



Empresa de Pesquisa Energética

Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados Horizonte 2023-2027 Ciclo 2022

Rio de Janeiro, dezembro de 2022

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Imagens da Capa:

Banco de Imagens CAT (Energia na Selva)

Reprodução/TV Liberal

Fotografia propriedade de Sikaraha

Foto inalterada de Eduardo Tavares obtida em PAC.



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MME/SPE

Ministério de Minas e Energia

Ministro
Adolfo Sachsida

Secretário-Executivo
Hailton Madureira de Almeida

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético
José Guilherme de Lara Resende

Secretário de Energia Elétrica
Ricardo Marques Alves Pereira

SISTEMAS ISOLADOS

PLANEJAMENTO DO ATENDIMENTO AOS SISTEMAS ISOLADOS HORIZONTE 2023-2027 CICLO 2022



Empresa de Pesquisa Energética

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

Presidente

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Angela Regina Livino de Carvalho

URL: www.epe.gov.br

Sede

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

Escritório Central

Praça Pio X, 54
20091-040 - Rio de Janeiro - RJ

Coordenação Geral

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira
Erik Eduardo Rego

Coordenação Executiva

Bernardo Folly de Aguiar
Thiago Ivanoski Teixeira

Equipe Técnica

Aline Couto de Amorim
Andre Luiz da S. Velloso
Guilherme Mazolli Fialho
Helena Portugal Gonçalves da Motta
Michele Almeida de Souza
Paula Monteiro Pereira

Nº. EPE-DEE-NT-102/2022-r0

Data: 06 de dezembro de 2022

IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO E REVISÕES

epe Empresa de Pesquisa Energética		
<i>Área de Estudo</i> EXPANSÃO DA GERAÇÃO		
<i>Estudo</i> Sistemas Isolados		
<i>Macro atividade</i> Planejamento do atendimento aos sistemas isolados. Horizonte 2023 a 2027 – Ciclo 2022		
<i>Ref. Interna (se aplicável)</i>		
<i>Revisões</i>	<i>Data de emissão</i>	<i>Descrição sucinta</i>
r0	06/12/2022	Emissão original

APRESENTAÇÃO

O planejamento do atendimento aos Sistemas Isolados (SISOL) é regulamentado pelo Decreto n. 7.246/2010 e pela Portaria MME n. 67/2018. Com base nesses regramentos, os agentes de distribuição devem encaminhar anualmente à 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 e na realização do balanço entre oferta e demanda para os próximos cinco anos. As análises desses dados permitem identificar 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 Sistema Interligado Nacional – SIN. Havendo necessidade de expansão ou substituição da oferta existente, o MME definirá diretrizes para a realização de Leilão para atendimento aos Sistemas Isolados.

O presente documento destina-se a apresentar os resultados consolidados das propostas de planejamento para os Sistemas Isolados, informadas pelas distribuidoras em 2022, bem como apontar as questões mais relevantes identificadas na análise desses dados, para subsidiar a aprovação do planejamento pelo MME.

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO	5
1. INTRODUÇÃO.....	7
2. CICLO DE PLANEJAMENTO 2022	8
3. PLANEJAMENTO DO SISOL – INFORMAÇÕES AGREGADAS	12
3.1. Mercado.....	12
3.2. Oferta de Geração	16
3.3. Balanço de Energia e Potência	17
4. ACRE.....	19
5. AMAPÁ.....	21
6. AMAZONAS.....	24
7. MATO GROSSO	49
8. PARÁ	49
8.1. Equatorial Pará.....	49
8.2. Vibra Energia.....	56
9. PERNAMBUCO	58
10. RONDÔNIA.....	61
11. RORAIMA	62
11.1. Boa Vista	68
12. EMISSÕES	71
13. CONCLUSÃO	73
APÊNDICE I – MAPA DOS SISTEMAS ISOLADOS	
APÊNDICE II – ÍNDICE DE PERDAS NOS SISTEMAS ISOLADOS	
APÊNDICE III – CARGA E BALANÇO DE ENERGIA E DEMANDA POR LOCALIDADE	

1. INTRODUÇÃO

O planejamento para atendimento aos Sistemas Isolados tem por objetivo identificar antecipadamente as localidades 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 seus mercados consumidores.

Sistemas Isolados são sistemas elétricos de serviço público de distribuição de energia elétrica que, em sua configuração normal, não estejam eletricamente conectados ao SIN por razões técnicas ou econômicas, conforme define o Decreto n. 7.246/2010.

Em conformidade com o referido Decreto e com a Portaria MME n. 67/2018, as distribuidoras com Sistemas Isolados devem submeter suas propostas de planejamento para análise da EPE, contemplando projeções de mercado, oferta de geração, necessidades de contratação e previsões de interligação, no horizonte até 2027.

O envio dos dados de planejamento é disciplinado pelas “Instruções para Apresentação de Proposta de Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados”¹ e se consolida por meio do Sistema SASI² da EPE. A partir das informações recebidas, a EPE calcula os balanços de energia e de demanda, que permitem identificar os possíveis déficits ao longo do horizonte de análise (de 2023 até 2027), considerando as previsões de interligação ao SIN.

Destaca-se que os dados de mercado dos anos 2022 e 2023 são fornecidos à EPE pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)³, exceto dados de localidades que ainda não têm reembolso da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC). Salienta-se que quando uma distribuidora apresenta novas localidades para o ONS e para a EPE, os procedimentos adotados podem não ser necessariamente os mesmos, uma vez que o ONS considera somente aquelas que atendam ao disposto na Resolução Normativa ANEEL n. 801/2017.

A seguir serão apresentados os resultados consolidados e as conclusões da EPE sobre o ciclo de planejamento 2022, além das informações dos Sistemas Isolados de cada distribuidora no horizonte 2023-2027.

¹ Instruções disponíveis em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/sistemas-isolados/instrucoes-para-apresentacao-de-proposta-de-planejamento-do-atendimento-aos-sistemas-isolados>

² Sistema de Acompanhamento dos Sistemas Isolados (SASI): desenvolvido pela EPE para a coleta de dados de planejamento dos sistemas isolados, facilitando a troca de informações com as distribuidoras.

³ A Lei n. 13.360/2016 e o Decreto n. 9.022/2017 definiram a participação do ONS no processo de coleta e análise dos dados de planejamento da operação dos Sistemas Isolados no ano-ciclo e ano seguinte. Por sua vez, o documento “Procedimentos Operacionais para previsão de carga e planejamento da operação dos Sistemas Isolados”, elaborado pelo ONS, definiu a sua participação no repasse à EPE dos dados de planejamento da operação, sob sua responsabilidade.

2. CICLO DE PLANEJAMENTO 2022

O ciclo de planejamento de 2022 teve início no dia 12 de maio de 2022 com a abertura do SASI e realização do “Workshop de Planejamento da Expansão dos Sistemas Isolados - Ciclo 2022”, onde participaram representantes das distribuidoras dos Sistemas Isolados, do ONS, da CCEE e do MME. O objetivo do evento foi apresentar as melhorias implementadas no sistema e suas implicações, além de ser uma oportunidade para esclarecer dúvidas e receber sugestões dos agentes.

Nesse sentido, o período de envio das informações de planejamento pelas distribuidoras teve duração total de 50 dias, cerca de 20 dias adicionais em comparação aos ciclos anteriores. A dilatação do prazo vai ao encontro de solicitação dos próprios agentes de distribuição, como o objetivo de permitir uma melhor preparação dos dados a serem encaminhados à EPE.

No processo de consolidação dos dados de planejamento, a EPE interagiu com as distribuidoras, visando esclarecer ou corrigir as informações prestadas, além de eliminar ou minimizar discrepâncias entre os dados fornecidos à EPE e ao ONS. Salienta-se que as distribuidoras são responsáveis pela elaboração das propostas de planejamento para atendimento ao SISOL e à EPE cabe uma avaliação técnica e consolidação das informações.

Destaca-se ainda que pode existir algum grau de incerteza nas projeções de mercado para os próximos anos associado à retomada econômica e conseqüentemente do consumo após o impacto da pandemia de Covid-19.

As informações do ciclo de planejamento 2022 apontam a existência de 212 Sistemas Isolados no Brasil atendidos por 8 distribuidoras e localizados em 7 estados. Cabe salientar que houve redução relevante do número de localidades isoladas quando comparado ao ciclo de planejamento de 2021. Essa diminuição se deve às interligações ao SIN e principalmente à retirada, do planejamento de 2022, de 24 pequenos Sistemas Isolados do Amapá, tendo em vista a informação da Distribuidora de que essas localidades serão atendidas por programas de universalização.

Nos Sistemas Isolados há desde pequenas comunidades, com população de cerca de 100 habitantes como é o caso de Carvoeiro (AM) e Pedras Negras (RO), até cidades maiores, como Cruzeiro do Sul (AC) e Boa Vista (RR), sendo esta a única capital ainda não conectada ao SIN, com população superior a 89 mil e 436 mil habitantes respectivamente, segundo estimativas do IBGE para 2021. A Figura 1 mostra o número de SISOL e a população total destes em cada estado.

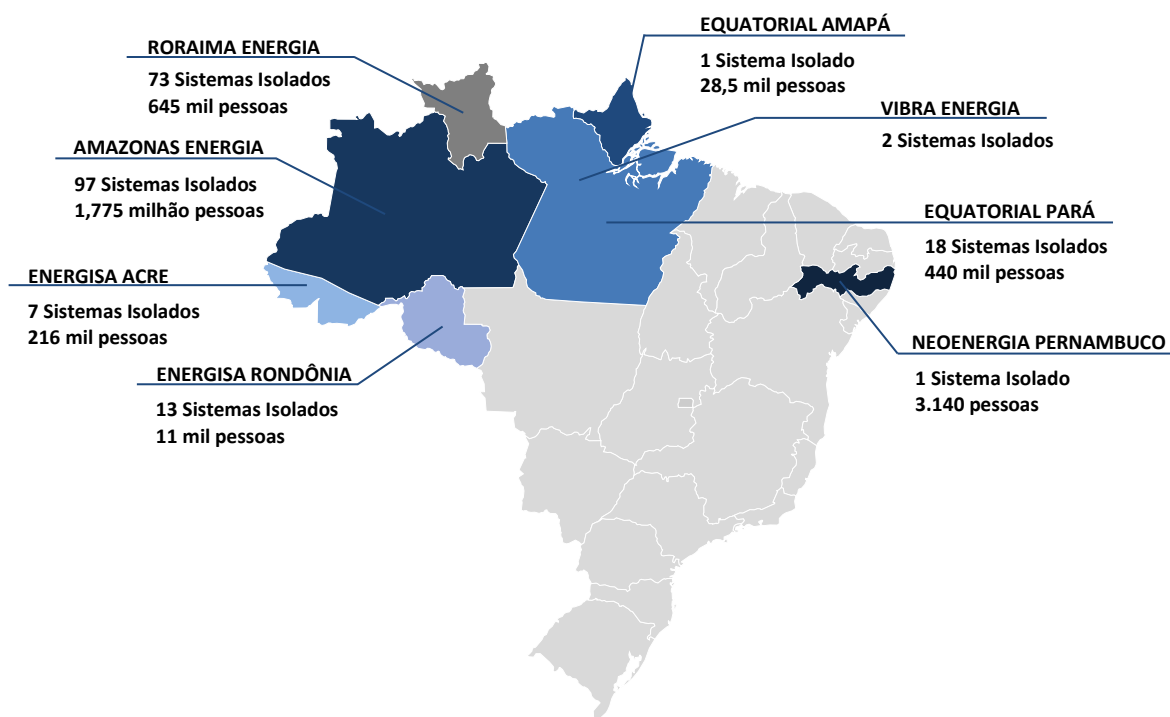


Figura 1 - Sistemas Isolados – Ciclo 2022

O **Apêndice I** apresenta o mapa com a localização dos sistemas isolados em detalhes.

À exceção de Fernando de Noronha, em Pernambuco, os demais sistemas isolados concentram-se na região Norte, com muitas localidades ao longo das calhas dos rios, particularmente no Estado do Amazonas, onde representam o principal modal de transporte. Em Roraima, alguns sistemas isolados de difícil acesso localizam-se na região do Baixo Rio Branco, nos municípios de Caracará e Rorainópolis, dependendo do modal de transporte fluvial. Os Estados de Rondônia e Acre apresentam algumas localidades com modal de transporte fluvial.

A geração a partir do óleo diesel ainda predomina no SISOL e o suprimento de energia elétrica depende da logística de fornecimento desse combustível, podendo sofrer interrupções em épocas de estiagem, e exigindo que as usinas de certas localidades disponham de tanques de armazenamento de grande porte para estocagem de combustível. Em contrapartida, muitas localidades com acesso por rodovias sofrem dificuldades em época de chuva, necessitando manter maior quantidade de estoque de combustível nesse período, como o caso do Oiapoque, que tem capacidade de tancagem de 1,5 milhão de litros de combustível, com autonomia entre 40 e 45 dias.

RESULTADOS CONSOLIDADOS

Como resultado do ciclo de planejamento 2022 para o horizonte 2023 a 2027, são apresentados os seguintes destaques:

- 212 localidades atendidas por 8 distribuidoras⁴;
- 37 localidades (cerca de 17,5%) com previsão de interligação ao SIN até 2027⁵;
- 62 SISOL da Distribuidora Roraima Energia têm atendimento previsto via Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - 29 SISOL via Programa Luz para Todos (PLPT) e 33 via Programa Mais Luz para a Amazônia (MLA);
- População total atendida de 3,1 milhões de habitantes, com variação de 15 habitantes (Maici – RO) a 436.500 habitantes (Boa Vista – RR);
- Sistemas com demanda máxima prevista no período variam entre 2 kW (Maici – RO) e 243 MW (Boa Vista – RR);
- Déficit de potência e/ou de energia identificado em 37 localidades;
- Solicitação de substituição do parque gerador atual por PIE para uma localidade do Amazonas;
- Ações de eficiência energética indicadas pela Amazonas Energia, Equatorial Pará, Energisa Acre e Energisa Rondônia preveem economia de energia da ordem de 29 GWh/ano; e
- Consumo nos Sistemas Isolados em 2023 igual a 0,6% da carga de energia do SIN, segundo informações do ONS.

Estes números, apesar de parecerem modestos, representam um considerável impacto nas contas setoriais, dado que a geração nos Sistemas Isolados é subsidiada por meio da CCC. De acordo com o Relatório de Orçamento das Contas Setoriais de 2023, elaborado pela CCEE⁶, o orçamento previsto para a CCC em 2023 é de R\$11,95 bilhões, cerca de 1% maior que o orçamento aprovado para 2022.

⁴ A Energisa Mato Grosso deixa de integrar o SISOL já que há previsão de interligação de Guariba ao SIN em 2022.

⁵ Foram contabilizados os sistemas isolados de Boa Vista e as localidades que fazem parte do Sistema Boa Vista, em Roraima, com previsão para interligação ao SIN em 2025.

⁶ Disponível em: <https://www.ccee.org.br/documents/80415/919412/2022.10.14%20-%20Proposta%20Or%C3%A7ament%C3%A1ria%20CS%202023.pdf/30871d13-48de-19ff-7a43-e427da20fa70>

O elevado custo com a Conta de Consumo de Combustíveis, associado à alta participação de geração a partir de óleo diesel, reforça a importância da transparência e da previsibilidade do planejamento do atendimento aos Sistemas Isolados, representando também uma oportunidade para incorporar soluções de suprimento que possam reduzir o consumo de diesel e, conseqüentemente, o custo de geração e a redução das emissões.

Assim, espera-se que este relatório possa contribuir com a busca pela eficiência econômica e energética, a mitigação de impactos ao meio ambiente e a utilização de recursos energéticos locais, visando buscar a sustentabilidade econômica da geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados, conforme estabelecido no artigo 4º do Decreto n. 7.246/2010.

3. PLANEJAMENTO DO SISOL – INFORMAÇÕES AGREGADAS

A análise do planejamento ao atendimento aos mercados consumidores consiste, resumidamente, em verificar os dados históricos de mercado, avaliar a coerência das projeções para os próximos anos encaminhadas pelas distribuidoras, e averiguar se o parque gerador instalado (ou previsto) é suficiente para atender ao crescimento da demanda nos próximos cinco anos.

Neste capítulo são apresentadas as principais informações de planejamento dos sistemas isolados: mercado consumidor incluindo dados de consumo, perdas, carga e demanda; oferta de geração; e balanço de energia e de demanda identificando as localidades com déficit no horizonte.

3.1. Mercado

O mercado consumidor pode ser subdividido nas seguintes classes de consumo: residencial, industrial, comercial, rural e outros. A Figura 2 apresenta o consumo por classe nos sistemas isolados para o horizonte de planejamento 2023 a 2027.

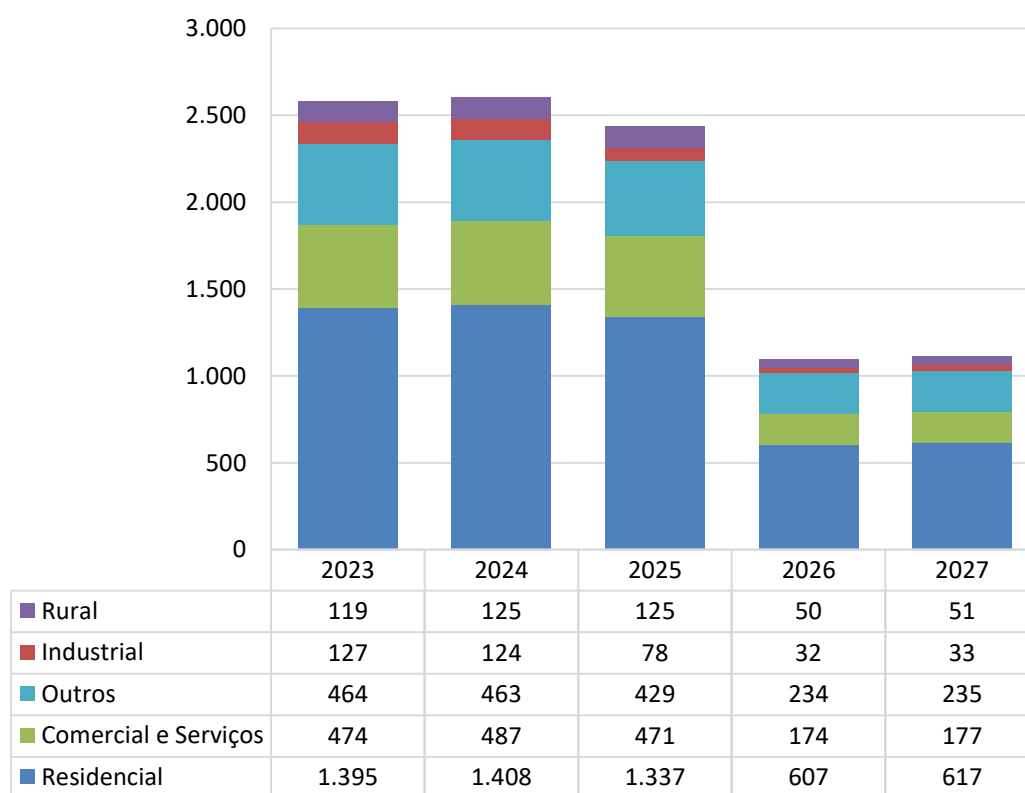


Figura 2 – Consumo (GWh) nos sistemas isolados por classe - Horizonte 2023-2027

A evolução anual do índice de perdas de cada distribuidora é apresentada na Figura 3. A Equatorial Amapá se destaca com perdas superiores a 45% ao longo de todo horizonte seguida pela Energisa Rondônia com 35% e pela Amazonas Energia com 34%. Para a Amazonas Energia, a redução na ordem de 4% no valor das perdas em relação ao ciclo 2021 se deve à desconsideração do planejamento das localidades com previsão de interligação, e não necessariamente de medidas adotadas pela distribuidora.

Por outro lado, a Vibra Energia, antiga Petrobras Distribuidora, apresenta perdas iguais a zero a partir de 2026 pois prevê a interligação dos seus sistemas em 2025.

A Equatorial Pará tem variação no índice de perdas chegando a zero em 2027 quando todos os seus sistemas isolados estarão interligados.

Já o pequeno aumento percentual de perdas da Energisa Acre em 2026 ocorrerá em razão da interligação das 3 maiores localidades, Feijó e Tarauacá em 2023 e Cruzeiro do Sul em 2025. O mesmo ocorre com Roraima Energia após a interligação de Boa Vista ao SIN em 2025.

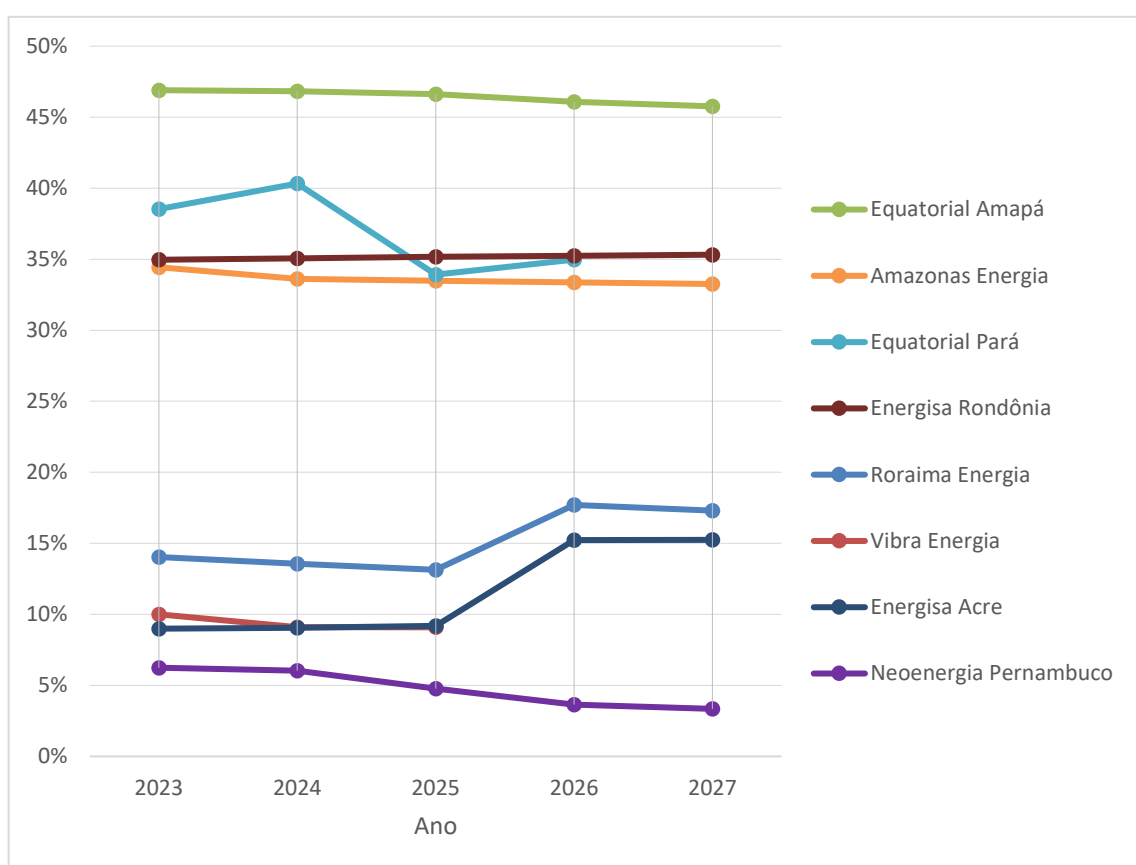


Figura 3 - Índice de perdas por Distribuidora com SISOL - Horizonte 2023 - 2027

É importante destacar que algumas distribuidoras informaram que estão implementando ações de combate às perdas para redução dos seus índices, já refletindo nas projeções para os anos seguintes, como no caso de Roraima.

