

SÉRIE
ESTUDOS DE ENERGIA

NOTA TÉCNICA DEA 15/09

Projeção da demanda de energia elétrica

para os próximos 10 anos

Rio de Janeiro
Dezembro de 2009

Esta nota técnica foi elaborada de forma a embasar, no que tange aos estudos da demanda de energia, o Plano Decenal de Expansão de Energia 2009



Empresa de Pesquisa Energética

Ministério de
Minas e Energia





GOVERNO FEDERAL

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Édison Lobão

Secretário Executivo

Márcio Pereira Zimmermann

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Altino Ventura Filho

SÉRIE ESTUDOS DE ENERGIA

NOTA TÉCNICA DEA 15/09

Projeção da demanda de energia elétrica

para os próximos 10 anos



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei n.º 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Maurício Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Amílcar Guerreiro

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

José Carlos de Miranda Farias

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível

Gelson Serva

Diretor de Gestão Corporativa

Ibanês César Cássel

Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim

Amílcar Guerreiro

Coordenação Executiva

Ricardo Gorini de Oliveira

Equipe Técnica

Adriana Fiorotti Campos

Arnaldo dos Santos Junior

Carla da Costa Lopes Achão

Cláudio Gomes Velloso

Emílio Hiroshi Matsumura

Flávio Alberto Figueiredo Rosa

Gustavo Naciff de Andrade

Inah Rosa Borges de Holanda

Isabela de Almeida Oliveira

Jeferson Borghetti Soares

José Manuel David

Leticia Fernandes Rodrigues da Silva

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 2009

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 **Eletronorte - 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 Ferroligas 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 importantíssimas da **Eletronorte - Centrais Elétricas no Norte do Brasil S.A.** e da **Chesf - Companhia Hidroelétrica do São Francisco**, pelo profundo conhecimento que possuem das cargas industriais de grande porte no Norte, especialmente na região Amazônica, e no Nordeste do país.

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

Registra-se, por fim, 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 2010-2014, horizonte de interesse para o planejamento da operação do Sistema Interligado Nacional - SIN.

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

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 para a determinação 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 que suporta o Plano Decenal de Expansão de Energia 2009 (PDE 2009). Os estudos sobre a demanda de eletricidade que resultaram nessa projeção envolveram a análise do mercado de energia elétrica na atual conjuntura de crise internacional, bem como as perspectivas de evolução desse mercado ao longo do horizonte decenal (2009-2018).

Relativamente à projeção da demanda de energia elétrica registrada no PDE 2008-2017 (EPE, 2008a), configura-se atualmente uma base de consumo deprimida, em função da retração da atividade industrial em 2009, e uma expectativa de retomada da expansão da economia mundial ao longo dos próximos anos, com recuperação mais acelerada das economias emergentes, especialmente no caso do Brasil. Como resultado desse novo ambiente, impõe-se a necessidade de revisão da projeção da demanda de energia elétrica para o horizonte decenal.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
2. ASPECTOS METODOLÓGICOS	3
3. PREMISSAS BÁSICAS	13
3.1 DEMOGRAFIA	13
3.1.1 Projeção da População Total Residente	14
3.1.2 Projeção do Número de Domicílios	15
3.2 CENÁRIO MACROECONÔMICO DE REFERÊNCIA	16
3.2.1 Economia Internacional e Nacional: conjuntura e perspectivas	17
3.2.2 Aspectos Qualitativos do Cenário de Referência	21
3.2.3 Quantificação do Cenário de Referência	22
3.3 GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIAIS	26
3.3.1 Expansão da capacidade instalada	28
3.3.2 Produção Física	39
3.3.3 Consumo de eletricidade	52
<i>CONSUMOS ESPECÍFICOS DE ENERGIA ELÉTRICA</i>	52
<i>AUTOPRODUÇÃO - GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIAIS</i>	54
<i>CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NA REDE</i>	56
3.4 AUTOPRODUÇÃO	57
3.5 EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	59
4. CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA	63
4.1 O CONSUMO EM 2009	63
4.2 PROJEÇÃO DO CONSUMO [2009-2018]	67
5. CARGA DE ENERGIA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL	75
5.1 PERDAS	75
5.2 A CARGA DE ENERGIA EM 2009	76
5.3 PROJEÇÃO DA CARGA DE ENERGIA [2009-2018]	78
5.4 COMPARAÇÃO COM O PDE ANTERIOR	80
6. CARGA DE DEMANDA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL	83
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	87
ANEXO	91

ÍNDICE DE TABELAS

<i>Tabela 1 - Comparação das projeções populacionais.</i>	14
<i>Tabela 2 - Brasil e Regiões. Projeção da População Total Residente (mil hab), 2009-2018</i>	15
<i>Tabela 3 - Brasil e Regiões. Projeção do Número de Domicílios (mil), 2009-2018</i>	16
<i>Tabela 4 - Economia Mundial. Expectativas de Crescimento do PIB e do Comércio Mundial (%)</i>	18
<i>Tabela 5 - Brasil: Taxas de Crescimento do PIB (%): Trimestre contra Trimestre do Ano Anterior</i>	19
<i>Tabela 6 - Brasil: Expectativas de Crescimento do PIB (%)</i>	20
<i>Tabela 7 - Brasil. Expectativas do Mercado de Evolução de Indicadores Econômicos⁽¹⁾</i>	21
<i>Tabela 8 - Taxas de Crescimento do PIB</i>	22
<i>Tabela 9 - Principais variáveis exógenas</i>	23
<i>Tabela 10 - Investimento⁽¹⁾ e PIB</i>	24
<i>Tabela 11 - Indicadores Econômicos do Setor Público</i>	24
<i>Tabela 12 - Indicadores Econômicos do Setor Externo</i>	25
<i>Tabela 13 - Participação Setorial Relativa</i>	26
<i>Tabela 14. Brasil - Produção física de alumínio primário (10³ t/ano)</i>	41
<i>Tabela 15. Brasil - Produção física de alumina (10³ t/ano)</i>	41
<i>Tabela 16. Brasil - Produção física de bauxita (10³ t/ano)</i>	42
<i>Tabela 17. Brasil - Produção física de aço bruto (10³ t/ano)</i>	44
<i>Tabela 18. Brasil - Produção física de ferroligas (10³ t/ano)</i>	46
<i>Tabela 19. Brasil - Produção física de soda (10³ t/ano)</i>	47
<i>Tabela 20. Brasil - Produção física de eteno (10³ t/ano)</i>	49
<i>Tabela 21. Brasil - Produção física de celulose (10³ t/ano)</i>	51
<i>Tabela 22. Brasil - Produção física de pelotas, cobre, pasta mecânica, papel e cimento (10³ t/ano)</i>	52
<i>Tabela 23. Grandes consumidores industriais - Consumo específico de eletricidade (kWh/t)</i>	53
<i>Tabela 24. Grandes consumidores industriais - Consumo total de eletricidade*, por segmento (GWh)</i>	54
<i>Tabela 25. Grandes consumidores industriais - Consumo total de eletricidade*, por subsistema (GWh)</i>	54
<i>Tabela 26. Grandes consumidores industriais - Autoprodução por subsistema (GWh)</i>	56
<i>Tabela 27. Grandes consumidores industriais - Autoprodução por segmento (GWh)</i>	56
<i>Tabela 28. Grandes consumidores industriais - Consumo de eletricidade na rede*, por segmento (GWh)</i>	57
<i>Tabela 29. Grandes consumidores industriais - Consumo de eletricidade na rede*, por subsistema (GWh)</i>	57
<i>Tabela 30. Brasil - Consumo de energia elétrica na rede 2009, por classe (GWh)</i>	66
<i>Tabela 31. Brasil - Consumo de energia elétrica na rede 2009, por subsistema (GWh)</i>	67
<i>Tabela 32. Brasil - Elasticidade-renda do consumo de energia elétrica</i>	69
<i>Tabela 33. Brasil. Consumo de eletricidade na rede (GWh)</i>	71

<i>Tabela 34. Subsistema Norte. Consumo de eletricidade na rede* (GWh)</i>	71
<i>Tabela 35. Subsistema Nordeste. Consumo de eletricidade na rede (GWh)</i>	72
<i>Tabela 36. Subsistema Sudeste/CO. Consumo de eletricidade na rede* (GWh)</i>	72
<i>Tabela 37. Subsistema Sul. Consumo de eletricidade na rede (GWh)</i>	73
<i>Tabela 38. Sistema Interligado Nacional. Consumo de eletricidade na rede (GWh)</i>	73
<i>Tabela 39. SIN e subsistemas - Carga de energia 2009 (MWmédio)*</i>	78
<i>Tabela 40. SIN e subsistemas. Carga de energia (MWmédio)*</i>	79
<i>Tabela 41. SIN e subsistemas. Acréscimos anuais da carga de energia (MWmédio)*</i>	79
<i>Tabela 42. SIN - Requisito de expansão da geração</i>	81
<i>Tabela 43. SIN e subsistemas - Demanda máxima integrada em uma hora 2009 (MWh/h)*</i>	84
<i>Tabela 44. SIN e subsistemas - Demanda máxima instantânea 2009 (MW)*</i>	84
<i>Tabela 45. SIN e subsistemas. Demanda máxima integrada em uma hora (MWh/h)*</i>	85
<i>Tabela 46. SIN e subsistemas. Demanda máxima instantânea (MW)*</i>	85
<i>Tabela 47. Subsistema Norte. Carga de energia (MWmédio)*</i>	93
<i>Tabela 48. Subsistema Nordeste. Carga de energia (MWmédio)</i>	93
<i>Tabela 49. Subsistema Sudeste/CO. Carga de energia (MWmédio)*</i>	94
<i>Tabela 50. Subsistema Sul. Carga de energia (MWmédio)</i>	94
<i>Tabela 51. Subsistema Norte. Demanda máxima integrada (MWh/h)*</i>	95
<i>Tabela 52. Subsistema Nordeste. Demanda máxima integrada (MWh/h)</i>	95
<i>Tabela 53. Subsistema Sudeste/CO. Demanda máxima integrada (MWh/h)*</i>	96
<i>Tabela 54. Subsistema Sul. Demanda máxima integrada (MWh/h)</i>	96
<i>Tabela 55. Sistema Norte/Nordeste. Demanda máxima integrada (MWh/h)*</i>	97
<i>Tabela 56. Sistema Sul/Sudeste/CO. Demanda máxima integrada (MWh/h)*</i>	97
<i>Tabela 57. Sistema Interligado Nacional. Demanda máxima integrada (MWh/h)*</i>	98
<i>Tabela 58. Subsistema Norte. Demanda máxima instantânea (MW)*</i>	98
<i>Tabela 59. Subsistema Nordeste. Demanda máxima instantânea (MW)</i>	99
<i>Tabela 60. Subsistema Sudeste/CO. Demanda máxima instantânea (MW)*</i>	99
<i>Tabela 61. Subsistema Sul. Demanda máxima instantânea (MW)</i>	100
<i>Tabela 62. Sistema Norte/Nordeste. Demanda máxima instantânea (MW)*</i>	100
<i>Tabela 63. Sistema Sul/Sudeste/CO. Demanda máxima instantânea (MW)*</i>	101
<i>Tabela 64. Sistema Interligado Nacional. Demanda máxima instantânea (MW)*</i>	101

ÍNDICE DE GRÁFICOS

<i>Gráfico 1. Alumínio: capacidade instalada e demanda interna, 2009-2018</i>	40
<i>Gráfico 2. Alumina: capacidade instalada e demanda interna, 2009-2018</i>	42
<i>Gráfico 3. Bauxita: capacidade instalada e demanda interna, 2009-2018</i>	43
<i>Gráfico 4. Aço bruto: capacidade instalada e demanda interna, 2009-2018</i>	45
<i>Gráfico 5. Ferroligas: capacidade instalada e demanda interna, 2009-2018</i>	46
<i>Gráfico 6. Soda: capacidade instalada e demanda interna, 2009-2018</i>	48
<i>Gráfico 7. Cloro: capacidade instalada e demanda interna, 2009-2018</i>	48
<i>Gráfico 8. Eteno: capacidade instalada e demanda interna, 2009-2018</i>	50
<i>Gráfico 9. Celulose: capacidade instalada e demanda interna, 2009-2018</i>	51
<i>Gráfico 10. Autoprodução, 2009-2018</i>	59
<i>Gráfico 11. Ganhos de eficiência, 2009-2018</i>	61
<i>Gráfico 12. Brasil – Produção física industrial</i>	64
<i>Gráfico 13. Brasil – Consumo industrial de eletricidade na rede, 2009</i>	64
<i>Gráfico 14. Brasil – Consumo residencial de eletricidade na rede, 2009</i>	65
<i>Gráfico 15. Brasil – Consumo comercial de eletricidade na rede, 2009</i>	66
<i>Gráfico 16. Brasil – Consumo por consumidor residencial (kWh/mês)</i>	70
<i>Gráfico 17. SIN e subsistemas. Índice de perdas (%)</i>	76
<i>Gráfico 18. Sistema Interligado Nacional – Carga de energia, 2009</i>	77
<i>Gráfico 19. SIN – Carga de energia – Comparação Projeção atual ⊗ PDE 2008-2017</i>	81

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1 - Cone de cenários: PNE 2030</i>	3
<i>Figura 2 - Modelagem da projeção da demanda de energia elétrica</i>	5
<i>Figura 3 - Modelo de simulação do consumo de eletricidade no setor residencial (MSR)</i>	7
<i>Figura 4 - Grandes consumidores: metodologia de projeção do consumo de eletricidade</i>	11
<i>Figura 5. Alumina: expansão da capacidade instalada 2009-2018 (10^3 t/ano)</i>	30
<i>Figura 6. Alumínio: expansão da capacidade instalada 2009-2018 (10^3 t/ano)</i>	30
<i>Figura 7. Siderurgia: expansão da capacidade instalada 2009-2018 (10^3 t/ano)</i>	31
<i>Figura 8. Pelotização: expansão da capacidade instalada 2009-2018 (10^3 t/ano)</i>	32
<i>Figura 9. Ferroligas: expansão da capacidade instalada 2009-2018 (10^3 t/ano)</i>	33
<i>Figura 10. Cobre: expansão da capacidade instalada 2009-2018 (10^3 t/ano)</i>	34
<i>Figura 11. Soda cáustica: expansão da capacidade instalada 2009-2018 (10^3 t/ano)</i>	35
<i>Figura 12. Eteno: expansão da capacidade instalada 2009-2018 (10^3 t/ano)</i>	36
<i>Figura 13. Celulose: expansão da capacidade instalada 2009-2018 (10^3 t/ano)</i>	37
<i>Figura 14. Pasta mecânica: expansão da capacidade instalada 2009-2018 (10^3 t/ano)</i>	38

1. Introdução

Esta nota técnica tem por objetivo documentar os estudos de projeção da demanda de energia elétrica elaborada pela EPE para subsidiar o Plano Decenal de Expansão de Energia, o PDE 2009.

Estes estudos foram desenvolvidos em um momento em que as conseqüências da crise financeira internacional já se manifestavam intensamente no comportamento do mercado de energia elétrica brasileiro, com forte retração do consumo industrial de eletricidade ao longo de todo o primeiro semestre de 2009. Foram particularmente impactados alguns segmentos da metalurgia, como a indústria siderúrgica, que foi dos segmentos industriais mais atingidos tanto a nível nacional quanto mundial. No Brasil, toda a cadeia de produção do aço sofreu forte impacto da crise, seja a montante, com preços do minério de ferro caindo, indústrias de ferroligas e pelletadoras paralisadas, assim como a jusante, com o arrefecimento da demanda por produtos do aço.

Neste ambiente adverso, o governo brasileiro atuou com sucesso em várias frentes, no sentido de minimizar os efeitos da crise, lançando mão de instrumentos eficazes tanto de política fiscal quanto de política monetária. Entre os primeiros, destaca-se a redução do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) para veículos automotores e eletrodomésticos, assim como a ampliação dos programas de financiamento habitacional. Do lado da política monetária, várias medidas foram tomadas no intuito de restaurar a liquidez da economia, como é o caso da redução dos depósitos compulsórios, e o Banco Central do Brasil procedeu a uma expressiva redução da taxa básica de juros (Selic).

Essas iniciativas do governo, aliadas aos fundamentos macroeconômicos construídos ao longo dos últimos anos, contemplando um sólido sistema bancário, o respeito às regras contratuais, a política de responsabilidade fiscal, o elevado nível de reservas cambiais, o rigoroso cumprimento de metas de inflação e o regime de câmbio flutuante, objetivamente criaram condições excepcionais para que o Brasil venha enfrentando a crise em posição muito privilegiada relativamente às demais economias do mundo.

Como conseqüência, a demanda interna manteve-se aquecida ao longo de 2009, refletindo-se em expressivo crescimento das demandas residencial e comercial de energia elétrica ao longo dos primeiros dez meses do ano, e o país já vem registrando, há vários meses, claros sinais de reaquecimento da indústria.

Apesar da severidade da crise financeira internacional, as ações que vêm sendo tomadas pelos governos dos principais países atingidos deverão fazer com que a economia mundial saia da recessão ao longo de 2010, voltando a patamares de crescimento sustentado a partir de 2011. Além disso, em termos de perspectivas para os próximos anos, predomina entre os analistas a visão de que a recuperação de alguns países emergentes, entre os quais se destaca o Brasil, deverá ser mais acelerada. Tal expectativa estaria relacionada com a provável recuperação dos preços das *commodities*, e, no caso brasileiro, também com a construção de fundamentos macroeconômicos mais sólidos ao longo dos últimos anos.

É nesse contexto que se enquadra a projeção da demanda de eletricidade apresentada neste documento. Como tal, em função dos novos condicionantes nacionais e internacionais, procedeu-se a uma revisão da projeção do PDE 2008-2017 (EPE, 2008a), levando-se em consideração os desdobramentos da crise financeira internacional sobre o mercado de energia elétrica brasileiro no horizonte do Plano Decenal.

A nota está organizada em cinco capítulos, além desta Introdução. O segundo deles aborda resumidamente alguns aspectos relativos à metodologia de projeção da demanda de eletricidade. O terceiro capítulo 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 4, apresenta-se a projeção do consumo de energia elétrica por região (subsistema elétrico). O capítulo 5 contempla a projeção da carga de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN) e, por fim, o capítulo 6 trata da projeção da carga de demanda.

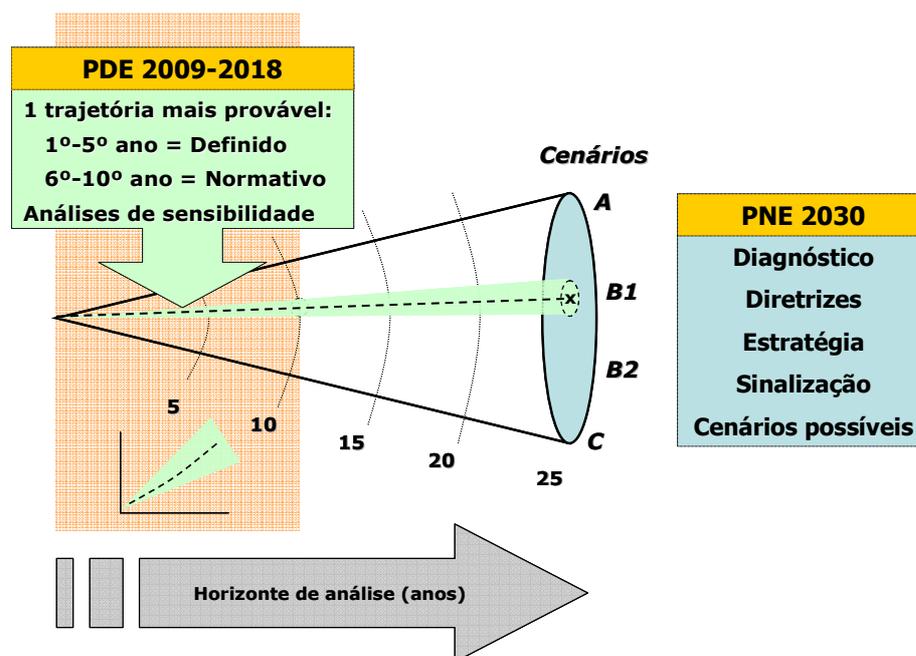
2. Aspectos metodológicos

O Plano Nacional de Energia, o PNE 2030 (EPE, 2007), é a principal publicação existente no país relativa ao planejamento energético de longo prazo, constituindo-se em referência obrigatória para todos os trabalhos desenvolvidos pela EPE. Estudos energéticos de horizonte mais curto, como é o caso do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), são naturalmente revisados com maior frequência.

Contudo, os principais vetores do PNE 2030, como as linhas gerais dos cenários macroeconômicos, preservam a sua atualidade e continuam norteando os estudos econômicos e energéticos da EPE. Evidentemente, as trajetórias de crescimento da economia devem ser adaptadas aos condicionantes conjunturais de curto prazo.

Os diferentes cenários econômicos do PNE desenvolvem-se ao longo de um cone de possibilidades (Figura 1). Os quatro cenários considerados no PNE correspondem a outras tantas formas de evolução da economia nacional e mundial, qualitativamente distintas, isto é, constituem-se em histórias prospectivas diferentes entre si, relativas ao futuro do Brasil e do mundo.

Figura 1 - Cone de cenários: PNE 2030



Assim, embora o cenário “Surfando a Marola” (B1) do PNE 2030 se constitua como o ambiente em que se desenvolve este estudo, a trajetória de expansão da economia no período decenal sofreu ajustes em função de elementos conjunturais, nomeadamente a redução antecipada do crescimento econômico mundial em relação ao previsto no PNE 2030 (seção 3.2).

O processo de previsão da demanda de eletricidade, representado esquematicamente na Figura 2, contempla o uso de metodologias e modelos complementares apoiados por vários estudos setoriais.

A análise do comportamento histórico do mercado de energia elétrica vis-à-vis a evolução da economia, das variáveis demográficas e da dinâmica dos diferentes setores econômicos, é elemento importante para o entendimento da dinâmica do mercado e para a formulação das previsões.

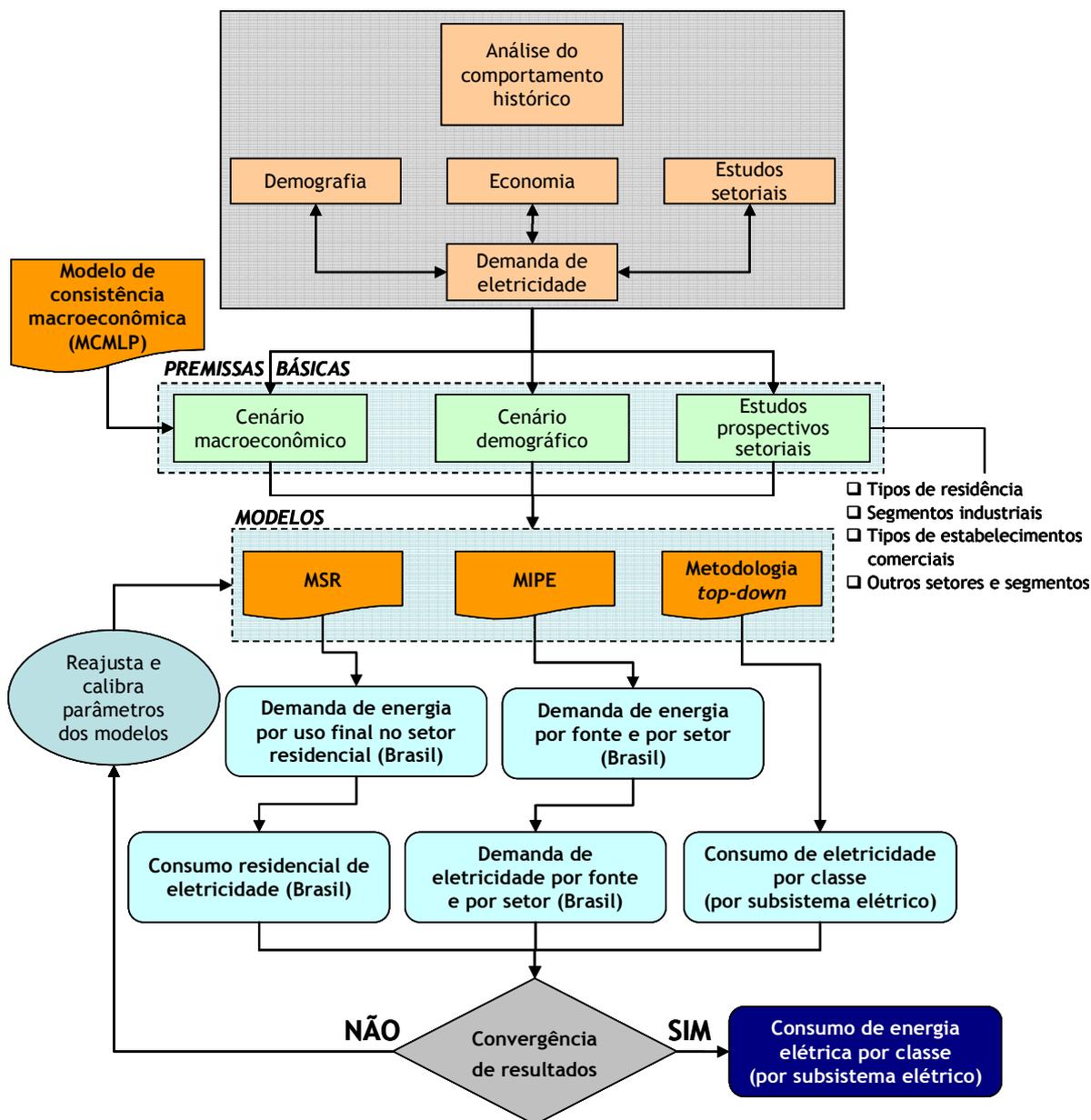
O cenário macroeconômico, o cenário demográfico e os resultados dos estudos prospectivos setoriais constituem as premissas básicas fundamentais para o desenvolvimento das análises que apóiam a elaboração das projeções de demanda.

Três abordagens paralelas são utilizadas para realizar as previsões. Uma metodologia é do tipo *top-down* e procura correlacionar o consumo de energia elétrica, por classe de consumo e por região (subsistema elétrico), com variáveis de cenário, como o PIB e a população, e com algumas variáveis específicas setoriais.

As outras duas abordagens seguem modelos do tipo *bottom-up*, baseados na análise dos usos finais da eletricidade em cada setor da economia e dos serviços que os solicitam, vale dizer, da energia útil e dos equipamentos de transformação da energia final em energia útil. Uma delas utiliza o Modelo Integrado de Planejamento Energético (MIPE) desenvolvido no Programa de Planejamento Energético da COPPE em 1997. Trata-se de um modelo técnico-econômico de projeção de demanda e de oferta de energia e de emissões de CO₂ advindos do uso de energia. O modelo permite avaliar a implicação de cenários prospectivos de padrões de uso da energia e estilos de desenvolvimento nas trajetórias de demanda e de oferta de energia projetadas para o Brasil para o horizonte de análise. Sua escolha como um dos modelos de projeção balizou-se principalmente na abertura setorial disponível para estimativa de consumo de energia, que é bastante detalhada.

O MIPE é um modelo apropriado para os estudos de longo prazo da demanda de energia, que também se aplica aos estudos de médio prazo. Uma descrição mais detalhada deste modelo pode ser consultada no PNE 2030.

Figura 2 - Modelagem da projeção da demanda de energia elétrica



O Modelo do Setor Residencial (MSR) (ACHÃO, 2003) é um modelo técnico-econômico de simulação paramétrica específico para a análise e a projeção da demanda de energia no setor residencial. Esta metodologia é mais apropriada à análise da eficiência energética nas residências uma vez que ela incorpora explicitamente a substituição de equipamentos, assim como possíveis substituições energéticas em determinados usos finais.

A projeção do consumo de energia elétrica apresentada no presente estudo utilizou as três abordagens mencionadas. Baseadas nas mesmas premissas básicas (cenário econômico, cenário demográfico, premissas setoriais), as três metodologias produzem resultados muito similares. Um processo iterativo de convergência, através de pequenos ajustes de

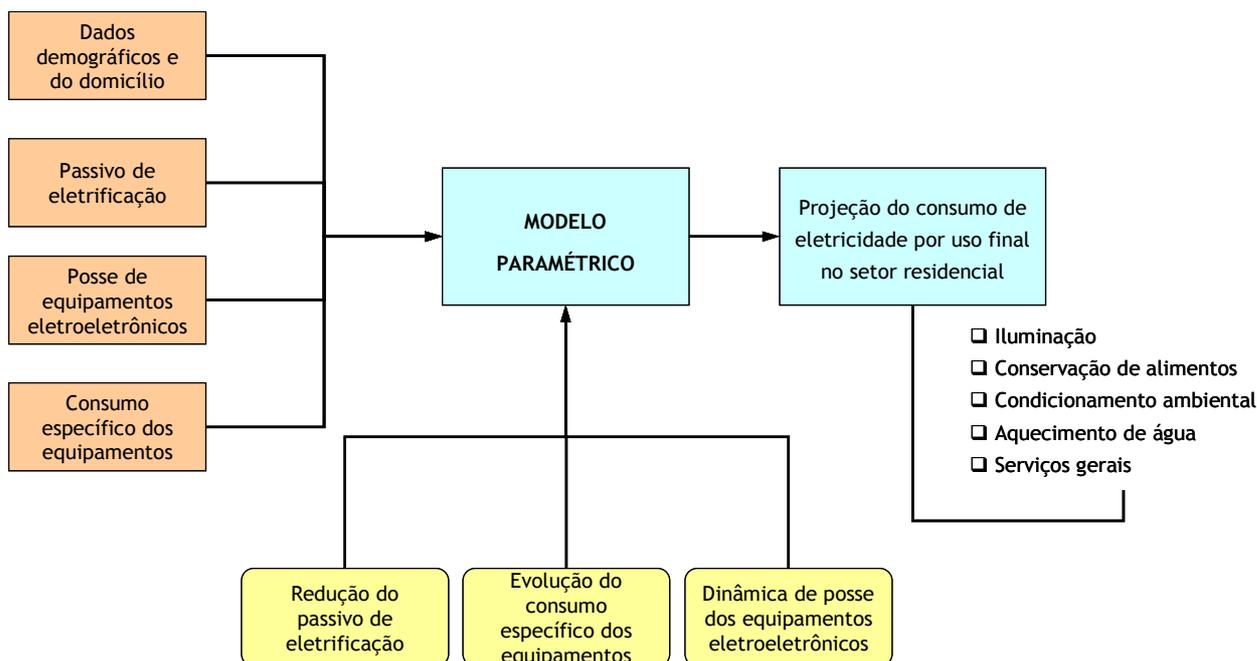
parâmetros dos modelos, consistentes com as premissas adotadas, resulta rapidamente no mesmo resultado final.

