

SÉRIE  
ESTUDOS DA DEMANDA

NOTA TÉCNICA EPE-DEA 32/18

NOTA TÉCNICA ONS 163/2018

NOTA TÉCNICA CCEE 0083/2018

# Previsão de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2019-2023

Rio de Janeiro  
Dezembro de 2018



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



Ministério de Minas e Energia

SÉRIE  
**ESTUDOS DA DEMANDA**

NOTA TÉCNICA EPE-DEA 32/18  
NOTA TÉCNICA ONS 163/2018  
NOTA TÉCNICA CCEE 0083/2018

# Previsão de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2019-2023



**Presidente**

Reive Barros dos Santos

**Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais**

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

**Superintendente de Estudos Econômicos e Energéticos**

Jeferson Borghetti Soares

**Coordenação Técnica**

Carla da Costa Lopes Achão

**Equipe Técnica**

Arnaldo dos Santos Junior

Allex Yujhi Gomes Yukizaki

Isabela de Almeida Oliveira

Aline Moreira Gomes

João Moreira Schneider de Mello

Lidiane de Almeida Modesto

Simone Saviolo Rocha

Thiago Toneli Chagas

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

**Sede**

Esplanada dos Ministérios Bloco "U" - Ministério de Minas e Energia - Sala 744 -  
7º andar - 70065-900 - Brasília - DF

**Escritório Central**

RB1 - Av. Rio Branco, nº 1 - 11º andar  
20090-003 - Rio de Janeiro - RJ



Operador Nacional  
do Sistema Elétrico

**Diretor-Geral**

Luiz Eduardo Barata

**Diretor de Planejamento e Programação da Operação**

Francisco José Arteiro de Oliveira

**Gerente Executivo de Planejamento Energético**

Mario Jorge Daher

**Gerente de Previsão de Carga**

Fausto Pinheiro Menezes

**Equipe Técnica**

Douglas Araniil Magalhães Barbosa

Marcia Pereira dos Santos

Marcela de Souza Rodrigues

URL: <http://www.ons.org.br>

**Sede**

Setor de Indústria e Abastecimento Sul

Área de Serviços Públicos - Lote A

71215-000 - Brasília - DF

Escritório Central

Rua Júlio do Carmo, nº 251 - Cidade Nova

20211-160 - Rio de Janeiro - RJ



**Presidente**

Rui Altieri

**Conselheiro Área de Gestão de Mercado**

Roberto Castro

**Gerente Executivo de Monitoramento, Gestão de Penalidades & Informações**

Carlos Rubens Rafael Dornellas

**Gerente de Análise e Informações ao Mercado**

Débora Leão Soares Tortelly

**Equipe Técnica**

José Claudio Rebouças da Silva

Erika da Cunha Ferreira Gomes

Lais Sue Yamada de Sá

URL: <http://www.ccee.org.br>

**Escritório Central**

Avenida Paulista 2064 – 13º andar

01310-200 – São Paulo – SP

**Rio de Janeiro, Dezembro de 2018**

SÉRIE  
ESTUDOS DA DEMANDA

NOTA TÉCNICA DEA 32/18  
NOTA TÉCNICA ONS 163/2018  
NOTA TÉCNICA CCEE 0083/2018

**Previsão de carga para o Planejamento Anual  
da Operação Energética  
2019-2023**

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	SIN - MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2018	4
3	A CARGA DO SISTEMA INTERLIGADO EM 2018	6
4	PREMISSA MACROECONÔMICA	8
5	PROJEÇÃO DO CONSUMO NO SIN, 2019-2023	10
5.1	ASPECTOS METODOLÓGICOS	10
5.2	PROJEÇÃO	12
6	PROJEÇÃO DA CARGA DE ENERGIA NO SIN, 2019-2023	16
7	PROJEÇÃO DA CARGA DE DEMANDA NO SIN, 2019-2023	20
	ANEXOS	22
	ANEXO A: PROJEÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NA REDE	23
	ANEXO B: PROJEÇÃO DA CARGA MENSAL DO SIN	24

# ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1. SIN. Consumo total de energia elétrica realizado por subsistema elétrico (GWh)	4
Tabela 2. SIN. Consumo de energia elétrica realizado por classe de consumo (GWh)	5
Tabela 3. SIN. Consumo de energia elétrica projetado por classe de consumo (GWh)	5
Tabela 4. SIN. Carga de energia por subsistema. Janeiro-Dezembro [2017-2018]	7
Tabela 6. SIN. Consumo projetado de energia elétrica, 2019-2023	12
Tabela 7. SIN. Projeção do consumo de energia elétrica na rede (GWh), 2019-2023	13
Tabela 8. SIN. Projeção da carga de energia (MWmédio), 2019-2023	17
Tabela 9. SIN. Acréscimos anuais da carga de energia (MWmédio), 2019-2023	17
Tabela 10. SIN e subsistemas. Projeção da Demanda Máxima Integrada (MWh/h)	20
Tabela 11. SIN e subsistemas. Projeção da Demanda Máxima Instantânea (MW)	21

# ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. SIN. Carga de energia, 2018: PLAN 2018 <i>versus</i> 2ª Revisão Quadrimestral 2018	7
Gráfico 2. Curvas de elasticidade-renda: Brasil x Subsistemas e Sistemas Isolados	11
Gráfico 4. SIN. Estrutura do consumo por subsistema (%)	13
Gráfico 5. SIN. Estrutura do consumo por classe (%)	14
Gráfico 6. SIN e Subsistemas. Índice de perdas e diferenças 2018-2023 (%)	17
Gráfico 7. SIN. Carga de energia: PLAN 2018 <i>versus</i> 2ª Revisão Quadrimestral 2018	18

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



# 1 INTRODUÇÃO

Esta nota técnica tem por objetivo detalhar as premissas e os resultados da Previsão de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2019-2023 do ONS, elaborados em conjunto por Empresa de Pesquisa Energética - EPE, Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, antecipados no correspondente Boletim Técnico, divulgado no final do mês de novembro de 2019<sup>1</sup>. Essas previsões de carga passaram a ser utilizadas a partir do Programa Mensal da Operação (PMO) de janeiro/2019.

As previsões do mercado, da carga de energia e de demanda apresentadas nesta nota técnica constituem uma atualização da demanda de energia elétrica elaborada na projeção anterior, isto é, na 2ª Revisão Quadrimestral das projeções do consumo e da carga do Sistema Interligado Nacional 2018-2022. A atual previsão levou em consideração a avaliação da conjuntura econômica e o monitoramento do consumo e da carga, ao longo do ano de 2018, por meio das Resenhas Mensais de Energia Elétrica da EPE, dos Boletins de Carga Mensais do ONS e dos InfoMercados Mensais da CCEE, bem como dos desvios observados entre a carga verificada e as projeções elaboradas para o Ciclo de Planejamento Anual da Operação Energética 2018-2022 e suas revisões quadrimestrais.

Diversos fatores vêm influenciando o comportamento da carga no SIN ao longo de 2018. Entre eles, destacam-se uma atenuação da expectativa de crescimento econômico neste ano, intensificada pela greve dos caminhoneiros, redução de produção de plantas energointensivas e temperaturas acima da média histórica no Norte do País no final do ano.

Levando-se em consideração a reavaliação do impacto desses fatores sobre o consumo e a carga, as novas previsões contemplam aumento do consumo de eletricidade no SIN de 1,1% no ano de 2018, com crescimentos nas classes residencial (1,3%), industrial (1,4%), comercial (0,5%) e nas outras classes (0,9%).

A estimativa atual da carga de energia do SIN, em 2018, é de 66.510 MWmédios, representando uma expansão de 1,4% (ou 0,9 GWmédios) relativamente ao ano anterior e situando-se 136 MWmédios abaixo do valor previsto na 2ª Revisão Quadrimestral. O crescimento médio da carga de energia no SIN entre 2019 e 2023 é de 3,8% ao ano. A previsão da carga de energia do SIN é de 76.912 MWmédios em 2022, 511 MWmédios inferior à previsão anterior.

Uma informação importante que se faz necessária refere-se ao cálculo das “perdas e diferenças” totais, cujo montante se obtém da diferença entre a Carga Global (ONS) e o Consumo na Rede (EPE). Esta parcela inclui as perdas na Rede Básica, perdas nas redes de distribuição e parcelas consideradas de formas distintas no consumo e na carga.

