



**Universidade de Brasília - UnB  
Faculdade UnB Gama - FGA  
Curso de Engenharia de Energia**

**ANÁLISE DO CRESCIMENTO DO SISTEMA ISOLADO NA  
REGIÃO NORTE ENTRE 2020 E 2050 E SEUS IMPACTOS  
ECONÔMICOS PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.**

**Autor: Abia Matos de Oliveira  
Orientador: Fernando Paiva Scardua**

**Brasília, DF  
2021**



**ABIA MATOS DE OLIVEIRA**

**ANÁLISE DO CRESCIMENTO DO SISTEMA ISOLADO NA REGIÃO NORTE  
ENTRE 2020 E 2050 E SEUS IMPACTOS ECONÔMICOS PARA O SETOR  
ELÉTRICO BRASILEIRO.**

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Fernando Paiva Scardua.

**Brasília, DF  
2021**

## **CIP – Catalogação Internacional da Publicação\***

Oliveira, Abia Matos.

Análise do crescimento do Sistema Isolado na Região Norte entre 2020 e 2050 e seus impactos econômicos para o Setor Elétrico Brasileiro / Abia Matos de Oliveira. Brasília: UnB, 2021. 105 p. : il. ; 29,5 cm.

Monografia (Graduação) – Universidade de Brasília  
Faculdade do Gama, Brasília, 2021. Orientação: Fernando  
Paiva Scardua.

1. Sistema Isolado. 2. Planejamento do Setor Elétrico. 3. Região Norte I. Fernando Paiva Scardua. II. Análise do crescimento do Sistema Isolado na Região Norte entre 2020 e 2050 e seus impactos econômicos para o Setor Elétrico Brasileiro.

CDU Classificação



## **REGULAMENTO E NORMA PARA REDAÇÃO DE RELATÓRIOS DE PROJETOS DE GRADUAÇÃO FACULDADE DO GAMA - FGA**

**Abia Oliveira**

Monografia submetida como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia da Faculdade UnB Gama - FGA, da Universidade de Brasília, em 20/ 05/ 2021 apresentada e aprovada pela banca examinadora abaixo assinada:

---

**Prof. Dr.: Fernando Paiva Scardua, UnB/ FGA**  
Orientador

---

**Prof. Dr<sup>a</sup>.: Paula Meyer Soares, UnB/ FGA**  
Membro Convidado

---

**Prof. Dr.: Alex Reis, UnB/ FGA**  
Membro Convidado

Brasília, DF  
2021

Esse trabalho é dedicado aos meus pais que sempre me deram apoio incondicional para que eu pudesse alcançar meus objetivos.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a Deus, por ter me dado persistência e forças para superar as dificuldades. Que este trabalho e minha vida resultem em glórias ao Seu nome.

Aos meus pais, Laura e Ney Márcio, pelo amor, pelo exemplo e por nunca medirem esforços para que eu pudesse alcançar meus objetivos. Sem eles este trabalho não seria possível. A minha irmã querida Catharina, por ser uma boa amiga e estar sempre ao meu lado. Ao meu namorado Walter por me ouvir, apoiar e incentivar em todos os momentos.

Ao meu orientador Fernando Scardua, por sua dedicação, paciência e por todo aprendizado durante o curso que fizeram grande diferença no resultado final deste trabalho.

Também agradeço a minhas amigas Milena, Larissa e Lourrany as quais compartilhei a dificuldades e conquistas, e sempre foram fonte de apoio e motivação.

.



E tudo quanto fizerdes, fazei-o de todo o coração, como para o Senhor e não para homens. Colossenses 3:23.



## RESUMO

Os cerca de 212 Sistemas Isolados do Brasil, concentrados na Região Norte, representam aproximadamente 1% do consumo nacional de energia elétrica, sendo historicamente atendidos por meio de geradores a diesel, uma solução cara, poluente e dependente de uma complexa logística de fornecimento de combustível. Esta dissertação tem por objetivo estimar a demanda de energia até 2050 nas regiões atendidas pelo Sistema Isolado, por meio do modelo de projeção de demanda utilizado no Plano Nacional de Energia 2050, levando em consideração as premissas e particularidades do Sistema Isolado, e analisar os impactos do crescimento da demanda na Conta de Consumo de Combustíveis levando em consideração cenários de arranjos de diferentes fontes de geração de energia, entre elas a mesma configuração do parque gerador atual do Sistema Isolado, que consiste em 94% proveniente de geradores a diesel. Como resultado, foi possível comparar cenários com diferentes arranjos de fontes e que a inserção de fontes alternativas no parque gerador do Sistema Isolado pode representar redução de cerca de 6% nos custos de geração, valor que corresponde a economia de 450 milhões de reais. É necessária a intensificação de pesquisas de fontes alternativas ao óleo diesel, que sejam mais baratas e que tragam menos impacto ao meio ambiente, bem como o desenvolvimento de políticas públicas de incentivo a diversificação do parque gerador de regiões remotas de forma a tornar a modicidade tarifária uma realidade tanto para o Sistema Interligado quanto para a população dependente do Sistema Isolado.

**Palavras-chave:** Sistema Isolado, Planejamento do Setor Elétrico, Região Norte, Demanda de Energia.

## ABSTRACT

The approximately 212 Isolated Systems in Brazil, concentrated in the North Region, represent approximately 1% of the national consumption of electric energy, being historically served by diesel generators, an expensive, polluting solution and dependent on a complex fuel supply logistics. This dissertation aims to estimate energy demand by 2050 in the regions served by the Isolated System, using the demand projection model used in the 2050 National Energy Plan, taking into account the assumptions and particularities of the Isolated System, and to analyze the impacts the growth in demand in the Fuel Consumption Account, taking into account scenarios of arrangements for different sources of energy generation, including the same configuration as the current generator set in the Isolated System, which consists of 94% from diesel generators. As a result, it was possible to compare scenarios with different arrangements of sources and reaching the conclusion that the insertion of alternative sources in the generating system of the Isolated System can represent a reduction of about 6% in generation costs, a value that corresponds to savings of 450 million, in the context of this research. As a result, there is a need to intensify research on alternative sources to diesel oil, which are cheaper and have less impact on the environment, as well as public policies to encourage the diversification of the generating complex in remote regions in order to make the tariff moderateness a reality both for the Interconnected System and for the population dependent on the Isolated System.

**Keywords:** Isolated System, Electric Sector Planning, North Region, Energy Demand.



## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1. SISTEMAS ISOLADOS CICLO 2019 – HORIZONTE 2024. ....	1
FIGURA 2. CADEIA DE PLANEJAMENTO EM VIGOR NO SETOR ELÉTRICO.....	13
FIGURA 3: LINHA DO TEMPO DO HISTÓRICO DE REGULAÇÃO DO SISTEMA ISOLADO.....	16
FIGURA 4: DISTRIBUIÇÃO GEOGRÁFICA DOS SISTEMAS ISOLADOS.....	17
FIGURA 5. ORÇAMENTO DA CDE. ....	26
FIGURA 6: LINHA DO TEMPO DA CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS.....	31
FIGURA 7: FLUXO DE AÇÕES PARA REEMBOLSO MENSAL. ....	37
FIGURA 8: MAPA DE VELOCIDADE MÉDIA NO VENTO NO BRASIL. ....	39
FIGURA 9: RADIAÇÃO SOLAR GLOBAL DIÁRIA – MÉDIA ANUAL TÍPICA (WH/M <sup>2</sup> .DIA).....	44
FIGURA 10. FLUXOGRAMA DA MODELAGEM DA DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA. ....	54
FIGURA 11. PARTICIPAÇÃO SETORIAL NO CONSUMO DE ELETRICIDADE.....	55
FIGURA 12. EVOLUÇÃO DO CONSUMO FINAL DE ENERGIA FINAL POR CENÁRIO.....	57
FIGURA 13. REGIÕES COM POPULAÇÃO SEM ATENDIMENTO FORMAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ....	63
FIGURA 14. PARTICIPAÇÃO DA INDÚSTRIA DE TRANSFORMAÇÃO DA REGIÃO NORTE NO PIB DO BRASIL (2002 A 2014). ....	66
FIGURA 15. CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA EM RELAÇÃO AO PIB NO SETOR INDUSTRIAL (MWH). ....	67

## LISTA DE TABELAS

TABELA 1. CUSTO NIVELADO DA ENERGIA (R\$/MWH).....	48
TABELA 2. – VALOR PRESENTE LÍQUIDO DO CUSTO AO LONGO DO PERÍODO DE 15 ANOS, EM MILHÕES.....	48
TABELA 3. CUSTO NIVELADO DA ENERGIA (R\$/MWH).....	48
TABELA 4. – VALOR PRESENTE LÍQUIDO DO CUSTO AO LONGO DO PERÍODO DE 15 ANOS, EM MILHÕES.....	48
TABELA 5. PERCENTUAL DE CONSUMO DE ENERGIA NO SISTEMA ISOLADO (RELATÓRIO DE PLANEJAMENTO PARA ATENDIMENTO AOS SISTEMAS ISOLADOS- HORIZONTE 2024 – CICLO 2019). .....	50
TABELA 6. PERCENTUAL DE CONSUMO DE ENERGIA NO SISTEMA ISOLADO.....	51
TABELA 7. TAXA DE CRESCIMENTO GEOMÉTRICO PARA A POPULAÇÃO LOCAL. ....	59
TABELA 8. PROJEÇÃO DA POPULAÇÃO ATENDIDA PELO SISTEMA ISOLADO. ....	59
TABELA 9. NÚMERO MÉDIO DE HABITANTES POR DOMICÍLIO. ....	60
TABELA 10. PROJEÇÃO DE DOMICÍLIOS ATENDIDOS PELO SISTEMA ISOLADO.....	61
TABELA 11. PROJEÇÃO DE DOMICÍLIOS ATENDIDOS PELO SISTEMA ISOLADO.....	62
TABELA 12. PROJEÇÃO DE CONSUMO DA POPULAÇÃO NÃO ATENDIDA. ....	64
TABELA 13. GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIAIS - CONSUMO DE ELETRICIDADE (GWh). ....	68
TABELA 14. CONSUMO NO SETOR INDUSTRIAL EM 2020 (MWh).....	69
TABELA 15. PROJEÇÃO DO CONSUMO ANUAL NO SETOR INDUSTRIAL NO SISTEMA ISOLADO NOS CENÁRIOS SUPERIOR E INFERIOR.....	70
TABELA 16. HISTÓRICO DE CONSUMO DO SETOR COMERCIAL NO SISTEMA ISOLADO. ....	71
TABELA 17. CONSUMO NO SETOR COMERCIAL EM 2020 (MWh). ....	71
TABELA 18. PROJEÇÃO DO CONSUMO NO SETOR COMERCIAL NO SISTEMA ISOLADO NOS CENÁRIOS SUPERIOR E INFERIOR. ....	72
TABELA 19. CONSUMO NO SETOR AGROPECUÁRIO E OUTROS EM 2020 (MWh).....	72
TABELA 20. PROJEÇÃO DO CONSUMO NO SETOR AGROPECUÁRIO E OUTROS NO SISTEMA ISOLADO NOS CENÁRIOS SUPERIOR E INFERIOR. ....	73
TABELA 21. PROJEÇÃO ANUAL DO CONSUMO POR ESTADO, NOS CENÁRIOS SUPERIOR E INFERIOR.....	74
TABELA 22. RESUMO DOS CENÁRIOS CONSIDERADOS NA PESQUISA. ....	77
TABELA 23. CUSTO MÉDIO DE GERAÇÃO DE FONTE TERMOELÉTRICA. ....	78
TABELA 24. CUSTO MÉDIO DE GERAÇÃO POR FONTE HÍBRIDA.....	79
TABELA 25. CUSTO DE CONSUMO NOS RESPECTIVOS CENÁRIOS.....	80
TABELA 26. CUSTO DE CONSUMO E PORCENTAGEM DE REDUÇÃO DOS CUSTOS.....	81

## LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanço Energético Nacional
BNDS	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CCD	Contratos de Confissão de Dívida
CCEE	Câmara de Comercialização de Combustíveis
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
Eletrobrás	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GEE	Gases de Efeito Estufa
GTON	Grupo Técnico Operacional da Região Norte
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IEMA	Instituto de Energia e Meio Ambiente
IPCA	Índice de Preços para o Consumidor Amplo
IPCC	Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional de Sistema
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PIB	Produto Interno Bruto
PNE	Plano Nacional de Energia
Proinfa	Programa de Incentivo às fontes Alternativas de Energia Elétrica
RGR	Reserva Global de Reversão
SCDE	Sistema de Coleta de Dados de Energia
SPE	Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
SIN	Sistema Interligado Nacional

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1. OBJETIVO GERAL .....	3
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	3
1.3. METODOLOGIA .....	4
<b>2. PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....</b>	<b>6</b>
2.1. BREVE HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....	6
2.2. MODELO ATUAL .....	8
2.2.1. Planejamento da Expansão .....	10
2.2.1. Planejamento da Operação .....	12
2.3. PLANEJAMENTO DO SISTEMA ISOLADO .....	14
2.3.1. Características do Planejamento do Sistema Isolado: Histórico de Regulação.....	14
2.3.2. Sistema Isolado Atual.....	16
2.3.3. Termelétricas: Problemas no aspecto econômico e ambiental .....	19
2.3.4. Planejamento a longo prazo do Sistema Isolado .....	22
2.3.5. Políticas Públicas para o Sistema Isolado.....	23
<b>3. CONTAS SETORIAIS .....</b>	<b>24</b>
3.1. CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS - CCC.....	27
3.1.1. Contexto do surgimento da Conta de Consumo de Combustível: Base Legal .	28
3.1.2. Motivação: modicidade tarifária e distribuição dos benefícios da fonte hídrica	31
3.1.3. Gestão da Conta.....	32
3.1.4. Movimentação financeira .....	33
<b>4. FONTES ALTERNATIVAS PARA O SISTEMA ISOLADO .....</b>	<b>38</b>
4.1. PRINCIPAIS DIFICULDADES NA INSERSÃO DE FONTES ALTERNATIVAS NO SISTEMA ISOLADO .....	41
4.2. SISTEMAS HÍBRIDOS COM GERADORES A DIESEL E ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA .....	42
4.2.1. Recurso Solar.....	43
4.2.2. Características técnicas.....	45
4.2.3. Resultados.....	47
<b>5. PROJEÇÃO DA DEMANDA EM 2050 ATENDIDA PELO SISTEMA ISOLADO .....</b>	<b>49</b>
5.1. PROJEÇÃO DE DEMANDA: MODELOS DE PREVISÃO .....	52
5.1.1. Cenários Econômicos Nacionais .....	55
5.2. SETOR RESIDENCIAL.....	57
5.2.1. Evolução Demográfica .....	58
5.2.2. Projeção do Número de Domicílios.....	60
5.2.3. Consumo por domicílio .....	61
5.2.4. Atendimento de População sem acesso a energia .....	63
5.3. SETOR INDUSTRIAL .....	65
5.4. SETOR COMERCIAL .....	70
5.5. SETOR AGROPECUÁRIO E OUTROS.....	72
5.6. SÍNTESE .....	74
5.7. INCERTEZAS E RISCOS DA PROJEÇÃO DE DEMANDA NO SISTEMA ISOLADO .....	74
<b>6. PROJEÇÃO DO CUSTO .....</b>	<b>76</b>
6.1. CENÁRIOS .....	76
6.2. CUSTO MÉDIO.....	78
6.3. ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	79
<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>83</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>85</b>

## 1. INTRODUÇÃO

No setor de energia elétrica, denominam-se Sistemas Isolados as localidades que não são conectadas à rede nacional de transmissão e portanto, não fazem parte do Sistema Interligado Nacional – SIN, por razões técnicas ou econômicas (BRASIL, 2010), como ausência de escala. Assim, a maioria desses sistemas é suprida eletricamente por geração local, normalmente baseada em geradores a óleo diesel. Os estados que compõem tal sistema são: Acre, Amazonas, Amapá, Mato Grosso, Pará, Rondônia, Roraima e ilha de Fernando de Noronha pertencente ao estado de Pernambuco (ONS, 2019).

No Brasil, há atualmente cerca de 212 Sistemas Isolados (ONS, 2020) atendidos por 9 distribuidoras, que somam apenas cerca de 1% do consumo total de energia elétrica do país, mas abarcam cerca de 40% do território nacional, como se nota na Figura 1, atendendo cerca de 3 milhões de consumidores (PONTE, 2019).

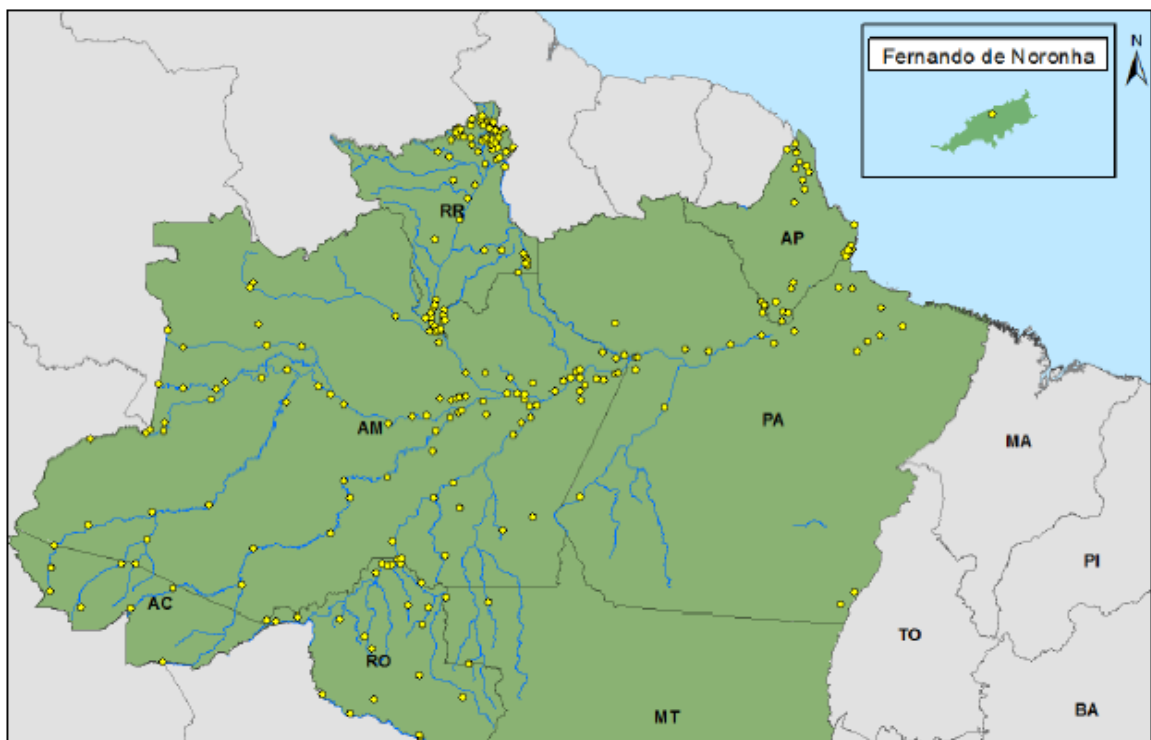


Figura 1. Sistemas Isolados Ciclo 2019 – Horizonte 2024.  
Fonte: EPE, 2019.

Embora existam alguns poucos exemplos de geração a partir de fontes alternativas em sistemas isolados, como pequenas centrais hidrelétricas (PCH) ou



termelétricas a gás natural, historicamente, os motores a diesel têm se mostrado como uma solução de fácil instalação, manutenção e operação.

Apesar dos impactos ambientais e da complexa logística de fornecimento de combustível, geralmente por via fluvial, a geração de energia nestes sistemas tem funcionado razoavelmente bem nas últimas décadas. No entanto, os custos de operação dessas plantas são bastante elevados, sobretudo em função do preço do diesel nas localidades mais afastadas, e dependem de elevados subsídios, custeados por encargos cobrados dos demais agentes do setor elétrico brasileiro.

De acordo com o Operador Nacional do Sistema – ONS (2017), o consumo total de energia elétrica nos Sistemas Isolados previsto para o ano de 2018 foi da ordem de 3.000 MWh, sendo 1% provenientes da queima de biomassa, 2% de usinas a gás natural e 97% de geração térmica a diesel, o que corresponde a um consumo de mais de 800 mil m<sup>3</sup> desse combustível. Para fins de comparação, em 2017, 82% da energia consumida no Sistema Interligado Nacional - SIN foi gerada a partir de fontes renováveis, sobretudo em usinas hidrelétricas e eólicas (EPE, 2017a).

Enquanto nos leilões dos SIN, compra-se energia elétrica a valores da ordem de R\$ 200/MWh (ANEEL, 2016), nos Sistemas Isolados esse valor chega a atingir R\$ 1.600/MWh (EPE, 2017a). Boa parte desse custo é compartilhado por todos os consumidores de energia elétrica do país, por meio da Conta de Consumo de Combustíveis, que em 2020 deve totalizar um gasto superior a R\$ 7,5 bilhões (ANEEL, 2019), que corresponde a 35% do total custo dos subsídios pago pelos consumidores.

O planejamento do atendimento aos Sistemas Isolados é regulamentado pelo Decreto nº 7.246/2010 e pela Portaria MME nº 67/2018 (BRASIL, 2010), que determinam que os agentes de distribuição devem encaminhar anualmente à Empresa de Pesquisa Energética - EPE suas propostas de planejamento, cabendo à EPE analisá-las para posterior aprovação do Ministério de Minas e Energia - MME.

Esse planejamento consiste nas projeções de mercado de energia elétrica em cada localidade isolada, no balanço entre oferta e demanda para os próximos cinco anos e, conseqüentemente, em apontar as necessidades futuras de expansão dos parques geradores ou da substituição das usinas atuais, de forma a garantir a segurança do suprimento de energia elétrica às localidades não conectadas ao SIN.

Identificadas as necessidades de contratação de solução de suprimento para a expansão ou substituição da oferta existente, o MME definirá diretrizes para a realização dos Leilões para atendimento aos Sistemas Isolados.

Esse planejamento visa identificar antecipadamente os Sistemas Isolados que necessitam de expansão da oferta de geração existente ou substituição de unidades geradoras, de forma a assegurar o suprimento futuro de energia elétrica a esses mercados.

A projeção de demanda dos Sistemas Isolados é de difícil previsão, o que introduz incertezas no planejamento para um horizonte de longo prazo. Esse processo se mostra complexo, dadas às incertezas nas previsões de interligação e o porte das localidades: uma nova atividade (comercial ou industrial) ou mesmo movimentos migratórios podem elevar ou reduzir substancialmente a demanda elétrica.

Apesar da complexidade da projeção de demanda e conseqüentemente, de um planejamento com maior horizonte, é necessário refletir sobre os impactos do crescimento da demanda de energia nas regiões atendidas pelo Sistema Isolado na Conta de Consumo de Combustíveis, para que seja averiguado à necessidade de mudanças na gestão dos Sistemas Isolados.

### 1.1. OBJETIVO GERAL

Este trabalho busca estimar e analisar o crescimento do Sistema Isolado na Região Norte entre 2020 a 2050 e seus impactos econômicos e financeiros para o setor elétrico brasileiro.

### 1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Descrever o Sistema Isolado na Região Norte.
- Estimar a demanda de energia elétrica a ser atendida pelo Sistema Isolado na Região Norte em 2050.
- Analisar o atendimento da demanda de energia elétrica por diferentes cenários de fontes.

- Comparar e analisar o impacto dos custos de cada cenário de geração do Sistema Isolado na Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) em 2050.

### 1.3. METODOLOGIA

Nesta pesquisa acadêmica, foi realizada uma abordagem quanti-quali, visto que tem como característica permitir uma abordagem focalizada, utilizando-se de dados quantitativos e estabelecendo relações significativas entre variáveis, porém as técnicas de análise são indutivas, orientadas pelo processo e envolvem múltiplos aspectos da situação analisada.

A proposta neste estudo é realizar uma pesquisa descritiva com o intuito de fazer um levantamento de dados referente ao Sistema Isolado e a Conta de Consumo de Combustíveis, com projeções através dos estudos de planejamentos já existentes e analisá-los através de um levantamento de hipóteses. A pesquisa se divide em três fases: fase exploratória, fase de análise e fase conclusiva.

A primeira fase, exploratória, foi iniciada com pesquisa bibliográfica e documental, com o objetivo de fazer um levantamento de trabalhos conceituais e documentos de referência para delimitação do tema central da pesquisa - crescimento do Sistema Isolado na Região Norte e o impacto na Conta de Consumo de Combustíveis entre 2020 a 2050.

Este levantamento de dados delimitou-se em três áreas: caracterização do Sistema Isolado atual na Região Norte, caracterização da operação da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, e as possíveis alternativas de fontes de geração e seus benefícios comparados à geração termoelétrica.

Para a caracterização do Sistema Isolado atual na Região Norte foram utilizados dados relativos à quantidade de sistemas, potência, localidades, entre outros dados, disponibilizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e dados relativos à operação do sistema realizado pelo Operador Nacional do Sistema - ONS, através dos seguintes documentos: Plano da Operação Energética dos Sistemas Isolados - PEN SISOL, Procedimentos Operacionais para previsão de carga e planejamento da operação dos Sistemas Isolados e Consolidação da Previsão da Carga para o PEN SISOL e outros trabalhos publicados.

Já para caracterizar a operação da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, foram utilizados a legislação vigente que regula a CCC e dados disponibilizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétricos - CCEE sobre

a Gestão da CCC através dos boletins mensais referentes ao resultado consolidado das operações das Contas Setoriais e outros documentos publicados pela CCEE.

Para o levantamento das possíveis alternativas de fontes de geração e os benefícios comparados à geração termoelétrica, foram utilizados diversos estudos realizados pela EPE, como as Notas Técnicas: “Energia Solar para Suprimento de Sistemas Isolados do Amazonas” e “Usinas Híbridas no Contexto do Planejamento Energético”, e trabalhos já publicados sobre o tema.

Na segunda fase, foi realizada a projeção da demanda de energia elétrica das regiões atendidas pelo Sistema Isolado na Região Norte até 2050 e a análise comparativa do atendimento dessa demanda por diferentes cenários de arranjos de fontes e seu impacto da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC.

Para tal projeção foram utilizados dados publicados nos estudos de planejamento realizados periodicamente pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, entre eles o Relatório de Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados - horizonte 2024 (EPE, 2019), o Plano Nacional de Energia 2030 (PNE, 2030) e o documento final do Plano Nacional de Energia 2050 (PNE, 2050).

