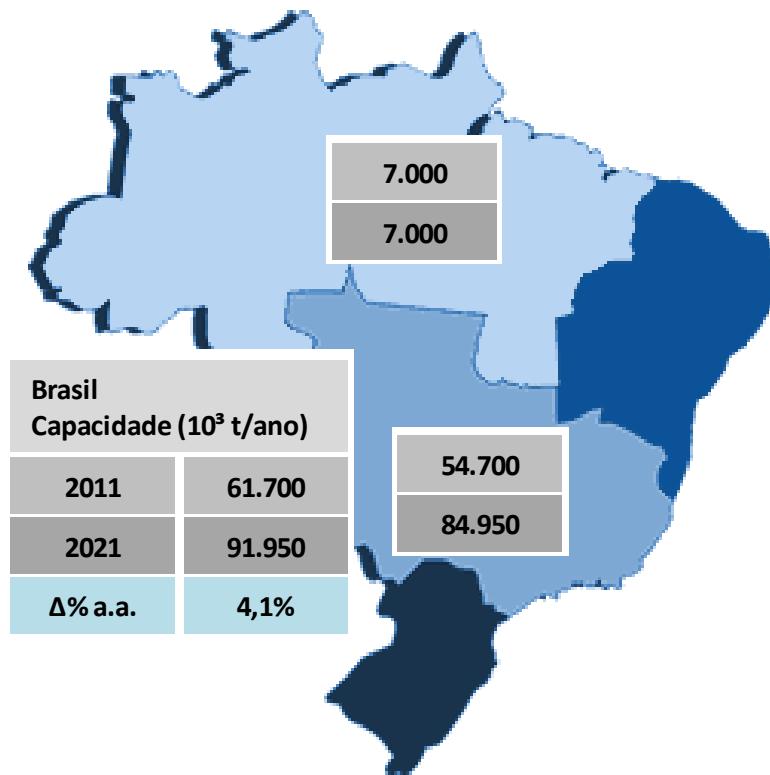
A indústria de pelotização tem como finalidade a fabricação das pelotas, que são aglomerados de finos de minério, gerados na extração do minério de ferro, de forma a adequá-los para a sua utilização como componente de carga metálica nos altos fornos da indústria siderúrgica. Dado o grande volume de extração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

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, Itabrasco, 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.

⁶ A VALE é o maior produtor mundial e o Brasil encontra-se entre os três países maiores produtores, junto com a China e a Austrália.

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 2011-2021 (10³ t/ano)



Ferro ligas

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

A capacidade instalada da produção de ferro ligas no País gira em torno de 1,4 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.

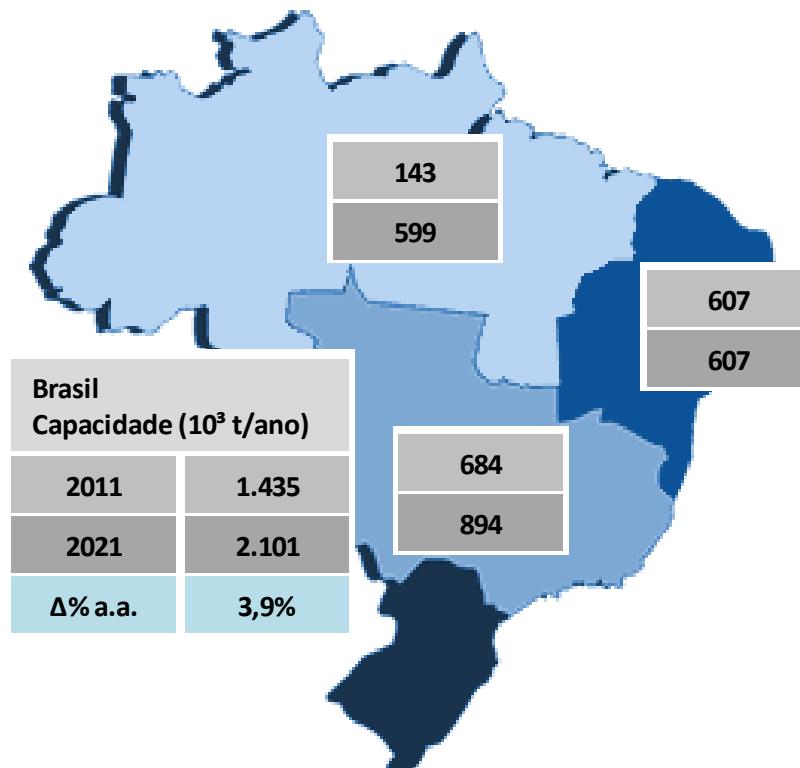
A produção brasileira de ferro ligas, além de atender o mercado doméstico, isto é, a produção nacional de aço, também dedica volumes expressivos a exportação, que deverão variar entre 23% e 36% da produção ao longo do horizonte do estudo.

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.

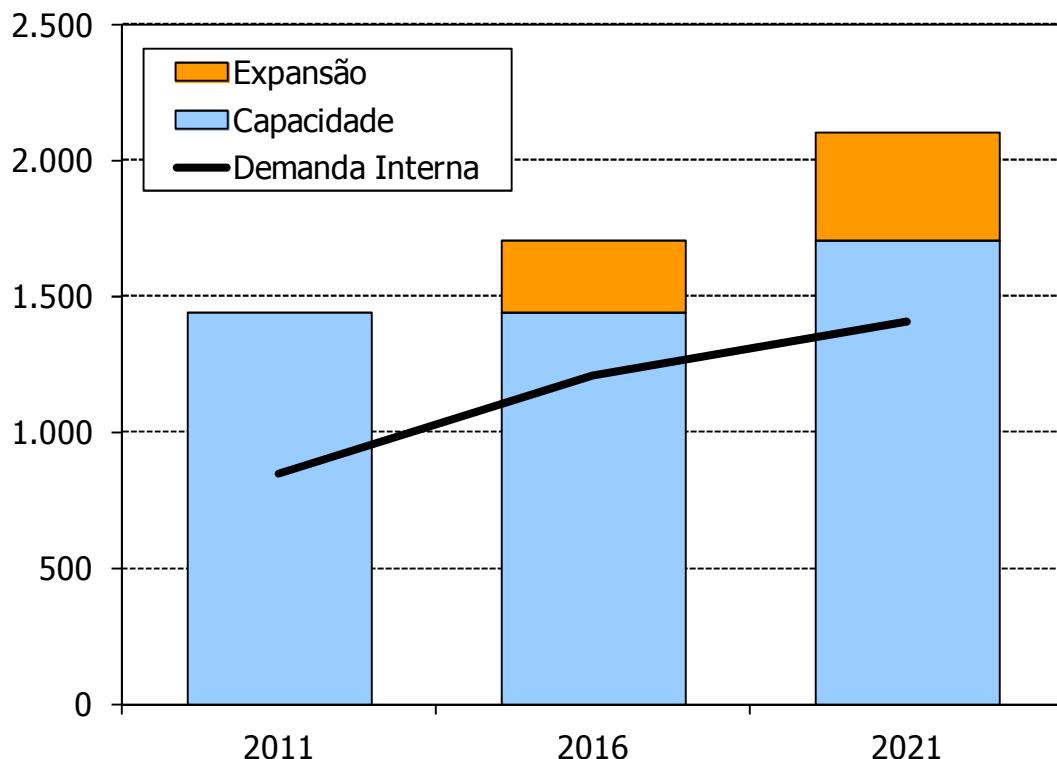
Duas novas plantas de ferro-níquel foram incrementando a sua produção, ao longo do ano de 2011, com reflexo expressivo no consumo de energia elétrica das regiões onde estão instaladas. São elas, a planta Onça Puma, situada no Pará, e a planta da *Anglo American* em Barro Alto, no estado de Goiás.

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 2011-2021 (10³ t/ano)



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

Gráfico 7. Ferro ligas: capacidade instalada e demanda interna, 2011-2021 (10³ t/ano)


Soda-Cloro

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

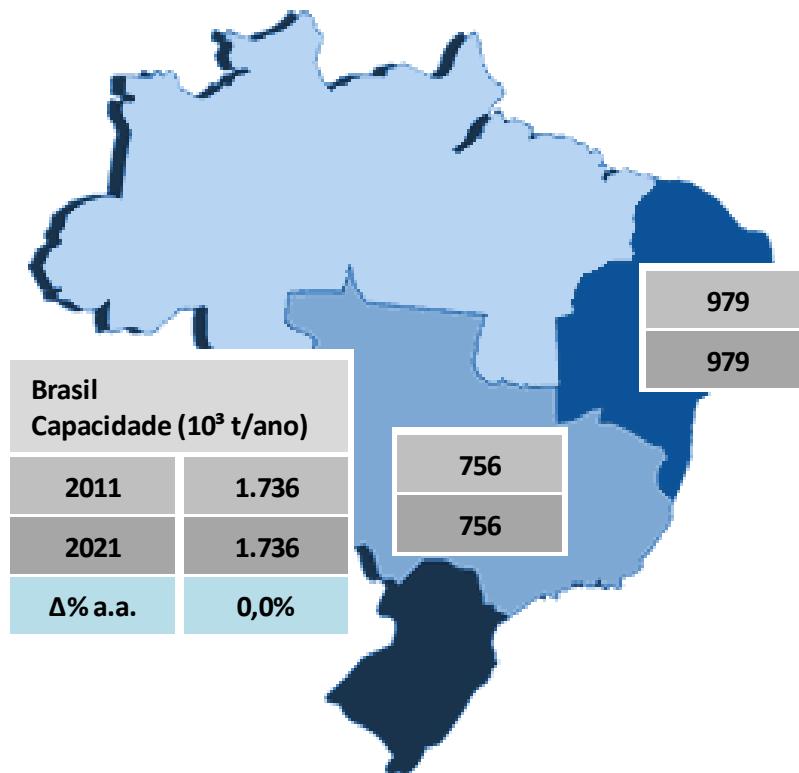
Este é um setor que vem operando em níveis próximos à capacidade instalada de produção. Além disso, apesar de o mercado interno de soda-cloro ainda ser liderado pela demanda de soda, esta situação deverá inverter-se no médio prazo, com o cloro passando a liderar o mercado, conforme ocorre nas economias desenvolvidas, na hipótese de um cenário de crescimento sustentado da economia, principalmente com a aceleração da construção civil e o uso intensivo de PVC, 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.

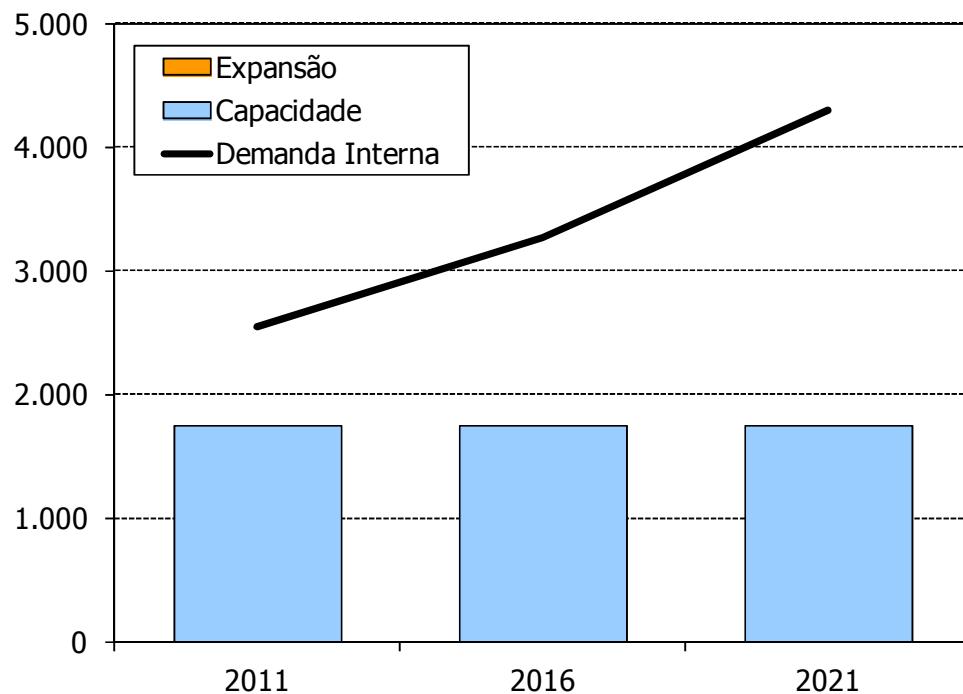
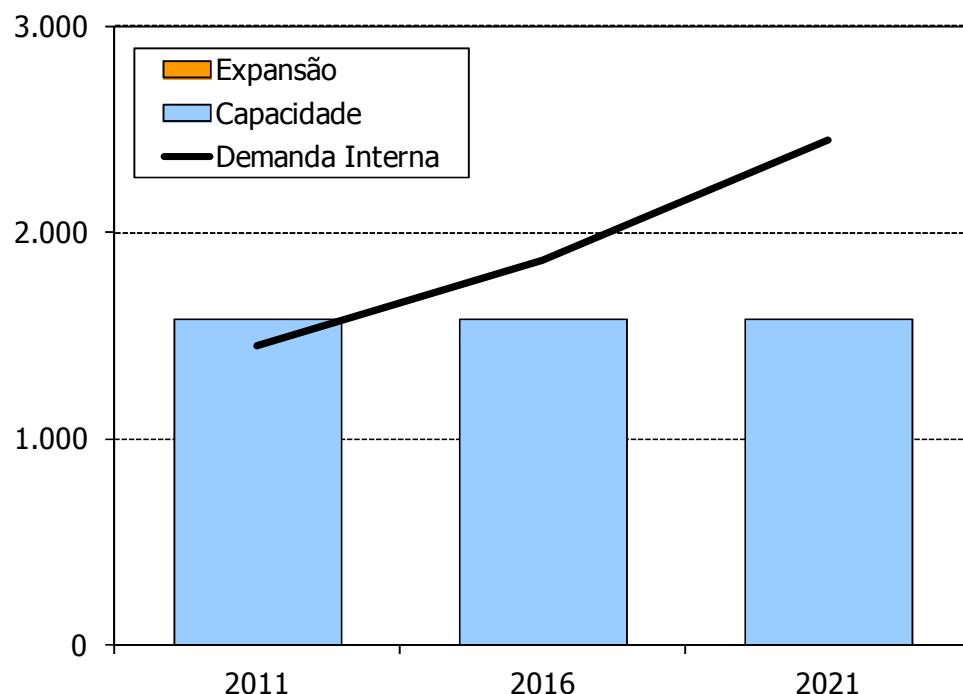
Como não há informações disponíveis sobre intenções de investimentos no setor, segundo a própria ABICLOR, o cenário não considera qualquer expansão de capacidade no período

2011-2021, 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 2011-2021 (10³ t/ano)



O cenário considerado para o setor (expansão nula) implica em volumes crescentes de importação de soda cáustica (Gráfico 8) e, também, na crescente importação de cloro, através de seus derivados (Gráfico 9).