<sup>1</sup> <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-305/topico-442/Boletim%20Tecnico%20EPE-ONS-CCEE%20-%20Planejamento%20Anual%20-%202019-2023.pdf>

Conforme previsto nos Procedimentos de Rede do ONS, essa projeção de curto prazo (cinco anos) da carga sofrerá duas revisões ao longo do ano de 2019, as Revisões Quadrimestrais de Mercado e Carga, que serão elaboradas conjuntamente por EPE, ONS e CCEE e oportunamente divulgadas através de Notas Técnicas, também conjuntas.

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

## 2 SIN - MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2018

O consumo de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional - SIN terminou o período janeiro-outubro com um crescimento de 1,1% em relação ao mesmo período de 2017. Para os dois últimos meses de 2018, espera-se uma continuidade da lenta retomada do consumo observada ao longo do ano. Desta forma, nesse último bimestre, projeta-se que, o consumo no SIN cresça à taxa de 1,1%. Com isso, para 2018, a expectativa é que o consumo na rede do SIN terá alta de 1,1% ante 2017.

Até outubro, houve redução do consumo somente no subsistema Norte, refletindo a produção menor na indústria metalúrgica no Pará, em função da redução pela metade da produção de planta do setor desde abril.

No Sudeste/Centro-Oeste, também foi o desempenho da classe industrial que explicou o resultado positivo no período, destacando-se os setores metalúrgico, de extração de minerais metálicos e automotivo. No setor metalúrgico, os principais avanços foram na siderurgia, nas ferroligas e na metalurgia dos metais não-ferrosos de São Paulo e Minas Gerais. No segmento extrativo, se sobressaíram a extração de minério de ferro em Minas Gerais e a pelotização no Espírito Santo. Já no ramo automotivo, São Paulo que representa cerca de 60% do consumo de eletricidade do setor, foi quem mais destacou.

Já no Sul e no Nordeste, a maior contribuição veio da baixa tensão. No Sul, principalmente pelo aumento do consumo nas residências. No Nordeste, além da classe residencial, também se sobressaiu o crescimento na classe comercial.

Na baixa tensão, com a lenta recuperação do mercado de trabalho, puxada sobretudo pela informalidade, prevaleceu a influência de fatores eventuais, sendo grande parte do seu desempenho devido à demanda para climatização.

Na Tabela 1 são apresentados os resultados do consumo total no período.

**Tabela 1. SIN. Consumo total de energia elétrica realizado por subsistema elétrico (GWh)**

Subsistema	Em Outubro			Até Outubro			12 Meses (findos em Outubro)		
	2017	2018	Δ%	2017	2018	Δ%	2017	2018	Δ%
Norte	3.096	2.856	-7,8%	28.844	27.502	-4,7%	34.795	33.501	-3,7%
Nordeste	6.227	6.451	3,6%	60.265	60.911	1,1%	72.747	73.455	1,0%
Sudeste/CO	22.852	23.236	1,7%	225.358	229.352	1,8%	270.277	275.613	2,0%
Sul	6.878	6.924	0,7%	70.936	71.975	1,5%	84.571	86.037	1,7%
<b>SIN</b>	<b>39.053</b>	<b>39.467</b>	<b>1,1%</b>	<b>385.403</b>	<b>389.740</b>	<b>1,1%</b>	<b>462.389</b>	<b>468.605</b>	<b>1,3%</b>

Fonte: EPE.

Por sua vez, a Tabela 2 resume os dados de consumo no SIN por classe.

**Tabela 2. SIN. Consumo de energia elétrica realizado por classe de consumo (GWh)**

Classe	Em Outubro			Até Outubro			12 Meses (findos em Outubro)		
	2017	2018	Δ%	2017	2018	Δ%	2017	2018	Δ%
Residencial	11.045	11.276	2,1%	110.287	111.678	1,3%	132.525	134.322	1,4%
Industrial	14.185	14.299	0,8%	138.813	140.930	1,5%	166.185	169.373	1,9%
Comercial	7.263	7.344	1,1%	72.761	73.086	0,4%	87.541	88.108	0,6%
Outros	6.559	6.548	-0,2%	63.542	64.046	0,8%	76.138	76.801	0,9%
<b>Total</b>	<b>39.053</b>	<b>39.467</b>	<b>1,1%</b>	<b>385.403</b>	<b>389.740</b>	<b>1,1%</b>	<b>462.389</b>	<b>468.605</b>	<b>1,3%</b>

Fonte: EPE.

Para o ano de 2018, a previsão é de crescimento de 1,1% do consumo de eletricidade do SIN, considerando-se o mercado realizado até o mês de outubro e do cenário econômico neste ano. Nesta revisão, todas as classes sofreram ajustes para baixo, com exceção das “outras classes”, influenciadas pelo bom desempenho da classe rural.

A expectativa para o ano de 2018 é de que o montante de energia elétrica consumida no SIN deverá totalizar 469.361 GWh, significando, em relação ao ano anterior, um acréscimo de 1,1%. Pela nova previsão, o consumo total de energia elétrica no SIN em 2018 será 1,2 TWh inferior à projeção anterior.

**Tabela 3. SIN. Consumo de energia elétrica projetado por classe de consumo (GWh)**

Classe	2017	2018		2018	
		2ª Rev. Quad. <sup>1</sup>	Δ%	PLAN 2019-2023	Δ%
Residencial	132.932	134.425	1,1%	134.600	1,3%
Industrial	167.256	171.419	2,5%	169.514	1,4%
Comercial	87.783	88.359	0,7%	88.228	0,5%
Outros	76.297	76.395	0,1%	77.019	0,9%
<b>Total</b>	<b>464.268</b>	<b>470.598</b>	<b>1,4%</b>	<b>469.361</b>	<b>1,1%</b>

Notas: (1) Previsão apresentada na nota técnica da 2ª Revisão Quadrimestral de 2018.

(2) Previsão atual apresentada nesta nota técnica para a Previsão de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2019-2023.

Fonte: EPE/ONS/CCEE.

### 3 A CARGA DO SISTEMA INTERLIGADO EM 2018

O desempenho da carga ao longo de 2018 foi impactado negativamente pelo quadro de recuperação lento e gradual da economia brasileira e o elevado nível de incerteza política e econômica no contexto nacional.

Considerando os valores verificados da carga de energia de janeiro a outubro, o valor estimado para novembro e as previsões para o mês de dezembro realizadas no PMO de novembro/2018, a carga de energia do SIN registra, no ano de 2018, crescimento de 1,4% sobre igual período de 2017.

Merece destaque o impacto, na carga do SIN, da greve dos caminhoneiros ocorrida entre o final de maio e o início de junho/18, quando foi observado um aumento dos estoques de produtos finais e redução dos estoques de insumos, afetando os custos, produção, utilização da capacidade e confiança. Além disso, o comportamento diferenciado da carga observada nos dias de jogos do Brasil na Copa do Mundo também contribuiu para o desempenho da carga durante o mês de junho/18.

No subsistema Sudeste/Centro-Oeste, onde está concentrada cerca de 60% da carga industrial do país, a variação positiva de 1,6% observada na carga no ano de 2018, e explicada principalmente pelo desempenho da indústria.

A carga do subsistema Sul apresenta no ano de 2018 um crescimento de 1,7% relativamente ao ano anterior. Destaca-se o crescimento de 10,1% na carga neste subsistema no mês de abril/18, explicada principalmente pela ocorrência de temperaturas muito superiores às verificadas no mesmo período do ano anterior associada ao efeito calendário.

No subsistema Nordeste, os baixos índices de precipitação acompanhados de temperaturas acima da média, ao longo do segundo semestre de 2018, superiores ao ocorrido ao mesmo período do ano anterior, contribuíram para o desempenho da carga ocasionando uma taxa de crescimento 2,0% no ano.

A variação negativa de 1,8% no subsistema Norte, a despeito do registro de altas temperaturas a partir de outubro, pode ser explicada, principalmente, pela redução da carga de um Consumidor Livre da Rede Básica que vem se mantendo desta forma desde meados de abril/18.