No cálculo da projeção de consumo utilizou-se metodologias diferentes para os setores: residencial, industrial, comercial e agropecuário. Para o setor residencial foi considerado a projeção da população atendida, baseado na taxa de crescimento geométrico disponibilizado pelo IBGE por Estado, a estimativa de domicílios e a média de consumo por domicílio, com base no consumo atual disponibilizado pela EPE no Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2020. Já para os demais setores a projeção se deu utilizando os valores atuais de consumo de cada setor, apresentados nos arquivos de Consumo Mensal de Energia Elétrica por Classe (EPE, 2021) e aplicando as taxas de crescimento de consumo, para dois cenários econômicos, um superior e outro inferior, presentes nos estudos de cenários econômicos realizados para o PNE 2050 (EPE, 2018a).

Para o cálculo dos custos de geração que devem ser reembolsados pelo subsídio da CCC às usinas do Sistema Isolado na Região Norte até 2050, foram utilizados quatro cenários de arranjos de fontes, de maneira que uma fonte alternativa fosse inserida no parque gerador de forma progressiva.

Utilizou-se o custo médio atual da geração de energia das seguintes fontes: termogeradores a diesel, baseado no preço do último leilão de cada Estado, e a fonte alternativa, que consiste em um sistema híbrido de termogeradores a diesel a

solar fotovoltaica, com ou sem bateria. Para o valor de custo de geração da fonte alternativa utilizou-se como base estudos da EPE, que apresentam a simulação de sistemas híbridos em localidades do Sistema Isolado. Tais valores aplicados à projeção do consumo de energia elétrica resultaram na estimativa dos custos de geração em 2050 nos cenários de arranjo de fontes no parque gerador do Sistema Isolado.

Por meio da comparação entre as previsões de custo em cada cenário exposto e a comparação dos valores desembolsados atualmente pela CCC, foi possível observar os impactos do investimento em fontes alternativas no Sistema Isolado no horizonte até 2050.

## **2. PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

No capítulo abaixo será discorrido sobre os fatos que levaram ao modelo atual de planejamento do setor elétrico, assim como as metodologias utilizadas no planejamento do setor como um todo e especificamente do Sistema Isolado.

### **2.1. BREVE HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

TOLMASQUIM, 2011 em seu livro Novo Modelo do Setor Elétrico, mostra que desde o início da exploração de fontes de energia no Brasil até o que temos hoje chamado Setor Elétrico Brasileiro, houve várias fases e modelos, os quais foram se modificando ao longo dos anos. Iniciando em 1930 até a estruturação do modelo atual, segue um breve histórico dos fatos que se deram:

Assim de 1930 a 1990 o setor elétrico brasileiro esteve sob domínio estatal. Anteriormente a isso, a indústria elétrica no Brasil era explorada majoritariamente por empresas privadas estrangeiras. Esta fase da indústria de energia se caracterizou pela ausência de uma legislação voltada ao setor.

Com a publicação do Código de Águas e a Constituição de 1934, a União passou a centralizar a outorga de todas as fases da indústria de energia: geração, transmissão e distribuição. Além disso, foram editados vários atos normativos, consolidando o domínio econômico. O Estado se tornou então regulador e empreendedor no setor de energia elétrica.

Em 1952, foi fundamentado o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES. Este foi um marco para o setor, pois colaborou para financiar a expansão da oferta de energia na década de 1950.

A criação da Eletrobrás, em 1962, centralizou o planejamento, o financiamento e a expansão da oferta. Este modelo aumentou a oferta de energia elétrica a taxas de quase 9% ao ano no período de 1955 a 1960 e acima de 8% ao ano no período de 1960 a 1965.

Na década de 1980, iniciou-se uma crise no setor elétrico, motivada pela extinção do Imposto Único e pelo uso das tarifas como instrumento de política monetária. O Estado, assolado pela crise econômica e fiscal, tornou-se incapaz de financiar a expansão do sistema.

A partir dos anos 1990, incentivado pela onda privatizante em outros países e impulsionado pela necessidade de aumentar a arrecadação, o governo deu início ao processo de privatização das empresas do setor de energia elétrica.

Em 1995, foi editada a Lei Geral de Concessões, que definiu algumas regras gerais para a prestação de serviços públicos a fim de preservar o equilíbrio econômico-financeiro das concessões. As regras englobam os direitos e obrigações dos concessionários e usuários, a instituição do serviço pelo preço para concessões e permissões de serviço público, com reajustes e revisões tarifárias.

Na mesma data da edição da Lei Geral de Concessões, foi editada a Medida Provisória 890 de 1995, depois convertida na Lei nº 9.074, do mesmo ano. Essa medida Provisória tratou, principalmente, de criar regras específicas para a prorrogação de concessões de energia elétrica. Já a lei convertida trouxe algumas modificações significativas, sinalizando claramente que se desenhava uma reestruturação mais profunda do setor (BRASIL, 1995).

No fim de 1996 foi editada a Lei nº 9.427, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com políticas e diretrizes do governo federal (BRASIL, 1997).

Em abril de 2001, o nível dos reservatórios se encontrava em torno de 32% da capacidade de armazenamento, e o risco de déficit superava 15%, dez pontos percentuais acima do nível de risco de déficit aceitável (5%) (TOLMASQUIM, 2011).

Tal fato somado a outros fatores levou o governo a decretar o racionamento de energia elétrica nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, Norte e Nordeste do Brasil, em 1º de junho de 2001.

A percepção de que a crise fora agravada por medidas adotadas no âmbito do modelo em implantação fez com que o próprio governo interrompesse a reforma em andamento.

Em 2003 iniciou-se um novo processo de reformas que resultou em alterações significativas no modelo do Setor Elétrico Brasileiro. Neste novo modelo houve modificações na comercialização de energia no SIN, com a criação do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL), além de modificações institucionais com a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 e a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE pela Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004 (BRASIL, 2004).

A crise alertou para a necessidade de introduzir novas fontes de geração na matriz energética nacional. Tal cenário culminou com o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa, implantado pelo Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004, com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos concebidos com base em fontes eólicas, biomassa e PCHs (BRASIL, 2004).

## 2.2. MODELO ATUAL

A base do modelo vigente do Setor Elétrico Brasileiro foi lançada em 2003 pelo Governo Federal, conforme apresentado anteriormente, e está fundamentado através dos seguintes instrumentos jurídicos, promulgados em 2004: Leis nº 10.847 e nº 10.848, de 15 de março de 2004 e Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004 (TOLMASQUIM, 2011).

Atualmente, o Sistema Elétrico Brasileiro é dividido, para fins de planejamento e operação, em dois grandes blocos: o Sistema Interligado Nacional (SIN), que abrange a quase totalidade do território brasileiro, e os Sistemas Isolados, localizados principalmente na Região Norte.

A interligação do SIN, por meio de uma malha de transmissão de grande extensão e, conseqüentemente, das bacias hidrográficas nas quais se localiza a

infraestrutura de geração, promove uma complementaridade entre os diversos regimes hidrológicos regionais (MERCEDES; RICO; POZZO, 2015).

O modelo do Setor Elétrico tem três objetivos principais: garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, promover a modicidade tarifária e promover a inserção social no Setor Elétrico Brasileiro, em particular pelos programas de universalização de atendimento.

No Setor Elétrico, planejar envolve a determinação de uma estratégia de expansão do sistema que permita atender a demanda futura de energia elétrica, de modo a minimizar os custos de expansão e proporcionar condições para a operação segura e econômica do sistema elétrico.

Com o propósito de atender a totalidade da necessidade no planejamento do sistema elétrico, há duas visões principais: planejamento da expansão e planejamento da operação. Segundo Tolmasquim (2011), o planejamento da expansão projeta a demanda de energia elétrica e formula a estratégia de expansão que permite atender à demanda projetada de forma segura e econômica. Já o planejamento da operação, busca atender à demanda, de modo a minimizar o custo de operação para um nível de segurança preestabelecido.

Segundo o Decreto nº 5.267, de 9 de novembro de 2004, que estruturou a organização do Ministério de Minas e Energia - MME, compete a Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energéticos - SPE coordenar os estudos de planejamento energético setorial, conforme o inciso VI, do art. 9º, Seção II, deste Decreto (ZIMMERMANN, 2008).

A EPE tem por finalidade prestar serviços ao MME na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, cobrindo energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados e biocombustíveis. Desta forma, os estudos conduzidos pela EPE servem de subsídio à formulação do planejamento (ZIMMERMANN, 2008).

No diz respeito aos estudos voltados ao planejamento da expansão, estão à cargo da EPE, correspondendo aos estudos de mercado, geração, transmissão e socioambientais, que fundamentam a elaboração do Plano Decenal, fornecendo os indicadores de desempenho do sistema e os requisitos de investimentos, incluindo estudos de viabilidade socioeconômica de novos empreendimentos de geração e estudos de inventário de bacias hidrográficas. As análises no horizonte decenal subsidiam também a licitação de energia nova, como base para habilitação técnica



dos empreendimentos, incluindo o licenciamento ambiental de empreendimentos hidroelétricos.

A projeção do mercado consumidor é um subsídio fundamental para o planejamento da oferta e para a contratação de energia no ACR (Ambiente de Contratação Regulada) e essa projeção para efeitos de planejamento, seja no horizonte decenal, seja no de longo prazo, é realizada pela EPE (TOLMASQUIM, 2011).

Todo o ciclo se apoia na definição das políticas e diretrizes para o setor energético, em geral, e para o setor elétrico, em particular, cuja responsabilidade e competência são atribuídas constitucionalmente à União (ZIMMERMANN, 2008).

Embora as atribuições de cada órgão estejam bem definidas no novo modelo do Setor Elétrico, as atividades de planejamento da expansão e da operação são complementares.

A seguir é detalhado o funcionamento das duas linhas de planejamento do setor.

### **2.2.1. Planejamento da Expansão**

O planejamento da expansão tem como objetivo determinar a data de entrada em operação dos empreendimentos necessários para atender ao crescimento da demanda de energia. Os critérios de garantia de suprimento podem ser classificados, quanto ao seu tipo de suprimento, em energia e potência, mas também em relação à natureza dos indicadores de confiabilidade, os critérios são classificados em determinísticos e probabilísticos (TOLMASQUIM, 2011).

Pode-se afirmar que, a partir das definições das políticas e das diretrizes, se desenvolvem os estudos e as pesquisas que irão efetivamente nortear a expansão no setor. Esse conjunto de estudos e pesquisas quando sistematizados e continuados constituem o ciclo do planejamento.

No ciclo do planejamento há duas naturezas de estudos e pesquisas, um orientado para projetos de desenvolvimento energético, que irão constituir os elementos básicos dos programas e outro orientado para a integração desses elementos, que irão constituir os planos de desenvolvimento.

No campo dos projetos, estão os estudos e levantamentos que irão identificar os potenciais energéticos, a forma e os custos para seu desenvolvimento. Nesse conjunto, considerando uma abordagem agregada, estão os estudos do Balanço

Energético e da Matriz Energética. Todos reúnem um elenco de informações de caráter estratégico que são fundamentais para a formulação das alternativas que, afinal, irão compor os planos de expansão.

Na sua forma atual, o processo de planejamento pode ser dividido em três etapas principais: a análise de longo prazo, alcançando um horizonte em torno de 30 anos, a análise de médio prazo, enfocando a evolução do sistema nos primeiros 15 anos, e a análise de curto prazo, definindo os cinco anos iniciais.

Os estudos de longo prazo abrangem um horizonte de até trinta anos e, idealmente são realizados com periodicidade mínima de quatro anos. O objetivo básico é identificar as linhas de desenvolvimento do sistema energético. O Plano Nacional de Energia – PNE tem como objetivo o planejamento de longo prazo no setor energético do país, orientando tendências e balizando as alternativas de expansão desse segmento nas próximas décadas. O primeiro PNE consolidado foi publicado pelo MME em parceria com a EPE em 2007 e tem horizonte até 2030, e atualmente já existem estudos e relatórios parciais, publicados pela EPE, que subsidiarão o PNE 2050.

Como principais produtos desta etapa, são obtidos a composição do parque gerador, a sequência das usinas, os níveis de importação e exportação de energia, a topologia e tecnologia dos grandes troncos de transmissão, os investimentos necessários e, finalmente, os parâmetros energéticos e econômicos.

Já os estudos de médio e curto prazo, cobrem um horizonte de até dez anos. Como resultados, são obtidas as alternativas de programas de obras de geração e transmissão. A partir dessas alternativas, é efetuada uma análise econômica, visando estabelecer o Programa de Expansão do Parque Gerador de Referência. O Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE é um exemplo de estudo em médio prazo e tem como objetivo primordial indicar, e não propriamente determinar, as perspectivas, sob a ótica do governo, da expansão do setor de energia no horizonte de dez anos, dentro de uma visão integrada para os diversos energéticos. Tal visão permite extrair importantes elementos para o planejamento do setor de energia.

A análise de curto prazo representa um ajuste de decisões referentes ao programa de expansão do parque gerador, um programa detalhado dos reforços da transmissão e a definição do programa de expansão da rede de distribuição. Para o desenvolvimento dessa etapa, são necessárias informações sobre mercado, programa de referência, limites de intercâmbio e despachos, restrições construtivas

e orçamentárias. Além desses insumos, devem estar disponíveis os custos, os índices de confiabilidade e as características das usinas. Subsidiariamente aos estudos do planejamento, a operação dos sistemas aporta, nesta etapa, uma importante contribuição sobre o status operativo do sistema e sua visão de prioridades.

### **2.2.1. Planejamento da Operação**

No SIN, com predominância hidrelétrica e grau de regularização variável (de pluri-anual à semanal), é necessário decidir, a cada instante, qual nível de geração termelétrica e/ou quando deplecionar os reservatórios. A geração hidrelétrica é uma variável estocástica, pois depende das condições hidrológicas futuras (TOLMASQUIM, 2011).

O planejamento da operação visa obter um cronograma de operação para as próximas semanas, e que seja de um lado, compatível com as metas traçadas pelo planejamento da operação e de outro lado, que sirva como uma referência operativa para o pré-despacho e a operação em tempo real do sistema. Neste contexto, é forte a relação da programação da operação com os aspectos operativos do sistema, uma vez que a programação da operação deve definir o número de máquinas e quanto essas devem gerar em cada intervalo de hora da próxima semana (CICOGNA, 2018).

Devido à complexidade do problema de coordenação da operação de sistemas hidrotérmicos, a abordagem em vigor no setor elétrico sugere a decomposição do problema em três etapas: longo, médio e curto prazo. Cada uma dessas etapas utiliza um horizonte compatível com as particularidades que se pode observar em um sistema hidrotérmico.

Na etapa em longo prazo, com horizonte de cinco anos, a configuração do parque gerador é definida no âmbito do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, coordenado pelo MME, com a participação da EPE, do ONS, da ANEEL, e da CCEE. Abaixo, na Figura 2, vê-se a cadeia de modelos utilizada pelo setor brasileiro que propõe a divisão do planejamento em três etapas, ressaltando o acoplamento entre elas (CICOGNA, 2018).

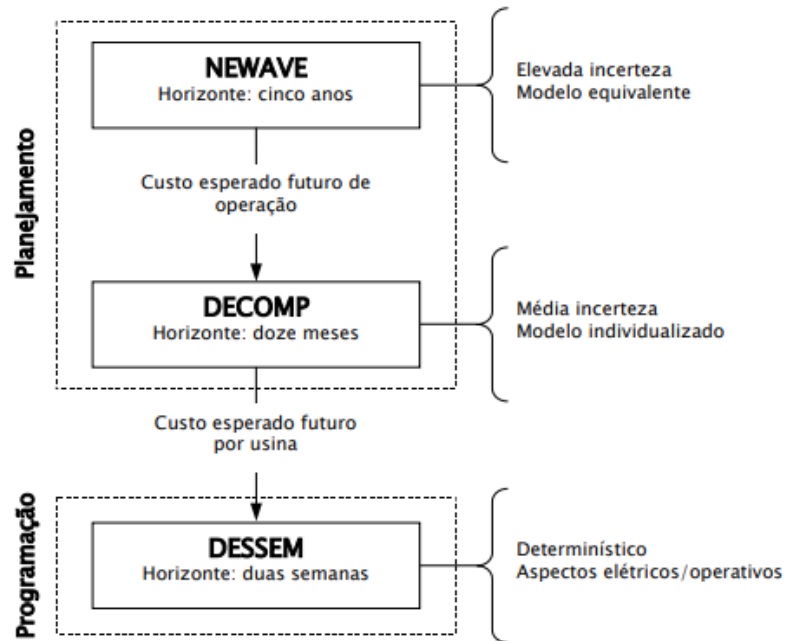


Figura 2. Cadeia de planejamento em vigor no Setor Elétrico.  
Fonte: CICOGNA, 2018.

O NEWAVE é um modelo de otimização que se aplica ao planejamento de operação de longo prazo. Tem como objetivo determinar a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada estágio que minimiza o valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento. (CICOGNA, 2018)

O DECOMP é um modelo de otimização aplicado ao horizonte de médio prazo, representando o primeiro mês em base semanal e vazões previstas à aleatoriedade das vazões do restante do período através de uma árvore de possibilidades (cenários de vazões) e o parque gerador individualizado (usinas hidráulicas e térmicas de cada subsistemas). Seu objetivo é determinar o despacho da geração das usinas hidráulicas e térmicas que minimiza o valor esperado do custo de operação na primeira semana, dado o conjunto de informações disponíveis (carga, vazões, disponibilidades, limites de transmissão entre subsistemas e a função do curto futuro resultante do modelo NEWAVE). (CICOGNA, 2018)

O DESSEM será o modelo responsável pela otimização do despacho de curto prazo do sistema elétrico, englobando o despacho de geração das usinas hidrelétricas e termelétricas e a representação do sistema de transmissão. O modelo atualmente encontra-se em fase de implementação. As primeiras descrições do modelo DESSEM descreviam o horizonte de até quatorze dias, discretizando em base horária (CICOGNA, 2018).

## 2.3. PLANEJAMENTO DO SISTEMA ISOLADO

No item abaixo será apresentado, de forma mais detalhada e específica, o histórico de regulação, a caracterização do Sistema Isolado atual e a metodologia de planejamento.

### **2.3.1. Características do Planejamento do Sistema Isolado: Histórico de Regulação.**

Historicamente, o atendimento aos Sistemas Isolados brasileiros foi objeto de diversas políticas públicas, que refletiam as transformações econômicas e institucionais de cada época. Segundo Souza (2000) e Cavaliero (2003), com o primeiro ciclo da borracha, iniciado em meados do século XIX, várias vilas e cidades foram criadas no interior do Pará e Amazonas. O fornecimento de energia nessas pequenas aglomerações era garantido inicialmente por pequenas máquinas a vapor, utilizando lenha com combustível, que foram sendo sucessivamente substituídas por motores a óleo diesel.

Domingues (2003) registrou o histórico de criação e modificação de diversas empresas estatais de geração e distribuição na Região Norte ao longo do século XX. Destaca-se a inauguração da Refinaria Isaac Sabbá em Manaus em 1957, que reforçou o fornecimento de óleo diesel na região e a criação da Eletronorte, que interliga diversos sistemas e construiu usinas hidrelétricas: Tucuruí (PA), Coaracy Nunes (AP), Balbina (AM) e Samuel (RO). Na mesma década, também foi criada a Zona Franca de Manaus e iniciada a construção da Rodovia Transamazônica (BR-230), que contribuíram para o desenvolvimento da Região Norte, incrementando o consumo de energia elétrica.

Em 1973 foi criada Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, para subsidiar a geração térmica a partir de combustíveis fósseis, um importante mecanismo que ainda é utilizado para os Sistemas Isolados, que é discutido em maior profundidade no Capítulo 3.

Durante a reformulação da regulamentação do setor elétrico realizada em 2004, os Sistemas Isolados não receberam tratamento específico, coexistindo relações institucionais modernas e obsoletas, que seguiam diferentes leis.

Com a promulgação da Lei nº 12.111, de 09 de dezembro de 2009, e posteriormente, com o Decreto nº 7.246, de 28 de julho 2010, finalmente foram estabelecidos um conjunto de medidas consolidadas de política setorial para os

Sistemas Isolados, por meio de uma regulamentação específica, observando suas particularidades. Essas normas estabeleceram que as distribuidoras deveriam atender a totalidade de seus mercados por meio de leilões, a serem realizados direta ou indiretamente pela ANEEL, segundo diretrizes do MME. Esse arcabouço legal e normativo passou por revisões nos últimos anos e ainda vigora, regendo a forma de suprimento de energia elétrica nos Sistemas Isolados.

Segundo esses atos normativos, as distribuidoras deveriam elaborar Projetos de Referência, descrevendo uma solução de suprimento de energia elétrica para atendimento aos consumidores de cada Sistema Isolado. Esses projetos eram então analisados e habilitados tecnicamente pela EPE, para em seguida comporem a instrução do processo licitatório, na modalidade leilão.

O Decreto nº 7.246/2010 também estabeleceu que o suprimento em áreas isoladas deveria buscar a eficiência econômica e energética, a mitigação de impactos ao meio ambiente e a utilização de recursos energéticos locais, visando atingir a sustentabilidade econômica da geração de energia elétrica.

Apesar disso, quase todos os projetos ainda eram baseados em usinas termelétricas a diesel. De forma a contornar essa questão, o mesmo Decreto previa a submissão, por outras empresas interessadas, de Projetos Alternativos. Assim, ainda que o projeto original, elaborado pela distribuidora, considerasse uma usina a diesel, os participantes dos leilões podiam apresentar propostas baseadas em outras tecnologias ou combustíveis, desde que os valores de potência e energia requeridos fossem atendidos, visando à segurança energética.

Embora a regulamentação dos Projetos de Referência e Alternativos tenha se dado em 2010, somente em 2014 foi realizado o primeiro leilão de Sistemas Isolados seguindo a Lei nº 12.111/2009. Tal fato pode ser explicado, ao menos em parte, pelas dificuldades enfrentadas pelas distribuidoras para se adequarem às novas regras e elaborarem seus Projetos de Referência. Somente a partir da aprovação desses projetos pela EPE, foi possível que a ANEEL iniciasse os processos de leilão para contratação de energia. A falta de aderência dos primeiros projetos aos normativos legais e infralegais, além da baixa qualidade técnica de suas especificações, levaram a uma excessiva demora para a habilitação dos mesmos (BRASIL, 2009).

Em 2018, com a edição da Portaria MME nº 67, houve mais uma modificação infralegal, eliminando a figura dos Projetos de Referência. Pela nova regra, para

participar da disputa, cada agente interessado deve apresentar seu próprio projeto, independente da fonte ou tecnologia. Essa mudança visou dar mais agilidade às contratações, que não dependiam tanto das distribuidoras como anteriormente.

Na Figura 3 é apresentado um resumo do histórico de regulação do Sistema Isolado em forma de uma linha do tempo.

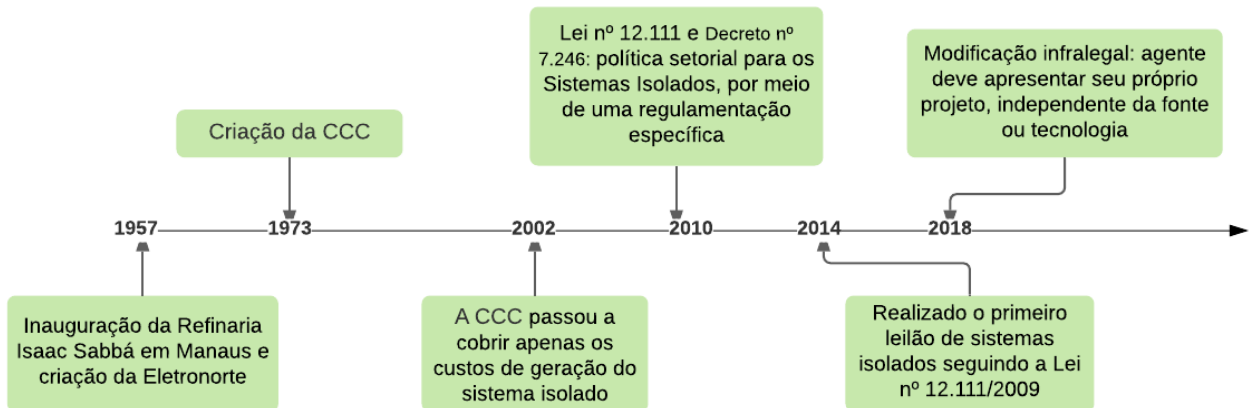


Figura 3: Linha do tempo do Histórico de Regulação do Sistema Isolado.  
Fonte: Autor.

Adicionalmente, como as distribuidoras quase sempre elaboram suas propostas considerando a solução convencional a diesel, pelas razões já expostas, os proponentes para essa solução tinham a facilidade de não precisar elaborar projetos e nem submetê-los à habilitação técnica da EPE, ao contrário dos Projetos Alternativos. Desde de 2018, portanto, todas as soluções devem ser habilitadas tecnicamente para participar de um leilão, tornando mais isonômicas as condições para competição. Por essa razão, é de se esperar que o volume de projetos candidatos aumente, já que todas as propostas deverão ser analisadas antes do leilão.

### 2.3.2. Sistema Isolado Atual

Atualmente, existem 212 Sistemas Isolados (ONS, 2020), localizados principalmente na Região Norte, compreendendo os estados do Acre, Amapá, Amazonas, Mato Grosso, Pará, Rondônia e Roraima, além da ilha de Fernando de Noronha, pertencente ao estado de Pernambuco (ONS, 2019). Na Figura 4 abaixo, é

possível visualizar a quantidade de sistemas e a potência total dos Sistemas Isolados em cada estado.