Ainda com relação às perdas no SISOL, o Decreto n. 11.059, de 3 de maio de 2022, que regulamenta o Pró-Amazônia Legal⁷, definiu que dentre os projetos que se enquadram no programa, serão priorizados aqueles que promovam a integração do SISOL ao SIN, obedecendo a seguinte ordem na aplicação de recursos: (i) áreas com maior potencial de redução do custo de geração identificadas no Orçamento anual da CCC aprovado pela ANEEL; (ii) áreas com maior nível de perdas identificadas no Relatório de Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados da EPE, aprovado pelo MME. Neste sentido, atendendo ao disposto no Decreto, as perdas totais de cada SISOL são apresentadas no **Apêndice II**.

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). A partir dos dados coletados nesse ciclo, percebe-se que a carga tem um decréscimo a partir de 2026 devido às interligações ao SIN, Figura 4.

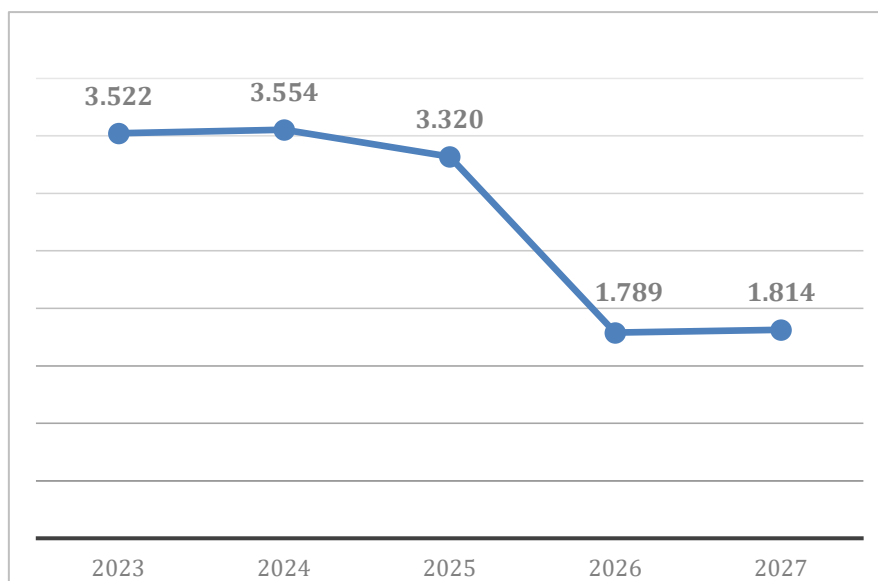


Figura 4 - Carga total (GWh) SISOL - Horizonte 2023 - 2027
(Carga (GWh) = Consumo + Suprimento + Perdas)

⁷ Programa de Redução Estrutural de Custos de Geração de Energia na Amazônia Legal e de Navegabilidade do Rio Madeira e do rio Tocantins – Pró-Amazônia Legal compreende a implementação de projetos que reduzam estruturalmente os custos de geração de energia elétrica arcados pela CCC, dentre outras atribuições.

A Figura 5 e a Figura 6 mostram as projeções dos dados de carga total para cada uma das Distribuidoras com SISOL. A tendência de queda na carga para os próximos anos ocorre devido à previsão de interligação de localidades ao SIN ao longo do horizonte, como é o caso da Energisa Acre, Equatorial Pará, Vibra Energia e Roraima Energia. Para as demais distribuidoras, contudo, a carga tende a crescer com o tempo, com especial atenção para Amazonas Energia.

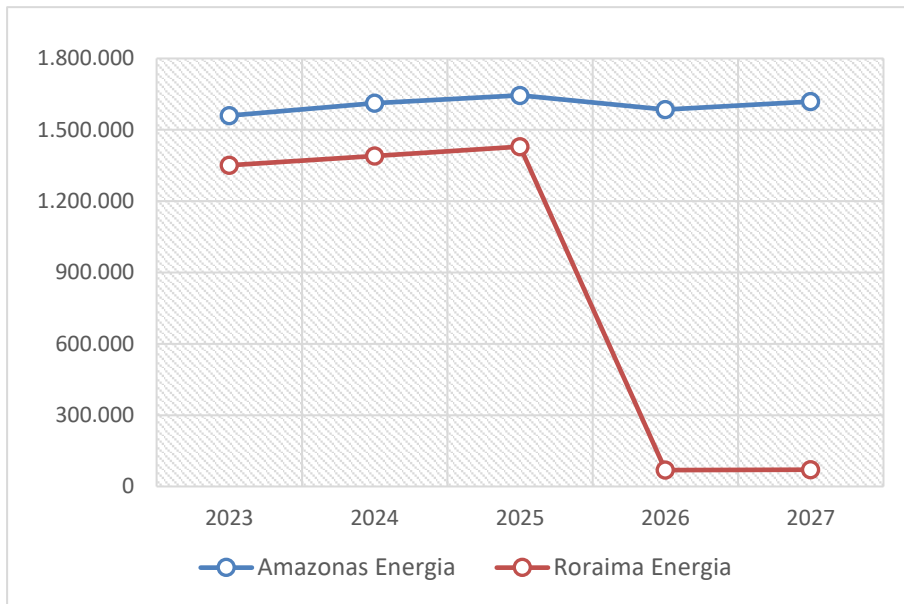


Figura 5 - Carga total (MWh) - Amazonas Energia e Roraima Energia Horizonte 2023 - 2027

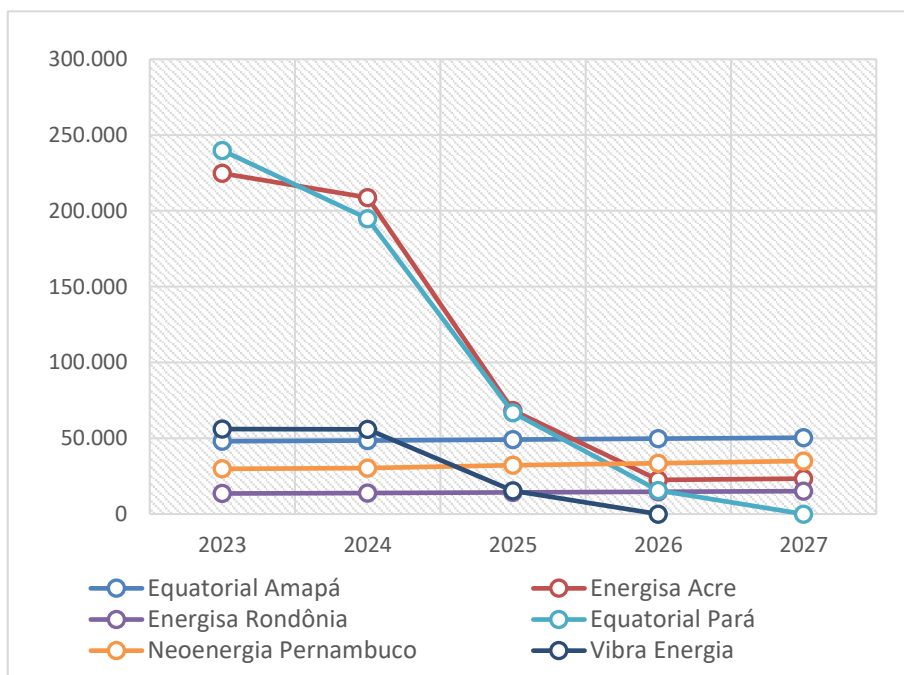
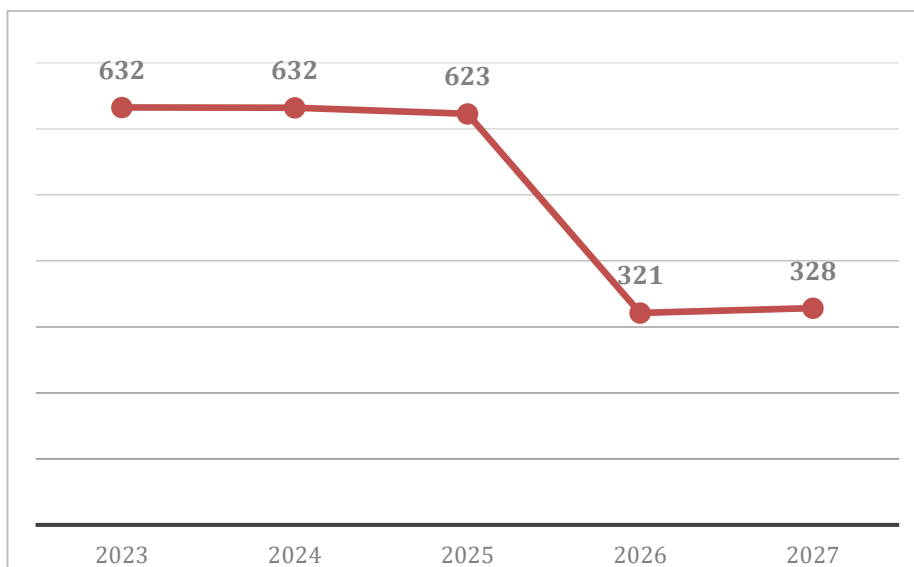


Figura 6 - Carga total (MWh) - Demais Distribuidoras Horizonte 2023 - 2027

Além das informações de Consumo e Carga, as distribuidoras também devem apresentar o valor de Demanda de Potência Máxima por localidade para cada ano. A Figura 7 mostra as projeções de demanda para o horizonte de planejamento. Assim como ocorre com a carga, a redução de demanda se deve às interligações das localidades ao SIN.



**Figura 7 - Demanda total (MW) dos Sistemas Isolados
Horizonte: 2023 a 2027**

Nota: A demanda total considera o somatório das demandas anuais máximas de cada localidade, não representando o valor máximo coincidente de demanda dos Sistemas Isolados.

3.2. Oferta de Geração

O atendimento aos SISOL pode ser realizado a partir de três modalidades:

- i. Aquisição de máquinas pela própria distribuidora, sendo ela a responsável pela operação e manutenção das usinas;
- ii. Contrato de locação celebrados pelas distribuidoras com empresas especializadas;
- iii. Contratação, via leilão, de Produtor Independente de Energia (PIE)

Tendo em vista que a contratação de PIE por meio de leilões resulta em maior eficiência econômica no atendimento aos Sistemas Isolados, nos últimos anos essa modalidade tem se estabelecido como a principal forma de suprimento e deverá responder por aproximadamente 87% das usinas em operação em 2024 (Figura 8).

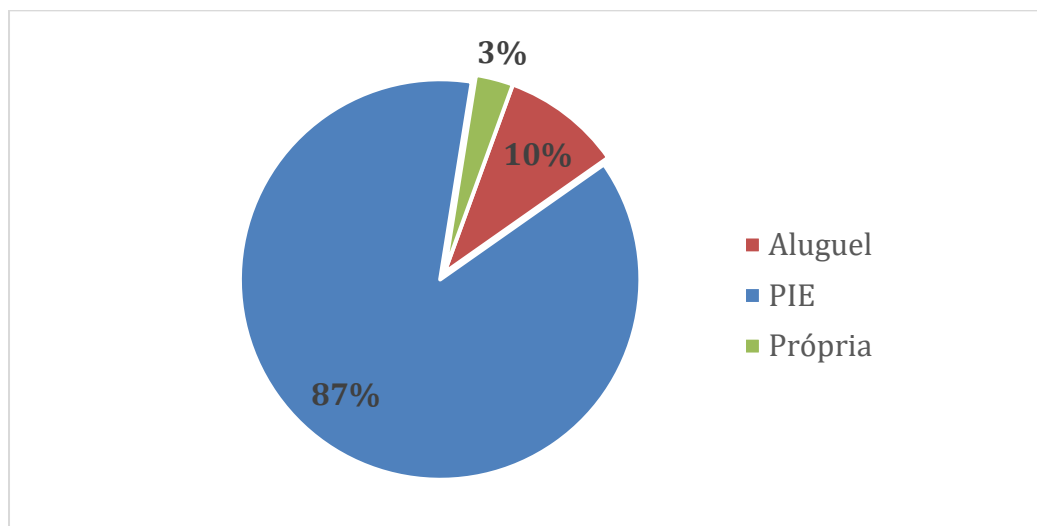


Figura 8 – Modalidades de Atendimento dos Sistemas Isolados - Ano 2024

Apesar dos leilões estimularem a substituição do óleo diesel por outros combustíveis e recursos renováveis, o ciclo de planejamento de 2022 mostra que ainda há grande dependência dos SISOL pelo diesel. Para o ano de 2024, após a entrada em operação das usinas contratadas nos leilões de 2019 e de 2021, é esperado que aproximadamente 58% de geração ainda ocorra a partir de usinas a óleo diesel, conforme indicado na Figura 9.

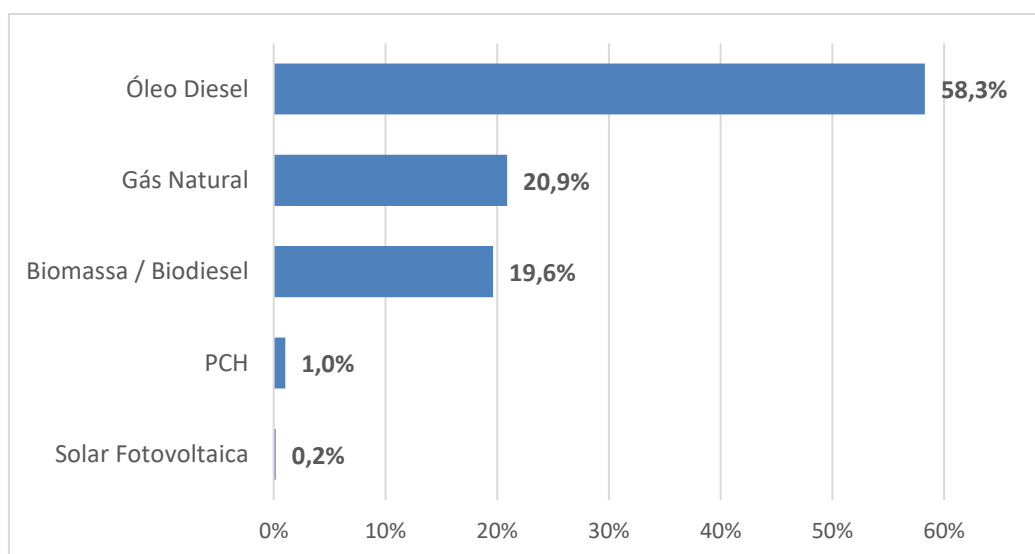


Figura 9 - Geração Prevista por Fonte - Ano 2024

3.3. Balanço de Energia e Potência

A análise do balanço consiste em verificar se a oferta de geração disponível é capaz de atender aos montantes necessários de energia e potência previstos ao longo do horizonte de análise. Adicionalmente, são também avaliadas as localidades para as quais as

distribuidoras solicitaram a substituição do parque gerador – de máquinas próprias ou com contrato de locação, por um Produtor Independente de Energia. Eventuais déficits identificados, por sua vez, resultam em indicação de ampliação ou substituição do parque gerador existente. Nessa análise são consideradas: as datas de término e possibilidade de renovação dos contratos de geração atuais; as previsões de interligação; e a solicitação das distribuidoras para substituição de máquinas próprias.

A Tabela 1 apresenta o resumo das localidades com indicação para expandir o parque gerador em atendimento ao crescimento de demanda, ou seja, sistemas isolados com déficit no horizonte de planejamento.

Tabela 1 - Resumo das Localidades com Necessidade de Expansão da Geração

Distribuidora	Localidades com necessidade de expansão	Total	Observação
Amazonas Energia	Apuí, Augusto Montenegro, Barreirinha, Belém do Solimões, Belo Monte, Boa Vista do Ramos, Cabori, Caiambé, Careiro, Feijoa, Fonte Boa, Humaitá, Ipixuna, Itamarati, Itapurú, Jutá, Limoeiro, Lindóia, Maraã, Moura, Murituba, Novo Céu, Parauá, Sacambu, Santo Antônio do Içá, São Gabriel da Cachoeira, Tuiué, Uarini, Urucurituba, Vila Bitencourt, Vila Urucurituba	31	Déficits de energia e/ou potência com diferentes datas de início. Para maiores detalhes consultar Item 6
Equatorial Pará	Anajás, Aveiro, Gurupá, Jacareacanga e Muaná	5	Déficits de potência com diferentes datas de início. Para maiores detalhes consultar Item 8.1
Neoenergia Pernambuco	Fernando de Noronha	1	Déficit de potência com início a partir de 2023. Para maiores detalhes consultar Item 9

A Tabela 4 apresenta o resumo dos principais pontos observados durante o planejamento da Amazonas Energia, contendo: os déficits observados para o período de 2023 a 2027; análise do impacto do atraso das interligações; análise do atraso da entrada em operação das usinas contratadas no Leilão de 2021 e no Leilão de 2016 (Grupo B – Lote III); a solicitação de contratação de PIE para a geração de energia em Camaruã; e as localidades para as quais a distribuidora não apresentou os dados de planejamento.

Ressalta-se que, nos casos em que há previsão de interligação de uma determinada localidade, a depender da data em que o sistema deixa de ser isolado, o déficit pode considerar a demanda anual de energia ou somente a demanda até a data de interligação, conforme informação e consideração de cada distribuidora.

Os dados de mercado e os déficits de energia e potência, detalhados por sistema isolado e por ano, são apresentados no **Apêndice III**.

A seguir são apresentadas as sínteses do planejamento por estado e por distribuidora.

4. ACRE

A Energisa Acre, distribuidora responsável pelo atendimento às localidades isoladas do Acre, apresentou dados de planejamento de 7 localidades: Cruzeiro do Sul, Feijó, Jordão, Marechal Thaumaturgo, Porto Walter, Santa Rosa do Purus e Tarauacá

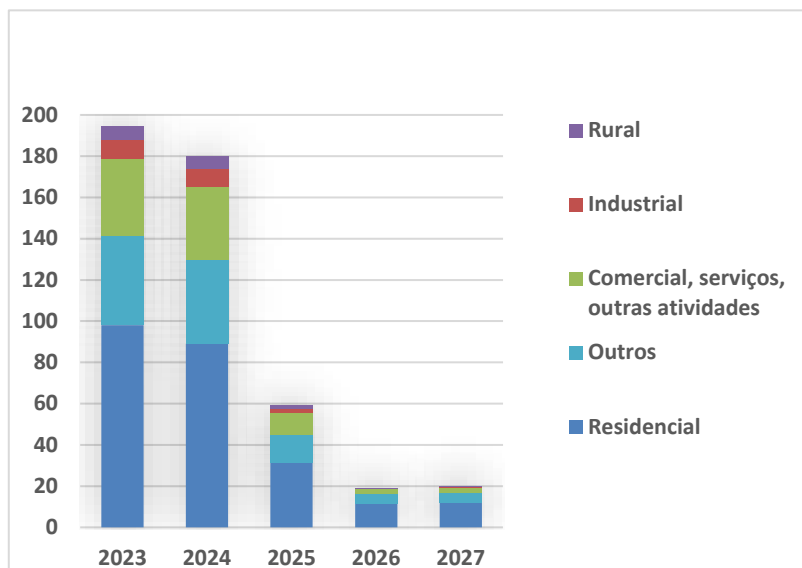
As localidades Cruzeiro do Sul, Feijó e Tarauacá, que possuem contratos de suprimento vigentes até 2023, foram objetos do Leilão dos Sistemas Isolados de 2021, que contratou usinas a óleo diesel totalizando 76,56 MW de potência instalada (7,48 MW para Feijó; 10,12 MW para Tarauacá e 58,96 MW para Cruzeiro do Sul). O início de suprimento contratual previsto dos empreendimentos vencedores do certame é 01/04/2023, com duração de 30 meses, uma vez que havia a previsão de interligação destas localidades ao SIN em março de 2025. Contudo, as 3 usinas encontram-se com entrada em operação atrasada em relação ao cronograma original, com previsão para início de geração estimada apenas em julho de 2024, conforme Sistema de Acompanhamento da Implantação das Centrais Geradoras de Energia Elétrica da ANEEL (consultado em novembro/2022).

Devido ao possível atraso, foi avaliada a possibilidade de atendimento das localidades pelas usinas atualmente em operação e verificado que estas são capazes de suprir a carga requerida, tanto em potência quanto em energia dessas localidades.

Ainda, para as localidades de Feijó e Tarauacá, a Portaria n. 664/GM/MME, de 11 de julho de 2022, autoriza a antecipação da interligação destas localidades para maio/2023, porém ainda existem incertezas sobre o estágio atual das obras para estas interligações. Para Cruzeiro do Sul, permanece a previsão de interligação para março de 2025.

Para as demais localidades, Jordão, Marechal Thaumaturgo, Porto Walter e Santa Rosa do Purus, as informações apresentadas pela distribuidora quando à atual Oferta de Geração e Demanda Requerida, tanto de Energia quanto de Potência, para os próximos anos, as informações não apresentaram déficit. Resta destacar que os atuais contratos se encerram em 2031.

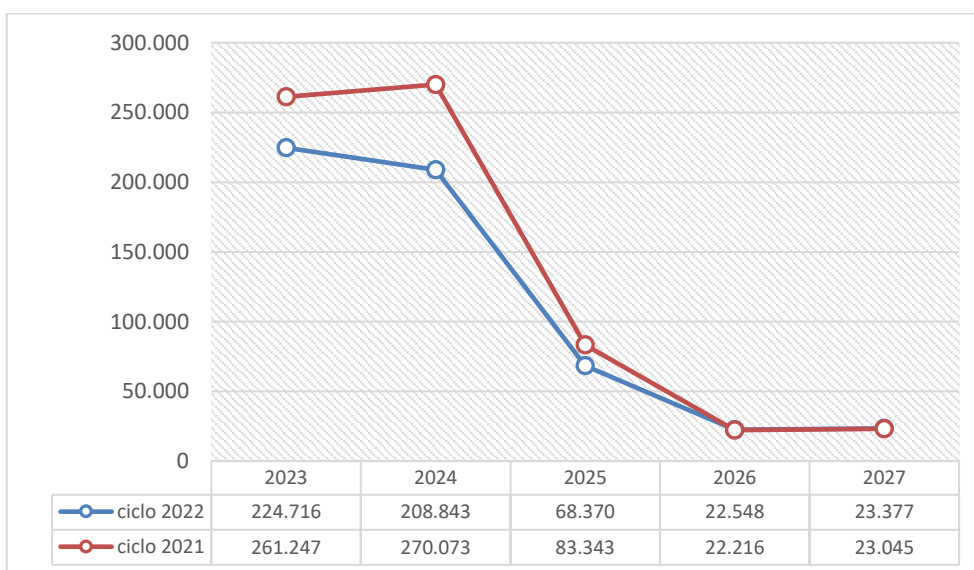
O mercado consumidor dos sistemas isolados da Energisa Acre é predominantemente residencial, seguido de outros consumos e comercial e serviços. Após a interligação de Cruzeiro do Sul ao SIN, o setor industrial é praticamente nulo. A Figura 10 apresenta o consumo em GWh por tipo de classe.