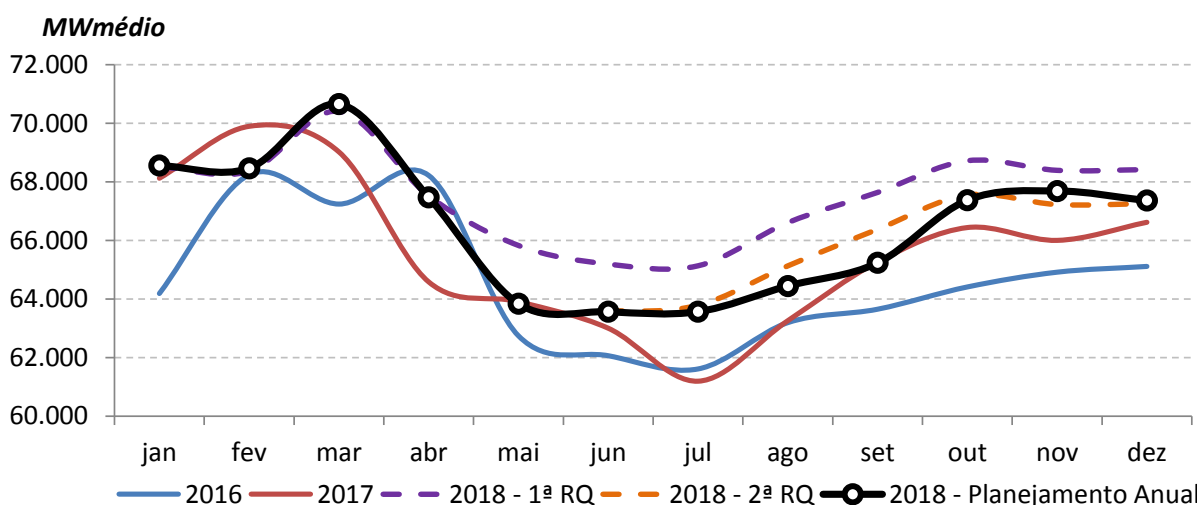
A Tabela 4 apresenta a comparação entre a carga de energia verificada para o período janeiro-dezembro de 2018 e a prevista anteriormente na 2ª Revisão Quadrimestral referente ao Planejamento Anual da Operação Energética do ONS (2018-2022), com os respectivos desvios. O Gráfico 1 resume o resultado da projeção da carga de energia mensal para o ano de 2018.

**Tabela 4. SIN. Carga de energia por subsistema. Janeiro-Dezembro [2017-2018]**

Período	Unid.	Norte	Nordeste	Sudeste/ Centro-Oeste	Sul	SIN
VERIFICADO 2017 [A] (1)	MWmédio	5.502	10.602	38.199	11.282	65.585
PREVISÃO 2018 [B] (2)	MWmédio	5.405	10.819	38.816	11.469	66.510
Crescimento [B/A]	%	-1,8%	2,0%	1,6%	1,7%	1,4%
PREVISÃO 2ª REVISÃO QUADRIMESTRAL [C]	MWmédio	5.442	10.675	39.052	11.476	66.645
DESVIO [B] - [C]	MWmédio	-37	144	-236	-7	-136
DESVIO [B] / [C]	%	-0,7%	1,3%	-0,6%	-0,1%	-0,2%

Fonte: EPE/ONS/CCEE.

**Gráfico 1. SIN. Carga de energia, 2018: PLAN 2018 versus 2ª Revisão Quadrimestral 2018**



Nota: Para “2018 - Planejamento Anual”: valores verificados nos meses de janeiro a outubro, valor estimado para novembro e valores do PMO para dezembro.

Fonte: EPE/ONS/CCEE.

## 4 PREMISSAS MACROECONÔMICAS

A economia brasileira mostra sinais de uma retomada gradual, ainda que num ritmo mais lento que o esperado no momento de elaboração dos estudos anteriores. Ao longo do ano diversas instituições econômicas e financeiras revisaram para baixo suas projeções de crescimento do PIB para o ano de 2018.

O PIB do terceiro trimestre deste ano avançou 0,8%, em relação ao segundo trimestre. Na comparação com o mesmo período do ano anterior o crescimento foi de 1,3%. O resultado do terceiro trimestre corrobora a recuperação gradual da economia brasileira, apresentando no acumulado do ano até setembro uma variação de 1,4%.

Por outro lado, os dados do mercado de trabalho ainda apresentam recuperação bastante lenta. A taxa de desemprego ainda está acima de 12% e as melhorias observadas se devem, sobretudo, ao aumento da informalidade. Com relação aos indicadores de confiança, tanto de empresários quanto do consumidor, o que se observa é que os melhores resultados são explicados pela expectativa futura dos agentes e não pela situação atual da economia.

Dessa forma, a projeção de PIB da EPE para 2018 foi revisada de 1,6% para 1,4%, entendendo que a recuperação da economia está acontecendo, mas abaixo do esperado e desejado para a economia brasileira.

Na ótica da oferta, destaca-se a projeção da indústria, que foi revista de 2,3% para 1,6% em 2018. Projeta-se queda um pouco maior do que a esperada na construção civil em 2018. A indústria extrativa não repetirá o desempenho dos anos anteriores, sobretudo em função da extração de petróleo. No plano dos setores intensivos em energia, destaca-se o ramo da metalurgia dos não ferrosos, que sofreu impacto de eventos extraordinários. Houve redução significativa produção do setor a partir de meados de 2018, sem previsão exata de retorno a uma situação de normalidade.

Com relação aos anos seguintes, a expectativa é de crescimento econômico moderado. Em 2019 o crescimento esperado ainda é modesto, considerando-se que o país está saindo de uma crise econômica severa. Os fatores que possibilitam o crescimento no curto prazo são o alto nível de capacidade ociosa da economia, o estímulo da política monetária e o bom desempenho do mercado de crédito. Entre os fatores que podem limitar o crescimento, destaca-se a situação fiscal que exigirá medidas restritivas.

O cenário um pouco mais modesto em 2019 será mais sentido pela construção civil, cujo desempenho foi revisto para baixo, impactando levemente a indústria geral nesse ano - de 2,5% para 2,3%. Parte significativa da indústria de transformação possui capacidade ociosa para expandir a produção sem necessidade de grandes investimentos no curto prazo. A siderurgia é um exemplo dessa situação, pois poderá prontamente atender ao esperado aumento do consumo interno de aço apenas com a reativação de diversos parques atualmente paralisados.



Ainda em 2019, espera-se que haja retomada do nível de confiança dos empresários e, conseqüentemente, aumento dos investimentos. Entretanto, um nível maior de investimentos só deve ser alcançado nos anos posteriores, quando um ambiente de maior estabilidade e previsibilidade serão determinantes para o crescimento dos investimentos em infraestrutura. Além disso, ao longo do horizonte é esperado que a retomada do mercado de trabalho proporcione um maior consumo das famílias.

Com relação aos fatores que poderão limitar um melhor desempenho da economia brasileira no médio prazo, destacam-se as baixas taxas de poupança e da produtividade da economia brasileira. Espera-se que o maior nível de investimento, assim como a realização de algumas reformas econômicas, impacte o nível de produtividade da economia. Entretanto, muitos dos fatores que impactam a produtividade exigem um prazo maior do que o considerado neste estudo para que os efeitos sejam observados.

Dessa forma, espera-se um crescimento médio da economia brasileira de 2,7% a.a. entre 2019 e 2023. A agropecuária, a indústria e os serviços avançarão, respectivamente, 2,9%, 3,0% e 2,5% a.a.

## 5 PROJEÇÃO DO CONSUMO NO SIN, 2019-2023

### 5.1 Aspectos metodológicos

No atual ciclo da Previsão de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2019-2023, foi realizada uma adaptação na metodologia de projeção do consumo na rede por classe e subsistema elétrico, de modo a dar maior robustez aos valores projetados e melhor capacidade de análise técnica.

A projeção do consumo na rede por subsistema elétrico (e Sistemas Isolados) se baseia na segmentação de classes disponível no SIMPLES (Sistema de Informações de Mercado para Planejamento do Setor Elétrico): residencial, industrial, comercial e outras classes.

Na classe residencial, o consumo projetado por subsistema é obtido através da projeção de dois parâmetros: número de consumidores residenciais (NCR), projetado em consonância com o ritmo de crescimento da população e com a expectativa de habitantes por domicílio<sup>2</sup> no futuro em cada subsistema elétrico, e consumo médio por consumidor residencial (CPC), em bases mensais, com elasticidade correlacionada ao PIB Brasil. O consumo residencial é obtido, portanto, pela identidade:

$$\text{Consumo residencial} = \text{NCR} \times \text{CPC} \times 12$$

É importante ressaltar que é realizada consistência do consumo residencial com o Modelo do Setor Residencial (MSR), onde há a desagregação parcial do consumo nacional nos principais equipamentos, considerando posse, hábitos e tecnologia, além de um montante do consumo advindo de outros equipamentos. Com a interação entre os dois modelos, é possível obter a projeção da eficiência elétrica para o horizonte em estudo.