Na seqüência descreve-se resumidamente a lógica implícita tanto no MSR quanto na metodologia *top-down* para a previsão da demanda de eletricidade.

A metodologia *bottom-up* de projeção da demanda de energia no setor residencial contempla a análise dos usos finais da eletricidade nos equipamentos eletrodomésticos, destacando-se que “... a elaboração da estrutura de consumo de energia no setor residencial por usos finais é um exercício laborioso e complexo, devido à presença de uma enorme variedade de equipamentos, cuja difusão e tipologia variam no tempo e no espaço, e à dinâmica e aleatoriedade de fatores que condicionam a posse e o uso dos equipamentos. Uma análise detalhada de tais aspectos e, de modo particular, do potencial de eficiência energética existente nos domicílios, requer um enorme conjunto de dados e técnicas relativamente sofisticadas de análise. Assim, quanto maior a disponibilidade de informações confiáveis e mais eficazes as técnicas empregadas no tratamento dos dados, maior a precisão e confiabilidade dos resultados obtidos.” (ACHÃO, 2003).

De modo específico, a estimativa da demanda de energia elétrica no setor residencial a partir da metodologia *bottom-up* é realizada com base no percentual de domicílios ligados à rede elétrica e no consumo de energia elétrica por domicílio ligado à rede. No que tange ao consumo de eletricidade por domicílio, a evolução da posse de equipamentos é determinante do ritmo de crescimento desta demanda. Sendo assim, na metodologia *bottom-up* empregada para a projeção da demanda residencial de energia elétrica, a evolução da posse média resulta de estimativa sobre a evolução do estoque dos principais eletrodomésticos presentes nos domicílios. A projeção do estoque, por sua vez, é realizada a partir da diferença entre a estimativa de evolução das vendas e o sucateamento dos equipamentos considerados, admitindo a premissa geral de que ao final da vida útil eles são substituídos por outros mais eficientes. Desta forma, o estoque se expande e se torna cada vez mais eficiente. Ressalte-se que, além da renovação da parcela do estoque que é sucateada, o ritmo de crescimento das vendas também decorre do incremento no número de novas ligações à rede e em função do aumento da renda e sua melhor repartição entre as famílias, propiciando a aquisição de novos equipamentos.

Na Figura 3 é representado de forma esquemática o modelo de simulação paramétrico utilizado para as projeções de consumo de energia elétrica no setor residencial.

Figura 3 - Modelo de simulação do consumo de eletricidade no setor residencial (MSR)


O consumo residencial de energia elétrica foi, então, projetado para os seguintes equipamentos:

- lâmpadas;
- geladeira e freezer;
- chuveiro elétrico;
- ar condicionado;
- televisão
- máquina de lavar roupa.

Na abordagem *top-down*, a projeção do mercado de energia elétrica é elaborada por subsistema elétrico e por classe de consumo: residencial, industrial, comercial e outras. O conjunto de “outras classes” inclui o segmento rural, poderes públicos, serviço público, iluminação pública e consumo próprio das concessionárias do setor. A projeção por classe de consumo baseia-se na evolução de alguns parâmetros característicos do correspondente segmento do mercado, bem como na evolução do PIB e da população.

O comportamento do consumo residencial de energia elétrica baseou-se em dois importantes indicadores: a relação entre o número de consumidores residenciais (NCR) e a população (POP), NCR/POP , que permite obter a projeção do número de consumidores a partir da projeção da população, e o consumo médio por consumidor residencial (CPC).

O indicador NCR/POP incorpora o efeito combinado de dois outros importantes parâmetros, quais sejam:

- a taxa de atendimento, que define a extensão e a penetração do serviço de energia elétrica e cuja proxi é dada pela expressão analítica que relaciona o número de consumidores residenciais e o número de domicílios (DOM), ou seja, $TA = NCR/DOM$;
- a relação número de habitantes por domicílio, que pode ser expressa, analiticamente, por POP/DOM .

Essa propriedade do indicador NCR/POP pode ser verificada pela identidade:

$$\frac{NCR}{POP} = \frac{NCR}{DOM} \times \frac{DOM}{POP} = TA \times \left(\frac{POP}{DOM} \right)^{-1}$$

Como a taxa de atendimento tende a um limite de saturação superior e a relação POP/DOM a um limite de saturação inferior, o parâmetro NCR/POP tenderá a um limite de saturação superior. Assim, pode-se ajustar uma curva logística aos valores históricos, com o nível de saturação pré-fixado, e, utilizando essa curva, projetar os valores futuros de NCR/POP. A partir da projeção de NCR/POP e da projeção da população, obtém-se a projeção do número de consumidores residenciais.

Utilizando como dados históricos os valores do número de consumidores residenciais e da população, ajusta-se uma curva logística do seguinte tipo:

$$U(t) = \frac{K}{1 + C \bullet e^{r(t-t_0)}}, \text{ onde}$$

$U(t) = NCR/POP$, no instante t

$t_0 = 1985$

K, C, r são constantes ($r < 0$)

O ajustamento da logística envolve a estimativa de três parâmetros (K, C, r) e a utilização de métodos de estimação não lineares. No entanto, é freqüente proceder-se a uma simplificação que consiste em definir, de forma exógena, a constante K , que representa o limite de saturação de $U(t)$ quando $t \rightarrow \infty$, restando, então, dois parâmetros a estimar (C, r). Nesta hipótese, a curva logística é linearizável, através de uma mudança de variáveis.

De fato, a equação da logística pode reescrever-se na seguinte forma:

$$\frac{K}{U(t)} - 1 = C \cdot e^{r(t-t_0)} \quad \text{ou}$$

$$\ln\left(\frac{K}{U(t)} - 1\right) = \ln(C) + r(t - t_0)$$

Através da mudança de variáveis:

$$T = t - t_0$$

$$U^* = \ln\left(\frac{K}{U(t)} - 1\right)$$

$$B_0 = \ln(C)$$

$$B_1 = r$$

a equação da logística é transformada na seguinte equação de uma reta:

$$U^* = B_0 + B_1 \cdot T$$

Após esta mudança de variáveis, o problema do ajustamento da curva logística reduz-se ao ajustamento da reta aos valores históricos considerados.

Este tratamento simplificado do problema obriga à definição prévia e exógena do limite de saturação da variável $U(t) = \text{NCR}/\text{POP}$, isto é, do parâmetro K , que pode ser baseada na comparação com países ou regiões em estágios de desenvolvimento mais avançados.

Assim, pode-se ajustar uma curva logística, representativa da evolução do parâmetro $U(t) = \text{NCR}/\text{POP}$, para cada região ou subsistema elétrico.

Uma vez que, na estimação da curva logística, os parâmetros B_0 e B_1 são variáveis aleatórias, cuja média e desvio padrão são estimados a partir da amostra constituída pelos valores históricos, fixando-se um determinado nível de confiança, obtém-se intervalos de confiança para os parâmetros B_0 e B_1 e, conseqüentemente, intervalos de variação para o indicador $U(t) = \text{NCR}/\text{POP}$.

Para a classe comercial e o conjunto das outras classes de consumo foram considerados os parâmetros: consumo comercial per capita (CC/POP) e consumo de outras classes per capita (CO/POP). No caso da classe industrial, tratam-se separadamente dois grupos de consumidores: o dos chamados grandes consumidores industriais, cuja metodologia de projeção da demanda de eletricidade se descreve na seqüência e que são objeto de análise

mais detalhada na seção 3.3, e o restante da indústria cujo consumo é aqui denominado de consumo industrial tradicional (CInd).

O tratamento dado aos parâmetros CPC (consumo por consumidor residencial), CC/POP, CO/POP e CInd, é semelhante, buscando-se uma correlação de cada um deles com a renda (PIB). A fim de facilitar a exposição, denota-se, genericamente, qualquer desses parâmetros por X e sua elasticidade relativamente ao PIB por ε :

$$\varepsilon = \frac{\Delta\% X}{\Delta\% PIB} = \frac{\Delta X / X}{\Delta PIB / PIB}$$

A elasticidade ε , calculada pontualmente (valores anuais), apresenta, em geral, grande volatilidade. Por isso, na busca de captar uma tendência, consideraram-se, médias móveis de cinco ou seis anos dessas elasticidades.

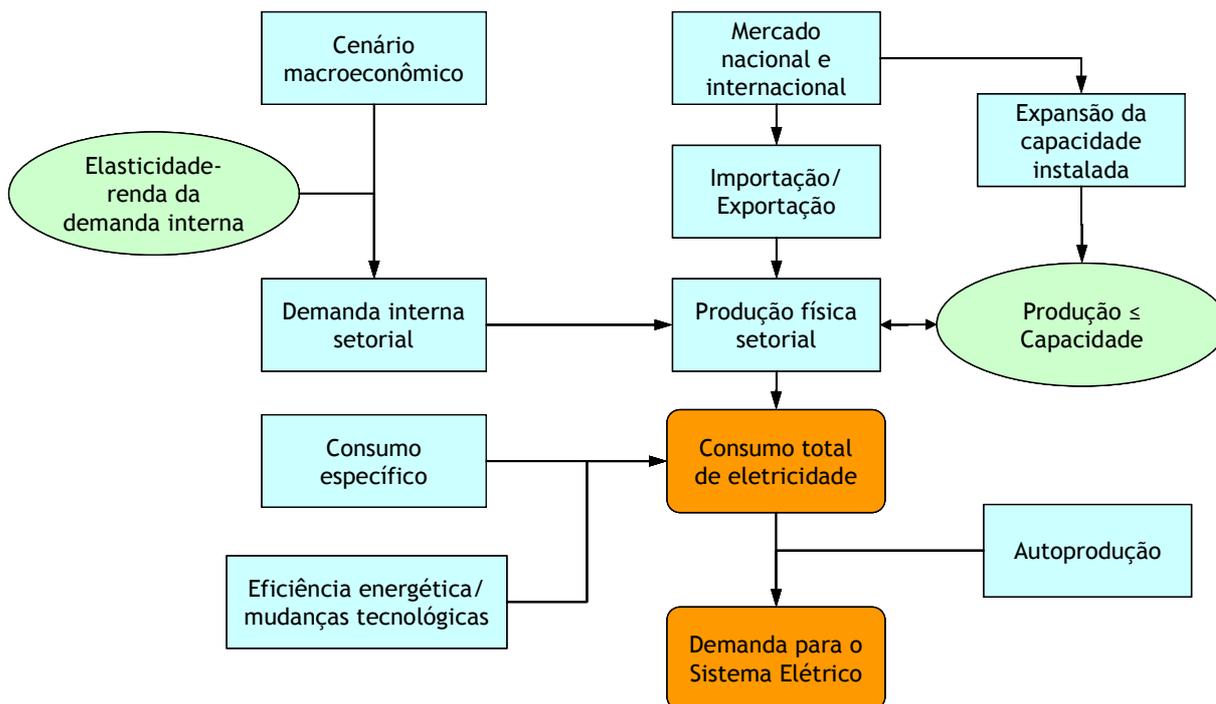
A correlação procurada, que apresentou qualidade aceitável do ajuste aos valores históricos, é traduzida através de curvas do “tipo hipérbole”, implicando em elasticidades decrescentes com a taxa de crescimento do PIB:

$$\varepsilon = b_0 + \frac{b_1}{\Delta\% PIB}$$

A projeção do consumo dos grandes consumidores industriais (eletrointensivos) foi feita a partir das perspectivas de evolução da produção física e dos consumos específicos de energia elétrica (kWh por tonelada) de cada um desses setores.

A projeção dessa importante parcela do consumo de eletricidade leva em consideração as séries históricas e as perspectivas de evolução dos seguintes segmentos: alumínio, siderurgia, ferroligas, soda-cloro, papel e pastas, petroquímica, cimento, cobre e pelotização. Para cada um desses setores, analisaram-se as perspectivas de expansão da capacidade instalada, a evolução futura da sua produção física, a partir da demanda interna pelos respectivos produtos e dos níveis de exportação e importação. Foram também analisadas as rotas tecnológicas e os consumos específicos de energia elétrica desses setores (kWh por tonelada). Do produto da produção física pelo consumo específico resulta o consumo total de energia elétrica de cada um desses segmentos, conforme representado esquematicamente na Figura 4.

Figura 4 - Grandes consumidores: metodologia de projeção do consumo de eletricidade



Para cada um dos segmentos industriais grandes consumidores de energia elétrica, foram estabelecidas premissas relativas à demanda interna (consumo interno dos respectivos produtos) e aos níveis de exportação e de importação, expressos em unidades físicas (toneladas). A demanda interna foi projetada com base em sua elasticidade - PIB, que é um parâmetro exógeno da projeção, geralmente estimado com base na observação da sua evolução histórica. Os níveis de importação e exportação levam em consideração a evolução da participação brasileira no comércio mundial, a análise das relações Exportação/Produção e Importação/Demanda Interna e as perspectivas de expansão da capacidade instalada setorial. Dessa forma, projeta-se a produção física de cada um desses segmentos industriais.

Obtida a produção física de cada segmento a nível nacional, são feitas hipóteses de regionalização da produção, em função de informações de instalação de novas unidades produtivas, ampliações anunciadas, e de uma avaliação em relação às tendências de cada setor, baseando-se em aspectos de suprimento das principais matérias-primas, aspectos de logística em relação ao mercado nacional e internacional, etc.

Com base na projeção regional da produção física de cada segmento industrial grande consumidor de eletricidade e do correspondente consumo específico de energia elétrica (kWh por tonelada), projeta-se o consumo total de energia elétrica desse segmento, por região. Ressalta-se que são incorporadas medidas de eficiência energética, admitindo-se, em alguns casos, uma redução gradual do consumo específico de eletricidade, levando-se

em conta os rendimentos estimados no Balanço de Energia Útil (BEU), do MME, assim como padrões internacionais e o estado da arte em termos tecnológicos.

As premissas de autoprodução para os grandes consumidores industriais são elaboradas com base no potencial de cogeração e na pesquisa dos projetos de autoprodução dessas indústrias.

Para tanto, admite-se que a autoprodução terá sua evolução concentrada nos segmentos cujos processos permitem a utilização da cogeração, tais como: papel e celulose, siderurgia e petroquímica. Destaca-se a indústria de papel e celulose que, pelas suas características de processo, utiliza rejeitos de sua própria indústria como fonte de energia: a lixívia e ainda biomassa, cavacos. Assim, admite-se que quase a totalidade da expansão futura da capacidade de produção de celulose seja atendida via cogeração de energia.

Em síntese, para projetar a parcela do consumo de energia elétrica dos grandes consumidores industriais a ser atendida pelo Sistema Elétrico, inicialmente projeta-se o consumo total de energia elétrica demandada por esses segmentos industriais em função da previsão da sua produção física. Paralelamente, definem-se premissas relativas à autoprodução nesses segmentos. A parcela a ser atendida pelo Sistema Elétrico deverá ser calculada pela diferença entre o consumo total de energia elétrica desses consumidores e a respectiva parcela de autoprodução.

3. 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 da demanda.

3.1 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.

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 apresenta-se uma revisão significativa dos números divulgados, no PDE 2008-2017, sobre as projeções sócio-demográficas de interesse para o planejamento energético. As novas estimativas levam em conta a atualização das projeções do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE (IBGE, 2008a) baseadas na identificação das tendências demográficas observadas nos últimos anos, tais como a redução das taxas de fecundidade e de mortalidade e, em consequência, uma taxa média de crescimento populacional consideravelmente menor, assim como o envelhecimento da população brasileira.

Na Tabela 1 podemos observar as diferenças entre as projeções divulgadas no PDE 2008-2017 e os dados revisados e que são utilizados como base para o presente estudo.

Tabela 1 - Comparação das projeções populacionais.

ANO	POPULAÇÃO (mil hab)		Taxa de crescimento populacional (%a.a.)	
	PDE 2008-2017	PDE 2009	PDE 2008-2017	PDE 2009
2009	187.095	192.364	1,28	0,96
2013	196.150	198.766	1,13	0,75
2018	206.546	205.364	0,98	0,60

Nota: (1) População em 31 de dezembro.

Além disso, objetivando a compatibilização com os estudos de planejamento energético, os números divulgados pelo IBGE foram ajustados de forma que os dados populacionais tenham como referência a data de 31 de dezembro de cada ano.

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

3.1.1 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 decenal: no fim do período, a região Sudeste continuará a ser a grande concentradora da população nacional, com 42% de toda

população do país, enquanto as regiões Norte e Centro-Oeste corresponderão, juntas, a apenas 15%.

Tabela 2 - Brasil e Regiões. Projeção da População Total Residente (mil hab), 2009-2018

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Brasil
2009	15.462	53.829	81.259	27.823	13.989	192.364
2013	16.205	55.552	83.753	28.581	14.673	198.766
2018	16.971	57.327	86.323	29.363	15.377	205.364
Variação (% ao ano)						
2009-2013	1,2	0,8	0,8	0,7	1,2	0,8
2014-2018	0,9	0,6	0,6	0,5	0,9	0,7
2009-2018	1,1	0,7	0,7	0,6	1,1	0,8
Estrutura de Participação (%)						
2009	8,0	28,0	42,2	14,5	7,3	100,0
2013	8,2	27,9	42,1	14,4	7,4	100,0
2018	8,3	27,9	42,0	14,3	7,5	100,0

Nota: (1) População em 31 de dezembro.

3.1.2 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 nos anos 1970, 1980, 1991 e 2000. No Brasil, espera-se que este valor atinja 2,8 habitantes por domicílio no final do horizonte decenal.

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, como visto, 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 2009 a 2018.

Tabela 3 - Brasil e Regiões. Projeção do Número de Domicílios (mil), 2009-2018

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Brasil
2009	4.140	14.950	26.517	9.356	4.417	59.382
2013	4.609	16.319	29.055	10.297	4.926	65.208
2018	5.188	18.035	32.265	11.483	5.542	72.514
Variação (% ao ano)						
2009-2013	2,8	2,2	2,3	2,5	2,8	2,4
2014-2018	2,4	2,0	2,1	2,2	2,4	2,1
2009-2018	2,6	2,1	2,2	2,3	2,6	2,3
Estrutura de Participação (%)						
2009	7,0	25,2	44,7	15,8	7,4	100,0
2013	7,1	25,0	44,6	15,8	7,6	100,0
2018	7,2	24,9	44,5	15,8	7,6	100,0

Nota: (1) Domicílios em 31 de dezembro.

De acordo com a Tabela 3, observa-se um aumento de participação das regiões Norte e Centro-Oeste no número total de domicílios do país em detrimento das regiões Nordeste e Sudeste. A região Sul mantém sua participação em 15,8% do total de domicílios.

3.2 Cenário macroeconômico de referência

A demanda por energia é resultante de fatores econômicos, sociais, políticos, tecnológicos, ambientais, entre outros. Na análise prospectiva de longo prazo, tem-se utilizado a técnica de elaboração de cenários com o objetivo de delinear o ambiente, notadamente o contexto econômico, ao qual estarão referidas as projeções da demanda por energia.

Os estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) têm como importante balizador a análise de longo prazo conduzida no âmbito do Plano Nacional de Energia, o PNE 2030, que estabelece, dessa maneira, as condições de contorno para a trajetória das principais variáveis relacionadas ao setor energético. Além disso, são também considerados os elementos conjunturais, bem como as definições e estratégias de médio prazo, que podem influenciar parâmetros relevantes no horizonte decenal, em particular, as taxas de expansão da economia.

De particular interesse neste estudo é a incorporação dos efeitos da crise financeira internacional, agravada em particular a partir de setembro de 2008, sobre as perspectivas econômicas dos próximos 10 anos.¹

¹ Há que se ressaltar que já no PDE 2008–2017 havia uma análise inicial a respeito da crise financeira internacional, com a ressalva de que os efeitos não eram suficientemente nítidos naquele momento para ocasionar uma mudança que se estendesse para além da cena de partida. Com isso, a taxa média de crescimento considerada no PDE 2008–2017 foi de 4% em 2009 e de 5% ao ano no restante do período.

Assim, apesar da expressiva queda no nível de atividade, aliada a um princípio de “pânico” no sistema financeiro, a firme atuação das autoridades econômicas nos países reverteu a expectativa de uma depressão econômica comparável à crise de 1929, como resultado do agravamento das condições financeiras logo após setembro de 2008. Contudo, embora a recuperação correntemente observada do nível de atividade econômica esteja surpreendendo, não se pode descartar completamente a propagação dos desdobramentos da crise ainda para além da cena de partida (por exemplo, os altos níveis de endividamento público nos países desenvolvidos e a questão da capacidade de seu financiamento).

De qualquer forma, mesmo em um ambiente econômico mundial com menor crescimento esperado no primeiro quinquênio (3,0% ao ano em média), o atual estudo considera que Brasil tem uma expansão econômica relativamente melhor (4,3% ao ano). No segundo quinquênio, com melhores perspectivas no nível de atividade mundial, o Brasil continua a crescer mais (5,0% ao ano contra 4,5% ao ano). As justificativas desse desempenho relativo superior são apresentadas a seguir.

3.2.1 Economia Internacional e Nacional: conjuntura e perspectivas

O desempenho dos indicadores do nível de atividade econômica no primeiro semestre de 2009, tanto no Brasil quanto nos demais países, tem avalizado a sensação generalizada de que o pior da crise tenha passado, com a retomada da expansão global (FMI, 2009b).

No caso brasileiro, a recuperação da economia no 2º semestre de 2009 deve se intensificar ao longo de 2010, em consonância com o desempenho dos países emergentes mais dinâmicos, e continuar acima da média mundial ao longo do horizonte decenal, em conformidade com uma das principais hipóteses qualitativas dos cenários de longo prazo da EPE.

A discussão mais detalhada das perspectivas econômicas do mundo e do Brasil é conduzida na sequência.

Economia Internacional

Como assinalada no PDE 2008-2017, a forte contração do nível de atividade econômica e do comércio mundial que se seguiu a setembro de 2008 não pôde ser evitada apesar da vigorosa resposta dos governos nacionais em tentar debelar seus nefastos efeitos.

Embora a retomada da atividade global tenha se iniciado, com a visível distensão das inquietações relacionadas ao sistema financeiro internacional, a expectativa corrente do

FMI é a de uma estabilização desigual e uma “recuperação vagarosa” (especialmente no que se refere ao nível de emprego nos países desenvolvidos), demandando, assim, uma gestão de política macroeconômica diferenciada ao longo dos próximos anos: no presente, buscando a necessária sustentação dos níveis de demanda (especialmente em países-chave do ponto de vista de superávit em transações correntes), mas que deverá “preparar o terreno para um desmanche ordenado dos níveis extraordinários de intervenção pública” em algum momento no futuro (FMI, 2009a).

A questão da recuperação desigual na atividade econômica emerge como uma característica importante dos últimos anos que parece atravessar o rescaldo da crise, como mostra a Tabela 4.

Tabela 4 - Economia Mundial. Expectativas de Crescimento do PIB e do Comércio Mundial (%)

	2009	2010
PIB Mundial	-1,1	3,1
Países Avançados	-3,4	1,3
EUA	-2,7	1,5
União Européia	-4,2	0,5
Japão	-5,4	1,7
Países Emergentes	1,7	5,1
Brasil	-0,7	3,5
Rússia	-7,5	1,5
Índia	5,4	6,4
China	8,5	9,0

Fonte: FMI (FMI, 2009d)

Em resumo, fundamental para a recuperação econômica mundial é, segundo o FMI a pronta restauração da saúde do setor financeiro mundial com o restabelecimento da confiança neste setor. As medidas tomadas pelos governos dos países desenvolvidos para a limpeza dos ativos tóxicos, mesmo tendo um efeito positivo no curto prazo, ainda suscitam dúvidas quanto ao seu sucesso a longo prazo.

Por fim, outro ponto importante que deve ser analisado é a reestruturação da indústria automobilística mundial, em particular a americana. A intervenção governamental pode gerar a oportunidade para a introdução de tecnologias mais eficientes do ponto de vista ambiental e de consumo no mercado americano. Nos países emergentes com grande mercado consumidor (China, Índia e Brasil), pode haver uma expansão mais forte do setor automobilístico baseado em menores custos de produção (mão-de-obra, especialmente) e em inovações (carros mais compactos e de menor valor, uso de combustíveis menos poluentes, etc.).

Economia Nacional

Com o forte impacto da crise no comércio mundial e nas restrições de crédito no fim de 2008, o setor industrial, as exportações (manufaturados) e as importações (especialmente, de bens de capital) foram muito prejudicadas. Pelo lado da demanda, vale destacar a contração significativa ocorrida do investimento, cuja expansão nos últimos anos vinha ocorrendo acima do PIB.²

No entanto, após dois trimestres de resultados negativos, o PIB do 2º trimestre de 2009 aponta para o início do processo de recuperação da economia brasileira (Tabela 5), como resultado da atuação do governo brasileiro no que diz respeito às políticas fiscal (redução de impostos para automóveis e eletrodomésticos) e monetária (redução dos depósitos compulsórios e da taxa básica de juros).

Tabela 5 - Brasil: Taxas de Crescimento do PIB (%): Trimestre contra Trimestre do Ano Anterior

Discriminação	2008				2009	
	I Tri.	II Tri.	III Tri.	IV tri.	I Tri.	II Tri.
PIB a preços de mercado	6,1	6,2	6,8	1,3	-1,8	-1,2
Ótica do Produto						
Agropecuária	3,8	9,3	6,4	2,2	-1,6	-4,2
Indústria	6,9	5,7	7,1	-2,1	-9,3	-7,9
Serviços	5,2	5,4	5,9	2,5	1,7	2,4
Ótica da Demanda						
Investimento (FBKF)	15,4	16,6	19,7	3,8	-14,0	-17,0
Consumo das famílias	6,3	5,9	7,3	2,2	1,3	3,2
Consumo do governo	6,5	4,3	6,4	5,5	2,7	2,2
Exportação	-2,3	4,9	2,0	-7,0	-15,2	-11,4
Importação	18,8	26,0	22,8	7,6	-16,0	-16,5

Fonte: IBGE, 2009.

Essas iniciativas do governo, aliadas aos fundamentos macroeconômicos construídos ao longo dos últimos anos, contemplando um sólido sistema bancário, o respeito às regras contratuais, a política de responsabilidade fiscal, o elevado nível de reservas cambiais, o cumprimento de metas de inflação e o regime de câmbio flutuante, objetivamente criaram condições para que o Brasil venha enfrentando a crise em posição muito menos vulnerável do que no passado.

² A taxa de investimento acumulada em 12 meses em percentual do PIB passou de 17,6% em 2007 para 19% em 2008. (IBGE, 2009)

Dessa forma, de acordo com o consenso que ora emerge entre os analistas, a perspectiva de crescimento no biênio 2009-2010 deverá ser maior em 2010, após uma desaceleração em 2009. Importante frisar que o carregamento estatístico esperado de 2009 para 2010 está baseado em uma aceleração do crescimento no segundo semestre, fruto de uma expectativa de relativa estabilidade no cenário mundial e dos efeitos defasados das políticas monetária e fiscal sobre a economia brasileira. A Tabela 6 resume as projeções de diversos analistas.

Tabela 6 - Brasil: Expectativas de Crescimento do PIB (%)

Instituições	Data da Projeção	2009	2010
Média do Mercado ¹	04/12/2009	0,2	5,0
Banco Central ²	25/09/2009	0,8	n.d.
IE/UFRJ	05/11/2009	0,4	5,6
Bradesco	04/12/2009	0,5	6,1
Credit Suisse	01/12/2009	0,2	6,5
MCM/Itaú	01/12/2009	0,2	4,7

Notas: n.d. Não disponível. (1) Relatório Focus. (2) Relatório de Inflação.

Fonte: Elaboração EPE a partir de dados das respectivas Instituições.

De fato, a evolução esperada pelo mercado dos principais indicadores econômicos, de acordo com as projeções apresentadas na Pesquisa Focus feita pelo BC, reflete certo consenso de que atualmente a economia brasileira responde melhor a crises internacionais do que no passado. Como pode ser visto na Tabela 7, o mercado tem a expectativa que a inflação mantenha-se contida no próximo quinquênio, que o câmbio continue estável com certa apreciação e que não haja uma disparada no déficit em conta corrente.