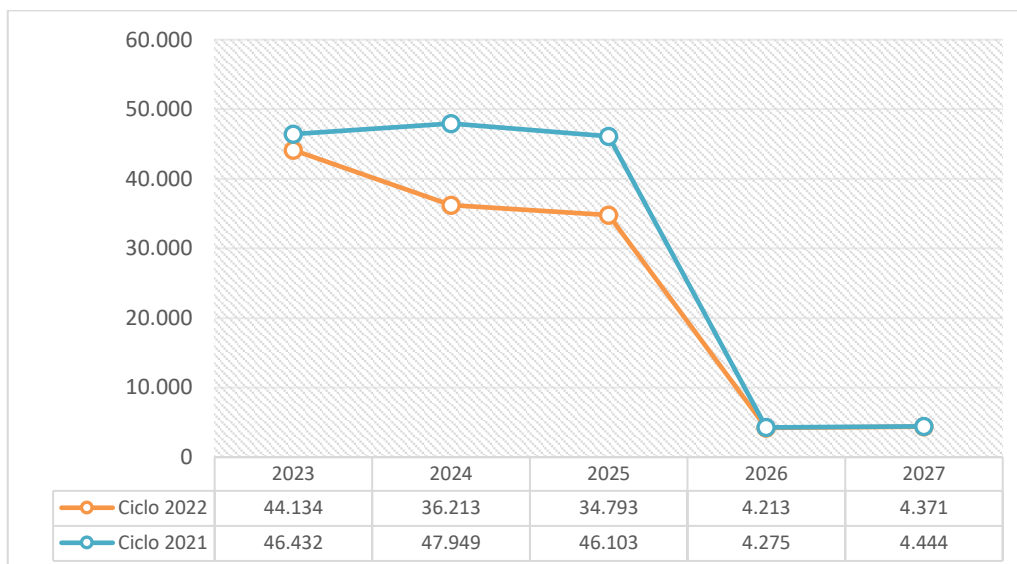
**Figura 10 - Consumo por Classe (GWh) - Energisa Acre
Horizonte: 2023 a 2027**

Com relação às perdas, a distribuidora estima valores de pouco menos de 12%, em média, para o horizonte 2023 a 2027. Em razão da previsão de interligação de grandes localidades consumidoras até 2025 (Cruzeiro do Sul, Feijó e Tarauacá) verifica-se um aumento no índice médio de perdas no estado a partir de 2026, para valores acima de 15%.

A Figura 11 e a Figura 12 apresentam a evolução do mercado da Energisa Acre no período 2023-2027, para os ciclos de planejamento 2021 e 2022. A partir do ano 2024, a carga e a demanda diminuem em função da previsão de interligação ao SIN das localidades já citadas.



**Figura 11 - Carga total (MWh) - Energisa Acre
Ciclos de Planejamento 2021 e 2022**



**Figura 12 - Demanda total (kW) - Energisa Acre
Ciclos de Planejamento 2021 e 2022**

5. AMAPÁ

A Equatorial Energia, empresa vencedora do Leilão de privatização da Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA), realizado em 2021, apresentou projeções de mercado apenas para a localidade de Oiapoque. Não foram apresentados dados de projeção para as demais 28 localidades que constavam do planejamento até o Ciclo 2021.

É importante salientar que, dessas 28 localidades, quatro delas já se encontravam interligadas ao SIN, conforme informações da distribuidora: Lourenço, interligada em janeiro/2020; Carnot, interligada em novembro/2019; e Padaria e Santo Antônio da Cachoeira, ambas interligadas em setembro/2019. Dessa forma, 24 localidades que permaneceriam isoladas não tiveram dados de oferta de geração e projeção de carga informados pela Distribuidora.

Ressalta-se que até 2018 somente as localidades de Oiapoque e Lourenço constavam do planejamento avaliado pela EPE. Naquele ciclo foram incluídas outras 27 localidades no planejamento do atendimento aos Sistemas Isolados por solicitação da própria CEA.

Com relação ao atual ciclo de planejamento, a EPE questionou a Equatorial Energia sobre a ausência das informações das 24 localidades. Em resposta, a distribuidora informou que esses sistemas são atualmente atendidos por convênio do Governo Estadual e que não dispunha dos dados detalhados de geração ou de mercado. Ressaltou ainda que está em processo de regularização e que tais localidades serão atendidas pelos programas Luz pra Todos e Mais Luz para Amazônia. Nesse sentido, considerando os esclarecimentos

prestados pela Equatorial e a ausência de informação das demais localidades, o planejamento dos sistemas isolados do Amapá considerou apenas Oiapoque.

A localidade de Oiapoque⁸, objeto do Leilão n. 01/2014, teve como proposta vencedora uma usina termelétrica a diesel, já implantada, associada à PCH Salto Cafesoca. Conforme a Resolução Autorizativa n. 9.597, de 26 de janeiro de 2021, a Resolução Autorizativa n. 11, de 16 de janeiro de 2001, e o Despacho ANEEL n. 2440, de 6 de setembro de 2022, a PCH possui oficialmente um novo cronograma para implantação estabelecido, com início da operação comercial previsto para julho/2023. Apesar disso, conforme atualização de 14/11/2022 do Acompanhamento da Implantação das Centrais Geradoras de Energia Elétrica, publicado pela ANEEL, o início da operação da usina está previsto para novembro/2024.

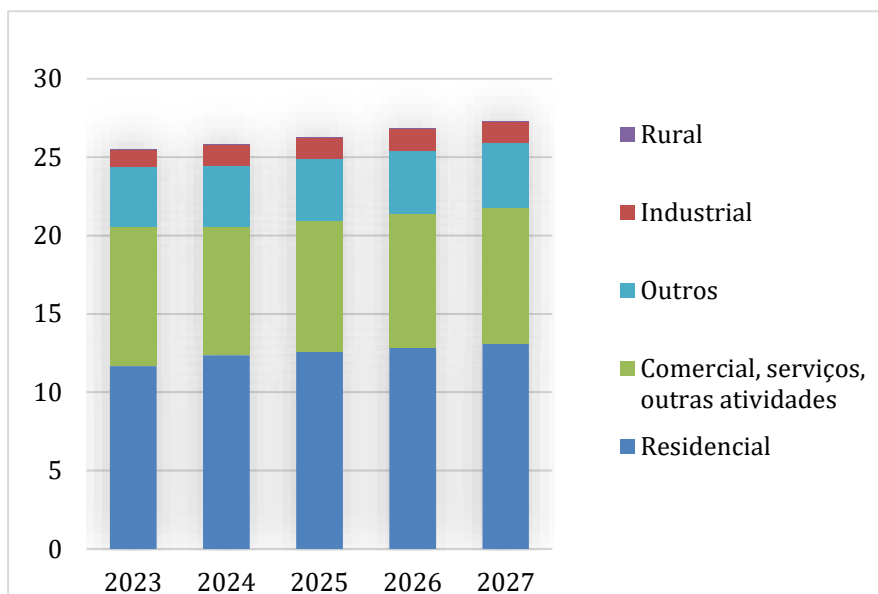
Considerando que a PCH tinha previsão inicial de entrar em operação em 2020, o PIE teve a iniciativa de instalar uma usina solar fotovoltaica com 4,0 MW de capacidade, representando um dos poucos exemplos de geração renovável nos Sistemas Isolados.

Outra importante informação da Distribuidora é de que, conforme planejamento do PIE, o sistema termelétrico a diesel funcionará como *backup* para a geração de energia da PCH e da usina fotovoltaica.

Após análise da EPE em relação ao preenchimento do planeja SASI por parte da Equatorial Energia, foram enviadas solicitações de correção nos dados do Oiapoque em setembro e outubro de 2022. Todas as alterações foram efetuadas, incluindo atualização, a pedido da própria Distribuidora, das informações de mercado e do histórico de mercado no ano de 2021. Como justificativa, a Equatorial Energia informou que esta foi a primeira previsão efetivamente realizada pela empresa. Com isso, foram detectadas algumas inconsistências em dados históricos utilizados para as projeções, havendo a necessidade de retificação para valores abaixo daqueles que haviam sido informados anteriormente.

Considerando apenas a localidade de Oiapoque, o consumo de energia é predominantemente residencial, representando aproximadamente 46% do consumo total e 12 a 13 GWh ao longo do período de análise, seguida pelo segmento de comércio e serviços e outros consumos, respectivamente. Já as classes industrial e rural não são representativas (Figura 13).

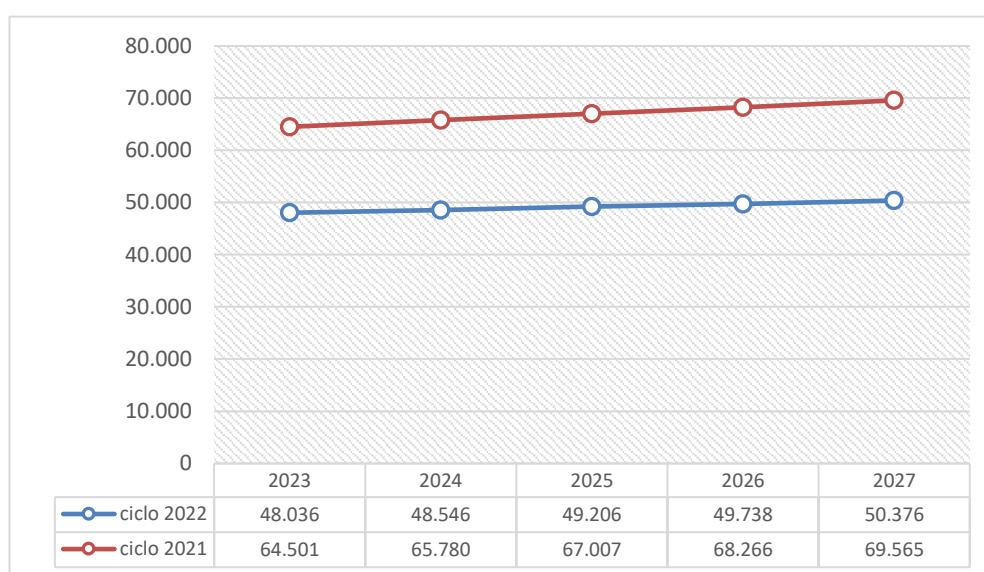
⁸ Embora não exista previsão de interligação do Oiapoque ao SIN, a EPE avaliou em 2018, a pedido do MME, alternativas de suprimento a esse sistema isolado. O estudo está disponível em [http://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-elabora-estudo-de-alternativas-para-atendimento-ao-oiapoque-\(ap\)](http://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-elabora-estudo-de-alternativas-para-atendimento-ao-oiapoque-(ap))



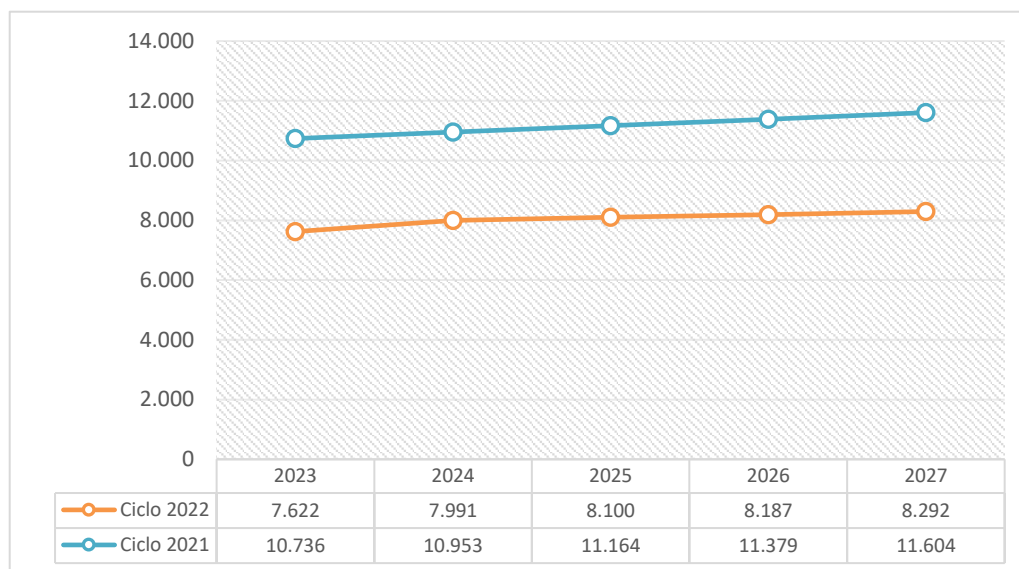
**Figura 13 – Consumo por Classe (GWh) - Equatorial Amapá
Horizonte: 2023 a 2027**

As perdas são bastante elevadas na localidade de Oiapoque, com uma média de 45% no horizonte considerado. Como são valores significativos, a EPE questionou se a Distribuidora planeja ações para redução desses índices nos próximos anos. Em resposta, a Equatorial informou que a metodologia utilizada considerou o crescimento vegetativo da carga, sem ações de combate a perdas específicas.

A Figura 14 e a Figura 15 apresentam a evolução do mercado da CEA no período 2023-2027, para os ciclos de planejamento 2022 e 2021. É importante ressaltar que o fator preponderante para a grande variação anual entre os ciclos é que em 2022 só há dados do Oiapoque, como já explicado.



**Figura 14 - Carga total (MWh) - Equatorial Amapá
Ciclos de Planejamento 2021 e 2022**

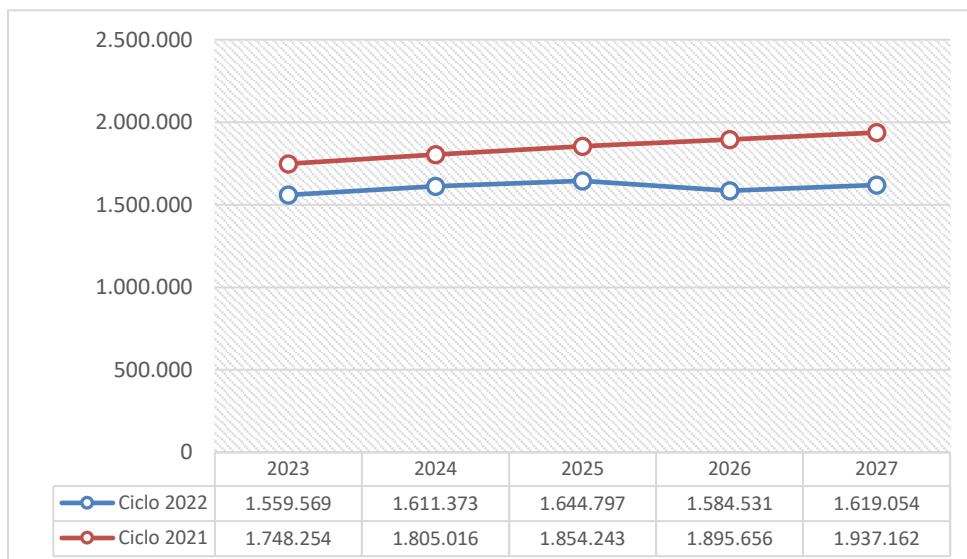


**Figura 15 - Demanda total (kW) - Equatorial Amapá
Ciclos de Planejamento 2021 e 2022**

6. AMAZONAS

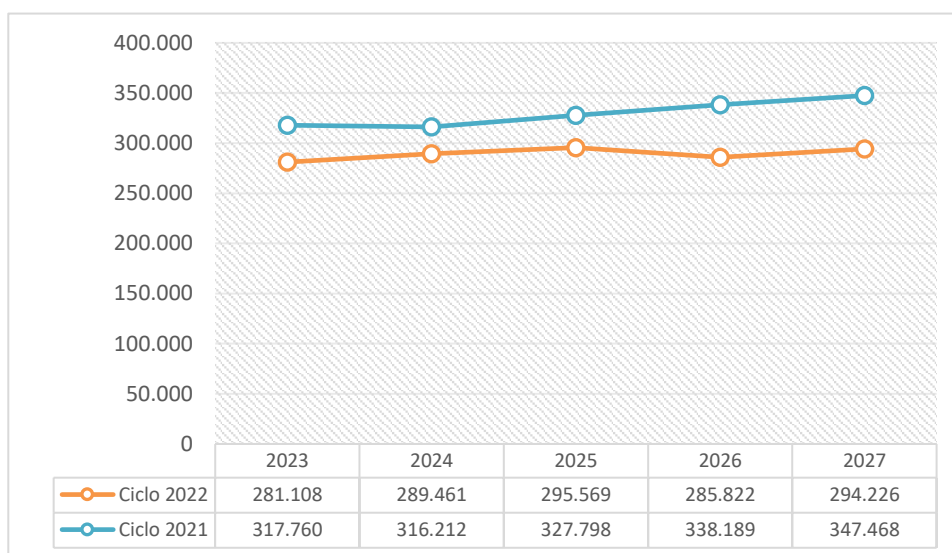
O estado do Amazonas é o que apresenta o maior número de Sistemas Isolados, são 97 no total, todos sob responsabilidade da Amazonas Energia. Essas localidades são bastante diversas, incluindo tanto pequenas localidades como Carvoeiro, com demanda máxima de 33 kW, quanto por cidades maiores como Tefé, com demanda de 19.842 kW - previsões para 2024.

Pela Figura 16 é possível observar que a carga total apresentada no ciclo de 2022 é ligeiramente inferior à carga do ciclo anterior. Essa situação se deve à não apresentação dos dados de duas localidades, Mocambo e Tamaniquá, contrariando o disposto na Portaria n.º 67/2018. Comportamento semelhante pode ser observado na previsão da demanda de potência. A redução observada no ano 2026 se deve à interligação de Humaitá, uma das maiores localidades do Sistema Isolado, com demanda prevista de 17 MW em 2024.



**Figura 16 - Carga total (MWh) - Amazonas Energia
Ciclos de Planejamento 2021 e 2022**

Nota: Desconsiderando as localidades que apresentam previsão de interligação



**Figura 17 - Demanda total (kW) - Amazonas Energia
Ciclos de Planejamento 2021 e 2022**

Nota: Desconsiderando as localidades que apresentam previsão de interligação

De maneira geral, o planejamento apresentado pela Amazonas Energia em 2022 é similar ao planejamento apresentado no Ciclo de 2021, sendo as maiores divergências apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2 - Variação dos Dados de Planejamento entre os Ciclos 2021 e 2022

Localidade	Parâmetro	Variação Ciclos 2021 e 2022
Auxiliadora	Carga (MWh)	+21%
Axinim		+11%
Ipiranga		-12%
Novo Remanso		-11%
Sucunduri		+14%
Tuiué		+15%
Amaturá	Demanda Máxima (kW)	+34%
Araras		+15%
Auxilidora		+49%
Axinim		+20%
Cucuí		+58%
Eirunepé		-25%
Estirão do Equador		-25%
Feijoal		-27%
Guajajará		+28%
Ipiranga		+14%
Ipixuna		+18%
Itamarati		+14%
Japurá		+35%
Novo Aripuanã		-21%
São Paulo de Olivença		+20%
Sucunduri		+39%
Tuiué	+14%	
Vila Bitencourt	+175%	

Cabe destacar que para Novo Remanso a redução da carga veio acompanhada da elevação do índice de perdas (+13%), fazendo com que as perdas se tornassem mais significativas do que o consumo para essa localidade.

Um ponto de atenção nos dados de planejamento das localidades isoladas do Amazonas é o elevado índice de perdas. A Tabela 3 apresenta as localidades para as quais a perda supera o consumo na composição da carga.

Tabela 3 - Localidades com maiores níveis de perdas totais no estado do Amazonas

Localidade	Índice de Perdas Totais
Parauá	76%
Castanho	70%
Sacambu	70%
Novo Céu	69%
Santo Antônio do Içá	58%
Manaquiri	56%
Novo Remanso	55%
Autazes	55%
Belém do Solimões	51%

Em 2021 a distribuidora apresentou uma lista de medidas que estariam sendo implementadas a fim de reduzir o desperdício da geração de energia em suas localidades. Nesse sentido, durante a análise do ciclo de planejamento 2022, a EPE questionou a razão das medidas apresentadas não estarem refletidas na previsão do mercado, porém a distribuidora não se manifestou a respeito.

Em relação ao parque gerador instalado, salienta-se que dos 97 Sistemas Isolados da Amazonas Energia, 86 foram objeto dos Leilões ANEEL n. 02/2016 (Primeira e Segunda Etapas) e cinco participaram do Leilão n. 003/2021, sendo que Novo Remanso foi objeto dos dois leilões. Das usinas contratadas no Leilão n. 02/2016, 3 possuem previsão de entrada em operação nos próximos meses (Cucuí, Iauaretê e Santa Rita do Well), já para outras 5 usinas não existe tal previsão, a saber: Auxiliadora, Axinim, Matupi, Nova Aripuanã e Sucunduri - objeto do Leilão n.º 02/2016 - Grupo B - Lote III. Essa situação pode comprometer o suprimento a essas localidades.

Ao contrário de outras distribuidoras, somente 7 localidades do Amazonas têm previsão de interligação ao SIN no horizonte de análise: Guajará (via Cruzeiro do Sul/AC), Humaitá, Itacoatiara, Itapiranga, Parintins, Rio Preto da Eva e Silves. Dessas localidades, somente Humaitá foi objeto de leilão, possuindo PIE contratado.

Por fim, para Camaruã, apesar de não ser observado déficit, a distribuidora solicitou que a localidade seja incluída como objeto do próximo leilão dos Sistemas Isolados.

Durante a análise do ciclo de planejamento, diversas foram as solicitações da EPE para ajustes das informações inseridas no sistema SASI. Entretanto, a maior parte dessas solicitações ficou sem resposta por parte da Distribuidora. A fim de contornar esse problema, a análise de balanço foi realizada pela EPE de forma manual, considerando: a previsão de crescimento do mercado consumidor apresentado pela Distribuidora, os valores de potência instalada, as datas de entrada em operação dos PIEs contratados em Leilão e o período contratual, conforme consta dos diversos despachos publicados pela ANEEL e dos Editais dos Leilões.

Além disso, devido a divergências quanto às datas de interligação das localidades e as dificuldades que alguns PIE apresentam durante a instalação das usinas, a EPE procedeu análise para avaliar o impacto que o atraso das interligações e da entrada em operação do PIE contratado no leilão de 2021 podem apresentar no atendimento.