Na classe industrial, busca-se um detalhamento dos **grandes consumidores** (cadeia do alumínio, cadeia do aço, cobre, soda-cloro, petroquímica, papel & celulose e cimento), em termos econômicos e tecnológicos, sempre que possível em nível de plantas industriais. Em alguns destes segmentos industriais, há a capacidade de suprir parcela de seu consumo através de autoprodução clássica<sup>3</sup>, que varia no tempo conforme a tecnologia e o ritmo de crescimento do setor. Do consumo total de eletricidade relativo aos grandes consumidores, deve ser debitada a estimativa de autoprodução clássica para que se obtenha o consumo na rede dos grandes consumidores. O restante do consumo da classe industrial na rede, aqui denominado “industrial tradicional” (CITrad), tem projeção da elasticidade correlacionada ao PIB brasileiro. Assim, o consumo industrial na rede é obtido através da soma das parcelas “grandes consumidores” e “industrial tradicional”.

<sup>2</sup> Utilizando-se a relação NCR/Pop (número de consumidores residenciais / população) como “proxy”.

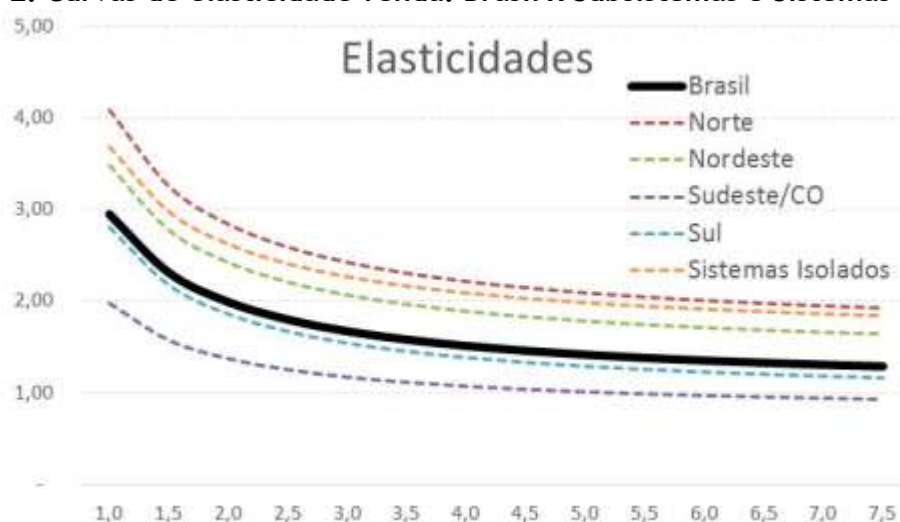
<sup>3</sup> Autoprodução clássica de energia elétrica: geração de eletricidade do consumidor para seu consumo com instalações próprias de geração de energia elétrica, localizadas junto às unidades consumidoras. A principal forma de autoprodução é a cogeração, uma forma de uso racional da energia, uma vez que o rendimento do processo de produção de energia é significativamente aumentado a partir da produção combinada de energia térmica e elétrica, com melhor aproveitamento do conteúdo energético do combustível.

No caso do consumo comercial, é realizada a regressão da elasticidade do parâmetro **CC/Pop** (consumo comercial / população) com o PIB brasileiro. Através deste método, é possível projetar o consumo comercial brasileiro sob influência tanto do cenário de população quanto do cenário de PIB. Método similar também é utilizado para a projeção do consumo das outras classes, através do parâmetro **CO/Pop** (consumo das outras classes / população).

A novidade metodológica desta projeção ocorre nas projeções dos parâmetros CPC, CITrad, CC/Pop e CO/Pop. Nestes casos, foram realizadas regressões das elasticidades-renda com o PIB brasileiro, de modo a calibrar as elasticidades para o Brasil. As elasticidades-renda dos subsistemas (e Sistemas Isolados) são obtidas deslocando-se as curvas obtidas para o Brasil, de modo que, em média, a soma dos parâmetros dos subsistemas equivalha ao obtido através da regressão a nível nacional. Convencionou-se nomear de “fatores de deslocamento” os parâmetros de deslocamento das curvas de elasticidade frente às curvas obtidas para o Brasil.

A título de exemplo, o Gráfico 2 ilustra a relação entre as curvas de elasticidade de subsistemas e Sistemas Isolados frente à curva Brasil.

**Gráfico 2. Curvas de elasticidade-renda: Brasil x Subsistemas e Sistemas Isolados**



Fonte: EPE.

A eficiência do consumo projetado para as classes “industrial tradicional”, comercial e outras classes se dá através de curvas baseadas no histórico e nas expectativas do Balanço de Energia Útil (BEU). No caso do consumo residencial, como supracitado, a eficiência é obtida através da interação do modelo de eletricidade, que desagrega o consumo por subsistema elétrico e sistemas isolados, com o MSR, que desagrega o consumo nos principais equipamentos. Já no caso dos grandes consumidores, a eficiência é dada tanto pela penetração tecnológica esperada para algumas plantas quanto pelos ganhos de rendimentos esperados no BEU.

Por fim, através de agregação das projeções dos consumos na rede com eficiência por classe e subsistema (e Sistemas Isolados), é possível obter tanto o consumo na rede com eficiência tanto do Brasil quanto do SIN.

## 5.2 Projeção

No ano de 2018, a economia brasileira mostra sinais de uma retomada gradual, porém, a ritmo pouco inferior do que o esperado à época da elaboração das projeções da 2ª Revisão Quadrimestral de 2018. Como consequência, a projeção de PIB para 2018 foi revisada de 1,6% para 1,4%, fato que se refletiu na projeção do consumo na rede do SIN, revisada de 1,6% para 1,1%.

Para o período 2019-2023, foram mantidas as mesmas projeções de crescimento do PIB da 2ª Revisão Quadrimestral, dado o elevado grau de incerteza sobre a evolução da economia. Desta forma, até 2023, estima-se que o consumo no SIN cresça à taxa média de 3,8% anuais. Com isso, a projeção do consumo na rede para o ano 2022 encontra-se 1,7 TWh abaixo do montante previsto na 2ª Revisão Quadrimestral 2018-2022, conforme pode ser observado na Tabela 5.

**Tabela 5. SIN. Consumo projetado de energia elétrica, 2019-2023**

Período	Unid.	2019	2020	2021	2022	2023
PREVISÃO 2ª RQ 2018 [A] (1)	GWh	470.598	487.841	506.132	525.494	546.131
PLAN 2018-2023 [B] (2)	GWh	469.361	487.515	505.681	523.921	544.473
DESVIO [B] - [A]	GWh	-1.237	-326	-452	-1.573	-1.658
DESVIO [B] / [A]	%	-0,3%	-0,1%	-0,1%	-0,3%	-0,3%

(1) Previsão da 2ª Revisão Quadrimestral de 2018.

(2) Previsão atual apresentada nesta nota técnica para a Previsão de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2019-2023.

Fonte: EPE/ONS/CCEE.

Apresenta-se na Tabela 6 a projeção do consumo na rede do SIN por classe e por subsistema.

O subsistema que apresenta maior crescimento no período quinquenal é o Norte, devido à retomada de setores eletrointensivos na região. Dessa forma, o subsistema Norte, que em 2019 tem uma participação estimada de 7,5% no consumo do SIN, aumentaria sua participação para 7,8% em 2023, conforme pode ser visto no Gráfico 3. Entretanto, apesar deste crescimento, a classe industrial continua a sua gradativa redução de participação no consumo no SIN, de 36,1% em 2019 contra 35,3% em 2023.

Já no subsistema Sudeste/Centro-Oeste boa parte da perda participativa apresenta-se sob a forma de um menor crescimento relativo da baixa tensão em relação aos demais subsistemas.

Espera-se que o consumo industrial no SIN nesse período apresente uma taxa média de crescimento de 3,2% ao ano, influenciado pela retomada gradual de alguns setores intensivos em energia, em especial, do setor produtor de alumínio primário. As classes residencial e comercial devem registrar taxas de crescimento anuais de 3,9% e 4,0%, respectivamente.

As outras classes de consumo praticamente aumentam sua participação no período, em consonância com a expectativa de ganho de importância do setor agropecuário na economia brasileira. Desta forma, as outras classes chegam em 2023 com ganhos de 0,6% de incremento na representatividade, conforme demonstrado no Gráfico 4.

Tabela 6. SIN. Projeção do consumo de energia elétrica na rede (GWh), 2019-2023

Consumo na Rede	2019	2020	2021	2022	2023	Δ% ao ano 2019-2023
<b>SIN</b>	<b>487.515</b>	<b>505.681</b>	<b>523.921</b>	<b>544.473</b>	<b>565.808</b>	<b>3,8%</b>
<i>Projeção por classe de consumo</i>						
Residencial	139.640	145.138	150.807	156.532	162.419	3,9%
Industrial	176.138	181.558	186.416	193.152	199.987	3,2%
Comercial	91.565	95.192	99.028	103.046	107.290	4,0%
Outras classes	80.173	83.792	87.670	91.744	96.112	4,6%
<i>Projeção por subsistema interligado</i>						
Norte	36.448	37.912	39.223	41.871	44.359	5,0%
Nordeste	76.742	80.288	83.762	87.514	91.378	4,5%
Sudeste/CO	285.132	294.996	304.954	315.407	326.591	3,5%
Sul	89.193	92.484	95.982	99.681	103.480	3,8%

Fonte: EPE/ONS/CCEE.