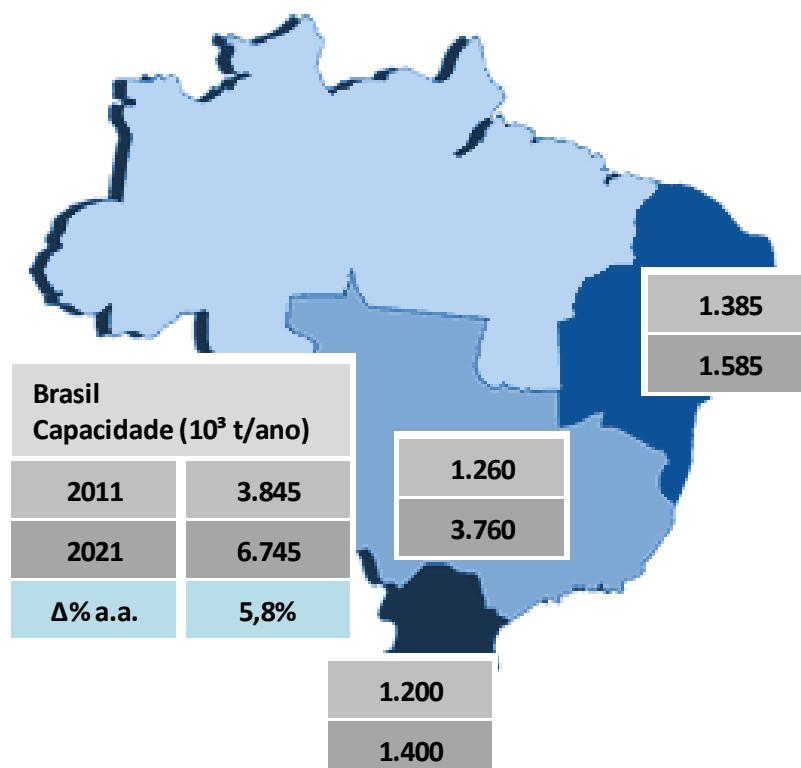
Gráfico 8. Soda: capacidade instalada e demanda interna, 2011-2021 (10³ t/ano)**Gráfico 9. Cloro: capacidade instalada e demanda interna, 2011-2021 (10³ t/ano)**

Petroquímica (eteno)

Atualmente, a produção de produtos petroquímicos básicos está concentrada em poucos grandes grupos de investidores, estando localizada em quatro polos petroquímicos: Grupo BRASKEM, no pólo de Camaçari, na Bahia; RIOPOL no pólo gás-químico do Rio de Janeiro; Petroquímica União - PQU no pólo de São Paulo; e COPESUL/BRASKEM no pólo de Triunfo, no Rio Grande do Sul. A atual capacidade instalada no Brasil é de cerca de 3,8 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 2014-2016.

Figura 7. Eteno ^(*): expansão da capacidade instalada 2011-2021 (10³ t/ano)



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

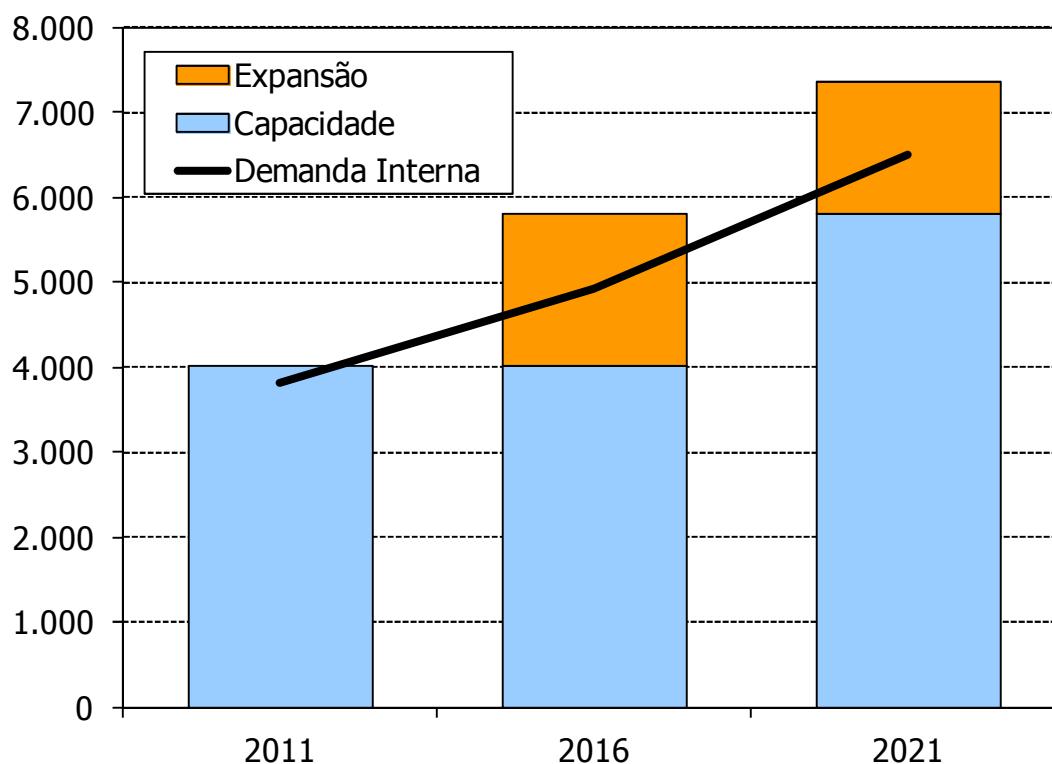
Ressalta-se, também, a importância do pólo petroquímico de Suape em Pernambuco, que foi formalmente inaugurado no início de 2007 com a operação, em fase experimental, da unidade de produção de resina PET (Poli Tereftalato de Etileno), a maior indústria deste produto no mundo, com capacidade de produção 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 serão suficientes para atender o mercado interno.

Gráfico 10. Eteno ^(*): capacidade instalada e demanda interna, 2011-2021 (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.

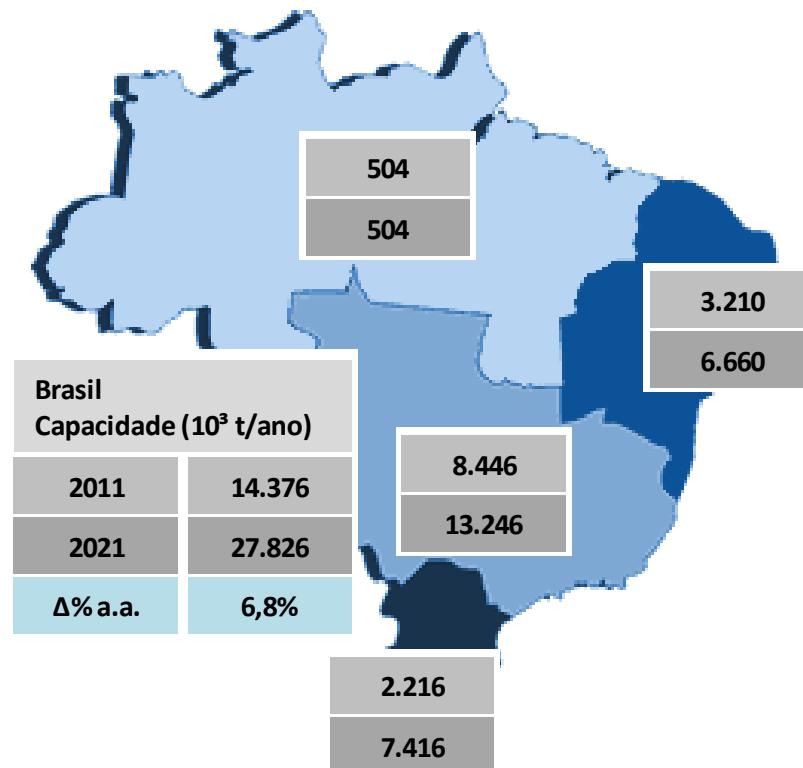
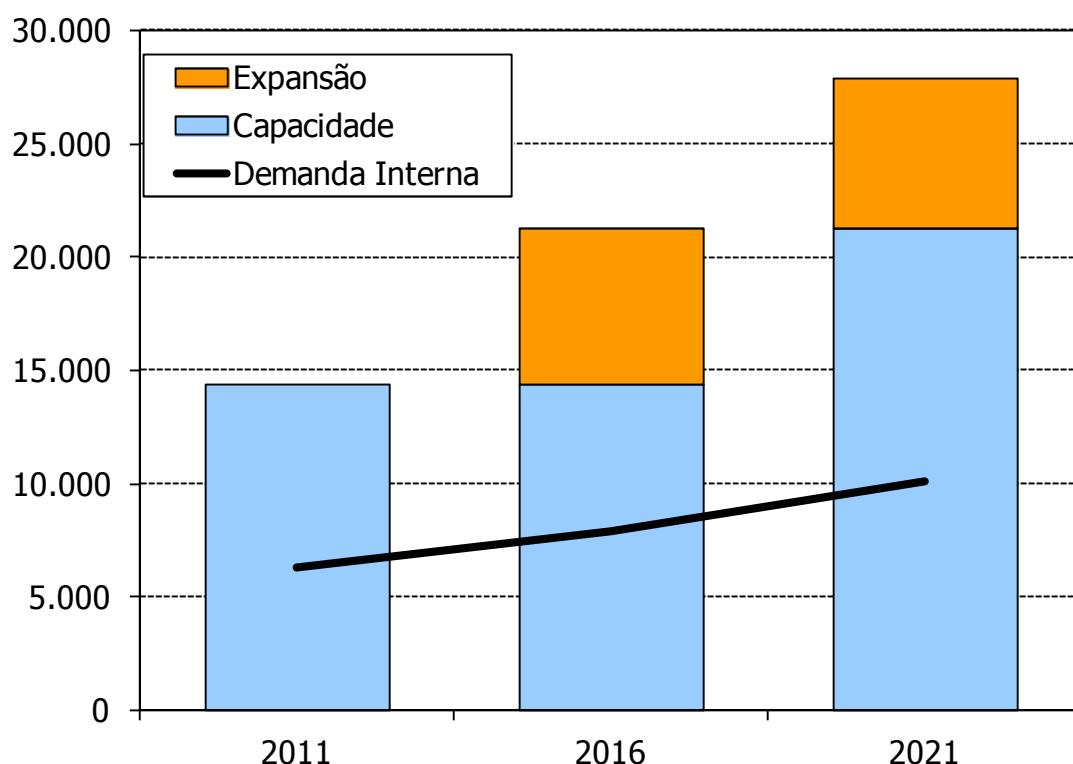
A produção de celulose é um segmento da indústria em que as vantagens comparativas do Brasil são por demais evidentes. O País detém um dos melhores rendimentos de produção florestal do mundo, em razão das condições climáticas muito favoráveis e do desenvolvimento de modernas técnicas de plantio, e é 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 foi de 33%.

A atual capacidade instalada de produção de celulose situa-se em torno de 14 milhões t/ano, devendo alcançar o nível de 28 milhões de toneladas em 2021. As principais expansões de celulose consideradas neste estudo estão indicadas, por subsistema elétrico, na Figura 8.

No caso da pasta mecânica de alto rendimento, utilizada na fabricação de papel de imprensa, o País é importador, possuindo uma planta situada no Paraná de propriedade da Pisa Papel Imprensa, empresa atualmente do grupo Norske Skog. No sentido de atenuar as importações desse insumo, considerou-se uma expansão da capacidade instalada da unidade do Paraná, das atuais 520 mil t/ano para 820 mil t/ano, iniciando operação por volta de 2016-2017.

As expansões da capacidade instalada de celulose, consideradas para o período 2011-2021, e a evolução da demanda interna são apresentadas no Gráfico 11. As exportações variam entre 58% e 65% da produção nacional e, em volume, elas partem de um patamar de aproximadamente 8 milhões t/ano, em 2011, para algo próximo a 18 milhões t/ano, em 2021.