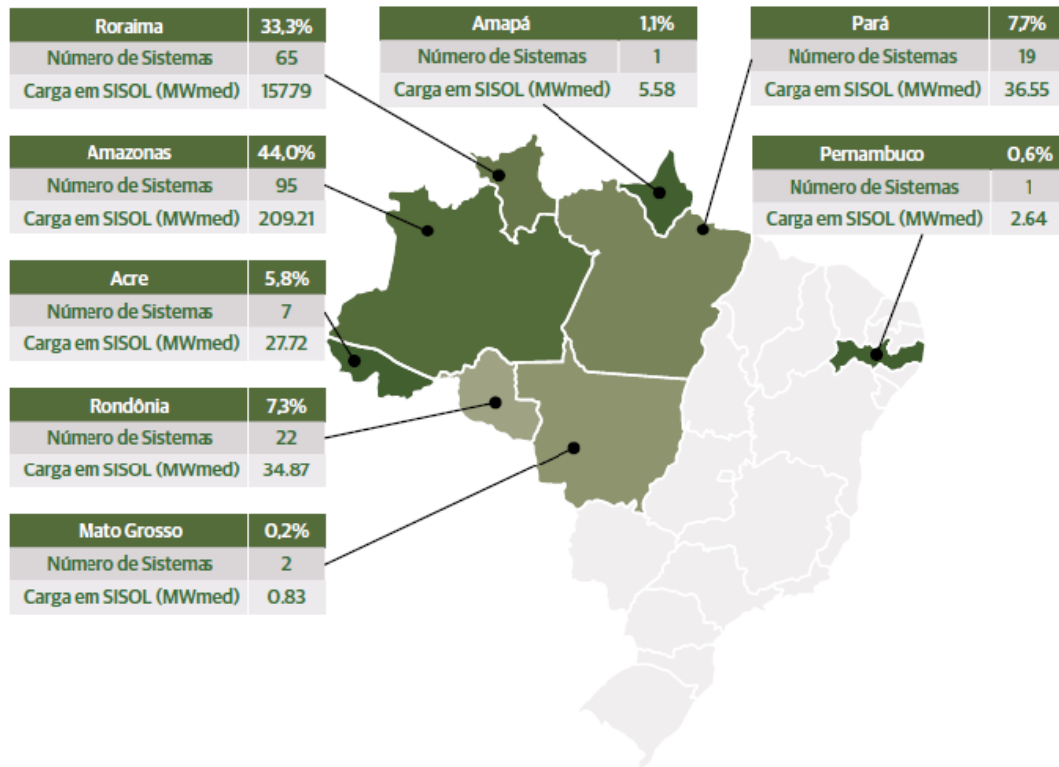


Figura 4: Distribuição Geográfica dos Sistemas Isolados.  
Fonte: ONS, 2020.

A quantidade de Sistemas Isolados pode variar a cada ciclo, seja devido a interligações ao SIN ou pela apresentação de novas localidades pelas distribuidoras. No planejamento de 2018, as distribuidoras haviam informado 28 novas localidades à EPE. Em 2019, além destas, foram contempladas 2 novas localidades no Pará (Crepurizão e Água Branca). Por outro lado, foi excluída do planejamento uma localidade de Mato Grosso (Três Fronteiras) (EPE, 2019).

Esses novos sistemas, em geral, são pequenas comunidades que já contam com um suprimento informal e, por vezes, parcial (algumas horas por dia). Ao informá-los, as distribuidoras buscam regularizar e melhorar o atendimento, contratando soluções de suprimento por meio de leilão. Para tanto, se faz necessária a prévia inclusão das localidades no processo de planejamento (EPE, 2019).

Além disso, a dimensão e a composição atual destes sistemas são bastante variadas, existindo sistemas de pequeno porte com geração associada de 6 kW, como é o caso de comunidade indígenas em Roraima, até sistemas de porte bem



mais elevado, como a capital do estado de Roraima, Boa Vista, que tem um parque gerador térmico baseada em óleo diesel de 270.520 kW (ONS, 2019).

O atendimento destes Sistemas Isolados baseia-se predominantemente em usinas térmicas que usam como combustível o óleo diesel e caracterizam-se pelo elevado número de unidades geradoras de pequeno porte e pela grande dificuldade de logística de abastecimento. Em sistemas com essas características, a geração deve, em princípio, ter capacidade disponível para atender a totalidade da carga em qualquer instante, exigindo uma reserva para fazer frente a eventuais falhas ou variações de carga (ONS, 2019).

A densa vegetação da Região Norte é um entrave histórico à sua ocupação, de modo que, ainda que tal região represente a maior parte do território brasileiro, é a menos habitada. Ademais, as concentrações populacionais se deram de forma esparsa, caracterizando vários pequenos centros de carga (BONFIM, 2012).

A partir do mapa da Figura 1, percebe-se que a maior parte das localidades encontra-se ao longo das calhas dos rios, que representam a principal via de transporte da Região Norte. Dada a predominância da geração a partir do óleo diesel, o suprimento de energia elétrica nos Sistemas Isolados depende de uma complexa logística de fornecimento desse combustível, que sofre interrupções em épocas de estiagem, limitando o calado das embarcações. Essa situação exige que as usinas de certas localidades disponham de tanques de armazenamento de grande porte para estocar o combustível necessário para os períodos de seca, que podem durar meses (EPE, 2019).

É importante considerar o alto custo da geração termelétrica, a qual é a mais utilizada nos Sistemas Isolados, e o padrão de renda costumeiramente inferior ao da média nacional, ressaltando que tais comunidades normalmente vivem de atividades extrativas em pequena escala ou de agricultura de subsistência; e as economias regionais apresentam baixo desempenho devido ao pequeno valor agregado aos seus produtos (BONFIM, 2012).

Assim a falta de programas de desenvolvimento econômico regional, o isolamento geográfico e a falta de planejamento energético específico e sustentável trazem dificuldades ao atendimento satisfatório de energia elétrica às comunidades isoladas (BONFIM, 2012).

### **2.3.3. Termelétricas: Problemas no aspecto econômico e ambiental**

O acesso à energia elétrica na Região Norte possui inúmeras barreiras e desafios logísticos. Isso se dá, principalmente, pela limitada infraestrutura rodoviária existente e da necessidade de utilização do modal de transporte hidroviário que, naturalmente, possui grande variabilidade de condições operacionais.

A produção de energia elétrica nos Sistemas Isolados representa uma atividade econômica de grande relevância para essas localidades, razão pela qual muitas vezes as cidades cresceram em torno das usinas, tornando-se fonte de impactos socioambientais como, por exemplo, ruído e emissões de gases de efeito estufa, posto que mais de 95% das plantas se baseiam na queima de combustíveis fósseis.

É necessário entender as vantagens e desvantagens da utilização de centrais termelétricas a diesel, para que possa ser entendido o porquê da sua histórica utilização nos Sistemas Isolados e o incentivo a diminuição recente de sua utilização.

Dentre as vantagens deve ser considerado o baixo custo de aquisição de grupos geradores a diesel, em comparação com as turbinas a gás ou à implantação de centrais fotovoltaicas ou aerogeradores. Outras vantagens são a robustez e a versatilidade de tais grupos geradores, os quais podem ser encontrados em longa faixa de potências de operação nominais, de poucos kVA até valores em MVA, indo de encontro com a não regularidade das demandas regionais dos Sistemas Isolados, que atendem desde pequenas tribos indígenas no interior de Roraima até grandes sistemas, como até pouco tempo era feito em Manaus, que hoje opera com turbinas a gás.

O uso histórico das centrais a diesel fez com que a mão-de-obra local tenha obtido experiência em lidar com as máquinas, de modo que há disponibilidade de pessoal qualificado para a realização das manutenções periódicas.

No entanto, a necessidade de constante manutenção, tanto preventiva quanto preditiva, encarece a operação das usinas, configurando em uma desvantagem da utilização do diesel como combustível na geração térmica dos Sistemas Isolados, ainda que a manutenção para esse tipo de planta seja mais barata do que a das centrais a gás.

Abaixo são caracterizadas as principais desvantagens da utilização de termelétricas a diesel:

- Custos do combustível

A principal desvantagem é o alto e crescente custo de qualquer produto derivado do petróleo, aliado a todas as questões envolvendo a logística de transporte e entrega dos combustíveis nas usinas já explicadas, que faz com que o custo operacional dos Sistemas Isolados seja excessivamente alto.

Segundo a EPE (2016b), o custo do óleo diesel em sistemas isolados na Região Norte representa a maior parte do custo total de geração de energia. Em leilões realizados com distribuidoras da região, esses valores chegaram a aproximadamente 70% do custo total em alguns casos.

O preço que os geradores dos Sistemas Isolados pagam pelo combustível é composto por: preço de realização dos produtores ou importadores, tributos federais, margem de distribuição, custo da adição obrigatória de biocombustível, tributos estaduais e custo de suprimento à localidade (EPE, 2019).

Do ponto de vista logístico, a localização do sistema isolado e a frequência de atendimento ao mesmo são apontados como os principais fatores de influência, enquanto o volume de combustível transportado não apresenta impacto significativo.

- Logística

A logística de distribuição do óleo diesel opera, principalmente, através dos modais de transporte rodoviário e hidroviário. No transporte hidroviário se concentram os maiores volumes transportados, especialmente pela presença da maior rede hidroviária do país na Bacia Amazônica, tornando esse modal tão importante e estratégico nesta região. Entretanto, o modal hidroviário é fortemente influenciado pelo regime hidrológico, sendo que os rios do Brasil possuem regimes predominantemente pluviais, ou seja, as variações têm origem nas chuvas. Com isso, a navegação nessa bacia sofre restrições de profundidade, em maior ou menor grau, durante períodos de seca, tornando necessário o conhecimento sobre o regime hidrológico dos rios da região para a realização de um planejamento eficiente do transporte deste combustível.

Já o modal de transporte rodoviário, além de serem poucas, em sua maioria não é pavimentada em sua totalidade. A BR-230, conhecida com a Rodovia Transamazônica, indo da costa leste da região, mais povoada, até cidades como Humaitá e Lábrea, no extremo Oeste do Estado do Amazonas, possui inúmeros trechos não pavimentados, tornando-se impraticável nas épocas de chuvas mais abundantes. Ademais, em certos trechos em que há a passagem por rios, não há pontes construídas, com a necessidade da utilização de balsas.

Com o combustível sendo adquirido nos centros urbanos, seu transporte até as demais localidades onde estão os Sistemas Isolados podem levar desde algumas horas até vários dias. Para os casos de transporte fluvial, nos períodos de seca tornam-se importantes agravantes do problema do abastecimento de combustíveis, tornando o estoque de combustível procedimento obrigatório.

A inerente complexidade de distribuição de combustível numa região tão vasta, aliada às condições de navegação prejudicadas durante os períodos de estiagem faz com que em algumas localidades seja necessário armazenar combustível por longos períodos, podendo chegar até seis meses (EPE, 2016).

- Emissões

Outra desvantagem é a emissão de poluentes que contribuem para o aumento do efeito estufa, como o monóxido e o dióxido de carbono (CO e CO<sub>2</sub>, respectivamente), além de vapores oriundos do combustível não totalmente queimado, prejudiciais à saúde humana, é certamente outro grande problema.

Segundo Barreto (2008), um motor a óleo diesel lança 220 kgC/MWh (220 quilogramas de carbono por hora de operação para cada MW gerado) na atmosfera e o seu lubrificante, como possui altos teores de metais, é um contaminante cujo manuseio é regulado pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente - CONAMA.

A queima do óleo diesel, como qualquer combustível fóssil, implica em emissões de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), óxidos de enxofre (SO<sub>2</sub> ou SO<sub>3</sub>), além de outros gases causadores de efeito estufa, como CH<sub>4</sub> e NO<sub>x</sub>. O teor de enxofre é adotado e reconhecido mundialmente como indicador do tipo de óleo diesel e da boa qualidade do produto. A presença de enxofre no combustível reduz a vida útil do motor e aumenta as emissões de óxidos de enxofre. Estes gases podem promover a formação das “chuvas ácidas”, quando combinados com a água da atmosfera. Além

disso, o enxofre pode contribuir para elevar as emissões de material particulado, devido à presença de sulfatos (ANP, 2020a).

A Resolução ANP nº 50, de 23 de dezembro de 2013, determina que o óleo diesel para uso rodoviário (veículos automotores, máquinas agrícolas, de construção e industriais) podem ser do tipo S10 ou S500, quando utilizado para geração de energia elétrica, o diesel pode ser do tipo S1800, ou seja, com teor de enxofre máximo de 1.800 mg/kg. Portanto, o combustível utilizado na geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados tem um potencial poluidor maior do que seu similar utilizado em veículos automotores. (ANP, 2013)

No que diz respeito às emissões de Gases de Efeito Estufa - GEE, segundo o Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas - IPCC (2011), a geração de energia elétrica a partir de óleo (diesel ou combustível) representa a segunda tecnologia em termos de maiores emissões de gases de efeito estufa, perdendo apenas para o carvão.

De acordo com a EPE (2018b) as emissões do SIN no ano de 2017 foram de 44,5 MtCO<sub>2eq</sub> (milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente). Para os Sistemas Isolados, em 2019, são estimados cerca de 2,94 MtCO<sub>2eq</sub>. Com isso, a intensidade de emissões, medida em tCO<sub>2eq</sub>/MWh, dos Sistemas Isolados é 7,4 vezes superior à do SIN. Por outro lado, em termos absolutos, as emissões nos sistemas isolados representam somente 0,5% daquela decorrente da queima de combustíveis, contemplando os diversos setores econômicos (não apenas geração de energia elétrica) no país (PONTE, 2019).

Por tais motivos há a pressão da sociedade para que as centrais térmicas em geral sejam menos utilizadas e, conforme visto acima, a balança tende para o lado das demais fontes de energia.

#### **2.3.4. Planejamento a longo prazo do Sistema Isolado**

O planejamento a longo prazo do Sistema Isolado é incluso no Plano Nacional de Energia e no Plano Decenal de Energia, porém de maneira mais específica, a EPE publica anualmente o Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados com horizonte de cinco anos.

Conforme estabelecido na Portaria MME nº 67/2018, os agentes de distribuição dos Sistemas Isolados devem elaborar propostas de planejamento para atendimento aos seus mercados consumidores e encaminhá-las à EPE até o dia 30

de junho de cada ano, cabendo a esta a avaliação técnica das propostas de forma a subsidiar a aprovação do planejamento pelo Ministério de Minas e Energia (MME) (EPE, 2019).

Para nortear os agentes de distribuição na elaboração dessas propostas, a EPE publica a atualização das "Instruções para Apresentação de Proposta de Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados" (EPE, 2019).

O documento Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados com horizonte de cinco anos contém os resultados consolidados das propostas de planejamento para os Sistemas Isolados, informadas pelas distribuidoras em 2019, bem como aponta as questões mais relevantes identificadas na análise desses dados, de forma a subsidiar a aprovação do planejamento pelo MME.

Esse planejamento visa identificar antecipadamente os sistemas isolados que necessitam de expansão da oferta de geração existente ou substituição de unidades geradoras, de forma a assegurar o suprimento futuro de energia elétrica a esses mercados.

O documento Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados consiste nas projeções de mercado de energia elétrica em cada localidade isolada, no balanço entre oferta e demanda e, conseqüentemente, em apontar as necessidades futuras de expansão dos parques geradores ou da substituição das usinas atuais.

### **2.3.5. Políticas Públicas para o Sistema Isolado**

Uma das políticas públicas que impactaram o atendimento à Regiões Remotas foi o Programa Luz Para Todos, lançado em novembro de 2003, por meio do Decreto 4.873, o com o desafio inicial de acabar com a exclusão elétrica no país e favorecer o acesso à energia elétrica.

Tal Programa se justificava com base nos estudos formulados sobre o acesso à energia elétrica, pelo Ministério das Minas e Energia, que apresentam o chamado mapa da exclusão elétrica no país e mostram que as famílias sem acesso à energia estão em sua maioria, nas regiões de menor Índice de Desenvolvimento Humano e nas classes de baixa renda.

O Decreto nº 8.493, de 15 de julho de 2015, estabeleceu que os atendimentos às regiões remotas dos Sistemas Isolados deverão ser contratados pelo Programa

Luz Para Todos aplicando-se os regramentos adotados para os contratos firmados no âmbito do Sistema Interligado Nacional – SIN.

Além da necessidade de universalização da energia elétrica, problema atacado pelo Programa Luz para Todos, nos últimos anos, notou-se a necessidade de incentivar outras fontes de geração de energia nos Sistemas Isolados.

Os leilões para contratação de energia nos sistemas isolados, até recentemente não possuíam critérios que incentivassem alternativas mais econômicas. Porém a partir da Portaria MME 67, de 1 de março de 2018 houve uma reformulação da estrutura acerca do atendimento aos Sistemas Isolados a fim de promover uma maior incorporação de fontes renováveis, determinando que as propostas de solução de suprimento deverão buscar a eficiência econômica e energética, a mitigação dos impactos ambientais e a utilização de recursos energéticos locais.

A Aneel informa no Memorando 223/2018-SCG/ANEEL, que nos editais dos leilões para atendimento dos Sistemas Isolados, já é prevista a possibilidade de inserção de geração por fontes renováveis.

É importante ressaltar que um leilão que tem por parâmetro o critério da eficiência torna-se uma iniciativa inédita, visto que atualmente os leilões usam como base apenas o preço do custo da geração onde os participantes competiriam pelo menor preço para se comprometerem com a redução de um percentual desse montante.

Apesar desses incentivos a inserção de fontes mais renováveis ao parque gerador do Sistema Isolado, não houve ainda uma alteração significativa no arranjo de geração, e as termoeletricas de combustível fóssil permanece a solução mais utilizada.

### **3. CONTAS SETORIAIS**

As Contas Setoriais caracterizam-se como um fundo setorial que tem a função de subsidiar as diversas políticas públicas, seja de incentivo ou de universalização do acesso a energia elétrica.

Sendo as principais contas setoriais do mercado brasileiro de energia elétrica as seguintes contas: Conta de Reserva Global de Reversão – RGR, Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, Conta de Consumo de Combustíveis – CCC.

Há ainda outras Contas Setoriais, como a Conta - ACR, Conta Bandeiras – Prêmio de Risco e recentemente regulamentada, Conta COVID. Todas as Contas Setoriais são atualmente geridas pela CCEE.

A Conta de Reserva Global de Reversão - RGR é um encargo do setor elétrico brasileiro pago mensalmente pelas concessionárias de geração, transmissão e distribuição de energia. Criada em 1957, a partir do Decreto nº 41.019, a RGR financia projetos de melhoria e expansão para empresas do setor energético (CCEE, 2020).

A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) é um fundo setorial, Instituída em 2002, pela Lei no 10.438, e inicialmente voltava-se para a cobertura de despesas ínsitas ao setor elétrico. Nessa concepção regulatória, cabia à CDE o financiamento das seguintes atividades:

(i) promoção da universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional;

(ii) garantia dos recursos para atendimento à subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento da energia elétrica para consumidores de baixa renda — tarifa social de energia elétrica;

A partir de 2003, com a Lei nº 10.762, a CDE passou a ter como objetivo, além das citadas acima, a promoção da competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidroelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral.

Atualmente a CDE tem como objetivo custear diversas políticas públicas do setor elétrico brasileiro, tais como: universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional; concessão de descontos tarifários a diversos usuários do serviço (baixa renda, rural; Irrigante; serviço público de água, esgoto e saneamento; geração e consumo de energia de fonte incentivada); competitividade da geração de energia elétrica a partir da fonte carvão mineral nacional; entre outros. E, a partir de 2013, custeia a Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, que tem como objetivo a modicidade da tarifa em sistemas elétricos isolados (CCEE, 2020).

Na Figura 4 é possível observar as entradas de recursos e a destinação de cada parcela da CDE, através dos anos. Observe que a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) representa uma parcela significativa da destinação dos recursos da CDE. A conta CCC no ano de 2019 teve o orçamento de 6.310 milhões de reais e em 2020 cerca de 7.500 milhões (ANEEL, 2021).



ORÇAMENTO CDE (em R\$ milhões)						
DESPESAS	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Restos a pagar	-	1.627	3.000	-	-	1.061
Universalização - PLpT e Kit Instalação	2.027	875	875	973	1.172	941
Tarifa Social - Baixa Renda	2.200	2.099	2.166	2.239	2.498	2.440
Carvão Mineral Nacional	1.004	1.123	1.216	1.005	909	850
CCC - Sistemas Isolados	4.043	4.658	7.223	6.339	5.056	5.849
Descontos Tarifários na Distribuição	4.461	4.092	5.454	6.156	6.051	8.362
Descontos Tarifários na Transmissão	-	-	-	-	288	362
Subvenção Cooperativas	-	-	-	-	-	179
Fontes Renováveis e Gás Natural	-	-	-	-	-	-
Qualificação de mão de obra técnica	-	-	-	-	-	-
CAFT CCEE	-	-	-	-	15	9
Reserva Técnica	-	-	-	-	-	-
Indenização de Concessões	-	3.179	4.898	1.242	-	-
Subvenção RTE	386	389	389	310	-	-
Verba MME	-	30,74	24,15	27	-	-
<b>Total</b>	<b>14.121</b>	<b>18.074</b>	<b>25.246</b>	<b>18.291</b>	<b>15.989</b>	<b>20.053</b>
RECEITAS	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Saldo em Conta	3.786	-	435	64	714	-
UBP	674	558	585	612	668	672
Multas	177	218	127	180	176	214
Recursos da União	8.460	11.805	-	-	-	-
Recursos da RGR	-	2.295	1.974	2.002	1.210	478
Outras disponibilidades	-	1.498	69	108	184	734
Quotas CDE - ENERGIA	-	-	3.137	3.472	3.690	3.796
Quotas CDE - Uso	1.024	1.700	18.920	11.853	9.348	14.160
<b>Total</b>	<b>14.121</b>	<b>18.074</b>	<b>25.246</b>	<b>18.291</b>	<b>15.989</b>	<b>20.053</b>

Figura 5. Orçamento da CDE.  
Fonte: ANEEL, 2018.

No Tópico 3.1 serão detalhados os aspectos referentes à Conta de Consumo de Combustíveis - CCC cuja estrutura é o objeto de análise deste trabalho.

Serão explicitados o histórico regulatório, as características gerais, a gestão da conta e pontos relevantes à nível de contextualização.

Ainda, para clarear o entendimento sobre a estrutura das Contas Setoriais destaca-se que, para o implementação do fundo das referidas Contas são atribuídos os encargos setoriais que de acordo com a ANEEL, consistem nos custos não gerenciáveis suportados pelas concessionárias de distribuição, instituídos por Lei, cujo repasse aos consumidores é decorrente da garantia do equilíbrio econômico-financeiro contratual de acordo com o Módulo 5 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET).

Sendo todos esses encargos criados por leis aprovadas pelo Congresso Nacional para viabilizar a implantação de políticas públicas no setor elétrico brasileiro. Seus valores constam de resoluções ou despachos da Agência Nacional

de Energia Elétrica (ANEEL) e são recolhidos pelas distribuidoras por meio da conta de luz. Cada um dos encargos possui objetivos pré-definidos.

A seguir segue a descrição de tais encargos, aplicáveis ao setor elétrico, de acordo com ANEEL (2019).

O PROINFA tem por objetivo aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica, privilegiando empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão ou distribuição.

O ESS, Encargos de Serviço do Sistema são os custos decorrentes da manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema no atendimento à demanda por energia no Sistema Interligado Nacional (SIN). Estes valores são pagos por todos agentes com medição de consumo registrada na CCEE, na proporção de seu consumo.

A TFSEE, Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica, tem a finalidade de constituir a receita da Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL, para cobertura das suas despesas administrativas e operacionais.

A TSEE, Tarifa Social e Energia Elétrica, representam descontos nas tarifas de energia dos consumidores residenciais de baixa renda, ficando esse desconto entre 10%.

Também há um encargo destinado a financiar o funcionamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico, que coordena e controla a operação das geradoras e transmissoras de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). O valor é definido anualmente pelo ONS e aprovado pela ANEEL.

O encargo P&D/EE, Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética, tem o objetivo de estimular pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à energia elétrica e ao uso sustentável dos recursos necessários para gerá-la.

A CFURH, Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos trata-se de percentual pago por Itaipu Binacional (Royalties) e pelas concessionárias de geração hidrelétrica (CFURH) em face da utilização de recursos hídricos.

### 3.1. CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS - CCC

Ainda durante a vigência do antigo modelo do setor elétrico, onde as tarifas eram determinadas pelos custos e quase todo o setor era controlado por empresas

estatais, foi criada um dos mais importantes subsídios: a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC).

A Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) é o encargo do setor elétrico brasileiro, cobrado nas "tarifas de distribuição" e nas "tarifas de uso" dos sistemas elétricos de distribuição e transmissão - TUSD e TUST que é pago por todas as empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica e pelas concessionárias de transmissão de energia elétrica, para cobrir os custos anuais da geração termelétrica eventualmente produzida no país, principalmente na Região Norte do Brasil, em áreas ainda não integradas ao Sistema Interligado Nacional.

A energia elétrica gerada por usinas termelétricas é, aproximadamente, três a quatro vezes mais cara do que aquela gerada por usinas hidrelétricas, ficando os habitantes da Região Norte do Brasil sem acesso a esta energia, mais barata. Assim, a CCC tem como objetivo subsidiar a energia elétrica gerada nos Sistemas Isolados para que o consumidor possa ter uma tarifa de energia elétrica semelhante à dos consumidores servidos por geração hidráulica.

Os valores destinados à CCC são incluídos no cálculo da conta dos consumidores situados nas regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste e repassados à Câmara De Comercialização De Energia Elétrica (CCEE) que administra estes recursos.

### **3.1.1. Contexto do surgimento da Conta de Consumo de Combustível: Base Legal**

A CCC foi instituída pela Lei nº 5.899, de 05 de julho de 1973, e regulamentada pelo Decreto nº 73.102, de 07 de novembro de 1973, com o objetivo de garantir o suprimento de energia elétrica às distribuidoras, subsidiando o custo dos combustíveis fósseis utilizados nas centrais geradoras termelétricas.

A CCC foi concebida para equalizar os custos de geração térmica com combustíveis fósseis com os custos da geração hidráulica no Sistema Interligado (SIN).

Parte dos custos dos combustíveis fósseis passou a ser coberto por todos os consumidores de energia elétrica do SIN, enquanto que o sistema de usina térmica passou a contribuir apenas com o custo do equivalente hidráulico.

Aplicada inicialmente nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, posteriormente, a CCC foi estendida também para os sistemas interligados das regiões Norte e Nordeste.

A Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, estendeu a todos os concessionários distribuidores o rateio do custo de consumo de combustíveis para geração de energia elétrica nos sistemas isolados, e conseqüentemente o benefício foi estendido para o Sistema Isolado. Isto é, os consumidores dos sistemas isolados passaram a contribuir para a formação da reserva financeira e, em contrapartida, compartilhar do benefício da geração termelétrica.