A Tabela 4 apresenta todos os pontos de destaque observados para as localidades do Amazonas no ciclo 2022.

Tabela 4 – Resumo dos Principais Pontos de Atenção do Planejamento da AM Energia – ciclo 2022

LOCALIDADES OBJETO DO LEILÃO ANEEL n. 03/2021										
Localidade	Parque Gerador Atualmente Instalado			PIE CONTRATADO				Previsão Interligação	Déficit observado	Observação
	Tipo	Combustível	Capacidade Instalada	Leilão do qual participou	Valor de Potência Contratada	Valor de Energia Contratada	Entrada em Operação			
ANAMÃ	PIE Eletrobras GT Contrato vigente até 2030	Gás Natural	2.140 kW (capacidade contratada)	03/2021 Lote II UTE Xavantes	2.000 kW	-	Abril/2023	Sem Previsão	Déficit de potência já em 2023 chegando a -423 kW em 2027	Se a UTE Xavantes não entrar em operação na data prevista, é esperado déficit de potência já em 2023, quando da perda da máquina de maior potência.
ANORI	PIE Eletrobras GT Contrato vigente até 2030	Gás Natural	4.520 kW (capacidade contratada)	03/2021 Lote II UTE Xavantes	800 kW	-	Abril/2023	Sem Previsão	Sem Previsão	Se a UTE Xavantes não entrar em operação na data prevista, não é esperado déficit de potência ou energia até 2027.

LOCALIDADES OBJETO DO LEILÃO ANEEL n. 03/2021

Localidade	Parque Gerador Atualmente Instalado			PIE CONTRATADO				Previsão Interligação	Déficit observado	Observação
	Tipo	Combustível	Capacidade Instalada	Leilão do qual participou	Valor de Potência Contratada	Valor de Energia Contratada	Entrada em Operação			
CAAPIRANGA	PIE Eletrobras GT Contrato vigente até 2030	Gás Natural	2.140 kW (capacidade contratada)	03/2021 Lote II UTE Xavantes	530 kW	-	Abril/2023	Sem Previsão	Sem Previsão	Se a UTE Xavantes não entrar em operação na data prevista, não é esperado déficit de potência ou energia até 2027.
CODAJÁS	PIE Eletrobras GT Contrato vigente até 2030	Gás Natural	5.430 kW (capacidade contratada)	03/2021 Lote II UTE Xavantes	4.500 kW	-	Abril/2023	Sem Previsão	Déficit de potência já em 2023 chegando a -1.736 kW em 2027	Se a UTE Xavantes não entrar em operação na data prevista, é esperado déficit de potência já em 2023, quando da perda da máquina de maior potência.

LOCALIDADES OBJETO DO LEILÃO ANEEL n. 03/2021

Localidade	Parque Gerador Atualmente Instalado			PIE CONTRATADO				Previsão Interligação	Déficit observado	Observação
	Tipo	Combustível	Capacidade Instalada	Leilão do qual participou	Valor de Potência Contratada	Valor de Energia Contratada	Entrada em Operação			
NOVO REMANSO	PIE Leilão n. 02/2016 - Segunda Etapa Grupo B - Lote I	Óleo Diesel	7.000 kW (capacidade contratada)	03/2021 Lote II UTE Xavantes	877 kW	-	Abril/2023	Sem Previsão	Déficit em relação ao valor de potência contratada, com início já em 2023 e valor máximo de -3.524 kW em 2027 Déficit também em relação ao valor de energia contratada, com início em 2023 e valor máximo de -24.722 MWh em 2027	Se a UTE Xavantes não entrar em operação na data prevista, é esperado déficit tanto potência quanto de energia, em relação aos valores contratados no leilão de 2016.

LOCALIDADES OBJETO DO LEILÃO ANEEL n. 02/2016 – Segunda Etapa – Grupo B - Lote III

Localidade	Parque Gerador Atualmente Instalado			PIE CONTRATADO				Previsão Interligação	Déficit observado	Observação
	Tipo	Combustível	Capacidade Instalada	Leilão do qual participou	Valor de Potência Contratada	Valor de Energia Contratada	Entrada em Operação			
APUÍ	PIE	Óleo Diesel	5.850 kW (desconsiderando a máquina de maior potência)	02/2016 – Grupo B – Lote III	5.400 kW	21.678 MWh	Abril/2022	Sem Previsão	Déficit em relação ao valor de energia contratada com início em 2023 e valor máximo de -2.504 MWh em 2027	-
AXINIM	Locação de máquinas	Óleo Diesel	950 kW (desconsiderando a máquina de maior potência)	02/2016 – Grupo B – Lote III	570 kW	1.635 MWh	Sem Previsão	Sem Previsão	-	Não foi identificada previsão para a entrada em operação do PIE contratado em Leilão. Com a capacidade atualmente instalada não é esperado déficit até 2027.

LOCALIDADES OBJETO DO LEILÃO ANEEL n. 02/2016 – Segunda Etapa – Grupo B - Lote III

Localidade	Parque Gerador Atualmente Instalado			PIE CONTRATADO				Previsão Interligação	Déficit observado	Observação
	Tipo	Combustível	Capacidade Instalada	Leilão do qual participou	Valor de Potência Contratada	Valor de Energia Contratada	Entrada em Operação			
AUXILIADORA	Locação de máquinas	Óleo Diesel	750 kW (desconsiderando a máquina de maior potência)	02/2016 – Grupo B – Lote III	900 kW	2.454 MWh	Sem Previsão	Sem Previsão	-	Não foi identificada previsão para a entrada em operação do PIE contratado em Leilão. Com a capacidade atualmente instalada não é esperado déficit até 2027.
MANICORÉ	PIE	Óleo Diesel	13.325 kW (desconsiderando a máquina de maior potência)	02/2016 – Grupo B – Lote III	12.000 kW	46.628 MWh	Julho/2019	Sem Previsão	-	-
MATUPI	Locação de máquinas	Óleo Diesel	4.500 kW (desconsiderando a máquina de maior potência)	02/2016 – Grupo B – Lote III	5.400 kW	14.325 MWh	Sem Previsão	Sem Previsão	-	Não foi identificada previsão para o início da operação do PIE. Com a capacidade atualmente instalada não é esperado déficit até 2027.

LOCALIDADES OBJETO DO LEILÃO ANEEL n. 02/2016 – Segunda Etapa – Grupo B - Lote III

Localidade	Parque Gerador Atualmente Instalado			PIE CONTRATADO				Previsão Interligação	Déficit observado	Observação
	Tipo	Combustível	Capacidade Instalada	Leilão do qual participou	Valor de Potência Contratada	Valor de Energia Contratada	Entrada em Operação			
NOVO ARIPUANÃ	Locação de máquinas	Óleo Diesel	5.660 kW (desconsiderando a máquina de maior potência)	02/2016 – Grupo B – Lote III	7.000 kW	24.775 MWh	Sem Previsão	Sem Previsão	-	Não foi identificada previsão para a entrada em operação do PIE contratado. Com a capacidade atualmente instalada não é esperado déficit até 2027.
SUCUNDURI	Locação de máquinas	Óleo Diesel	350 kW	02/2016 – Grupo B – Lote III	400 kW	897 MWh	Sem Previsão	Sem Previsão	-	Não foi identificada previsão para a entrada em operação do PIE contratado em Leilão. Com a capacidade atualmente instalada não é esperado déficit até 2027.

LOCALIDADES COM PREVISÃO DE INTERLIGAÇÃO										
Localidade	Parque Gerador Atualmente Instalado			PIE CONTRATADO				Previsão Interligação	Déficit observado	Observação
	Tipo	Combustível	Capacidade Instalada	Leilão do qual participou	Valor de Potência Contratada	Valor de Energia Contratada	Entrada em Operação			
GUAJARÁ	-	-	-	-	-	-	-	Março/2025 (via Cruzeiro do Sul – AC)	Déficit de potência com início em 2027 com valor de -1.129 kW em 2027	Localidade sem parque gerador instalado, o suprimento é realizado por meio de conexão com Cruzeiro do Sul (AC), cujo atraso na interligação com o SIN pode resultar em déficit em Guajará a partir de 2027.
HUMAITÁ	PIE	Óleo Diesel	18.464 kW (desconsiderando a máquina de maior potência)	02/2016 – Grupo B – Lote IIIA	21.000 kW	93.573 MWh	Abril/2021	Abril/2026	Déficit em relação ao valor de energia contratada, com início em 2025 com valor de -3.554 MWh em 2026 (ano do término do contrato)	PIE com contrato de 60 meses.

LOCALIDADES COM PREVISÃO DE INTERLIGAÇÃO										
Localidade	Parque Gerador Atualmente Instalado			PIE CONTRATADO				Previsão Interligação	Déficit observado	Observação
	Tipo	Combustível	Capacidade Instalada	Leilão do qual participou	Valor de Potência Contratada	Valor de Energia Contratada	Entrada em Operação			
ITACOATIARA	Locação de máquinas	Óleo Diesel	35.400 Kw (desconsiderando a máquina de maior potência)	-	-	-	-	Agosto/2022	-	Em caso de atraso na interligação, não é esperado déficit de energia ou potência até 2027.
	Contrato Geração – BK Energia	Biomassa de Madeira	6.000 kW							
ITAPIRANGA	Locação de máquinas	Óleo Diesel	4.000 kW (desconsiderando a máquina de maior potência)	-	-	-	-	Abril/2023	-	Em caso de atraso na interligação, não é esperado déficit de energia ou potência até 2027.
PARINTINS	Locação de máquinas	Óleo Diesel	29.720 kW (desconsiderando a máquina de maior potência)	-	-	-	-	Abril/2023	Déficit de potência com início em 2026 chegando a -1.562 kW em 2027	Em caso de atraso na interligação, é esperado déficit de Potência.
RIO PRETO DA EVA	Locação de máquinas	Óleo Diesel	10.160 kW (desconsiderando a máquina de maior potência)	-	-	-	-	Abril/2023	Déficit de potência, com início já em 2023 e valor máximo de -3.392 kW em 2027	Em caso de atraso na interligação é esperado déficit de potência.

LOCALIDADES COM PREVISÃO DE INTERLIGAÇÃO										
Localidade	Parque Gerador Atualmente Instalado			PIE CONTRATADO				Previsão Interligação	Déficit observado	Observação
	Tipo	Combustível	Capacidade Instalada	Leilão do qual participou	Valor de Potência Contratada	Valor de Energia Contratada	Entrada em Operação			
SILVES	Locação de máquinas	Óleo Diesel	3.120 kW	-	-	-	-	Abril/2023	-	Em caso de atraso na interligação, não é esperado déficit de energia ou potência até 2027.

DEMAIS LOCALIDADES										
Localidade	Parque Gerador Atualmente Instalado			PIE CONTRATADO				Previsão Interligação	Déficit observado	Observação
	Tipo	Combustível	Capacidade Instalada	Leilão do qual participou	Valor de Potência Contratada	Valor de Energia Contratada	Entrada em Operação			
AUGUSTO MONTENEGRO	PIE	Óleo Diesel	597 kW (desconsiderando a máquina de maior potência)	02/2016 – Grupo B – Lote I	450 kW	1.188 MWh	Dezembro/2019	Sem Previsão	Déficit em relação ao valor de energia contratada, com início já em 2023, chegando a -102 MWh em 2027	-

DEMAIS LOCALIDADES										
Localidade	Parque Gerador Atualmente Instalado			PIE CONTRATADO				Previsão Interligação	Déficit observado	Observação
	Tipo	Combustível	Capacidade Instalada	Leilão do qual participou	Valor de Potência Contratada	Valor de Energia Contratada	Entrada em Operação			
BARREIRINHA	PIE	Óleo Diesel	5.999 kW (desconsiderando a máquina de maior potência)	02/2016 – Grupo B – Lote IA	4.500 kW	18.098 MWh	Dezembro/2019	Sem Previsão	Déficit em relação ao valor de energia contratada, com início já em 2023, chegando a - 3.025 MWh em 2024 (ano do término de contrato).	PIE com contrato de 60 meses.
BELÉM DO SOLIMÕES	PIE	Óleo Diesel	594 kW	02/2016 – Grupo A – Lote III	600 kW	2.103 MWh	Junho/2022	Sem Previsão	Déficit em relação ao valor de energia contratada, com início já em 2023, chegando a -516 MWh em 2027.	-
BELO MONTE	PIE	Óleo Diesel	770 kW (desconsiderando a máquina de maior potência)	02/2016 – Grupo B – Lote II	400 kW	707 MWh	Março/2020	Sem Previsão	Déficit em relação ao valor de energia contratada, com início já em 2023, chegando a -231 MWh em 2027.	-

DEMAIS LOCALIDADES										
Localidade	Parque Gerador Atualmente Instalado			PIE CONTRATADO				Previsão Interligação	Déficit observado	Observação
	Tipo	Combustível	Capacidade Instalada	Leilão do qual participou	Valor de Potência Contratada	Valor de Energia Contratada	Entrada em Operação			
BOA VISTA DO RAMOS	PIE	Óleo Diesel	4.538 kW (desconsiderando a máquina de maior potência)	02/2016 – Grupo B – Lote IA	3.600 kW	12.052 MWh	Novembro/2020	Sem Previsão	Déficit em relação ao valor de energia contratada, com início em 2023, chegando a -4.240 MWh em 2024 (ano do término de contrato).	PIE com contrato de 60 meses
CABORI	PIE	Óleo Diesel	1.616 kW (desconsiderando a máquina de maior potência)	02/2016 – Grupo B – Lote I	375 kW	1.581 MWh	Dezembro/2019	Sem Previsão	Déficit de Potência contratada. Início em 2023, chegando a -263 kW em 2027. Déficit em relação ao valor de energia contratada, com início em 2023, chegando a -2.219 MWh em 2027.	Déficit em relação aos valores de potência e energia contratados

DEMAIS LOCALIDADES										
Localidade	Parque Gerador Atualmente Instalado			PIE CONTRATADO				Previsão Interligação	Déficit observado	Observação
	Tipo	Combustível	Capacidade Instalada	Leilão do qual participou	Valor de Potência Contratada	Valor de Energia Contratada	Entrada em Operação			
CAIAMBÉ	PIE	Óleo Diesel	1.056 kW (desconsiderando a máquina de maior potência)	02/2016 – Grupo A – Lote II	1.000 kW	2.956 MWh	Outubro/2019	Sem Previsão	Déficit em relação ao valor de energia contratada, com início já em 2024, chegando a -139 MWh em 2027.	-
CAMARUÃ	Locação de máquinas	Óleo Diesel	350 kW (desconsiderando a máquina de maior potência)	-	-	-	-	Sem Previsão	-	Solicitado pela distribuidora a contratação de PIE para a localidade
CAREIRO	PIE	Óleo Diesel	7.460 kW (desconsiderando a máquina de maior potência)	02/2016 – Grupo A – Lote II	5.500 kW	13.125 MWh	Outubro/2019	Sem Previsão	Déficit em relação ao valor de energia contratada em leilão, com início já em 2023, chegando a -1.642 MWh em 2027.	-

DEMAIS LOCALIDADES										
Localidade	Parque Gerador Atualmente Instalado			PIE CONTRATADO				Previsão Interligação	Déficit observado	Observação
	Tipo	Combustível	Capacidade Instalada	Leilão do qual participou	Valor de Potência Contratada	Valor de Energia Contratada	Entrada em Operação			
FEIJOAL	PIE	Óleo Diesel	5.984 kW (desconsiderando a máquina de maior potência)	02/2016 – Grupo A – Lote III	8.000 kW	22.583 MWh	Junho/2022	Sem Previsão	Déficit observado em relação ao valor de energia contratada em leilão, com início em 2026 e valor máximo de -101 MWh em 2027	-
FONTE BOA	PIE	Óleo Diesel	891 kW (desconsiderando a máquina de maior potência)	02/2016 – Grupo A – Lote III	720 kW	1.635 MWh	Fevereiro/2020	Sem Previsão	Déficit observado em relação ao valor de energia contratada em leilão, com início em 2023 e valor máximo de -5.585 MWh em 2027	-

DEMAIS LOCALIDADES										
Localidade	Parque Gerador Atualmente Instalado			PIE CONTRATADO				Previsão Interligação	Déficit observado	Observação
	Tipo	Combustível	Capacidade Instalada	Leilão do qual participou	Valor de Potência Contratada	Valor de Energia Contratada	Entrada em Operação			
IPIXUNA	PIE	Óleo Diesel	3.780 kW (desconsiderando a máquina de maior potência)	02/2016 – Grupo A – Lote II	4.000 kW	10.246 MWh	Novembro/2019	Sem Previsão	Déficit observado em relação ao valor de energia contratada em leilão, com início em 2024 e valor máximo de -1.251 MWh em 2027	-
ITAMARATI	PIE	Óleo Diesel	2.464 kW (desconsiderando a máquina de maior potência)	02/2016 – Grupo A – Lote II	2.700 kW	8.288 MWh	Setembro/2021	Sem Previsão	Déficit observado em relação ao valor de energia contratada em leilão, com início em 2025 e valor máximo de -591 MWh em 2027	-
ITAPURU	PIE	Óleo Diesel	5.091 kW (desconsiderando a máquina de maior potência)	02/2016 – Grupo B – Lote II	450 kW	573 MWh	Outubro/2019	Sem Previsão	Déficit para o valor de energia contratada, com início em 2023 e valor máximo de -899 MWh em 2027	-

DEMAIS LOCALIDADES										
Localidade	Parque Gerador Atualmente Instalado			PIE CONTRATADO				Previsão Interligação	Déficit observado	Observação
	Tipo	Combustível	Capacidade Instalada	Leilão do qual participou	Valor de Potência Contratada	Valor de Energia Contratada	Entrada em Operação			
JUTAÍ	PIE	Óleo Diesel	5.632 kW (desconsiderando a máquina de maior potência)	02/2016 – Grupo A – Lote III	6.000 kW	17.685 MWh	Fevereiro/2020	Sem Previsão	Déficit observado em relação ao valor de energia contratada em leilão, com início já em 2023 e valor máximo de -6.098 MWh em 2027	
LIMOEIRO	PIE	Óleo Diesel	2.112 kW (desconsiderando a máquina de maior potência)	02/2016 – Grupo B – Lote II	2.000 kW	7.146 MWh	Maió/2020	Sem Previsão	Déficit observado em relação ao valor de energia contratada em leilão, com início já em 2023 e valor máximo de -3.362 MWh em 2027	-
LINDÓIA	PIE	Óleo Diesel	4.051 kW (desconsiderando a máquina de maior potência)	02/2016 – Grupo B – Lote I	3.000 kW	6.189 MWh	Outubro/2019	Sem Previsão	Déficit para o valor de energia contratada, com início em 2026 e valor máximo de -231 MWh em 2027	-

DEMAIS LOCALIDADES										
Localidade	Parque Gerador Atualmente Instalado			PIE CONTRATADO				Previsão Interligação	Déficit observado	Observação
	Tipo	Combustível	Capacidade Instalada	Leilão do qual participou	Valor de Potência Contratada	Valor de Energia Contratada	Entrada em Operação			
MARAÃ	PIE	Óleo Diesel	3.872 kW (desconsiderando a máquina de maior potência)	02/2016 – Grupo A – Lote II	4.000 kW	12.346 MWh	Fevereiro/2020	Sem Previsão	Déficit observado em relação ao valor de energia contratada em leilão, com início já em 2023 e valor máximo de -1.529 MWh em 2027	-
MOCAMBO	-	-	-	02/2016 – Grupo B – Lote I	900 kW	3.642 MWh	Dezembro/2019	Sem Previsão	-	A distribuidora não apresentou os dados de planejamento para essa localidade
MOURA	PIE	Óleo Diesel	770 kW (desconsiderando a máquina de maior potência)	02/2016 – Grupo B – Lote I	400 kW	1.183 MWh	Janeiro/2020	Sem Previsão	Déficit observado em relação ao valor de energia contratada em leilão, com início em 2025 e valor máximo de -100 MWh em 2027	-

DEMAIS LOCALIDADES										
Localidade	Parque Gerador Atualmente Instalado			PIE CONTRATADO				Previsão Interligação	Déficit observado	Observação
	Tipo	Combustível	Capacidade Instalada	Leilão do qual participou	Valor de Potência Contratada	Valor de Energia Contratada	Entrada em Operação			
MURITUBA	PIE	Óleo Diesel	594 kW (desconsiderando a máquina de maior potência)	02/2016 – Grupo A – Lote II	375 kW	472 MWh	Outubro/2019	Sem Previsão	Déficit observado em relação ao valor de energia contratada em leilão, com início em 2023 e valor máximo de -227 MWh em 2027	-
NOVO CÉU	PIE	Óleo Diesel	5.025 kW (desconsiderando a máquina de maior potência)	02/2016 – Grupo B – Lote II	3.600 kW	11.912 MWh	Setembro/2019	Sem Previsão	Déficit observado em relação ao valor de energia contratada em leilão, com início em 2023 e valor máximo de -6.003 MWh em 2027	-
PARAUÁ	PIE	Óleo Diesel	867 kW (desconsiderando a máquina de maior potência)	02/2016 – Grupo B – Lote II	600 kW	1.176 MWh	Dezembro/2019	Sem Previsão	Déficit para o ao valor de energia contratada, com início em 2023 e valor máximo de -406 MWh em 2027	-

DEMAIS LOCALIDADES										
Localidade	Parque Gerador Atualmente Instalado			PIE CONTRATADO				Previsão Interligação	Déficit observado	Observação
	Tipo	Combustível	Capacidade Instalada	Leilão do qual participou	Valor de Potência Contratada	Valor de Energia Contratada	Entrada em Operação			
SACAMBU	PIE	Óleo Diesel	597 kW (desconsiderando a máquina de maior potência)	02/2016 – Grupo B – Lote II	450 kW	1.307 MWh	Dezembro/2019	Sem Previsão	Déficit em relação ao valor de energia contratada, com início em 2023 e valor máximo de -390 MWh em 2027	-
SANTO ANTÔNIO DO IÇÁ	PIE	Óleo Diesel	4.576 kW (desconsiderando a máquina de maior potência)	02/2016 – Grupo A – Lote III	5.000 kW	17.283 MWh	Julho/2021	Sem Previsão	Déficit em relação ao valor de energia contratada em leilão, com início em 2023 e valor máximo de -4.657 MWh em 2027	-
SÃO GABRIEL DA CACHOEIRA	PIE	Óleo Diesel	8.307 kW (desconsiderando a máquina de maior potência)	02/2016 – Grupo B – Lote IV	10.500 kW	46.859 MWh	Março/2021	Sem Previsão	Déficit em relação ao valor de energia contratada em leilão, com início em 2025 e valor máximo de -3.502 MWh em 2027	-

DEMAIS LOCALIDADES										
Localidade	Parque Gerador Atualmente Instalado			PIE CONTRATADO				Previsão Interligação	Déficit observado	Observação
	Tipo	Combustível	Capacidade Instalada	Leilão do qual participou	Valor de Potência Contratada	Valor de Energia Contratada	Entrada em Operação			
TAMANIQUEÁ	-	-	-	02/2016 – Grupo B – Lote I	250 kW	301 MWh	Dezembro/2019	Sem Previsão	-	A distribuidora não apresentou os dados de planejamento para essa localidade
TUIUÉ	PIE	Óleo Diesel	1.129 kW (desconsiderando a máquina de maior potência)	02/2016 – Grupo A – Lote III	750 kW	2.195 MWh	Outubro/2019	Sem Previsão	Déficit em relação ao valor de energia contratada em leilão, com início já em 2023 e valor máximo de -468 MWh em 2027	-
UARINI	PIE	Óleo Diesel	3.872 kW (desconsiderando a máquina de maior potência)	02/2016 – Grupo A – Lote II	3.900 kW	14.198 MWh	Outubro/2019	Sem Previsão	Déficit em relação ao valor de energia contratada, com início em 2026 e valor máximo de -333 MWh em 2027	-
URUCURITUBA	PIE	Óleo Diesel	5.999 kW	02/2016 – Grupo B – Lote IA	4.500 kW	18.207 MWh	Dezembro/2019	Sem Previsão	Déficit em relação ao valor de energia	PIE com contrato de 60 meses

DEMAIS LOCALIDADES										
Localidade	Parque Gerador Atualmente Instalado			PIE CONTRATADO				Previsão Interligação	Déficit observado	Observação
	Tipo	Combustível	Capacidade Instalada	Leilão do qual participou	Valor de Potência Contratada	Valor de Energia Contratada	Entrada em Operação			
			(desconsiderando a máquina de maior potência)						contratada, com início em 2023 e valor máximo de -4.342 MWh em 2024 (ano do término de contrato).	
VILA BITENCOURT	PIE	Óleo Diesel	594 kW	02/2016 – Grupo A – Lote II	500 kW	884 MWh	Setembro/2021	Sem Previsão	Déficit em relação ao valor de potência contratada em leilão, com início 2025 e valor máximo de -20 kW em 2027	A distribuidora considerou aumento de 175% no crescimento da demanda desta potência desta localidade, do ciclo 2021 para o 2022.
VILA URUCURITUBA	PIE	Óleo Diesel	597 kW (desconsiderando a máquina de maior potência)	02/2016 – Grupo B – Lote II	375 kW	1.110 MWh	Dezembro/2019	Sem Previsão	Déficit em relação ao valor de energia contratada, com início em 2025 e valor máximo de -44 MWh em 2027	-

7. MATO GROSSO

O Sistema Isolado do Mato Grosso, totalmente interligado durante este ciclo, era atendido pela Energisa Mato Grosso, que no ciclo de análise de 2022 apresentou o planejamento para atendimento à localidade de Guariba. Embora a interligação desta localidade estivesse prevista inicialmente para outubro/2022, verificou-se que houve uma antecipação em dois meses, conforme confirmado pela Distribuidora durante o período de análise da EPE.