Figura 8. Celulose: expansão da capacidade instalada 2011-2021 (10³ t/ano)Gráfico 11. Celulose: capacidade instalada e demanda interna, 2011-2021 (10³ t/ano)

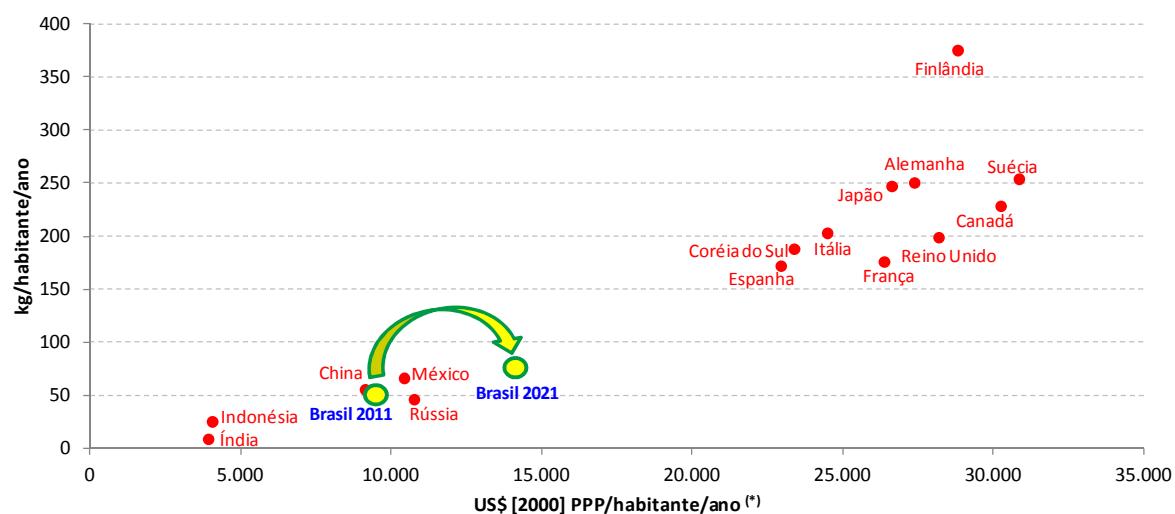
Outros segmentos industriais: papel, cimento e cobre

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

A **indústria de papel** é muito pulverizada, incluindo desde grandes unidades integradas com fábricas de celulose até pequenas unidades industriais e existe alguma dificuldade na obtenção de dados agregados sobre a atual capacidade instalada do setor. Neste caso, admitiu-se que o mercado tenderá a se ajustar fazendo as expansões que permitam manter um nível adequado de capacidade instalada para atender a demanda interna e manter a tendência que se tem verificado de uma pequena e gradual perda de participação das exportações na produção brasileira de papel, passando de pouco mais de 20% da produção atual para cerca de 17% da produção ao final do horizonte (2021).

As premissas utilizadas relativamente à demanda doméstica de papel resultam em uma expansão do atual consumo per capita, em torno de 49 kg/habitante/ano (2011), para 74 kg/habitante/ano em 2021. Conforme mostrado no Gráfico 12, ao longo do horizonte decenal o País ultrapassa o atual (2009) consumo per capita de papel da China e do México, 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 2007 para todos os países com exceção do Brasil.

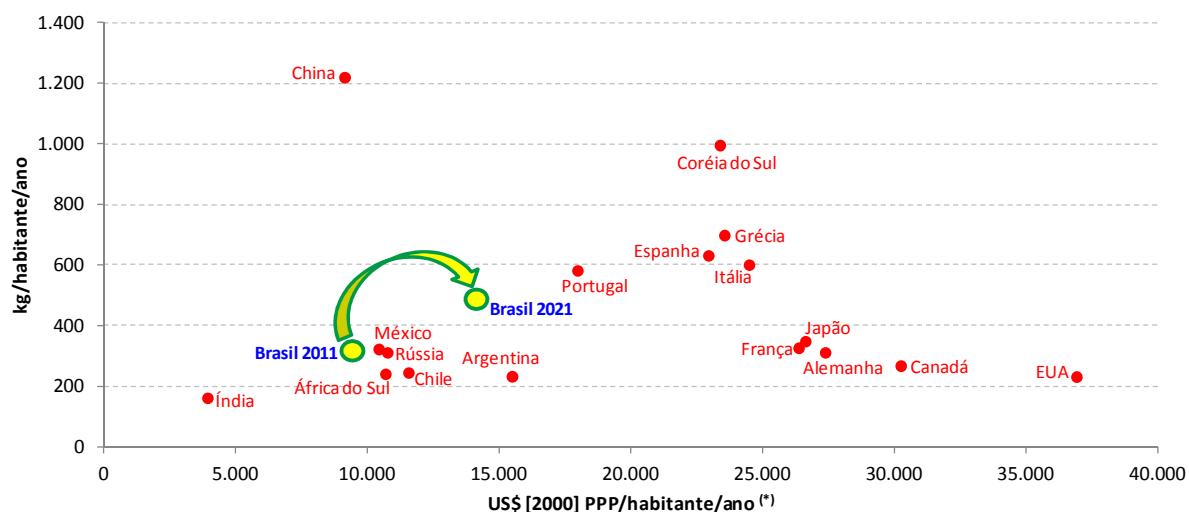
Fontes: *Bureau of International Recycling* e *IEA, Key World Energy Statistics 2009*. Elaboração EPE.

Tradicionalmente 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 307 kg/habitante/ano (2011), nível comparável aos do México e da Rússia, atingirá em torno de 491 kg/habitante/ano, em 2021, mais próximo de países como Portugal, Itália e Espanha. 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 2007 para todos os países com exceção do Brasil.

Fontes: Sindicato Nacional da Indústria do Cimento e IEA, *Key World Energy Statistics 2009*. 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, da VALE, encontra-se em

processo de instalação e terá capacidade produtiva de 520 mil toneladas de concentrado de cobre e de 255 mil toneladas de cobre metálico. Paralelamente, a VALE testa uma nova tecnologia hidrometalúrgica na Usina Hidrometalúrgica de Carajás para a produção de catodo de cobre, que possibilitará a implantação de novos projetos de cobre na região⁷. Entre os novos projetos de produção de cobre incluem-se as plantas do Cristalino e do Alemão.

Produção física

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

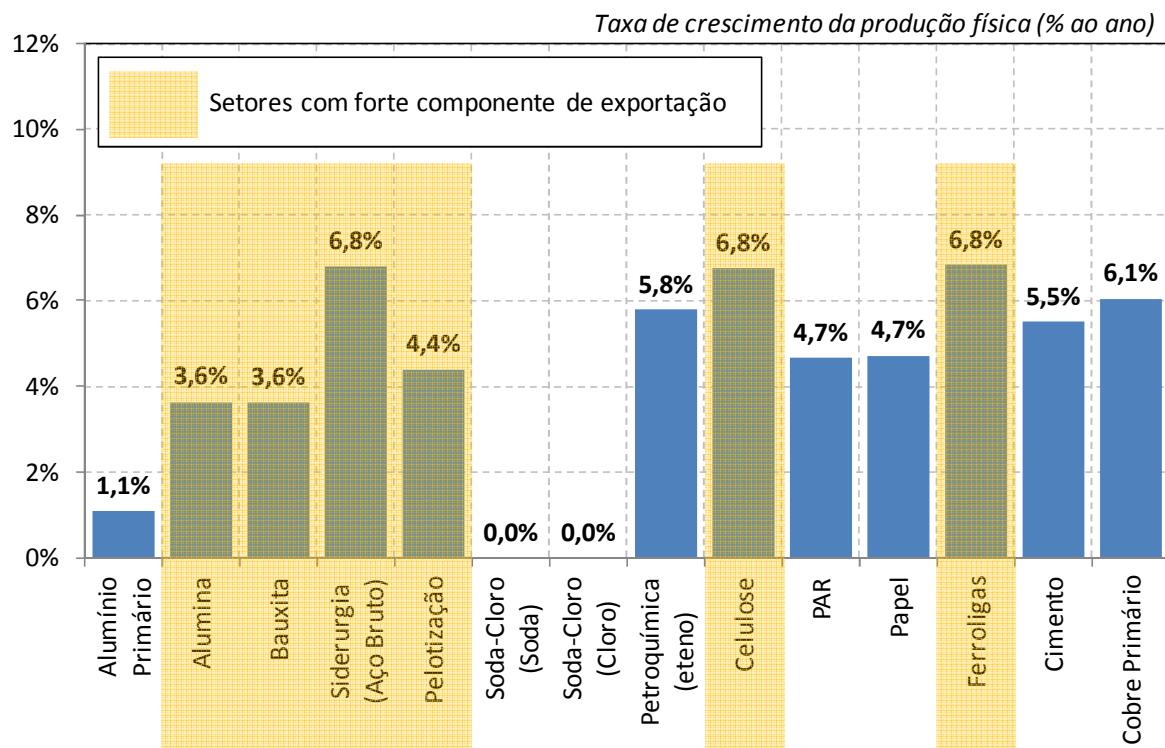
Conforme se mencionou, alguns segmentos industriais eletrointensivos apresentam uma maior componente exportadora, como é o caso dos setores siderúrgico e de celulose. Consequentemente, eles registram um ritmo de expansão da produção adequado não só ao suprimento da demanda doméstica mas, também, a destinar 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 2011-2021, está resumida na Tabela 5.

⁷ Relatório anual (Formulário 20-F) apresentado pela VALE à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos da América (SEC), conforme arquivado na Bolsa de Valores de Nova York em 29 de abril de 2010.

Gráfico 14. Indústrias eletrointensivas: expansão da produção física, 2011-2021

Tabela 5. Grandes consumidores industriais: produção física (10³ t/ano)

Segmento	2011	2016	2021
Bauxita	34.495	43.124	49.299
Alumina	10.194	12.777	14.582
Alumínio Primário	1.489	1.582	1.659
Siderurgia (aço bruto)	36.390	56.310	70.230
Ferro lijas	1.005	1.573	1.943
Pelotização	57.381	74.352	88.272
Cobre Primário	255	459	459
Soda Cáustica	1.597	1.597	1.597
Cloro	1.452	1.452	1.452
Petroquímica (eteno)	3.653	5.097	6.408
Celulose	14.260	20.908	27.409
Pasta mecânica	504	650	795
Papel	10.439	13.075	16.557
Cimento	60.437	78.339	103.287

Nota: Estimativa preliminar para 2011.

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, um estudo contratado pela EPE permitiu uma análise mais aprofundada dos consumos energéticos unitários e, em particular, dos consumos específicos de energia elétrica, 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 ferro ligas considerou-se a divisão entre o ferro-níquel e outros tipos de ferro ligas e definiram-se consumos específicos médios para estas duas categorias. Para os outros ferro ligas, adotou-se, como parâmetro, o atual consumo específico médio das ferro ligas existentes no país, enquanto que para o ferro-níquel adotou-se como base um consumo específico 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. No entanto, conforme mencionado na seção 2.3.1, admitiu-se que não haverá expansão da capacidade instalada de soda-cloro no horizonte decenal.

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 com as melhores práticas internacionais.

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

Os consumos específicos médios de energia elétrica resultantes, por segmento industrial, estão apresentados na Tabela 6.

Tabela 6. Grandes consumidores industriais: consumo específico de eletricidade (kWh por tonelada produzida)

Segmento	2011	2016	2021	2011-2021 (% ao ano)
Bauxita	13	13	12	-0,4
Alumina	299	291	287	-0,4
Alumínio Primário	14.765	14.277	13.938	-0,6
Siderurgia	501	487	459	-0,9
Ferro ligas	8.535	9.029	9.078	0,6
Pelotização	49	48	47	-0,4
Cobre Primário	1.554	1.487	1.460	-0,6
Soda	2.722	2.671	2.641	-0,3
Petroquímica	1.590	1.571	1.548	-0,3
Celulose	980	950	928	-0,5
Pasta mecânica	2.189	2.139	2.104	-0,4
Papel	791	772	752	-0,5
Cimento	122	119	116	-0,5

Nota: Estimativa preliminar para 2011.

Com base nestes consumos específicos e no cenário de produção física, apresentado na seção 2.3.1, calculou-se o consumo total de energia elétrica dos grandes consumidores industriais, indicado na Tabela 7, por segmento, e na Tabela 8 por subsistema elétrico.

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

Segmento	2011	2016	2021	2011-2021 (% ao ano)
Bauxita	446	545	612	3,2
Alumina	3.043	3.722	4.174	3,2
Alumínio	21.980	22.568	23.113	0,5
Siderurgia	18.307	27.387	32.212	5,8
Ferro ligas	8.465	14.620	17.977	7,8
Pelotização	2.812	3.595	4.159	4,0
Cobre	397	683	670	5,4
Soda	4.345	4.264	4.216	-0,3
Petroquímica	5.776	7.992	9.913	5,5
Celulose	13.974	19.852	25.433	6,2
Pasta mecânica	1.104	1.390	1.674	4,2
Papel	8.260	10.041	12.449	4,2
Cimento	6.979	8.780	11.334	5,0
Total	95.887	125.440	147.937	4,4

(1) Inclui autoprodução.

Nota: Estimativa preliminar para 2011.

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

Subsistema	2011	2016	2021	2011-2021 (% ao ano)
Norte	18.013	23.691	27.122	4,2
Nordeste	14.665	18.565	20.749	3,5
Sudeste/Centro-Oeste	52.751	69.541	82.045	4,5
Sul	10.346	13.502	17.839	5,6
SIN	95.775	125.299	147.755	4,4
Sistemas Isolados	112	141	182	5,0
Brasil	95.887	125.440	147.937	4,4

(1) Inclui autoprodução.

Notas: (i) Estimativa preliminar para 2011; (ii) Não considera interligação dos sistemas isolados.

Autoprodução - Grandes consumidores industriais

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

Com base nessas premissas, os resultados relativos à projeção da autoprodução dos grandes consumidores industriais de energia elétrica, para o período 2011-2021 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	2011	2016	2021	2011-2021 (% ao ano)
Norte	749	1.441	2.116	10,9
Nordeste	4.573	7.898	9.583	7,7
Sudeste/Centro-Oeste	13.744	18.618	26.194	6,7
Sul	2.429	4.867	8.256	13,0
Brasil	21.495	32.824	46.149	7,9

Nota: Estimativa preliminar para 2011.

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

Segmento	2011	2016	2021	2011-2021 (% ao ano)
Bauxita	0	0	0	0,0
Alumina	383	383	383	0,0
Alumínio	2.740	2.740	2.740	0,0
Siderurgia	5.205	7.186	11.463	8,2
Ferro ligas	136	136	136	0,0
Pelotização	542	542	542	0,0
Cobre	0	0	0	0,0
Soda	119	119	119	0,0
Petroquímica	2.459	4.819	6.852	10,8
Celulose	9.168	15.046	20.627	8,4
Pasta mecânica	7	7	7	0,0
Papel	640	1.750	3.185	17,4
Cimento	96	96	96	0,0
Total	21.495	32.824	46.149	7,9

Nota: Estimativa preliminar para 2011.