O Decreto nº 774, de 18 de março de 1993, art.22, desdobrou a CCC em três subcontas distintas:

a) CCC-S/SE/CO - Conta de Consumo de Combustíveis destinada a cobrir os custos de combustíveis fósseis da geração termelétrica constantes do Plano de Operação do Sistema Interligado do Sul, Sudeste e Centro-Oeste, tendo como contribuintes todos os concessionários que atendam a consumidores finais cujos sistemas elétricos estejam, no todo ou em parte, conectados a esse sistema interligado;

b) CCC- N/NE – Conta de Consumo de Combustíveis destinada a cobrir os custos de combustíveis fósseis da geração termelétrica constantes do Plano de Operação do Sistema Interligado do Norte e Nordeste, tendo como contribuintes todos os concessionários que atendam a consumidores finais cujos sistemas elétricos estejam, no todo ou em parte, conectados a esse sistema interligado;

c) CCC-ISOL - Destinada a cobrir os custos de combustíveis fósseis da geração termelétrica constantes do Plano de Operação dos Sistemas Isolados, tendo como contribuintes todos os concessionários do país que atendam a consumidores finais.

Com a reestruturação do setor elétrico brasileiro e a edição da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, foi determinada a manutenção temporária das “subcontas” CCC dos sistemas interligados durante oito anos, com cobertura para o parque gerador existente em 6 de fevereiro de 1998, e dos sistemas isolados, com cobertura integral até 2013.

Dessa forma, após a reestruturação do setor elétrico brasileiro, a CCC foi extinta progressivamente para o sistema interligado e passou a cobrir apenas os custos de geração do sistema isolado.

Contudo, o benefício da CCC para o sistema isolado foi estendido por 20 anos, a partir da promulgação da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, que no parágrafo terceiro do art. 18, dá nova redação para a aplicação da sistemática de rateio do custo de consumo de combustíveis para geração de energia elétrica nos sistemas isolados.

A nova redação ampliou a vigência do benefício, porém, exigiu como contrapartida que o mecanismo fosse usado para atingir a sustentabilidade econômica da geração de energia elétrica nestes sistemas, ao término do prazo estabelecido, por meio da indução à eficiência econômica e energética, à valorização do meio ambiente e à utilização de recursos energéticos locais. Porém, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, introduziu modificações substanciais na CCC.

As concessionárias do sistema isolado passaram a ser subsidiadas pela diferença de custo efetivo de geração térmica e a valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da potência e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) do SIN, ou seja, os custos de geração passaram a incluir não somente custos com combustíveis, mas também investimentos, custo de operação e manutenção, e impostos não-recuperáveis (ICMS). Essa Lei também aboliu o limite de tempo para a existência desse subsídio.

Posteriormente, a Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, mais tarde convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que tratou das prorrogações das concessões, alterou profundamente a estrutura dos encargos setoriais, extinguindo o rateio da CCC entre as concessionárias, passando essa Conta a ser suprida pela CDE.

A CDE era composta até a edição da Medida Provisória nº 579/2012 pelos seguintes encargos setoriais: quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializam energia com consumidor final, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição; pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público e multas aplicadas pela ANEEL a concessionárias, permissionárias e autorizadas.

Dessa maneira, parte dos recursos da CDE é composta por encargos setoriais e uma parte podendo resultar de emissões da dívida pública. A Conta passou a ser rateada, então, entre consumidores e contribuintes. Sendo que o

montante a ser arrecadado em quotas anuais da CDE calculadas pela ANEEL corresponderá à diferença entre as necessidades de recursos e a arrecadação proporcionada pelas demais fontes.

A CCC era gerenciada pela Eletrobrás, por meio do Grupo Técnico Operacional da Região Norte - GTON, responsável pelo Planejamento e Acompanhamento da Operação dos Sistemas Isolados da Região Norte. A Eletrobrás realizava o planejamento e a operação do Sistema Isolado (BARRETO, 2014).

Em 22 de junho de 2016, foi publicada a medida provisória nº 735/2016, que estabeleceu que a partir de 2017, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) seria a responsável por gerir os recursos da Reserva Global de Reversão (RGR) e da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Tal medida deu origem a Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, onde se definiu, dentre outros temas, que as atividades de previsão de carga e planejamento da operação energética dos Sistemas Isolados seriam executadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS (ONS, 2019).

Na Figura 6 abaixo é apresentada um resumo em forma de linha do tempo dos principais marcos da Conta de Consumo de Combustíveis.

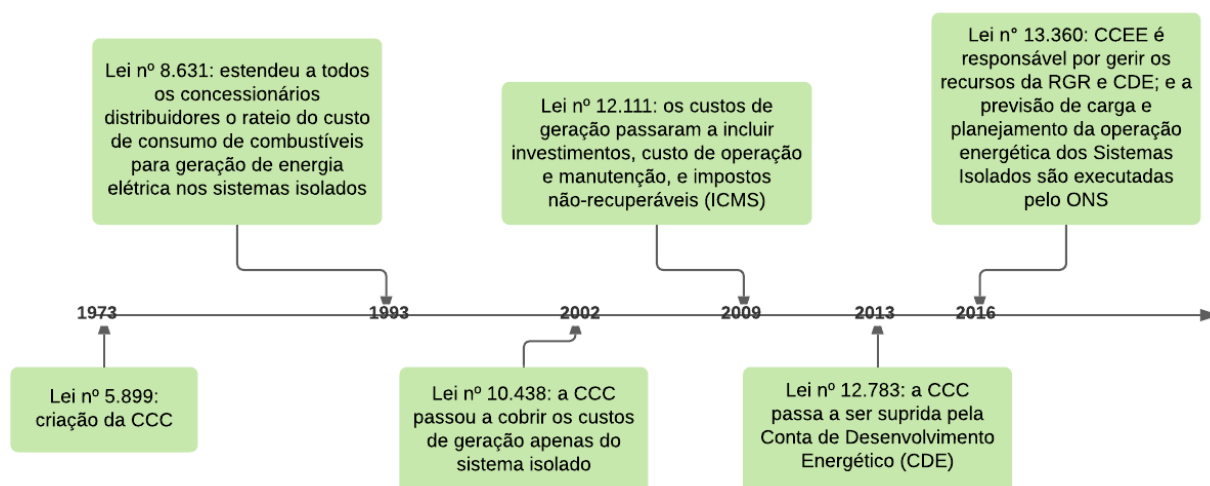


Figura 6: Linha do tempo da Conta de Consumo de Combustíveis.  
Fonte: Autor.

### 3.1.2. Motivação: modicidade tarifária e distribuição dos benefícios da fonte hídrica

O grande potencial hidrelétrico brasileiro representa uma indiscutível vantagem comparativa em relação às matrizes elétricas adotadas por outros países, que utilizam principalmente os combustíveis fósseis ou centrais nucleares para geração de energia elétrica. Além de tratar-se de uma fonte abundante, limpa e renovável, a utilização da alternativa hidrelétrica é de pleno domínio da tecnologia nacional, servindo de referência para outros países.

Considerando que a potência de geração instalada deve ser superior à demanda energética máxima, um sistema interligado hidrotérmico permite uma maior flexibilidade à medida que a sazonalidade e diversidade das condições de chuvas e estiagem para abastecimento das represas se complementam nas distintas regiões. Quando há um excedente energético de geração hidráulica, este excedente é transferido para as regiões que estiverem com déficit de produção, reduzindo o uso de combustíveis das termelétricas. Mesmo com essa transferência de carga, as termelétricas ainda têm sua importância, por suprirem a problemática de falta de água nas hidrelétricas por falta de precipitação pluviométrica em mais de uma região (FILHO, 2010).

Tais vantagens citadas podem ser observadas apenas no Sistema Interligado Brasileiro por motivo da interligação e são importantes para a modicidade tarifária. A população que tem o atendimento de energia elétrica feito no Sistema Isolado, por sua vez, não participa de tais benefícios. Com isso a CCC é de grande importância para a repartição das vantagens do potencial hídrico também para o Sistema Isolado.

### **3.1.3. Gestão da Conta**

A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE tem como finalidade conceder descontos tarifários a diversos usuários (baixa renda, rural, irrigante, etc); custear a geração de energia nos sistemas elétricos isolados por meio da CCC; pagar indenizações de concessões; incentivar o programa de subvenção à expansão da malha de gás natural; garantir a modicidade tarifária; promover a competitividade do carvão mineral nacional.

A Resolução Normativa nº 801, de 19 de dezembro de 2017, da ANEEL estabelece os procedimentos para planejamento, formação, processamento e gerenciamento das parcelas Carvão Mineral e CCC, associadas à CDE.

Anteriormente, a CCC era administrada pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás. A responsabilidade legal pela gestão do Fundo CCC pela Eletrobrás foi fundamentada nos termos do inciso III do art. 13 da Lei nº 5.899/1973, do art. 8º da Lei 8.631/1993 e dos arts. 24 e 25 do Decreto 774/1993.

Todavia, a Lei 13.360/2016 estabelece que as atividades de previsão de carga e planejamento da operação do Sistema Isolado sejam executadas, mediante autorização do poder concedente, pelo ONS, a partir de 1º de junho de 2017. Segundo a lei acima citada, o orçamento anual da CCC passou a ser elaborado pela CCEE, conforme a previsão de geração de energia do Sistema Isolado para o período, e homologado pela ANEEL.

Portanto, desde então a CCEE atua no processo de gestão financeira e operacional da CCC, que é regulado e fiscalizado pela Aneel.

A Conta possui três operações distintas: Reembolso, Sub-rogação, Contratos de Confissão de Dívidas - CCD.

O Reembolso é usado para ressarcir os custos de geração do Sistema Isolado: de combustível, de geração própria, de contratação de potência e energia elétrica, de despesas acessórias e de tributos. O Reembolso contempla o custo do combustível, o custo da geração própria, contratação de potência e energia elétrica e tributos.

A Sub-rogação contempla o reembolso concedido aos projetos realizados no Sistema Isolado para substituir, total ou parcialmente, a geração termelétrica ou ampliar o atendimento às demandas de mercado. Podem ser requeridos por empreendimentos já em operação comercial ou empreendimento com as obras ainda em andamento.

Por último há o ressarcimento para pagamento de eventuais dívidas apuradas em caso de CCD, que são contratos entre a CCC e o beneficiário.

#### **3.1.4. Movimentação financeira**

O fluxo de operacionalização da CCC ocorre mensalmente, dentro das modalidades, já citadas: Sub-rogação, Reembolso e Contratos de Confissão de



Dívidas. Tais operações são detalhadas a seguir, de acordo com a Resolução Normativa nº 801, de 19 de dezembro de 2017, da ANEEL. Abaixo é discorrido sobre cada uma das modalidades de reembolso:

- Sub-rogação

O processo inicia com a autorização da ANEEL, a partir do enquadramento dos empreendimentos na sub-rogação dos benefícios do rateio da CCC e os respectivos valores a serem reembolsados pela CCEE. É necessário que o beneficiário e seus fornecedores, quando aplicável, estejam devidamente cadastrados na CCEE para o recebimento do reembolso de sub-rogação.

O empreendimento que já se encontra em fase de operação comercial para solicitar o reembolso deve enviar por meio de chamado à Central de Atendimento, até o 7º dia útil do mês de referência, o Formulário para solicitação de reembolso relativo à sub-rogação, disponível no site da CCEE. Ademais os dados de medição devem ser disponibilizados no Sistema de Coleta de Dados de Energia - SCDE. O beneficiário deve cadastrar no sistema as certidões em até cinco dias úteis antes da data estabelecida para o reembolso e o pagamento do reembolso é realizado pela CCEE até o último dia útil do mês subsequente.

Já os empreendimentos com obras em andamento, para solicitar o reembolso, devem enviar por meio de chamado à Central de Atendimento, até 17 dias úteis do mês seguinte ao mês de competência, o Formulário específico para solicitação de reembolso relativo à sub-rogação e o Relatório físico/financeiro caracterizado como a documentação comprobatória do avanço das obras sub-rogadas até o momento da solicitação dos reembolsos.

O Relatório deve conter no mínimo: o cronograma de desembolsos das etapas compatíveis com o Ato Regulatório que autorizou a sub-rogação, os contratos assinados com as empresas responsáveis pela execução das obras, os relatórios de acompanhamento físico-financeiro das obras elaborados pela empresa contratada como engenharia do proprietário, devidamente assinado pelo engenheiro responsável e pelo responsável financeiro ou contador da empresa. O pagamento do reembolso será realizado pela CCEE até o último dia útil do mês conforme o ato regulatório específico emitido pela ANEEL.

- Reembolso

Para fins de reembolso da CCC, todos os contratos de comercialização de energia e potência para suprimento do Sistema Isolado (Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica, Contratos de Potência e Energia Elétrica, Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Sistema Isolado, Contratos de Transporte de Combustível (Frete), entre outros), devem estar registrados no sistema da CCEE.

Conforme previsto na REN 801/17, o beneficiário pode solicitar o reembolso preliminar do custo de contratação de potência e energia elétrica, de locação de grupos geradores e de aquisição de combustíveis, incluindo os tributos eficientes incidentes, no âmbito da CCC. Para fins do reembolso preliminar, a CCEE divulga até o último dia do mês de competência, por meio de comunicado específico, o limite do reembolso preliminar que pode ser solicitado por cada beneficiário.

Para solicitar o reembolso preliminar, o beneficiário deve enviar o Formulário específico para solicitação de reembolso preliminar e as respectivas notas fiscais, por meio de chamado à Central de Atendimento até 10 dias corridos do mês após o mês de competência. Para recebimento do reembolso preliminar, o fornecedor do beneficiário, deve estar devidamente cadastrado na CCEE. O pagamento do reembolso preliminar ao fornecedor indicados é realizado pela CCEE até o vigésimo dia do mês subsequente ao mês de referência.

Para solicitar o reembolso mensal, o beneficiário deve cumprir as seguintes atividades até 15 dias corridos do mês seguinte ao mês de competência:

- a) Inserir no SCD-Notas Fiscais as notas fiscais de combustível;
- b) Inserir no SCD-Notas Fiscais as demais notas fiscais/faturas, bem como, preencher todas as informações requeridas pelo sistema;
- c) Enviar o Formulário para solicitação de reembolso CCC, disponível no site da CCEE, por meio de chamado à Central de Atendimento.

O beneficiário deve enviar, por meio do SCD, até o 5º dia corrido do mês seguinte ao mês de competência para as usinas da capital e até o 15º dia corrido do mês seguinte ao de competência para as usinas do interior, as seguintes informações:

- a) Os dados de consumo de combustível, de geração de energia e demais informações pertinentes, conforme formato disponível na Especificação Técnica CCC;

b) Memória de massa do medidor contendo os dados de energia e combustível, quando aplicável.

A CCEE disponibiliza em seu site os dados de medição finais, que são considerados no cálculo do reembolso, no último dia útil do mês. O cálculo do reembolso é realizado conforme o disposto na Resolução Normativa nº 801/2017 e a CCEE publica em seu site a memória de cálculo dos reembolsos até o décimo dia útil. O pagamento do reembolso ao beneficiário é realizado pela CCEE até o décimo quinto dia do segundo mês subsequente ao mês de referência.

No último dia útil de cada mês é realizado um novo pagamento, com o objetivo de regularizar os repasses dos subsídios para as empresas que não receberam os pagamentos nos prazos previstos neste procedimento, devido ao não envio da documentação comprobatória de regularidade fiscal (certidões de adimplemento) e/ou inadimplência com as obrigações setoriais, conforme diretrizes estabelecidas neste procedimento.

Na Figura 7 é possível entender o fluxo de ações mensais envolvidas no reembolso dos empreendimentos.

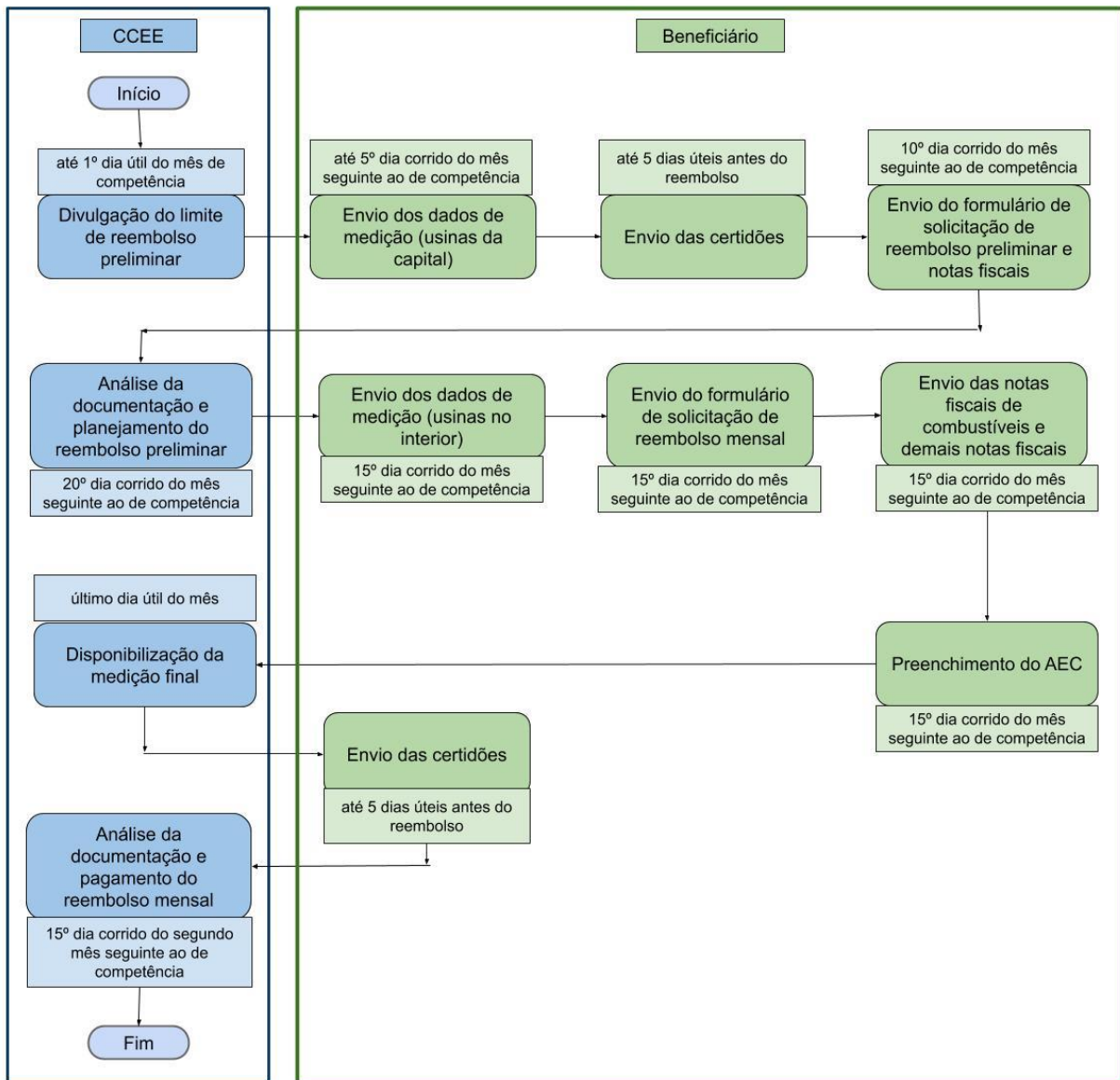


Figura 7: Fluxo de ações para reembolso mensal.  
Fonte: CCEE, 2019.

Os dados e valores relativos a um reembolso já processado podem ser alterados apenas por meio de solicitação de reprocessamento. O beneficiário tem o prazo limite de seis meses para solicitar o reprocessamento à CCEE, contados do mês em que os dados para reembolso deveriam ter sido encaminhados à CCEE para processamento regular, não sendo aceitos pedidos após esse prazo.

- Contratos de Confissão de Dívida – CCD

A ANEEL realiza a validação do Contrato de Confissão de Dívida, após isso, a CCEE avalia a regularidade fiscal do beneficiário, atualiza o montante residual da

dívida pela Taxa Selic, soma os juros calculados à parcela de contrato e repassa o recurso ao beneficiário.

Ademais, as modalidades citadas a CCEE devem promover o cálculo do ajuste dos tributos recuperados, anualmente, para que as diferenças apuradas do aproveitamento de créditos de ICMS e de PIS/PASEP e COFINS sejam devolvidas à CCC ou ao beneficiário, conforme o caso. Os beneficiários devem encaminhar à CCEE, por meio de chamado à Central de Atendimento, até o dia 15 de abril do ano seguinte ao de competência, a seguinte documentação:

- a) Declaração Anual de Tributos Recuperados no exercício anterior, disponível no site da CCEE, assinado pelo contador responsável (documento digital e firma reconhecida);
- b) Balancetes mensais do exercício anterior, demonstrando a memória de cálculo do aproveitamento de créditos de ICMS e de PIS/PASEP e COFINS;
- c) Balanço Patrimonial do exercício auditado.

A CCEE deve apurar e divulgar em seu site os relatórios com as diferenças mensais de reembolso de créditos de tributos não recuperados até o dia 15 de maio do ano seguinte ao de competência. O pagamento das diferenças apuradas é realizado pela CCEE na data prevista de pagamento do reembolso CCC da competência do mês de maio, considerando que cada parcela mensal deve ser atualizada pelo Índice de Preços para o Consumidor Amplo - IPCA correspondente.

#### **4. FONTES ALTERNATIVAS PARA O SISTEMA ISOLADO**

A substituição do tipo de geração no sistema isolado para fontes alternativas já tem sido tema de pesquisas acadêmicas e também pela EPE. Pontes (2018) faz uma análise da viabilidade de diversas fontes para atendimento ao sistema isolado. As diversas fontes como hídrica, eólica, utilização de biomassa, biocombustíveis, solar, e a combinação de duas fontes, chamadas usinas híbridas, tem limitações diferentes quando se trata da implantação em uma área isolada com as características geográficas da Região Norte do país.

O potencial de aproveitamento para geração pela fonte hídrica é baixo devido ao relevo plano da Região Norte, rios com baixa velocidade, a sensibilidade ambiental da região amazônica devido à presença de unidades de conservação e Terras Indígenas. Existem, entretanto, algumas corredeiras e cachoeiras possíveis de aproveitamento de geração hidrocínética. No Sistema Isolado atualmente existem

duas PCHs: Jatapú, de 10 MW de potências, em Roraima; e Salto Cafesoca, de 7,5 MW de potência, no Amapá (EPE, 2018c).

A utilização da geração por fonte eólica é dificultado pelo potencial limitado na região, o maior potencial eólico são terras indígenas no norte de Roraima, conforme pode ser observado na Figura 8 baixo, onde é apresentado o mapa da velocidade média de do vento no Brasil, segundo o Atlas Global de Ventos (ALTLAS, 2021). Ademais, há limitações no atendimento a um Sistema Isolado fonte puramente eólica, devido à natureza intermitente da geração.

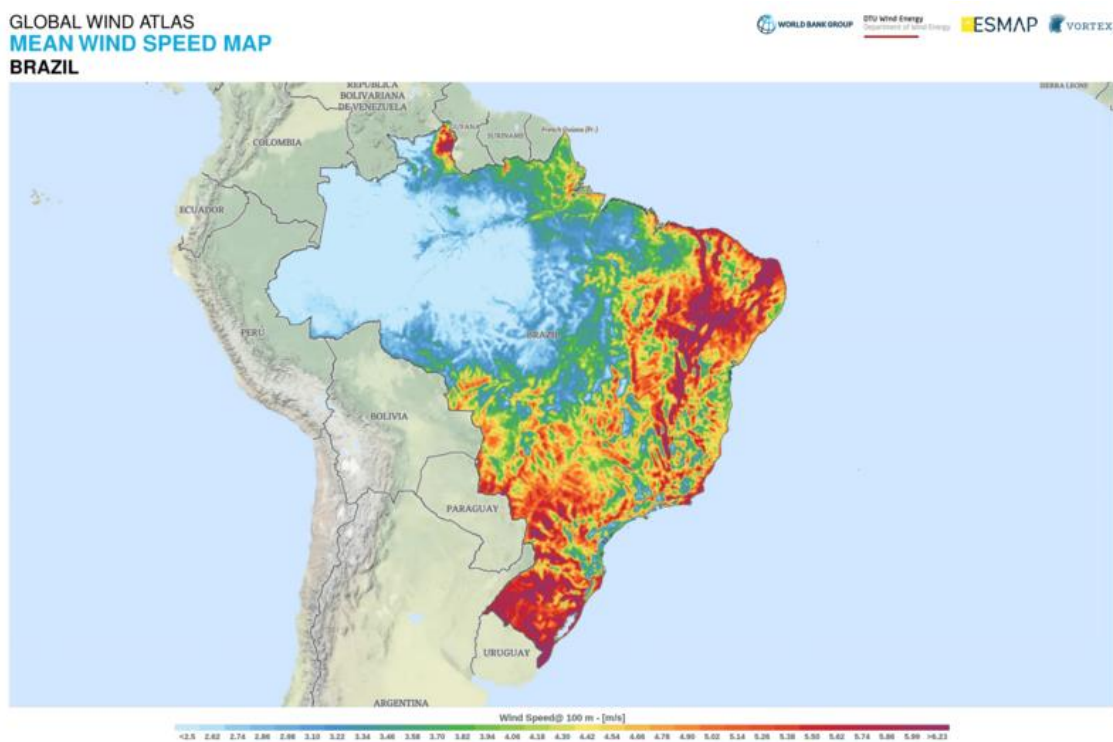


Figura 8: Mapa de velocidade média no vento no Brasil.

Fonte: Global Wind Atlas, 2017.

O potencial solar fotovoltaico para atendimento ao Sistema Isolado apresenta algumas dificuldades devido à irradiação da Região Norte não ser tão alta comparada ao resto do país, porém há locais com irradiação razoável e homogênia. Dentre as vantagens da utilização desta fonte na Região Norte é a redução dos custos dos equipamentos nos últimos anos. Dentre as desvantagens, estão à necessidade de áreas razoáveis para instalação das placas fotovoltaicas e a impossibilidade de controle da carga, devida a natureza intermitente da fonte.

Atualmente há uma usina que utiliza fonte solar fotovoltaica, no Oiapoque (AP), de 3,6 MW de potência (EPE, 2018c).

A utilização de biomassa e biocombustíveis para atendimento ao sistema isolado na Região Norte reduziria a emissão de carbono, tendo potencial na utilização de biomassa lenhosa residual e a Região Norte conta com uma empresa dedicada a produção de biodiesel de óleo de palma (Brasil BioFuels) (PONTES, 2019). Porém este potencial é limitado a áreas degradadas ou antropizadas, ademais, o investimento nesta fonte tem o potencial indutor de desmatamento na região amazônica. Atualmente há algumas usinas no Sistema Isolado que tem como combustível biomassa é o caso da UTE Itacoatiara, no Amazonas, que é parcialmente suprida por termelétrica à biomassa de cavaco de madeira.