Cabe destacar que a localidade de Três Fronteiras, que antes também fazia parte deste sistema isolado, foi interconectada no final de 2021 a Machadinho d'Oeste, em Rondônia, sendo o seu suprimento realizado por meio desta localidade.

Com isso, todas as localidades atendidas pela Distribuidora Energia Mato Grosso estão atualmente interligadas ao SIN.

8. PARÁ

Duas distribuidoras atendem aos sistemas isolados do Pará: Petrobras Distribuidora, responsável pelas localidades Alcoa Porto e Alcoa Beneficiamento; e a Equatorial Pará, que em 2020 assumiu as localidades que eram atendidas pela CELPA, sendo responsável pelo planejamento de 18 localidades no ciclo atual.

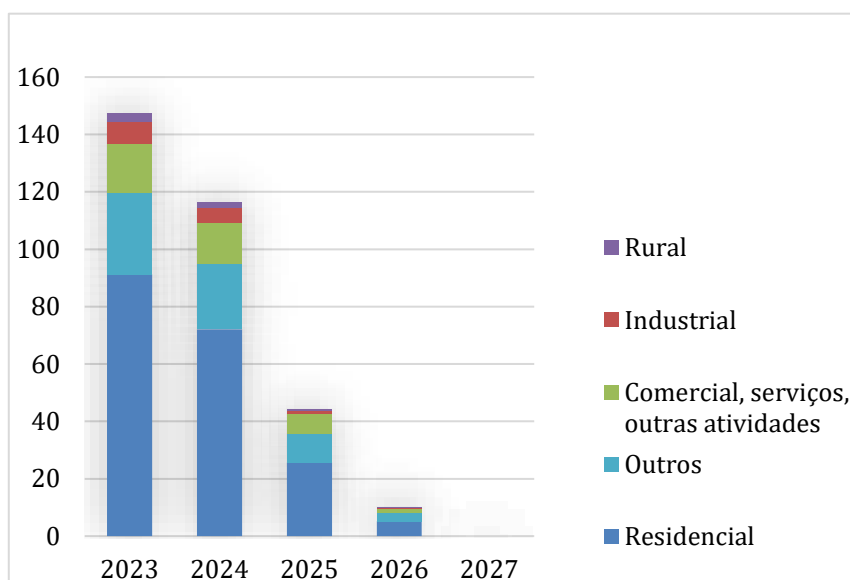
8.1. Equatorial Pará

A distribuidora encaminhou dados de planejamento para 18 localidades e informou que Almeirim foi interligada ao SIN em fevereiro de 2022. Há previsão que até 2026 todos os sistemas isolados da Equatorial Pará sejam interligados ao SIN.

As localidades Água Branca, Anajás, Crepurizão, Faro, Gurupá, Jacareacanga, Muaná, Porto de Moz, São Sebastião da Boa Vista e Terra Santa foram objeto do Lote III – Pará, foram objeto do Leilão nº 003/2021, que contratou dez usinas a biodiesel e 33,7MW de potência instalada no total para atendimento a este lote. O início de suprimento previsto é 01/04/2023 e o prazo contratual varia entre 28 e 46 meses conforme a Portarias MME n. 341 e 425/2021.

Com a entrada em operação do PIE contratado no Leilão SI 2021 para atendimento, a Equatorial Pará ficará responsável pelo atendimento à Água Branca e Crepurizão a partir de 2023.

O mercado consumidor dos sistemas isolados da Equatorial Pará é predominantemente residencial, seguido de outros consumos e do setor comercial. A Figura 18 apresenta o consumo em GWh por tipo de classe. A previsão é que até 2027, a distribuidora não terá mais mercados consumidores isolados. Cabe destacar que a distribuidora não apresenta as projeções de mercado após as datas de interligação dos SISOL ao SIN.

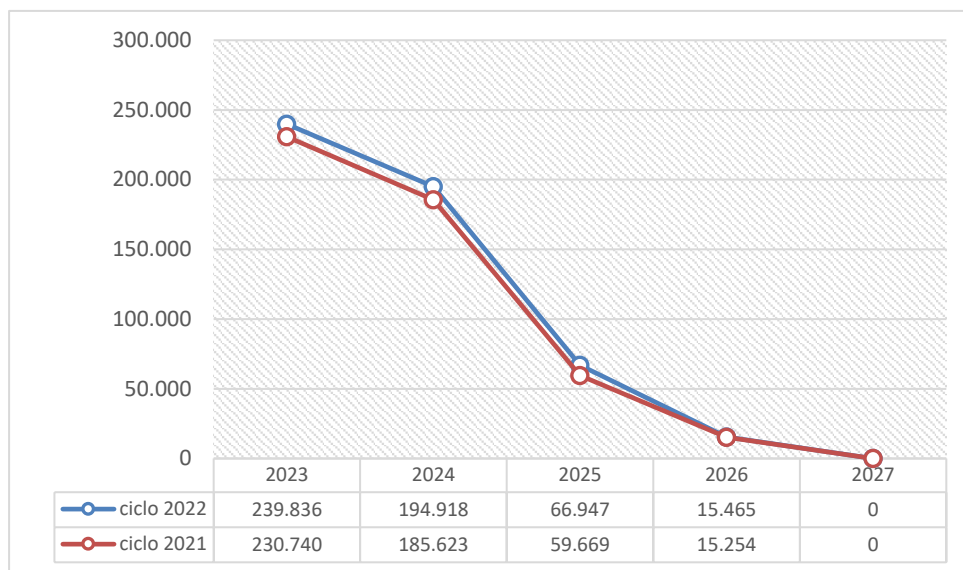


**Figura 18 – Consumo por classe (GWh) - Equatorial Pará
Horizonte: 2023 a 2027**

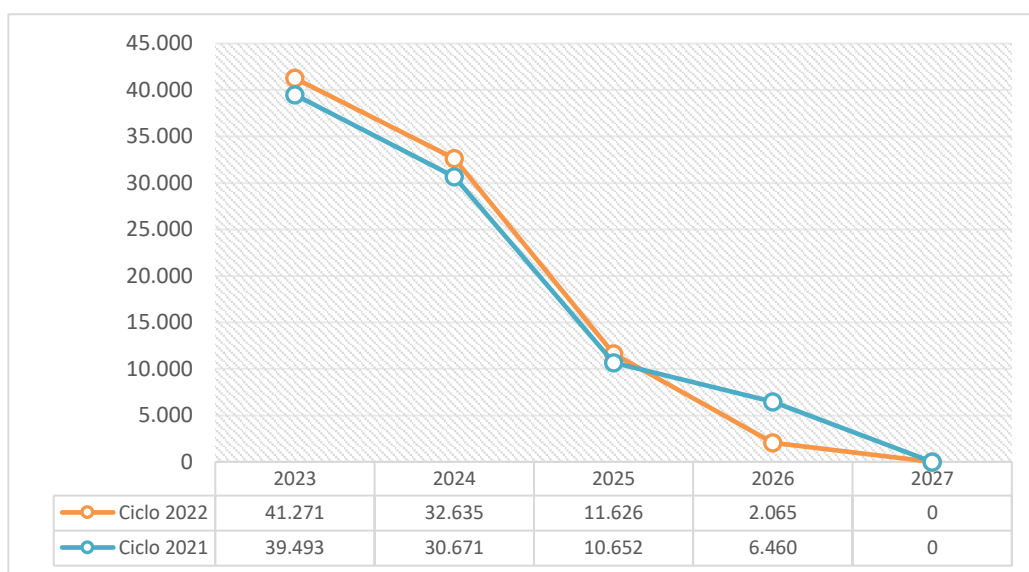
Com relação às perdas, a distribuidora projetou valores em média de 37% a.a., chegando a 34% em 2025 (Ver Figura 3).

A Figura 19 e a Figura 20 apresentam a evolução do mercado da Equatorial Pará no período 2023-2027, para os ciclos de planejamento 2021e 2022.

Os comportamentos da carga e da demanda são similares e, partir de 2024, diminuem em função das previsões de interligação ao SIN de todos os sistemas isolados até o final de 2026.



**Figura 19 - Carga total (MWh) - Equatorial Pará
Ciclos de Planejamento 2021 e 2022**



**Figura 20 – Demanda total (kW) - Equatorial Pará
Ciclos de Planejamento 2021 e 2022**

Para a localidade de Jacareacanga, a partir de 2023, há previsão de entrada em operação do novo PIE contratado no Leilão de 2021, totalizando 3.245 kW de potência contratada. Mesmo com a entrada do novo PIE, verifica-se possível déficit para o período entre 2023 e 2025, por conta do aumento de carga prevista para esta localidade, principalmente após o período de pandemia. Este déficit poderá variar de 475 kW a 1.254 kW neste período. Caso o PIE não entre em operação na data prevista, estes valores tornam-se maiores,

considerando-se que a potência atualmente contratada é de 3.000 kW e a potência efetiva instalada é de 2.875 kW.

De acordo com a distribuidora, para Jacareacanga, além do crescimento vegetativo, foram desenvolvidos projetos de regularização de rede na região, que atraiu novos consumidores, culminando em crescimento expressivo da região e das cargas residenciais, rurais e comerciais. Desta forma, houve um crescimento acima da média do previsto nos ciclos de planejamento anteriores, o que resultou no descasamento entre o contratado pelo Leilão e o crescimento projetado.

No atual ciclo, outras localidades também apresentam déficit de potência em função da previsão de carga apresentada:

- Anajás tem previsão de início de operação do novo PIE em 01/04/2023, com potência contratada de 2.709 kW, que deverá substituir a atual geração instalada. A demanda requerida para 2023 e 2024 já é maior que a potência contratada no Leilão 2021, prevendo-se assim, um déficit de 115 kW e 285 kW, respectivamente. Essa avaliação desconsidera o suprimento pelas máquinas reservas. Caso o novo PIE não entre em operação na data prevista, as máquinas atualmente em operação na localidade são capazes de suprir a demanda planejada até a interligação, pois possuem potência efetiva instalada de 3.400 kW. A interligação desta localidade está prevista para janeiro de 2025.
- Para a localidade de Aveiro, a potência contratada no Leilão de 2016 não atende à demanda planejada, resultando em déficit de 163 kW em 2023. Como a previsão de interligação desta localidade é para setembro de 2024, de acordo com a projeção da distribuidora até aquele mês, tal déficit não se verificará para este ano. No entanto, ressalta-se que o PIE atualmente em operação possui potência instalada efetiva superior ao montante contratado, sendo assim capaz de atender a demanda de 2023.
- A localidade de Gurupá apresenta déficit de 83 kW em 2024 e 295 kW em 2025, considerando-se a entrada da potência contratada no Leilão de 2021, de 3.496 kW, a partir de 2023. Com relação à potência efetiva a ser instalada pelo novo PIE (montante superior ao contratado), se verifica déficit apenas no ano de 2025. Essa avaliação desconsidera o suprimento pelas máquinas reservas. Caso o novo PIE não entre em operação na data prevista, poderá ocorrer déficit em 2025, de 101 kW em relação a potência instalada atualmente.

-
- Muaná deverá ser atendida a partir de abril de 2023, através de novo PIE, com potência contratada de 3.835 kW, sendo verificado déficit em torno de 61 kW no ano de 2023 e de 314 kW em 2024. Com relação à potência efetiva instalada do novo PIE, poderá ocorrer déficit apenas no ano de 2024. Essa avaliação desconsidera o suprimento pelas máquinas reservas. Caso a usina não entre em operação na data prevista, a geração local apresentará déficit de 151 kW no ano de 2024, considerando-se as máquinas instaladas atualmente até a interligação em janeiro de 2025.

Não são previstos déficits até a interligação para as demais localidades neste ciclo de planejamento. Ressalta-se também que não foram avaliadas as condições de atendimento caso as interligações previstas não ocorram no prazo, uma vez que a distribuidora não apresenta as projeções de mercado após a integração ao SIN.

Para a localidade de Chaves, considerando a revisão da previsão de carga neste ciclo informada pela distribuidora, diferentemente do apontado no ciclo anterior, não há previsão de déficit de potência nos anos de 2023 e 2024, quando está prevista a interligação.

O mesmo ocorre para a localidade de Cotijuba, com previsão de interligação em setembro de 2023, onde em caso da perda da máquina de maior potência, não é mais observado déficit de capacidade no ano de 2023.

Para a localidade de Juruti, cabe destacar que sua interligação ao SIN, prevista pela distribuidora para janeiro/2023, depende também de obras de expansão da Rede Básica (LT 230 KV Oriximiná – Juruti – Parintins), licitadas no Leilão de Transmissão 004/2018 (Lote 16). Conforme indicado na 10ª Reunião de Monitoramento da Expansão da Transmissão de 2022 (DMSE), a referida Linha de Transmissão tem previsão de operação apenas em março/2023, indicando possível atraso na data da interligação de Juruti prevista pela distribuidora. Como a Equatorial não apresenta o planejamento do mercado após a interligação, não é possível dizer se haverá déficit a partir de 2023, caso realmente haja atraso na data de interligação da localidade.

A Tabela 5 apresenta os déficits verificados durante a análise do planejamento das localidades da distribuidora Equatorial Energia.

Tabela 5 - Resumo dos Principais Pontos de Atenção do Planejamento da Equatorial Pará – Ciclo 2022

LOCALIDADES OBJETO DO LEILÃO ANEEL n. 03/2021									
Localidade	Parque Gerador Atualmente Instalado			PIE CONTRATADO			Previsão Interligação	Déficit observado	Observação
	Tipo	Combustível	Potência	Leilão do qual participou	Potência	Entrada em Operação			
ANAJÁS	PIE Energy Assets do Brasil Ltda e Soenergy Contrato vigente até 31/03/2023	DIESEL	3.400 kW Efetiva 3.900 kW Contratada Leilão 2016	03/2021 Lote III UTE BBF Anajás (BIODIESEL)	2.768 kW Efetiva 2.709 kW Contratada	Abril/2023	01/01/2025	Déficit de Potência já em 2023 chegando a -284 kW em 2024, considerando suprimento pela UTE BBF Anajás.	Se a BBF Anajás não entrar em operação, o PIE atualmente instalado teria capacidade de atender a demanda prevista.
GURUPÁ	PIE Energy Assets do Brasil Ltda e Soenergy Contrato vigente até 31/03/2023	DIESEL	5.130 kW Efetiva 5.000 kW Contratada Leilão 2016	03/2021 Lote III UTE BBF Gurupá (BIODIESEL)	3.690 kW Efetiva 3.496 kW Contratada	Abril/2023	01/05/2026	Déficit de potência já em 2024 chegando a -295 kW em 2025, considerando suprimento pela UTE BBF Gurupá.	Se a BBF Gurupá não entrar em operação, o PIE atualmente instalado teria capacidade de atender a demanda prevista.
JACAREACANGA	PIE Energy Assets do Brasil Ltda e Soenergy Contrato vigente até 31/03/2023	DIESEL	2.875 kW Efetiva 3.000 kW Contratada Leilão 2016	03/2021 Lote III UTE BBF Jacareacanga (BIODIESEL)	3.383 kW Efetiva 3.245 kW Contratada	Abril/2023	01/01/2026	Déficit de Potência já em 2023 chegando a -1.254 kW em 2025, considerando suprimento pela UTE BBF Jacareacanga.	Se a BBF Jacareacanga não entrar em operação, o PIE atual não atenderia a demanda prevista, apresentando déficit já em 2023 chegando a -1.624 kW em 2025

LOCALIDADES OBJETO DO LEILÃO ANEEL n. 03/2021									
Localidade	Parque Gerador Atualmente Instalado			PIE CONTRATADO			Previsão Interligação	Déficit observado	Observação
	Tipo	Combustível	Potência	Leilão do qual participou	Potência	Entrada em Operação			
MUANÁ	PIE Energy Assets do Brasil Ltda e Soenergy Contrato vigente até 31/03/2023	DIESEL	4.014 kW Efetiva 4.000 kW Contratada Leilão 2016	03/2021 Lote III UTE BBF Muaná (BIODIESEL)	3.998 kW Efetiva 3.835 kW Contratada	Abril/2023	01/01/2025	Déficit de Potência já em 2023 chegando a -314 kW em 2024, considerando suprimento pela UTE BBF Jacareacanga.	Se a BBF Muaná não entrar em operação, o PIE atual não atende a demanda prevista, apresentando déficit em 2024 de -135kW

LOCALIDADE OBJETO DO LEILÃO ANEEL n. 02/2016						
Localidade	Parque Gerador Atualmente Instalado			Previsão Interligação	Déficit observado	Observação
	Tipo	Combustível	Potência			
AVEIRO	PIE Energy Assets do Brasil Ltda e Soenergy Contrato vigente até 31/12/2024	DIESEL	1.095 kW Efetiva 760 kW Contratada	01/09/2024	Déficit de Potência em 2023 de -163 kW em relação à Potência Contratada	A demanda pode ser suprida se considerarmos a capacidade efetiva instalada da usina

8.2. Vibra Energia

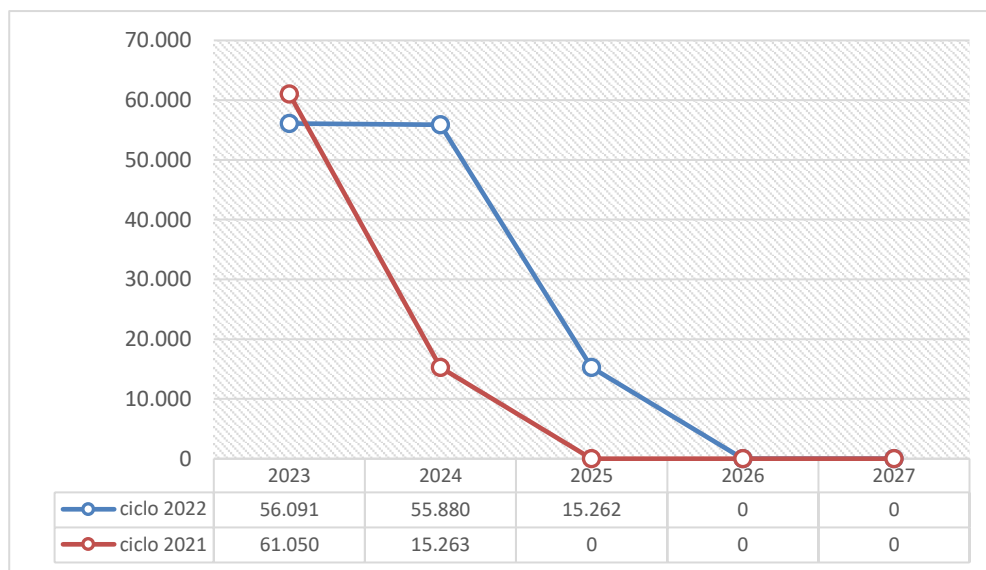
A Vibra Energia, nome atual da antiga Petrobras Distribuidora, apresentou projeções de mercado para duas localidades: Alcoa Porto e Alcoa Beneficiamento.

Diferentemente da maioria dos Sistemas Isolados, o perfil da Vibra Energia é 100% industrial, com índice de perdas variando entre 9 e 10% a.a., no horizonte avaliado.

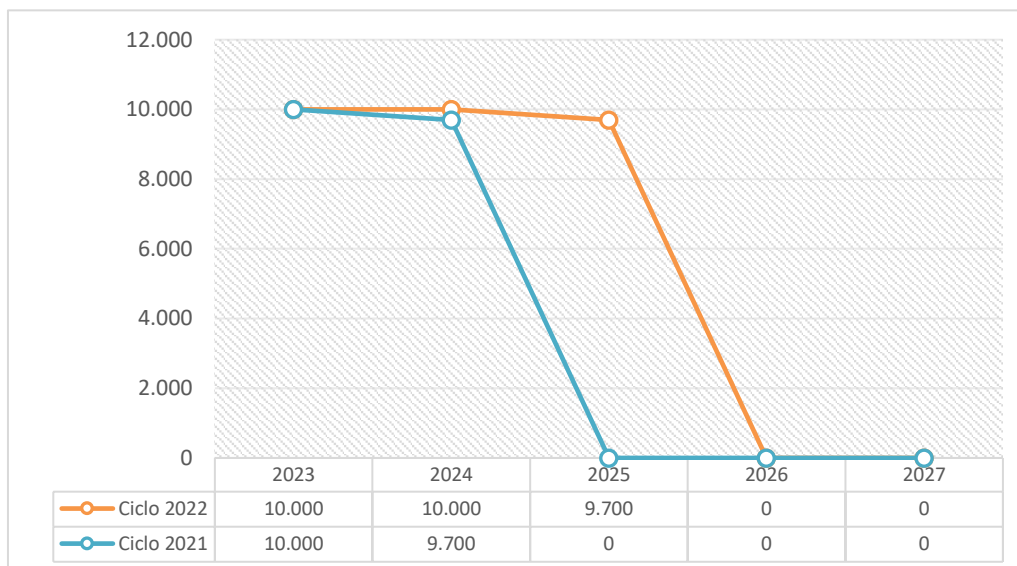
As Resoluções Autorizativas n. 2.099 e 2.100, de 15/09/2009, autorizaram a Vibra Energia a estabelecer-se como Produtor Independente de Energia Elétrica nesses dois sistemas, localizados no município de Juruti, no Pará. Trata-se de um projeto de mineração e beneficiamento de bauxita, sendo o suprimento de energia elétrica dedicado ao empreendimento da mineradora Alcoa.