Consumo de energia elétrica na rede

Conjugando os resultados da Tabela 9 e da Tabela 10 com os da Tabela 7 e da Tabela 8, 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	2011	2016	2021	2011-2021 (% ao ano)
Bauxita	446	545	612	3,2
Alumina	2.660	3.340	3.792	3,6
Alumínio	19.240	19.828	20.373	0,6
Siderurgia	13.101	20.201	20.749	4,7
Ferroligas	8.329	14.484	17.841	7,9
Pelotização	2.270	3.054	3.618	4,8
Cobre	397	683	670	5,4
Soda	4.226	4.145	4.097	-0,3
Petroquímica	3.318	3.173	3.061	-0,8
Celulose	4.806	4.806	4.806	0,0
Pasta mecânica	1.097	1.383	1.667	4,3
Papel	7.620	8.291	9.264	2,0
Cimento	6.883	8.684	11.237	5,0
Total	74.393	92.616	101.788	3,2

Notas: (i) Estimativa preliminar para 2011; (ii) Por definição, consumo na rede não inclui autoprodução.

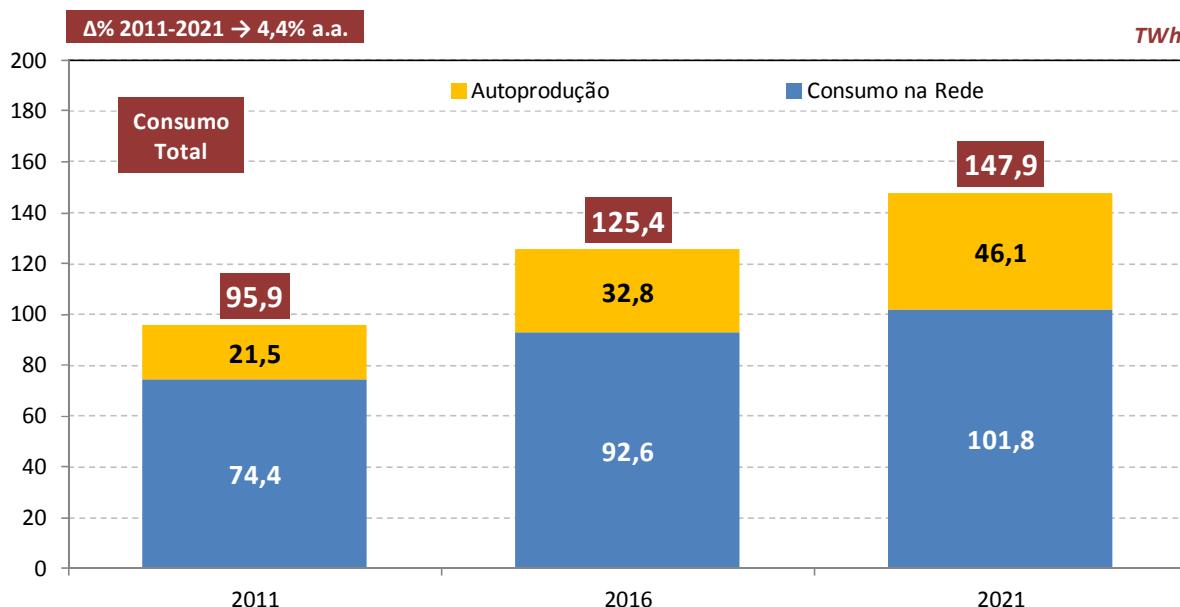
Tabela 12. Grandes consumidores industriais - Consumo de eletricidade na rede, por subsistema (GWh)

Subsistema	2011	2016	2021	2011-2021 (% ao ano)
Norte	17.264	22.249	25.006	3,8
Nordeste	10.092	10.667	11.166	1,0
Sudeste/Centro-Oeste	39.007	50.924	55.851	3,7
Sul	7.917	8.635	9.583	1,9
SIN	74.281	92.475	101.606	3,2
Sistemas Isolados	112	141	182	5,0
Brasil	74.393	92.616	101.788	3,2

Nota: Estimativa preliminar para 2011.

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.

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 9% 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

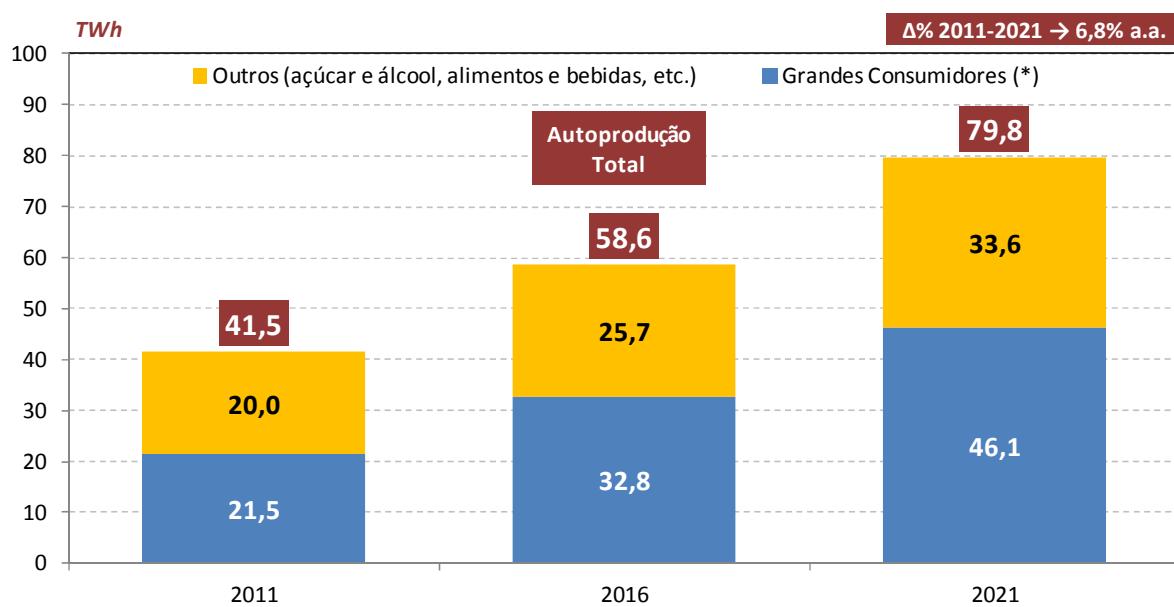
industrial. Os principais segmentos que apresentam tais características são: papel e celulose, químico e petroquímico, siderurgia, açúcar e álcool, alimentos e bebidas, e têxtil.

Prevê-se um expressivo crescimento da autoprodução nos próximos 10 anos, em torno de 6,8% ao ano, em média. O Gráfico 16 mostra a previsão da autoprodução para o período 2011-2021. A participação da autoprodução no consumo total de eletricidade do País passará de quase 9% (valor verificado nos últimos anos) para cerca de 11% 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 2021, caso esse consumo fosse atendido pelo sistema elétrico, equivaleria a uma carga da ordem de 10 GWmédio, o que representa mais do que a energia assegurada da usina hidroelétrica de Itaipu.

Gráfico 16. Autoprodução de eletricidade, 2011-2021 (TWh)



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

Nota: Estimativa preliminar para 2011.

2.5 Eficiência energética

A projeção da demanda de energia elétrica elaborada neste estudo contemplou ganhos de eficiência energética, ao longo do período 2011-2021, que montam a 4,2% 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 4,5 GWmédio, isto é, aproximadamente igual à energia assegurada da usina hidroelétrica de Belo Monte.

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

O BEU contempla valores dos rendimentos energéticos para os anos de 1984, 1994 e 2004, e, ainda, rendimentos de referência. Assim, é possível, para um dado segmento de consumo, construir uma curva logística passando pelos três pontos do BEU, relativos aos anos de 1984, 1994 e 2004, e aproximando-se progressivamente do rendimento de referência correspondente, o qual representa a assíntota da curva, isto é o limite de saturação.

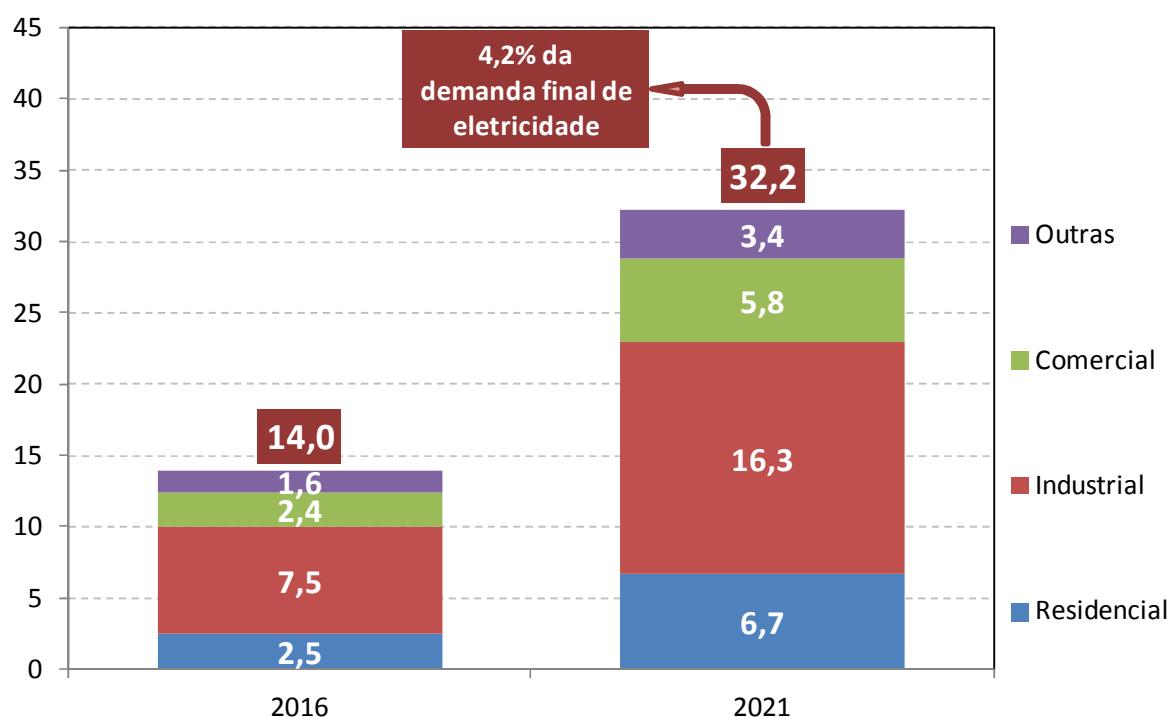
Os rendimentos do BEU são apresentados, para cada setor/segmento da economia, por uso final: força motriz, calor de processo, aquecimento direto, refrigeração, iluminação, eletroquímica e outros. Assim, com o objetivo de utilizar um rendimento médio da eletricidade por setor, ponderaram-se os rendimentos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

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

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	2016	2021
Residencial	1,8%	3,7%
Industrial	2,6%	4,5%
Comercial	2,4%	4,3%
Outras	2,1%	3,8%
Total	2,3%	4,2%

Gráfico 17. Ganhos de eficiência (TWh)

Nota: Considera eficiência autônoma e induzida. O ganho de eficiência refere-se ao ganho acumulado a partir de 2011, expresso como percentual do consumo em cada ano.

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

3. Consumo de energia elétrica

3.1 O consumo na rede em 2011

A estimativa do consumo de energia elétrica na rede, para o ano de 2011, por classe de consumo e por subsistema, é apresentada na Tabela 14 e na Tabela 15, respectivamente. Observa-se que o consumo no subsistema Nordeste deverá fechar o ano com crescimento próximo de zero.

Tabela 14. Brasil - Consumo de energia elétrica na rede 2010-2011, por classe (GWh)

Classe	2010	2011	Δ%
Residencial	107.215	112.232	4,7
Industrial	179.478	183.953	2,5
Comercial	69.170	73.647	6,5
Outras	59.414	61.010	2,7
Total	415.277	430.842	3,7

Nota: Estimativa preliminar para 2011.

Tabela 15. Brasil - Consumo de energia elétrica na rede 2010-2011, por subsistema (GWh)

Subsistema	2010	2011	Δ%
Norte	28.519	29.837	4,6
Nordeste	59.565	59.820	0,4
Sudeste/CO	250.793	261.490	4,3
Sul	69.563	72.507	4,2
SIN	408.440	423.653	3,7
Isolado	6.837	7.189	5,1
Brasil	415.277	430.842	3,7

Notas: (i) Considera a interligação dos sistemas isolados Acre-Rondônia ao subsistema Sudeste/CO a partir da última semana de outubro de 2009; (ii) Estimativa preliminar para 2011.

3.2 Projeção do consumo [2012-2021]

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

A projeção do consumo de energia elétrica na rede, para o período 2012-2021, levou em consideração as indicações do acompanhamento e da análise do mercado e da conjuntura econômica e energética para 2011, discutidos nas seções precedentes, bem como o cenário macroeconômico para o horizonte 2021 (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 2012-2021.

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.