Há também o potencial para utilização de usinas híbridas para o sistema isolado, que se identificam como usinas em que as distintas fontes se combinem ainda no processo de produção de energia elétrica. A tecnologia híbrida que mais tem se destacado para o sistema isolado consiste na utilização de diesel e fotovoltaica, seja conectada a uma bateria ou não.

Tal solução tem se mostrado uma opção viável para a inserção de fontes alternativas e renováveis na matriz do sistema isolado. Esta combinação de fontes possibilita o aproveitamento de fontes não controláveis, sem comprometer o suprimento, pode também significar uma diminuição dos custos de geração devida a redução acentuada dos custos para a implementação de geração solar e por diminuir o consumo de diesel.

Nesse sentido, podem-se citar estudos da EPE de avaliação da atratividade econômica de soluções híbridas em sistemas isolados do Amazonas e Acre, as quais serão abordadas nos próximos tópicos. Com base em premissas conservadoras, sobretudo no que diz respeito aos custos de investimento, este estudo estimou a possibilidade de redução do custo da energia em até 9% e do consumo de diesel em até 26% caso as usinas fossem adotadas soluções híbridas (diesel, solar e baterias). Os estudos tomam por base o preço do óleo diesel à época e apontam que o seu aumento favorece ainda mais a viabilidade econômica dessas soluções alternativas no Acre (EPE, 2014) e no Amazonas (EPE, 2016).

#### 4.1. PRINCIPAIS DIFICULDADES NA INSERSÃO DE FONTES ALTERNATIVAS NO SISTEMA ISOLADO

Além das limitações citadas acima, as soluções a diesel tem funcionado razoavelmente bem há mais de um século nos sistemas isolados, o que explica a preferência das distribuidoras, sobretudo ao se considerar locais afastados e sua complexa logística.

No aspecto cultural, os operadores bem estabelecidos na Região Norte são, na maioria dos casos, empresas especializadas na geração térmica a diesel. Para estes, investir em soluções alternativas representaria um afastamento do seu negócio principal. Já as empresas focadas em energias renováveis, ainda que atuem com sucesso nos leilões do sistema interligado, tendem a não participarem dos leilões para o sistema isolado pelos desafios logísticos da região amazônica.

Para implementação de fontes alternativas é necessário um conhecimento técnico e operacional, já que o controle dos processos é complexo. Além disso, há necessidade do armazenamento de energia no caso de fontes intermitentes, no qual são utilizadas baterias e estas precisam de um descarte adequado.

O rápido avanço tecnológico de determinadas fontes, associado à recente queda de custos, não tem resultado em mudanças nos Sistemas Isolados, principalmente por desconhecimento acerca de fontes alternativas e o domínio da tecnologia já utilizada, aliado ao fato que motogeradores a diesel funcionam bem e são de fácil operação e manutenção.

Diante disso, tem-se observado que o desenvolvimento de projetos piloto de usinas híbridas em sistemas isolados de maior porte pode representar a solução para reverter este quadro, visto que, a utilização de duas ou mais fontes energéticas pode permitir uma produção máxima de energia por meio da complementariedade entre as fontes, de maneira que uma compensa a desvantagem da outra. Deste modo, é possível aumentar consideravelmente a eficiência energética dos sistemas.

Sendo assim, ainda que tais projetos pilotos possam ter um custo elevado, eles auxiliariam a vencer a barreira cultural supracitada e facilitariam a disseminação do conhecimento acerca das novas tecnologias. Com isso, os projetos seguintes se beneficiariam do conhecimento gerado, tornando-se autossustentáveis e economicamente viáveis.



#### 4.2. SISTEMAS HÍBRIDOS COM GERADORES A DIESEL E ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Conforme o indicado na Portaria MME nº 600/2010, a Eletrobras Distribuição Acre enviou à EPE os Projetos de Referência para atendimento aos Sistemas Isolados do estado. Em função das previsões de interligação, os mercados foram divididos em três lotes. O denominado Lote III corresponde aos sistemas que não possuem previsão de interligação, dentro do horizonte de planejamento.

O Projeto de Referência apresentado pela distribuidora contempla o atendimento por geradores a óleo diesel nos quatro Sistemas Isolados do Lote III. Tomando como referência o projeto apresentado, a EPE realizou os trâmites necessários para fins de determinação do custo total de geração, estimado em 1.803 R\$/MWh.

Em 2014 a EPE publicou a Nota Técnica “Avaliação de Alternativa de Suprimento em Sistemas Isolados do Acre”, que apresenta um estudo para analisar as possíveis alternativas de suprimento que possam implicar em redução deste custo de geração. O estudo comparou três alternativas de suprimento das localidades informadas: sistemas a diesel, sistemas híbridos diesel-fotovoltaicos sem e com baterias (EPE, 2014).

Ao analisar a sensibilidade do custo da energia em relação ao preço do combustível, nota-se que o custo da energia destes sistemas híbridos está menos sujeito à volatilidade dos preços futuros do combustível, tornando-os mais previsíveis. Avaliou-se também o comportamento do custo nivelado da energia face à variação da demanda esperada para o ano de 2028 e conclui-se que, em geral, o custo da energia aumenta para todos os sistemas geradores. Para o caso em que a demanda seja inferior à prevista, o sistema híbrido fotovoltaico-diesel ainda apresenta o menor custo da energia e o sistema híbrido com bateria apresenta menor sensibilidade a esta variável (EPE, 2014).

Após a publicação deste documento pela EPE, foram apresentados dois projetos alternativos contemplando usinas híbridas (diesel e fotovoltaico) como projeto de referência para atendimento da Amazonas Energia, objeto do Edital do Leilão nº 02/2016-ANEEL, porém tais projetos também não receberam oferta no leilão, prevalecendo à solução do Projeto de Referência.

Ainda conforme indicado a Portaria MME nº 600/2010, a Eletrobras Distribuição Amazonas enviou à EPE o Projeto de Referência para atendimento a 54

Sistemas Isolados do denominado Grupo B do estado. Os mercados foram divididos em 5 lotes e 2 sublotes, de acordo com a localização, as suas previsões de interligação ao SIN e particularidades de cada mercado. O denominado Lote II corresponde às localidades da região do Médio Solimões/Purus, que não possuem previsão de interligação no horizonte de planejamento (EPE, 2016).

Em atendimento ao Art. 8º do Decreto nº 7.246/2010, a EPE calculou o Custo Total de Geração a ser considerado no processo de licitação para atendimento aos 54 Sistemas Isolados do Grupo B do Amazonas, divididos em lotes. O preço de referência calculado pela EPE para UTEs equivalentes do Lote II foi cerca de R\$ 1.467/MWh (EPE, 2016).

Em 2016 a EPE publicou a Nota Técnica “Energia Solar para Suprimento de Sistemas Isolados do Amazonas”, que apresenta um estudo para analisar as possíveis alternativas de suprimento que possam implicar em redução deste custo de geração. O estudo comparou três alternativas de suprimento das localidades informadas: sistemas a diesel, sistemas híbridos diesel-fotovoltaicos sem e com baterias (EPE, 2016).

O resultado indicou benefício econômico no valor da energia, apesar do aumento do investimento inicial. Nos casos analisados, observou-se uma redução no custo nivelado da energia da ordem de 5% a 8% (EPE, 2016). Ademais, igualmente ao resultado da Nota Técnica “Avaliação de Alternativa de Suprimento em Sistemas Isolados do Acre”, indicou menor vulnerabilidade em relação a eventuais aumentos do preço do diesel, economia no consumo de combustíveis fósseis (de até 26% nos casos analisados), proporcionando redução de emissões de gases de efeito estufa. Ainda é possível concluir que a adoção de tal tecnologia no Sistema Isolado promove a geração de conhecimento em sistemas renováveis na região amazônica, propiciando desenvolvimento tecnológico, comercial e de mão de obra local.

#### **4.2.1. Recurso Solar**

O Brasil possui grande potencial de aproveitamento de energia solar durante todo o ano e sua utilização em regiões mais afastadas dos centros urbanos pode trazer benefícios para o seu desenvolvimento. A radiação solar pode ser diretamente convertida em energia elétrica, através do efeito fotovoltaico, que resulta da excitação dos elétrons de alguns materiais na presença da luz solar.

A Figura 9, abaixo, apresenta o índice médio anual de radiação solar no Brasil, segundo o Atlas de Irradiação Solar no Brasil, onde se pode observar que a região Norte não corresponde aos melhores índices de radiação do país (ATLAS, 2020). Ainda assim, essa região ainda apresenta um grande potencial de aproveitamento energético da irradiação solar, principalmente para o fornecimento de energia elétrica para as regiões remotas ou mais afastadas dos centros urbanos.

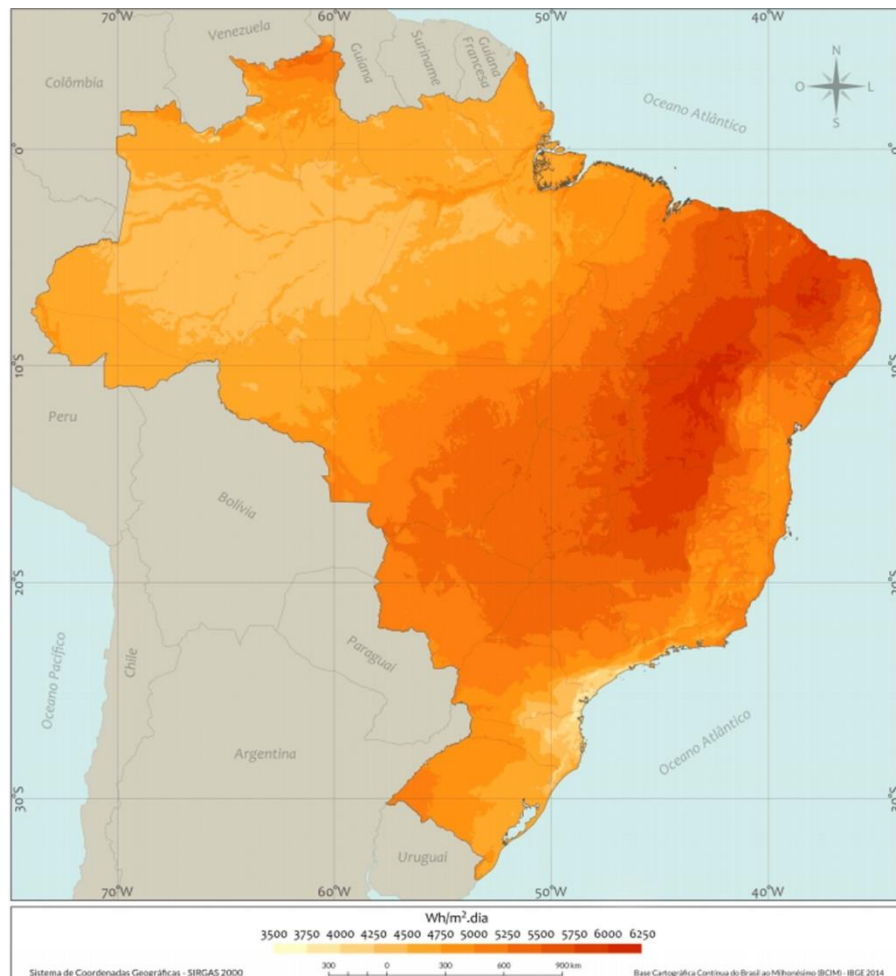


Figura 9: Radiação solar global diária – média anual típica (Wh/m<sup>2</sup>.dia).  
Fonte: Atlas Solar, 2020.

A opção por solução fotovoltaica, com ou sem baterias, requer mão-de-obra qualificada e devida atenção à confiabilidade de suprimento desses sistemas, levando em conta a complexidade de acesso às localidades do Sistema Isolado.

Em contra partida, a substituição de usinas termoelétricas por soluções híbridas pode permitir a redução da quantidade de combustíveis fósseis utilizados,

bem como a emissão de gases poluentes e evitar problemas constantes de racionamento de energia.

Ao instalar duas usinas no mesmo espaço físico, pode-se esperar algum ganho de competitividade do projeto devido à redução de custos associados à compra ou arrendamento da área, ainda que esse custo normalmente represente uma pequena parcela do total.

#### **4.2.2. Características técnicas**

O modelo de sistema híbrido utilizado nesta pesquisa será semelhante ao utilizado em ambas as Notas Técnicas citadas acima, por isso, faz-se necessário detalhar o sistema e todos os custos que devem ser considerados. Nos tópicos abaixo estão dispostas considerações e aspectos relevantes a serem considerados em Sistemas Híbridos.

Nos estudos realizados pela EPE foi utilizado o software Homer (*The micropower optimization model*), que é um modelo de otimização, desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* – NREL, especializado em sistemas híbridos. Este software foi utilizado para auxiliar no projeto de sistemas de geração (EPE, 2016).

Em relação aos custos é considerado, em um primeiro momento, os custos de investimento e de operação e manutenção (O&M), que são comuns a qualquer configuração do sistema gerador. Na parte de custo de investimento, podemos destacar: grupos geradores e sistemas auxiliares, elaboração de projeto, aquisição de terreno, obras civis, sistema de aterramento, construção da subestação, montagens eletromecânicas, já na parte de O&M, destaca-se: salário dos operadores, reposição de peças, manutenção das estruturas comuns.

Nas Notas Técnicas da EPE considerou-se que 35% dos custos correspondem, exclusivamente, aos grupos geradores. Considerou-se também que a cada 15.000 horas de operação se faz necessária a realização de manutenção geral do equipamento. Além disso, o custo de O&M variável considerado foi de 25 R\$/MWh (EPE, 2016).

O custo do óleo diesel nas localidades analisadas é consideravelmente maior do que o praticado nas capitais estaduais, e isso se deve especialmente, à localização e às dificuldades de logística, típicos da região. Para as simulações, com base no Projeto de Referência e nas informações publicadas pela Agência

Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), considerou-se o valor de R\$ 3,4216/L (EPE, 2016).

A partir desse valor, foi adicionado um *mark-up* que representa outros custos inerentes à geração nestes sistemas tais como custos financeiros, administrativos, impostos, encargos e de estoque de combustível. O valor de *mark-up* considerado foi de 10%, levando o custo do diesel a R\$ 3,764/L (EPE, 2016).

O sistema fotovoltaico foi estabelecido como o conjunto de elementos composto de arranjo fotovoltaico, dispositivos de controle, condicionamento, supervisão, proteção, fiação, fundação, estrutura de suporte e não incluindo o armazenamento de energia elétrica (baterias) e inversor, e foi considerado como 5,50 R\$/W<sub>p</sub> (EPE, 2016).

Para o custo de operação e manutenção (O&M) do sistema fotovoltaico, considera-se correspondendo a cerca de 1% do valor do investimento por ano. Todavia, de modo a ser mais conservador e dadas as características da região analisada, para esta análise foi considerado o custo de O&M de 2% do investimento por ano. Adicionalmente, ainda para efeito de simulações no Homer, foi considerado como *Derating Factor*<sup>1</sup> o valor de 75 % (EPE, 2016).

A energia produzida pelas células fotovoltaicas não deve ser utilizada diretamente, já que a corrente produzida pelos módulos fotovoltaicos é contínua, sendo que no Brasil o padrão das redes é em corrente alternada, com frequência de 60 Hz. Para tal adequação, é necessária a utilização dos equipamentos inversores que modulam a corrente contínua em alternada possibilitando, assim, a utilização de equipamentos comuns.

Quando são utilizadas baterias, é necessária ainda a instalação de um segundo conversor, capaz de controlar a carga e a descarga das baterias. Da mesma forma que no caso dos sistemas fotovoltaicos o custo dos inversores deve contemplar o frete. Dessa forma, considerou-se o valor de 1,0 R\$/W para os casos onde não se considera a instalação de baterias, e 2,0 R\$/W nos demais cenários. O custo associado de O&M considerado foi de 1% do valor do investimento para todos os casos (EPE, 2016).

---

<sup>1</sup> O derating factor é um fator que o Homer aplica para a potência de saída do arranjo fotovoltaico, de forma a contemplar condições reais de operação, tais como perdas na cablagem, sombreamento, degradação, acúmulo de sujeira, dentre outros.

A geração de energia por meio da tecnologia fotovoltaica é restrita a condições da radiação solar, ou seja, durante a noite não é possível gerar energia. Por sua característica de intermitência, essa tecnologia é geralmente associada a acumuladores de energia ou a combinação com outras fontes de energia para que seja possível o atendimento da demanda durante o período noturno ou quando as condições de radiação são pouco favoráveis.

No entanto, a tecnologia de baterias escolhida possui uma vida útil substancialmente inferior aos módulos fotovoltaicos. Estima-se que a tecnologia chumbo-ácido do tipo OPzS, às condições locais de temperatura e limitada a 50% de profundidade de descarga máxima, deva ser integralmente substituída a cada 7 anos, aproximadamente. Observa-se que o tempo de vida útil de uma bateria pode ser ainda menor, a depender da forma de uso e do dimensionamento do sistema.

Para fins deste estudo, considerou-se a utilização de baterias chumbo-ácido, com profundidade de descarga de 50 % e vida útil de 7 anos (EPE, 2014). Ressalte-se também que o descarte dessas baterias é uma questão ambiental importante, já que são constituídas por substâncias tóxicas e que podem ser prejudiciais quando em contato direto com o meio ambiente.

Quanto aos custos, considerou-se o valor de 1.500 R\$/kWh para a compra, o transporte e a instalação, sendo o O&M 1% desse valor por ano (EPE, 2014). Adotou-se como custo de substituição das baterias após a vida útil, um valor 50 % maior, devido à necessidade de retirar as baterias antigas do local e providenciar um descarte adequado, conforme a legislação vigente.

#### **4.2.3. Resultados**

Ao todo, considerando o estudo em 2014, com as localidades do Acre, e o estudo de 2016, com as localidades do Amazonas, foram estimados os custos de oito Sistemas Isolados atendidos por Sistemas Híbridos. Os resultados podem ser observados abaixo, nas Tabelas 1 e 3, que apresentam o Custo Nivelado de Energia, em R\$/MWh, de acordo com cada solução tecnológica, e as Tabelas 2 e 4 que apresentam o Valor Presente Líquido do Custo ao longo de quinze anos, em milhões de reais.

A comparação entre o Valor Presente Líquido do Custo ao longo de quinze anos do arranjo de fontes apresentadas corresponde ao tempo de ciclo de vida do

sistema na simulação realizada nos estudos e incorpora todo o valor de investimento para o atendimento a localidade.

Tabela 1. Custo nivelado da energia (R\$/MWh).

<i>Localidade – Acre</i>	<i>Fotovoltaico e diesel</i>	<i>Fotovoltaico bateria e diesel</i>	<i>Diesel</i>
<b>Marechal Thaumaturgo</b>	1.655 (-4,2%)	1.577 (-8,7%)	1.727
<b>Porto Walter</b>	1.657 (-2,2%)	1.540 (-9,1%)	1.695
<b>Jordão</b>	2.157 (-6,8%)	2.119 (-8,4%)	2.314
<b>Santa Rosa do Purus</b>	2.180 (-6,3%)	2.121 (-8,8%)	2.326
<b>Média do Lote</b>	1.847 (-4,7%)	1.769 (-8,8%)	1.939

Fonte: EPE, 2014.

Tabela 2. – Valor presente líquido do custo ao longo do período de 15 anos, em milhões de reais.

<i>Localidade – Acre</i>	<i>Fotovoltaico e diesel</i>	<i>Fotovoltaico bateria e diesel</i>	<i>Diesel</i>
<b>Marechal Thaumaturgo</b>	135,3	128,9	141,2
<b>Porto Walter</b>	104,7	97,3	107,0
<b>Jordão</b>	79,9	78,5	85,7
<b>Santa Rosa do Purus</b>	106,1	103,2	113,2
<b>Total</b>	426,0	407,9	447,2

Fonte: EPE, 2014.

Tabela 3. Custo nivelado da energia (R\$/MWh)

<i>Localidade – Amazonas</i>	<i>Fotovoltaico e diesel</i>	<i>Fotovoltaico bateria e diesel</i>	<i>Diesel</i>
<b>Araras</b>	1.655 (-4,2%)	1.910 (-5,0%)	2.011
<b>Canutama</b>	1.657 (-2,2%)	1.366 (-8,7%)	1.496
<b>Tapauá</b>	2.157 (-6,8%)	1.258 (-7,5%)	1.360
<b>Boca do Acre</b>	2.180 (-6,3%)	1.073 (-5,5%)	1.135
<b>Média dos lotes</b>	1.159 (-6,7%)	1.162 (-6,5%)	1.242

Fonte: EPE, 2016.

Tabela 4. – Valor presente líquido do custo ao longo do período de 15 anos, em milhões de reais.

<i>Localidade - Amazonas</i>	<i>Fotovoltaico e diesel</i>	<i>Fotovoltaico bateria e diesel</i>	<i>Diesel</i>
<b>Araras</b>	15.334	15.360	16.175
<b>Canutama</b>	128.468	125.188	137.130
<b>Tapauá</b>	212.683	213.390	230.713
<b>Boca do Acre</b>	491.364	496.198	524.858
<b>Total</b>	847.850	850.136	908.876

Fonte: EPE, 2016.

Os resultados dessas duas pesquisas realizadas pela EPE demonstram que para todas as localidades analisadas o investimento em uma solução híbrida (termogerador e solar fotovoltaica, sejam com a utilização de bateria ou não), implicou em menos custo ao longo de quinze anos, e em termos de R\$/MWh, quando comparado a tecnologia de termogerador a óleo diesel.

## **5. PROJEÇÃO DA DEMANDA EM 2050 ATENDIDA PELO SISTEMA ISOLADO**

As premissas demográficas, macroeconômicas e setoriais 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. 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.

A previsão de crescimento do sistema isolado sofre algumas limitações devido à dificuldade na projeção da demanda que deverá ser atendida. Dentre as dificuldades, está a declaração de novos sistemas, que em geral, são pequenas comunidades que já contam com um suprimento informal, e a interligação de sistemas à rede básica, das quais muitas já são previstas.

Conforme colocado anteriormente, o planejamento do sistema isolado é feito, a partir dos dados de planejamento disponibilizados pelas distribuidoras, com o



horizonte de cinco anos. Esses dados são consolidados e atualizados anualmente pelo documento “Relatório de Planejamento para Atendimento aos Sistemas Isolados”, publicado anualmente pela EPE.

Com a pandemia do coronavírus, que se estabeleceu em meados de março de 2020, algumas das obras e leilões do sistema isolado foram adiados, além disso, segundo a CCEE houve redução no consumo de energia em diversos setores.

Segundo a EPE (PDE, 2030), a energia representa um componente crítico para o crescimento econômico e após uma queda em 2020, devido à pandemia, a economia e oferta de energia devem começar a se recuperar em 2021, mantendo um crescimento médio, respectivamente, de 2,9% e 3,0% ao ano até 2030 no cenário de referência.

Diante de tais fatos, é possível concluir que os resultados do planejamento do sistema isolado apresentados no Relatório de Planejamento para Atendimento aos Sistemas Isolados- Horizonte 2025 – Ciclo 2020 possam ser impactados. Por isso, para fins desta pesquisa, optou-se por utilizar os dados de planejamento presentes no Relatório de Planejamento para Atendimento aos Sistemas Isolados- Horizonte 2024 – Ciclo 2019.

De acordo com o Relatório de Planejamento para Atendimento aos Sistemas Isolados- Horizonte 2024 – Ciclo 2019, a porcentagem de atendimento aos diferentes setores de consumo no horizonte de cinco anos pode ser observada abaixo, na Tabela 5.

Tabela 5. Percentual de consumo de energia no Sistema Isolado (Relatório de Planejamento para Atendimento aos Sistemas Isolados- Horizonte 2024 – Ciclo 2019).

<b>Estado</b>	<b>Setor industrial</b>	<b>Setor Residencial</b>	<b>Setor Agropecuário</b>	<b>Setor Comercial</b>
<b>Acre</b>	-	50%	-	-
<b>Amapá</b>	20%	47%	-	-
<b>Amazonas</b>	-	40%	-	-
<b>Rondônia</b>	-	35%	30%	-
<b>Roraima</b>	-	50%	-	22%
<b>Pará</b>	-	60%	-	12%

Fonte: EPE, 2019.

Com o intuito de completar os dados de porcentagem de consumo de energia por setor no sistema isolado faltantes no Relatório de Planejamento para Atendimento aos Sistemas Isolados - Horizonte 2024 – Ciclo 2019, foi utilizado o Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2020, ano base 2019, documento publicado pela EPE anualmente que consolida dados de geração, preços e tarifas, consumo e consumidores, por região e setor.

Foram utilizados os dados de porcentagem de uso de energia por setor (residencial, industrial, comercial e rural) nos estados da Região Norte. É necessário destacar que tais dados consideram o consumo total do estado, englobando dados do SIN e Sistema Isolado.

Com isso tais dados, a tabela pode ser completada e os resultados são apresentados na Tabela 6 abaixo.

Tabela 6. Percentual de consumo de energia no Sistema Isolado

<i>Estado</i>	<i>Setor industrial</i>	<i>Setor Residencial</i>	<i>Setor Agropecuário</i>	<i>Setor Comercial</i>
<b><i>Acre</i></b>	5%	50%	15%	30%
<b><i>Amapá</i></b>	20%	47%	8%	25%
<b><i>Amazonas</i></b>	8%	40%	27%	25%
<b><i>Rondônia</i></b>	14%	35%	30%	21%
<b><i>Roraima</i></b>	3%	50%	25%	22%
<b><i>Pará</i></b>	8%	60%	20%	12%

Fonte: EPE, 2019.

A baixa participação do setor industrial no consumo do Setor Isolado se dá por dois fatores. O primeiro é o baixo desenvolvimento do setor na Região Norte, segundo o Conselho Nacional de Indústria (CNI), a Região representa apenas 6,5% no PIP Industrial do Brasil (2018), tendo sua economia baseada principalmente por atividades de extrativismo mineral e vegetal e agropecuária. O segundo consiste no caráter disperso da população da Região Norte que faz com que as atividades econômicas concentrem-se nos poucos centros regionais que apresentam um maior contingente populacional, principalmente nas capitais dos estados, como é o caso da Zona Franca de Manaus, polo industrial que abriga mais de 500 indústrias com diferentes atividades. Apenas Boa Vista, capital de Roraima, não é atendida pelo SIN, o que diminui de forma expressiva o atendimento ao setor industrial pelo Sistema Isolado.