Os valores projetados apresentam regularidade ao longo do horizonte, basicamente em função do tipo de atividade realizada, cuja variação depende basicamente da quantidade de mineral extraído.

A Figura 21 e a Figura 22 apresentam a evolução do mercado da Vibra no período 2023-2027, para os ciclos de planejamento 2021 e 2022.



**Figura 21 - Carga total (MWh) - Vibra Energia
Ciclos de Planejamento 2021 e 2022**



**Figura 22 - Demanda total (kW) - Vibra Energia
Ciclos de Planejamento 2021 e 2022**

Há previsão de interligação desses Sistemas Isolados ao SIN em março/2025, o que representa uma postergação em um ano em relação ao que foi declarado pela Distribuidora no ciclo de 2021.

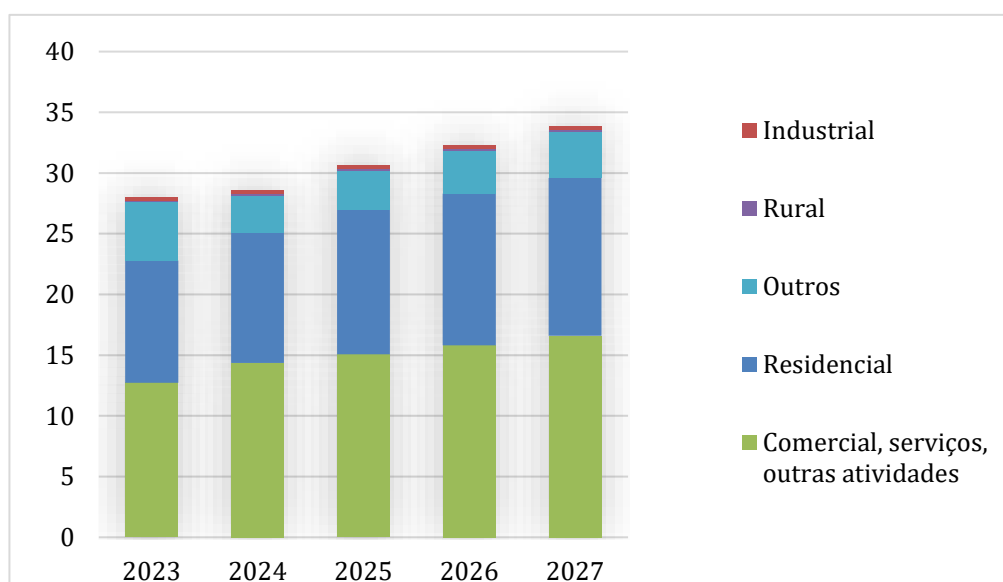
Durante o horizonte deste ciclo está previsto o término do contrato entre a Vibra Energia e a Alcoa, mais precisamente no final de 2023. No entanto, a Distribuidora, ao ser questionada pela EPE, informou estar em vias de assinatura um aditivo de contrato para realização de obras que efetivamente possibilitarão a interligação das localidades ao SIN.

Ainda de acordo com os contratos assinados entre as partes, está prevista, ao término da sua vigência, a transferência dos ativos da Distribuidora para a mineradora Alcoa. Por esse motivo, não é de conhecimento da Distribuidora se há ou não previsão de desativação das máquinas.

Com a capacidade atualmente instalada, não é previsto déficit até 2027. Contudo, essa conclusão poderá ser revista nos próximos ciclos, caso haja alteração da capacidade instalada.

9. PERNAMBUCO

A ilha de Fernando de Noronha é o único sistema isolado localizado fora da região Norte e é atendida pela distribuidora CELPE/Neoenergia. Na localidade predomina o consumo do setor comercial e de serviços seguido do setor residencial. Já os setores rural e industrial são pouco representativos. A Figura 23 apresenta o consumo por classe em GWh.



**Figura 23 – Consumo por classe (GWh) Neoenergia Pernambuco
Horizonte: 2023 a 2027**

As perdas elétricas da localidade são pequenas e estão projetadas em torno de 4,8% no horizonte avaliado (de 6,2% em 2023 a 3,3% em 2027).

O arquipélago vem sendo objeto de estudos da EPE, com foco na avaliação de fontes de suprimento de energia e análise de viabilidade técnico-econômica para atendimento da localidade, visto que a CELPE/Neoenergia indicou, desde o ciclo passado, um aumento significativo da carga, ultrapassando a demanda contratada e instalada para a ilha em um horizonte muito reduzido.

Conforme observado na Figura 24 e na Figura 25 para carga total e demanda, houve um aumento significativo do consumo previsto para os anos entre 2023 a 2027, comparando-se os ciclos de 2021 e 2022, aumentando o déficit já previsto para a localidade.

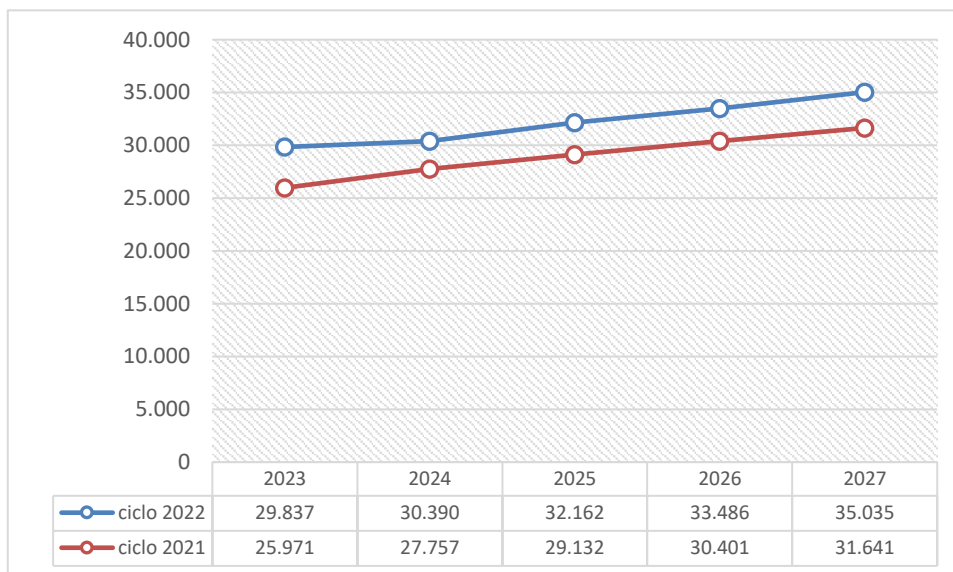


Figura 24 - Carga total (MWh) Neoenergia Pernambuco Ciclos de Planejamento 2021 e 2022

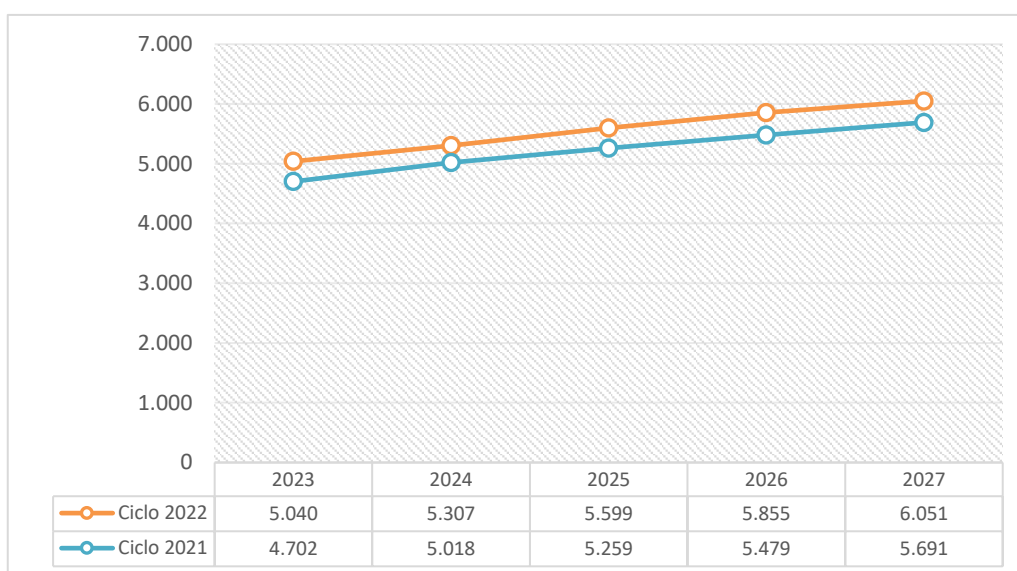


Figura 25 – Demanda total (kW) – Neoenergia Pernambuco Ciclos de Planejamento 2021 e 2022

Parte desse crescimento se deve à publicação da Lei Estadual n.º 16.810/2020, que proíbe a circulação de carros a combustão na ilha a partir de 2022, com sua total proibição em 2030, o que implica na alteração da frota da ilha por veículos elétricos. Além disso, a distribuidora apresentou outras justificativas para o aumento, como a construção de novos empreendimentos hoteleiros, a implantação de 9 loteamentos habitacionais pela administração local (o que impacta também na geração de vagas para turistas), a ampliação da capacidade da estação de dessalinização de água da ilha e da estação de tratamento de esgoto, além de melhorias na infraestrutura local que impactam também no aumento da carga.

A dinâmica verificada nos últimos ciclos, com reiterados aumentos na previsão da carga / demanda local, denota mais uma dificuldade para o planejamento. Verifica-se também, recentes problemas logísticos, pois a ilha sofreu recentemente com restrições no aeroporto, afetando o fluxo turístico.

Tabela 6 - Déficit no Sistema Isolado da Neoenergia Pernambuco

Localidade	Parque Gerador			Balanço de Demanda (kW)	Observação
	Tipo	Combustível	Capacidade Instalada nominal (kW)		
FERNANDO DE NORONHA	UTE	Óleo Diesel	4.978 (desconsiderando as máquinas reserva)	Déficit de -62kW em 2023 e -1.073kW em 2027	Déficit considerando somente parque gerador contratado, sem reserva de contingência.

Hoje o parque gerador da ilha conta com 4,978 MW contratados e 2,293 MW de contingência (sendo 1 máquina de 928 kW e 3 de 455 kW), porém a demanda prevista para 2023 já extrapola a potência contratada para a ilha (Ver Tabela 6).

Esta demanda superior ao parque contratado ocorre no mês de dezembro de 2023, sendo que para os anos de 2026 e 2027 a potência contratada já poderá ser ultrapassada pela demanda nos meses de janeiro a março e de novembro a dezembro, considerando-se uma extrapolação dos dados de demanda do Ciclo de 2022 e o perfil de carga semelhante à sazonalidade do ano de 2019 (último ano sem impacto de pandemia). O mês de dezembro é reconhecidamente o mês de maior demanda anual de carga para a ilha, visto ser um local altamente procurado para as festas de fim de ano, corroborando com os valores máximos estimados.

Para os estudos no atual ciclo de planejamento foram utilizados dados de previsão de demanda disponibilizados pela CELPE/Neoenergia, sendo importante destacar que ainda existem incertezas sobre o comportamento da carga, que poderá variar nos próximos anos tendo em vista alterações na dinâmica da ilha.

10. RONDÔNIA

A Energisa Rondônia é a distribuidora responsável pelo atendimento de 13 localidades nos sistemas isolados, sendo que 9 delas foram interligadas ao SIN em 2021 ou 2022: Buritis, Campo Novo, Cujubim, Machadinho D'Oeste, Nova Califórnia, União Bandeirantes, Vale do Anari, Vila Extrema e Vista Alegre. Como está prevista a interligação de Pacaranã em dezembro/22, as projeções de mercado para os próximos anos desse sistema não foram enviadas à EPE.

As localidades de Izidolândia e Urucumacua foram objeto do Lote IV do Leilão para Atendimento aos Sistemas Isolados de 2021, que contratou duas usinas a biodiesel de cerca de 1,28 MW de potência instalada no total para atendimento a este lote. O início de suprimento original, de 01/04/2023, foi alterado, sendo que a distribuidora firmou um aditivo contratual junto ao PIE vencedor do Leilão de 2021 visando a antecipação da operação comercial e definindo nova data de suprimento a partir de 01/01/2022, tanto para Izidolândia, quanto para Urucumacua, data esta que já foi considerada neste planejamento.

Além das localidades acima destacadas, fazem parte o rol atendido pela Energisa Rondônia: Calama, Conceição da Galera, Demarcação, Maici, Nazaré, Pedras Negras, Rolim de Moura do Guaporé, Santa Catarina, São Carlos e Surpresa. Todas essas localidades possuem contratos de suprimento até 2031.

O mercado consumidor dos sistemas isolados da Energisa Rondônia é predominantemente residencial, seguido do setor rural. Os setores comercial, industrial e outros serviços são pouco relevantes do ponto de vista do consumo. A Figura 26 apresenta o consumo em GWh por tipo de classe. Estes números se mantêm estáveis no horizonte de planejamento devido às interligações das maiores localidades até 2022.

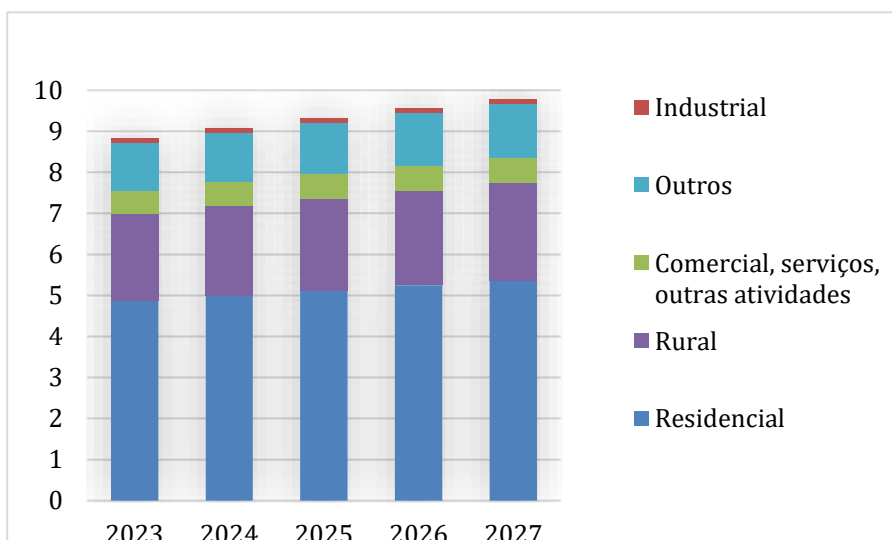
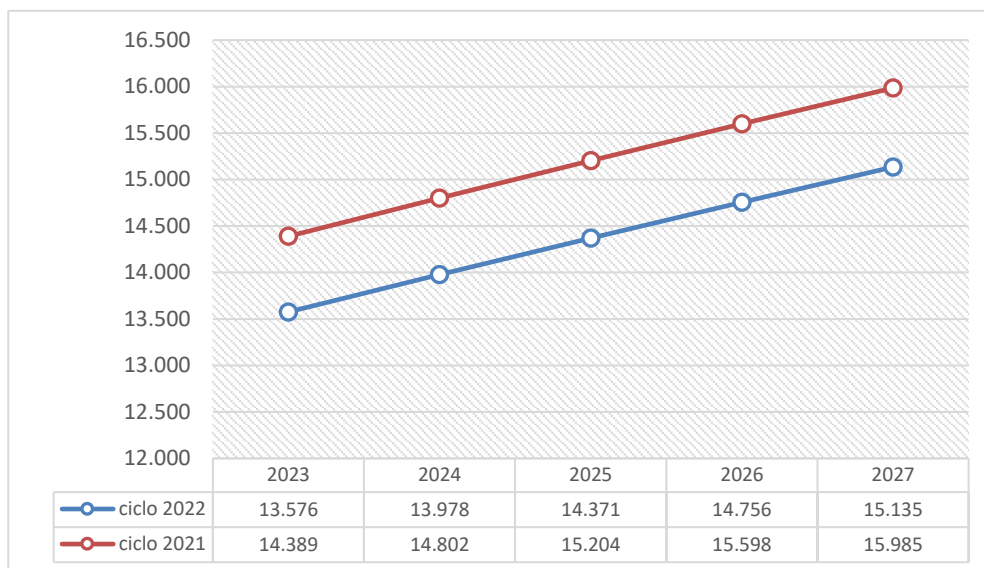


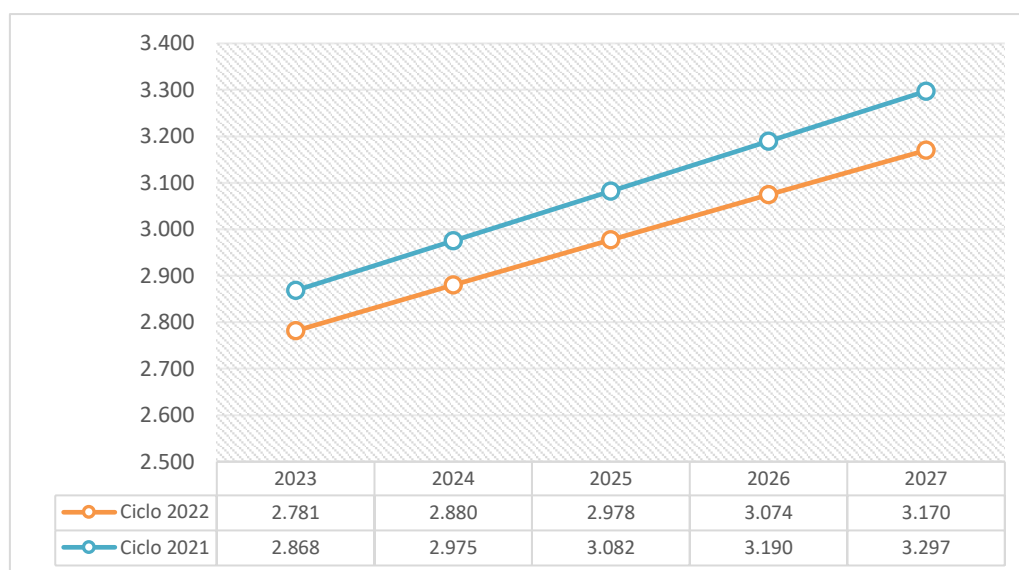
Figura 26 - Consumo (GWh) Energisa Rondônia – Horizonte: 2023 a 2027

A Figura 27 e a Figura 28 apresentam a evolução do mercado da Energisa Rondônia no período 2023-2027, para os ciclos de planejamento de 2021 e 2022. O comportamento da carga e da demanda são semelhantes, apresentando uma leve redução entre os ciclos, principalmente pela interligação de Pacaranã ao SIN em dez/22.

Para este ciclo, não é observado déficit nas localidades isoladas de Rondônia.



**Figura 27 - Carga total (MWh) - Energisa Rondônia
Ciclos de Planejamento 2021 e 2022**



**Figura 28 - Demanda total (kW) - Energisa Rondônia
Ciclos de Planejamento 2021 e 2022**

11. RORAIMA

Neste ciclo de planejamento, foram considerados um total de 73⁹ sistemas isolados atendidos pela Roraima Energia incluindo localidades do interior e Boa Vista, única capital não interligada ao SIN. Destaca-se que a distribuidora considerou que 46 localidades terão atendimento através dos Programas Luz para Todos ou Mais Luz para a Amazônia até dezembro de 2022, e outros 16 SISOL até dezembro/2024 (Ver Apêndice III). Estas localidades possuem baixa demanda e muitas delas não possuem atendimento 24 horas por dia. Diferentemente do planejado em 2021, as obras para atendimento via Programas de Universalização não se concluíram em 2021, e foram prorrogadas 2022 e 2024.

Cabe salientar que a distribuidora não envia projeções de mercado para os anos após as datas previstas para atendimento via Programas ou interconexões entre SISOL.

O mercado consumidor dos sistemas isolados da Roraima Energia tem predominância do setor residencial seguido dos setores comercial e outros consumos. A Figura 29 apresenta o consumo em GWh por tipo de classe. Após a interligação de Boa Vista ao SIN, os setores comercial, rural e outros serviços contribuem com percentual muito próximo, cerca de 20%.