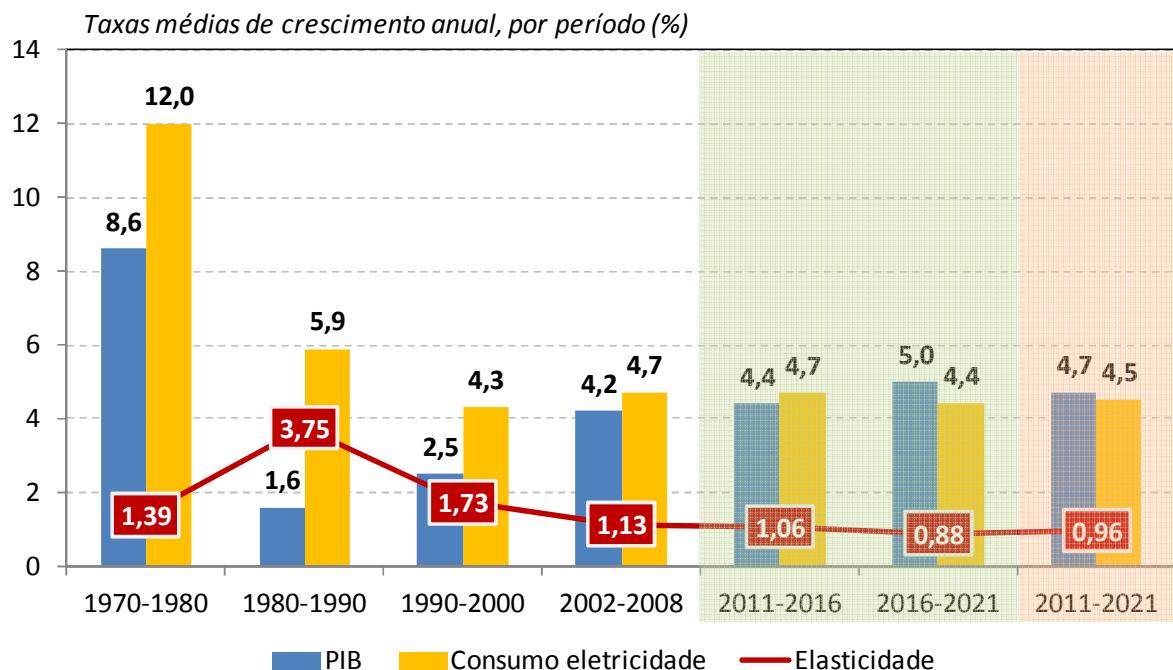
Registram-se valores para a elasticidade-renda do consumo de eletricidade decrescentes ao longo do tempo. No primeiro quinquênio, a elasticidade é um pouco superior à unidade (1,06) para um crescimento do PIB de 4,4% ao ano em média e, no segundo período, a elasticidade é inferior à unidade, resultando uma elasticidade-renda nos 10 anos de 0,96. Dessa forma, a intensidade elétrica da economia aumenta ligeiramente nos primeiros cinco anos, mas depois decai e acaba inferior à intensidade elétrica inicial.

Por sua vez, o Gráfico 18 compara a evolução histórica da elasticidade com a sua projeção para o horizonte 2021, mostrando a continuação da tendência declinante desse indicador verificada no período 1980-2008.

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

Ano	Consumo (TWh)	PIB (10 ⁹ R\$ 2010)	Intensidade (kWh/R\$ 2010)
2011	472	3.804	0,124
2016	593	4.717	0,126
2021	736	6.021	0,122
Período	Consumo (Δ% a.a.)	PIB (Δ% a.a.)	Elasticidade
2011-2016	4,7	4,4	1,06
2016-2021	4,4	5,0	0,88
2011-2021	4,5	4,7	0,96

Notas: (i) O consumo de energia elétrica inclui autoprodução; (ii) Para 2011, consideradas estimativas preliminares do PIB e do consumo de energia elétrica.

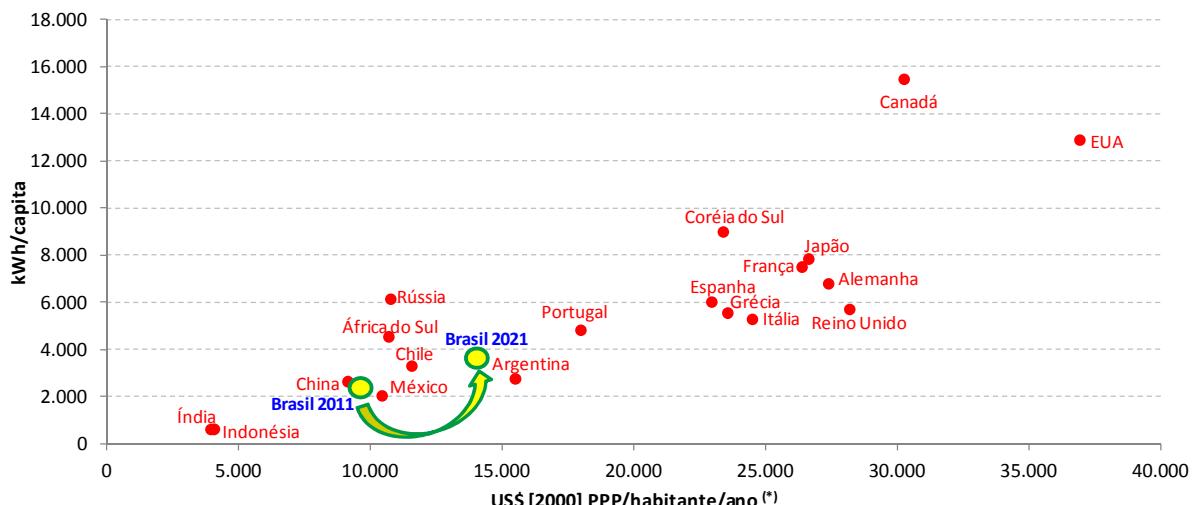
Gráfico 18. Evolução da elasticidade-renda do consumo de eletricidade^(*)

(*) Inclui autoprodução.

O cenário econômico adotado e as projeções demográficas, assim como a correspondente projeção do consumo total de energia elétrica, para o período 2012-2021, resultam em um crescimento continuado da renda per capita nacional e do consumo per capita de eletricidade, concomitantemente com uma pequena redução 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 2011 e 2021 com a posição atual (2009) 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 e do México. Contudo, a intensidade elétrica da economia brasileira é significativamente inferior à chinesa e superior à mexicana. Ao longo do período 2012-2021, o Brasil evolui no sentido de um maior consumo de eletricidade per capita, ultrapassando a Argentina e o Chile (de 2009) ao final do horizonte.

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



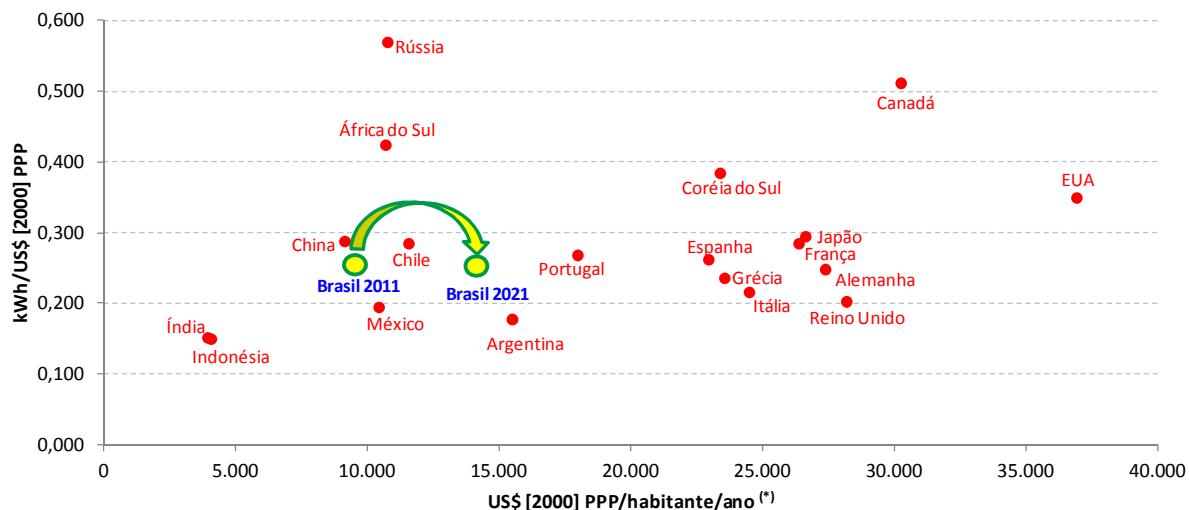
(*) PIB per capita referenciado a US\$ [2000] PPP (Power Purchase Parity). Os dados são relativos ao ano de 2009 para todos os países com exceção do Brasil.

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

Fonte: IEA, 2011: *Key World Energy Statistics 2011*. 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 sofre uma pequena redução. Pode dizer-se, a economia se torna mais eficiente no uso da eletricidade, produzindo mais valor econômico (ou valor adicionado) para o mesmo montante consumido de eletricidade.

Gráfico 20. Intensidade elétrica versus PIB per capita



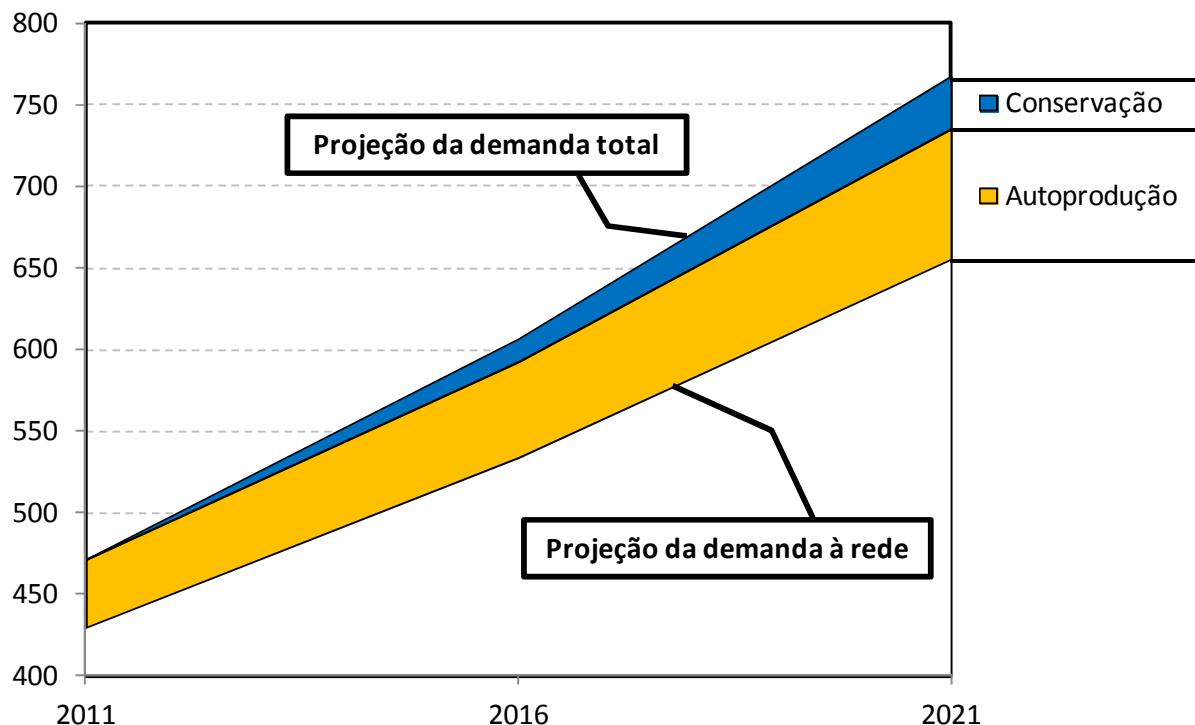
(*) PIB per capita referenciado a US\$ [2000] PPP (Power Purchase Parity). Os dados são relativos ao ano de 2009 para todos os países com exceção do Brasil.

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

Fonte: IEA, 2011: *Key World Energy Statistics* 2011. 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 (2011), 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 2011.

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



Na sequencia 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 2011-2021, de 5,8% ao ano, seguida da classe residencial (4,5% ao ano) e da classe industrial (3,8% ao ano). Ressalte-se, porém, que enquanto o consumo industrial na rede cresce em média 3,8% ao ano, a autoprodução aumenta a um ritmo de 6,8% ao ano (seção 2.4), fazendo com que o consumo industrial total de eletricidade cresça, em média, a 4,4% 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 2012-2021, 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 (%)