Já o setor residencial atendido pelo Sistema Isolado depende da população dos municípios que são atendidos, o estado do Amazonas é o estado com a maior população atendida pelo Sistema Isolado, são cerca de 95 sistemas isolados atendem cerca de 1.549.241 pessoas (EPE, 2019).

As seções subsequentes ocupam-se da descrição dos principais aspectos considerados relativamente às premissas utilizadas neste trabalho: a metodologia do modelo de projeção de demanda utilizado, a projeção de consumo de energia elétrica para cada setor e suas respectivas considerações.

Com relação às premissas econômicas que embasaram todo o estudo, apresenta-se uma descrição dos principais aspectos dos cenários utilizados.

### 5.1. PROJEÇÃO DE DEMANDA: MODELOS DE PREVISÃO

Em 2050, o mundo que vivenciaremos possivelmente nos apresentará uma realidade bastante distinta da que atualmente conhecemos, em todos os campos, seja ele social, econômico, energético e ambiental, entre outros.

Nesse contexto, o exercício de cenarizar o futuro é bastante desafiador para o planejador energético. Torna-se essencial ser realizado, uma vez que, pelas características intrínsecas do setor energético, as decisões precisam ser tomadas com bastante antecipação, de modo que as condições adequadas estejam presentes para incentivar que determinadas opções estejam disponíveis para a sociedade no momento em que for preciso.

A necessidade de uma modelagem própria da demanda de energia elétrica nacional é vital para entender o quanto de eletricidade será necessário para o país nos cenários de curto, médio e longo prazo, de modo que esta demanda seja atendida nos diversos mecanismos de expansão da oferta de energia, entre os quais os leilões futuros. O acompanhamento da evolução do consumo de eletricidade ao longo do tempo também é benéfico, pois realimenta o modelo e permite uma calibragem das premissas e parâmetros utilizados na modelagem.

A cenarização da demanda energética tem como principal objetivo uma avaliação estratégica para o planejamento a partir de possíveis caminhos com suas respectivas incertezas atrelado.

Os estudos de demanda do Plano Nacional de Energia (PNE, 2050) têm como foco apresentar cenários de evolução do consumo de energia que vislumbrem o horizonte de longo prazo, com o intuito de antecipar as possíveis inovações e eventos que possam produzir mudanças significativas na sociedade e no seu relacionamento com a energia.

Entre os modelos utilizados para se projetar a demanda de energia é habitual distinguir duas abordagens: a dos modelos econométricos e a dos chamados modelos analíticos ou técnico econômico. Geralmente, os modelos econométricos são mais agregados, procurando explicar a evolução do consumo de energia por meio de uma relação funcional com um número relativamente reduzido de variáveis explicativas, cuja evolução, em princípio, “determina” o comportamento do consumo de energia, como, por exemplo, o Produto Interno Bruto – PIB, a população, entre outros. Esses modelos são também denominados *top-down*, já que tentam explicar o consumo de energia a partir de macro variáveis.

Já os modelos técnico-econômicos, têm como importante característica a representação de forma desagregada das relações entre os sistemas energético e socioeconômico, analisando a demanda de energia a partir de suas finalidades ou seus usos finais. Por isso, são também chamados de modelos do tipo *bottom-up*. Esse tipo de modelo permite analisar as consequências de mudanças estruturais e tecnológicas, tanto na sociedade, quanto nos equipamentos e tecnologias utilizados nos setores econômicos de uma determinada região ou país e, nesse sentido, necessitam de um grande conjunto de dados.

O modelo de demanda de eletricidade utilizado pela EPE é o Modelo de Projeção da Demanda de Eletricidade – MDE, que consiste em uma aplicação mista das abordagens citadas acima, pois para cada subsistema elétrico, as classes de consumo são avaliadas de forma econométrica, aliando-se a uma representação desagregada mais detalhada dos setores industriais eletro intensivos, que pelo volume do seu consumo de eletricidade, requerem um tratamento diferenciado.

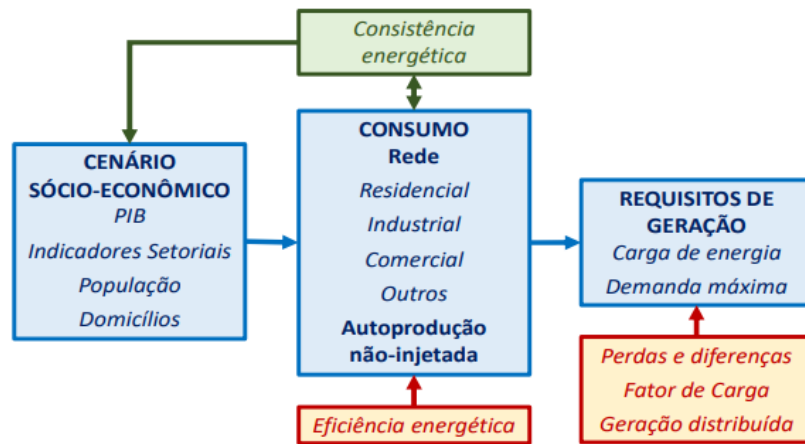


Figura 10. Fluxograma da Modelagem da Demanda de Energia Elétrica.  
Fonte: EPE, 2019.

Além disso, o MDE apoia-se na interação com os outros modelos técnico-econômicos de demanda por usos finais, cujas análises (tais como: competição entre as fontes para atendimento de determinado serviço energético, penetração de tecnologias e eficiência energética) traz consistência não somente na ótica do mercado de eletricidade, como também para as demais fontes. Desta forma, a abordagem mista e integrada permite mútua calibração entre os modelos, trazendo mais informação às projeções de demanda de energia (EPE, 2019).

Segundo o Balanço Energético Nacional - BEN 2019, a maior participação no consumo de energia elétrica no âmbito nacional, foi o setor industrial, com participação de 37,5%, seguido do setor residencial, com 25% de participação. O gráfico com a participação dos demais setores pode ser visualizado na Figura 11 abaixo:

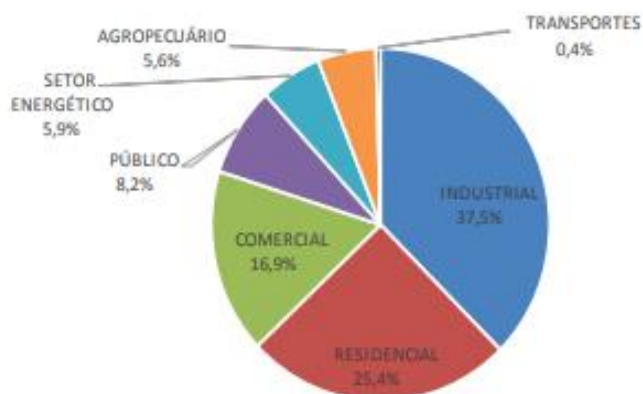


Figura 11. Participação setorial no consumo de eletricidade.  
Fonte: BEN, 2019.

Quando se trata do Sistema Isolado esta porcentagem se modifica, devido às características da Região. Conforme observado na Tabela 6, o principal setor de consumo é o residencial, seguido do setor comercial e agropecuário. O setor industrial é o menor consumidor, esse fato se dá pelo baixo desenvolvimento da Região Norte no Setor Industrial, se comparado às outras regiões, e também às características das regiões atendidas pelo sistema isolado.

O modelo utilizado para a projeção estimada da demanda de energia elétrica para o Sistema Isolado no horizonte de 2050 será o mesmo utilizado pela EPE, porém com ressalvas relativas às particularidades do sistema e região.

É importante destacar que a projeção de demanda é estimada, visto que neste trabalho foram suprimidas variáveis que podem influenciar de forma significativa os valores, como as perdas do sistema de geração, mudanças significativas no padrão de consumo na região Norte o impacto da eficiência energética. A seguir é detalhado cada um dos aspectos analisados.

### 5.1.1. Cenários Econômicos Nacionais

A questão de como se dará o crescimento econômico é também de grande relevância, especialmente do ponto de vista do planejamento energético, em função das diferentes características econômicas dos estados e municípios brasileiros, que nem sempre são compatíveis com o comportamento do PIB nacional.

O principal indicador do crescimento econômico de um país é a variação do Produto Interno Bruto - PIB. O PIB é determinado a partir da soma de valores de

todos os produtos e serviços designados ao consumidor final de determinada região em um determinado período. O consumo de energia possui uma relação bem afinada com o crescimento do PIB. Tal relação é certamente mais acentuada à medida que aumenta a participação do setor industrial, seja na economia ou no consumo de energia elétrica (EPE, 2008).

Para projeção de demanda realizada neste trabalho foi utilizada a técnica de cenários apresentada no Relatório de Cenários Econômicos do Plano Nacional de Energia (PNE 2050), no qual são considerados a quantificação de duas trajetórias distintas entre si, um cenário de maior crescimento econômico e um cenário de crescimento mais modesto.

Segundo o estudo da EPE, o cenário inferior é caracterizado pela deterioração das contas públicas nos anos iniciais, aumentando o nível de incerteza na economia. A dificuldade de realização de superávits primários significativos levará a uma trajetória crescente da dívida líquida do setor público, em percentual do PIB até meados do horizonte do estudo. No cenário inferior há um crescimento médio de PIB de 1,6% a.a. no período 2016-2050.

Já o cenário superior contempla um ambiente de maior estabilidade econômica, o que permite que reformas estruturais importantes sejam realizadas, gerando impactos importantes sobre o ambiente de negócios. Dadas essas premissas mais ambiciosas, nesse cenário, o PIB apresenta uma trajetória de crescimento mais forte, crescendo, em média, 3,1% a.a. entre 2016-2050.

No Estudo de Cenários de Demanda do PNE 2050 é estimada a demanda brasileira por energia final, no período 2015-2050, e considera-se que o cenário de crescimento inferior apresenta taxa de crescimento médio de 1,4% a.a. Já na trajetória superior, o crescimento médio é de 2,2% a.a., chegando em 2050 com o dobro do consumo final do ano base. Esta estimativa pode ser observada na Figura 12.

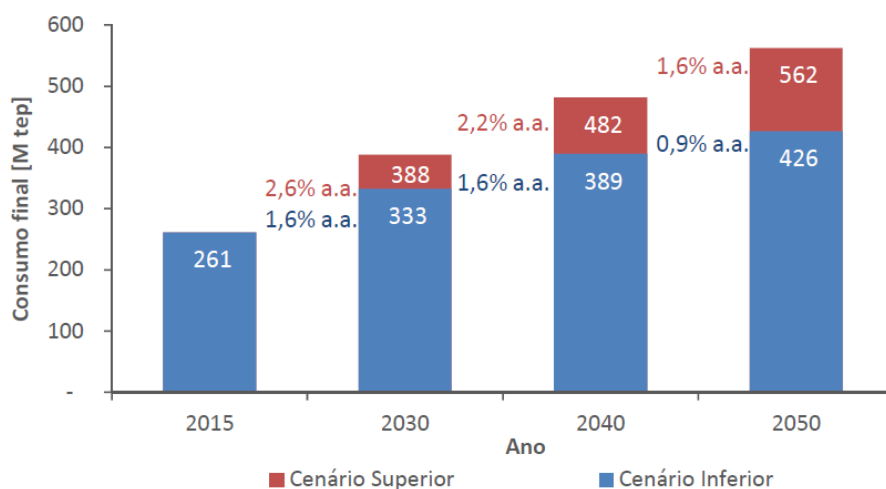


Figura 12. Evolução do Consumo final de energia final por cenário.  
Fonte: EPE, 2018.

Após períodos de baixo crescimento econômico que caracterizaram as últimas décadas do século passado, a estabilidade econômica e a elevação da renda média das famílias nos anos 2000 criaram condições para atender parte da demanda reprimida por energia nos domicílios brasileiros (EPE, 2017a).

Com o maior crescimento da renda das famílias, caracterizado pelo cenário superior, espera-se o aumento da venda de eletrodomésticos, principalmente de condicionadores de ar e máquinas de lavar roupas, que apresentam elevado potencial de penetração. Este dado é relevante para a projeção da energia elétrica na região visto que o setor residencial chega a representar grande parte do consumo de energia.

## 5.2. SETOR RESIDENCIAL

Na classe de consumo residencial, a demanda de eletricidade é obtida através da projeção de duas variáveis: o Número de Consumidores Residenciais, projetado em consonância com o ritmo de crescimento da população e com a expectativa de evolução do número de habitantes por domicílio (hab/dom), e o Consumo Médio por Consumidor Residencial, em bases mensais.

As premissas utilizadas para realizar a projeção de demanda de energia elétrica para o Sistema Isolado no horizonte de 2050 foram a evolução demográfica e o consumo médio por domicílio calculado tendo como base os arquivos disponibilizados pela EPE com os históricos mensal de consumo por setor.



### 5.2.1. Evolução Demográfica

O Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE publicou as projeções da população do Brasil e das Unidades da Federação e fornece informações até o ano de 2060, considerando um horizonte temporal de cinquenta anos após o último Censo Demográfico realizado.

De acordo com o IBGE, o crescimento populacional tende a diminuir ao longo dos próximos trinta anos, chegando a uma relativa estabilização populacional na década de 2040, com uma população total de 228 milhões de habitantes. Este efeito ocorre principalmente em função da diminuição do número de filhos por família.

O estudo de projeção da população brasileira do IBGE é utilizado nos estudos de Cenários de Demanda para o PNE 2050 e nesta análise será utilizada para o Sistema Isolado.

O índice utilizado para realizar a projeção é a taxa de Crescimento Geométrico, que consiste no percentual do incremento médio anual da população residente em determinado espaço geográfico no período considerado, que pode ser calculada pela equação (1) (IBGE, 2020).

$$r = \left[ \left( \sqrt[n]{\frac{Pt}{Po}} \right) - 1 \right] \times 100 \quad (1)$$

Onde:

r = taxa de crescimento geométrico

n= número de anos do período

Pt = população final

Po= população

As projeções de população das localidades atendidas pelo Sistema Isolado foram realizadas utilizando a Taxa de Crescimento Geométrico do Estado em análise e aplicando a população atual da localidade, dado também disponibilizado pelo IBGE no portal Cidades (IBGE, 2020).

Para fim de simplificação, foram utilizadas taxas de crescimento geométrico com intervalo de cinco anos e não em um intervalo anual, conforme disponibilizado na plataforma do IBGE. As taxas utilizadas para cada Estado foram as apresentadas na Tabela 7.

Tabela 7. Taxa de crescimento geométrico para a população local.

<i>Ano</i>	<i>Acre</i>	<i>Amapá</i>	<i>Amazonas</i>	<i>Pará</i>	<i>Rondônia</i>	<i>Roraima</i>
<b>2021-2025</b>	0,0125	0,0163	0,0132	0,0088	0,0089	0,016
<b>2026-2030</b>	0,0107	0,014	0,0113	0,0078	0,007	0,0133
<b>2031-2035</b>	0,0089	0,0121	0,0096	0,0058	0,0054	0,0115
<b>2036-2040</b>	0,0072	0,0104	0,0081	0,0043	0,004	0,0101
<b>2041-2045</b>	0,0056	0,0088	0,0066	0,0029	0,0027	0,0089
<b>2046-2050</b>	0,0004	0,0072	0,0051	0,0016	0,0014	0,0076

Fonte: IBGE, 2020.

É possível perceber através das taxas de crescimento populacional a desaceleração do crescimento da população. O estado do Acre apresenta a menor taxa de crescimento geométrico até o ano de 2050, com cerca de 0,004%.

Na projeção para 2050 foram incluídas a população das localidades que ainda serão atendidas formalmente através das usinas contratadas no Leilão do Sistema Isolado de 2016, considerando que muitas ainda se encontram em fase de Implantação, com obras não iniciadas ou em construção, principalmente no estado do Amazonas.

Também foram incluídas as populações das novas localidades apresentadas pelas distribuidoras no Relatório de Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados Horizonte 2024 – Ciclo 2019, além desses dados, foi incluída a estimativa de população sem atendimento formal de energia elétrica na Amazônia Legal.

Não foram consideradas as localidades que tem previsão de interligação com o Sistema Interligado Nacional. Tais previsões de interligação são mencionadas no Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados Horizonte 2024 – Ciclo 2019, realizado pela EPE.

Com tais premissas, foi possível estimar a população atendida por Sistemas Isolados no horizonte até 2050 em cada Estado da Região Norte, os resultados são apresentados na Tabela 8.

Tabela 8. Projeção da população atendida pelo Sistema Isolado.

<i>Estado</i>	<i>População 2021</i>	<i>População 2050</i>
<b>Acre</b>	279.189	354.703
<b>Amapá</b>	43.315	60.535
<b>Amazonas</b>	1.549.241	2.015.493

<b>Pará</b>	678.694	789.649
<b>Rondônia</b>	214.241	247.707
<b>Roraima</b>	541.712	751.574

Fonte: IBGE, 2020.

Estima-se, portanto, que o estado com menor população atendida corresponda ao Amapá, com cerca de 60.000 pessoas atendidas. Já o estado com a maior população corresponde ao Amazonas, seguido do Pará e Roraima.

### 5.2.2. Projeção do Número de Domicílios

O número de domicílios é estimado através da relação habitante/domicílio, cuja evolução é obtida nos censos populacionais. Nos últimos anos observou-se uma tendência decrescente nessa relação, reflexo das alterações tanto no perfil sociodemográfico das famílias brasileiras quanto no perfil de renda. O aumento de renda observado nos últimos anos e o estímulo ao financiamento habitacional são fatores que levaram ao aumento do número de domicílios.

Em virtude desses fatores, espera-se que esta tendência se mantenha ao longo da próxima década e que este valor, atualmente, em torno de 3,3, atinja 2,8 habitantes por domicílio no final do horizonte 2026. (IBGE, 2010)

A Região Norte, de acordo com o que aponta o IBGE, tem a maior densidade domiciliar, média de 04 pessoas por habitante por domicílio. As médias por estado podem ser observadas na Tabela 9.

Tabela 9. Número médio de Habitantes por Domicílio.

<b>Habitante por domicílio</b>	
<b>Brasil</b>	3,30
<b>Acre</b>	3,80
<b>Amapá</b>	4,20
<b>Amazonas</b>	4,30
<b>Pará</b>	4,10
<b>Rondônia</b>	3,40
<b>Roraima</b>	3,90

Fonte: IBGE, 2010.

Atualmente todos os estados da Região Norte apresentam uma relação habitante/domicílio maior que a taxa do País, em destaque para o estado do Amazonas com média de 4,3 habitantes por domicílio.

A perspectiva de evolução da relação habitante/domicílio, em conjunto com a evolução da população estimada pelo IBGE, fornece o número total de domicílios, variável fundamental para a projeção do consumo residencial de energia. Na Tabela 10, são apresentados os resultados das projeções do número total de domicílios nos estados da Região Norte para o período de 2021 e 2050.

Tabela 10. Projeção de Domicílios atendidos pelo Sistema Isolado

	<b>Domicílios 2021</b>	<b>Domicílios 2050</b>
<b>Acre</b>	73.470	93.342
<b>Amapá</b>	10.313	14.413
<b>Amazonas</b>	360.288	468.719
<b>Pará</b>	165.535	192.597
<b>Rondônia</b>	63.012	72.855
<b>Roraima</b>	138.900	192.711

Fonte: IBGE, 2020

A projeção de domicílios atendidos pelo Sistema Isolado em 2050 foi realizada utilizando como base a relação habitante/domicílio atual de cada estado, visto que, apesar de ser esperada uma diminuição desta média com o passar dos anos, a projeção da relação habitante/domicílio ainda não foram estabelecidos de forma anual e estadual.

### 5.2.3. Consumo por domicílio

Outro aspecto importante para a realização desta análise é o consumo médio de energia elétrica nas residências brasileiras. O consumo médio nas residências brasileiras em 2019 foi 162 kWh/mês (EPE, 2020), porém este valor de consumo médio residencial por região e unidade federativa pode ter níveis distintos pelo Brasil.

Segundo o Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2020, o maior consumo médio de energia elétrica por domicílio em 2019 foi do Centro-Oeste com média de 187,4 kWh/mês, seguido da Região Sul com média de 181,6 kWh/mês, a Região Norte por sua vez apresentou média de 167,6 kWh/mês. Esta diferença entre as

regiões deve-se principalmente o nível de utilização de eletrodomésticos, situação financeira das famílias e características climáticas das regiões (EPE, 2020).

Para encontrar um valor mais apropriado de consumo médio de energia elétrica nos domicílios atendidos pelo Sistema Isolado utilizou-se o arquivo, disponibilizado pela EPE, chamado Consumo Mensal de Energia Elétrica por Classe (regiões e subsistemas), que corresponde ao histórico mensal, de 2004 ao ano atual, do consumo de energia elétrica em níveis nacional, regional e por subsistemas, segmentado pelas classes residencial, industrial, comercial e outros.

Utilizando a média de consumo do setor residencial mensal no Sistema Isolado em 2020, foi possível estabelecer uma média de consumo por domicílio, calculado em 159,26 kWh/mês, o que representa cerca de 1.910 kWh/ano (EPE, 2021). Com base neste valor de consumo por domicílio foi calculado consumo atual do setor residencial e a estimativa do consumo do setor residencial em 2050. A Tabela 11 apresenta os resultados das projeções calculadas:

Tabela 11. Projeção de Domicílios atendidos pelo Sistema Isolado.

<i>Estado</i>	<i>Consumo 2020 (MWh/ano)</i>	<i>Consumo 2050 (MWh/ano)</i>
<i>Acre</i>	140.415	178.394
<i>Amapá</i>	19.710	27.545
<i>Amazonas</i>	688.579	895.811
<i>Pará</i>	316.368	368.089
<i>Rondônia</i>	120.427	139.239
<i>Roraima</i>	265.464	368.307
<i>Total</i>	1.550.966	1.977.388

Fonte: Autor, 2021.

Apesar de não ser considerando a projeção de consumo médio por domicílio, é possível observar um aumento consumo de quase 30% total apenas pelo crescimento da população. A limitação desta estimativa encontra-se na dificuldade em prever o padrão de consumo nos próximos anos, visto que tal informação pode ser influenciada por uma série de variáveis, que vão desde o desenvolvimento da região, alteração no nível de renda e avanços em eficiência energética.

#### 5.2.4. Atendimento de População sem acesso a energia

Outro aspecto que deve ser considerado para projeção de demanda no Sistema Isolado é o atendimento da população sem acesso a energia ou com atendimento informal, sem vínculo com a distribuidora. Um levantamento realizado pelo Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA) aponta que 990.103 mil brasileiros vivem sem acesso ao serviço público de energia elétrica na Amazônia Legal (IEMA, 2019).

Tal estudo mostra que, mesmo com as conexões à rede feitas nos últimos anos pelo Programa Luz Para Todos do MME ainda é muito grande o número de pessoas sem acesso à energia.

A análise focou em territórios habitados por indígenas, extrativistas, quilombolas e assentados. Os resultados mostram que 19% da população de terras indígenas não têm eletricidade (IEMA, 2019).

O Pará é o estado com mais pessoas sem acesso à energia elétrica: são 409.593 mil, o que representa 4,8% da população estadual. Já o Acre apresenta o maior percentual da população sem eletricidade, 10%, o que significa 87 mil habitantes (IEMA, 2019). A Figura 13 abaixo mostra no mapa do Brasil a localização de população sem atendimento formal de energia elétrica.

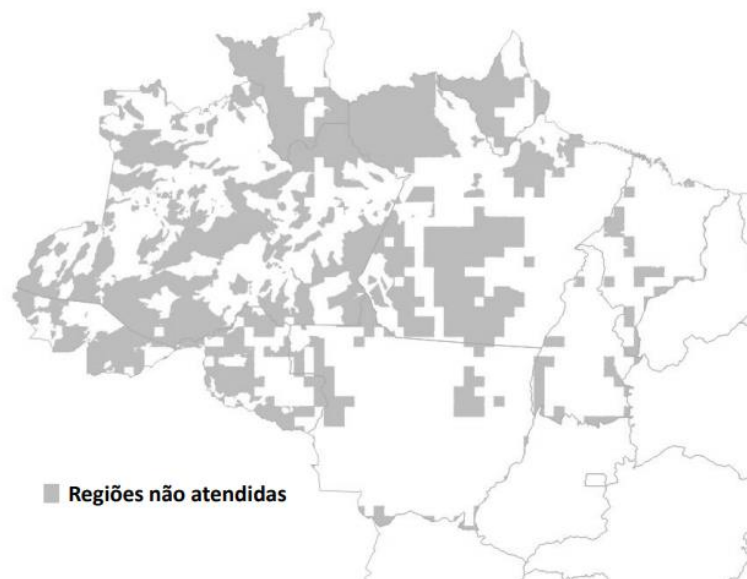


Figura 13. Regiões com população sem atendimento formal de energia elétrica.

Fonte: IEMA, 2019

De acordo com o IEMA, para chegar ao resultado de mais de 990 mil brasileiros sem eletricidade no Brasil, a pesquisa foi dividida em duas fases. Uma etapa analisou o Sistema Interligado Nacional (SIN), rede de energia que conecta usinas aos consumidores de todo o Brasil. A outra etapa consistiu em avaliar sistemas isolados de energia, que são desconectados do SIN, e se concentram na Região Norte – neste caso, foram considerados dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que indicavam a localização e a quantidade de pessoas atendidas por cada sistema isolado.

Na Região Norte a população estimada não atendida, segundo a pesquisa do IEMA, pode ser visualizada na Tabela 12 abaixo, seguida pela quantidade de domicílios aproximados que este número representa.

Tabela 12. Projeção de consumo da população não atendida.

<i>Estados</i>	<i>População</i>	<i>Domicílios</i>	<i>Consumo (MWh/ano)</i>
<i>Acre</i>	87.074	22.914	43.793
<i>Amapá</i>	25.593	6.094	11.647
<i>Amazonas</i>	159.915	37.190	71.077
<i>Pará</i>	409.593	99.901	190.930
<i>Rondônia</i>	107.749	31.691	60.568
<i>Roraima</i>	22.848	5.858	11.196
<i>Total</i>	812.772	203.647	389.208

Fonte: IEMA, 2019/ Autor, 2021.

Utilizando a mesma média de consumo por domicílio estimado para o Sistema Isolado e seguindo o mesmo modelo de cálculo para estimar os domicílios que o valor de consumidores sem atendimento a energia podem significar, foi possível estimar a carga que deverá ser atendida, o resultado também é observado na Tabela 12.