Gráfico 3. SIN. Estrutura do consumo por subsistema (%)

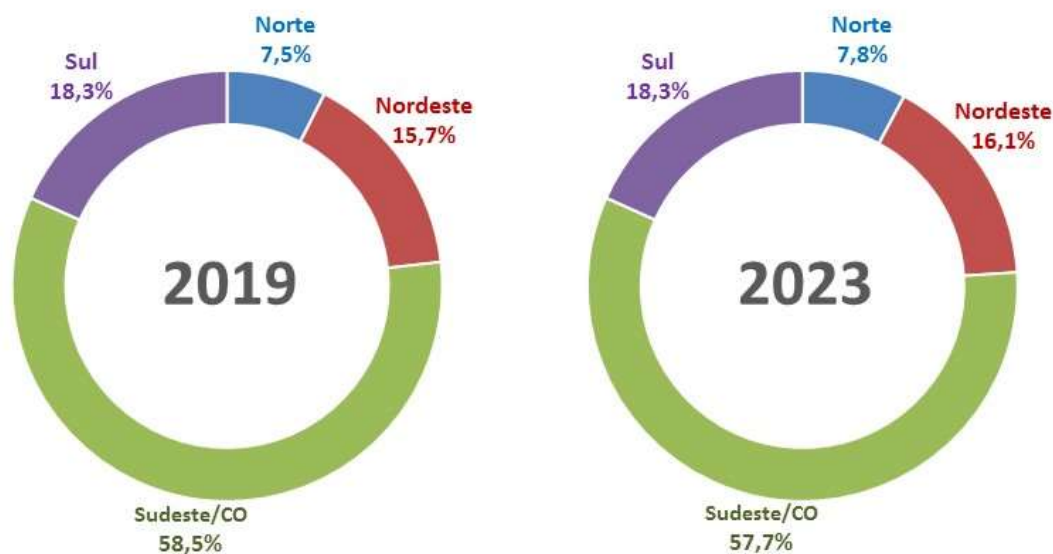
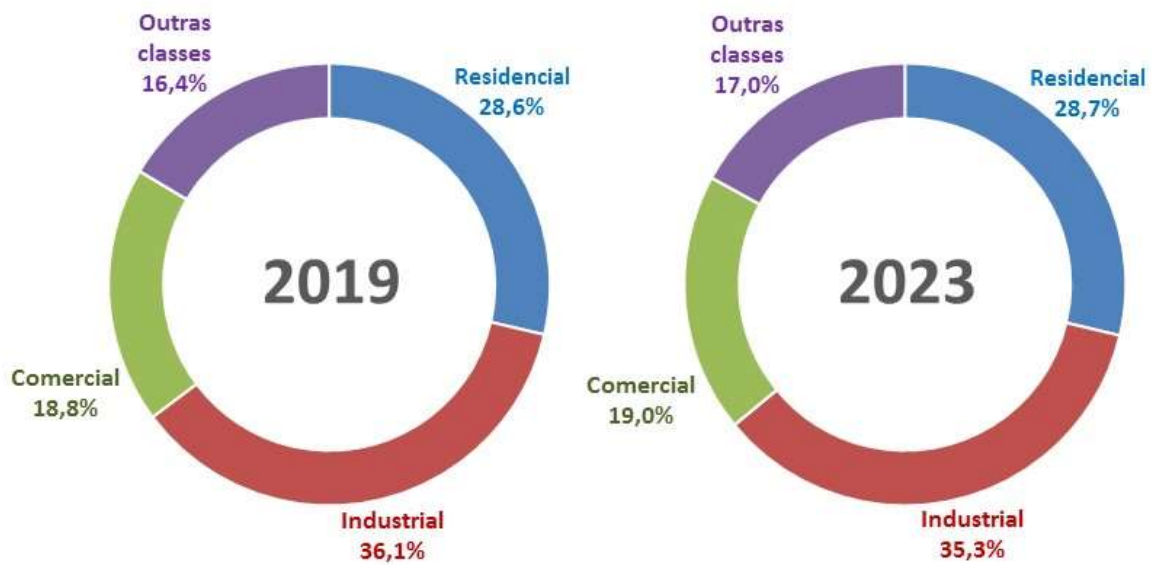


Gráfico 4. SIN. Estrutura do consumo por classe (%)



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

## 6 PROJEÇÃO DA CARGA DE ENERGIA NO SIN, 2019-2023

Em função da conjuntura econômica atual, do comportamento da carga ao longo do ano de 2018 e das perspectivas para os próximos anos, nomeadamente no que se refere ao cenário de crescimento econômico e às expectativas de investimento, e tomando por base a previsão do consumo de energia apresentada na seção 5, a projeção da carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2019-2023 foi revista em relação à projeção da 2ª Revisão Quadrimestral de 2018, a qual foi utilizada nos Programas Mensais de Operação de setembro de 2018.

A previsão da carga de energia, realizada a partir da previsão do consumo, contempla a agregação de parcela de perdas. As perdas totais englobam as chamadas perdas técnicas inerentes ao transporte da energia elétrica na rede de transmissão e distribuição e as denominadas perdas não técnicas, que consideram ligações irregulares/clandestinas, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, efeito calendário, etc. Adicionalmente, as perdas totais contabilizam outras diferenças relativas aos próprios conceitos utilizados de carga global (ONS) e de consumo na rede (EPE), como é o caso de alguns consumidores livres conectados na Rede Básica que possuem autoprodução de energia, cujo consumo é integralmente considerado na carga global, porém não no consumo na rede.

O cenário considerado para a evolução das perdas e diferenças (perdas técnicas, comerciais, parcela do consumo próprio e parcela de autoprodutor clássico), por subsistema do SIN, contempla diversos fatores, a saber: a) programas de redução de perdas das empresas concessionárias de distribuição, b) maior predominância de geração termoelétrica que diminui as perdas na transmissão, c) maior predominância de geração termelétrica que aumenta o consumo próprio nas usinas, d) maior participação relativa das classes de consumo supridas em baixa tensão (residencial e comercial/serviços) na carga total tende a aumentar as perdas técnicas, e) entrada, no despacho centralizado do SIN, de novas usinas de autoprodução clássica, que aumenta esta fração na carga e não aumenta no mercado das distribuidoras.

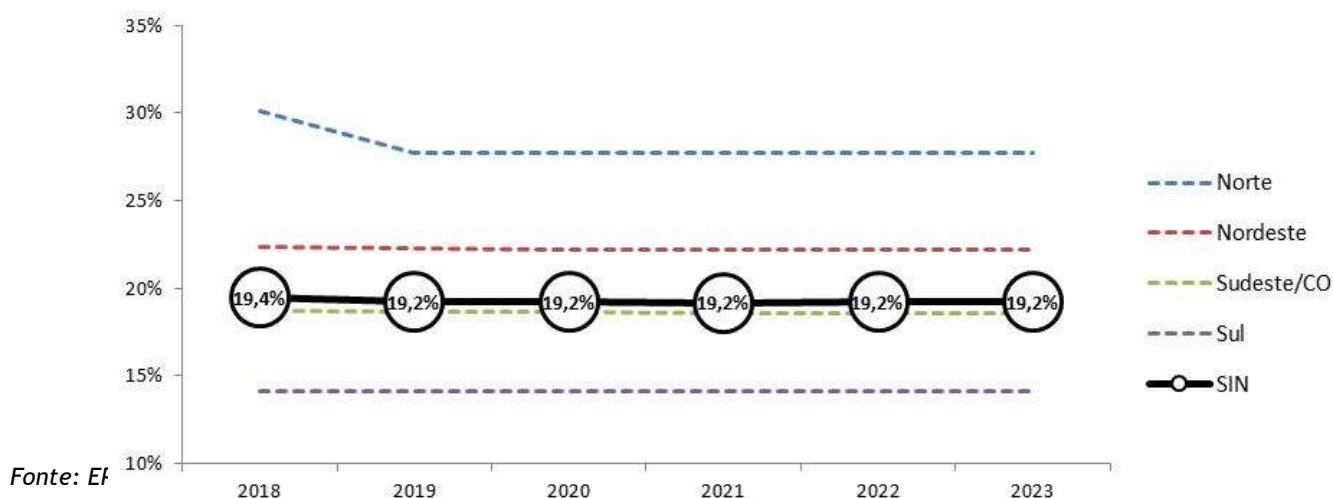
No subsistema Norte, foram verificadas em 2018 temperaturas altas em relação aos valores típicos para essa época do ano, corroborando para o incremento da carga de energia. Apesar disso, não se observou aumento do consumo residencial faturado que, concomitante à redução do consumo industrial (sobretudo advindo de eletrointensivos), provocou uma alta do índice de “perdas e diferenças” no ano de 2018. Desta forma, considerando-se que no subsistema Norte as temperaturas devem retornar a níveis típicos e que o cenário adotado contempla retomada da utilização de capacidade instalada de grandes consumidores, adotou-se o nível de “perdas e diferenças” observado no ano de 2017 para o horizonte 2019-2023.