Tabela 7 - Brasil. Expectativas do Mercado de Evolução de Indicadores Econômicos⁽¹⁾

	2009	2010	2011	2012	2013
Taxa crescimento do PIB (%)					
29/09/2008	3,7	4,2	4,3	4,3	n.d.
30/03/2009	-0,3	3,4	4,2	4,3	4,2
25/09/2009	0,0	4,5	4,2	4,2	4,0
04/12/2009	0,2	4,9	4,4	4,3	4,3
Taxa básica de juros (SELIC), fim de período (%)					
29/09/2008	13,63	11,72	10,79	10,31	n.d.
27/03/2009	9,28	9,61	9,85	9,59	9,49
25/09/2009	8,75	9,68	10,21	9,83	9,55
04/12/2009	8,78	10,44	10,67	10,18	9,85
Taxa de câmbio, fim de período (R\$/US\$)					
29/09/2008	1,78	1,85	1,90	1,94	n.d.
30/03/2009	2,28	2,26	2,28	2,30	2,33
25/09/2009	1,81	1,83	1,91	1,96	1,98
04/12/2009	1,73	1,75	1,82	1,87	1,89
Inflação (IPCA), fim de período (%)					
29/09/2008	4,86	4,45	4,35	4,30	n.d.
30/03/2009	4,30	4,34	4,39	4,32	4,31
25/09/2009	4,29	4,35	4,49	4,36	4,30
04/12/2009	4,25	4,43	4,58	4,44	4,38
Conta Corrente (US\$ bilhões)					
29/09/2008	-35,56	-33,27	-34,67	-35,24	n.d.
30/03/2009	-22,08	-23,19	-26,20	-23,59	-23,24
25/09/2009	-15,12	-25,89	-29,51	-25,73	-26,81
04/12/2009	-18,11	-37,82	-43,78	-39,84	-38,17

Nota: n.d. Não Disponível. (1) Expectativas do Mercado - Banco Central do Brasil (médias anuais).

Fonte: Elaboração EPE a partir de dados do Relatório Focus do BACEN.

Por fim, o sucesso em debelar os efeitos da crise e a significativa expansão da atividade econômica esperada para 2010 têm pavimentado a percepção relativamente disseminada entre os analistas de que um novo ciclo de crescimento forte e sustentado da economia brasileira esteja se consolidando para os próximos anos. O cenário de referência descrito a seguir também reflete, de modo geral, esta visão comum.

3.2.2 Aspectos Qualitativos do Cenário de Referência

Do ponto de vista qualitativo, o crescimento da economia brasileira continua a superar a média mundial, mesmo em um contexto internacional de expansão mais moderada como a do primeiro quinquênio, refletindo os desdobramentos da crise financeira internacional.

A trajetória de crescimento nacional no horizonte decenal está calcada na expectativa de que os países emergentes (em particular a China) vão retomar o crescimento mais rapidamente do que os países desenvolvidos e, dado seu padrão de desenvolvimento, afetar positivamente setores em que o Brasil possui importantes vantagens comparativas como celulose, agropecuária, siderurgia e a indústria extrativa mineral. Adicionalmente, a manutenção (e eventual expansão) do investimento em infraestrutura e no setor habitacional nos próximos anos contribuirá para um desempenho relativo melhor de setores como a construção civil.

Este padrão de crescimento é caracterizado por avanços importantes na resolução de gargalos na infra-estrutura, ainda que não sejam completamente superados, e pelo aumento da produtividade total dos fatores (PTF), concentrado nos segmentos mais dinâmicos da economia.

Na questão energética, o esforço doméstico de aumento de reservas e produção de petróleo e gás elimina gradualmente os riscos relativos à segurança de abastecimento, embora questões ambientais possam ganhar peso maior na decisão do melhor aproveitamento dos recursos. Ainda assim, em um contexto de transição mais acelerada na direção da substituição do uso dos hidrocarbonetos por combustíveis renováveis, o país encontra-se bem posicionado com uma das matrizes energéticas mais limpas do mundo. O entendimento da importância da energia renovável contribui também para que o país continue apresentando uma matriz de produção de eletricidade limpa.

3.2.3 Quantificação do Cenário de Referência

A partir da breve descrição qualitativa do cenário, a trajetória econômica para os próximos 10 anos é quantificada com base no modelo de consistência macroeconômica de longo prazo (MCMLP), cuja descrição pode ser obtida em EPE (2007).

O principal resultado da avaliação qualitativa é que se espera que o crescimento da economia brasileira esteja acima da média mundial nos próximos 10 anos, refletida nas taxas apresentadas na Tabela 8, a seguir.

Tabela 8 - Taxas de Crescimento do PIB

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	1999-2003	2004-2008	2009-2013	2014-2018
PIB Mundial (% a.a.)	3,4	4,6	3,0	4,5
PIB Nacional (% a.a.)	1,9	4,7	4,3	5,0

Para os próximos 10 anos, o impacto direto da crise financeira atual sobre as perspectivas de crescimento mundial ocorre especialmente nos primeiros anos do 1º quinquênio, mas a retomada do nível de atividade é conquistada já a partir de 2010. O impacto indireto - isto é, aquele decorrente dos desdobramentos da crise - ocorre no longo prazo: a maior regulação sobre o sistema financeiro internacional e os efeitos de políticas econômicas voltadas para a sustentação da solvência do setor público³ reduzem parcialmente o montante de investimento à disposição de projetos nos próximos 10 anos. Com isto, a taxa média de crescimento do PIB mundial a partir do segundo quinquênio atinge a casa dos 4,5% ao ano.

Em síntese, o crescimento da economia brasileira ocorre acima da média mundial no horizonte decenal, reproduzindo o que aconteceu nos últimos 5 anos (o que já era apontado em estudos anteriores da EPE), mas com uma ampliação do diferencial relativo por conta do padrão de crescimento mundial que se espera para os próximos anos, qual seja, menor crescimento global em decorrência da crise financeira internacional e baseado no desempenho relativo superior de países emergentes. Tal diferença se estreita no 2º quinquênio.

Dentre as principais variáveis exógenas consideradas no MCMLP, vale destacar a trajetória da taxa de poupança, o crescimento da produtividade total dos fatores (PTF) e o preço do petróleo.

Tabela 9 - Principais variáveis exógenas

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	1999-2003	2004-2008	2009-2013	2014-2018
Taxa de Poupança (% PIB)	14,0	17,6	18,3	22,0
Crescimento da PTF ¹ (% a.a.)	-0,1	1,6	0,9	1,5
Preço do Petróleo ² (US\$/barril)	32,69	73,01	75,64	93,64

Notas: (1) Para o cálculo da PTF ver Souza Jr. (2005)

(2) Preço médio do petróleo tipo Brent (US\$/barril) a preços de maio de 2008.

Neste cenário, após a manutenção, no primeiro quinquênio, dos patamares médios dos últimos anos, a taxa de poupança de longo prazo da economia brasileira avança mais significativamente no segundo período por conta do sucesso em derrubar, ao longo do horizonte, as restrições a uma poupança pública mais elevada.⁴

³ Notadamente após os significativos aportes governamentais para sustentar a atividade nos países desenvolvidos.

⁴ Uma parte desta elevação na taxa de poupança doméstica pode ocorrer mais rapidamente mesmo que as medidas no sentido de aumentar a propensão a investir da economia tenham efeito defasado ao longo de um período relativamente mais extenso, pois os agentes econômicos podem antecipar os desdobramentos positivos destas medidas sobre o crescimento no futuro.

Já o crescimento da PTF está mais relacionado ao desempenho de setores específicos, especialmente aqueles em que o país apresenta vantagem comparativa, no primeiro quinquênio, mas a forte evolução do investimento, governada pela expectativa de crescimento continuado da economia brasileira, acaba gerando incentivos ao aumento da PTF na economia com um todo, em particular no segundo quinquênio.

Assim, as taxas de investimento (em proporção ao PIB) requeridas para sustentar a taxa média de crescimento considerada no cenário de referência são apresentadas na Tabela 10, com elevação significativa da taxa média de investimento ao longo do horizonte. Destaca-se adicionalmente a importância do investimento público em infraestrutura (BNDES, 2009) especialmente nos primeiros anos do horizonte decenal.

Tabela 10 - Investimento⁽¹⁾ e PIB

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	1999-2003	2004-2008	2009-2013	2014-2018
Taxa de Investimento Total (% PIB)	16,2	16,9	18,9	22,0
Taxa de Investimento Público (% PIB)	1,8	2,1	2,8	3,0
Taxa de Crescimento do PIB (% a.a.)	1,9	4,7	4,3	5,0

Nota: (1) Taxas de investimento a preços correntes

No quadro fiscal (Tabela 11), em que pese um investimento público maior, a trajetória das principais variáveis mostra um quadro relativamente controlável no país, especialmente quando comparado com a situação de forte deterioração dos déficits orçamentários em diversos países em decorrência da atuação agressiva dos governos para manter os níveis de demanda. A redução das taxas de juros reais diminui a importância da conta de juros em relação ao PIB na dinâmica de evolução da dívida, o que abriria espaço para uma eventual redução do superávit primário ao longo do horizonte. Por fim, a dívida líquida do setor público em proporção do PIB continua em queda ao longo de todo o horizonte decenal.

Tabela 11 - Indicadores Econômicos do Setor Público

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	1999-2003	2004-2008	2009-2013	2014-2018
Superávit Primário (% PIB)	3,5	4,1	2,2	2,2
Déficit Nominal (% PIB)	4,1	2,4	2,7	1,3
Dívida Líquida do Setor Público (% PIB)	48,2	44,8	41,6	33,4

Nota: (1) Taxas de investimento a preços correntes

Já os resultados do setor externo são apresentados na Tabela 12.

Tabela 12 - Indicadores Econômicos do Setor Externo

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	1999-2003	2004-2008	2009-2013	2014-2018
Exportações (US\$ bilhões)	59,0	142,2	188,5	272,7
Importações (US\$ bilhões)	51,2	104,3	193,4	283,0
Balança Comercial (US\$ bilhões)	7,7	37,9	-4,9	-10,3
Investimento Externo Direto (US\$ bilhões)	22,1	26,3	41,4	49,4
Saldo em Transações Correntes (% PIB)	-2,6	0,6	-3,1	-2,5

A recente crise financeira afeta especialmente as exportações no primeiro quinquênio. Ainda assim, quando comparadas ao histórico, as médias do volume exportado crescem, e mais fortemente no segundo quinquênio, refletindo o padrão de crescimento econômico mundial e as vantagens comparativas do país. Já as importações continuam crescendo em função da expansão econômica doméstica. Com isso, o saldo da balança comercial atinge valores negativos, embora ainda reduzidos, já no primeiro quinquênio.

A evolução do investimento externo direto (IED) também é condicionada pelo bom posicionamento de alguns setores da economia brasileira nos mercados mundiais, o que cria incentivos à atração de investimentos externos mesmo nos primeiros cinco anos. A elevação da média quinquenal do IED para os patamares em torno de US\$ 50 bilhões nos últimos 5 anos do horizonte decenal é função de uma perspectiva de crescimento alto e sustentado da economia brasileira nesse período.

Já o saldo em transações correntes volta a ficar deficitário, após anotar superávits entre 2004 e 2008. No entanto, é importante notar que, quando comparados ao PIB, os déficits projetados de transações correntes são administráveis do ponto de vista do seu financiamento nos mercados internacionais, ainda mais levando-se em conta o influxo esperado de IED no horizonte decenal.

A evolução setorial do PIB também reflete os impactos imediatos da crise financeira, bem como seus efeitos sobre o padrão de crescimento nos próximos 10 anos. Em particular, a indústria tem sido o setor mais afetado, esperando-se uma queda de sua participação relativa na cena de partida com recuperação mais lenta no primeiro quinquênio e mais intensa no segundo período.

De modo geral, a recuperação mais acentuada da economia mundial a partir de 2011 (centrada sobre os países emergentes, mas em nível menor do que a do período de 2002 a 2007) possibilita a elevação dos preços das *commodities*, especialmente àquelas ligadas à energia.

Nesse sentido, os segmentos de siderurgia, celulose, extrativa mineral e a agroindústria - que apresentam vantagens comparativas e que são puxados pelas demandas dos países

emergentes mais dinâmicos - continuam a se beneficiar. No caso dos segmentos mais ligados à dinâmica de expansão doméstica, o crescimento se concentra naqueles que estão relacionados à infraestrutura e à construção civil, refletindo a melhoria, ao longo do horizonte decenal, nas condições de crédito de longo prazo e em programas governamentais de incentivo a esses segmentos.

As projeções decenais das participações relativas setoriais na economia e na indústria são apresentadas na Tabela 13.

Tabela 13 - Participação Setorial Relativa

Participação Relativa	Histórico		Projeção	
	1999-2003	2004-2008	2009-2013	2014-2018
Economia (% PIB)				
Agropecuária	6,2	6,2	6,6	6,8
Indústria	27,1	28,8	26,8	27,7
Serviços	66,7	65,0	66,5	65,5
Indústria (% PIB Indústria)				
Extrativa	5,4	9,1	13,3	14,4
Transformação	63,0	61,1	55,7	54,1
Construção Civil	19,5	17,1	19,1	19,8
Prod. e Dist. de Energia Elet., água e gás	12,1	12,7	11,8	11,8

Fonte: EPE, 2009.

3.3 Grandes consumidores industriais

As perspectivas de evolução para a indústria nacional nos próximos anos terão obrigatoriamente que levar em conta o Programa de Aceleração do Crescimento - PAC, anunciado em janeiro de 2007 pelo Governo Federal, que contempla um amplo conjunto de medidas destinadas a incentivar o investimento privado, aumentar o investimento público em infra-estrutura e estimular o crédito e o financiamento, além de procurar remover obstáculos de ordem burocrática, administrativa, normativa, jurídica e legislativa, ao crescimento econômico.

Em tempos de crise internacional, tais medidas vêm se refletindo 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 infra-estrutura definido no PAC, que tem como um de seus grandes objetivos eliminar possíveis gargalos para um crescimento mais acelerado da economia, engloba projetos nas áreas de energia (geração e transmissão de energia elétrica; exploração, produção e logística de petróleo e gás natural; e combustíveis renováveis

como etanol e biodiesel), logística e transportes (rodovias, ferrovias, aeroportos, portos, hidrovias e metrô), saneamento, habitação e aproveitamento múltiplo de recursos hídricos.

O período desde o início de 2007 até meados de 2008 foi marcado por um generalizado otimismo dos agentes econômicos quanto às expectativas da indústria nacional. Configurava-se um ciclo virtuoso de investimentos, tanto na área de infra-estrutura quanto em diversos segmentos da indústria de base, principalmente naqueles setores em que o Brasil se mostra altamente competitivo, como são exemplos a indústria siderúrgica e a de papel e celulose. A publicação “Perspectivas do Investimento 2007/2010” do BNDES (BNDES, 2007) traduzia de forma muito clara esse otimismo.

No entanto, em meados do ano de 2008, eclodiu a crise financeira internacional que atingiu a economia real dos países e vem causando uma desaceleração generalizada da economia mundial. A conseqüente retração do comércio internacional de *commodities* provocou queda acentuada dos preços e a necessidade de revisão dos cenários de expansão dos respectivos segmentos industriais. Nesse ambiente, um dos segmentos que foi mais fortemente atingido é o da indústria siderúrgica, incluindo a sua cadeia a montante (minério de ferro, pelotização, ferroligas) e a jusante (produtos do aço). A China vinha instalando, em média nos últimos dez anos, o equivalente a um Brasil por ano, em termos de capacidade de produção de aço, e a indústria siderúrgica mundial viu-se repentinamente com uma capacidade ociosa que contaminou o setor em todos os países produtores.

Nas condições adversas resultantes da crise internacional, o Brasil, assim como alguns outros países emergentes, tem sofrido impactos negativos, porém em menor grau do que as economias desenvolvidas. Além disso, é opinião de grande parte dos analistas econômicos a de que poderemos sair dessa crise de uma forma mais rápida e em melhor situação para reingressar em uma rota de crescimento sustentado comparativamente à maioria das economias desenvolvidas, o que, aliás, já vem se desenhando nos últimos meses com a continuada recuperação da produção industrial desde março de 2009.

Contudo, este novo ambiente impõe que se revisem cenários econômicos globais e nacionais, conforme mencionado na seção 3.2, assim como as expectativas relativas ao comércio internacional e as correspondentes políticas de expansão da indústria a nível mundial. Seguramente, as vantagens competitivas do Brasil em importantes segmentos da indústria, como a siderurgia e a indústria de celulose, farão com que importantes investimentos nessas áreas sejam alocados no País. No entanto, dadas as atuais condições de fronteira, mais restritivas, os cenários de expansão desses e de outros segmentos da indústria deverão ser reavaliados à luz do novo ambiente internacional, implicando, em

alguns casos, na postergação dos cronogramas de novos investimentos relativamente àqueles considerados antes da eclosão da crise financeira internacional.

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

Nesta seção são apresentadas as principais premissas utilizadas na cenarioização desses segmentos industriais grandes consumidores de energia elétrica, para o horizonte decenal 2009-2018. 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 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 interligado do Sistema Interligado Nacional (SIN).

3.3.1 Expansão da capacidade instalada

No que se refere às expansões da capacidade instalada de produção dos segmentos industriais eletrointensivos para os próximos anos, apesar de algumas defasagens de cronograma em relação ao PDE 2008-2017, por conta dos efeitos da crise, mesmo assim prevêem-se significativos investimentos com destaque para as indústrias de siderurgia, de papel e celulose e de petroquímica, bem como para os segmentos de cobre (projetos da VALE no Pará) e de ferroligas (incluindo o projeto de ferro-níquel Onça Puma no Pará).

Em seguida, apresentam-se as expansões de capacidade instalada consideradas por segmento industrial. As Figuras 5 a 14 mostram, para cada segmento industrial, o montante de expansão da capacidade instalada nos próximos 10 anos.

Alumínio

No caso da indústria do alumínio, considera-se não somente a produção do alumínio primário, altamente eletrointensiva, como também da alumina, muito menos eletrointensiva, e ainda a extração da bauxita, muito pouco eletrointensiva, no sentido de dar um tratamento mais completo à cadeia do alumínio.

O Brasil possui grandes reservas de bauxita, matéria-prima básica para a produção do alumínio. A indústria nacional de alumínio engloba as diferentes etapas da cadeia produtiva: da extração da bauxita (mineração), passando pelo refino (transformação da bauxita em alumina), até a produção do alumínio primário através da redução eletrolítica da alumina.

Trata-se de uma indústria bastante concentrada, englobando um reduzido número de grandes grupos de investidores nacionais e internacionais e de unidades industriais.

A mineração da bauxita no Brasil totaliza uma capacidade instalada de produção em torno de 27 milhões de toneladas por ano, sendo a maior unidade produtora a Mineração Rio do Norte - MRN, atualmente com capacidade de produção de 18 milhões de toneladas por ano, situada no Pará. 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 7,8 milhões de toneladas por ano, assim distribuídas: 4,8 milhões de toneladas por ano na Alunorte, 1,6 milhões de toneladas por ano na Alumar, 1,0 milhão de toneladas por ano na CBA, e menores montantes na Alcoa e na Novelis do Brasil.

Na Figura 5 mostra-se a localização, por subsistema elétrico, das expansões de capacidade de alumina previstas no horizonte decenal, 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 1,7 milhões de toneladas por ano. Os maiores produtores são as unidades da Albrás (450 mil t/ano) e da Alumar (450 mil t/ano), no estado do Pará, e a CBA (475 mil t/ano), do grupo Votorantim, situada em São Paulo.

A Figura 6 ilustra as principais expansões de capacidade de alumínio primário previstas no período 2009-2018, indicando sua localização por subsistema elétrico.

Figura 5. Alumina: expansão da capacidade instalada 2009-2018 (10³ t/ano)

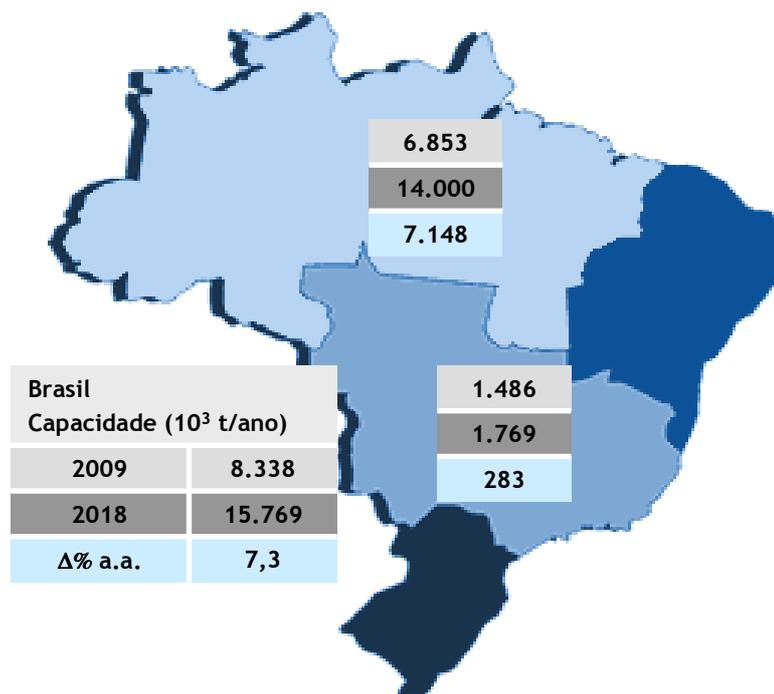
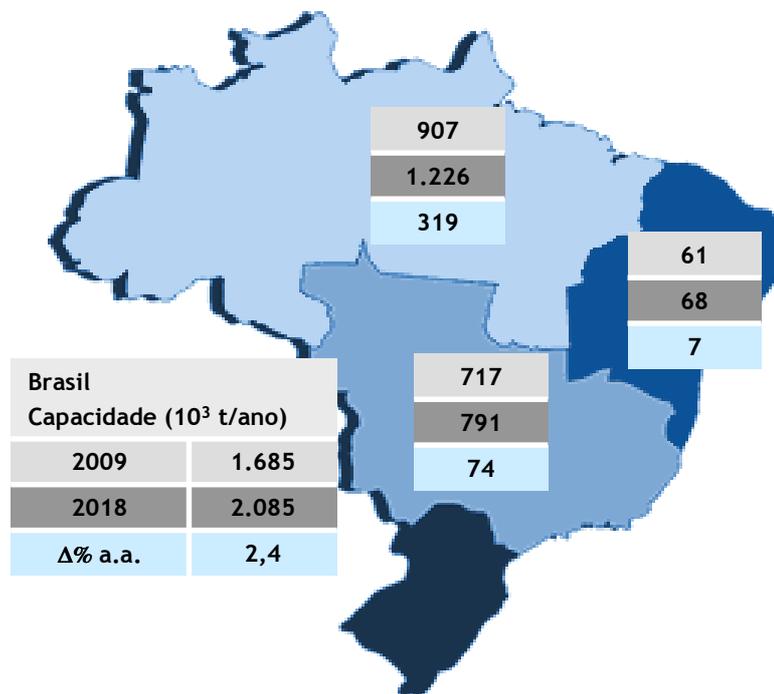


Figura 6. Alumínio: expansão da capacidade instalada 2009-2018 (10³ t/ano)



Siderurgia (aço bruto)

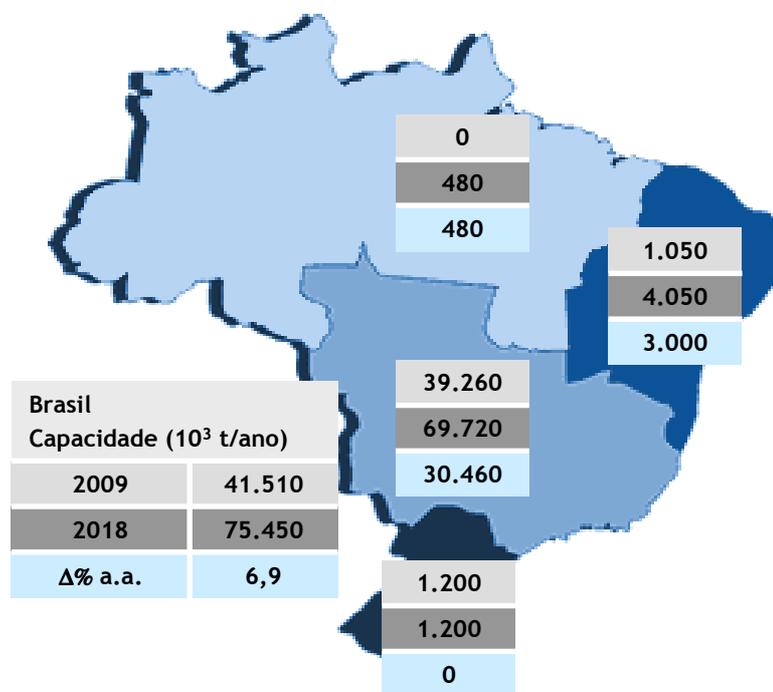
A indústria siderúrgica, no que se refere à produção de aço bruto, analogamente ao que ocorre com a indústria de alumínio, também é relativamente concentrada, com um número reduzido de grandes grupos investidores e com uma quantidade de plantas ainda pequena, porém maior do que o das plantas de alumínio primário.

A atual capacidade de produção de aço bruto encontra-se em torno de 41,5 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); e o grupo CSN com 5,9 milhões de t/ano.

Por sua vez, a Figura 7 mostra as principais expansões de capacidade de aço bruto previstas no período 2009-2018, por subsistema elétrico.

O estudo do setor siderúrgico contemplou a consideração de 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 7. Siderurgia: expansão da capacidade instalada 2009-2018 (10³ t/ano)

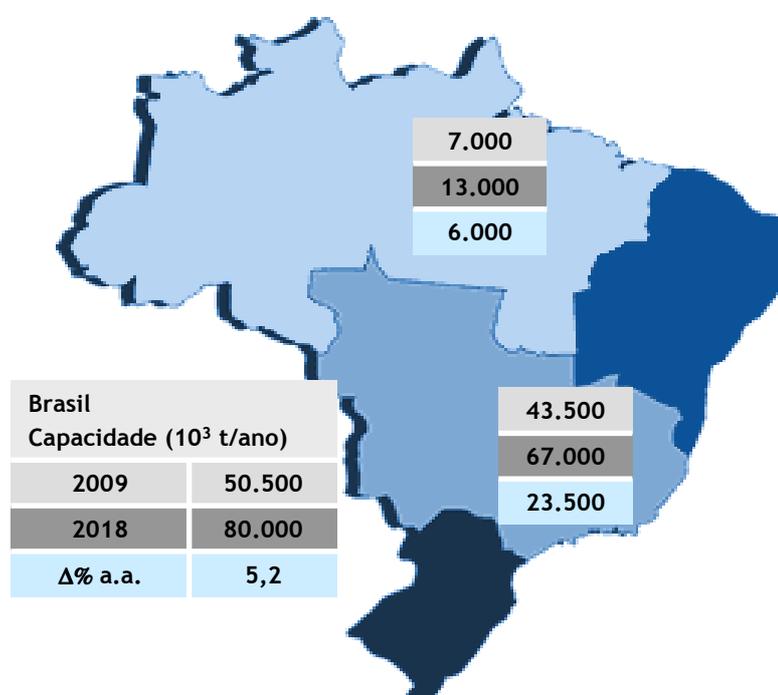


Pelotização

A indústria de pelotas no Brasil é, em grande parte, voltada para exportação. Da atual capacidade instalada, em torno de 50 milhões t/ano, cerca de 95% destina-se à exportação. Dessa capacidade, em torno da metade corresponde às usinas da VALE e seus sócios no Espírito Santo: CVRD I e CVRD II, Hispanobrás, Itabrasco, Nibrasco e Kobrasco. O restante encontra-se assim distribuído: 14 milhões t/ano nas usinas da Samarco, 4,5 milhões t/ano na usina Ferteco e 7,0 milhões t/ano na usina da VALE do Maranhão.

As expansões consideradas do segmento, contemplam os montantes indicados na Figura 8.

Figura 8. Pelotização: expansão da capacidade instalada 2009-2018 (10³ t/ano)



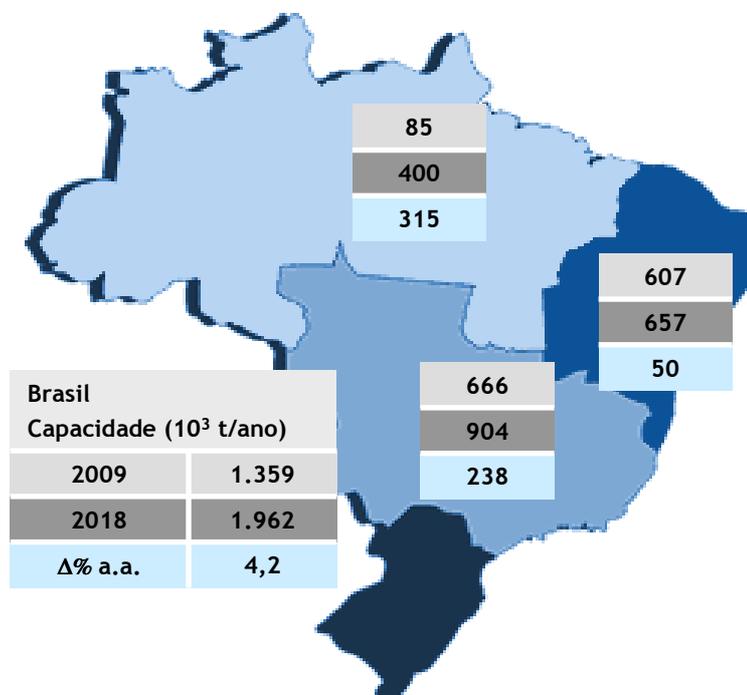
Ferroligas

A composição do parque industrial brasileiro de ferroligas é bastante diversificada, englobando a produção de vários tipos de liga, com uma capacidade instalada total em torno de 1,4 milhões de toneladas por ano, assim distribuída: 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).

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 de uma usina de alumínio.