Com o propósito de incluir a população sem acesso formal de energia na Região Norte nesta pesquisa, considerou-se que esta carga seria suprida por meio de sistemas isolados até 2050.

### 5.3. SETOR INDUSTRIAL

Nas próximas três décadas, no que tange à indústria, há incertezas relacionadas ao perfil de expansão da atividade industrial brasileira e às alternativas tecnológicas que podem se inserir neste processo ao longo do tempo.

Segundo o Plano Decenal de Energia 2029, o cenário nacional em relação ao setor industrial demonstra melhora dos indicadores econômicos, aliada à redução da ociosidade na utilização da capacidade instalada em diversos segmentos. Destacam-se os setores de alimentos e bebidas (2,6%), papel e celulose (2,5%), metais não ferrosos (2,4%) e mineração e pelotização (2,3%) que crescem acima da média (PDE 2029).

Todavia, apesar dos dados apresentados no PDE 2029, recentemente tem ocorrido um intenso debate sobre um processo de desindustrialização na economia brasileira. Segundo SILVA (2017), a indústria de transformação, desde meados da década de 1980 perdeu participação no PIB, passando de 32% em 1986 para cerca de 10% em 2014.

Porém tal tema deve ser tratado de forma heterogênea, visto que, dentro de uma perspectiva regional, é possível que uma região tenha aumentado sua participação enquanto outra tenha diminuído. Em outras palavras, é possível que em uma região haja um processo de industrialização enquanto outra região passe por um processo de desindustrialização.

Ao analisar o cenário do setor industrial na Região Norte, em termos de estado, a contribuição maior para o PIB se encontra concentrada em apenas dois estados: Amazonas e Pará. O estado do Amazonas apresentou uma média de 1,6% enquanto o estado do Pará obteve uma média de 2% no PIB nacional no período de 2002 a 2014, enquanto os demais estados da Região Norte mantiveram uma participação relativamente estável (SILVA, 2017).

Na Figura 14 abaixo, é apresentado a participação da Indústria de Transformação da Região Norte no PIB do Brasil entre os anos de 2002 e 2014, segundo o IBGE em 2017.



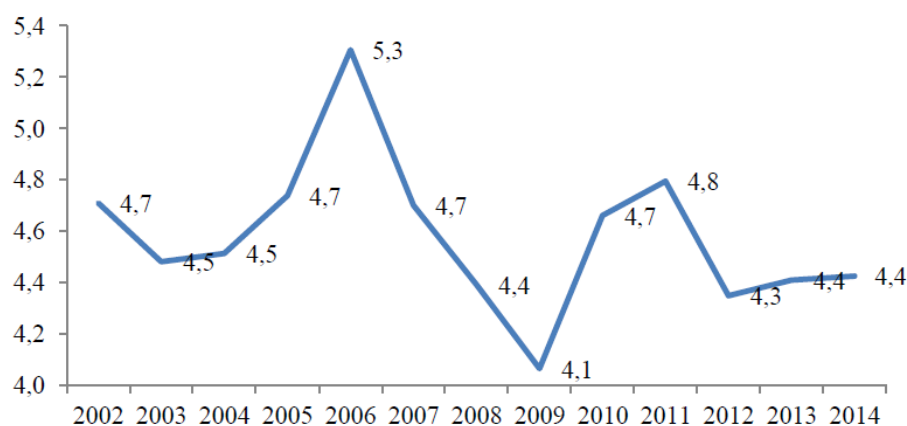


Figura 14. Participação da Indústria de Transformação da Região Norte no PIB do Brasil (2002 a 2014).

Fonte: Cotas Regionais IBGE, 2017.

Entre 2002 e 2014, é possível destacar apenas dois períodos de crescimento significativo da participação da indústria de transformação da Região Norte no PIB nacional. O primeiro ocorreu entre 2005 e 2006 quando a participação passou de 4,7% para 5,3% e o segundo período ocorreu entre 2009, 2010 e 2011 quando a participação passou de 4,1% para 4,7% e 4,8%, respectivamente. Os períodos de crescimento são consequências do desenvolvimento do setor industrial, principalmente, nos estados do Amazonas e Pará (SILVA, 2017).

Dessa maneira, embora tenha ocorrido uma perda de 0,3 pontos percentuais no período 2002-2014, não é possível afirmar que esteja em curso um processo de desindustrialização na Região Norte, mas que existe apenas uma tendência nessa direção.

SILVA (2017) apresenta diferentes conceitos de desindustrialização a nível regional, dentre elas apresenta o conceito de desindustrialização regional regressiva “positiva”, a qual acredita ser o processo o qual a Região Norte tem passado. Este processo se caracteriza quando se tem um aumento de participação do estado atrasado no mesmo ritmo de uma redução da participação do estado avançado, mas resultando em uma redução da participação regional no PIB, de modo que isso implique em um processo de desconcentração das atividades industriais na região (SILVA, 2017).

Segundo SILVA (2017), a trajetória da indústria da Região Norte pode ser explicada pelo crescimento do PIB brasileiro e pela taxa de câmbio real. Como a

produção é voltada para o mercado interno, em períodos de crescimento do PIB nacional, a demanda por eletrônicos cresce, gerando estímulos para o aumento da produção desses bens. Por outro lado, como grande parte das indústrias que se localizam na Região Norte é maquiladora, ou seja, apenas montadora de peças importadas, a apreciação do câmbio real torna o valor das importações de insumos menor, estimulando também a produção dos bens na Região Norte. O inverso também é verdadeiro, ou seja, para uma queda do PIB e depreciação do câmbio real.

Ainda assim, é possível admitir que, em um cenário nacional, o consumo de energia elétrica no setor industrial apresente uma tendência positiva de crescimento, conforme se observa na Figura 15.

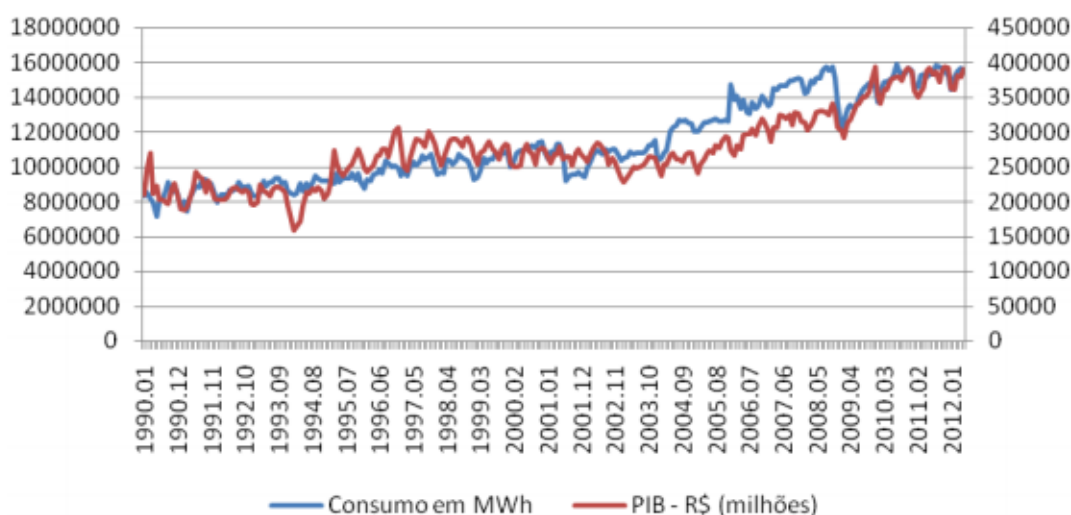


Figura 15. Consumo de energia elétrica em relação ao PIB no setor industrial (MWh).

Fonte: Base de dados do IPEA, 2012.

Em janeiro de 1990, o consumo era de 8.327.000 MWh, e em maio de 2012 passou a ser de 15.467.000 MWh. Na comparação entre as duas datas isso significou um aumento de 85,75%. A Figura 14 revela, além dessa evolução histórica no período de 1990 a 2012, a evolução do PIB no mesmo período. Ao se analisar a Figura 14 fica claro o acompanhamento entre o crescimento do consumo de energia elétrica e o crescimento do PIB (IPEA, 2012).

A taxa de crescimento da demanda de energia elétrica no setor industrial, representada através da regressão de um modelo log-linear do consumo de energia elétrica contra o tempo, foi de 0,25% ao mês, para o período de janeiro de 1990 a

maio de 2012. Por outro lado, na regressão de um modelo de tendência linear o coeficiente angular da variável de tempo apresentou sinal positivo. Ou seja, a demanda por energia elétrica no setor industrial possui uma tendência crescente (GROSS, 2017).

Quando se trata da projeção de consumo de energia elétrica no setor industrial, é necessário destacar que há um conjunto de segmentos industriais que respondem por uma importante parcela do consumo industrial de eletricidade, denominados grandes consumidores industriais de energia elétrica, estes englobam segmentos industriais que são na sua maioria eletrointensivos.

Os grandes consumidores industriais aqui considerados contemplam a cadeia do alumínio, incluindo a produção de alumina e a extração de bauxita, siderurgia (produção de aço bruto), ferro ligas, pelletização, cobre, petroquímica (produção de eteno), soda-cloro, papel e celulose, e cimento. Estes segmentos industriais são produtores de insumos básicos que entram na composição de grande quantidade de materiais usados nas mais diversas atividades da economia, desde a construção civil, incluindo obras de infraestrutura, à produção de utensílios de uso cotidiano, passando pela fabricação de máquinas e equipamentos, entre outras aplicações.

A Nota Técnica DEA 001/17- Projeção da Demanda de Energia Elétrica para os próximos dez anos (2017-2026), publicada pela EPE, apresenta a projeção do consumo anual de energia elétrica no sistema isolado e demais subsistemas do SIN, apresentada na Tabela 13 abaixo:

Tabela 13. Grandes consumidores industriais - Consumo de eletricidade (GWh).

<b>Subsistema</b>	<b>2016</b>	<b>2021</b>	<b>2026</b>	<b>2016-2026 (% ao ano)</b>
<b>Norte</b>	14.323	18.093	22.751	4,7
<b>Nordeste</b>	13.133	15.223	19.674	4,1
<b>Sudeste/Centro-oeste</b>	43.281	50.406	56.558	2,7
<b>Sul</b>	12.536	13.311	14.952	1,8
<b>Sistema Isolado</b>	94	98	111	1,6

Fonte: EPE 2017c.

O consumo de grandes consumidores industriais no Sistema Isolado apresenta a menor taxa de crescimento em comparação com os demais Subsistemas com crescimento estimado em 1,6% ao ano, em uma análise até 2026.

Porém, há ainda outras atividades industriais que são atendidas por sistemas isolados, que correspondem a menores consumidores. Segundo o Consumo Mensal de Energia Elétrica por Classe (regiões e subsistemas), arquivo disponibilizado pela EPE, o consumo do setor industrial no Sistema Isolado em 2020 foi da ordem de 150.000 MWh.

Com base nos dados da Tabela 6, foi possível calcular qual a porcentagem aproximada de consumo por estado, que pode ser observado na Tabela 14.

Tabela 14. Consumo no Setor industrial em 2020 (MWh).

<i><b>Estado</b></i>	<i><b>Consumo</b></i>
<i><b>Acre</b></i>	14.041,52
<i><b>Amapá</b></i>	8.387,28
<i><b>Amazonas</b></i>	34.428,95
<i><b>Rondônia</b></i>	25.651,54
<i><b>Roraima</b></i>	6.262,25
<i><b>Pará</b></i>	61.941,69

Fonte: Autor.

Os estados que atualmente apresentam o maior consumo são os estados do Pará, seguido do Amazonas e Rondônia. Tais resultados confirmam a correlação entre o PIB e o consumo de energia no setor industrial, visto que, Amazonas e Pará correspondem aos estados com maior participação no PIB dentre os estados da Região Norte.

Para fim desta pesquisa, será utilizada a hipótese que o consumo de energia elétrica do setor industrial no sistema isolado acompanhará o crescimento econômico nacional, com base nos dois cenários econômicos demonstrados no Estudo de Cenários de Demanda do PNE 2050 (EPE, 2018a).

Segundo a EPE, sob o ponto de vista da estrutura da indústria brasileira, o cenário superior apresenta mudanças mais representativas, reduzindo a demanda potencial e compensando parte do efeito atividade industrial. No cenário inferior há aumento da participação de indústrias energointensivas como papel e celulose, alimentos e bebidas e mineração e pelletização.

As taxas de crescimento de consumo de energia total no setor industrial nesses cenários são de 2,2 % a.a. no cenário superior e 0,9% a.a. no cenário inferior. Por mais destas premissas e destes dados foi possível calcular a projeção

de demanda pelo setor industrial no sistema isolado em 2050. A Tabela 15 apresenta os resultados das projeções calculadas:

Tabela 15. Projeção do consumo anual no setor industrial no Sistema Isolado nos cenários superior e inferior.

<b>Estado</b>	<b>Cenário Superior 2050 (MWh/ano)</b>	<b>Cenário Inferior 2050 (MWh/ano)</b>
<b>Acre</b>	26.974	18.372
<b>Amapá</b>	16.112	10.974
<b>Amazonas</b>	66.138	45.046
<b>Rondônia</b>	49.277	33.562
<b>Roraima</b>	12.030	8.193
<b>Pará</b>	118.990	81.043
<b>Total</b>	289.520	197.191

Fonte: Autor.

Os resultados da Tabela 15 demonstram que na projeção do consumo no setor industrial, estima-se que o estado do Pará permaneça como maior consumidor de eletricidade na Região Norte atendido pelo Sistema Isolado.

#### 5.4. SETOR COMERCIAL

No modelo de projeção de demanda na classe de consumo comercial utilizado para o SIN, é realizada a regressão da elasticidade da variável Consumo Comercial per capita com o PIB nacional. Através deste método, é possível projetar o consumo comercial de energia elétrica sob influência da população e dos cenários da economia, considerando a evolução do PIB nacional.

Para a determinação do consumo de eletricidade pelo setor comercial no Sistema Isolado, foi utilizada uma simplificação do modelo utilizado para o SIN. Considerou-se uma estimativa de consumo através da demanda atual do sistema isolado, e projetando por meio das taxas de crescimento do consumo de energia total, apresentado no Estudo de Cenários de Demanda do PNE 2050, em dois cenários: superior e inferior.

O histórico do consumo de eletricidade pelo setor comercial no Sistema Isolado como um todo, desde 2016, é disponibilizado no Arquivo Consumo Mensal de Energia Elétrica por Classe, arquivo disponibilizado pela EPE.

Tabela 16. Histórico de consumo do Setor Comercial no Sistema Isolado.

<b>Ano</b>	<b>Consumo setor comercial (MWh/ano)</b>
<b>2020</b>	534.154
<b>2019</b>	534.824
<b>2018</b>	521.055
<b>2017</b>	509.379
<b>2016</b>	509.486

Fonte: EPE, 2021

O consumo pelo setor comercial tende a mudar cada vez que há a interligação de algum sistema isolado, porém, conforme apresentado na Tabela 16, nos últimos 5 anos é observado um aumento progressivo no valor do consumo.

Com base nos dados da Tabela 6, foi possível calcular qual a porcentagem aproximada de consumo por estado, que pode ser observado na Tabela 17.

Tabela 17. Consumo no Setor Comercial em 2020 (MWh).

<b>Estado</b>	<b>Consumo</b>
<b>Acre</b>	56.166
<b>Amapá</b>	7.548
<b>Amazonas</b>	258.217
<b>Rondônia</b>	128.257
<b>Roraima</b>	52.988
<b>Pará</b>	53.092

Fonte: Autor.

O consumo do setor comercial demonstram que, atualmente, o estado do Amazonas corresponde ao maior consumidor de energia elétrica da região Norte, seguido do estado de Rondônia.

Para a projeção do consumo no setor comercial utilizou-se as taxas de crescimento de consumo de energia total dos cenários econômico superior (2,2 % a.a.) e inferior (1,4% a.a.), apresentados no Tópico 5.1.1, e consumo médio anual referente ao ano de 2020 do setor comercial para cada estado. Na Tabela 18 abaixo é possível ver o resultado da projeção.

Tabela 18. Projeção do consumo no setor comercial no sistema isolado nos cenários superior e inferior.

<i>Estado</i>	<i>Cenário Superior 2050 (MWh/ano)</i>	<i>Cenário Inferior 2050 (MWh/ano)</i>
<i>Acre</i>	107.895	85.234
<i>Amapá</i>	14.501	11.455
<i>Amazonas</i>	496.035	391.854
<i>Rondônia</i>	246.383	194.635
<i>Roraima</i>	101.790	80.412
<i>Pará</i>	101.991	80.570
<b><i>Total</i></b>	<b>1.068.595</b>	<b>844.160</b>

Fonte: Autor.

Tais resultados demonstram que o setor comercial é bem expressivo quando se trata no consumo de energia elétrica. Os estados que se destacam no consumo no setor comercial no sistema isolado são os estados do Amazonas, e Rondônia, pelo número de localidades que atendem.

## 5.5. SETOR AGROPECUÁRIO E OUTROS

No Brasil, a agropecuária é um dos setores que apresenta menor participação no consumo final de energia, superando somente os segmentos comercial e público (EPE, 2016). No entanto, o consumo final do setor apresenta uma taxa média anual de crescimento superior à do PIB ao longo de todo o horizonte de estudo nos dois cenários.

Todavia, uma parte considerável do consumo da elétrica gerada pelo sistema isolado é destinada ao setor agropecuária, visto que há uma parcela significativa de áreas rurais atendidas pelo sistema isolado. Há ainda outros participantes do consumo, como transporte e uso público.

A quantidade de energia elétrica consumida em cada setor citado acima é de difícil distinção, devido à limitação de banco de dados com o detalhamento de consumidores, por este motivo será analisado neste tópico o consumo destinado aos demais setores.

Utilizando os dados da Tabela 6, foi possível calcular qual a porcentagem aproximada de consumo por estado, que pode ser observado na Tabela 19.

Tabela 19. Consumo no Setor Agropecuário e outros em 2020 (MWh).

<b>Estados</b>	<b>Consumo (MWh)</b>
<b>Acre</b>	42.125
<b>Amapá</b>	3.355
<b>Amazonas</b>	361.504
<b>Rondônia</b>	271.173
<b>Roraima</b>	33.720
<b>Pará</b>	61.942

Fonte: Autor.

A diferença dos valores de consumo atual no setor agropecuário entre os estados se dá principalmente pela quantidade de regiões remotas que são atendidas. Enquanto no estado do Amapá apresenta consumo atual no setor agropecuário de cerca de 3.355 MWh por ano, o estado do Amazonas apresenta consumo de 361.504 MWh.

Para a projeção do consumo no utilizou-se as taxas de crescimento de consumo de energia total dos cenários econômico superior (2,2 % a.a.) e inferior (1,4% a.a.), apresentados no Tópico 5.1.1, e consumo médio anual referente ao ano de 2020 do setor agropecuário para cada estado. Na Tabela 20 abaixo é possível ver o resultado da projeção.

Tabela 20. Projeção do consumo no setor agropecuário e outros no Sistema Isolado nos cenários superior e inferior.

<b>Estado</b>	<b>Cenário Superior 2050 (MWh/ano)</b>	<b>Cenário Inferior 2050 (MWh/ano)</b>
<b>Acre</b>	80.921	63.925
<b>Amapá</b>	6.445	5.091
<b>Amazonas</b>	694.448	548.595
<b>Rondônia</b>	520.923	411.515
<b>Roraima</b>	64.776	51.171
<b>Pará</b>	118.990	93.999
<b>Total</b>	1.486.503	1.174.296

Fonte: Autor 2021.

Os resultados encontrados para o consumo de eletricidade setor Agropecuário, com a adição de outros consumos, representa o segundo setor com maior consumo no Sistema Isolado, atrás apenas do setor residencial, que corresponde ao maior consumidor. Isto se deve principalmente pelo amplo atendimento a áreas rurais, principalmente nos estados do Amazonas e Rondônia.



## 5.6. SINTESE

Diante das projeções de consumo apresentado nos tópicos acima, a consolidação do resultado consistiu na soma do consumo de todos os setores em cada estado, de forma a encontrar, a projeção do consumo total no ano de 2050. Tais resultados podem ser observados na Tabela 21 abaixo.

Tabela 21. Projeção anual do consumo por estado, nos cenários superior e inferior.

<i>Estado</i>	<i>Consumo em 2050 no Cenário Superior (MWh)</i>	<i>Consumo em 2050 no Cenário Inferior (MWh)</i>
<b><i>Acre</i></b>	437.977	389.718
<b><i>Amapá</i></b>	76.250	66.712
<b><i>Amazonas</i></b>	2.223.509	1.952.383
<b><i>Rondônia</i></b>	1.375.602	1.198.731
<b><i>Roraima</i></b>	378.403	339.583
<b><i>Pará</i></b>	719.474	635.115
<b><i>Total</i></b>	5.211.214	4.582.243

Fonte: Autor.

Os resultados mostram que a estimativa de consumo total no sistema isolado em 2050 é da ordem aproximada de 5.000,00 GWh para o cenário econômico superior e 4.500,00 GWh no cenário econômico inferior. É possível perceber que de maneira geral o consumo no de energia elétrica em todos os estados tende a crescer, segundo a hipótese utilizada, seguindo a tendência do país.

É importante destacar que a projeção de consumo no setor industrial, setor comercial e setor agropecuário foram utilizadas taxas de crescimento de consumo de base nacionais, que são fundamentadas em cenários de crescimento da economia.

## 5.7. INCERTEZAS E RISCOS DA PROJEÇÃO DE DEMANDA NO SISTEMA ISOLADO

Elaborar cenários de longo prazo é um trabalho desafiador dado o nível de incerteza envolvido, de modo que quanto mais amplo o horizonte, maior grau de incerteza dos dados. À medida que o horizonte vai- se estreitando, exigindo menor

esforço para o tratamento de incertezas, viabiliza-se uma representação mais precisa do sistema (TOLMASQUIM, 2011).

O planejamento envolve decisões e compromissos entre o uso imediato ou futuro dos recursos de capital disponíveis para a expansão do sistema. Frente às incertezas de demanda, o agente de decisão pode investir de imediato, na expectativa de uma taxa de crescimento elevada, ou aguardar para investir com maior segurança, na expectativa de uma taxa de crescimento baixa. No primeiro caso, se a taxa alta se confirmar, a demanda será atendida. Em caso contrário, haverá custos de ociosidade. Se a decisão for aguardar, e ocorrer a taxa de crescimento alta, haverá racionamento. Se for baixa haverá atendimento (TOLMASQUIM, 2011).

Quando se trata do Sistema Isolado, a demanda de energia é de difícil previsão, introduzindo incertezas no planejamento para um horizonte de longo prazo. Dentre as dificuldades na projeção está a declaração de novos sistemas, que em geral, são pequenas comunidades que já contam com um suprimento informal e, por vezes, parcial (algumas horas por dia).

Outra dificuldade que torna esse processo complexo são as incertezas nas previsões de interligação e o porte das localidades. Uma nova atividade (comercial ou industrial) ou mesmo movimentos migratórios podem elevar ou reduzir substancialmente a demanda elétrica.

Para ilustrar essa questão, o Relatório de Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados, ciclo 2019, expõe alguns exemplos:

- Para a localidade Novo Remanso (AM), está prevista para 2021 a entrada em operação de novo Terminal Portuário, que será responsável por elevar em 11% a carga da localidade, o que não fora previsto nos anos anteriores;
- No ciclo anterior algumas localidades do Pará não tinham previsão de interligação. Agora a distribuidora prevê a conexão de todos os seus sistemas ao SIN até 2026, inclusive antecipando algumas interligações.
- A interligação de Cruzeiro do Sul (AC) ao SIN, antes prevista para 2017, foi postergada para 2021 e, em seguida, para 2025.

Tais incertezas levam à dificuldade na contratação do suprimento às localidades e reforçam a dificuldade em se fazer projeções para o Sistema Isolado, mostrando a importância em revisar o planejamento a cada ano, aprimorando as estimativas.

## **6. PROJEÇÃO DO CUSTO**

Para fins desta pesquisa algumas premissas foram utilizadas dadas às limitações na coleta de dados relacionados aos custos de combustíveis e outras variáveis relacionadas aos custos de geração. Os dados de custo médios de geração foram extraídos das licitações de Leilões (ANEEL, 2016a) e estudos da EPE (EPE, 2014/2016) referentes ao Sistema Isolado, e não foi realizada a projeção desses custos, portanto, foram utilizados montantes baseados nos custos atuais.

### **6.1. CENÁRIOS**

Com o objetivo de desenvolver uma análise comparativa dos custos a serem desembolsados pela CCC para suprimento dos Sistemas Isolados em 2050 e o que é desembolsado atualmente, faz-se necessário estimar a projeção do custo em diferentes cenários. Para a formulação dos cenários foram utilizados dois aspectos: cenários econômicos, um de crescimento superior e um de crescimento inferior, que podem representar possibilidades da situação econômica do país em 2050; e cenários com diferentes arranjos de fontes, de forma a substituir a atual tecnologia utilizada majoritariamente no Sistema Isolado.

Os cenários referentes aos arranjos de fontes consistem em diferentes proporções de utilização de termoeétrica a óleo diesel e uma alternativa, nesta pesquisa foi utilizada como fonte alternativa usinas híbridas de termogeradores a óleo diesel e solar fotovoltaica, que tem demonstrado maior viabilidade.

O primeiro arranjo consiste que o arranjo de geração do Sistema Isolado permaneça na mesma configuração que é utilizada atualmente, ou seja, que cerca de 94% do parque gerador seja constituído por geradores termoeletricos que tem como combustível óleo diesel.

O segundo arranjo consiste na hipótese que 25% das usinas termoeletricas a óleo diesel sejam substituídas por usinas híbridas de fontes termoeletrica a diesel e solar fotovoltaica.

O terceiro arranjo consiste na hipótese que 50% das usinas termoelétricas a óleo diesel sejam substituídas por usinas por usinas híbridas de fontes termoelétrica a diesel e solar fotovoltaica, sendo que 25% com a inclusão de baterias no sistema.

O quarto arranjo consiste na hipótese que todas as usinas termoelétricas a óleo diesel sejam substituídas por usinas por usinas híbridas de termoelétrica a diesel e fonte solar fotovoltaica, sendo 50% com a inclusão de baterias.

A Tabela 22 abaixo demonstra o resumo dos cenários que serão utilizados para melhor entendimento dos critérios escolhidos.