Nesta projeção, as “perdas e diferenças” do SIN foram mantidas constantes entre 2019 e 2023, em percentual da carga de energia.



O Gráfico 5 apresenta as trajetórias de “perdas e diferenças” adotadas para cada subsistema elétrico no horizonte em análise.

**Gráfico 5. SIN e Subsistemas. Índice de perdas e diferenças 2018-2023 (%)**



Fonte: Ef

Com base na projeção do consumo total (seção 5) e na evolução do índice de perdas e diferenças, projetou-se a carga de energia anual por subsistema para o período 2019-2023, conforme apresentado na Tabela 7. A Tabela 8 mostra as respectivas variações anuais de carga.

Os resultados da projeção da carga, detalhados em valores mensais por subsistema, são apresentados em Anexo.

**Tabela 7. SIN. Projeção da carga de energia (MWmédio), 2019-2023**

Subsistema	2019	2020	2021	2022	2023	Δ% ao ano 2019-2023
Norte	5.755	5.986	6.193	6.612	7.004	5,0%
Nordeste	11.272	11.785	12.289	12.837	13.403	4,4%
Sudeste/CO	40.015	41.380	42.763	44.222	45.789	3,4%
Sul	11.856	12.290	12.753	13.243	13.747	3,8%
<b>SIN</b>	<b>68.897</b>	<b>71.441</b>	<b>73.998</b>	<b>76.912</b>	<b>79.944</b>	<b>3,8%</b>

Fonte: EPE/ONS/CCEE.

**Tabela 8. SIN. Acréscimos anuais da carga de energia (MWmédio), 2019-2023**

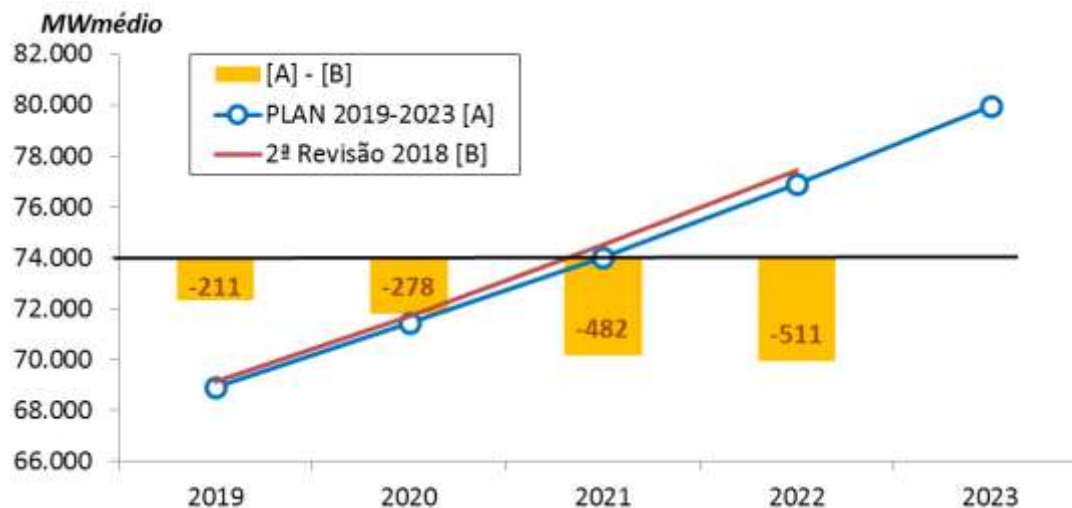
Subsistema	2019	2020	2021	2022	2023
Norte	350	231	207	418	393
Nordeste	453	513	504	548	567
Sudeste/CO	1.199	1.365	1.383	1.459	1.567
Sul	386	434	463	490	505
<b>SIN</b>	<b>2.388</b>	<b>2.543</b>	<b>2.557</b>	<b>2.915</b>	<b>3.032</b>

Fonte: EPE/ONS/CCEE.

O Gráfico 6 mostra a diferença entre a atual previsão da carga de energia do SIN (Previsão de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2019-2023) e a previsão anterior (2ª Revisão Quadrimestral da Carga de 2018). A previsão atual da carga de energia do SIN para

2018 situa-se 136 MWmédio abaixo da previsão anterior. Para os anos subsequentes, isto é, para o período até 2023, prevê-se um crescimento médio anual da carga de energia do SIN de 3,7% ao ano, representando uma expansão média anual de 2.687 MWmédio. A previsão da carga de energia para o ano de 2022 resulta 511 MWmédio inferior à previsão anterior.

Gráfico 6. SIN. Carga de energia: PLAN 2018 versus 2ª Revisão Quadrimestral 2018



Fonte: EPE/ONS/CCEE.

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

## 7 PROJEÇÃO DA CARGA DE DEMANDA NO SIN, 2019-2023

Para as projeções de demanda integrada desta Previsão de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2019-2023, foram utilizados fatores de carga médios mensais dos últimos três anos, além de meses realizados de 2018, levando-se em consideração o total da geração de usinas despachadas e não despachadas pelo ONS, e admitiu-se que tais fatores de carga venham a se manter aproximadamente constantes ao longo do horizonte do estudo.

Desta forma, para cada subsistema, a demanda integrada mensal é obtida a partir da razão entre a projeção da carga de energia e os fatores de carga médios mensais. Já para os sistemas Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste/Sul, além do Sistema Interligado Nacional em momento posterior, a demanda integrada mensal é obtida a partir da aplicação de fatores de diversidade médios históricos na soma das demandas integradas de seus respectivos subsistemas integrantes.

A projeção da demanda máxima integrada anual resulta, então, do valor máximo mensal de demanda integrada e, conseqüentemente, o fator de carga anual é decorrente da razão entre carga de energia e demanda integrada anuais.

Já a demanda máxima instantânea mensal foi calculada, para todo o período em estudo, a partir da demanda máxima integrada, utilizando-se fatores de relação “Demanda Máxima Instantânea/Demanda Máxima Integrada” mensais, estimados, igualmente, com base no histórico. A demanda instantânea mensal dos sistemas Norte/Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste/Sul e do SIN é obtida pelo valor mínimo entre a demanda integrada multiplicada pela relação “Demanda Máxima Instantânea/Demanda Máxima Integrada” e a soma das demandas instantâneas de seus respectivos subsistemas integrantes. Por fim, o valor anual de demanda máxima instantânea resulta do valor máximo mensal de demanda instantânea. Os resultados obtidos estão resumidos na Tabela 9 e na Tabela 10.

**Tabela 9. SIN e subsistemas. Projeção da Demanda Máxima Integrada (MWh/h)**

Subsistema	2019	2020	2021	2022	2023
Norte	6.946	7.192	7.442	7.938	8.377
Nordeste	13.920	14.553	15.176	15.852	16.552
Sudeste/CO	52.795	54.586	56.421	58.345	60.413
Sul	18.102	18.759	19.471	20.220	20.991
<b>N/NE</b>	<b>20.772</b>	<b>21.647</b>	<b>22.517</b>	<b>23.684</b>	<b>24.659</b>
<b>S/SE/CO</b>	<b>70.666</b>	<b>73.104</b>	<b>75.618</b>	<b>78.312</b>	<b>81.069</b>
<b>SIN</b>	<b>90.150</b>	<b>93.460</b>	<b>96.750</b>	<b>100.551</b>	<b>104.369</b>

Fonte: EPE/ONS/CCEE.