As expansões da capacidade instalada de ferroligas consideradas neste PDE encontram-se assinaladas na Figura 9.

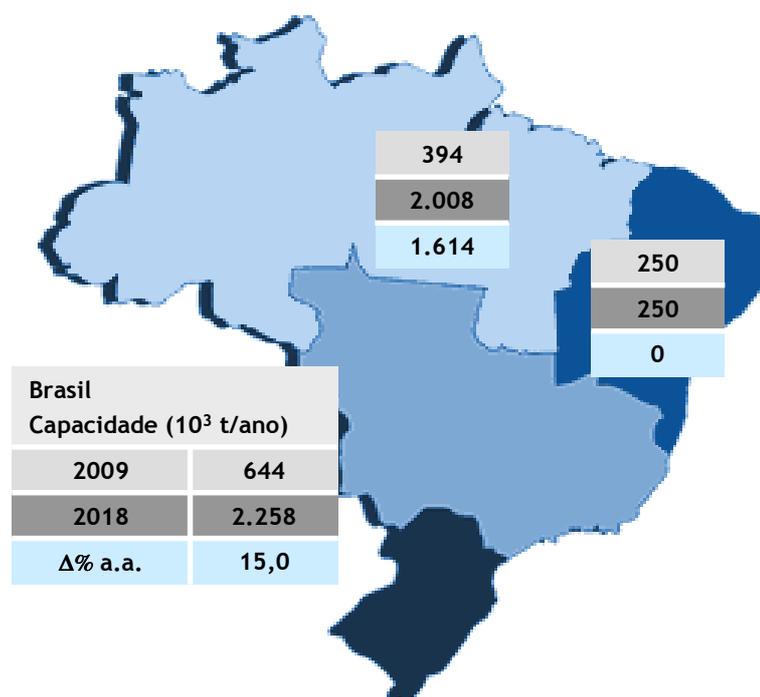
Figura 9. Ferroligas: expansão da capacidade instalada 2009-2018 (10³ t/ano)



Cobre

Até recentemente existia uma única planta de cobre no País, a Caraíba Metais, situada na Bahia, com capacidade instalada de produção de 250 mil t/ano 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 (Figura 10), tornando o país auto-suficiente neste importante metal. Já se encontra em operação a mineração do Sossego. Entre os novos projetos da VALE incluem-se as plantas de Salobo, Cristalino e Alemão (Figura 10). Dessa forma, o País deverá atingir, ao final do horizonte, uma capacidade instalada superior a 2,2 milhões de toneladas de cobre por ano.

Figura 10. Cobre: expansão da capacidade instalada 2009-2018 (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.

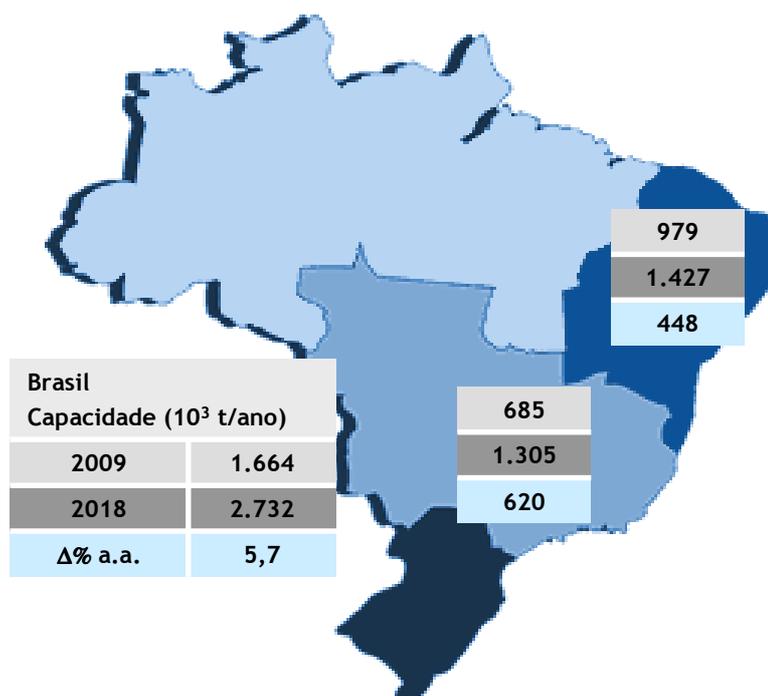
Este é um setor que vem operando em níveis próximos à capacidade instalada de produção. Além disso, apesar de o mercado interno de soda-cloro ainda ser liderado pela demanda de soda, esta situação deverá inverter-se no médio prazo com o cloro passando a liderar o mercado, conforme ocorre nas economias 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, o que deverá requerer a expansão da capacidade instalada no País com vista a suprir o mercado interno.

A indústria de soda-cloro possui atualmente uma capacidade instalada de produção de soda em torno de 1,6 milhões de toneladas por ano. As informações disponíveis, no momento, indicam uma expansão de capacidade, em 2009-2010, na Solvay Indupa, São Paulo, de 230 mil t/ano de soda usando a tecnologia à base de membrana. Contudo, a Solvay estará simultaneamente desativando uma unidade de 130 mil t/ano que utiliza a tecnologia de célula de mercúrio.

Conforme se verá, essa expansão mostra-se insuficiente para o atendimento da demanda nacional no horizonte decenal. Portanto, novas expansões ao longo do período serão necessárias, a menos que se sobrecarregue a pauta de importações com produtos derivados do cloro, como o PVC. Nesse sentido, foram considerados blocos adicionais de expansão, alcançando uma capacidade instalada total no Brasil de cerca de 2,7 milhões de toneladas de soda por ano, no final do período, conforme apresentado na Figura 11.

Vale ressaltar que a tecnologia à base de célula de mercúrio, que é a de maior consumo específico de eletricidade, está ambientalmente condenada. Das outras duas tecnologias utilizadas na produção de soda e cloro, as tecnologias de diafragma e de membrana, esta última alia o menor consumo específico de eletricidade à melhor aceitação do ponto de vista ambiental. Por isso, definiu-se como premissa que toda a nova expansão do setor será feita utilizando a tecnologia de membrana.

Figura 11. Soda cáustica: expansão da capacidade instalada 2009-2018 (10^3 t/ano)

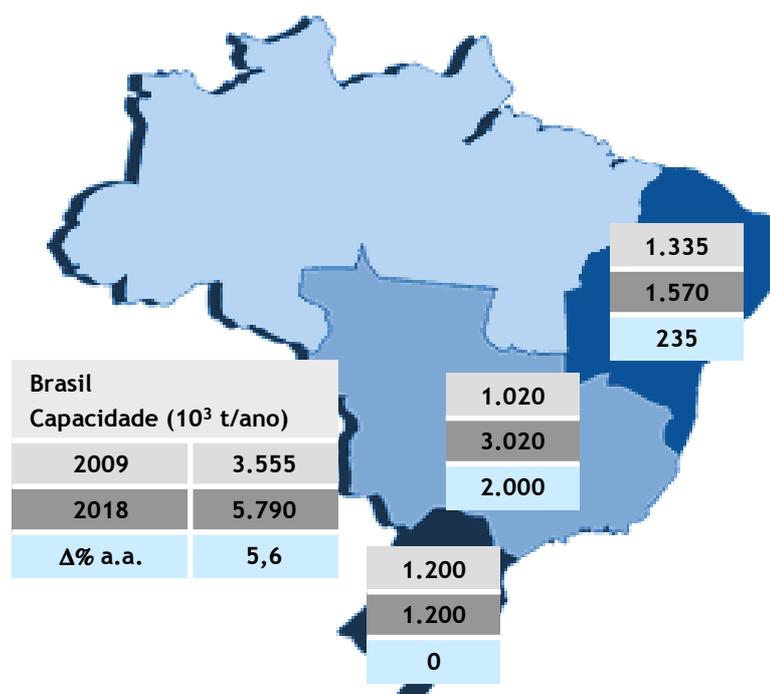


Petroquímica (eteno)

A produção de produtos petroquímicos básicos está hoje concentrada em poucos grandes grupos de investidores e localizada em quatro pólos 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, medida em toneladas de eteno, é de cerca de 3,5 milhões t/ano.

As expansões de capacidade de produção de eteno previstas estão indicadas na Figura 12. Destaca-se por seu porte, entre os projetos de expansão considerados, o COMPERJ, localizado em Itaboraí - RJ, com entrada em operação prevista para 2012-2013.

Figura 12. Eteno: expansão da capacidade instalada 2009-2018 (10^3 t/ano)



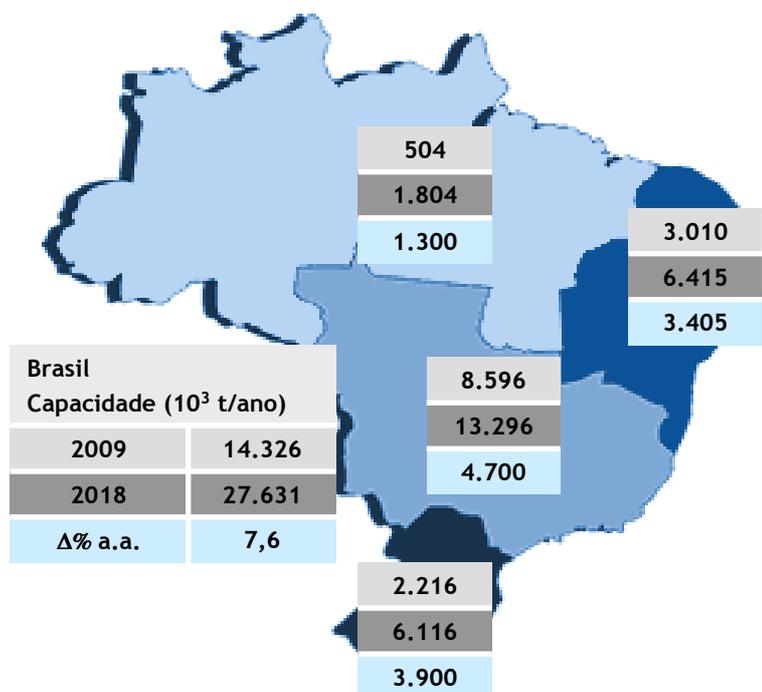
Ressalta-se, também, a importância do pólo petroquímico de Suape em Pernambuco, que foi formalmente inaugurado no início de 2007 com o início da operação, em fase experimental, da unidade de produção de resina PET (Poli Tereftalato de Etileno), a maior indústria deste produto no mundo, com capacidade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

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 significativo com produção voltada não só para o mercado interno, mas principalmente para a exportação, no caso da celulose.

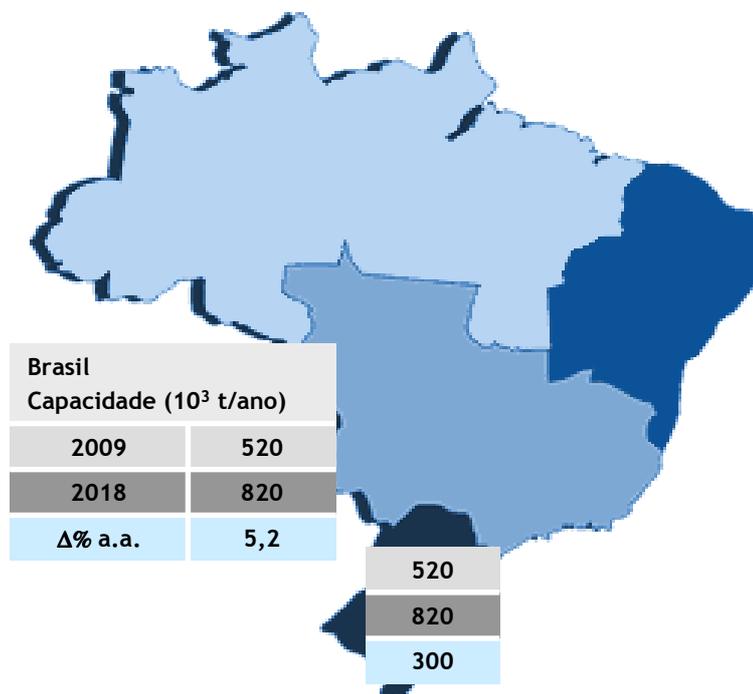
A atual capacidade instalada de produção de celulose situa-se em torno de 14 milhões t/ano. As principais expansões de celulose consideradas neste plano decenal estão indicadas na Figura 13.

Figura 13. Celulose: expansão da capacidade instalada 2009-2018 (10³ t/ano)



No caso da pasta mecânica de alto rendimento, utilizada na fabricação de papel de imprensa, considerou-se uma expansão da capacidade instalada na região Sul no montante de 300 mil t/ano, atingindo-se uma capacidade total de 820 mil t/ano a partir de 2016-2017, conforme ilustrado na Figura 14.

Figura 14. Pasta mecânica: expansão da capacidade instalada 2009-2018 (10³ t/ano)



Outros segmentos industriais

Outros dois segmentos industriais relevantes no que se refere ao consumo de eletricidade são a produção de papel e a 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 brasileiras no consumo mundial de papel.

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, que hoje apresenta folga considerável, se adequará às necessidades de atendimento ao crescimento da demanda doméstica.

3.3.2 Produção Física

Nesta seção, serão apresentadas as projeções da produção física, da demanda interna, das exportações e das importações, para o Brasil, relativas a cada um dos segmentos industriais 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 de produto).

No que se refere à produção física, relativa aos segmentos industriais voltados fortemente para a exportação, como o alumínio (incluindo, além do alumínio primário, 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, trata-se de setores dominados por grandes grupos econômicos que conhecem a política internacional relativamente à regionalização da produção setorial e, muitas vezes, são eles mesmos co-autores 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. A elasticidade foi definida com base no seu comportamento histórico e, em alguns casos, considerou-se uma ligeira redução desse parâmetro com base na premissa de que haverá uma busca pela utilização cada vez mais eficiente dos respectivos produtos eletrointensivos.

Alumínio, Alumina e Bauxita

Para projetar a demanda interna de alumínio, utilizou-se a elasticidade - PIB dessa demanda, tendo-se admitido um ligeiro decréscimo desse indicador ao longo do horizonte decenal, partindo do valor de 1,58 em 2009 e chegando a 1,50 em 2018.

Analisando-se o comportamento histórico, projetou-se uma relação Importação/Demanda Interna em torno de 3% ao longo do horizonte decenal. Admitiu-se que a utilização da capacidade instalada se mantivesse em níveis elevados, da ordem de 96%, ao longo do período 2011-2018, com uma pequena queda em 2009. Dessa forma, a produção de alumínio primário é dada por:

Produção = Utilização da Capacidade (%) x Capacidade Instalada

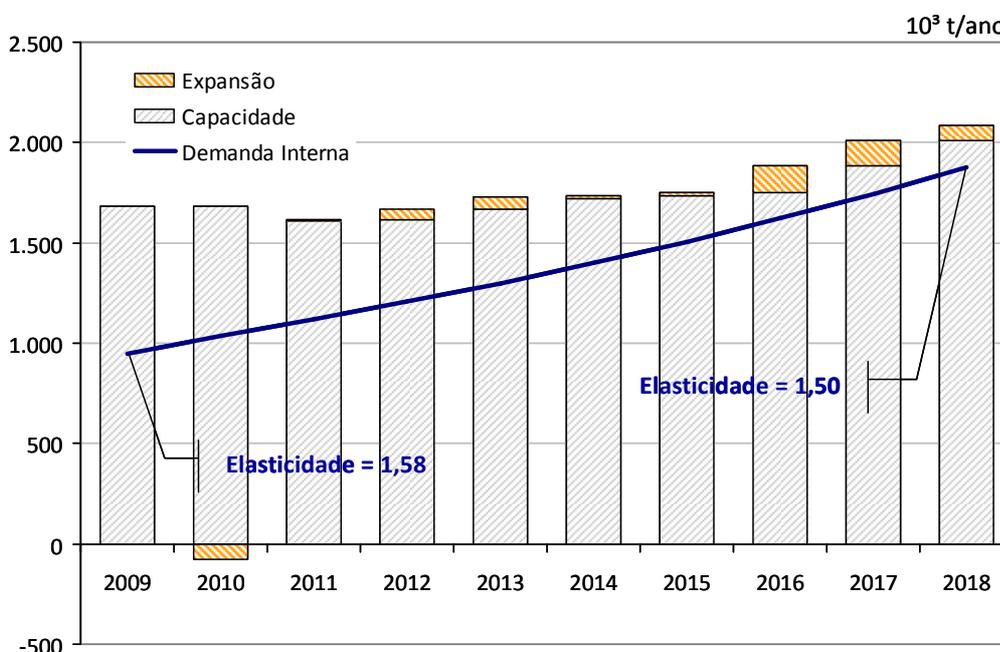
E a exportação resulta da seguinte identidade:

$$\text{Exportação} = \text{Produção} + \text{Importação} - \text{Demanda Interna}$$

Cabe ressaltar que, no médio prazo, considerou-se razoável admitir variações de estoques nulas.

Os resultados estão resumidos no Gráfico 1 e na Tabela 14 que mostram a evolução da capacidade instalada e da demanda interna de alumínio. Observa-se que atualmente cerca de 45% da produção destina-se à exportação. Contudo, em função das expansões de capacidade instalada consideradas e do crescimento da demanda interna, prevê-se que os níveis de exportação caiam para cerca de 10% da produção no final do horizonte.

Gráfico 1. Alumínio: capacidade instalada e demanda interna, 2009-2018



Nota: elasticidade-renda da demanda interna

Tabela 14. Brasil - Produção física de alumínio primário (10³ t/ano)

	2009	2013	2018	2009-2018 (% a.a.)
Produção	1.584	1.655	2.002	2,6%
Demanda interna	950	1.300	1.874	7,8%
Importação	29	39	48	7,5%
Exportação	671	486	444	-13,3%

Para a produção de alumina, também se admitiu nível alto de utilização da capacidade instalada (90% em 2009 e 95% a partir de 2010). Para o cálculo da demanda interna, utilizou-se um consumo médio de 2,06 toneladas de alumina por tonelada de alumínio primário, portanto a demanda interna é determinada em função da produção de alumínio primário. A exportação é determinada pela seguinte relação:

$$\text{Exportação} = \text{Produção} + \text{Importação} - \text{Demanda Interna}; \quad [\text{Importação} = 0]$$

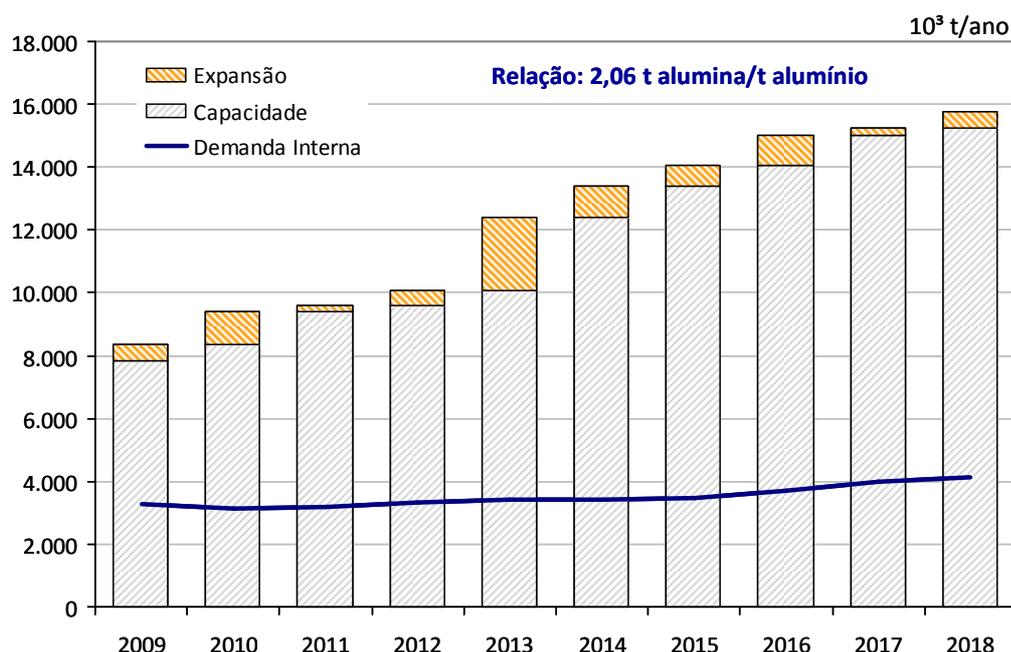
Resultam os valores apresentados na Tabela 15.

Tabela 15. Brasil - Produção física de alumina (10³ t/ano)

	2009	2013	2018	2009-2018 (% a.a.)
Produção	7.504	11.766	14.980	8,0%
Demanda interna	3.263	3.409	4.123	2,6%
Importação	0	0	0	-
Exportação	4.241	8.357	10.857	11,0%

O Gráfico 2 mostra a folga de capacidade instalada de alumina, aumentando ao longo do período em função das expansões de capacidade, permitindo a exportação de volumes crescentes de alumina, que variam de um pouco mais de 50% da produção atualmente para mais de 70% da produção a partir de 2013-2014.

Gráfico 2. Alumina: capacidade instalada e demanda interna, 2009-2018



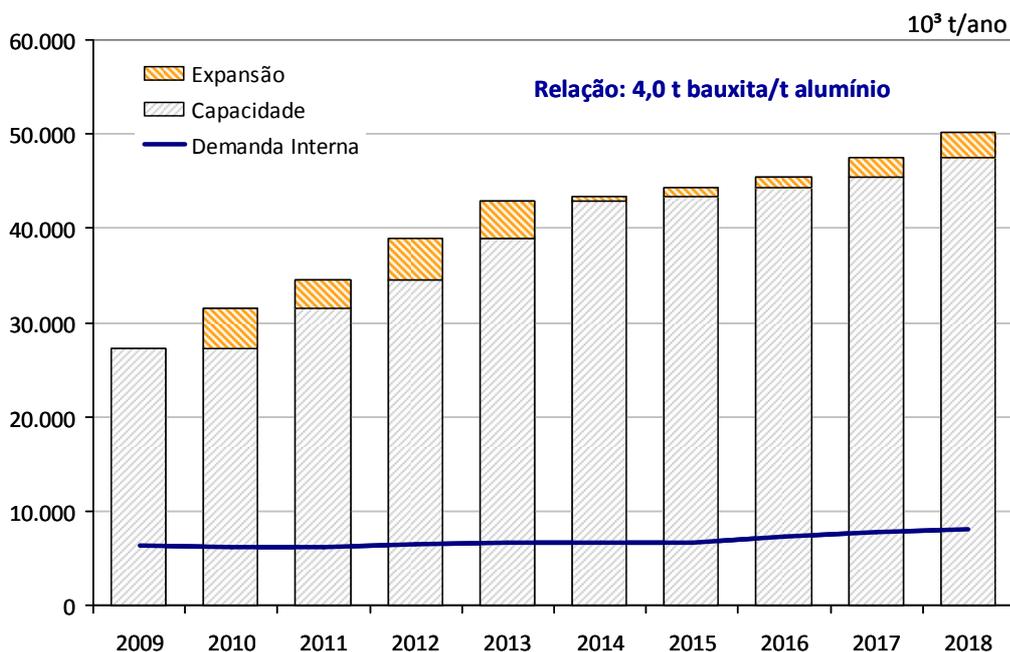
No caso da bauxita, também se admitiram níveis elevados de utilização da capacidade instalada, em torno de 95%, com uma pequena redução em 2009 (90%). A demanda interna, função da produção nacional de alumínio primário, foi calculada através de um coeficiente médio de 4,0 toneladas de bauxita por tonelada de alumínio primário. A exportação resulta, como no caso da alumina, da diferença entre a Produção e a Demanda Interna, já que não existe importação. Os resultados estão resumidos na Tabela 16.

Neste caso, ficam ainda mais evidentes os grandes volumes de exportação, partindo do nível atual em torno de 74% da produção e atingindo valores da ordem de 83% da produção, conforme se pode ver no Gráfico 3.

Tabela 16. Brasil - Produção física de bauxita (10³ t/ano)

	2009	2013	2018	2009-2018 (% a.a.)
Produção	24.519	40.780	47.662	7,7%
Demanda interna	6.336	6.620	8.006	2,6%
Importação	0	0	0	-
Exportação	18.184	34.160	39.656	9,0%

Gráfico 3. Bauxita: capacidade instalada e demanda interna, 2009-2018



Siderurgia (aço bruto)

De todos os segmentos industriais eletrointensivos, a siderurgia foi, indubitavelmente, o mais atingido pela crise financeira internacional. A produção de aço teve uma forte retração tanto a nível mundial quanto nacional, a partir dos últimos meses de 2008 e que se prolongou até recentemente. De fato, no acumulado do ano até outubro, a produção brasileira de aço bruto ainda registra uma queda em torno de 28,5% relativamente ao mesmo período de 2008, apesar da recuperação dos últimos meses (a produção de aço no mês de outubro ficou apenas 3,5% abaixo da produção de outubro de 2008). De fato, a partir do mês de julho, observa-se um movimento de recuperação da produção nacional de aço, com algumas indústrias religando altos-fornos que haviam sido desligados, em alguns casos, aproveitando o desaquecimento do mercado para proceder a manutenções.

Em função dessa conjuntura adversa para o setor, admitiu-se que o nível de utilização da capacidade instalada da siderurgia, em 2009, se situe em torno de 67%. Dado que a indústria siderúrgica mundial acumulou significativa capacidade ociosa, em virtude da crise, e que o Brasil está instalando capacidade adicional significativa (nomeadamente, a usina Companhia Siderúrgica do Atlântico - CSA, de 5,0 milhões t/ano, em implantação), considerou-se uma curva de retomada do nível de utilização ao longo dos próximos anos evoluindo de 73%, em 2010, para 77% e 82% em 2011 e 2012, respectivamente, e atingindo o patamar de 92% a partir de 2013-2014.

Para projetar a demanda interna de aço bruto, levando-se em conta o comportamento histórico, admitiu-se que sua elasticidade em relação ao PIB varie de 1,48 em 2009 para 1,40 em 2018. Essa redução da elasticidade ao longo do tempo representa uma gradual melhoria da eficiência no uso do aço na economia nacional. A importação de aço bruto é historicamente pequena, na faixa de 3 a 5% da demanda interna, tendo-se admitido, na projeção, um valor constante de 3%. Dessa forma, a exportação é determinada pela relação:

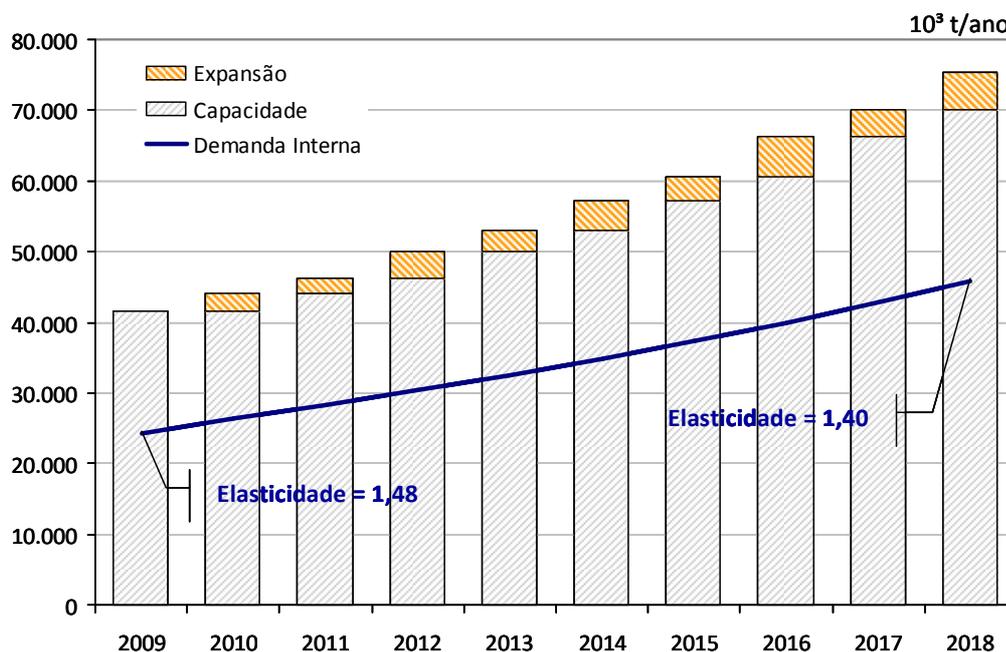
$$\text{Exportação} = \text{Produção} + \text{Importação} - \text{Demanda Interna}$$

Utilizando-se essas premissas, obtêm-se os resultados apresentados na Tabela 17. Assim, a exportação brasileira de aço bruto, que nos últimos anos tem representado entre 30% e 40% da produção nacional, deverá se retrair para pouco mais de 15% em 2009, atingindo um patamar em torno de 35% a partir de 2013-2014 que deverá manter-se aproximadamente constante até o final do horizonte, conforme pode ser visto no Gráfico 4.

Tabela 17. Brasil - Produção física de aço bruto (10³ t/ano)

	2009	2013	2018	2009-2018 (% a.a.)
Produção	27.812	47.628	69.414	10,7%
Demanda interna	24.225	32.516	45.783	7,3%
Importação	727	975	1.373	7,3%
Exportação	4.313	16.088	25.005	21,6%

Gráfico 4. Aço bruto: capacidade instalada e demanda interna, 2009-2018



Nota: elasticidade-renda da demanda interna

Ferroligas

Conforme verificado historicamente, a demanda interna de ferroligas tem uma relação direta com a produção de aço, tendo-se utilizado uma relação média do consumo de ferroligas por tonelada de aço decrescente ao longo do período decenal, variando de cerca de 16 kg de ferroligas por tonelada de aço a 14 kg de ferroligas por tonelada de aço, ao final do período.