Tabela 22. Resumo dos cenários considerados na pesquisa.

<b>Cenários</b>	<b>Cenário econômico Superior</b>	<b>Cenário econômico Inferior</b>
<b>Arranjo 1</b>	O parque é formado pelo mesmo arranjo atual e encontra-se um aumento de demanda baseado em um crescimento superior da economia.	O parque é formado pelo mesmo arranjo atual e encontra-se um aumento de demanda baseado em um crescimento inferior da economia.
<b>Arranjo 2</b>	A inserção da fonte alternativa corresponde a 25% do parque gerador e encontra-se com um aumento de demanda baseado em um crescimento superior da economia.	A inserção da fonte alternativa corresponde a 25% do parque gerador e encontra-se com um aumento de demanda baseado em um crescimento inferior da economia.
<b>Arranjo 3</b>	A inserção da fonte alternativa corresponde a 50% do parque gerador, sendo 25% com utilização de baterias, e encontra-se com um aumento de demanda baseado em um crescimento superior da economia.	A inserção da fonte alternativa corresponde a 50% do parque gerador, sendo 25% com utilização de baterias, e encontra-se com um aumento de demanda baseado em um crescimento inferior da economia.
<b>Arranjo 4</b>	A inserção da fonte alternativa corresponde a 100% do parque gerador, sendo 50% com utilização de baterias, e encontra-se com um aumento de demanda baseado em um crescimento superior da economia.	A inserção da fonte alternativa corresponde a 100% do parque gerador, sendo 50% com utilização de baterias, e encontra-se com um aumento de demanda baseado em um crescimento inferior da economia.

Fonte: Autor.

Todos esses cenários são pertinentes para a análise, visto que permitem a comparação do resultado do investimento em tecnologias alternativas a longo prazo. Tais cenários foram escolhidos para demonstrar o resultado de diferentes proporções de investimento.

## 6.2. CUSTO MÉDIO

Para cálculo do custo da demanda projetada, utilizaram-se os preços médios de geração a partir do valor do Leilão de suprimento correspondente a cada estado e não foram projetados para 2050. Os custos de geração baseado em termogeradores a diesel, foi feito por Estado devido às divergências de valores do combustível pelas características de cada região.

Para os custos de geração no Acre foi considerado o valor resultante do processo licitatório de 2015, contemplando as receitas fixa e variável. Para os estados de Rondônia, Amapá e Roraima foram considerados os valores resultantes do processo licitatório de 2014, contemplando as receitas fixa e variável. No estado do Pará, para o cálculo dos custos de geração, foi considerado o valor resultante do processo licitatório de 2016, contemplando as receitas fixa e variável. No estado do Amazonas, o custo de geração utilizado foi o custo estimado no Relatório da EPE “Energia Solar para Suprimento de Sistemas Isolados do Amazonas estimado”. Os custos médios são apresentados na Tabela 23.

Tabela 23. Custo médio de geração de fonte termoeletrica.

<i>Estado</i>	<i>Custo (R\$/MWh)</i>
<i>Acre</i>	1.939
<i>Amapá</i>	1.514
<i>Amazonas</i>	1.242
<i>Pará</i>	1.491
<i>Rondônia</i>	1.514
<i>Roraima</i>	1.514

Fonte: CCEE.

Os valores apresentados na Tabela 23 acima correspondem aos valores de investimento inicial, manutenção e operação da usina contabilizada durante todo o período de outorga. Tais valores representam um custo alto quando comparado aos

valores praticados no SIN, visto que, para 2021 e no Ambiente de Contratação Regulada, a ANEEL fixou o custo de geração em R\$ 253,50/MWh (ANEEL, 2020).

Para contabilização dos custos da fonte híbrida foram utilizados valores (R\$/MWh) demonstrados nos estudos da EPE, citados no Capítulo 3, e aplicados a média de porcentagem de redução nos valores da Tabela 23. Com isso, os custos da fonte híbrida, com e sem utilização de baterias, podem ser observados na Tabela 24 abaixo.

Tabela 24. Custo médio de geração por fonte híbrida.

<b>Estado</b>	<b>Fotovoltaica+diesel (R\$/MWh)</b>	<b>Fotovoltaica+diesel+bateria (R\$/MWh)</b>
<b>Acre</b>	1.847	1.769
<b>Amapá</b>	1.440	1.397
<b>Amazonas</b>	1.159	1.162
<b>Pará</b>	1.418	1.376
<b>Rondônia</b>	1.440	1.397
<b>Roraima</b>	1.440	1.397

Fonte: Autor.

Os valores apresentados na Tabela 24 acima corresponde ao Custo Nivelado de Energia, que é a relação entre todos os custos associados à geração de energia e a quantidade de energia que se estima que ele vai gerar ao longo de sua vida útil.

De acordo com a CCEE, o orçamento da CCC em 2020 é de aproximadamente R\$ 7,5 bilhões, porém este valor leva em consideração todos os custos previstos na REN 801/17, podendo o beneficiário solicitar, além do reembolso preliminar do custo de contratação de potência e energia elétrica, também os custos de locação de grupos geradores e de aquisição de combustíveis, incluindo os tributos incidentes (CCEE, 2019).

### 6.3. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Os resultados encontrados nos cálculos de custo total de geração consideram que a proporção de investimento na fonte alternativa foi feita em montantes iguais para cada estado, maneira simplificar os cálculos. Tal premissa pode influenciar nos resultados, visto que na realidade é mais provável que alguns estados tenham mais adesão do que outros.

É importante destacar que tais valores de custo de geração calculados correspondem ao valor necessário para atender ao consumo, e não a carga propriamente dita, uma vez que por consumo entende-se como o valor de energia elétrica requerida para atendimento aos consumidores, sendo discriminado pelas seguintes classes de consumo: residencial, industrial, comercial, rural e outros consumos. Já a carga, por sua vez representa a geração de energia necessária para atendimento não só aos consumidores, mas também ao consumo próprio da usina acrescido das perdas e eventuais suprimentos, quando um sistema atende a mais de uma localidade.

Para que análise comparativa dos custos de reembolso com o custo de geração no Sistema Isolado pela CCC, em 2021 e 2050 seja efetiva, foi calculado o valor previsto de custo total de geração em 2020, utilizando como base o custo médio apresentado na Tabela 23.

Constatou-se que o custo de consumo, sem considerar as perdas e suprimentos, é da ordem de 4,5 bilhões de reais. Os resultados encontrados para os valores de geração em todos os cenários são apresentados na Tabela 25 abaixo:

Tabela 25. Custo de consumo nos respectivos cenários.

	<i>Estados</i>	<i>Custo no cenário superior (R\$)</i>	<i>Custo no cenário inferior (R\$)</i>
<b>Arranjo 1</b>	<b><i>Acre</i></b>	849.237.403	755.663.202
	<b><i>Amapá</i></b>	115.468.425	101.024.650
	<b><i>Amazonas</i></b>	2.761.598.178	2.424.859.686
	<b><i>Rondônia</i></b>	2.083.129.133	1.815.286.303
	<b><i>Roraima</i></b>	573.030.799	514.244.120
	<b><i>Pará</i></b>	1.072.872.434	947.077.137
	<b><i>Total</i></b>	7.455.336.372	6.558.155.098
<b>Arranjo 2</b>	<b><i>Estados</i></b>	<b><i>Custo no cenário superior (R\$)</i></b>	<b><i>Custo no cenário inferior (R\$)</i></b>
	<b><i>Acre</i></b>	839.163.932	746.699.688
	<b><i>Amapá</i></b>	114.051.319	99.784.808
	<b><i>Amazonas</i></b>	2.715.460.366	2.384.347.739
	<b><i>Rondônia</i></b>	2.057.563.570	1.793.007.887
	<b><i>Roraima</i></b>	565.998.179	507.932.970
	<b><i>Pará</i></b>	1.059.707.859	935.456.120
<b><i>Total</i></b>	7.351.945.224	6.467.229.212	
<b>Arranjo 3</b>	<b><i>Estados</i></b>	<b><i>Custo no cenário superior (R\$)</i></b>	<b><i>Custo no cenário inferior (R\$)</i></b>
	<b><i>Acre</i></b>	820.549.910	730.136.673
	<b><i>Amapá</i></b>	111.814.525	97.827.811
	<b><i>Amazonas</i></b>	2.670.990.186	2.345.300.079
	<b><i>Rondônia</i></b>	2.017.210.285	1.757.843.113

	<b>Roraima</b>	554.897.727	497.971.303
	<b>Pará</b>	1.038.988.806	917.166.396
	<b>Total</b>	7.214.451.439	6.346.245.375
<b>Arranjo 4</b>	<b>Estados</b>	<b>Custo no cenário superior (R\$)</b>	<b>Custo no cenário inferior (R\$)</b>
	<b>Acre</b>	791.862.416	704.610.144
	<b>Amapá</b>	108.160.625	94.630.972
	<b>Amazonas</b>	2.580.382.195	2.265.740.472
	<b>Rondônia</b>	1.951.291.437	1.700.399.924
	<b>Roraima</b>	536.764.656	481.698.486
	<b>Pará</b>	1.005.105.178	887.255.655
	<b>Total</b>	6.973.566.506	6.134.335.652

Fonte: Autor 2021.

Como resultado, podemos observar que o custo anual de reembolso apenas para cobrir os custos de geração dos sistemas isolados apresenta redução com a gradativa inserção da fonte alternativa proposta. Portanto, apesar dos valores de custo apresentados de forma geral sejam considerados altos, uma vez que este custo será pago pelos consumidores do Sistema Interligado, observou-se uma possível opção para redução dos custos.

A redução dos custos é observado mesmo com o menor valor de investimento, correspondente ao Arranjo 2, que apesar de representar apenas -1,4% de redução nos custos, tal valor corresponde a cerca de 100 milhões de reais no cenário econômico superior, conforme mostrado na Tabela 26.

Tabela 26. Custo de consumo e porcentagem de redução dos custos.

	<b>Custo no cenário econômico superior (R\$)</b>	<b>Custo no cenário econômico inferior (R\$)</b>	<b>Porcentagem de redução de custos</b>
<b>Arranjo 1</b>	7.455.336.372	6.558.155.098	-
<b>Arranjo 2</b>	7.351.945.224	6.467.229.212	-1,39%
<b>Arranjo 3</b>	7.214.451.439	6.346.245.375	-3,28%
<b>Arranjo 4</b>	6.973.566.506	6.134.335.652	-6,68%

Fonte: Autor 2021.

O cenário que apresentou maior redução dos custos foi o Arranjo 4, correspondente a substituição total do parque gerador por fonte híbrida, sendo 50% com o uso de baterias, tal cenário apresenta redução de -6,68% em relação ao Arranjo 1, o que corresponde a cerca de 481 milhões no cenário econômico superior



e 423 milhões no cenário inferior. Tal valor só é superado quando considerado o consumo suprido por 100% de usinas híbridas com baterias, o que corresponde a - 8,39% de redução e de 500 milhões em ambos cenários econômicos.

Tais valores podem ser considerados ainda altos, uma vez que os valores de investimento inicial das usinas híbridas com tecnologia fotovoltaica representam um montante significativo, porém os benefícios vão além da redução do custo, mas também representam um menor uso de combustíveis fósseis, conseqüentemente, menor emissão de gases poluentes.

## CONSIDERAÇÕES FINAIS

O tema escolhido para a realização deste trabalho, que consiste na estimativa e análise do crescimento do Sistema Isolado na Região Norte entre os anos de 2020 e 2050 e os impactos econômicos no Setor Elétrico Brasileiro, se deu pela relevância atual do subsídio nas Contas Públicas, e pelo fato da região onde abriga a maior floresta tropical do mundo ter grande parte do suprimento de energia elétrica advindo de uma das fontes mais poluentes, como é o caso do óleo diesel como combustível.

O problema principal abordado é o alto custo de geração de energia elétrica do Sistema Isolado, que é realizada por fonte termoelétrica movida a óleo diesel e atualmente representa 94% do parque gerador. Este problema tende a se potencializar com o passar dos anos, com o crescimento da demanda de energia no Sistema Isolado.

Por esse motivo, apesar da complexidade da projeção de demanda e conseqüentemente, de um planejamento com maior horizonte no Sistema Isolado, é necessário refletir sobre os impactos do crescimento da demanda de energia nas regiões atendidas pelo Sistema Isolado nos custos a serem supridos pela Conta de Consumo de Combustíveis, para que seja averiguada a necessidade de mudanças no parque gerador dos sistemas isolados.

Concluiu-se que o valor da carga necessária, sem considerar as perdas do sistema, para suprir a demanda de energia no Sistema Isolado no ano de 2050 seja de aproximadamente 5.211.214 MWh, considerando o cenário econômico superior, e 4.582.243 MWh no cenário econômico inferior. Estes valores demonstram um crescimento expressivo do consumo, que atualmente corresponde a cerca de 2.992.541 MWh ao ano, ou seja, cerca de 1,8%a.a no cenário superior e 1,4%a.a. no cenário inferior.

Os valores de custo encontrados nos diferentes cenários demonstraram que a inserção de uma fonte alternativa no atendimento dos sistemas isolados representou uma diminuição de mais de 6% nos custos todas.

A utilização de fontes alternativas se mostra como alternativa redutora dos impactos socioambientais da geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados, que em sua maioria encontram-se na região amazônica e dependem de uma complexa

logística de fornecimento de combustível. Os crescentes custos da geração a diesel tendem a elevar ainda mais os subsídios praticados, reforçando a importância de investimento em fontes sustentáveis.

Dentre as dificuldades e limitações encontradas na realização desta pesquisa está a complexidade e quantidade de variáveis que podem influenciar na projeção de demanda. Um dos fatores limitantes consistiu a dificuldade de estimar a projeção de consumo de energia elétrica do setor industrial, comercial e agropecuário nas localidades do Sistema Isolado devido às incertezas atreladas.

Outro fator de limitação é a dificuldade em realizar a projeção do custo de geração considerando as alterações que o preço do óleo diesel pode sofrer em 30 anos e também o fato de que custos de implantação de uma usina com tecnologia híbrida estão ligados a variáveis próprias de cada região.

Como descrito ao longo deste trabalho, a geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados representa um ponto de atual necessidade de análise pelas entidades que realizam o planejamento do setor.

Como sugestão para futuras pesquisas no tema, recomenda-se o refinamento da projeção da demanda, focando na modelagem da média de consumo por domicílio na Região Norte e no Sistema Isolado, e realizar o cálculo dos custos de geração baseados nos valores estimados para 2050, com o objetivo de ter um dado mais robusto.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA FILHO, José Aderbal Augusto. **Introdução à análise de previsão de demanda de energia elétrica utilizada pela Empresa de Pesquisa Energética**. 2010. Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica)

ANEEL. (2016a). Edital do Leilão nº 02/2016-Aneel (2ª Etapa).

ANEEL. (2016b). **Despacho nº 2.796**, de 19 de outubro de 2016. Brasília, DF.

ANEEL. (2019). **Proposta de Orçamento Anual da CDE** de 2020. Brasília.

ANEEL. **Atlas de Energia no Brasil e no mundo**. Brasília:[s.n.],2008. Atlas. <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas3ed.pdf>. Acesso em: 8 set. 2020.

ANP. **Resolução ANP nº 50**, de 23 de dezembro de 2013. Brasília. Disponível em: <http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2013/dezembro&item=ramp-50--2013>. Acesso em: 20 de setembro de 2020.

ANP. **Óleo Diesel**, 2020. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/petroleo-derivados/155-combustiveis/1857-oleo-diesel>. Acesso em: 3 out. 2020.

ATLAS (2020a). **Global Wind Atlas**. 2021.

BARRETO, E. J. F. **Combustão e Gaseificação de Biomassa Sólida. Soluções Energéticas para a Amazônia**. 22ª. ed. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2008.

BARRETO, Eduardo José Fagundes. **A Conta de Consumo de Combustíveis e sua regulação ANEEL: Uma investigação acerca da possibilidade de aplicação da doutrina da Essencial Facility**. 2014. Tese (Especialização em Direito da Regulação) - Instituto Brasiliense de Direito Público.

BONFIM, Victor Rodrigues Borges. **Gestão e Operação de Sistemas Isolados Brasileiros**. 2012. 63 f. Tese (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

BRASIL, MME. **Plano Nacional de Energia 2030** / Ministério de Minas e Energia ; colaboração Empresa de Pesquisa Energética. Brasília. 2007.

BRASIL. (1995). **Lei nº 9.074**, de 7 de julho de 1995. **Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências**. Disponível em:[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/l9074cons.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9074cons.htm) 4 de setembro de 2020.

BRASIL. (1996). **Lei nº 9.427**, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências.. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/l9427cons.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427cons.htm). Acesso em: 4 de setembro de 2020.

BRASIL. (2004). **Lei nº 10.847**, de 15 de março de 2004. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/lei/l10.847.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.847.htm). Acesso em: 4 de setembro de 2020.

BRASIL. (2004). **Decreto nº 5.025**, de 30 de março de 2004. Dispõem sobre o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/decreto/d5025.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5025.htm). Acesso em: 4 de setembro de 2020.

BRASIL. (2004). **Decreto nº 5.267**, de 9 de novembro de 2004. Aprova a Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e das Funções Gratificadas do Ministério de Minas e Energia, e dá outras providências. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5267.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5267.htm). Acesso em: 4 de setembro de 2020.

BRASIL. (2004). **Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm). Acesso em: 4 de setembro de 2020.

BRASIL. (2009). **Lei nº 12.111**, de 9 de dezembro de 2009. Dispõe sobre os serviços de energia elétrica nos Sistemas Isolados. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2007-2010/2009/lei/l12111.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2009/lei/l12111.htm). Acesso em: 20 de setembro de 2020.  
Brasília.

CAVALIERO, C. K. N. **Inserção de Mecanismos Regulatórios de Incentivo ao Uso de Fontes Renováveis Alternativas de Energia no Setor Elétrico Brasileiro e no Caso Específico da Região Amazônica**. 2003. Tese (Doutorado) Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Campinas, SP.

CICOGNA, Marcelo Augusto. **Sistema de suporte a decisão para o planejamento e a programação da operação de sistemas de energia elétrica**. 2004. 224p. Tese (doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Campinas, SP. Disponível em: <http://www.repositorio.unicamp.br/handle/REPOSIP/260310> . Acesso em: 11 nov. 2020.

DOMINGUES, P. C. M. **A interconexão elétrica dos Sistemas Isolados da Amazônia ao sistema interligado nacional**. Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, 2003.

EPE. **Projeções da demanda de energia elétrica para o plano decenal de expansão de energia 2008-2017**. Rio de Janeiro, 2008.

EPE. (2014) **Instruções para Elaboração e Apresentação de Projetos Alternativos aos Projetos de Referência** (EPE-DEE-RE-121/2014-r1). Rio de Janeiro.

EPE. (2016) **Avaliação da atratividade econômica de solução híbrida em sistemas do Grupo B do Projeto de Referência da Eletrobras Distribuição Amazonas** (EPE-DEE-NT-091/2016-r0). Rio de Janeiro.

EPE. (2017a). **Balço Energético Nacional 2017**. Ano base 2016. Rio de Janeiro.

EPE. (2017b). **Leilão dos Sistemas Isolados do Amazonas**. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/geracao/Paginas/Sistemas%20Isolados/Leil%C3%A3oDosSistemasIsoladosDoAmazonas.aspx>. Acesso em: 3 de agosto de 2020.

EPE. (2017c). **Projeção da demanda de energia elétrica: para os próximos 10 anos (2017-2026)**. NOTA TÉCNICA DEA 001/17.

EPE. (2018a) **Cenários de Demanda para o PNE 2050**. Rio de Janeiro. 2018.

EPE. (2018b) **Cenários Econômicos para o PNE 2050**. Rio de Janeiro. 2018.

EPE. (2018c) **Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados Horizonte 2023** - Ciclo 2019. Rio de Janeiro. 2018.

EPE. **Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados Horizonte 2024** - Ciclo 2019. Rio de Janeiro. 2019.

EPE. (2020a). **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2020**. Rio de Janeiro. 2020.

EPE. (2020b). **Consumo Mensal de Energia Elétrica por Classe (regiões e subsistemas)**. Rio de Janeiro. 2021.

FEDRIGO, Natália Sens; GONÇALVES, Guilherme; LUCAS, Paulo Figueiredo. **Relatório de Iniciação Científica Usos Finais de Energia Elétrica no Setor Residencial Brasileiro**. 2009. Departamento de Engenharia Civil. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis.

IBGE. (2020a). **Projeção da população do Brasil e das Unidades da Federação**. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/apps/populacao/projecao/>. Acesso em: 30 de outubro de 2020.

IBGE.(2020b). **Cidades**. Disponível em: <https://cidades.ibge.gov.br/brasil/am/parintins/panorama> : Acesso em: 30 de outubro de 2020.

IEMA. **Quem ainda está sem acesso à energia elétrica no Brasil**. São Paulo, 2019. Disponível em: <http://energiaeambiente.org.br/produto/quem-ainda-esta-sem-acesso-a-energia-eletrica-no-brasil>: Acesso em 10 novembro 2020.

IEMA. **Excluídos elétricos na Amazônia: um novo caminho a percorrer**. Brasília, 2019. (Audiência na Comissão de Minas e Energia –Câmara dos Deputados, 26 de Novembro de 2019).

IPCC. **Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation**. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press, 2011.

IRENA. (2017). **Renewable Energy Auctions: Analysing 2016**. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

MERCEDES, Sonia Seger Pereira; RICO, Julieta A. P.; POZZO, Liliana de Ysasa Pozzo. **Uma revisão histórica do planejamento do setor elétrico brasileiro**. Dossiê Energia elétrica, [S. l.], p. 13-36, 2015.

MORAIS, Luciano Cardoso de. **Estudo sobre o panorama da energia elétrica no Brasil e tendências futuras**. 2015. 127 p. Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista Julio de Mesquita Filho, Faculdade de Engenharia, 2015. Disponível em: <http://hdl.handle.net/11449/132645>.

ONS. (2019a) **Consolidação da previsão da carga para o plano anual da operação energética dos sistemas isolados**. Rio de Janeiro. 2019.

ONS. (2019b) **Plano anual da operação energética dos sistemas Isolados para 2020**. Rio de Janeiro. 2019.

ONS. **Plano anual da operação energética dos sistemas isolados para 2021**. Rio de Janeiro. 2020.

PONTE, Gustavo Pires. **Geração de Energia Elétrica em Sistemas Isolados: desafios e propostas para aumento da participação de fontes renováveis com base em uma análise multicritérios**. Orientador: Rodrigo Flora Calili. 2019. Tese (Mestre em Engenharia Urbana e Ambiental) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Urbana e Ambiental da PUC Rio, 2019.

CCEE (2020). **Relatório de Orçamento das Contas Setoriais 2020**, disponível em: [www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE\\_651299](http://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_651299).

SECCHI, Leonardo. **Políticas Públicas: Conceitos, Esquemas de Análise, Casos Práticos**. São Paulo: Cengage Learning, 2010. 133 p.

SILVA, José Aldair. **A Desindustrialização na Região Norte**. Revista de Administração e Negócios da Amazônia, 2017).

SOUZA, R. C. R. **Planejamento do Suprimento de Eletricidade dos Sistemas Isolados na Região Amazônica: Uma abordagem multiobjetiva**. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica/Departamento de Energia. Tese de doutorado. UNICAMP, 2000.

TOLMASQUIM, Maurício T. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**. Brasília: Synergia, 2011.

ZIMMERMANN, Marcio Pereira. **Aspectos Técnicos e Legais Associados ao Planejamento da Expansão de Energia Elétrica no Novo Contexto Regulatório Brasileiro**. Orientador: Ricardo Bernardo Prada. 2008. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC, 2008.



ANEXO I

Projeção da população atendida pelo Sistema Isolado na Região Norte até 2050

Estados	População 2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Acre	279.189,00	282.678,86	286.212,35	289.790,00	293.412,38	297.080,03	300.258,79	303.471,56	306.718,70
Amapá	43.315,00	44.021,03	44.738,58	45.467,82	46.208,94	46.962,15	47.619,62	48.286,29	48.962,30
Amazonas	1.549.241,00	1.569.690,98	1.590.410,90	1.611.404,33	1.632.674,86	1.654.226,17	1.672.918,93	1.691.822,91	1.710.940,51
Pará	678.694,00	684.666,51	690.691,57	696.769,66	702.901,23	709.086,76	714.263,10	719.477,22	724.729,40
Rondonia	214.241,00	216.147,74	218.071,46	220.012,30	221.970,41	223.945,94	225.913,56	227.092,16	228.681,80
Roraima	541.712,00	550.379,39	559.185,46	568.132,43	577.222,55	586.458,11	594.258,00	602.161,63	610.170,38
2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
313317,6	316106,1266	318919,4711	321757,8544	324621,4993	327510,6306	329868,7072	332243,7619	334635,9169	337045,2955
50342,841	50951,98951	51568,50858	52192,48754	52824,01664	53463,18724	54019,20439	54581,00411	55148,64655	55722,19248
1749826,2	1766624,567	1783584,163	1800706,571	1817993,354	1835446,09	1850313,204	1865300,741	1880409,677	1895640,995
735349,07	739614,0944	743903,8562	748218,4986	752558,1658	756923,0032	760177,7721	763446,5365	766729,3566	770026,2929
231894,55	233146,7848	234405,7774	235671,5686	236944,1951	238223,6937	239176,5885	240133,2948	241093,828	242058,2033
626508,85	633713,7003	641001,4079	648372,9241	655829,2127	663371,2486	670071,2983	676839,0184	683675,0924	690580,2109
2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
339472,02	341373,065	343284,7542	345207,1488	347140,3088	349084,2945	350480,6317	351882,5543	353290,0845	354703,2448
56301,703	56797,15827	57296,97326	57801,18663	58309,83707	58822,96363	59246,48897	59673,06369	60102,70975	60535,44926
1910995,7	1923608,259	1936304,073	1949083,68	1961947,632	1974896,487	1984968,459	1995091,798	2005266,766	2015493,627
773337,41	775580,0844	777829,2667	780084,9715	782347,218	784616,0249	785871,4105	787128,8048	788388,2109	789649,632
243026,44	243682,6075	244340,5506	245000,2701	245661,7708	246325,0576	246669,9126	247015,2505	247361,0719	247707,3774
697555,07	703763,3111	710026,8046	716346,0432	722721,523	729153,7445	734695,313	740278,9974	745905,1177	751573,9966