**Tabela 10. SIN e subsistemas. Projeção da Demanda Máxima Instantânea (MW)**

Subsistema	2019	2020	2021	2022	2023
Norte	7.043	7.289	7.539	8.051	8.554
Nordeste	14.036	14.674	15.303	15.984	16.690
Sudeste/CO	53.266	55.073	56.924	58.866	60.952
Sul	18.268	18.932	19.650	20.406	21.183
<b>N/NE</b>	<b>20.920</b>	<b>21.801</b>	<b>22.677</b>	<b>23.852</b>	<b>24.833</b>
<b>S/SE/CO</b>	<b>71.243</b>	<b>73.701</b>	<b>76.236</b>	<b>78.952</b>	<b>81.732</b>
<b>SIN</b>	<b>90.908</b>	<b>94.245</b>	<b>97.565</b>	<b>101.397</b>	<b>105.245</b>

Fonte: EPE/ONS/CCEE.

## **ANEXOS**

A: PROJEÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NA REDE

B: PROJEÇÃO DA CARGA MENSAL DO SIN

## ANEXO A: PROJEÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NA REDE

### SIN e Subsistemas. Consumo por classe de consumidores, em GWh

Subsistema/Classe	2019	2020	2021	2022	2023	Δ% ao ano 2019-2023
<b>Norte</b>	<b>36.448</b>	<b>37.912</b>	<b>39.223</b>	<b>41.871</b>	<b>44.359</b>	<b>5,0%</b>
Residencial	10.218	10.718	11.236	11.764	12.310	4,8%
Industrial	16.408	16.912	17.209	18.805	20.182	5,3%
Comercial	4.973	5.164	5.366	5.578	5.801	3,9%
Outras	4.848	5.118	5.411	5.724	6.065	5,8%
<b>Nordeste</b>	<b>76.742</b>	<b>80.288</b>	<b>83.762</b>	<b>87.514</b>	<b>91.378</b>	<b>4,5%</b>
Residencial	25.620	27.019	28.490	29.999	31.580	5,4%
Industrial	21.752	22.482	22.963	23.603	24.163	2,7%
Comercial	13.811	14.398	15.021	15.676	16.371	4,3%
Outras	15.559	16.389	17.288	18.236	19.263	5,5%
<b>Sudeste/Centro-Oeste</b>	<b>285.132</b>	<b>294.996</b>	<b>304.954</b>	<b>315.407</b>	<b>326.591</b>	<b>3,5%</b>
Residencial	81.357	84.188	87.085	89.989	92.950	3,4%
Industrial	104.458	107.644	110.637	113.936	117.666	3,0%
Comercial	57.131	59.345	61.681	64.127	66.704	3,9%
Outras	42.187	43.819	45.550	47.355	49.270	4,0%
<b>Sul</b>	<b>89.193</b>	<b>92.484</b>	<b>95.982</b>	<b>99.681</b>	<b>103.480</b>	<b>3,8%</b>
Residencial	22.445	23.212	23.996	24.780	25.578	3,3%
Industrial	33.520	34.521	35.606	36.807	37.975	3,2%
Comercial	15.650	16.286	16.959	17.666	18.413	4,1%
Outras	17.578	18.465	19.421	20.428	21.514	5,2%
<b>SIN</b>	<b>487.515</b>	<b>505.681</b>	<b>523.921</b>	<b>544.473</b>	<b>565.808</b>	<b>3,8%</b>
Residencial	139.640	145.138	150.807	156.532	162.419	3,9%
Industrial	176.138	181.558	186.416	193.152	199.987	3,2%
Comercial	91.565	95.192	99.028	103.046	107.290	4,0%
Outras	80.173	83.792	87.670	91.744	96.112	4,6%

Fonte: EPE/ONS/CCEE.

## ANEXO B: PROJEÇÃO DA CARGA MENSAL DO SIN

### Carga de Energia (MWmédio)

#### Subsistema Norte

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2019	5.282	5.707	5.810	5.824	5.793	5.607	5.645	5.917	5.977	5.898	5.859	5.745	5.755
2020	5.844	5.906	6.010	6.026	5.993	5.801	5.839	6.122	6.185	6.102	6.063	5.944	5.986
2021	6.046	6.110	6.218	6.235	6.200	6.001	6.041	6.333	6.399	6.313	6.273	6.149	6.193
2022	6.454	6.523	6.638	6.656	6.618	6.407	6.449	6.761	6.831	6.739	6.696	6.564	6.612
2023	6.837	6.910	7.032	7.051	7.011	6.787	6.832	7.162	7.237	7.140	7.094	6.954	7.004

#### Subsistema Nordeste

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2019	11.416	11.429	11.634	11.441	11.169	10.878	10.708	10.867	11.153	11.442	11.571	11.567	11.272
2020	11.936	11.948	12.163	11.961	11.676	11.373	11.195	11.361	11.660	11.962	12.097	12.093	11.785
2021	12.447	12.460	12.684	12.474	12.176	11.860	11.674	11.847	12.159	12.475	12.615	12.611	12.289
2022	13.001	13.015	13.249	13.029	12.719	12.388	12.194	12.375	12.701	13.030	13.177	13.173	12.837
2023	13.575	13.590	13.834	13.605	13.281	12.935	12.733	12.922	13.262	13.606	13.759	13.755	13.403

#### Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2019	40.929	42.577	41.642	40.218	38.852	38.209	38.135	39.158	39.998	40.670	39.986	39.999	40.015
2020	42.318	44.022	43.054	41.582	40.170	39.505	39.429	40.487	41.355	42.050	41.342	41.356	41.380
2021	43.740	45.501	44.502	42.980	41.520	40.833	40.754	41.848	42.745	43.463	42.732	42.746	42.763
2022	45.232	47.053	46.020	44.446	42.936	42.226	42.144	43.275	44.203	44.945	44.190	44.204	44.222
2023	46.835	48.721	47.651	46.021	44.458	43.723	43.638	44.809	45.770	46.539	45.756	45.771	45.789

#### Subsistema Sul

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2019	12.668	13.154	12.440	11.564	11.304	11.342	11.489	11.526	11.385	11.605	11.871	12.005	11.856
2020	13.128	13.632	12.892	11.984	11.715	11.754	11.906	11.945	11.798	12.026	12.302	12.441	12.290
2021	13.626	14.149	13.381	12.438	12.159	12.200	12.358	12.398	12.246	12.483	12.769	12.913	12.753
2022	14.150	14.693	13.896	12.917	12.627	12.669	12.833	12.875	12.717	12.963	13.260	13.410	13.243
2023	14.689	15.253	14.425	13.409	13.108	13.152	13.322	13.365	13.202	13.457	13.766	13.921	13.747

#### Sistema Interligado Nacional

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2019	70.295	72.867	71.526	69.046	67.117	66.036	65.977	67.468	68.512	69.615	69.288	69.317	68.897
2020	73.225	75.508	74.120	71.553	69.553	68.433	68.369	69.914	70.998	72.140	71.805	71.834	71.441
2021	75.859	78.221	76.785	74.127	72.055	70.894	70.827	72.426	73.549	74.733	74.389	74.419	73.998
2022	78.837	81.285	79.802	77.047	74.900	73.690	73.620	75.286	76.452	77.678	77.324	77.351	76.912
2023	81.937	84.475	82.943	80.086	77.858	76.597	76.525	78.258	79.470	80.741	80.375	80.400	79.944

Fonte: EPE/ONS/CCEE.



## Demanda Máxima Integrada (MWh/h)

### Subsistema Norte

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2019	6.150	6.606	6.846	6.819	6.841	6.490	6.434	6.844	6.897	6.778	6.797	6.946	6.946
2020	6.814	6.887	7.086	7.062	7.080	6.711	6.656	7.080	7.138	7.013	7.022	7.192	7.192
2021	7.049	7.081	7.331	7.306	7.326	6.943	6.886	7.324	7.383	7.255	7.263	7.442	7.442
2022	7.527	7.560	7.823	7.799	7.819	7.410	7.350	7.819	7.884	7.745	7.752	7.938	7.938
2023	7.991	7.968	8.169	8.228	8.235	7.790	7.716	8.283	8.377	8.205	8.164	8.218	8.377

### Subsistema Nordeste

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2019	13.340	13.651	13.685	13.614	13.220	12.808	12.396	12.795	13.096	13.477	13.666	13.920	13.920
2020	13.947	14.272	14.307	14.233	13.821	13.390	12.960	13.377	13.691	14.090	14.287	14.553	14.553
2021	14.544	14.883	14.920	14.842	14.413	13.964	13.515	13.950	14.277	14.693	14.899	15.176	15.176
2022	15.192	15.546	15.585	15.504	15.055	14.586	14.117	14.572	14.914	15.348	15.563	15.852	15.852
2023	15.863	16.232	16.273	16.188	15.720	15.230	14.741	15.215	15.572	16.026	16.250	16.552	16.552

### Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2019	51.656	52.772	51.637	49.544	48.476	48.138	47.811	48.120	50.577	52.795	51.131	49.689	52.795
2020	53.400	54.559	53.378	51.215	50.111	49.762	49.422	49.742	52.281	54.586	52.865	51.362	54.586
2021	55.179	56.369	55.157	52.921	51.780	51.417	51.068	51.397	54.021	56.421	54.643	53.088	56.421
2022	57.087	58.322	57.067	54.756	53.576	53.202	52.840	53.182	55.896	58.345	56.508	54.901	58.345
2023	59.129	60.317	59.067	56.643	55.408	55.005	54.670	55.027	57.831	60.413	58.483	56.795	60.413

### Subsistema Sul

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2019	17.604	18.102	17.242	15.737	14.861	14.682	14.885	14.764	15.123	15.612	16.250	16.799	18.102
2020	18.243	18.759	17.868	16.309	15.401	15.215	15.425	15.300	15.673	16.179	16.840	17.409	18.759
2021	18.935	19.471	18.547	16.928	15.985	15.792	16.011	15.881	16.268	16.793	17.479	18.070	19.471
2022	19.663	20.220	19.260	17.579	16.600	16.400	16.626	16.492	16.893	17.438	18.151	18.765	20.220
2023	20.413	20.991	19.994	18.249	17.233	17.025	17.260	17.120	17.537	18.103	18.843	19.480	20.991

### Sistema Norte/Nordeste

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2019	19.342	20.079	20.315	20.252	19.858	19.266	18.581	19.571	19.830	20.009	20.320	20.772	20.772
2020	20.603	20.973	21.168	21.107	20.689	20.068	19.357	20.386	20.659	20.846	21.160	21.647	21.647
2021	21.430	21.771	22.017	21.953	21.518	20.872	20.132	21.200	21.483	21.682	22.008	22.517	22.517
2022	22.547	22.903	23.162	23.097	22.643	21.960	21.183	22.313	22.611	22.812	23.153	23.684	23.684
2023	23.673	23.988	24.185	24.201	23.712	22.982	22.159	23.416	23.754	23.936	24.244	24.659	24.659

### Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2019	68.474	70.666	68.106	64.700	63.046	62.361	62.189	62.320	65.214	67.754	66.723	65.985	70.666
2020	70.830	73.104	70.448	66.923	65.210	64.503	64.324	64.459	67.450	70.090	69.024	68.251	73.104
2021	73.273	75.618	72.877	69.227	67.453	66.719	66.538	66.674	69.768	72.515	71.418	70.619	75.618
2022	75.879	78.312	75.470	71.691	69.853	69.094	68.906	69.048	72.250	75.061	73.929	73.109	78.312
2023	78.639	81.069	78.174	74.225	72.306	71.504	71.350	71.499	74.809	77.767	76.570	75.697	81.069

### Sistema Interligado Nacional

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2019	87.129	90.150	87.818	84.176	81.608	80.387	79.951	81.029	84.516	87.436	86.292	85.845	90.150
2020	90.718	93.460	90.991	87.225	84.557	83.285	82.832	83.952	87.563	90.597	89.407	88.953	93.460
2021	93.962	96.750	94.247	90.347	87.581	86.259	85.790	86.950	90.686	93.846	92.620	92.157	96.750
2022	97.656	100.551	97.959	93.922	91.050	89.669	89.175	90.400	94.273	97.508	96.245	95.775	100.551
2023	101.512	104.369	101.660	97.526	94.518	93.050	92.560	93.917	97.952	101.325	99.945	99.302	104.369

Fonte: EPE/ONS/CCEE.

## Demanda Máxima Instantânea (MW)

### Subsistema Norte

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2019	6.219	6.696	6.934	6.906	6.948	6.609	6.548	6.939	7.043	6.873	6.860	7.018	7.043
2020	6.891	6.980	7.177	7.152	7.191	6.834	6.774	7.178	7.289	7.111	7.087	7.266	7.289
2021	7.129	7.177	7.426	7.400	7.440	7.070	7.008	7.425	7.539	7.356	7.331	7.519	7.539
2022	7.611	7.662	7.924	7.899	7.942	7.546	7.480	7.928	8.051	7.853	7.824	8.020	8.051
2023	8.081	8.076	8.275	8.333	8.364	7.933	7.852	8.397	8.554	8.320	8.240	8.303	8.554

### Subsistema Nordeste

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2019	13.473	13.771	13.846	13.718	13.327	12.910	12.552	12.861	13.291	13.557	13.742	14.036	14.036
2020	14.086	14.397	14.476	14.342	13.933	13.497	13.122	13.446	13.896	14.173	14.367	14.674	14.674
2021	14.689	15.014	15.096	14.957	14.530	14.076	13.684	14.022	14.491	14.780	14.982	15.303	15.303
2022	15.344	15.683	15.769	15.623	15.177	14.703	14.294	14.646	15.137	15.439	15.650	15.984	15.984
2023	16.021	16.375	16.465	16.313	15.847	15.352	14.925	15.293	15.805	16.120	16.341	16.690	16.690

### Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2019	52.023	53.199	51.983	49.999	49.076	49.041	48.726	49.225	51.203	53.266	51.649	50.242	53.266
2020	53.779	55.002	53.736	51.685	50.731	50.695	50.369	50.884	52.928	55.073	53.401	51.934	55.073
2021	55.570	56.826	55.526	53.407	52.420	52.381	52.046	52.577	54.690	56.924	55.197	53.679	56.924
2022	57.492	58.795	57.449	55.259	54.239	54.200	53.852	54.402	56.588	58.866	57.080	55.513	58.866
2023	59.549	60.806	59.462	57.163	56.093	56.037	55.717	56.290	58.547	60.952	59.075	57.427	60.952

### Subsistema Sul

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2019	17.760	18.268	17.391	15.817	15.108	15.049	15.346	15.166	15.450	15.807	16.438	16.908	18.268
2020	18.405	18.932	18.022	16.391	15.657	15.596	15.904	15.717	16.011	16.381	17.035	17.522	18.932
2021	19.103	19.650	18.706	17.013	16.251	16.188	16.507	16.313	16.619	17.003	17.682	18.187	19.650
2022	19.838	20.406	19.426	17.667	16.876	16.810	17.142	16.940	17.258	17.657	18.362	18.887	20.406
2023	20.594	21.183	20.166	18.341	17.519	17.451	17.795	17.586	17.916	18.330	19.062	19.606	21.183

### Sistema Norte/Nordeste

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2019	19.486	20.342	20.562	20.357	20.091	19.486	18.814	19.755	20.062	20.152	20.491	20.920	20.920
2020	20.756	21.247	21.424	21.216	20.932	20.297	19.599	20.578	20.901	20.995	21.338	21.801	21.801
2021	21.589	22.056	22.284	22.067	21.771	21.110	20.384	21.400	21.735	21.837	22.193	22.677	22.677
2022	22.714	23.203	23.442	23.216	22.908	22.210	21.449	22.523	22.875	22.975	23.347	23.852	23.852
2023	23.848	24.301	24.476	24.324	23.989	23.243	22.435	23.636	24.031	24.106	24.446	24.833	24.833

### Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2019	69.089	71.243	68.587	65.152	63.848	63.559	63.418	63.707	66.023	68.406	67.324	66.409	71.243
2020	71.466	73.701	70.945	67.390	66.040	65.741	65.595	65.894	68.288	70.764	69.647	68.690	73.701
2021	73.931	76.236	73.392	69.711	68.311	68.000	67.852	68.158	70.635	73.213	72.063	71.074	76.236
2022	76.561	78.952	76.004	72.193	70.742	70.421	70.267	70.585	73.148	75.783	74.597	73.579	78.952
2023	79.346	81.732	78.726	74.744	73.226	72.877	72.759	73.091	75.739	78.516	77.262	76.184	81.732

### Sistema Interligado Nacional

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2019	87.733	90.908	88.509	84.844	83.602	83.045	82.232	82.278	85.275	88.186	86.963	86.405	90.908
2020	91.347	94.245	91.706	87.917	86.623	86.038	85.194	85.247	88.349	91.375	90.102	89.533	94.245
2021	94.614	97.565	94.988	91.065	89.722	89.110	88.237	88.291	91.500	94.652	93.341	92.759	97.565
2022	98.334	101.397	98.730	94.669	93.276	92.630	91.716	91.795	95.120	98.346	96.994	96.401	101.397
2023	102.217	105.245	102.457	98.299	96.827	96.120	95.194	95.365	98.832	102.194	100.721	99.946	105.245

Fonte: EPE/ONS/CCEE.