É claro que, tratando-se de um segmento industrial heterogêneo, englobando grande diversidade de tipos de ligas que entram na composição de diferentes tipos de aço, o consumo de ligas por tipo de aço varia muito e os valores apresentados referem-se a uma média nacional.

Tomando por base o comportamento deste segmento nos primeiros meses de 2009, em que grande parte da produção foi paralisada em função da crise na indústria siderúrgica mundial, chegando a cerca de 80% da indústria paralisada em alguns meses, admitiu-se uma utilização de capacidade média no ano em torno de 70%, o que, de fato, pressupõe uma recuperação significativa nos últimos meses. À semelhança da siderurgia, considera-se uma recuperação gradual do nível de utilização da capacidade, passando a 80% em 2010 e 90% em 2011, e atingindo plena capacidade (95%) a partir de 2012-2013.

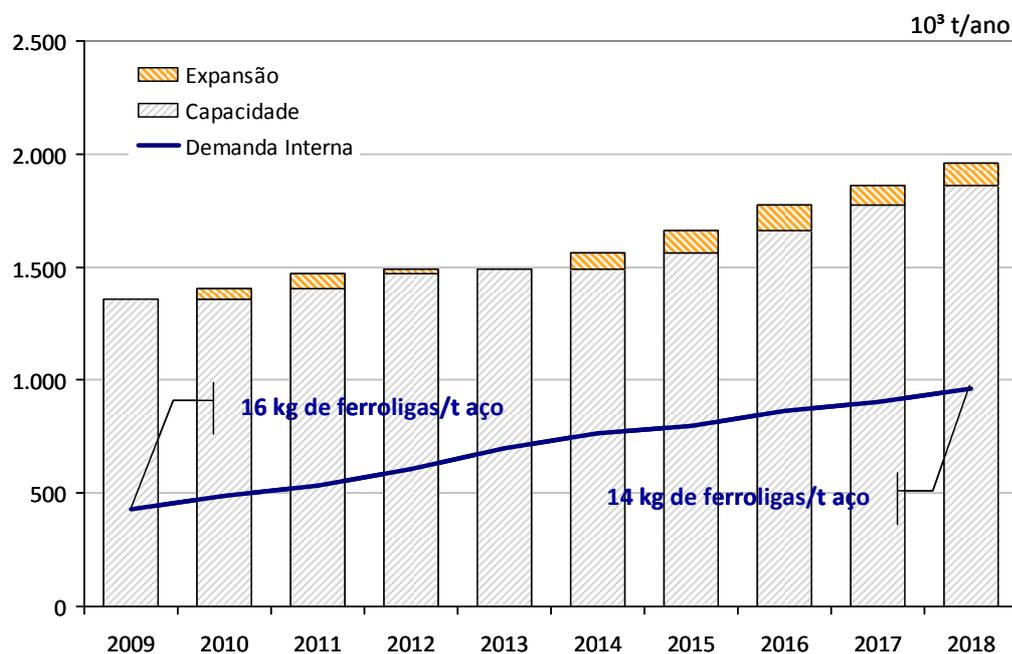
A importação de ferroligas deverá situar-se, em média, em torno de 9% a 10% da demanda interna e a exportação entre 50% e 60% da produção nacional ao longo do horizonte decenal.

Os resultados obtidos estão resumidos na Tabela 18 e no Gráfico 5, que mostra a projeção da capacidade instalada brasileira da produção de ferroligas, assim como de sua demanda interna.

Tabela 18. Brasil - Produção física de ferroligas (10³ t/ano)

	2009	2013	2018	2009-2018 (% a.a.)
Produção	951	1.415	1.864	7,8%
Demanda interna	426	699	960	9,4%
Importação	38	66	96	10,7%
Exportação	563	782	1.000	6,6%

Gráfico 5. Ferroligas: capacidade instalada e demanda interna, 2009-2018



Soda-Cloro

Admitiu-se que a produção brasileira de soda se dará com um nível de utilização da capacidade instalada variando entre 92% e 93%. Para projetar a demanda interna de soda, utilizou-se uma elasticidade dessa demanda em relação ao PIB variando em torno de 1,30 ao longo do horizonte decenal. A exportação é historicamente muito pequena e supôs-se

que será nula ao longo do período decenal. Conseqüentemente, a importação será determinada pela relação:

Importação = Demanda Interna - Produção

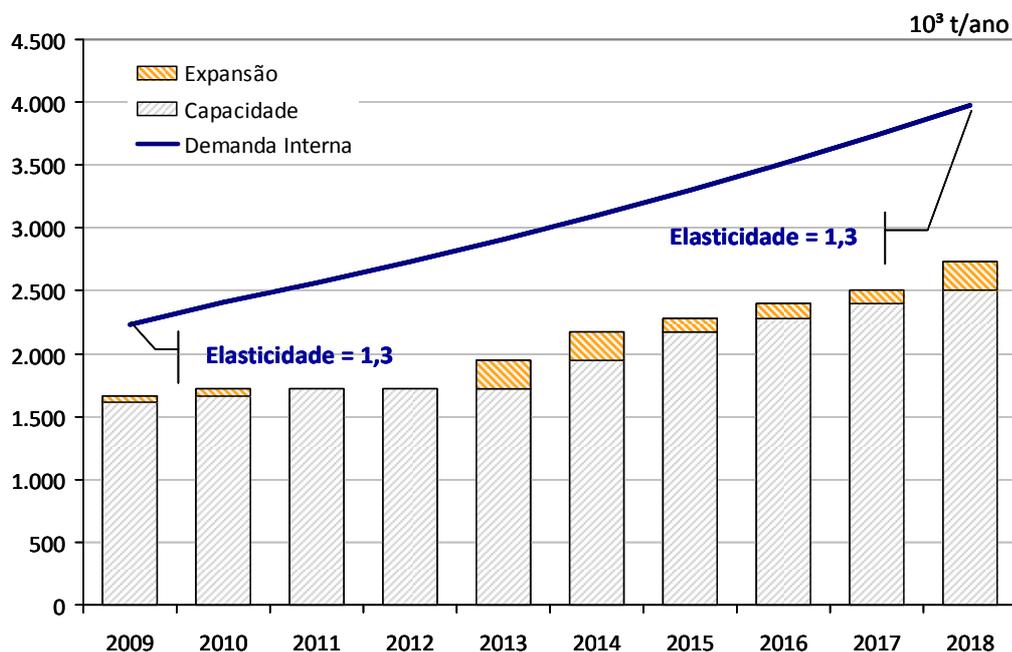
Dessa forma, levando em conta a expansão de capacidade considerada, a importação de soda deverá situar-se entre 35% e 40% da demanda interna. Os resultados estão resumidos na Tabela 19.

Tabela 19. Brasil - Produção física de soda (10³ t/ano)

	2009	2013	2018	2009-2018 (% a.a.)
Produção	1.365	1.812	2.541	7,2%
Demanda interna	2.231	2.906	3.981	6,6%
Importação	867	1.094	1.440	5,8%
Exportação	0	0	0	-

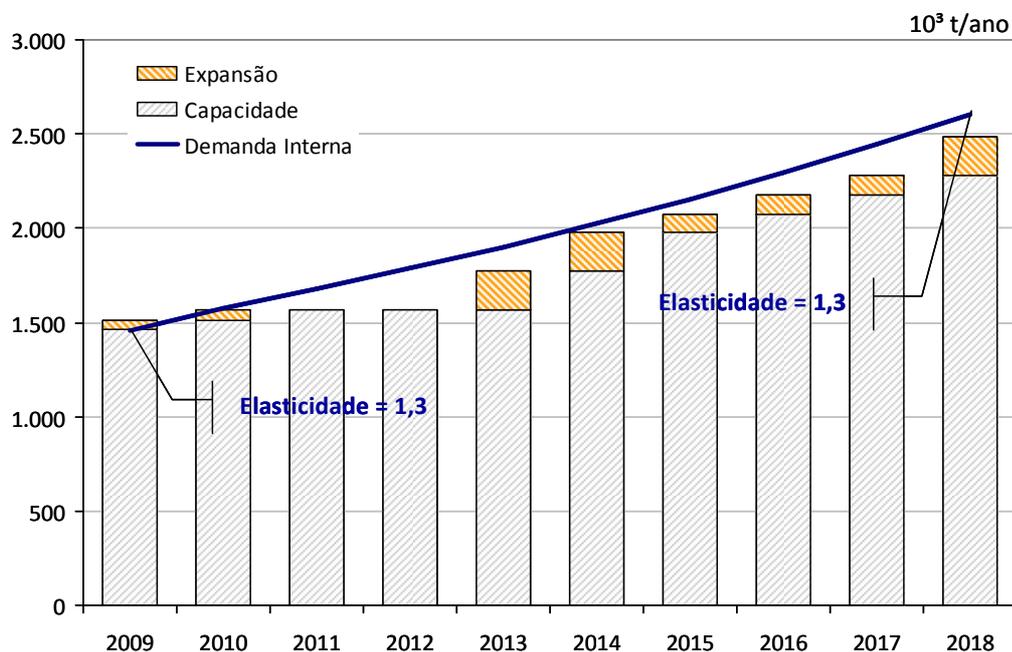
O Gráfico 6 mostra que, nas hipóteses adotadas, o volume de importação de soda tenderá a ser crescente. Por sua vez, o Gráfico 7 mostra que a capacidade instalada prevista não deverá suprir completamente a demanda interna de cloro, exigindo, em princípio, a importação de pequeno montante de derivados, como possivelmente o PVC.

Gráfico 6. Soda: capacidade instalada e demanda interna, 2009-2018



Nota: elasticidade-renda da demanda interna

Gráfico 7. Cloro: capacidade instalada e demanda interna, 2009-2018



Nota: elasticidade-renda da demanda interna

Petroquímica

No que se refere à produção petroquímica, considerou-se que as plantas disponíveis operem com alto grau de utilização da capacidade instalada, em torno de 95%, ao longo do horizonte. No entanto, em função da crise e dos resultados apresentados nos primeiros meses de 2009, admitiu-se para este ano uma utilização média de 85%.

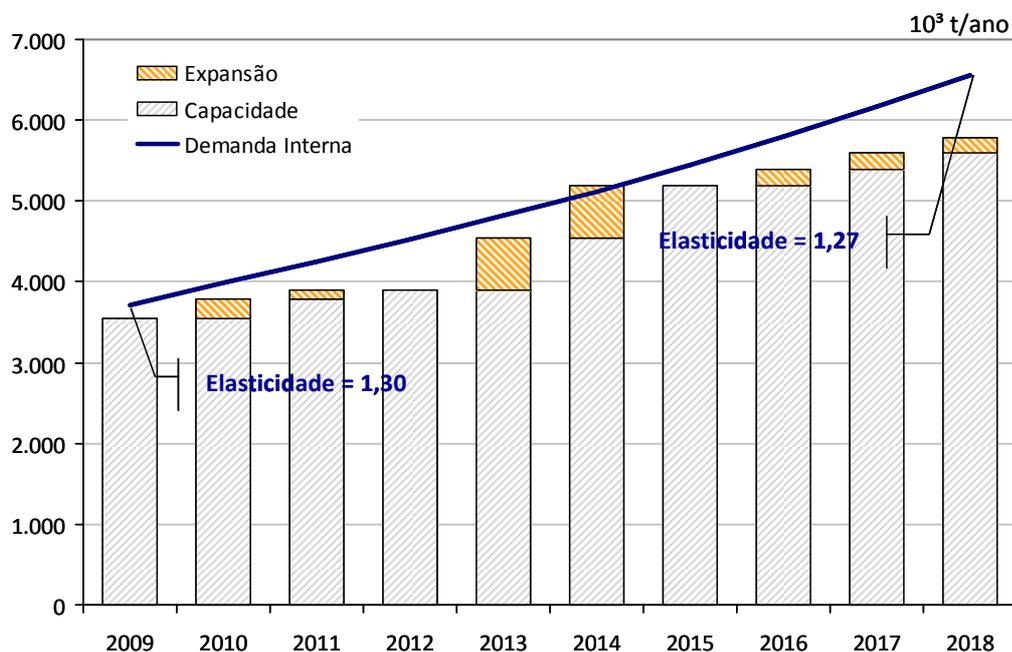
Para projetar a demanda interna de eteno, analisando-se o histórico da indústria, admitiu-se uma elasticidade da demanda interna com relação ao PIB evoluindo de 1,30 em 2009 para 1,27 em 2018. Considera-se que não haverá exportação de petroquímicos básicos, nomeadamente de eteno.

Observa-se que, de acordo com as expansões de capacidade instalada consideradas e a produção resultante (Tabela 20 e Gráfico 8), deverá atingir-se um relativo equilíbrio entre oferta e demanda ao longo do período, para o que contribui decisivamente a instalação do COMPERJ. No entanto, nos primeiros anos do período decenal, assim como no final do horizonte, poderá configurar-se um pequeno déficit de eteno, o qual poderá ser suprido mediante a importação de derivados.

Tabela 20. Brasil - Produção física de eteno (10³ t/ano)

	2009	2013	2018	2009-2018 (% a.a.)
Produção	3.022	4.313	5.501	6,9%
Demanda interna	3.709	4.817	6.561	6,5%

Gráfico 8. Eteno: capacidade instalada e demanda interna, 2009-2018



Nota: elasticidade-renda da demanda interna

Celulose

A projeção da demanda interna de celulose foi feita a partir da análise do período histórico, que levou a considerar uma elasticidade da demanda interna de celulose relativamente ao PIB variando de 1,19 em 2009 a 1,15 em 2018. Considerou-se um nível de importação entre 5% e 6% da demanda interna de celulose ao longo de todo o período. No que se refere às exportações brasileiras, admitiu-se que elas crescerão a uma taxa superior à taxa do consumo mundial de celulose, o que, historicamente, já vem ocorrendo. Por sua vez, admitiu-se que o consumo mundial de celulose cresça segundo uma elasticidade entre 1,00 e 1,05 com o PIB mundial (próxima da elasticidade histórica média nos últimos anos). Finalmente, projetou-se a produção nacional de celulose através da relação:

$$\text{Produção} = \text{Demanda Interna} + \text{Exportação} - \text{Importação}$$

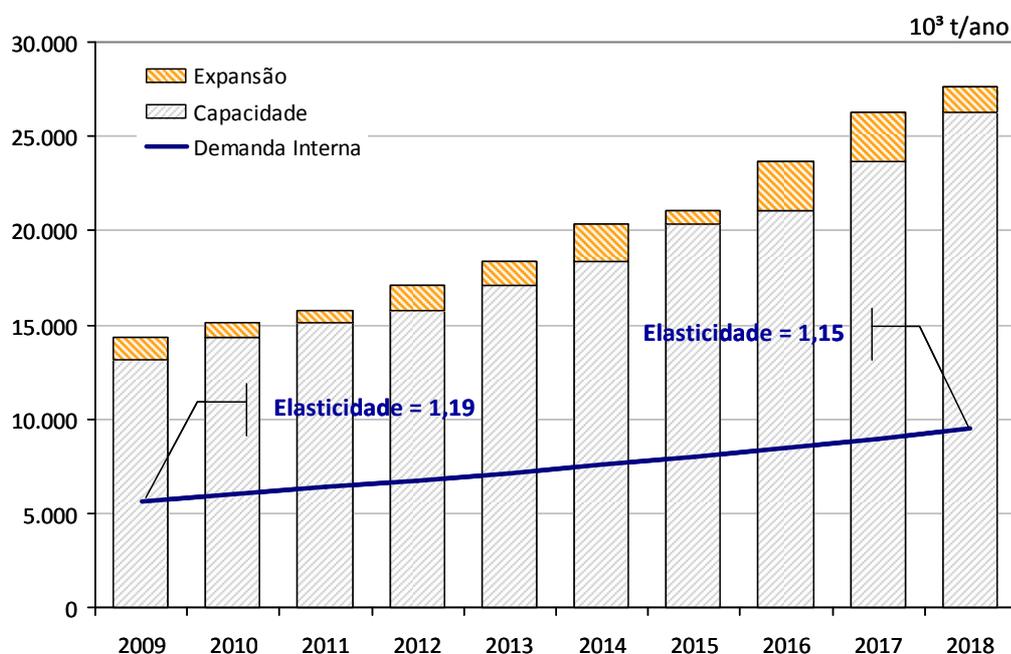
Nestas condições, as exportações brasileiras, que, em 2009, responderão por cerca de 55% da produção nacional, no final do período decenal deverão responder por cerca de 65% dessa produção, conforme pode ser visto na Tabela 21.

Tabela 21. Brasil - Produção física de celulose (10³ t/ano)

	2009	2013	2018	2009-2018 (% a.a.)
Produção	11.902	17.843	26.454	9,3%
Demanda interna	5.620	7.144	9.466	6,0%
Importação	364	410	473	3,0%
Exportação	6.646	11.109	17.461	11,3%

O Gráfico 9 mostra a comparação entre a capacidade instalada de produção e a demanda interna de celulose, onde se pode ver claramente a disponibilidade de volumes crescentes para exportação. De fato, em 2018, o Brasil estará exportando mais do que o dobro da celulose exportada atualmente.

Gráfico 9. Celulose: capacidade instalada e demanda interna, 2009-2018



Nota: elasticidade-renda da demanda interna

Outros segmentos industriais

Para os segmentos industriais de pelotização, cobre, pasta mecânica, de papel e de cimento, as hipóteses adotadas levaram à evolução das respectivas produções, conforme resumido na Tabela 22. A produção de pelotas destina-se quase que exclusivamente à exportação, enquanto que a de cimento é essencialmente voltada ao atendimento do mercado interno.

Tabela 22. Brasil - Produção física de pelotas, cobre, pasta mecânica, papel e cimento (10³ t/ano)

Segmento	2009	2013	2018	2009-2018 (% a.a.)
Pelotização	32.825	61.275	76.000	9,8%
Cobre	547	1.423	2.145	16,4%
Pasta mecânica	478	504	795	5,8%
Papel	8.840	12.243	17.113	7,6%
Cimento	48.500	63.756	86.910	6,7%

3.3.3 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, 2008), bem como informações coletadas junto aos agentes setoriais e associações de classe.

No caso da siderurgia, um estudo contratado pela EPE (vide EPE, 2009a) permitiu uma análise mais aprofundada dos consumos energéticos unitários e, em particular, dos consumos específicos de energia elétrica, para diferentes rotas tecnológicas de produção do aço. Conforme mencionado na seção 3.3.1, consideraram-se três grandes rotas tecnológicas: usinas integradas com coqueria própria, usinas integradas com coque adquirido de terceiros e usinas semi-integradas com aciaria elétrica. Para cada uma dessas rotas, definiu-se um consumo específico médio de eletricidade. Dessa forma, a projeção do consumo de eletricidade da siderurgia brasileira é função das premissas sobre a expansão e a composição dinâmica do parque siderúrgico nacional no que se refere às diferentes rotas tecnológicas.

Para a expansão do segmento de ferroligas considerou-se a divisão entre o ferro-níquel e outros tipos de ferroligas e definiram-se consumos específicos médios para estas duas categorias. Para os outros ferroligas, adotou-se, como parâmetro, o atual consumo específico médio das ferroligas 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, 3.120 kWh/t, 2.750 kWh/t e 2.500 kWh/t. Adotou-se, como premissa, que toda a nova expansão do setor será baseada na tecnologia de membrana que, além de ser energeticamente mais eficiente, também é a rota mais aceitável do ponto de vista ambiental.

Por sua vez, para os diferentes segmentos industriais, admitiram-se ganhos de eficiência no horizonte decenal compatíveis com os ganhos admissíveis a partir dos rendimentos médios e dos rendimentos de referência indicados no Balanço de Energia Útil (BEU).

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

Os consumos específicos médios de energia elétrica resultantes, por segmento industrial, estão apresentados na Tabela 23.

Tabela 23. Grandes consumidores industriais - Consumo específico de eletricidade (kWh/t)

Segmento	2009	2013	2018	2009-2018 (% ao ano)
Bauxita	13	13	13	-0,2%
Alumina	299	296	294	-0,2%
Alumínio	14.857	14.666	14.490	-0,3%
Siderurgia	506	492	464	-1,0%
Ferroligas	6.963	7.530	8.318	2,0%
Pelotização	49	49	48	-0,4%
Cobre	1.579	1.518	1.497	-0,6%
Soda	2.746	2.690	2.613	-0,5%
Petroquímica	1.585	1.576	1.581	0,0%
Celulose	887	872	864	-0,3%
Pasta mecânica	2.191	2.175	2.157	-0,2%
Papel	696	690	682	-0,2%
Cimento	94	93	92	-0,2%

Com base nestes consumos específicos e no cenário de produção física, apresentado na seção 3.3.2, calculou-se o consumo total de energia elétrica dos grandes consumidores industriais, indicado na Tabela 24, por segmento, e na Tabela 25 por subsistema elétrico.

Tabela 24. Grandes consumidores industriais - Consumo total de eletricidade*, por segmento (GWh)

Segmento	2009	2013	2018	2009-2018 (% ao ano)
Bauxita	317	524	607	7,5%
Alumina	2.242	3.487	4.402	7,8%
Alumínio	23.531	24.273	29.002	2,3%
Siderurgia	14.076	23.419	32.224	9,6%
Ferroligas	6.624	10.652	15.505	9,9%
Pelotização	1.614	2.975	3.610	9,4%
Cobre	864	2.160	3.211	15,7%
Soda-Cloro	3.747	4.874	6.640	6,6%
Petroquímica (eteno)	4.790	6.799	8.696	6,9%
Celulose	10.552	15.558	22.858	9,0%
Pasta mecânica	1.048	1.097	1.715	5,6%
Papel	6.155	8.442	11.675	7,4%
Cimento	4.694	6.110	8.241	6,5%
Total	80.255	110.370	148.386	7,1%

* Inclui autoprodução.

Tabela 25. Grandes consumidores industriais - Consumo total de eletricidade*, por subsistema (GWh)

Subsistema	2009	2013	2018	2009-2018 (% ao ano)
Norte	16.270	21.725	31.853	7,8%
Nordeste	12.264	15.312	20.630	5,9%
Sudeste/CO	43.265	60.669	79.802	7,0%
Sul	8.381	12.566	15.969	7,4%
SIN	80.180	110.272	148.254	7,1%
Sistemas isolados	75	98	132	6,5%
Brasil	80.255	110.370	148.386	7,1%

* Inclui autoprodução.

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 24 e na Tabela 25, 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 auto-suficiente 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 auto-suficiente em energia elétrica. No caso da siderurgia, a expansão da capacidade instalada considerada neste estudo, conforme se mencionou na seção 3.3.1, 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 produzida. 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, contudo, ressaltar que para as usinas integradas com coqueria própria destinadas à produção de placas admitiu-se um nível de cogeração superior, em torno de 390 kWh/t de aço.

No caso da indústria petroquímica, o principal acréscimo de autoprodução que foi considerado diz respeito ao pólo petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ) que deverá ser integralmente atendido por autoprodução.

Com base nessas premissas, os resultados relativos à projeção da autoprodução dos grandes consumidores industriais de energia elétrica, para o período 2009-2018, por subsistema elétrico e por segmento industrial, estão apresentados, respectivamente, na Tabela 26 e na Tabela 27.

Tabela 26. Grandes consumidores industriais - Autoprodução por subsistema (GWh)

Subsistema	2009	2013	2018	2009-2018 (% ao ano)
Norte	777	820	1.775	9,6%
Nordeste	3.798	5.395	8.724	9,7%
Sudeste/CO	11.686	14.863	25.211	8,9%
Sul	2.390	5.524	7.348	13,3%
Brasil	18.651	26.601	43.057	9,7%

Tabela 27. Grandes consumidores industriais - Autoprodução por segmento (GWh)

Segmento	2009	2013	2018	2009-2018 (% ao ano)
Bauxita	-	-	-	-
Alumina	345	345	345	0,0%
Alumínio	242	242	242	0,0%
Siderurgia	6.193	7.194	13.249	8,8%
Ferroligas	-	-	-	-
Pelotização	131	131	131	0,0%
Cobre	-	-	-	-
Soda-Cloro	119	119	119	0,0%
Petroquímica	2.537	3.577	5.229	8,4%
Celulose	8.662	13.668	20.967	10,3%
Pasta mecânica	7	7	7	0,0%
Papel	243	1.146	2.596	30,1%
Cimento	172	172	172	0,0%
Total	18.651	26.601	43.057	9,7%

Consumo de energia elétrica na rede

Conjugando os resultados da Tabela 26 e da Tabela 27 com os da Tabela 24 e da Tabela 25, obtém-se o consumo de eletricidade demandado da rede elétrica pelo conjunto dos

segmentos industriais grandes consumidores de energia elétrica, conforme apresentado na Tabela 28, por segmento, e na Tabela 29, por subsistema.

Tabela 28. Grandes consumidores industriais - Consumo de eletricidade na rede*, por segmento (GWh)

Segmento	2009	2013	2018	2009-2018 (% ao ano)
Bauxita	317	524	607	7,5%
Alumina	1.896	3.142	4.057	8,8%
Alumínio	23.289	24.031	28.760	2,4%
Siderurgia	7.883	16.226	18.975	10,3%
Ferroligas	6.624	10.652	15.505	9,9%
Pelotização	1.482	2.844	3.479	9,9%
Cobre	864	2.160	3.211	15,7%
Soda-Cloro	3.629	4.755	6.521	6,7%
Petroquímica	2.253	3.222	3.468	4,9%
Celulose	1.890	1.890	1.890	0,0%
Pasta mecânica	1.041	1.090	1.709	5,7%
Papel	5.912	7.296	9.078	4,9%
Cimento	4.522	5.938	8.069	6,6%
Total	61.604	83.769	105.329	6,1%

* Não inclui autoprodução.

Tabela 29. Grandes consumidores industriais - Consumo de eletricidade na rede*, por subsistema (GWh)

Subsistema	2009	2013	2018	2009-2018 (% ao ano)
Norte	15.493	20.905	30.078	7,6%
Nordeste	8.466	9.916	11.906	3,9%
Sudeste/CO	31.579	45.807	54.591	6,3%
Sul	5.991	7.042	8.621	4,1%
SIN	61.528	83.671	105.196	6,1%
Sistemas isolados	75	98	132	6,5%
Brasil	61.604	83.769	105.329	6,1%

* Não inclui autoprodução.

3.4 Autoprodução

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 auto-suprimento 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 mais de 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 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.

Embora se prevendo um forte crescimento da autoprodução nos próximos dez anos (em torno de 7% ao ano, em média), ele é inferior ao projetado no último Plano Decenal.

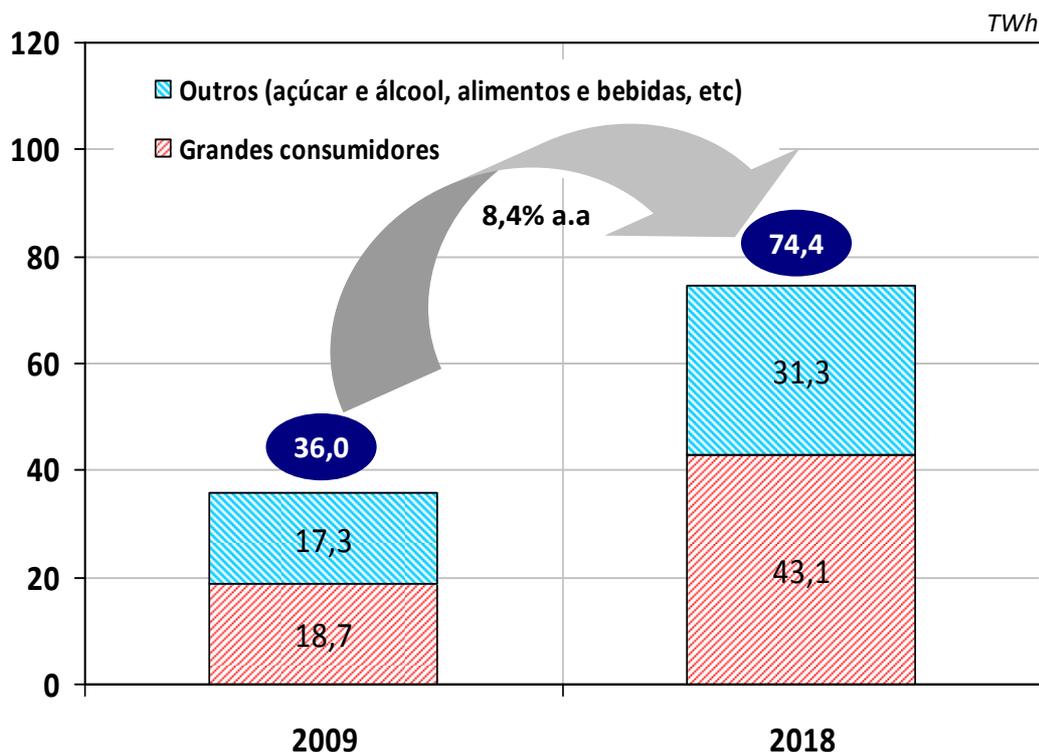
Em particular, como resultado da crise financeira internacional e da forte retração do comércio internacional, especialmente de *commodities*, vários segmentos industriais eletrointensivos experimentaram expressiva redução da utilização da capacidade instalada no curto prazo e, alguns deles, postergaram investimentos em novas expansões. Ora, tal conjunto de consumidores, entre os quais se englobam os segmentos de siderurgia, papel e celulose e petroquímica, responde por importante parcela da autoprodução de energia elétrica no País (cerca de 50%). Além destes, outros segmentos industriais contribuem com importantes parcelas de autoprodução, como é o caso de açúcar e álcool e alimentos e bebidas.