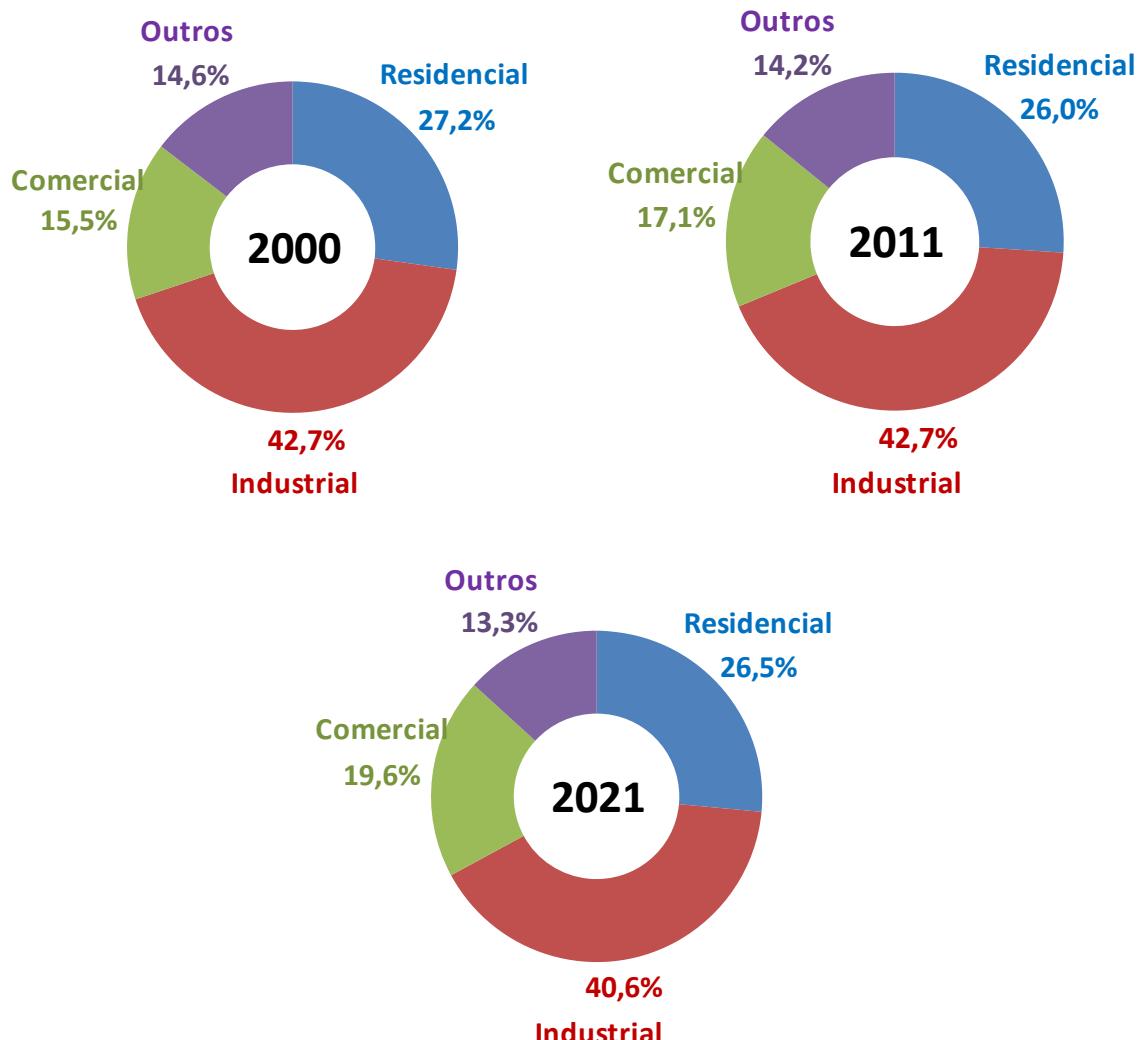
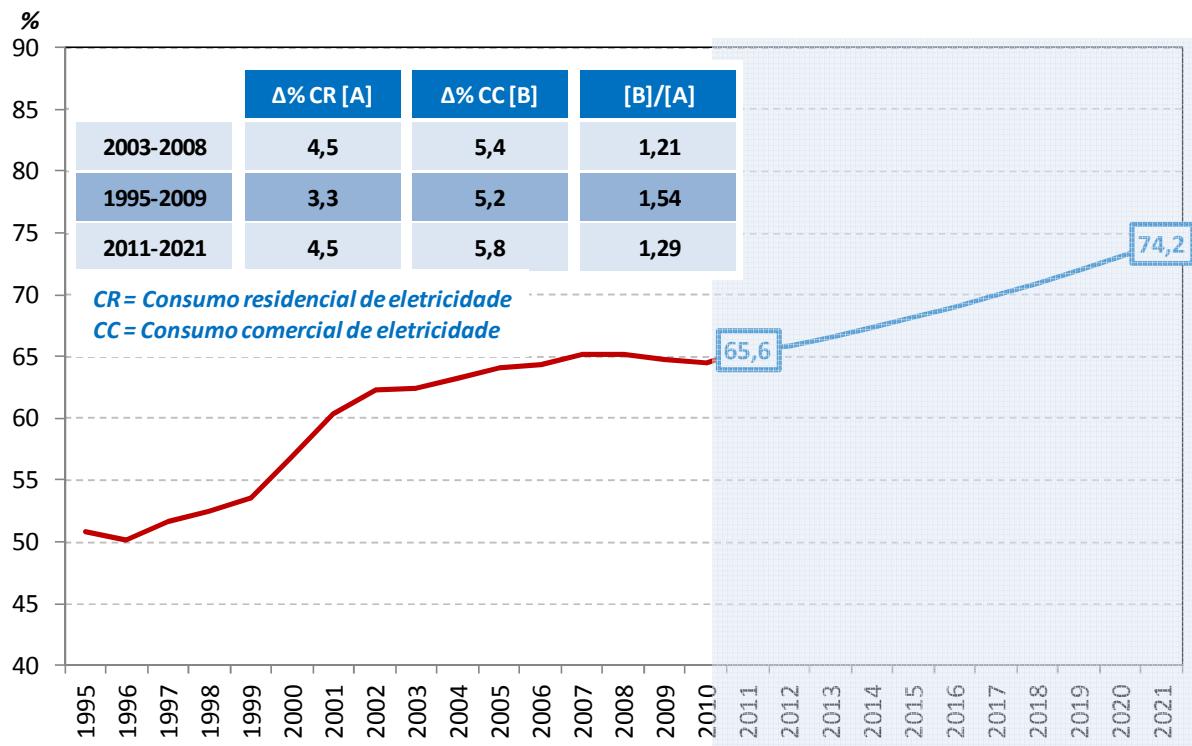


Gráfico 23. Brasil. Relação: consumo comercial/consumo residencial (%)



A evolução do consumo residencial de eletricidade no Brasil, com expansão média anual de 4,5% no período 2011-2021, pode ser vista como o efeito combinado de um crescimento médio de 2,5% 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 (2021), deverá situar-se em torno de 190 kWh/mês.

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

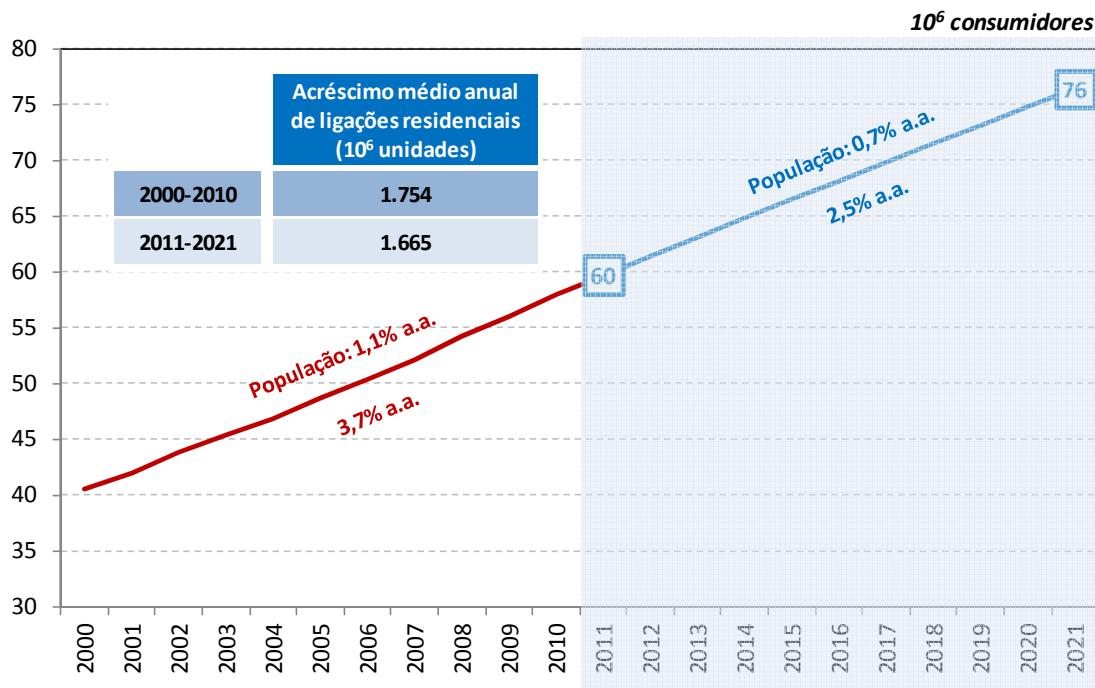
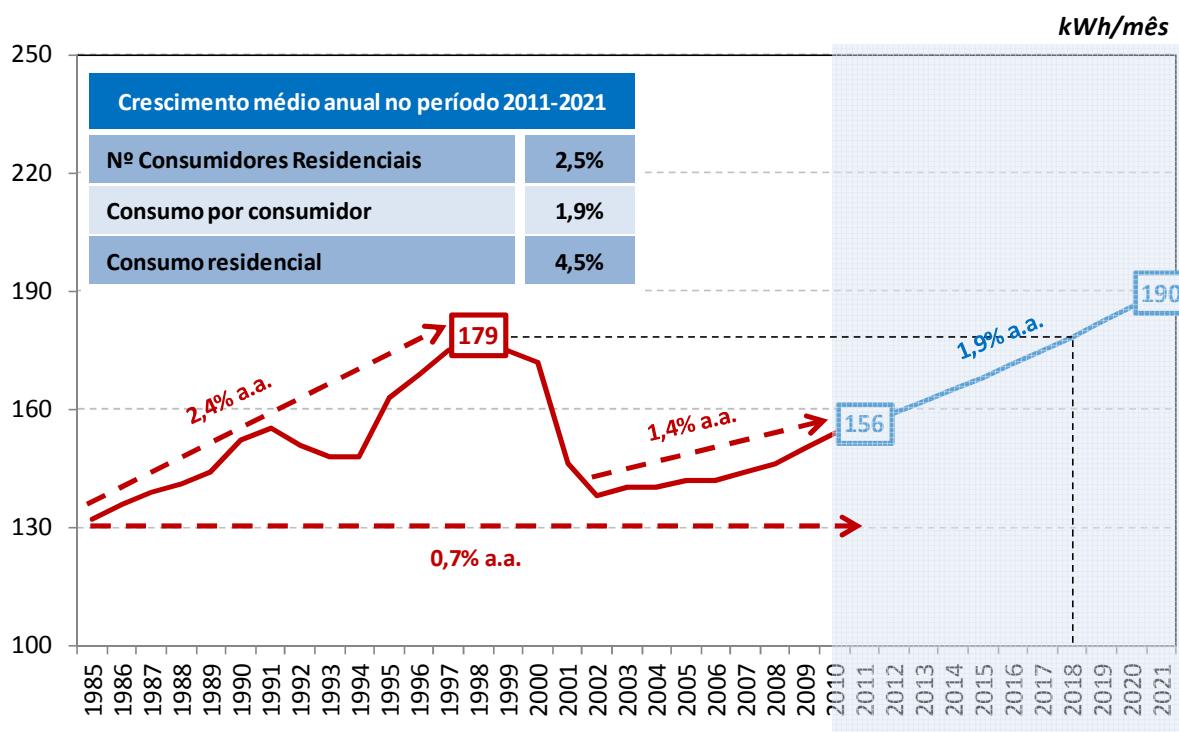


Gráfico 25. Brasil - Consumo médio por consumidor residencial (kWh/mês)



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 junho de 2014. 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 2011-2021, seria de 4,5% em lugar de 6,8%.

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

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2011	112.232	183.953	73.647	61.010	430.842
2012	117.088	192.206	77.388	62.985	449.668
2013	122.550	202.676	81.608	65.285	472.119
2014	128.251	211.349	86.348	67.655	493.603
2015	134.079	218.266	91.364	70.090	513.799
2016	140.053	225.262	96.617	72.609	534.541
2017	146.446	232.834	102.414	75.313	557.006
2018	153.029	240.915	108.542	78.109	580.596
2019	159.794	249.734	115.012	80.998	605.537
2020	166.749	258.280	121.843	83.982	630.854
2021	173.706	266.546	128.876	86.962	656.090
Variação (% ao ano)					
2011-2016	4,5	4,1	5,6	3,5	4,4
2016-2021	4,4	3,4	5,9	3,7	4,2
2011-2021	4,5	3,8	5,8	3,6	4,3

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

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2011	4.753	20.095	2.513	2.476	29.837
2012	5.078	21.302	2.615	2.725	31.720
2013	6.309	23.902	3.496	3.383	37.090
2014	7.814	26.305	4.544	4.131	42.794
2015	8.446	27.761	4.935	4.389	45.531
2016	8.915	28.379	5.244	4.590	47.128
2017	9.396	29.112	5.576	4.808	48.893
2018	9.894	29.969	5.927	5.036	50.827
2019	10.401	31.529	6.292	5.273	53.495
2020	10.926	32.750	6.677	5.519	55.873
2021	11.459	33.418	7.076	5.772	57.725
Variação (% ao ano)					
2011-2016	13,4	7,1	15,9	13,1	9,6
2016-2021	5,1	3,3	6,2	4,7	4,1
2011-2021	9,2	5,2	10,9	8,8	6,8

Nota: Considera a interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus a partir de julho de 2013 e a interligação do sistema Boavista a partir de junho de 2014.

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

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2011	18.107	20.691	9.879	11.143	59.820
2012	19.006	21.390	10.413	11.422	62.230
2013	20.053	22.044	11.093	11.944	65.134
2014	21.231	22.894	11.865	12.486	68.476
2015	22.458	23.404	12.687	13.047	71.597
2016	23.734	23.919	13.561	13.629	74.843
2017	25.111	24.693	14.541	14.242	78.587
2018	26.544	25.568	15.585	14.878	82.575
2019	28.034	26.217	16.695	15.535	86.481
2020	29.580	26.871	17.877	16.215	90.542
2021	31.148	27.938	19.104	16.897	95.087
Variação (% ao ano)					
2011-2016	5,6	2,9	6,5	4,1	4,6
2016-2021	5,6	3,2	7,1	4,4	4,9
2011-2021	5,6	3,0	6,8	4,3	4,7

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

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2011	69.169	110.643	47.174	34.504	261.490
2012	71.931	116.086	49.540	35.517	273.074
2013	75.040	123.247	52.054	36.710	287.051
2014	78.226	128.578	54.928	37.941	299.673
2015	81.491	132.465	57.959	39.210	311.127
2016	84.837	136.902	61.155	40.520	323.414
2017	88.452	141.402	64.698	41.932	336.484
2018	92.162	146.453	68.439	43.389	350.443
2019	95.966	151.719	72.387	44.894	364.966
2020	99.863	157.000	76.550	46.446	379.860
2021	103.740	162.133	80.827	47.989	394.688
Variação (% ao ano)					
2011-2016	4,2	4,4	5,3	3,3	4,3
2016-2021	4,1	3,4	5,7	3,4	4,1
2011-2021	4,1	3,9	5,5	3,4	4,2

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

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2011	17.814	30.638	12.646	11.409	72.507
2012	18.513	31.454	13.206	11.815	74.988
2013	19.290	32.451	13.886	12.185	77.813
2014	20.088	33.483	14.652	12.566	80.789
2015	20.905	34.548	15.461	12.960	83.874
2016	21.743	35.969	16.314	13.366	87.392
2017	22.620	37.529	17.233	13.803	91.185
2018	23.520	38.821	18.202	14.254	94.797
2019	24.441	40.159	19.223	14.720	98.543
2020	25.384	41.543	20.300	15.200	102.426
2021	26.319	42.935	21.403	15.676	106.333
Variação (% ao ano)					
2011-2016	4,1	3,3	5,2	3,2	3,8
2016-2021	3,9	3,6	5,6	3,2	4,0
2011-2021	4,0	3,4	5,4	3,2	3,9

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

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2011	109.844	182.066	72.211	59.532	423.653
2012	114.528	190.231	75.773	61.479	442.012
2013	120.692	201.644	80.530	64.221	467.087
2014	127.358	211.260	85.990	67.123	491.731
2015	133.300	218.178	91.043	69.607	512.128
2016	139.229	225.170	96.274	72.105	532.777
2017	145.580	232.736	102.048	74.785	555.149
2018	152.120	240.812	108.152	77.557	578.641
2019	158.841	249.624	114.598	80.421	603.484
2020	165.753	258.164	121.404	83.380	628.701
2021	172.665	266.424	128.410	86.334	653.833
Variação (% ao ano)					
2011-2016	4,9	4,3	5,9	3,9	4,7
2016-2021	4,4	3,4	5,9	3,7	4,2
2011-2021	4,6	3,9	5,9	3,8	4,4

Nota: Considera a interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus, a partir de julho de 2013, e do sistema Boavista, a partir de junho de 2014, 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)⁸

Neste capítulo, apresenta-se a projeção da carga de energia do SIN para o horizonte 2021, 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.