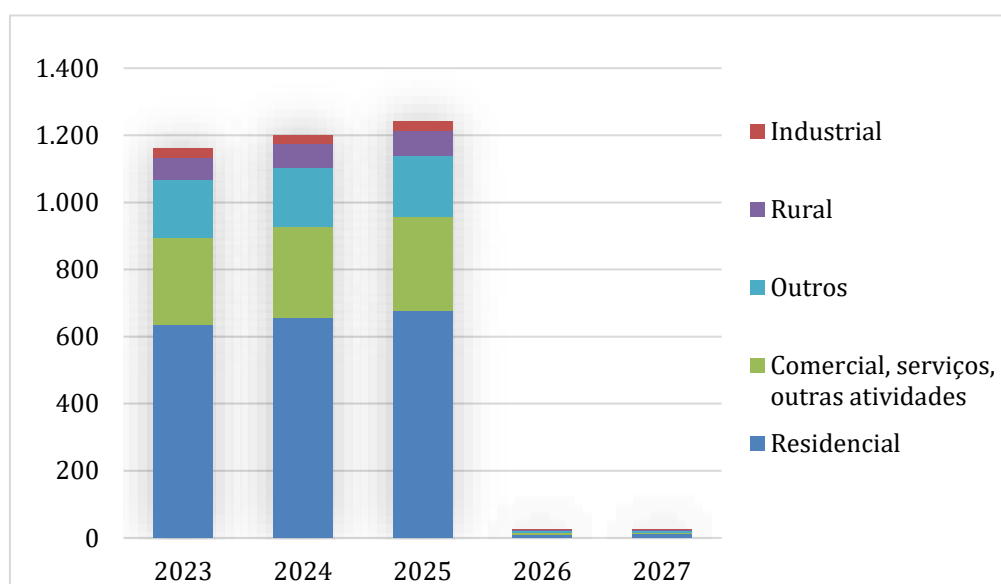


Figura 29 - Consumo (GWh) Roraima Energia – Horizonte: 2023 a 2027

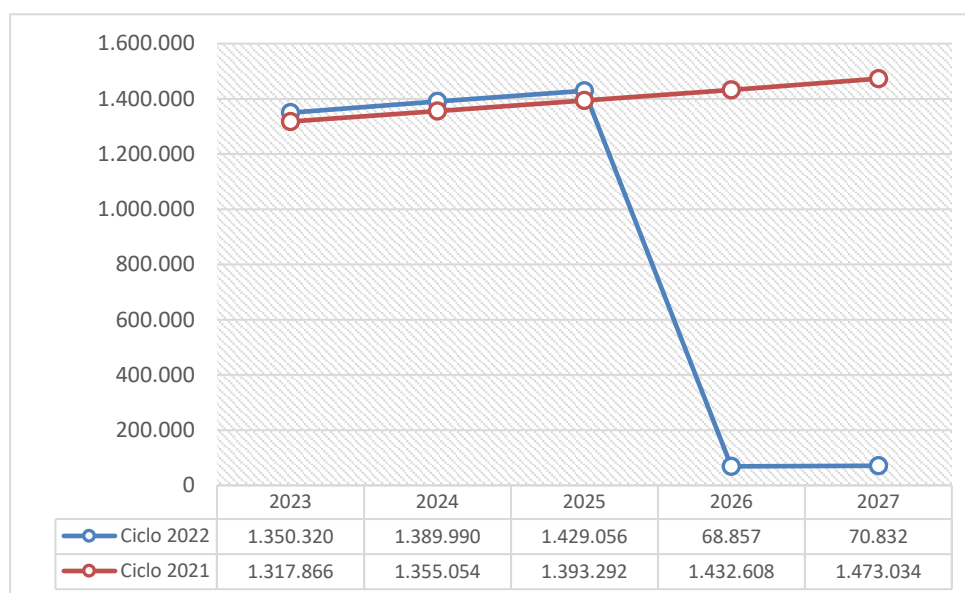
Os índices totais de perda projetados pela distribuidora estão em 13,5% a.a em média entre anos 2023 a 2025, com tendência de queda. Após a interligação ao SIN da capital Boa Vista e localidades interconectas, em 2026 e 2027 o percentual de perdas sobe e fica em torno

⁹ As localidades interconectadas a outros sistemas isolados em 2021 foram as Comunidades Indígenas Santa Inez, Vizeu e Xumina, e em janeiro de 2022, a Comunidade Indígena do Patativa.

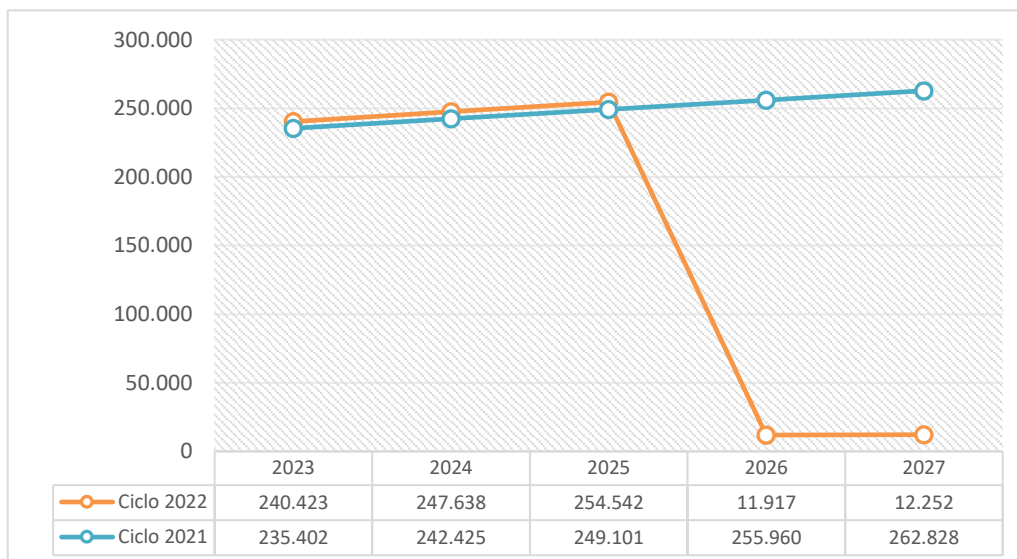
de 17% (Ver Figura 3), já que a carga restante fica em torno de 5% da carga total para 2025. Assim como no ciclo de 2021, a distribuidora informou que está implementando ações para combater as perdas, ressaltando já ter conseguido alcançar o nível de perdas abaixo do limite regulatório definido pela ANEEL por meio da REH nº 2.184/2016.

Para vários sistemas pequenos não foram apresentados dados de consumo, mas somente de perdas, ocasionando, portanto, índice de perdas de 100%. Para estes casos, a distribuidora justificou que são localidades de difícil acesso, com baixo consumo e, por isso, não estão sendo faturadas. Estes SISOL deverão ser atendidos pelos programas PLPT ou MLA, proporcionando uma melhor qualidade no fornecimento de energia (Ver Apêndice III).

A Figura 30 e a Figura 31 apresentam a evolução do mercado de Roraima Energia no período 2023-2027, para os ciclos de planejamento 2021 e 2022.



**Figura 30 - Carga total (MWh) - Roraima Energia
Ciclos de Planejamento 2021 e 2022**



**Figura 31 - Demanda total (kW) – Roraima Energia
Ciclos de Planejamento 2021 e 2022**

A carga e a demanda no ciclo 2022 seguem o mesmo comportamento que do ciclo 2021, sendo projetado um pequeno aumento. A queda observada a partir 2026 tanto na carga quanto na demanda decorre das previsões de interligação ao SIN para Boa Vista e localidades interconectadas.

Apesar do esforço da equipe da Roraima Energia para sanar os problemas identificados em outros ciclos de planejamento, verificou-se ainda um reflexo causado por diferentes premissas adotadas para as projeções de mercado em cada ciclo de planejamento. Um exemplo dessa ocorrência é a localidade de Pacaraima que em 2021 tinha uma projeção de demanda igual a 2.729 kW para o ano de 2026 e no ciclo 2022 indica uma demanda igual a 2.358 kW para 2026 e 2.415 kW para 2027, 13,6% e 11,5% menor que no ciclo anterior, respectivamente. Desta forma, ainda é possível encontrar projeções de demanda para os próximos anos menores do que havia sido informado no ciclo 2021.

Sobre a geração de energia elétrica, o estado é atendido principalmente por térmicas a diesel, a biomassa e a gás natural com a entrada em operação da UTE Jaguatirica II no sistema Boa Vista. Informações mais detalhadas de Boa Vista serão apresentadas na próxima seção.

O interior do estado é atendido por máquinas próprias da distribuidora, algumas operam muitas vezes em estado precário, tendo sido observado que algumas localidades não apresentam suprimento 24 horas por dia.

As localidades Amajari, Pacaraima, Uiramutã foram objeto de contratação do Lote V – Roraima, do Leilão nº 003/2021, que contratou três usinas térmicas a óleo diesel e cerca

de pouco mais de 6,6 MW de potência instalada no total para atendimento ao lote. O início de suprimento é 01/04/2023 e o prazo contratual é de 180 meses, conforme estabelecido na Portaria MME n. 341/2021. Atualmente, estas localidades são atendidas por máquinas alugadas com contrato terminando em set/2024, prorrogado pela distribuidora já prevenindo possível atraso na entrada em operação dos PIEs.

Devido ao possível atraso, foi avaliada a possibilidade de atendimento das localidades pelas usinas atualmente em operação (Ver Tabela 7). Indica-se que o contrato de aluguel deve ser mantido até a entrada em operação dos PIEs a fim de garantir o atendimento aos SISOL e minimizar os déficits verificados.

Também fazem parte do contrato de aluguel supracitado as localidades Boca da Mata e Surumú, com previsão de atendimento via PLPT em dezembro/22, e Santa Maria do Boiaçu a ser atendida pelo MLA em dezembro/24. Consultada, a distribuidora informou que este contrato poderá ser aditado novamente até o atendimento via programas de universalização (PLPT e MLA) ou da entrada em operação dos PIEs vencedores do Leilão dos Sistemas Isolados nº 003/2021. O déficit de demanda que aparece para a localidade Santa Maria do Boiaçu ocorre em virtude do fim do contrato de aluguel de máquinas, em setembro/24, como já citado, e o início do atendimento via MLA, em dezembro/24.

Portanto, destaca-se que não foi observada necessidade de expansão do parque gerador dos sistemas isolados da Roraima Energia e a capital será objeto de análise detalhada no próximo subitem.

Cabe explicar que além das incertezas inerentes ao planejamento dos sistemas isolados dadas as particularidades de cada localidade e o porte destes, questões como mudança de metodologia e/ou de premissa usada nas projeções de mercado, alteração na previsão de interconexão entre localidades, seja por atraso nas obras ou por priorização de investimentos da distribuidora, dentre outros fatores, podem resultar em variações consideráveis quando comparados ciclos de planejamento diferentes. Compete a cada agente atuante no Planejamento do atendimento aos SISOL buscar a adoção de melhorias no processo de planejamento.

Tabela 7 – Resumo dos Principais Pontos de Atenção do Planejamento da Roraima Energia – Ciclo 2022

LOCALIDADES OBJETO DO LEILÃO ANEEL n. 03/2021									
Localidade	Parque Gerador Atualmente Instalado			PIE CONTRATADO			Previsão Interligação	Déficit observado	Observação
	Tipo	Combustível	Potência	Leilão do qual participou	Potência	Entrada em Operação			
AMAJARÍ	Aluguel Contrato vigente até set/2024	Diesel	1.966 kW Efetiva	03/2021, Lote V Usina UTX Amajari	2.440 kW (Disponibilidade Potência Contratada)	Abril/2023	-	-	Caso a UTX Amajari não entre em operação na data prevista, as máquinas alugadas conseguem atender a demanda até 2024. Déficit de -14kW em 2025 e -125kW em 2027.
PACARAIMA	Aluguel Contrato vigente até set/2024	Diesel	2.320 kW Efetiva	03/2021, Lote V Usina UTX Pacaraima	3.065 kW (Disponibilidade Potência Contratada)	Abril/2023	-	-	Caso a UTX Pacaraima não entre em operação na data prevista, as máquinas alugadas conseguem atender a demanda até 2025. Déficit de -38kW em 2026 e -95kW em 2027.
UIRAMUTÃ	Aluguel Contrato vigente até set/2024	Diesel	420 kW Efetiva	03/2021, Lote V Usina UTX Uiramutã	895 kW (Disponibilidade Potência Contratada)	Abril/2023	-	-	Caso a UTX Uiramutã não entre em operação na data prevista, as máquinas alugadas conseguem atender a demanda até 2023. Déficit de -147kW em 2024 e -188kW em 2027.

11.1. Boa Vista

O sistema de Boa Vista atende a capital e outras localidades interconectadas a ela: Alto Alegre, Bonfim, Caracaráí, Mucajaí, Normandia e Rorainópolis.

Para São João da Baliza, onde está instalada a PCH Alto Jatapú de 10 MW (já considerando a expansão da usina), assim como no ciclo passado, as projeções de mercado foram enviadas em separado de Boa Vista e, portanto, a geração hidráulica foi considerada somente para atendimento à carga e à demanda deste SISOL, assim como o balanço de demanda e de energia.

Ressalta-se que premissas diferentes adotadas pela distribuidora nos diversos ciclos de planejamento trazem mais incerteza para o processo.

As projeções de mercado para o sistema Boa Vista apresentam um aumento médio de cerca de 3% a.a. tanto para a carga quanto para a demanda.

Desde março de 2019 não há importação de energia através do sistema de transmissão da interligação Brasil – Venezuela, pois o mesmo encontra-se fora de operação. O suprimento elétrico da capital é realizado por geração térmica local a diesel, gás natural, biomassa e biodiesel. No mesmo ano, a operação do sistema de Boa Vista e localidades interconectadas passou para responsabilidade do ONS, como estabelecido na Portaria MME n.º 131, de 13 de fevereiro de 2019.

O Leilão n. 01/2019 para suprimento a Boa Vista e localidades conectadas contratou 263,5 MW de disponibilidade de potência para entrada em operação em junho/2021. Contudo, em decorrência da pandemia, principalmente, houve postergação da entrada em operação de várias usinas contratadas no supracitado leilão, impactando em custos adicionais de reembolso da CCC. A Tabela 8 apresenta as datas consideradas para entrada em operação comercial das usinas contratadas no Leilão n. 01/2019.

Segundo o Plano Anual da Operação Elétrica dos Sistemas Isolados - PEL SISOL 2023, do ONS, com a entrada em operação de todos os empreendimentos vencedores do Leilão de Geração nº 01/2019-ANEEL e a manutenção da UTE Monte Cristo até a interligação de Roraima com SIN, como recomendado no Plano de Substituição do ONS¹⁰, a disponibilidade de potência no Sistema Roraima passa a ser de 349,474 MW. Dessa forma, é possível atender a recomendação de montante de reserva de potência operativa para cargas máximas de 330 MW.

¹⁰ O Plano de Substituição do Parque Gerador de Roraima, Rev.2, (Nota Técnica ONS DPL-REL - 0267/2022, maio de 2022) recomendou que a UTE Monte Cristo continue em operação mesmo após a entrada dos PIEs contratados no Leilão de Boa Vista de 2019. A revisão deste Plano foi aprovada pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) em julho de 2022.

Tabela 8 - Usinas contratadas no Leilão (n.º 01/2019) de Boa Vista, de 2019

Usina	Disponibilidade de Potência Total da Usina (MW)	Previsão de entrada em operação*
UTE Jaguarica II	120,00	Em operação comercial
UTE Palmaplan Energia 2	10,976	15/11/2022
UTE Monte Cristo Sucuba	42,255	15/11/2022
UTE Bonfim	8,163	Em operação comercial
UTE Cantá	8,163	Em operação comercial
UTE Pau Rainha	8,163	Em operação comercial
UTE Santa Luz	8,163	Em operação comercial
Híbrido Forte de São Joaquim	51,42	01/11/2023
UTE BBF Baliza	13,31	20/01/2023
Total	270,458	

* As datas de tendência para operação das usinas objeto do Leilão de Boa Vista n. 01/2019 foram publicadas na 10ª Reunião de Monitoramento da Expansão da Geração de 2022 (DMSE), ocorrida em 20/10/2022.

Considerando estas informações do PEL SISOL 2023 e o planejamento da Roraima Energia para os próximos 5 anos, não se observa déficit de demanda para o Sistema Boa Vista no horizonte de planejamento (para 2027, a demanda total é de cerca de 257MW), mesmo que haja atraso na interligação de Roraima ao SIN prevista para set/2025.

Ao avaliar o atendimento ao Sistema Boa Vista considerando só a disponibilidade de potência do parque gerador vencedor do Leilão nº 01/2019-ANEEL, na operação em 'N', ou seja, com toda capacidade de geração disponível contratada no leilão, existe uma disponibilidade de potência de 266,474 MW, segundo o Plano de Substituição do ONS.

Para o cálculo do balanço de demanda foi considerada a disponibilidade de potência contratada no Leilão de 2019, para o atendimento ao critério "N". Neste caso, não foi identificado déficit de demanda no horizonte de planejamento (2023-2027), já que a demanda do Sistema Boa Vista para o ano de 2027 é de 257 MW.

Ressalta-se que ainda existe incerteza quanto à retomada da economia e consequentemente do crescimento da carga por causa da pandemia, podendo refletir nas projeções de mercado. É necessário que a distribuidora faça um acompanhamento da geração verificada avaliando se existem grandes deslocamentos entre os dados reais e projetados, a fim de antecipar eventual necessidade de expansão do sistema.

Estudos de confiabilidade, de qualidade no fornecimento de energia, de possível restrição elétrica e de atendimento à demanda de ponta de 2023 e de 2024 não foram objeto deste estudo de planejamento dos sistemas isolados, uma vez que fogem ao escopo do trabalho.

Outro fator considerado no planejamento e que pode causar impacto no atendimento à capital é a interligação de Boa Vista ao SIN, através da linha de transmissão LT 500 kV Lechuga – Equador – Boa Vista. A data de tendência para interligação de Boa Vista ao SIN considerada neste planejamento é setembro/2025 como indicado na 10ª Reunião de Monitoramento da Expansão da Transmissão de 2022 (DMSE), ocorrida em 19/10/2022.

Entende-se que o acompanhamento do cronograma de execução das obras desta linha de transmissão é de suma importância para que o planejamento do atendimento à Boa Vista possa antever qualquer necessidade de expansão do sistema caso haja atraso na interligação ao SIN e um aumento da demanda maior que o previsto neste ciclo de planejamento.

12. EMISSÕES

As usinas a diesel representavam mais de 90% da geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados em 2021. Todavia, espera-se uma redução dessa participação nos próximos anos em razão da entrada de usinas a gás natural e renováveis contratadas nos últimos leilões, o que resultará também na redução das emissões. Há ainda nesses sistemas as seguintes usinas em operação:

- 1 usina fotovoltaica em Oiapoque (AP) com potência de 4,0 MW;
- 1 PCH Alto do Jatapú (RR) com capacidade instalada de 10 MW;
- 5 termelétricas a gás natural no interior do Amazonas, ao longo do gasoduto Coari-Manaus, totalizando 53 MW, além de 1 UTE a gás em Boa Vista de 120MW;
- 1 termelétrica a biomassa de 6 MW em Itacoatiara (AM), localidade com previsão de ser interligada ao SIN ainda em 2022;
- 2 usinas a Biodiesel em Rondônia (Izidolândia e Urucumacã), que foram contratadas no Leilão de 2021 e tiveram suas operações comerciais antecipadas;

Até 2023 é esperado ainda que todas as 7 usinas a biomassa e biodiesel contratadas em 2019, no Leilão para atendimento a Boa Vista, já estejam em operação comercial, conforme indicado na Tabela 8. Adicionalmente, até 2024 está prevista a entrada em operação das 10 usinas a biodiesel contratadas no Leilão de 2021 para atendimento aos SISOL do Pará.

A relevante participação do diesel faz com que a geração nos Sistemas Isolados tenha níveis de emissões superiores ao Sistema Interligado Nacional. Contudo, espera-se uma melhora nesse cenário a partir da entrada em operação das novas usinas contratadas nos Leilões de 2019 e 2021.

Tabela 9 apresenta a estimativa de geração e o valor esperado de emissões, por tipo de fonte e combustível, para o ano de 2024, quando é esperado que todos os PIEs contratados nos últimos leilões já tenham entrado em operação.

Tabela 9 - Emissões estimadas na geração de energia nos Sistemas Isolados em 2024

Fonte	Geração estimada (MWh) ¹	Emissões (MtCO ₂ equivalente/ano)	Emissões (%)
Óleo Diesel	2.140.189	1,399	76,5
Gás Natural	766.823	0,426	23,3
Biomassa/Biodiesel	720.495	0,004	0,2
Fotovoltaica	6.939	0	-
PCH	37.979	0	-
TOTAL	3.672.424	1,829	100%

1 – Desconsiderando as localidades cujo suprimento ocorre por meio de interconexão a outras localidades, a fim de evitar duplicidade

Pela tabela ainda é possível observar que apesar da participação do diesel na geração ter reduzido para 58%, esse combustível ainda será responsável por mais de 76% das emissões nos SI. Tal situação reforça a necessidade de ações que busquem o aumento da participação de fontes renováveis nesses sistemas, além de esforços para interligação das localidades isoladas ao SIN.

13. CONCLUSÃO

O presente Relatório consolida as análises efetuadas pela EPE das propostas de planejamento apresentadas pelos agentes de distribuição para atendimento aos 212 Sistemas Isolados.

No atual Ciclo de 2022 o período de envio dos dados pelas distribuidoras teve duração de 50 dias, prazo superior ao praticado nos ciclos anteriores. Essa extensão teve por objetivo permitir que as distribuidoras estruturassem as informações de planejamento de forma mais assertiva e tivessem mais tempo para realizar as projeções de mercado. Todavia, conforme detalhado nesse Relatório, foi necessário que a EPE realizasse solicitações para complementação e adequação das informações apresentadas por alguns agentes, ressaltando que nem todas foram atendidas, o que impactou na avaliação do planejamento.

É importante também destacar que um conjunto de 24 pequenas localidades isoladas do Amapá não tiveram as informações de planejamento disponibilizadas pela distribuidora, uma vez que deverão ser atendidas pelos programas de universalização LPT ou MLA. Dessa forma, a partir do ciclo atual, essas localidades deixam de constar do processo de Planejamento do Atendimento dos Sistemas Isolados conduzido pela EPE.

Dentre os principais resultados desse Relatório cabe ressaltar que a carga total dos Sistemas Isolados deverá atingir seu valor máximo em 2024. A redução do consumo a partir de 2025 se deve às interligações de localidades isoladas ao SIN previstas para os próximos anos, resultando em redução do custo de geração e das emissões, além de melhoria na qualidade do fornecimento de energia. A EPE tem conduzido avaliações dos benefícios da interligação de algumas localidades isoladas com o objetivo de estimular a realização de estudos mais aprofundados pelas distribuidoras sobre a viabilidade dessas obras.

Com relação às análises conduzidas pela EPE no atual ciclo de planejamento, a partir das informações das distribuidoras, foram identificados déficits de potência e/ou energia em 37 Sistemas Isolados no período de 2023 a 2027. A partir desse diagnóstico, o Ministério de Minas e Energia poderá ratificar os resultados junto às distribuidoras e definir as estratégias para garantir o atendimento dessas localidades.

Como ponto de atenção, ressalta-se o elevado índice de perdas que ainda se verifica nas projeções apresentadas por alguns agentes de distribuição, conforme detalhado nesse Relatório. Entende-se que existem oportunidades para ações de redução dessas perdas, o que deverá resultar em menores custos de geração para a sociedade e redução de emissões.

Por fim, espera-se também que o presente documento e os demais estudos desenvolvidos pela EPE possam estimular a participação dos agentes de geração nos próximos leilões dos

SISOL, especialmente a partir de soluções de suprimento renováveis. Entende-se que esses trabalhos estão alinhados com os princípios definidos pelo Decreto n. 7.246/2010, segundo o qual os agentes dos Sistemas Isolados devem 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.