O Gráfico 10 mostra a estimativa de autoprodução para 2009, que deverá apresentar uma queda em torno de 4% relativamente a 2008, e a sua projeção para 2018. Enquanto que no PDE 2008-2017 se previa um crescimento médio anual da autoprodução, no período 2008-

2017, em torno de 10%, a atual projeção sinaliza uma expansão média de cerca de 7% ao ano, no período 2008-2018.

Dessa forma, a participação da autoprodução no consumo total de eletricidade do país passará dos atuais 9% para cerca de 11% ao final do horizonte decenal.

Gráfico 10. Autoprodução, 2009-2018



3.5 Eficiência energética

A projeção da demanda de energia elétrica elaborada neste PDE contemplou ganhos de eficiência energética, ao longo do período 2009-2018, que montam a cerca de 3% do consumo total de eletricidade no ano horizonte, um pouco superior ao ganho adotado como premissa no PDE anterior, que, no acumulado de dez anos, ficava em torno de 2,5%. Esse ganho adicional de eficiência no consumo final de eletricidade representa uma redução no requisito de geração (carga de energia) em torno de 450 MW médio.

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.

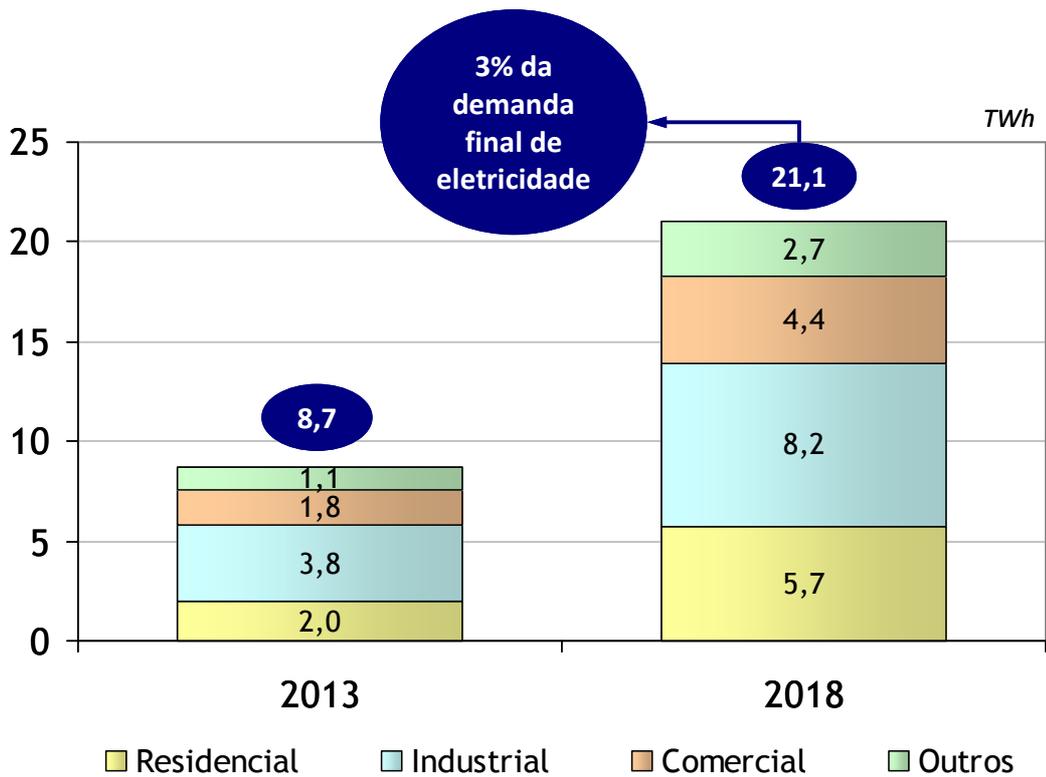
Os rendimentos do BEU são apresentados, para cada setor/segmento da economia, por uso final: força motriz, calor de processo, aquecimento direto, refrigeração, iluminação, eletroquímica e outros. Assim, com o objetivo de utilizar um rendimento médio da eletricidade por setor, ponderaram-se os rendimentos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

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.

Na indústria, especialmente para os chamados grandes consumidores industriais (eletrointensivos), também foram levadas em consideração mudanças tecnológicas, como, por exemplo, as diferentes tecnologias de produção de soda e cloro: à base de mercúrio, de diafragma ou de membrana (ver seção 3.3). Neste caso, inclusive por pressões de ordem ambiental, admitiu-se que toda a expansão do setor será via tecnologia de membrana que, coincidentemente, também é a mais eficiente do ponto de vista do consumo de eletricidade por unidade de produção física.

Os ganhos de eficiência alcançados, por classe de consumo, são ilustrados no Gráfico 11.

Gráfico 11. Ganhos de eficiência, 2009-2018



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

4. Consumo de energia elétrica

4.1 O consumo em 2009

Em face do mercado realizado até outubro e das perspectivas que se colocam para os meses de novembro e dezembro, a previsão é de que ocorra uma retração do consumo de energia elétrica na rede em 2009, situando-se em torno de 388 TWh, isto é, cerca de 1,2% abaixo do consumo de 2008.

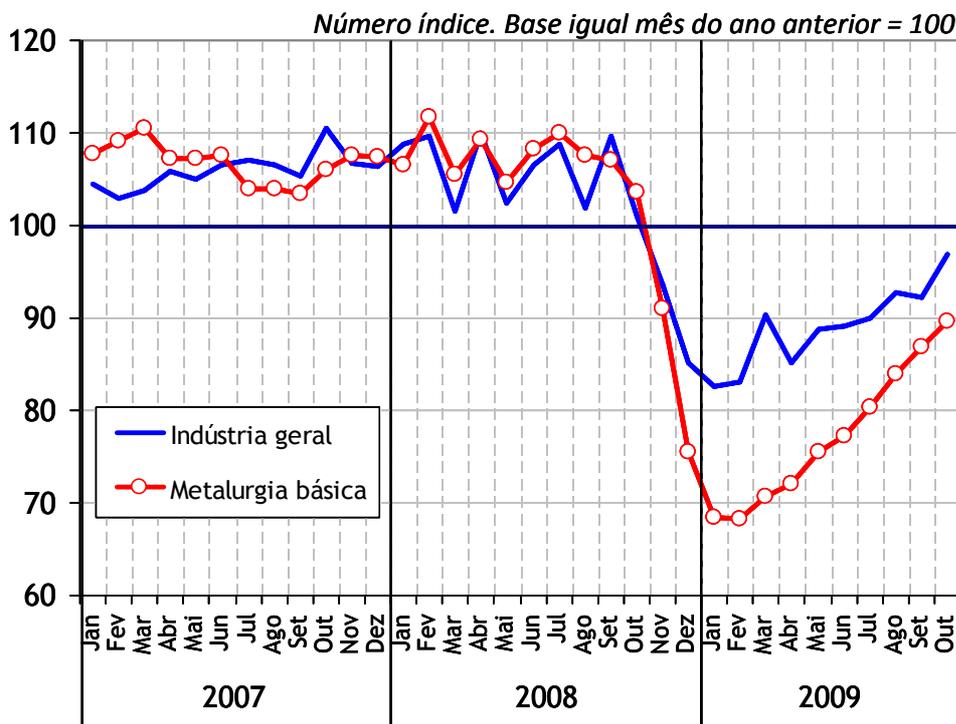
Tal previsão fundamenta-se tanto no comportamento do segmento industrial que, no período janeiro-outubro do ano em curso, registrou retração de 9,9% relativamente ao mesmo período do ano anterior (com decréscimo de 6,2% no mês de outubro), quanto na avaliação da EPE no que se refere à evolução de curto prazo da indústria, formulada com base no comportamento recente da produção industrial e em consultas aos agentes setoriais.

O consumo industrial, em 2009, deverá situar-se em torno de 7,5% abaixo do nível de 2008. Para o consumo das classes residencial e comercial as estimativas são de crescimento em torno de 5,8% e 5,1%, respectivamente, mantendo-se aproximadamente o mesmo ritmo de expansão registrado até outubro.

As simulações do consumo para 2009 basearam-se em dois conjuntos de premissas. A premissa adotada para a evolução do consumo industrial de eletricidade nos dois últimos meses de 2009 apóia-se no comportamento recente da produção industrial, que vem mostrando uma tendência de recuperação desde março de 2009 (Gráfico 12), assim como nas expectativas dos agentes econômicos que sinalizam a aceleração da retomada da atividade industrial nos próximos meses. Admitiu-se que o consumo industrial de eletricidade, por subsistema elétrico, nos meses de novembro e dezembro atingiria o maior nível registrado nos respectivos meses de 2007 e 2008. Vale lembrar que o consumo industrial em 2007 encontrava-se em patamar elevado.

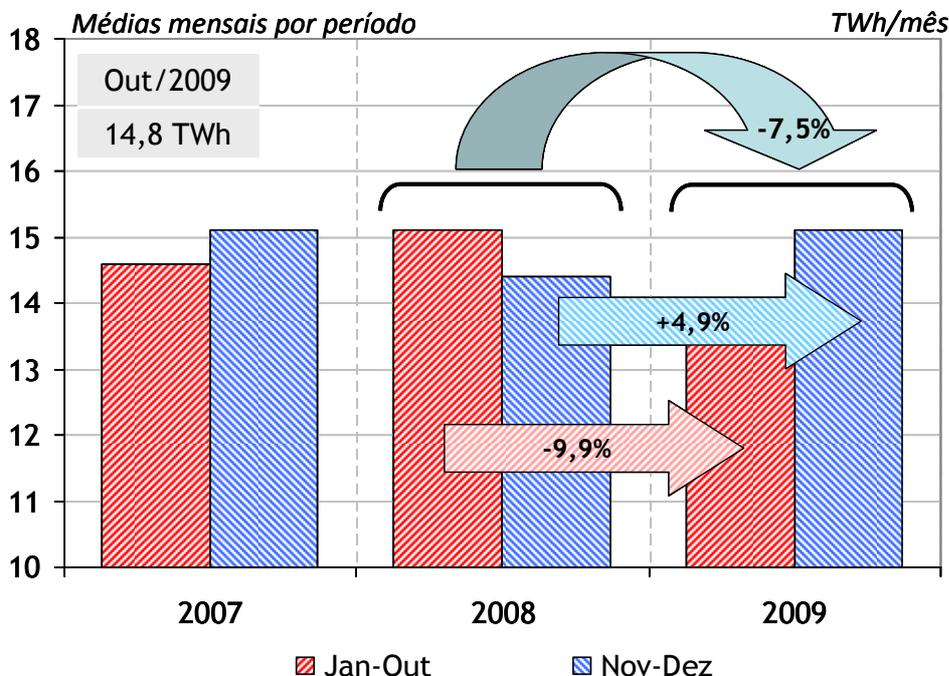
Assim, o consumo industrial nos meses de novembro e dezembro de 2009 resulta 4,9% superior ao do mesmo período de 2008, o que, dada a retração de 9,9% no período janeiro-outubro, resulta em uma queda do consumo industrial no ano de 7,5% (Gráfico 13).

Gráfico 12. Brasil - Produção física industrial



Fonte: IBGE, Pesquisa Industrial Mensal (PIM) - Produção física.

Gráfico 13. Brasil - Consumo industrial de eletricidade na rede, 2009



Ao contrário do consumo industrial, as classes residencial e comercial mantiveram crescimento expressivo ao longo dos dez primeiros meses de 2009, de 5,8% e 5,3%, respectivamente, o que pode ser explicado pela conjugação de vários fatores que

contribuíram, em especial, para preservar o consumo das famílias em patamares significativos.

Entre os citados fatores, destacam-se: (i) a atual crise apresenta características distintas das crises recentes anteriores, atingindo principalmente a indústria nacional voltada para as exportações, em um primeiro momento; (ii) o país encontra-se em uma condição macroeconômica mais sólida; (iii) o governo brasileiro lançou mão de ações que contribuíram para amenizar os efeitos adversos da crise, tais como, a redução dos juros, a expansão do crédito e a redução seletiva de impostos.

Para o consumo médio mensal das classes residencial, comercial e o conjunto de outras classes, adotou-se como premissa uma expansão nos meses de novembro e dezembro de 2009, sobre o período janeiro-outubro, em torno da média das respectivas expansões para os anos de 2004 a 2008. Dessa forma, resultaram, para as classes residencial e comercial, os consumos médios mensais ilustrados no Gráfico 14 e no Gráfico 15.

Gráfico 14. Brasil - Consumo residencial de eletricidade na rede, 2009

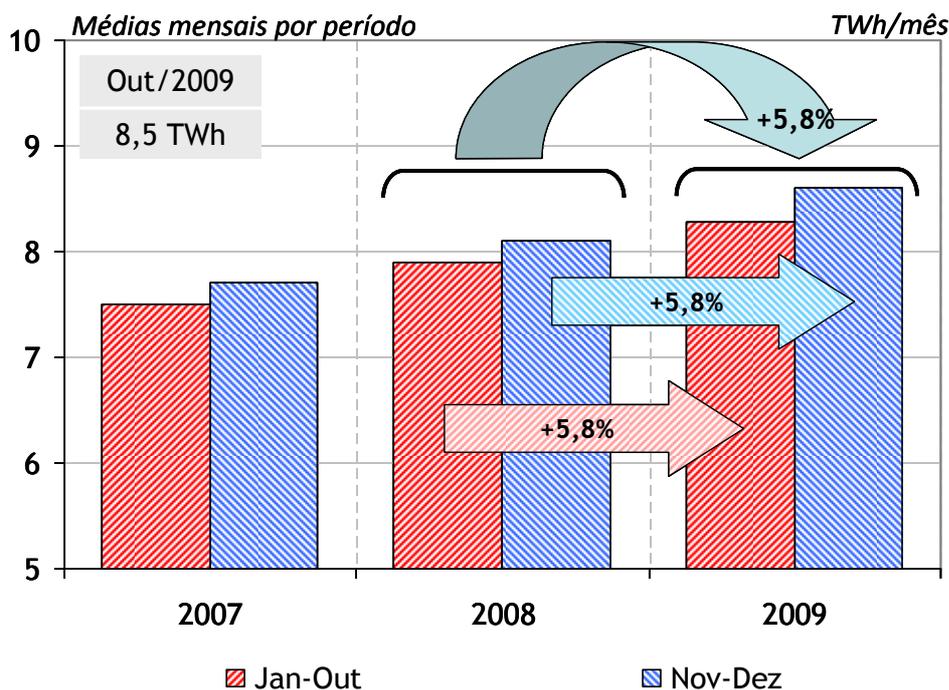
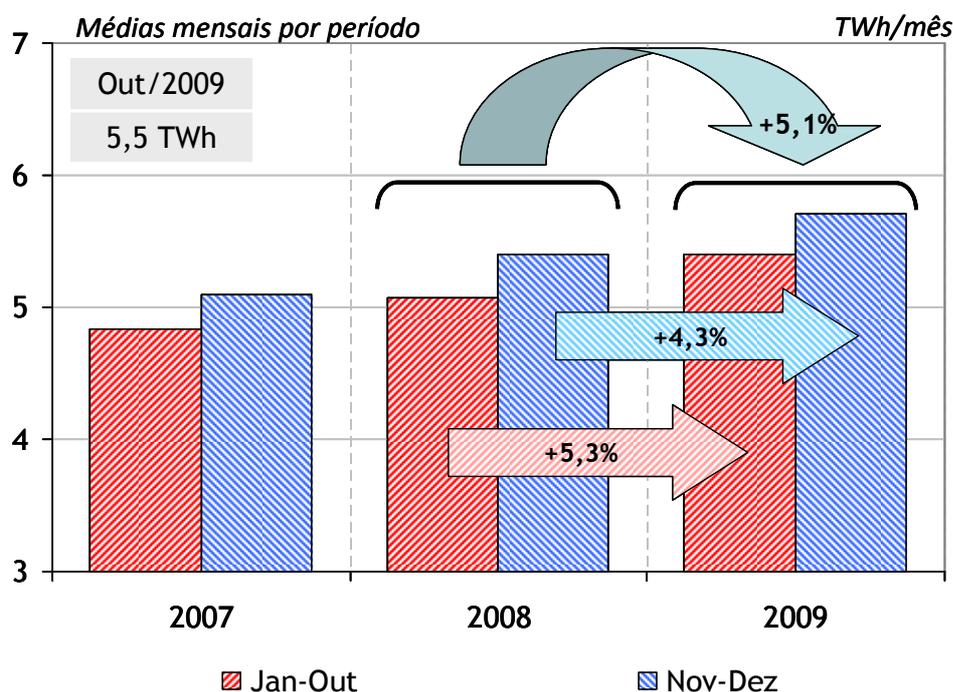


Gráfico 15. Brasil - Consumo comercial de eletricidade na rede, 2009



Com base nessas premissas, projetou-se um consumo total de eletricidade na rede, para 2009, em torno de 388 TWh, representando decréscimo relativamente a 2008 de 1,2%, resultado decorrente da contração do consumo industrial no ano, de 7,5% (Tabela 30).

Assim, resulta a projeção do consumo de energia elétrica na rede, para 2009, apresentada na Tabela 30, por classe, e na Tabela 31, por subsistema elétrico. A interligação ao subsistema Sudeste/CO dos sistemas isolados Acre/Rondônia em 2009 faz com que o consumo do conjunto dos sistemas isolados seja reduzido em cerca de 3% neste ano, relativamente a 2008.

Tabela 30. Brasil - Consumo de energia elétrica na rede 2009, por classe (GWh)

Classe	2008	2009	2008-2009 (%)
Residencial	94.746	100.263	5,8
Industrial	180.049	166.470	-7,5
Comercial	61.813	64.962	5,1
Outras	56.079	56.293	0,4
Total	392.688	387.988	-1,2

Tabela 31. Brasil - Consumo de energia elétrica na rede 2009, por subsistema (GWh)

Subsistema	2008	2009	2008-2009 (%)
Norte	26.723	26.329	-1,5
Nordeste	54.126	54.460	0,6
Sudeste/CO	236.434	232.612	-1,6
Sul	67.121	66.530	-0,9
SIN	384.404	379.931	-1,2
Isolado	8.283	8.057	-2,7
Brasil	392.688	387.988	-1,2

Nota: considera a interligação dos sistemas isolados Acre/Rondônia ao subsistema Sudeste/CO na última semana de outubro de 2009.

4.2 Projeção do consumo [2009-2018]

A partir da metodologia descrita resumidamente no capítulo 2 e das premissas básicas adotadas (capítulo 3), foram elaboradas as projeções do consumo de energia elétrica, conforme apresentado na seqüência.

A nova projeção do consumo de energia elétrica na rede, para o período 2009-2018, levou em consideração as indicações do acompanhamento e da análise do mercado e da conjuntura econômica, discutidos nas seções precedentes, bem como o cenário macroeconômico para o horizonte decenal (seção 3.2) e o cenário demográfico (seção 3.1) adotados para este PDE, as premissas de autoprodução (seção 3.4) e de eficiência (seção 3.5), e, ainda, as premissas relativas aos grandes consumidores industriais, descritas na seção 3.3.

A crise vem produzindo efeitos diretos no mercado de energia elétrica brasileiro, em função da desaceleração da economia nacional, bem como efeitos indiretos decorrentes da retração da economia mundial, com reflexo imediato no nível de utilização da capacidade instalada e nas perspectivas de expansão da produção dos segmentos industriais voltados à exportação de *commodities*, como é o caso do setor siderúrgico e de outros da metalurgia. Em conseqüência, vários projetos de expansão industrial estão sendo revistos e, alguns deles, postergados.

Estima-se um crescimento do PIB brasileiro para 2009 em torno de 0,5% e um decréscimo do consumo de eletricidade na rede de 1,2%, conforme visto na seção precedente. Adicionalmente, apesar da severidade da crise financeira internacional, dadas as condições favoráveis que o País criou ao longo dos últimos anos e as medidas tomadas pelo governo para atenuar o impacto da crise, o cenário macroeconômico de referência adotado para o presente estudo, conforme se viu na seção 3.2, contempla uma expansão da economia

nacional (crescimento do PIB) em torno de 6% em 2010 e de 5% ao ano, em média, no período 2011-2018.

O acompanhamento do mercado de energia elétrica revelou que tanto o consumo na rede quanto a carga realizaram ao longo de 2009, predominantemente, valores mensais abaixo dos previstos no PDE anterior. Todos esses fatores conjugados levaram a uma revisão, a menor, das projeções do consumo e da carga de energia para os próximos anos.

Por outro lado, em nota anterior da EPE (EPE, 2008b), assim como no próprio PDE 2008-2017, mencionou-se a alteração da dinâmica do consumo e da carga de energia elétrica que vem ocorrendo nos últimos anos por influência de diversos fatores estruturais de distintas naturezas, resultando, geralmente, em menores elasticidades-renda da demanda de eletricidade do que aquelas que ocorriam no passado.

As mudanças em curso na economia brasileira e no sistema energético nacional podem ser analisadas à luz de três efeitos básicos: i) efeito atividade; ii) efeito estrutura e iii) efeito intensidade ou conteúdo energético, que foram mais desenvolvidos nas mencionadas notas técnicas.

De uma forma geral, pode-se afirmar que os diferentes setores da economia tornaram-se mais eficientes no uso da energia elétrica. No caso do setor industrial, além de uma maior eficiência dos processos, traduzida por menor intensidade energética, registra-se uma alteração na composição estrutural do próprio setor, com predominância de segmentos menos eletrointensivos. Deve-se ressaltar, no entanto, que, dado o cenário de expansão dos grandes consumidores apresentado na seção 3.3, essa tendência pode ser revertida nos últimos anos do horizonte decenal, com pequeno ganho de participação desses segmentos industriais no consumo de eletricidade da indústria na rede, a qual deverá manter-se entre 37% e 40% ao longo de todo o horizonte.

Outro aspecto que vale recordar é o aumento da autoprodução no atendimento ao consumo de eletricidade, principalmente da indústria, que foi muito expressivo nos últimos dez anos e deverá continuar apresentando expansão significativa no horizonte decenal (seção 3.4). Embora este fato, em princípio, não contribua para alterar a relação entre o consumo de eletricidade e o crescimento econômico, ele reduz o requisito total de geração do sistema elétrico (isto é, a carga de energia), uma vez que as centrais elétricas autoprodutoras se localizam, por definição, junto às unidades de consumo, evitando, dessa forma, perdas no transporte de energia. Além disso, a autoprodução tem o efeito de deslocar consumo que, de outra forma, seria atendido pela rede do sistema elétrico e, conseqüentemente, desloca uma parcela da carga potencial para fora do Sistema Interligado Nacional (SIN).

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 decenal.

Deve, ainda, ressaltar-se, com relação à elasticidade-renda do consumo de energia elétrica, que 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 32 mostra a projeção do consumo total de eletricidade (incluindo a autoprodução), assim como valores médios da elasticidade-renda resultante, por quinquênio, e valores pontuais da intensidade elétrica da economia.

Tabela 32. Brasil - Elasticidade-renda do consumo de energia elétrica

Ano	Consumo* (TWh)	PIB (10 ⁹ R\$ 2008)	Intensidade (kWh/R\$ 2008)
2008	428,3	2.890	0,148
2013	534,3	3.564	0,150
2018	681,7	4.548	0,150
Período	Consumo (Δ% a.a.)	PIB (Δ% a.a.)	Elasticidade
2008-2013	4,5	4,3	1,06
2013-2018	5,0	5,0	1,00
2008-2018	4,8	4,6	1,03

* Inclui autoprodução.

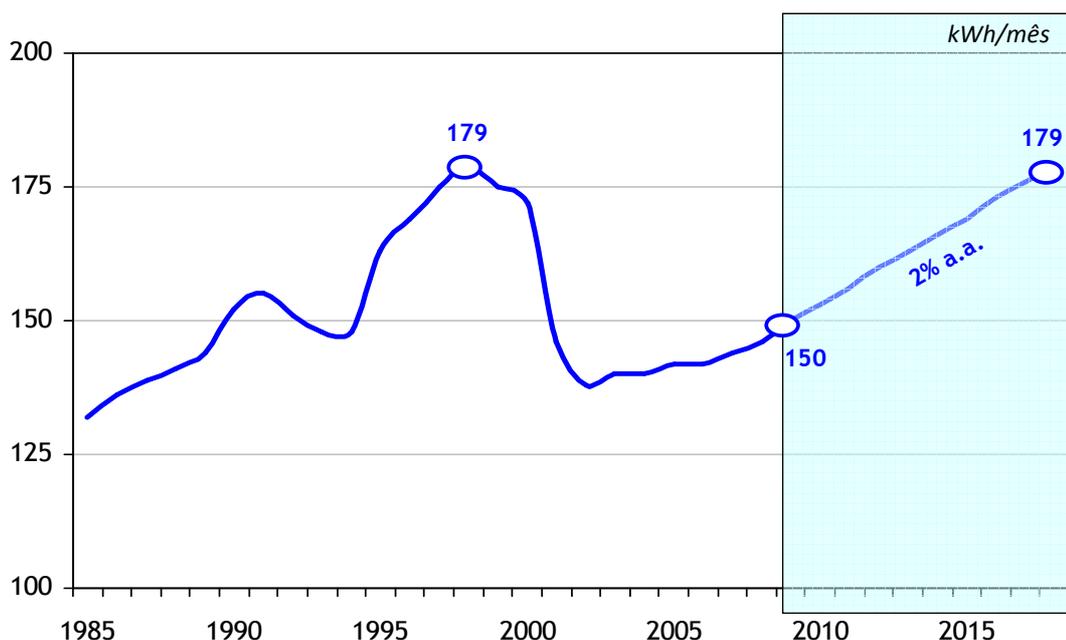
Registram-se elasticidades próximas à unidade, um pouco superiores no primeiro quinquênio, e, conseqüentemente, a economia nacional mantém intensidade aproximadamente constante no uso da energia elétrica ao longo do horizonte decenal.

Na Tabela 33, apresenta-se a projeção do consumo de energia elétrica na rede, para o Brasil, desagregado por classe de consumo, e as Tabelas 34 a 38 resumem a previsão do consumo por subsistema elétrico interligado do SIN.

A classe comercial é a que apresenta maior crescimento no período 2008-2018, de 6,1% ao ano, seguida da classe residencial (4,7% ao ano). A classe industrial perde participação no consumo total na rede, passando dos atuais 45,9% (2008) para 43,7% ao final do horizonte. Ressalte-se, porém, que enquanto o consumo industrial na rede cresce em média 4,0% ao ano, a autoprodução aumenta a um ritmo de 7,1% ao ano (seção 3.4).

A evolução do consumo residencial de eletricidade no Brasil, no período 2008-2018, pode ser vista como o efeito combinado de um crescimento médio de 2,6% ao ano do número de consumidores (novas ligações residenciais) e de um consumo por consumidor expandindo a um ritmo de 2,0% ao ano, conforme ilustrado no Gráfico 16, onde se pode observar que o valor alcançado ao final do horizonte decenal, de 179 kWh/mês, coincide com o máximo histórico verificado em 1998.

Gráfico 16. Brasil - Consumo por consumidor residencial (kWh/mês)



Na análise por subsistema, o maior crescimento do consumo de energia elétrica no subsistema Norte decorre do efeito conjugado da instalação de grandes cargas industriais na região e, principalmente, da interligação dos sistemas isolados de Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas, prevista para novembro de 2011. Desconsiderando-se a interligação, o crescimento médio anual do consumo no subsistema Norte, no período decenal, seria de 5,9% em lugar de 7,7%.

Tabela 33. Brasil. Consumo de eletricidade na rede (GWh)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2008	94.746	180.049	61.813	56.079	392.688
2009	100.263	166.470	64.962	56.293	387.988
2010	105.538	182.338	69.223	58.766	415.865
2011	110.678	193.225	73.359	61.194	438.456
2012	115.907	203.085	77.899	63.614	460.505
2013	121.278	214.353	82.716	66.124	484.470
2014	126.787	223.456	87.825	68.724	506.791
2015	132.439	232.348	93.244	71.422	529.452
2016	138.238	243.192	98.991	74.223	554.644
2017	144.192	254.010	105.092	77.134	580.427
2018	150.297	265.311	111.562	80.159	607.328
Variação (% ao ano)					
2008-2013	5,1	3,5	6,0	3,4	4,3
2013-2018	4,4	4,4	6,2	3,9	4,6
2008-2018	4,7	4,0	6,1	3,6	4,5

Tabela 34. Subsistema Norte. Consumo de eletricidade na rede* (GWh)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2008	3.780	18.728	2.048	2.168	26.723
2009	4.002	18.057	2.128	2.143	26.329
2010	4.208	20.069	2.269	2.268	28.813
2011	4.748	22.023	2.577	2.559	31.906
2012	6.669	24.371	3.846	3.800	38.686
2013	7.040	25.953	4.069	3.989	41.051
2014	7.451	27.369	4.308	4.190	43.318
2015	7.849	29.414	4.565	4.449	46.277
2016	8.216	32.611	4.885	4.686	50.398
2017	8.619	35.199	5.159	4.934	53.911
2018	9.022	36.555	5.458	5.205	56.240
Variação (% ao ano)					
2008-2013	13,2	6,7	14,7	13,0	9,0
2013-2018	5,1	7,1	6,0	5,5	6,5
2008-2018	9,1	6,9	10,3	9,2	7,7

* Considera a interligação dos sistemas isolados Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas a partir de novembro de 2011.