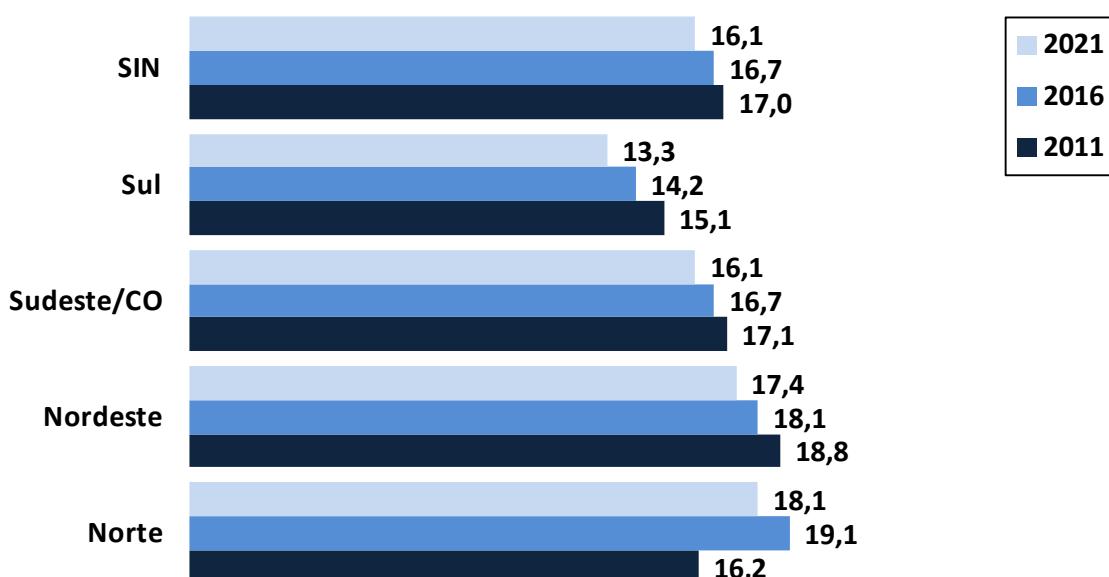
Em estudos anteriores da EPE, nomeadamente no PDE 2020, levando-se em consideração o esforço natural das concessionárias de distribuição para diminuir as perdas, principalmente as perdas comerciais, admitia-se, de um modo geral, uma redução no índice de perdas ao longo do horizonte do estudo. No entanto, os dados de consumo e de carga verificados nos últimos anos têm demonstrado uma resistência à redução das perdas bem maior do que se esperava. Por essa razão, adotou-se, no presente estudo, um cenário mais conservador quanto à redução do índice de perdas.

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 julho 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.

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

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.

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



Nota: considera a interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus, ao subsistema Norte, em julho de 2013 e a interligação do sistema Boavista em junho de 2014.

4.2 A carga de energia em 2011

A previsão da carga de energia no SIN para o ano de 2011 é de 58.237 MWmédio, representando uma expansão de 3,4% sobre 2010, ou um acréscimo de 1.904 MWmédio.

Essa previsão foi resultado da carga verificada até novembro e da estimativa do PMO para a carga de dezembro, por subsistema do SIN.

A estimativa da carga de energia para 2011, por subsistema, está resumida na Tabela 23.

Tabela 23. SIN - Carga de energia 2010-2011, por subsistema (MWmédio)

Subsistema	2010	2011	Δ%
Norte	3.891	4.063	4,4
Nordeste	8.323	8.405	1,0
Sudeste/CO	34.815	36.015	3,4
Sul	9.305	9.754	4,8
SIN	56.333	58.237	3,4

Notas: (i) Considera a interligação dos sistemas isolados Acre-Rondônia ao subsistema Sudeste/CO a partir da última semana de outubro de 2009; (ii) Estimativa preliminar para 2011.

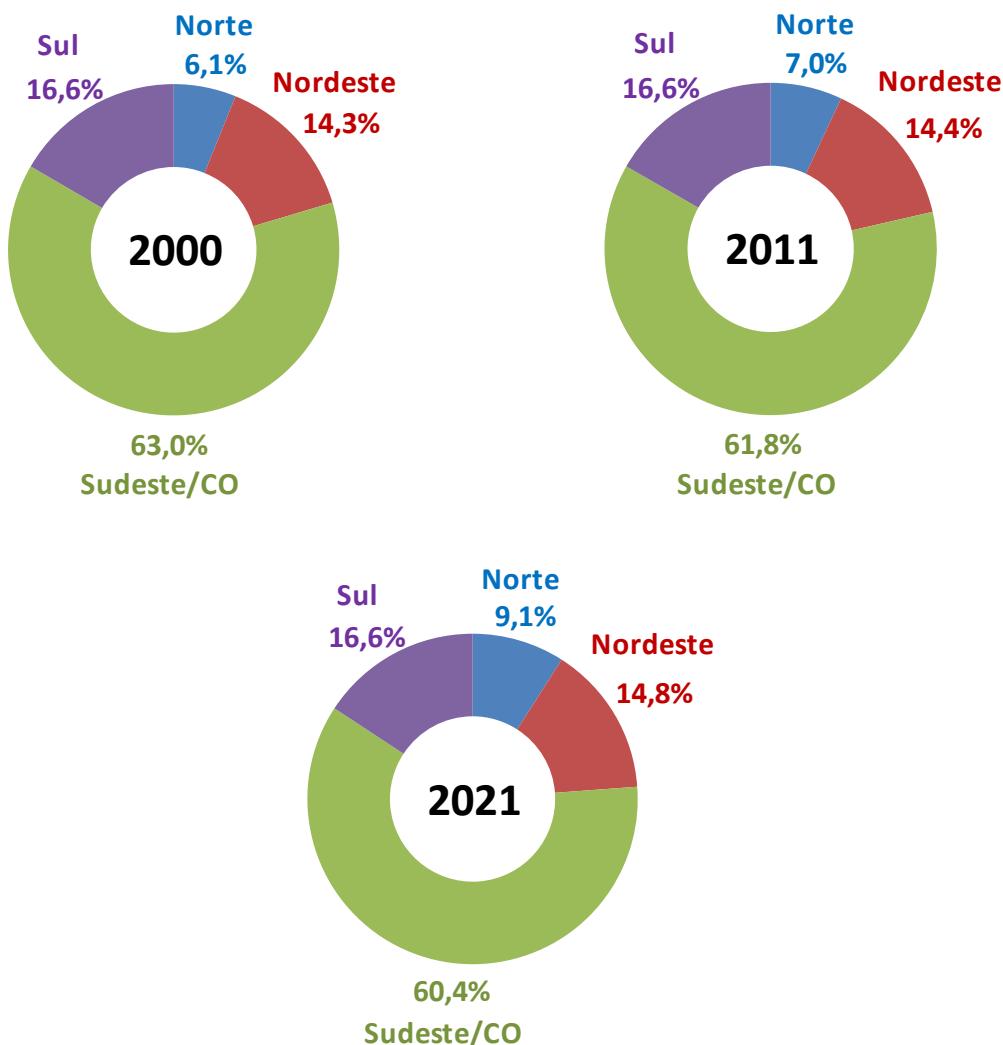
Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

4.3 Projeção da carga de energia [2012-2021]

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 2,1 pontos percentuais no período 2011-2021, em grande parte por influência da interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus. O subsistema Nordeste também apresenta pequeno ganho de participação, enquanto o subsistema Sudeste/CO perde participação e o Sul mantém aproximadamente a participação atual na carga 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 900 MWmédio em cada ano, por conta principalmente da interligação dos sistemas Tucuruí-Macapá-Manaus e Boavista.

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

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	SIN
2011	4.063	8.405	36.015	9.754	58.237
2012	4.312	8.726	37.644	10.047	60.729
2013	5.197	9.124	39.501	10.411	64.234
2014	6.093	9.577	41.181	10.788	67.638
2015	6.452	9.996	42.695	11.178	70.321
2016	6.654	10.432	44.319	11.624	73.029
2017	6.885	10.936	46.047	12.105	75.973
2018	7.138	11.471	47.892	12.560	79.062
2019	7.493	11.994	49.809	13.031	82.327
2020	7.807	12.536	51.771	13.519	85.633
2021	8.050	13.144	53.720	14.007	88.921
Variação (% ao ano)					
2011-2016	10,4	4,4	4,2	3,6	4,6
2016-2021	3,9	4,7	3,9	3,8	4,0
2011-2021	7,1	4,6	4,1	3,7	4,3

Nota: Considera a interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus, ao subsistema Norte, a partir de julho de 2013, e a interligação do sistema Boavista em junho de 2014.

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

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	SIN
2011	172	82	1.200	449	1.904
2012	249	321	1.630	293	2.492
2013	885	398	1.857	364	3.505
2014	896	452	1.679	377	3.404
2015	359	420	1.514	390	2.683
2016	202	436	1.624	446	2.708
2017	231	504	1.728	481	2.944
2018	253	536	1.845	455	3.089
2019	355	523	1.917	471	3.265
2020	314	542	1.963	487	3.306
2021	243	608	1.948	489	3.287

Nota: Considera a interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus, ao subsistema Norte, a partir de julho de 2013, e a interligação do sistema Boavista em junho de 2014.

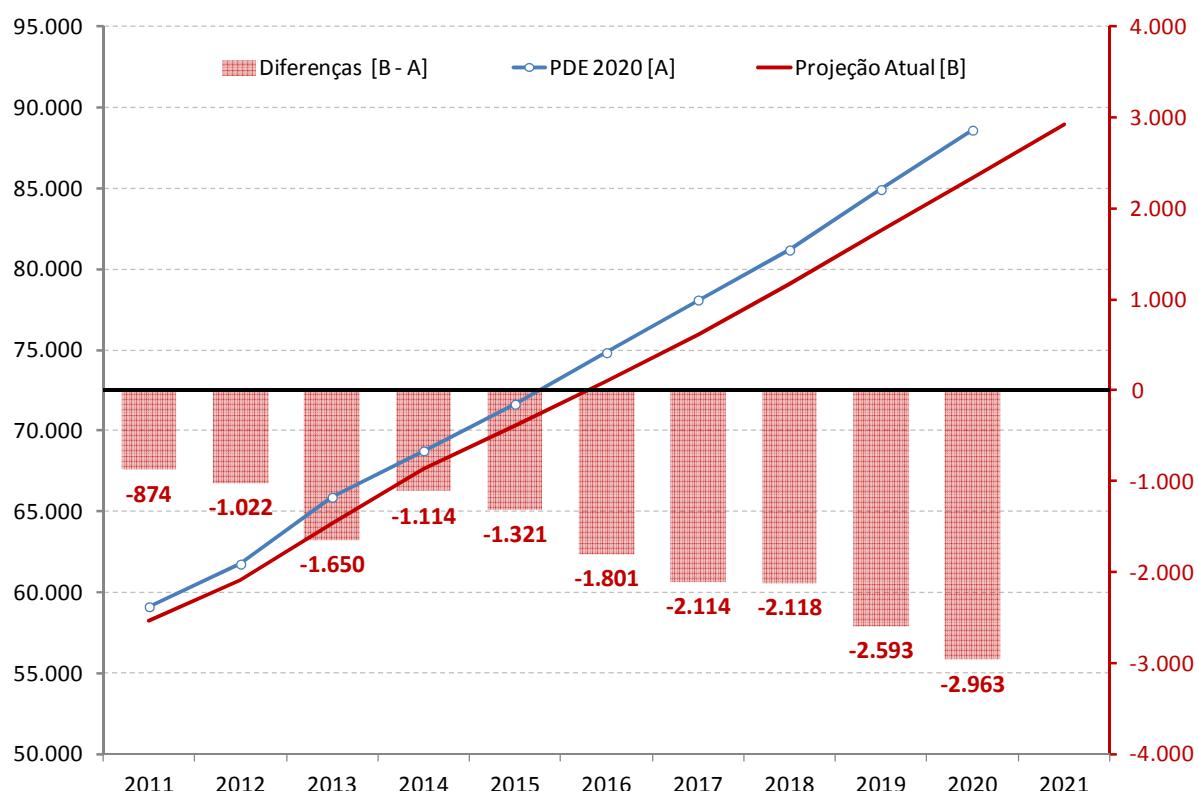
4.4 Comparação com o PDE 2020

A estimativa atual para 2011 é de uma carga de energia 874 MWmédio inferior à previsão do PDE 2020, em função da expansão mais modesta do que se havia previsto da economia

este ano, sobretudo no que se refere à atividade industrial, além de alguns fatores específicos como a saída da planta de alumínio da Novelis na Bahia e a interrupção de energia em fevereiro na região Nordeste, que afetou fortemente a indústria do pólo petroquímico de Camaçari, Bahia. A comparação, para o horizonte de 2020, da atual projeção da carga de energia no SIN com aquela do PDE 2020 está ilustrada no Gráfico 28.

Por sua vez, o atraso da interligação Tucuruí-Macapá-Manaus, agora previsto para julho de 2013, contribuiu para um valor da carga de energia no SIN inferior em 1.650 MWmédio, no ano de 2013, relativamente ao PDE 2020. As diferenças nos anos posteriores estão, entre outros fatores, influenciadas por uma trajetória de crescimento econômico ligeiramente inferior nos primeiros anos e pela revisão do cronograma de instalação de grandes cargas industriais. Nomeadamente, desconsiderou-se qualquer expansão de alumínio primário no subsistema Norte, assim como qualquer expansão de soda-cloro no País.

Gráfico 28. SIN. Carga de energia (MWmédio) - Projeção Atual ⊗ PDE 2020



Nota: A Projeção Atual considera a interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus ao subsistema Norte, em julho de 2013, enquanto que no PDE 2020 considerava-se essa interligação a partir de janeiro de 2013. Além disso, a projeção atual considera a interligação do sistema Boavista em junho de 2014 (não considerada no PDE 2020).

A Tabela 26 mostra a decomposição aproximada dos vários efeitos que levaram a uma projeção da carga de energia no SIN para 2020 inferior em 2.963 MWmédio à previsão do PDE 2020. De notar que, além dos efeitos que tendem a reduzir a carga, dois fatores contribuem para aumentá-la: a evolução do índice de perdas e a interligação do sistema

Boavista. De fato, conforme se mencionou na seção 4.1, a redução do índice de perdas considerada na Projeção Atual é mais conservadora do que aquela utilizada no PDE 2020. Isto é, se utilizássemos a mesma redução do índice de perdas do PDE 2020, teríamos uma carga prevista em torno de 700 MWmédio inferior em 2020. Por sua vez, a interligação ao SIN do sistema isolado Boavista não foi contemplada no PDE 2020.

Dos efeitos redutores da carga, destacam-se o efeito base, além dos efeitos decorrentes da trajetória de crescimento econômico inferior nos primeiros cinco anos e do cancelamento da expansão da capacidade instalada de alumínio primário na região Norte, tal como foi considerada no PDE 2020.

Tabela 26. SIN. Efeitos sobre a carga de energia: Projeção Atual ⊗ PDE 2020

Diferença: Projeção Atual - PDE 2020 [em 2020]	
Efeitos redutores/expansores da carga	MWmédio
Efeito base e outros	-823
Economia (PIB)	-1.200
Cancelamento de Expansão do Alumínio no Norte (PA e/ou MA)	-1.400
Desativação da planta de alumínio da Novelis do Brasil situada na Bahia	-100
Cancelamento da Expansão de Soda-Cloro	-270
Diferença devido às Premissas sobre as Perdas	+700
Interligação do Sistema Boavista	+130
Total	-2.963

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.

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

5. Carga de demanda do Sistema Interligado Nacional (SIN)

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

Uma diferença conceitual importante relativamente aos estudos anteriores de previsão da demanda de energia elétrica para o horizonte decenal é que, a partir de agora, passamos a utilizar a demanda máxima (integrada e instantânea) independente do horário de sua ocorrência, enquanto que anteriormente era usado o conceito de demanda máxima no “horário de ponta” do SIN.

Acontece que, nos subsistemas Sudeste/CO e Sul, com frequência ao longo dos últimos anos, sobretudo nos meses de verão, a demanda máxima tem se verificado fora do chamado “horário de ponta” do SIN. Essa diferença é mais acentuada no Sul, aonde, sistematicamente, a demanda máxima horária do ano tem ocorrido nos meses de verão: janeiro a março ou novembro e dezembro. Por sua vez, nesses mesmos meses, a demanda máxima chega a ultrapassar, em cerca de 10%, a demanda máxima restrita ao “horário de ponta”.

Os fatores de carga utilizados na projeção, relativos à demanda máxima instantânea, são baseados nos valores desse parâmetro registrados nos últimos anos, situando-se em torno de 82% para o subsistema Norte, 79% para o Nordeste, 76% para o Sudeste/Centro-Oeste, 69% para o Sul e 78% para o Sistema Interligado Nacional (SIN). Vale ressaltar que a interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus, em 2013, e a interligação do sistema Boavista, em 2014, terá como consequência reduzir o fator de carga do subsistema Norte a partir destes anos, dado que o fator de carga dos sistemas isolados a integrar ao SIN é bastante inferior ao fator de carga do subsistema Norte.

A Tabela 27 apresenta a projeção da demanda máxima instantânea para o SIN e para os respectivos subsistemas e sistemas interligados.

Tabela 27. SIN e Subsistemas: demanda máxima instantânea (MW)

Ano	Subsistema				Sistema		SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	N/NE	S/SE/CO	
2011	4.750	10.506	44.758	14.410	14.997	57.764	71.052
2012	5.046	11.047	48.627	14.642	15.802	62.096	76.809
2013	6.968	11.626	51.989	14.973	18.165	65.724	82.800
2014	7.471	12.202	54.200	15.516	19.211	68.426	86.509
2015	7.856	12.736	56.194	16.077	20.109	70.933	89.874
2016	8.105	13.292	58.333	16.718	20.894	73.660	93.344
2017	8.392	13.933	60.608	17.410	21.800	76.571	97.114
2018	8.705	14.616	63.037	18.065	22.771	79.596	101.063
2019	9.138	15.282	65.561	18.742	23.843	82.737	105.226
2020	9.524	15.973	68.146	19.443	24.893	85.960	109.449
2021	9.828	16.747	70.712	20.146	25.944	89.166	113.656
Variação (% ao ano)							
2011-2016	11,3	4,8	5,4	3,0	6,9	5,0	5,6
2016-2021	3,9	4,7	3,9	3,8	4,4	3,9	4,0
2011-2021	7,5	4,8	4,7	3,4	5,6	4,4	4,8

Nota: Considera a interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus, ao subsistema Norte, a partir de julho de 2013, e a interligação do sistema Boavista em junho de 2014.

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

EPE/ONS, 2011a. Nota Técnica DEA 07/11 (maio/2011). 1^a 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 (setembro/2011). 2^a Revisão Quadrimestral das Projeções da demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional 2011-2015. 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.

ANEXO
PROJEÇÃO MENSAL DA CARGA DE ENERGIA
2011-2021

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

Tabela 28. Subsistema Norte. Carga de energia mensal (MWmédio)*

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2011	3.858	3.933	4.014	4.102	4.158	4.089	3.993	4.126	4.174	4.122	4.102	4.085
2012	4.283	4.279	4.268	4.270	4.337	4.327	4.295	4.340	4.347	4.346	4.345	4.309
2013	4.564	4.559	4.548	4.549	4.621	4.610	5.684	5.810	5.872	5.848	5.898	5.749
2014	5.884	5.937	5.884	5.931	6.010	6.122	6.084	6.224	6.294	6.266	6.323	6.157
2015	6.280	6.341	6.281	6.335	6.418	6.445	6.405	6.552	6.627	6.597	6.657	6.482
2016	6.514	6.525	6.493	6.558	6.636	6.666	6.600	6.743	6.820	6.780	6.837	6.673
2017	6.698	6.765	6.699	6.758	6.847	6.877	6.835	6.994	7.075	7.043	7.109	6.918
2018	6.942	7.013	6.944	7.006	7.098	7.129	7.086	7.252	7.337	7.303	7.373	7.173
2019	7.287	7.361	7.289	7.354	7.450	7.483	7.438	7.612	7.701	7.666	7.739	7.529
2020	7.640	7.653	7.614	7.694	7.783	7.821	7.742	7.914	8.007	7.958	8.027	7.830
2021	7.824	7.906	7.827	7.899	8.002	8.039	7.990	8.180	8.278	8.239	8.319	8.090

Nota: Considera a interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus, ao subsistema Norte, a partir de julho de 2013, e a interligação do sistema Boavista em junho de 2014.

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

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2011	8.218	8.330	8.510	8.378	8.171	8.094	8.040	8.345	8.548	8.707	8.735	8.783
2012	8.887	8.782	8.818	8.705	8.540	8.326	8.349	8.526	8.775	8.988	9.046	8.971
2013	9.293	9.183	9.221	9.102	8.930	8.707	8.730	8.916	9.176	9.399	9.459	9.381
2014	9.753	9.638	9.678	9.553	9.373	9.138	9.163	9.357	9.631	9.865	9.928	9.846
2015	10.181	10.060	10.102	9.972	9.784	9.538	9.565	9.768	10.053	10.297	10.363	10.277
2016	10.624	10.499	10.542	10.407	10.210	9.954	9.981	10.193	10.491	10.746	10.814	10.725
2017	11.137	11.005	11.051	10.909	10.703	10.435	10.463	10.685	10.997	11.265	11.337	11.243
2018	11.683	11.545	11.592	11.444	11.227	10.946	10.976	11.209	11.536	11.816	11.892	11.794
2019	12.215	12.071	12.120	11.965	11.739	11.445	11.476	11.720	12.062	12.355	12.434	12.332
2020	12.767	12.616	12.668	12.506	12.270	11.962	11.995	12.249	12.607	12.913	12.996	12.889
2021	13.386	13.228	13.282	13.112	12.864	12.542	12.576	12.843	13.218	13.539	13.626	13.514

Tabela 30. Subsistema Sudeste/CO. Carga de energia mensal (MWmédio)*

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2011	36.057	38.245	36.175	36.031	35.012	34.332	34.903	36.256	36.238	36.031	36.636	36.450
2012	37.171	38.129	38.597	37.980	37.294	37.075	37.166	37.753	37.912	38.100	37.634	36.954
2013	39.026	40.032	40.512	39.865	39.124	38.889	38.990	39.607	39.778	39.976	39.503	38.767
2014	40.685	41.733	42.234	41.559	40.787	40.542	40.648	41.291	41.469	41.675	41.182	40.415
2015	42.181	43.268	43.787	43.088	42.287	42.033	42.142	42.809	42.995	43.208	42.697	41.902
2016	43.784	44.912	45.451	44.725	43.894	43.631	43.744	44.437	44.629	44.850	44.320	43.494
2017	45.492	46.665	47.224	46.470	45.607	45.333	45.452	46.171	46.371	46.601	46.050	45.192
2018	47.314	48.535	49.116	48.332	47.434	47.149	47.273	48.021	48.229	48.468	47.896	47.002
2019	49.208	50.477	51.081	50.266	49.332	49.036	49.165	49.944	50.160	50.408	49.813	48.884
2020	51.144	52.464	53.092	52.245	51.273	50.966	51.100	51.910	52.135	52.392	51.774	50.808
2021	53.071	54.440	55.091	54.213	53.205	52.886	53.026	53.866	54.099	54.366	53.725	52.722

Tabela 31. Subsistema Sul. Carga de energia mensal (MWmédio)

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2011	10.245	10.538	10.083	9.476	9.311	9.392	9.586	9.696	9.456	9.569	9.918	9.824
2012	10.375	10.589	10.652	10.185	9.889	9.890	9.810	9.806	9.687	9.774	9.899	10.025
2013	10.752	10.974	11.040	10.556	10.249	10.250	10.167	10.163	10.040	10.130	10.259	10.390
2014	11.142	11.371	11.440	10.938	10.620	10.621	10.535	10.531	10.403	10.496	10.631	10.766
2015	11.545	11.783	11.853	11.334	11.004	11.005	10.916	10.911	10.780	10.876	11.015	11.155
2016	12.004	12.251	12.325	11.784	11.442	11.443	11.350	11.345	11.208	11.308	11.453	11.599
2017	12.502	12.760	12.837	12.274	11.917	11.918	11.821	11.816	11.674	11.778	11.929	12.080
2018	12.972	13.240	13.319	12.735	12.365	12.366	12.266	12.261	12.113	12.221	12.377	12.534
2019	13.458	13.736	13.819	13.213	12.829	12.830	12.726	12.720	12.567	12.679	12.841	13.005
2020	13.960	14.248	14.333	13.705	13.307	13.308	13.200	13.194	13.035	13.151	13.320	13.489
2021	14.466	14.765	14.854	14.202	13.789	13.791	13.679	13.673	13.508	13.629	13.803	13.978

Tabela 32. Sistema Interligado Nacional (SIN). Carga de energia mensal (MWmédio)*

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2011	58.377	61.046	58.782	57.987	56.653	55.907	56.523	58.422	58.416	58.430	59.391	59.142
2012	60.716	61.778	62.335	61.139	60.061	59.619	59.619	60.426	60.721	61.209	60.924	60.259
2013	63.635	64.747	65.320	64.072	62.925	62.456	63.571	64.495	64.867	65.352	65.119	64.287
2014	67.464	68.680	69.235	67.982	66.791	66.423	66.430	67.402	67.797	68.302	68.064	67.184
2015	70.186	71.452	72.023	70.728	69.493	69.022	69.028	70.041	70.454	70.978	70.732	69.816
2016	72.926	74.187	74.810	73.475	72.181	71.694	71.675	72.718	73.148	73.684	73.425	72.491
2017	75.829	77.195	77.811	76.412	75.074	74.563	74.571	75.667	76.117	76.686	76.424	75.434
2018	78.912	80.332	80.972	79.517	78.124	77.591	77.600	78.743	79.215	79.808	79.537	78.504
2019	82.168	83.645	84.309	82.798	81.350	80.794	80.804	81.996	82.490	83.108	82.827	81.749
2020	85.511	86.980	87.708	86.149	84.633	84.057	84.037	85.267	85.783	86.415	86.117	85.016
2021	88.747	90.339	91.055	89.426	87.860	87.257	87.270	88.562	89.103	89.773	89.473	88.304

Nota: Considera a interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus, ao subsistema Norte, a partir de julho de 2013, e a interligação do sistema Boavista em junho de 2014.