Tabela 35. Subsistema Nordeste. Consumo de eletricidade na rede (GWh)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2008	14.311	21.564	8.233	10.018	54.126
2009	15.486	20.138	8.683	10.153	54.460
2010	16.534	22.399	9.396	10.686	59.015
2011	17.530	23.443	10.092	11.207	62.272
2012	18.569	24.330	10.796	11.749	65.444
2013	19.649	25.311	11.548	12.317	68.825
2014	20.772	26.339	12.352	12.909	72.372
2015	21.937	27.312	13.211	13.529	75.988
2016	23.146	28.447	14.128	14.176	79.897
2017	24.401	29.507	15.108	14.855	83.871
2018	25.702	31.089	16.156	15.565	88.512
Variação (% ao ano)					
2008-2013	6,5	3,3	7,0	4,2	4,9
2013-2018	5,5	4,2	6,9	4,8	5,2
2008-2018	6,0	3,7	7,0	4,5	5,0

Tabela 36. Subsistema Sudeste/CO. Consumo de eletricidade na rede* (GWh)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2008	58.516	107.678	39.458	30.782	236.434
2009	61.812	98.300	41.529	30.971	232.612
2010	65.525	107.493	44.701	32.783	250.503
2011	68.671	114.427	47.244	33.993	264.335
2012	71.746	121.053	50.140	35.244	278.184
2013	74.852	128.493	53.176	36.503	293.024
2014	78.008	133.861	56.415	37.841	306.125
2015	81.241	138.407	59.853	39.173	318.674
2016	84.582	143.218	63.453	40.583	331.837
2017	87.972	148.568	67.294	42.006	345.840
2018	91.456	155.394	71.371	43.505	361.727
Variação (% ao ano)					
2008-2013	5,0	3,6	6,1	3,5	4,4
2013-2018	4,1	3,9	6,1	3,6	4,3
2008-2018	4,6	3,7	6,1	3,5	4,3

* Considera a interligação dos sistemas isolados Acre/Rondônia a partir da última semana de outubro de 2009.

Tabela 37. Subsistema Sul. Consumo de eletricidade na rede (GWh)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2008	15.424	29.946	10.453	11.297	67.121
2009	16.195	28.118	10.995	11.222	66.530
2010	17.005	30.726	11.617	11.675	71.024
2011	17.775	31.947	12.248	12.109	74.079
2012	18.565	33.107	12.964	12.539	77.175
2013	19.371	34.317	13.721	12.983	80.393
2014	20.195	35.578	14.522	13.442	83.737
2015	21.035	36.892	15.370	13.917	87.213
2016	21.893	38.576	16.266	14.407	91.141
2017	22.767	40.316	17.213	14.915	95.212
2018	23.659	41.795	18.214	15.441	99.110
Variação (% ao ano)					
2008-2013	4,7	2,8	5,6	2,8	3,7
2013-2018	4,1	4,0	5,8	3,5	4,3
2008-2018	4,4	3,4	5,7	3,2	4,0

Tabela 38. Sistema Interligado Nacional. Consumo de eletricidade na rede (GWh)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2008	92.031	177.916	60.192	54.265	384.404
2009	97.494	164.612	63.336	54.489	379.931
2010	103.272	180.687	67.983	57.413	409.355
2011	108.724	191.840	72.161	59.868	432.592
2012	115.548	202.862	77.746	63.333	459.489
2013	120.912	214.074	82.516	65.792	483.293
2014	126.425	223.147	87.598	68.382	505.552
2015	132.062	232.025	92.998	71.067	528.153
2016	137.837	242.851	98.732	73.853	553.273
2017	143.759	253.591	104.774	76.710	578.835
2018	149.839	264.834	111.200	79.716	605.589
Variação (% ao ano)					
2008-2013	5,6	3,8	6,5	3,9	4,7
2013-2018	4,4	4,3	6,1	3,9	4,6
2008-2018	5,0	4,1	6,3	3,9	4,6

* Considera a interligação dos sistemas isolados Acre/Rondônia, a partir da última semana de outubro de 2009, ao subsistema Sudeste/CO e a interligação dos sistemas isolados Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas, a partir de novembro de 2011, 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*”)

5. Carga de energia do Sistema Interligado Nacional⁵

Neste capítulo, apresenta-se a projeção da carga de energia do SIN para o horizonte decenal, obtida a partir da projeção do consumo apresentada no capítulo precedente.

Assim como o consumo na rede, a carga de energia do SIN vem realizando, ao longo de 2009, valores mensais predominantemente abaixo dos valores verificados em 2008, tendo registrado, no período janeiro-outubro, um montante 1,0% inferior ao do ano anterior. Para os meses de novembro e dezembro esperavam-se crescimentos expressivos, em função da desaceleração no final de 2008, quando a carga cresceu 1,9% em novembro e retraiu-se 3,5% em dezembro, relativamente aos mesmos meses de 2007. De fato, a carga de energia do SIN registrou, em novembro de 2009, uma expansão de 7,5%, sem dúvida, um crescimento muito expressivo.

Considerando que o consumo representa em torno de 85% da carga de energia e que não se prevê alteração substantiva no panorama das perdas no sistema, toda a análise realizada para o entendimento do comportamento do consumo se aplica também à carga de energia, pelo que se deve esperar uma revisão para baixo da projeção da carga de energia para os próximos anos, relativamente à projeção do PDE anterior.

5.1 Perdas

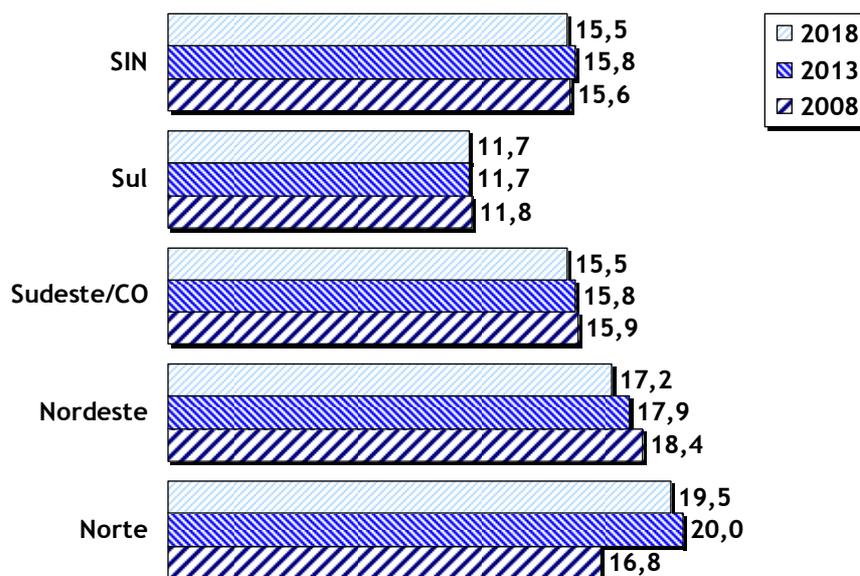
A metodologia de projeção do mercado de eletricidade tem como ponto de partida a análise do uso final da energia. Parte, portanto, da análise do consumo. Para compor a carga de energia, afinal a solicitação do sistema de geração e transmissão, devem ser consideradas, em adição, as perdas (e diferenças) totais observadas no sistema. Assim, ao lado da projeção do consumo, as hipóteses sobre o comportamento dessas perdas é elemento fundamental para a projeção da carga de energia.

Levando-se em conta o esforço das concessionárias de distribuição para diminuir as perdas, principalmente as perdas comerciais, admitiu-se, de um modo geral, uma redução gradual no índice de perdas ao longo do horizonte. No entanto, as interligações dos sistemas isolados, que atualmente apresentam níveis de perdas elevadíssimos, ao SIN podem elevar

⁵ 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.

temporariamente o índice de perdas do respectivo subsistema interligado, como é o caso da interligação do sistema Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas ao subsistema Norte em 2011/2012. De fato, a interligação desse sistema, pelo seu porte, deverá ocasionar um significativo aumento no índice de perdas do subsistema Norte e, mesmo, um pequeno aumento no índice de perdas do SIN, conforme se pode ver no Gráfico 17.

Gráfico 17. SIN e subsistemas. Índice de perdas (%)



Nota: considera a interligação dos sistemas isolados Acre/Rondônia ao subsistema SE/CO, na última semana de outubro de 2009, e a interligação dos sistemas isolados Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas ao subsistema Norte, em novembro de 2011.

Uma parcela da redução das perdas comerciais deverá ser incorporada ao mercado, como consumo faturado. No entanto, não se pode supor que toda a redução seja convertida em consumo, inclusive porque alguns consumidores em situação irregular cujo consumo, em determinado momento, passa a ser medido e faturado poderão reduzir o respectivo consumo de energia. Para incorporar esses efeitos, adotou-se, como premissa, que 70% da redução das perdas comerciais sejam incorporados ao mercado (consumo faturado). Admitiu-se, ainda, que a redução das perdas comerciais seja rateada entre as classes residencial, comercial e outras, proporcionalmente aos respectivos montantes de consumo faturado.

5.2 A carga de energia em 2009

A projeção da carga de energia para o ano de 2009 baseou-se na carga verificada até novembro. Para o mês de dezembro, utilizou-se a previsão do PMO. Assim, a carga de energia do SIN para o ano de 2009 deverá situar-se em torno de 2.722 MWmédio (ou 4,9%) inferior à previsão do PDE 2008-2017. Com efeito, a revisão do mercado e da carga para

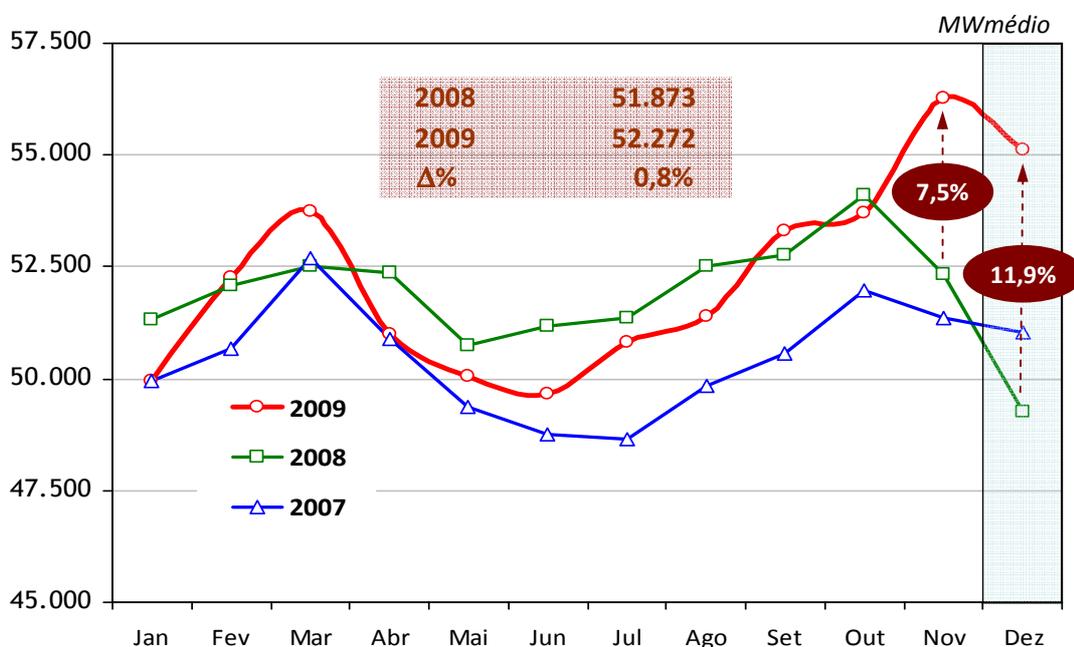
este estudo incorpora os efeitos da crise financeira internacional que tiveram forte impacto na redução do consumo industrial de eletricidade em 2009 e que, no PDE anterior, não puderam ser contemplados na adequada extensão e profundidade, dada a pouca informação disponível à época.

A previsão da carga mostra-se compatível com a previsão do consumo na rede do SIN para este ano (seção 4.1), sinalizando um expressivo aumento do índice de perdas, que deverá situar-se em torno de 17%. Esse fato é explicável na medida em que, ao longo de 2009, o consumo das classes residencial e comercial registrou forte crescimento, enquanto o consumo industrial se retraiu significativamente. Ora, sendo as perdas comerciais no sistema elétrico concentradas essencialmente nas classes residencial e comercial e tendo o consumo industrial reduzido expressivamente sua participação no consumo total, naturalmente o índice de perdas registrará em 2009 um valor superior ao dos anos anteriores.

A curva de carga mensal está representada no Gráfico 18.

A Tabela 39 mostra a projeção da carga de energia para 2009, por subsistema do Sistema Interligado Nacional.

Gráfico 18. Sistema Interligado Nacional - Carga de energia, 2009



Notas: (1) Considera a interligação dos sistemas isolados Acre/Rondônia na última semana de outubro de 2009.

(2) Carga de 2009: valores verificados de janeiro a novembro e valores do PMO para dezembro.

Tabela 39. SIN e subsistemas - Carga de energia 2009 (MWmédio)*

Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
Norte	3.613	3.533	3.624	3.599	3.588	3.675
Nordeste	7.499	7.522	7.724	7.451	7.197	7.193
Sudeste/CO	30.278	32.076	33.128	31.210	30.919	30.335
Sul	8.570	9.130	9.248	8.751	8.352	8.464
SIN	49.960	52.261	53.725	51.010	50.056	49.667

Subsistema	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan-Dez
Norte	3.636	3.621	3.666	3.654	3.694	3.698	3.634
Nordeste	7.330	7.499	7.947	8.167	8.224	8.200	7.664
Sudeste/CO	31.300	31.794	33.063	33.077	34.978	33.800	32.161
Sul	8.563	8.491	8.634	8.814	9.375	9.400	8.814
SIN	50.829	51.405	53.310	53.712	56.271	55.098	52.272

* Considera a interligação dos sistemas isolados Acre/Rondônia ao subsistema Sudeste/CO, a partir da última semana de outubro/2009.

Assim, a carga de energia projetada para o SIN em 2009 é superior em 399 MWmédio à carga verificada em 2008.

5.3 Projeção da carga de energia [2009-2018]

A projeção da carga de energia para o período decenal, por subsistema interligado do SIN, resulta da projeção do consumo na rede, apresentada no capítulo 4, e da premissa formulada sobre a evolução do índice de perdas.

O resultado encontra-se resumido na Tabela 40. A Tabela 41 mostra os acréscimos anuais de carga por subsistema. O acréscimo da carga no SIN em 2010, de 3.171 MWmédio, incorpora a continuada recuperação do mercado relativamente a 2009, principalmente do setor industrial da região Sudeste. O subsistema Norte apresenta um acréscimo importante em 2012, por conta da interligação dos sistemas isolados Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas.

Tabela 40. SIN e subsistemas. Carga de energia (MWmédio)*

Ano	Subsistema				SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	
2008	3.658	7.547	32.008	8.660	51.873
2009	3.634	7.664	32.161	8.814	52.272
2010	3.950	8.242	34.064	9.189	55.444
2011	4.410	8.683	35.914	9.583	58.590
2012	5.529	9.110	37.763	9.982	62.384
2013	5.856	9.566	39.741	10.397	65.560
2014	6.188	10.043	41.483	10.828	68.542
2015	6.605	10.528	43.145	11.276	71.554
2016	7.175	11.052	44.887	11.783	74.896
2017	7.665	11.583	46.739	12.308	78.295
2018	7.986	12.205	48.843	12.810	81.843
Variação (% ao ano)					
2008-2013	9,9	4,9	4,4	3,7	4,8
2013-2018	6,4	5,0	4,2	4,3	4,5
2008-2018	8,1	4,9	4,3	4,0	4,7

* Considera a interligação dos sistemas isolados Acre/Rondônia, a partir da última semana de outubro de 2009, ao subsistema Sudeste/CO e a interligação dos sistemas isolados Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas, a partir de novembro de 2011, ao subsistema Norte.

Tabela 41. SIN e subsistemas. Acréscimos anuais da carga de energia (MWmédio)*

Ano	Subsistema				SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	
2008	-	-	-	-	-
2009	-24	116	154	154	399
2010	316	578	1.902	375	3.171
2011	460	441	1.850	394	3.146
2012	1.118	428	1.849	399	3.794
2013	328	455	1.978	415	3.176
2014	331	477	1.742	431	2.982
2015	417	485	1.662	448	3.013
2016	570	524	1.742	506	3.342
2017	490	531	1.853	525	3.399
2018	320	622	2.104	502	3.548

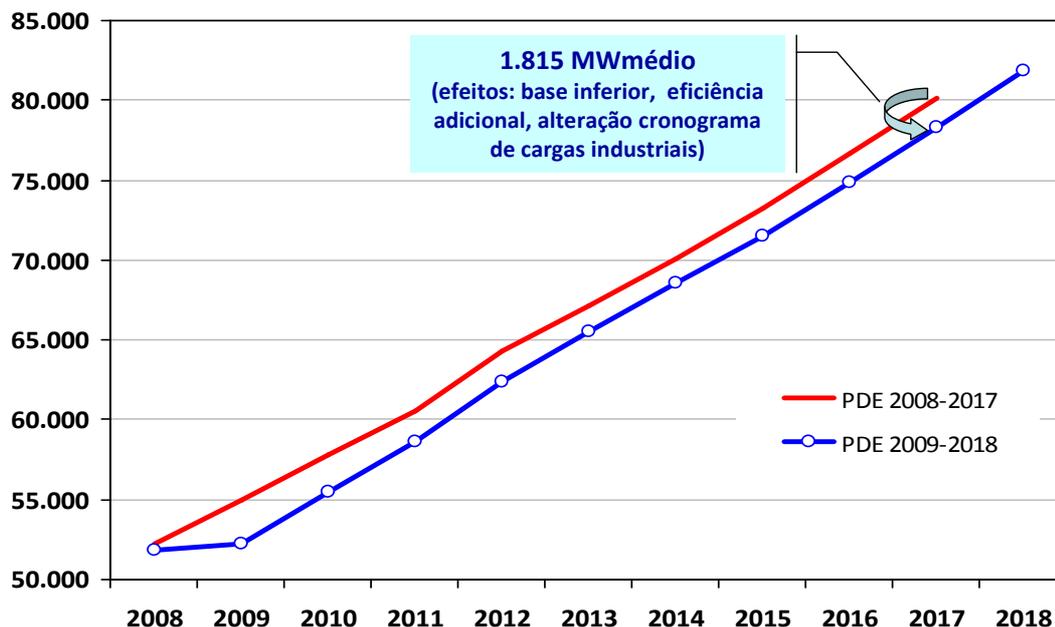
* Considera a interligação dos sistemas isolados Acre/Rondônia, a partir da última semana de outubro de 2009, ao subsistema Sudeste/CO e a interligação dos sistemas isolados Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas, a partir de novembro de 2011, ao subsistema Norte.

5.4 Comparação com o PDE anterior

Esta seção mostra a comparação da atual projeção da carga de energia com a projeção do PDE anterior, que pode ser visualizada no Gráfico 19. Conforme se pode observar, do total de 1.815 MW médio correspondente à diferença, em 2017, entre a atual projeção e a do PDE anterior, em torno de 450 MW médio resultam da premissa de uma eficiência adicional em torno de 0,5%, em 2017, no atual estudo comparativamente ao PDE 2008-2017 (seção 3.5). Dos restantes 1.365 MW médio da diferença total, pode-se considerar que uma parcela é função da condição inicial, isto é, de uma base de consumo mais baixa em 2009 e a outra parcela resulta de outros fatores, como a postergação para além do horizonte decenal de algumas grandes cargas industriais.

A Tabela 42 compara estimativas aproximadas dos requisitos médios anuais de expansão (capacidade instalada) do parque de geração brasileiro associados às projeções da demanda de energia elétrica do PDE 2008-2017 e da projeção atual deste estudo, considerando-se dois casos extremos: expansão exclusivamente térmica e expansão exclusivamente hidráulica. Naturalmente, a expansão real deverá situar-se entre as duas situações extremas. Para efeito desta comparação, não se considerou as interligações dos sistemas isolados ao SIN.

Gráfico 19. SIN - Carga de energia - Comparação Projeção atual ⊗ PDE 2008-2017



Nota: Considera a interligação dos sistemas isolados Acre/Rondônia, a partir da última semana de outubro de 2009, ao subsistema Sudeste/CO, e a interligação dos sistemas isolados Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas, a partir de novembro de 2011, ao subsistema Norte.

Tabela 42. SIN - Requisito de expansão da geração

Valores médios anuais por período

Projeção	Δ Energia (MWmédio)		Δ Capacidade (MW)	
	2009-2013	2014-2017	2009-2013	2014-2017
PDE 2008-2017 [A]	2.656	3.154	3.550 - 4.600	4.200 - 5.450
Projeção atual [B]	2.402	3.070	3.200 - 4.150	4.100 - 5.300
[B] - [A]	-254	-84	-450 a -350	-150 a -100

Nota: não considera a interligação dos sistemas isolados Acre/Rondônia e Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas.

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

6. Carga de demanda do Sistema Interligado Nacional

Com base na projeção da carga de energia e nos fatores de carga anuais (relação entre a carga de energia e a carga de demanda), por subsistema interligado do SIN, assim como nos fatores de diversidade da ponta entre os sistemas e subsistemas interligados, os quais medem a não simultaneidade da demanda máxima nos diferentes subsistemas, projetou-se a demanda máxima integrada em uma hora e a demanda máxima instantânea por sistema e subsistema interligado.

Os fatores de carga dos sistemas e subsistemas interligados apresentaram, ao longo dos últimos anos, uma pequena elevação, provavelmente em função de maior modulação da carga no horário de ponta por parte de algumas cargas industriais. Contudo, tanto os fatores de carga anuais quanto os fatores de diversidade da ponta entre subsistemas tendem a variar de forma relativamente lenta, a não ser em situações excepcionais. Por isso, admitiram-se valores aproximadamente constantes ao longo do horizonte decenal, tomando-se por base os fatores de carga observados nos últimos anos.

A projeção da demanda máxima integrada em uma hora e da demanda máxima instantânea para o ano de 2009 utilizou os respectivos valores verificados até novembro e utilizaram-se fatores de carga típicos, por subsistema, para o mês de dezembro.

A Tabela 43 e a Tabela 44 mostram os resultados obtidos para a carga de demanda (demanda máxima integrada em uma hora e demanda máxima instantânea) no ano de 2009.

Por sua vez, a Tabela 45 e a Tabela 46 resumem a projeção da demanda máxima (integrada e instantânea) para o horizonte decenal.

Tabela 43. SIN e subsistemas - Demanda máxima integrada em uma hora 2009 (MWh/h)*

Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
Norte	4.010	3.941	3.983	4.070	4.002	4.028
Nordeste	8.827	8.978	9.105	9.009	8.848	8.874
Sudeste/CO	36.473	38.232	39.461	38.388	39.159	38.018
Sul	10.416	10.795	11.075	10.932	10.941	10.727
Norte/Nordeste	12.742	12.839	13.053	12.967	12.690	12.744
Sul/Sudeste/CO	46.465	49.026	50.466	48.927	49.963	48.598
SIN	58.663	61.361	62.765	61.510	62.431	61.035

Subsistema	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan-Dez
Norte	4.038	3.993	4.040	4.045	4.028	4.134	4.134
Nordeste	8.821	9.070	9.383	9.510	9.569	9.767	9.767
Sudeste/CO	38.892	39.517	39.551	38.960	39.398	40.268	40.268
Sul	10.728	10.182	10.236	10.326	10.485	11.028	11.075
Norte/Nordeste	12.621	12.861	13.286	13.409	13.531	13.832	13.832
Sul/Sudeste/CO	49.115	49.512	49.625	48.921	49.408	50.562	50.562
SIN	61.512	62.064	62.536	61.992	62.562	63.981	63.981

* Considera a interligação dos sistemas isolados Acre/Rondônia ao subsistema Sudeste/CO, a partir da última semana de outubro de 2009.

Tabela 44. SIN e subsistemas - Demanda máxima instantânea 2009 (MW)*

Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
Norte	4.058	3.985	4.032	4.130	4.079	4.170
Nordeste	8.944	9.105	9.282	9.134	8.987	8.959
Sudeste/CO	37.304	38.727	40.163	39.199	39.709	38.745
Sul	10.696	12.100	12.263	11.700	11.281	11.331
Norte/Nordeste	12.936	12.928	13.229	13.141	12.817	12.915
Sul/Sudeste/CO	47.760	49.758	51.340	50.310	50.692	49.583
SIN	60.082	62.063	63.788	63.007	63.264	62.024

Subsistema	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan-Dez
Norte	4.221	4.077	4.111	4.105	4.079	4.188	4.221
Nordeste	8.945	9.224	9.525	9.656	9.691	9.953	9.953
Sudeste/CO	39.674	40.491	40.345	40.373	40.218	40.810	40.810
Sul	10.962	10.705	10.717	10.706	10.763	11.383	12.263
Norte/Nordeste	12.896	13.232	13.688	13.571	13.656	14.061	14.061
Sul/Sudeste/CO	50.040	50.740	50.782	50.717	50.358	51.678	51.678
SIN	62.639	63.445	63.723	64.044	63.497	64.792	64.792

* Considera a interligação dos sistemas isolados Acre/Rondônia ao subsistema Sudeste/CO, a partir da última semana de outubro de 2009.

Tabela 45. SIN e subsistemas. Demanda máxima integrada em uma hora (MWh/h)*

Ano	Subsistema				Sistema		SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	N/NE	S/SE/CO	
2008	4.160	9.429	40.391	11.423	13.387	51.329	64.215
2009	4.134	9.767	40.268	11.075	13.832	50.562	63.981
2010	4.527	10.385	43.667	12.252	14.695	55.600	69.387
2011	6.262	10.941	46.030	12.863	16.973	58.557	73.168
2012	6.574	11.480	48.369	13.399	17.813	61.415	78.021
2013	6.964	12.054	50.949	13.956	18.763	64.535	82.017
2014	7.370	12.655	53.182	14.534	19.758	67.330	85.719
2015	7.857	13.266	55.299	15.136	20.841	70.033	89.474
2016	8.528	13.927	57.530	15.816	22.155	72.928	93.614
2017	9.106	14.596	59.903	16.520	23.385	75.988	97.837
2018	9.488	15.379	62.598	17.194	24.536	79.338	102.267
Variação (% ao ano)							
2008-2013	10,9	5,0	4,8	4,1	7,0	4,7	5,0
2013-2018	6,4	5,0	4,2	4,3	5,5	4,2	4,5
2008-2018	8,6	5,0	4,5	4,2	6,2	4,5	4,8

* Considera a interligação dos sistemas isolados Acre/Rondônia ao subsistema Sudeste/CO, a partir da última semana de outubro de 2009, e a interligação dos sistemas isolados Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas ao subsistema Norte, em novembro de 2011.

Tabela 46. SIN e subsistemas. Demanda máxima instantânea (MW)*

Ano	Subsistema				Sistema		SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	N/NE	S/SE/CO	
2008	4.245	9.582	41.635	11.830	13.674	52.571	65.586
2009	4.221	9.953	40.810	12.263	14.061	51.678	64.792
2010	4.590	10.525	44.719	12.655	14.902	57.151	71.260
2011	6.350	11.089	47.139	13.286	17.202	60.191	75.133
2012	6.666	11.635	49.534	13.840	18.053	63.128	80.127
2013	7.061	12.217	52.176	14.415	19.016	66.335	84.231
2014	7.474	12.826	54.463	15.013	20.024	69.209	88.034
2015	7.967	13.445	56.631	15.634	21.122	71.987	91.890
2016	8.648	14.115	58.916	16.336	22.454	74.963	96.142
2017	9.233	14.793	61.346	17.064	23.700	78.108	100.479
2018	9.621	15.587	64.106	17.760	24.866	81.551	105.028
Variação (% ao ano)							
2008-2013	10,7	5,0	4,6	4,0	6,8	4,8	5,1
2013-2018	6,4	5,0	4,2	4,3	5,5	4,2	4,5
2008-2018	8,5	5,0	4,4	4,1	6,2	4,5	4,8

* Considera a interligação dos sistemas isolados Acre/Rondônia ao subsistema Sudeste/CO, a partir da última semana de outubro de 2009, e a interligação dos sistemas isolados Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas ao subsistema Norte, em novembro 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*”)

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.

BACEN. Expectativas de Mercado - Séries Históricas. Disponível em: <http://www4.bcb.gov.br/?FOCUSERIES>. Acesso em: Dezembro de 2009.

BACEN, 2009. Relatório de Inflação. Vol. 11, nº 2. Brasília: BACEN, Junho de 2009. Disponível em: <http://www.bcb.gov.br/htms/relinf/port/2009/06/ri200906P.pdf>. Acesso em: Julho de 2009.

BANCO MUNDIAL, 2009. Global Development Finance: Charting a Global Recovery. Washington D.C.: BM, 22 de Junho de 2009.

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

BRADESCO, 2009. Disponível em: <http://www.economiaemdia.com.br/br/mostraresumopdf.aspx?doc=projecoesmacro>
Acesso em: Dezembro de 2009.

CREDIT SUISSE, 2009. Brasil 2010/11. Retomada do ciclo de investimentos, com inflação e juros reais baixos. CREDIT SUISSE, Dezembro de 2009.

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, 2009a. Nota técnica DEA 02/09 (abril/2009). Caracterização do uso da energia no setor siderúrgico brasileiro. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE/MME, 2008. Balanço Energético Nacional (BEN) 2008: Ano Base 2007. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE/ONS, 2008. Nota Técnica DEN 05/08 (outubro/2008). 2ª Revisão Quadrimestral das projeções da demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional 2008-2012. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE/ONS, 2009. Nota Técnica DEA 05/09 (abril/2009). 1ª Revisão Quadrimestral das Projeções da demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional 2009-2013, disponível em <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

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

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

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, 2009. Indicadores IBGE: Contas Nacionais Trimestrais. Rio de Janeiro: IBGE, Abril/Junho de 2009.

IE/UFRJ, 2009. Conjuntura Econômica. In: Reuniões Mensais na EPE, no. 8, Apresentação em PowerPoint. Rio de Janeiro: EPE, Outubro de 2009

MCM/ITAÚ. Disponível em:

http://ww18.itaubr.com.br/noticias_cotacoes/analise/chama_analise.aspx?analise=RB090901.html&codigo=RB090901. Acesso em: Dezembro de 2009.

MINISTÉRIO DO PLANEJAMENTO, ORÇAMENTO E GESTÃO/SECRETARIA DE ORÇAMENTO FEDERAL, 2009. Projeto de Lei de Diretrizes Orçamentárias - PLDO 2010. Brasília: MPOG/SOF, Abril de 2009.

OCDE, 2009. OECD Economic Outlook nº 85. Paris (França): OCDE, Junho de 2009.

ONU, 2009. World Economic Situation and Prospects 2009. Update as of mid-2009. Nova Iorque: Janeiro de 2009.

PUGA, Fernando Pimentel e BORÇA Jr., Gilberto Rodrigues, 2009. Apesar da Crise, Taxa de Investimento Brasileira Continuará em Expansão. In: Visão do Desenvolvimento, nº 65. Rio de Janeiro: BNDES, 1º de Junho de 2009.

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

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

ANEXO

Projeção mensal da carga de energia e da carga de demanda

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

Tabela 47. Subsistema Norte. Carga de energia (MWmédio)*

Mês	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Jan	3.613	3.925	4.201	5.420	5.720	6.043	6.439	6.807	7.493	7.805
Fev	3.533	3.915	4.191	5.421	5.765	6.092	6.490	6.806	7.546	7.861
Mar	3.624	3.905	4.180	5.394	5.711	6.035	6.430	6.773	7.479	7.791
Abr	3.599	3.904	4.179	5.444	5.756	6.083	6.480	6.835	7.535	7.850
Mai	3.588	3.971	4.250	5.514	5.839	6.169	6.573	6.925	7.645	7.964
Jun	3.675	3.975	4.255	5.553	5.877	6.211	6.617	6.974	7.695	8.016
Jul	3.636	3.944	4.222	5.497	5.815	6.145	6.572	7.364	7.615	7.933
Ago	3.621	3.983	4.264	5.609	5.940	6.277	6.714	7.505	7.775	8.100
Set	3.666	3.995	4.276	5.675	6.011	6.352	6.794	7.589	7.865	8.194
Out	3.654	3.980	4.260	5.628	5.973	6.309	6.747	7.530	7.812	8.139
Nov	3.694	3.968	5.385	5.661	6.011	6.350	6.791	7.571	7.860	8.189
Dez	3.698	3.933	5.259	5.527	5.856	6.185	6.615	7.404	7.663	7.983
Ano	3.634	3.950	4.411	5.529	5.856	6.188	6.605	7.175	7.665	7.986

* Considera a interligação dos sistemas isolados Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas ao subsistema Norte, em novembro de 2011.

Tabela 48. Subsistema Nordeste. Carga de energia (MWmédio)

Mês	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Jan	7.499	8.347	8.793	9.226	9.688	10.171	10.662	11.193	11.731	12.361
Fev	7.522	8.296	8.740	9.171	9.629	10.110	10.598	11.125	11.660	12.286
Mar	7.724	8.315	8.760	9.192	9.651	10.133	10.622	11.150	11.687	12.314
Abr	7.451	8.242	8.683	9.110	9.566	10.043	10.528	11.052	11.583	12.205
Mai	7.197	8.109	8.542	8.963	9.411	9.881	10.358	10.873	11.396	12.008
Jun	7.193	7.960	8.386	8.799	9.239	9.700	10.169	10.675	11.188	11.788
Jul	7.330	7.980	8.407	8.821	9.262	9.724	10.193	10.701	11.215	11.817
Ago	7.499	8.073	8.505	8.924	9.370	9.837	10.313	10.826	11.346	11.955
Set	7.947	8.254	8.695	9.124	9.580	10.057	10.543	11.068	11.600	12.223
Out	8.167	8.440	8.892	9.330	9.797	10.285	10.782	11.318	11.863	12.499
Nov	8.224	8.464	8.917	9.357	9.824	10.314	10.813	11.351	11.896	12.535
Dez	8.200	8.422	8.873	9.310	9.776	10.263	10.759	11.294	11.837	12.473
Ano	7.664	8.242	8.683	9.110	9.566	10.043	10.528	11.052	11.583	12.205

Tabela 49. Subsistema Sudeste/CO. Carga de energia (MWmédio)*

Mês	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Jan	30.278	33.657	35.474	37.292	39.262	40.978	42.619	44.338	46.169	48.247
Fev	32.076	34.526	36.393	38.292	40.324	42.088	43.774	45.539	47.421	49.555
Mar	33.128	34.974	36.859	38.747	40.788	42.571	44.276	46.061	47.964	50.122
Abr	31.210	34.370	36.230	38.099	40.103	41.856	43.533	45.289	47.160	49.282
Mai	30.919	33.735	35.563	37.385	39.352	41.074	42.719	44.442	46.277	48.360
Jun	30.335	33.596	35.420	37.247	39.208	40.925	42.565	44.282	46.111	48.186
Jul	31.300	33.667	35.504	37.323	39.268	40.993	42.635	44.355	46.188	48.267
Ago	31.794	34.130	35.996	37.840	39.803	41.554	43.220	44.963	46.821	48.929
Set	33.063	34.258	36.127	37.991	39.972	41.731	43.403	45.154	47.019	49.136
Out	33.077	34.391	36.272	38.130	40.111	41.874	43.552	45.309	47.181	49.305
Nov	34.978	34.020	35.871	37.723	39.694	41.437	43.098	44.836	46.689	48.791
Dez	33.800	33.485	35.307	37.116	39.062	40.772	42.406	44.116	45.939	48.007
Ano	32.161	34.064	35.914	37.763	39.741	41.483	43.145	44.887	46.739	48.843

* Considera a interligação dos sistemas isolados Acre/Rondônia ao subsistema Sudeste/CO, a partir da última semana de outubro de 2009.

Tabela 50. Subsistema Sul. Carga de energia (MWmédio)

Mês	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Jan	8.570	9.437	9.841	10.250	10.678	11.120	11.581	12.099	12.640	13.155
Fev	9.130	9.647	10.061	10.479	10.916	11.369	11.839	12.369	12.922	13.449
Mar	9.248	9.747	10.165	10.587	11.029	11.486	11.961	12.497	13.055	13.588
Abr	8.751	9.329	9.729	10.133	10.556	10.994	11.449	11.961	12.496	13.006
Mai	8.352	9.095	9.485	9.879	10.291	10.718	11.162	11.661	12.182	12.680
Jun	8.464	9.080	9.469	9.863	10.274	10.700	11.143	11.642	12.162	12.658
Jul	8.563	9.017	9.403	9.794	10.202	10.625	11.065	11.560	12.077	12.570
Ago	8.491	8.968	9.353	9.741	10.147	10.568	11.005	11.498	12.012	12.502
Set	8.634	8.876	9.257	9.641	10.043	10.460	10.893	11.380	11.889	12.374
Out	8.814	8.926	9.308	9.695	10.099	10.518	10.953	11.444	11.955	12.443
Nov	9.375	9.017	9.404	9.794	10.203	10.626	11.066	11.561	12.078	12.570
Dez	9.400	9.156	9.548	9.945	10.360	10.789	11.236	11.739	12.263	12.764
Ano	8.814	9.189	9.583	9.982	10.397	10.828	11.276	11.783	12.308	12.810

Tabela 51. Subsistema Norte. Demanda máxima integrada (MWh/h)*

Mês	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Jan	4.010	4.260	4.560	6.024	6.355	6.700	7.183	7.802	8.334	8.682
Fev	3.941	4.264	4.564	6.066	6.403	6.751	7.236	7.858	8.393	8.744
Mar	3.983	4.314	4.617	6.084	6.438	6.789	7.266	7.892	8.430	8.783
Abr	4.070	4.373	4.681	6.198	6.554	6.910	7.400	8.036	8.584	8.943
Mai	4.002	4.419	4.730	6.237	6.612	6.970	7.456	8.097	8.650	9.012
Jun	4.028	4.422	4.734	6.257	6.624	6.983	7.474	8.117	8.670	9.033
Jul	4.038	4.355	4.662	6.210	6.558	6.948	7.409	8.046	8.593	8.953
Ago	3.993	4.484	4.799	6.432	6.791	7.195	7.674	8.332	8.898	9.271
Set	4.040	4.487	4.803	6.460	6.842	7.250	7.719	8.380	8.949	9.324
Out	4.045	4.503	4.820	6.497	6.852	7.253	7.747	8.411	8.981	9.358
Nov	4.028	4.527	6.262	6.574	6.964	7.370	7.857	8.528	9.106	9.488
Dez	4.134	4.514	6.127	6.444	6.815	7.216	7.694	8.355	8.923	9.297
Ano	4.134	4.527	6.262	6.574	6.964	7.370	7.857	8.528	9.106	9.488

* Considera a interligação dos sistemas isolados Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas ao subsistema Norte, em novembro de 2011.

Tabela 52. Subsistema Nordeste. Demanda máxima integrada (MWh/h)

Mês	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Jan	8.827	9.810	10.335	10.844	11.386	11.954	12.532	13.155	13.788	14.528
Fev	8.978	9.726	10.246	10.751	11.289	11.852	12.424	13.042	13.669	14.403
Mar	9.105	9.825	10.351	10.861	11.404	11.973	12.551	13.176	13.809	14.550
Abr	9.009	9.886	10.415	10.928	11.474	12.046	12.628	13.257	13.894	14.640
Mai	8.848	9.805	10.330	10.839	11.380	11.948	12.525	13.148	13.781	14.520
Jun	8.874	9.722	10.242	10.746	11.284	11.846	12.418	13.037	13.663	14.396
Jul	8.821	9.727	10.248	10.753	11.290	11.853	12.426	13.044	13.672	14.405
Ago	9.070	9.941	10.473	10.989	11.538	12.113	12.699	13.331	13.972	14.721
Set	9.383	10.203	10.749	11.278	11.842	12.433	13.033	13.682	14.340	15.109
Out	9.510	10.385	10.941	11.480	12.054	12.655	13.266	13.927	14.596	15.379
Nov	9.569	10.369	10.924	11.462	12.035	12.635	13.245	13.905	14.573	15.355
Dez	9.767	10.318	10.870	11.406	11.976	12.573	13.180	13.836	14.502	15.280
Ano	9.767	10.385	10.941	11.480	12.054	12.655	13.266	13.927	14.596	15.379

Tabela 53. Subsistema Sudeste/CO. Demanda máxima integrada (MWh/h)*

Mês	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Jan	36.473	40.158	42.332	44.481	46.857	48.909	50.859	52.912	55.095	57.574
Fev	38.232	42.294	44.584	46.848	49.350	51.510	53.563	55.725	58.025	60.635
Mar	39.461	42.779	45.095	47.385	49.914	52.101	54.176	56.363	58.688	61.328
Abr	38.388	43.667	46.030	48.369	50.949	53.182	55.299	57.530	59.903	62.598
Mai	39.159	43.537	45.893	48.225	50.797	53.023	55.133	57.358	59.724	62.411
Jun	38.018	43.026	45.356	47.658	50.204	52.410	54.491	56.691	59.030	61.686
Jul	38.892	42.976	45.304	47.603	50.148	52.356	54.431	56.629	58.966	61.620
Ago	39.517	43.529	45.887	48.216	50.792	53.034	55.132	57.357	59.725	62.413
Set	39.551	43.341	45.690	48.007	50.575	52.808	54.896	57.113	59.470	62.148
Out	38.960	43.323	45.671	48.035	50.556	52.790	54.889	57.106	59.463	62.141
Nov	39.398	42.300	44.592	46.854	49.359	51.527	53.577	55.740	58.040	60.653
Dez	40.268	42.419	44.716	46.985	49.497	51.669	53.725	55.894	58.201	60.821
Ano	40.268	43.667	46.030	48.369	50.949	53.182	55.299	57.530	59.903	62.598

* Considera a interligação dos sistemas isolados Acre/Rondônia ao subsistema Sudeste/CO, a partir da última semana de outubro de 2009.

Tabela 54. Subsistema Sul. Demanda máxima integrada (MWh/h)

Mês	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Jan	10.416	11.282	11.845	12.339	12.851	13.384	13.938	14.564	15.213	15.834
Fev	10.795	11.642	12.223	12.732	13.261	13.811	14.383	15.029	15.698	16.339
Mar	11.075	12.252	12.863	13.399	13.956	14.534	15.136	15.816	16.520	17.194
Abr	10.932	12.157	12.764	13.296	13.848	14.423	15.020	15.694	16.393	17.062
Mai	10.941	11.944	12.540	13.062	13.605	14.169	14.756	15.418	16.105	16.762
Jun	10.727	12.071	12.674	13.202	13.750	14.321	14.913	15.583	16.277	16.941
Jul	10.728	11.936	12.532	13.054	13.597	14.161	14.747	15.409	16.095	16.752
Ago	10.182	11.667	12.249	12.759	13.290	13.841	14.414	15.061	15.732	16.374
Set	10.236	11.718	12.303	12.815	13.348	13.902	14.477	15.127	15.801	16.446
Out	10.326	11.938	12.534	13.056	13.599	14.163	14.749	15.411	16.098	16.755
Nov	10.485	11.664	12.245	12.756	13.286	13.837	14.409	15.057	15.727	16.369
Dez	11.028	11.689	12.272	12.784	13.315	13.867	14.441	15.090	15.762	16.405
Ano	11.075	12.252	12.863	13.399	13.956	14.534	15.136	15.816	16.520	17.194

Tabela 55. Sistema Norte/Nordeste. Demanda máxima integrada (MWh/h)*

Mês	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Jan	12.742	13.939	14.756	16.723	17.588	18.494	19.546	20.778	21.933	23.012
Fev	12.839	13.827	14.638	16.636	17.501	18.402	19.448	20.674	21.823	22.897
Mar	13.053	13.973	14.792	16.760	17.647	18.556	19.600	20.836	21.994	23.076
Abr	12.967	14.057	14.881	16.901	17.790	18.706	19.763	21.009	22.176	23.267
Mai	12.690	14.036	14.859	16.865	17.768	18.683	19.730	20.974	22.139	23.228
Jun	12.744	13.864	14.677	16.690	17.575	18.480	19.521	20.752	21.905	22.982
Jul	12.621	13.779	14.587	16.625	17.491	18.426	19.437	20.663	21.810	22.883
Ago	12.861	14.199	15.032	17.169	18.062	19.028	20.074	21.339	22.524	23.632
Set	13.286	14.468	15.316	17.491	18.423	19.408	20.463	21.753	22.961	24.090
Out	13.409	14.692	15.554	17.760	18.677	19.667	20.760	22.069	23.295	24.441
Nov	13.531	14.695	16.973	17.813	18.763	19.758	20.841	22.155	23.385	24.536
Dez	13.832	14.618	16.770	17.611	18.540	19.524	20.596	21.894	23.111	24.248
Ano	13.832	14.695	16.973	17.813	18.763	19.758	20.841	22.155	23.385	24.536

* Considera a interligação dos sistemas isolados Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas ao subsistema Norte, em novembro de 2011.

Tabela 56. Sistema Sul/Sudeste/CO. Demanda máxima integrada (MWh/h)*

Mês	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Jan	46.465	50.959	53.671	56.289	59.151	61.712	64.193	66.847	69.652	72.724
Fev	49.026	53.843	56.708	59.474	62.498	65.204	67.824	70.628	73.592	76.836
Mar	50.466	55.014	57.941	60.768	63.855	66.621	69.297	72.161	75.189	78.504
Abr	48.927	55.600	58.557	61.415	64.535	67.330	70.033	72.928	75.988	79.338
Mai	49.963	55.431	58.380	61.229	64.339	67.126	69.821	72.707	75.757	79.097
Jun	48.598	55.047	57.977	60.804	63.896	66.670	69.342	72.208	75.239	78.557
Jul	49.115	54.840	57.760	60.576	63.658	66.427	69.085	71.941	74.961	78.267
Ago	49.512	55.104	58.037	60.867	63.964	66.750	69.417	72.287	75.322	78.644
Set	49.625	54.656	57.567	60.373	63.446	66.212	68.856	71.704	74.714	78.010
Out	48.921	55.066	57.998	60.872	63.924	66.711	69.387	72.257	75.290	78.612
Nov	49.408	53.616	56.471	59.224	62.238	64.939	67.545	70.338	73.291	76.523
Dez	50.562	53.796	56.660	59.422	62.446	65.154	67.769	70.572	73.534	76.777
Ano	50.562	55.600	58.557	61.415	64.535	67.330	70.033	72.928	75.988	79.338

* Considera a interligação dos sistemas isolados Acre/Rondônia ao subsistema Sudeste/CO, a partir da última semana de outubro de 2009.

Tabela 57. Sistema Interligado Nacional. Demanda máxima integrada (MWh/h)*

Mês	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Jan	58.663	64.204	67.693	72.241	75.929	79.355	82.845	86.679	90.589	94.692
Fev	61.361	67.485	71.152	75.907	79.787	83.387	87.049	91.078	95.187	99.497
Mar	62.765	68.665	72.397	77.175	81.134	84.796	88.507	92.602	96.779	101.161
Abr	61.510	69.387	73.157	78.021	82.017	85.719	89.474	93.614	97.837	102.267
Mai	62.431	69.271	73.035	77.880	81.884	85.580	89.321	93.453	97.669	102.091
Jun	61.035	68.723	72.458	77.289	81.259	84.932	88.645	92.748	96.932	101.322
Jul	61.512	68.449	72.170	77.016	80.957	84.657	88.327	92.416	96.585	100.960
Ago	62.064	69.078	72.833	77.788	81.767	85.510	89.216	93.347	97.559	101.978
Set	62.536	68.880	72.626	77.594	81.586	85.324	89.009	93.132	97.335	101.744
Out	61.992	69.147	72.907	77.956	81.890	85.634	89.369	93.508	97.729	102.156
Nov	62.562	67.836	72.941	76.509	80.445	84.112	87.768	91.835	95.980	100.328
Dez	63.981	68.167	73.168	76.758	80.696	84.372	88.040	92.116	96.273	100.634
Ano	63.981	69.387	73.168	78.021	82.017	85.719	89.474	93.614	97.837	102.267

* Considera a interligação dos sistemas isolados Acre/Rondônia ao subsistema Sudeste/CO, a partir da última semana de outubro de 2009, e a interligação dos sistemas isolados Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas ao subsistema Norte, em novembro de 2011.

Tabela 58. Subsistema Norte. Demanda máxima instantânea (MW)*

Mês	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Jan	4.058	4.325	4.630	6.117	6.453	6.803	7.294	7.922	8.462	8.816
Fev	3.985	4.324	4.628	6.152	6.494	6.846	7.338	7.969	8.512	8.868
Mar	4.032	4.368	4.676	6.160	6.519	6.874	7.358	7.991	8.536	8.893
Abr	4.130	4.429	4.741	6.277	6.638	6.998	7.495	8.139	8.694	9.058
Mai	4.079	4.502	4.819	6.354	6.735	7.100	7.595	8.248	8.811	9.179
Jun	4.170	4.488	4.804	6.349	6.722	7.086	7.585	8.237	8.799	9.167
Jul	4.221	4.430	4.742	6.317	6.671	7.068	7.537	8.185	8.742	9.108
Ago	4.077	4.570	4.891	6.555	6.921	7.333	7.821	8.491	9.068	9.448
Set	4.111	4.559	4.880	6.563	6.951	7.366	7.842	8.514	9.092	9.473
Out	4.105	4.581	4.904	6.610	6.971	7.379	7.882	8.557	9.138	9.521
Nov	4.079	4.590	6.350	6.666	7.061	7.474	7.967	8.648	9.233	9.621
Dez	4.188	4.574	6.208	6.529	6.905	7.311	7.796	8.465	9.041	9.420
Ano	4.221	4.590	6.350	6.666	7.061	7.474	7.967	8.648	9.233	9.621

* Considera a interligação dos sistemas isolados Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas ao subsistema Norte, em novembro de 2011.

Tabela 59. Subsistema Nordeste. Demanda máxima instantânea (MW)

Mês	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Jan	8.944	9.964	10.497	11.015	11.565	12.142	12.729	13.362	14.004	14.756
Fev	9.105	9.940	10.472	10.988	11.537	12.112	12.698	13.329	13.970	14.720
Mar	9.282	10.044	10.582	11.103	11.658	12.239	12.831	13.469	14.117	14.874
Abr	9.134	10.052	10.590	11.112	11.667	12.249	12.841	13.480	14.128	14.886
Mai	8.987	10.043	10.580	11.102	11.657	12.238	12.829	13.468	14.115	14.873
Jun	8.959	9.895	10.425	10.939	11.485	12.058	12.640	13.270	13.908	14.654
Jul	8.945	9.878	10.406	10.919	11.465	12.037	12.618	13.246	13.883	14.628
Ago	9.224	10.090	10.629	11.153	11.711	12.295	12.889	13.530	14.181	14.942
Set	9.525	10.351	10.905	11.442	12.014	12.613	13.222	13.880	14.548	15.328
Out	9.656	10.514	11.077	11.622	12.203	12.812	13.431	14.099	14.777	15.570
Nov	9.691	10.525	11.089	11.635	12.217	12.826	13.445	14.115	14.793	15.587
Dez	9.953	10.514	11.077	11.622	12.203	12.812	13.431	14.099	14.777	15.570
Ano	9.953	10.525	11.089	11.635	12.217	12.826	13.445	14.115	14.793	15.587

Tabela 60. Subsistema Sudeste/CO. Demanda máxima instantânea (MW)*

Mês	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Jan	37.304	40.942	43.158	45.350	47.772	49.864	51.852	53.945	56.171	58.699
Fev	38.727	43.112	45.446	47.753	50.304	52.506	54.599	56.803	59.146	61.807
Mar	40.163	43.891	46.267	48.617	51.212	53.455	55.585	57.828	60.214	62.923
Abr	39.199	44.719	47.139	49.534	52.176	54.463	56.631	58.916	61.346	64.106
Mai	39.709	44.531	46.941	49.326	51.956	54.233	56.392	58.668	61.088	63.835
Jun	38.745	43.919	46.297	48.647	51.246	53.498	55.623	57.868	60.256	62.967
Jul	39.674	43.963	46.345	48.696	51.299	53.559	55.682	57.930	60.320	63.035
Ago	40.491	44.587	47.002	49.387	52.027	54.322	56.471	58.751	61.176	63.929
Set	40.345	44.689	47.110	49.500	52.147	54.450	56.603	58.888	61.319	64.080
Out	40.373	44.654	47.074	49.511	52.110	54.412	56.575	58.860	61.290	64.050
Nov	40.218	42.990	45.319	47.619	50.164	52.368	54.451	56.649	58.987	61.643
Dez	40.810	42.990	45.319	47.618	50.163	52.365	54.449	56.647	58.985	61.640
Ano	40.810	44.719	47.139	49.534	52.176	54.463	56.631	58.916	61.346	64.106

* Considera a interligação dos sistemas isolados Acre/Rondônia ao subsistema Sudeste/CO, a partir da última semana de outubro de 2009.

Tabela 61. Subsistema Sul. Demanda máxima instantânea (MW)

Mês	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Jan	10.696	11.481	12.054	12.557	13.078	13.621	14.185	14.822	15.482	16.114
Fev	12.100	11.958	12.555	13.078	13.621	14.186	14.773	15.437	16.124	16.782
Mar	12.263	12.649	13.280	13.833	14.408	15.006	15.627	16.329	17.056	17.752
Abr	11.700	12.655	13.286	13.840	14.415	15.013	15.634	16.336	17.064	17.760
Mai	11.281	12.407	13.026	13.569	14.133	14.719	15.328	16.017	16.730	17.413
Jun	11.331	12.482	13.105	13.651	14.218	14.808	15.421	16.114	16.831	17.518
Jul	10.962	12.395	13.014	13.556	14.119	14.705	15.313	16.001	16.714	17.396
Ago	10.705	12.370	12.987	13.528	14.090	14.674	15.282	15.968	16.679	17.360
Set	10.717	12.348	12.964	13.504	14.065	14.649	15.255	15.940	16.650	17.329
Out	10.706	12.385	13.003	13.545	14.108	14.693	15.301	15.988	16.700	17.381
Nov	10.763	12.124	12.729	13.260	13.811	14.384	14.979	15.652	16.349	17.016
Dez	11.383	12.066	12.668	13.196	13.744	14.314	14.907	15.576	16.270	16.934
Ano	12.263	12.655	13.286	13.840	14.415	15.013	15.634	16.336	17.064	17.760

Tabela 62. Sistema Norte/Nordeste. Demanda máxima instantânea (MW)*

Mês	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Jan	12.936	14.099	14.926	16.915	17.791	18.706	19.771	21.017	22.185	23.276
Fev	12.928	14.025	14.848	16.875	17.752	18.666	19.727	20.971	22.136	23.225
Mar	13.229	14.204	15.037	17.038	17.940	18.863	19.925	21.181	22.359	23.458
Abr	13.141	14.223	15.057	17.101	18.001	18.927	19.997	21.257	22.439	23.543
Mai	12.817	14.235	15.070	17.104	18.020	18.948	20.010	21.271	22.453	23.558
Jun	12.915	14.122	14.950	17.000	17.903	18.824	19.885	21.138	22.312	23.410
Jul	12.896	14.006	14.827	16.899	17.779	18.729	19.757	21.002	22.169	23.260
Ago	13.232	14.426	15.272	17.443	18.351	19.332	20.394	21.680	22.884	24.009
Set	13.688	14.620	15.477	17.675	18.617	19.613	20.678	21.982	23.203	24.344
Out	13.571	14.902	15.776	18.013	18.943	19.948	21.057	22.384	23.627	24.790
Nov	13.656	14.893	17.202	18.053	19.016	20.024	21.122	22.454	23.700	24.866
Dez	14.061	14.860	17.048	17.903	18.848	19.848	20.938	22.257	23.494	24.650
Ano	14.061	14.902	17.202	18.053	19.016	20.024	21.122	22.454	23.700	24.866

* Considera a interligação dos sistemas isolados Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas ao subsistema Norte, em novembro de 2011.

Tabela 63. Sistema Sul/Sudeste/CO. Demanda máxima instantânea (MW)*

Mês	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Jan	47.760	51.996	54.763	57.434	60.355	62.968	65.499	68.207	71.070	74.204
Fev	49.758	54.833	57.750	60.567	63.647	66.402	69.070	71.926	74.944	78.249
Mar	51.340	56.531	59.539	62.444	65.617	68.458	71.208	74.152	77.263	80.669
Abr	50.310	57.151	60.191	63.128	66.335	69.209	71.987	74.963	78.108	81.551
Mai	50.692	56.885	59.911	62.835	66.027	68.887	71.652	74.614	77.744	81.171
Jun	49.583	56.388	59.389	62.285	65.453	68.294	71.031	73.967	77.072	80.470
Jul	50.040	56.274	59.269	62.159	65.322	68.163	70.890	73.822	76.920	80.313
Ago	50.740	56.544	59.555	62.459	65.636	68.495	71.232	74.177	77.291	80.700
Set	50.782	56.623	59.638	62.545	65.729	68.595	71.334	74.284	77.403	80.817
Out	50.717	56.674	59.691	62.650	65.790	68.659	71.413	74.367	77.489	80.907
Nov	50.358	54.678	57.589	60.397	63.471	66.225	68.882	71.730	74.742	78.038
Dez	51.678	54.984	57.911	60.734	63.825	66.593	69.266	72.130	75.158	78.472
Ano	51.678	57.151	60.191	63.128	66.335	69.209	71.987	74.963	78.108	81.551

* Considera a interligação dos sistemas isolados Acre/Rondônia ao subsistema Sudeste/CO, a partir da última semana de outubro de 2009.

Tabela 64. Sistema Interligado Nacional. Demanda máxima instantânea (MW)*

Mês	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Jan	60.082	65.339	68.890	73.519	77.272	80.758	84.310	88.212	92.192	96.367
Fev	62.063	68.459	72.180	77.004	80.939	84.591	88.306	92.393	96.561	100.934
Mar	63.788	70.322	74.143	79.037	83.092	86.842	90.643	94.837	99.114	103.602
Abr	63.007	71.260	75.133	80.127	84.231	88.034	91.890	96.142	100.479	105.028
Mai	63.264	70.845	74.695	79.650	83.745	87.525	91.351	95.578	99.889	104.411
Jun	62.024	70.137	73.949	78.879	82.931	86.680	90.469	94.656	98.927	103.407
Jul	62.639	69.979	73.783	78.737	82.766	86.549	90.301	94.481	98.744	103.217
Ago	63.445	70.688	74.531	79.602	83.673	87.504	91.296	95.523	99.833	104.355
Set	63.723	70.946	74.803	79.921	84.032	87.883	91.678	95.924	100.253	104.795
Out	64.044	71.030	74.892	80.079	84.120	87.966	91.803	96.055	100.390	104.939
Nov	63.497	68.866	74.049	77.672	81.667	85.390	89.102	93.230	97.438	101.852
Dez	64.792	69.031	74.095	77.731	81.718	85.441	89.156	93.284	97.493	101.909
Ano	64.792	71.260	75.133	80.127	84.231	88.034	91.890	96.142	100.479	105.028

* Considera a interligação dos sistemas isolados Acre/Rondônia ao subsistema Sudeste/CO, a partir da última semana de outubro de 2009, e a interligação dos sistemas isolados Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas ao subsistema Norte, em novembro de 2011.