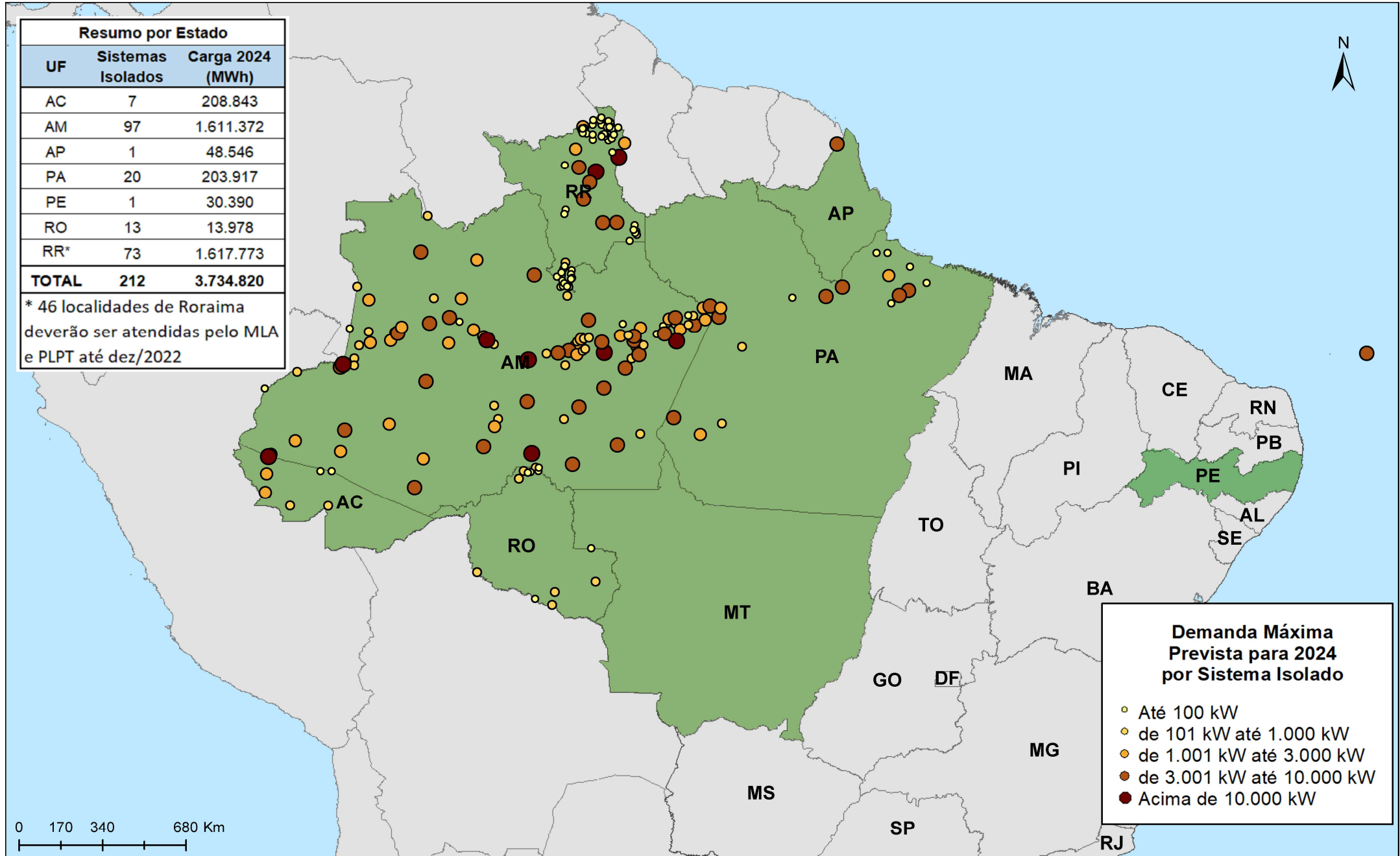
APÊNDICE I

MAPA DOS SISTEMAS ISOLADOS

CICLO 2022

Resumo por Estado		
UF	Sistemas Isolados	Carga 2024 (MWh)
AC	7	208.843
AM	97	1.611.372
AP	1	48.546
PA	20	203.917
PE	1	30.390
RO	13	13.978
RR*	73	1.617.773
TOTAL	212	3.734.820

* 46 localidades de Roraima deverão ser atendidas pelo MLA e PLPT até dez/2022



APÊNDICE II - ÍNDICE DE PERDAS TOTAIS - HORIZONTE: 2023 A 2027

AMAZONAS ENERGIA

Dados Gerais				Índice de perdas (%) = Perdas Totais / Carga Total				
Estado	Sigla da Localidade	Nome da Localidade	Previsão Interligação SIN	2023	2024	2025	2026	2027
Amazonas	AM-001	ALTEROSA		41,1	40,4	40,0	40,0	39,9
Amazonas	AM-002	ALVARÃES		24,6	24,1	23,9	23,8	23,7
Amazonas	AM-003	AMATURÁ		10,4	10,0	9,9	9,9	9,8
Amazonas	AM-004	ANAMÃ		22,8	22,3	22,1	22,0	21,8
Amazonas	AM-005	ANORI		35,0	34,9	34,8	34,7	34,7
Amazonas	AM-006	APUÍ		32,5	32,5	32,5	32,4	32,3
Amazonas	AM-007	ARARAS		38,9	38,8	38,8	38,7	38,7
Amazonas	AM-009	AUGUSTO MONTENEGRO		43,6	43,6	43,5	43,5	43,5
Amazonas	AM-010	AUTAZES		54,9	54,8	54,8	54,7	54,7
Amazonas	AM-011	AUXILIADORA		27,5	27,4	27,3	27,3	27,2
Amazonas	AM-012	AXINIM		50,1	49,4	49,3	49,2	49,0
Amazonas	AM-013	BARCELOS		25,9	25,3	24,8	24,2	24,1
Amazonas	AM-014	BARREIRINHA		44,0	43,9	43,9	43,9	43,9
Amazonas	AM-015	BELÉM DO SOLIMÕES		50,9	50,8	50,7	50,6	50,6
Amazonas	AM-016	BELO MONTE		26,8	24,3	24,3	24,2	24,2
Amazonas	AM-017	BENJAMIN CONSTANT		48,0	47,2	46,5	45,7	45,1
Amazonas	AM-018	BERURI		18,3	18,2	18,2	18,1	18,0
Amazonas	AM-019	BETÂNIA		49,6	49,5	49,5	49,4	49,4
Amazonas	AM-020	BOA VISTA DO RAMOS		36,1	36,0	36,0	36,0	35,9
Amazonas	AM-021	BOCA DO ACRE		28,1	28,0	28,0	27,9	27,9
Amazonas	AM-022	BORBA		29,0	29,0	28,9	28,9	28,8
Amazonas	AM-023	CAAPIRANGA		19,1	19,0	18,9	18,8	18,7
Amazonas	AM-024	CABORI		19,5	19,5	19,4	19,4	19,4
Amazonas	AM-025	CAIAMBÉ		43,7	43,7	43,7	43,7	43,6
Amazonas	AM-026	CAMARUÃ		46,7	46,7	46,6	46,6	46,5
Amazonas	AM-028	CAMPINAS		29,4	29,3	29,3	29,2	29,2
Amazonas	AM-029	CANUTAMA		11,1	11,1	11,0	10,9	10,8
Amazonas	AM-030	CARAUARI		19,7	19,6	19,5	19,5	19,5
Amazonas	AM-031	CAREIRO		47,7	47,7	47,6	47,6	47,6
Amazonas	AM-032	CARVOEIRO		40,6	40,5	40,1	40,1	40,0
Amazonas	AM-033	CASTANHO		70,8	70,5	70,4	70,4	70,3
Amazonas	AM-034	CAVIANA		40,2	39,9	39,8	39,8	39,7
Amazonas	AM-035	COARI		49,0	48,9	48,8	48,7	48,6
Amazonas	AM-036	CODAJÁS		32,9	32,6	32,4	32,2	32,1
Amazonas	AM-037	CUCUÍ		33,3	33,3	33,2	33,0	32,7
Amazonas	AM-038	EIRUNEPÉ		30,2	23,7	23,5	23,1	22,7
Amazonas	AM-039	ENVIRA		8,2	7,9	7,4	7,4	7,4
Amazonas	AM-040	ESTIRÃO DO EQUADOR		22,0	7,8	7,8	7,8	7,7
Amazonas	AM-041	FEIJOAL		3,0	2,9	2,8	2,8	2,7
Amazonas	AM-042	FONTE BOA		48,8	48,6	48,4	48,3	48,1
Amazonas	AM-043	GUAJARÁ	mar/25	14,8	14,7	Interligado		
Amazonas	AM-044	HUMAITÁ	abr/26	29,0	32,8	32,8	Interligado	
Amazonas	AM-045	IAUARETE		5,4	5,4	5,3	5,3	5,2
Amazonas	AM-046	IPIRANGA		17,4	16,8	16,4	16,1	15,8
Amazonas	AM-047	IPIXUNA		14,8	14,5	14,1	13,6	13,0
Amazonas	AM-049	ITACOATIARA	dez/22	Interligado				
Amazonas	AM-050	ITAMARATI		22,7	22,5	22,5	22,3	22,1
Amazonas	AM-052	ITAPIRANGA	abr/23	Interligado				
Amazonas	AM-053	ITAPURU		27,9	27,7	27,8	27,8	27,7
Amazonas	AM-055	JAPURÁ		45,9	29,1	28,9	28,6	28,2
Amazonas	AM-056	JURUÁ		3,6	3,5	3,5	3,5	3,5
Amazonas	AM-057	JUTAÍ		34,8	34,7	34,7	34,6	34,5
Amazonas	AM-058	LÁBREA		29,7	30,7	30,5	30,4	30,2
Amazonas	AM-059	LIMOIEIRO		55,9	40,3	40,2	40,0	39,7
Amazonas	AM-060	LINDÓIA		45,6	45,5	45,5	45,4	45,2
Amazonas	AM-062	MANAQUIRI		56,5	56,4	56,3	56,2	56,2

APÊNDICE II - ÍNDICE DE PERDAS TOTAIS - HORIZONTE: 2023 A 2027

AMAZONAS ENERGIA

Dados Gerais				Índice de perdas (%) = Perdas Totais / Carga Total				
Estado	Sigla da Localidade	Nome da Localidade	Previsão Interligação SIN	2023	2024	2025	2026	2027
Amazonas	AM-063	MANICORÉ		26,0	25,5	25,5	25,2	25,0
Amazonas	AM-064	MARAÃ		46,0	32,4	32,1	31,9	31,8
Amazonas	AM-065	MATUPÍ		39,2	39,1	39,0	38,9	38,7
Amazonas	AM-066	MAUÉS		41,9	41,7	41,6	41,5	41,3
Amazonas	AM-067	MOCAMBO		-	-	-	-	-
Amazonas	AM-068	MOURA		47,8	47,7	47,7	47,6	47,5
Amazonas	AM-069	MURITUBA		20,2	20,1	19,9	19,5	19,2
Amazonas	AM-070	NHAMUNDÁ		18,6	20,6	20,4	20,4	20,3
Amazonas	AM-071	NOVA OLINDA DO NORTE		44,8	44,7	44,7	44,6	44,5
Amazonas	AM-072	NOVO AIRÃO		39,0	38,8	38,7	38,5	38,3
Amazonas	AM-073	NOVO ARIPUANÃ		41,2	41,2	41,0	40,9	40,8
Amazonas	AM-074	NOVO CÉU		69,4	69,3	69,2	69,2	69,0
Amazonas	AM-075	NOVO REMANSO		50,7	56,9	56,6	56,6	56,5
Amazonas	AM-076	PALMEIRAS		3,8	3,6	3,5	3,5	3,5
Amazonas	AM-077	PARAUÁ		76,1	76,0	75,9	75,8	75,6
Amazonas	AM-078	PARINTINS ¹	abr/23	Interligado				
Amazonas	AM-079	PAUINI		15,7	15,5	15,3	15,3	15,3
Amazonas	AM-080	PEDRAS		48,9	48,8	48,6	48,4	48,2
Amazonas	AM-082	RIO PRETO DA EVA ¹	abr/23	Interligado				
Amazonas	AM-083	SACAMBU		69,7	69,6	69,5	69,4	69,4
Amazonas	AM-084	SANTA ISABEL DO RIO NEGRO		29,2	29,0	28,9	28,6	28,3
Amazonas	AM-085	SANTA RITA DO WELL		15,8	15,5	15,3	15,1	14,8
Amazonas	AM-086	SANTANA DO UATUMÃ		35,0	34,7	34,6	34,5	34,4
Amazonas	AM-087	SANTO ANTÔNIO DO IÇÁ		60,5	58,0	57,9	57,7	57,5
Amazonas	AM-088	SÃO GABRIEL DA CACHOEIRA		41,0	43,0	42,9	42,8	42,7
Amazonas	AM-089	SÃO PAULO DE OLIVENÇA		16,5	16,0	16,0	15,9	15,9
Amazonas	AM-090	SÃO SEBASTIÃO DO UATUMÃ		15,1	14,4	13,9	13,9	13,9
Amazonas	AM-091	SILVES	abr/23	Interligado				
Amazonas	AM-092	SUCUNDURI		32,0	31,5	31,3	31,2	31,1
Amazonas	AM-093	TABATINGA		40,3	39,9	39,9	39,8	39,8
Amazonas	AM-094	TAMANIQUEÁ		-	-	-	-	-
Amazonas	AM-095	TAPAUÁ		20,8	20,5	20,3	20,2	20,2
Amazonas	AM-096	TEFÉ		34,7	34,7	34,7	34,6	34,6
Amazonas	AM-097	TONANTINS		28,6	28,1	27,9	27,8	27,7
Amazonas	AM-098	TUIUÉ		37,2	36,8	36,7	36,7	36,6
Amazonas	AM-099	UARINI		39,4	39,2	39,2	39,2	39,2
Amazonas	AM-100	URUCARÁ		31,2	30,8	30,8	30,7	30,7
Amazonas	AM-101	URUCURITUBA		45,6	45,2	44,8	44,4	44,4
Amazonas	AM-102	VILA AMAZÔNIA		49,4	48,8	48,2	47,8	47,8
Amazonas	AM-103	VILA BITENCOURT		27,6	27,2	27,2	27,2	27,2
Amazonas	AM-104	VILA URUCURITUBA		42,0	41,7	41,6	41,6	41,5

APÊNDICE II - ÍNDICE DE PERDAS TOTAIS - HORIZONTE: 2023 A 2027

ENERGISA ACRE

Dados Gerais				Índice de perdas (%) = Perdas Totais / Carga Total				
Estado	Sigla da Localidade	Nome da Localidade	Previsão Interligação SIN	2023	2024	2025	2026	2027
Acre	AC-002	CRUZEIRO DO SUL	mar/25	8,3	8,4	6,4	Interligado	
Acre	AC-003	FEIJÓ	mai/23	9,2	Interligado			
Acre	AC-004	JORDÃO		8,9	8,8	9,2	9,5	9,7
Acre	AC-006	MARECHAL THAUMATURGO		16,2	15,9	15,7	15,6	15,6
Acre	AC-007	PORTO WALTER		15,4	15,7	16,2	16,5	16,6
Acre	AC-008	SANTA ROSA DO PURUS		19,0	18,8	18,6	18,4	18,2
Acre	AC-009	TARAUACÁ	mai/23	9,5	Interligado			

EQUATORIAL AMAPÁ (Antiga CEA)

Dados Gerais				Índice de perdas (%) = Perdas Totais / Carga Total				
Estado	Sigla da Localidade	Nome da Localidade	Previsão Interligação SIN	2023	2024	2025	2026	2027
Amapá	AP-003	OIAPOQUE		46,9	46,8	46,6	46,1	45,8

EQUATORIAL PARÁ

Dados Gerais				Índice de perdas (%) = Perdas Totais / Carga Total				
Estado	Sigla da Localidade	Nome da Localidade	Previsão Interligação SIN	2023	2024	2025	2026	2027
Pará	PA-001	AFUA	jan/24	31,89	Interligado			
Pará	PA-004	ANAJAS	jan/25	57,20	56,12	Interligado		
Pará	PA-005	AVEIRO	set/24	13,73	15,08	Interligado		
Pará	PA-009	CHAVES	jan/24	39,29	Interligado			
Pará	PA-010	COTIJUBA	set/23	38,81	Interligado			
Pará	PA-013	FARO	jan/25	15,07	14,67	Interligado		
Pará	PA-014	GURUPA	mai/26	54,99	54,46	53,74	57,52	Interligado
Pará	PA-015	JACAREACANGA	jan/26	29,91	29,16	28,55	Interligado	
Pará	PA-016	JURUTI	jan/23	Interligado				
Pará	PA-019	MUANA	jan/25	49,81	49,65	Interligado		
Pará	PA-021	OEIRAS DO PARA	jan/24	39,78	Interligado			
Pará	PA-024	PORTO DE MOZ	jan/25	51,76	50,51	Interligado		
Pará	PA-025	PRAINHA	jan/24	5,60	Interligado			
Pará	PA-027	SANTA CRUZ DO ARARI	jan/24	39,54	Interligado			
Pará	PA-030	SAO SEBASTIAO DA BOA VISTA	jan/25	50,43	49,38	Interligado		
Pará	PA-032	TERRA SANTA	jan/25	24,45	23,55	Interligado		
Pará	PA-035	CREPURIZAO	ago/26	16,00	15,50	15,00	14,50	Interligado
Pará	PA-036	AGUA BRANCA	ago/26	16,00	15,50	15,00	14,50	Interligado

NEOENERGIA PERNAMBUCO

Dados Gerais				Índice de perdas (%) = Perdas Totais / Carga Total				
Estado	Sigla da Localidade	Nome da Localidade	Previsão Interligação SIN	2023	2024	2025	2026	2027
Pernambuco	PE-001	FERNANDO DE NORONHA	-	6,2	6,0	4,8	3,6	3,3

APÊNDICE II - ÍNDICE DE PERDAS TOTAIS - HORIZONTE: 2023 A 2027

ENERGISA RONDÔNIA

Estado	Dados Gerais			Índice de perdas (%) = Perdas Totais / Carga Total				
	Sigla da Localidade	Nome da Localidade	Previsão Interligação SIN	2023	2024	2025	2026	2027
Rondônia	RO-002	CALAMA		34,8	34,9	35,0	35,1	35,2
Rondônia	RO-004	CONCEIÇÃO DA GALERA		37,6	37,6	37,6	37,6	37,6
Rondônia	RO-007	DEMARCAÇÃO		34,4	34,1	34,1	34,2	34,2
Rondônia	RO-009	IZIDOLÂNDIA		36,6	36,5	36,4	36,3	36,2
Rondônia	RO-011	MAICI		36,6	36,6	36,5	36,4	36,3
Rondônia	RO-012	NAZARÉ		36,1	36,4	36,5	36,6	36,5
Rondônia	RO-014	PACARANÃ	dez/22	Interligado				
Rondônia	RO-015	PEDRAS NEGRAS		35,7	35,4	35,2	34,9	34,8
Rondônia	RO-016	ROLIM DE MOURA DO GUAPO		34,2	34,4	34,5	34,6	34,8
Rondônia	RO-017	SANTA CATARINA		35,7	35,3	35,1	35,0	35,0
Rondônia	RO-018	SÃO CARLOS		37,1	37,1	37,2	37,2	37,2
Rondônia	RO-020	SURPRESA		35,8	36,0	36,1	36,2	36,3
Rondônia	RO-023	URUCUMACUÃ		30,7	31,1	31,5	31,8	32,1

VIBRA ENERGIA

Estado	Dados Gerais			Índice de perdas (%) = Perdas Totais / Carga Total				
	Sigla da Localidade	Nome da Localidade	Previsão Interligação SIN	2023	2024	2025	2026	2027
Pará	PA-101	ALCOA PORTO	mar/25	10,0	9,1	9,1	Interligado	
Pará	PA-102	ALCOA BENEFICIAMENTO	mar/25	10,0	9,1	9,1	Interligado	

APÊNDICE II - ÍNDICE DE PERDAS TOTAIS - HORIZONTE: 2023 A 2027



RORAIMA ENERGIA

Dados Gerais						Índice de perdas (%) = Perdas Totais / Carga Total				
Estado	Sigla da Localidade	Nome da Localidade	Previsão SIN, Interconexão ou via Programa	Localidade interconexão	Programa Universalização	2023	2024	2025	2026	2027
Roraima	RR-001	ALTO ALEGRE	set/25	SIST. BOA VISTA		27,0	26,7	26,3	Interligado	
Roraima	RR-002	AMAJARI				13,2	12,7	12,3	11,9	11,4
Roraima	RR-003	BONFIM	set/25	SIST. BOA VISTA		22,6	22,2	21,8	Interligado	
Roraima	RR-004	CARACARAÍ	set/25	SIST. BOA VISTA		28,3	27,9	27,6	Interligado	
Roraima	RR-006	MUCAJÁÍ	set/25	SIST. BOA VISTA		21,7	21,3	20,9	Interligado	
Roraima	RR-007	NORMANDIA	set/25	SIST. BOA VISTA		20,8	20,4	20,0	Interligado	
Roraima	RR-008	PACARAIMA				13,0	12,5	12,1	11,7	11,2
Roraima	RR-009	RORAINÓPOLIS	set/25	SIST. BOA VISTA		26,0	25,7	25,3	Interligado	
Roraima	RR-010	SANTA MARIA DO BOIAÇÚ	dez/24		MLA	4,4	2,2	Programa MLA		
Roraima	RR-011	SÃO JOÃO DA BALIZA				23,3	22,0	21,6	21,2	20,8
Roraima	RR-012	SURUMÚ	dez/22	PACARAIMA	LPT	Programa LPT				
Roraima	RR-013	UIRAMUTÁ				32,3	21,6	21,2	20,9	20,5
Roraima	RR-019	ÁGUA FRIA	dez/24		MLA	100	100	Programa MLA		
Roraima	RR-022	COM. IND. ARAÇÁ DE NORMANDIA	dez/22		LPT	Programa LPT				
Roraima	RR-023	BOCA DA MATA	dez/22	PACARAIMA	LPT	Programa LPT				
Roraima	RR-027	COM. IND. MARACANÃ	dez/22	UIRAMUTÁ	LPT	Programa LPT				
Roraima	RR-029	COM. IND. OLHO D'ÁGUA	dez/22	NORMANDIA	LPT	Programa LPT				
Roraima	RR-030	COM. IND. SANTA ROSA	dez/22	PACARAIMA	LPT	Programa LPT				
Roraima	RR-033	COM. IND. COBRA	dez/24		MLA	100	100	Programa MLA		
Roraima	RR-034	COM. IND. XIXUAÚ	dez/22		MLA	Programa MLA				
Roraima	RR-035	COM. IND. SOMA	dez/24		MLA	100	100	Programa MLA		
Roraima	RR-036	COM. IND. ENTRONCAMENTO	dez/22	PACARAIMA	LPT	Programa LPT				
Roraima	RR-037	LAGO GRANDE	dez/22	CARACARAÍ	LPT	Programa LPT				
Roraima	RR-039	COM. IND. CATUAL	dez/24		MLA	100	100	Programa MLA		
Roraima	RR-041	COM. IND. DO CAJÚ	dez/24		MLA	100	100	Programa MLA		
Roraima	RR-042	COM. IND. DO CANAVIAL	dez/22	NORMANDIA	LPT	Programa LPT				
Roraima	RR-043	COM. IND. CONGRESSO	dez/22	NORMANDIA	LPT	Programa LPT				
Roraima	RR-044	COM. IND. DO GAVIÃO	dez/22	NORMANDIA	LPT	Programa LPT				
Roraima	RR-046	COM. IND. DO TICOÇA	dez/22	UIRAMUTÁ	LPT	Programa LPT				
Roraima	RR-047	COM. IND. DO JATAPUZINHO	dez/24		MLA	100	100	Programa MLA		
Roraima	RR-049	COM. IND. DO PERDIZ	dez/22	PACARAIMA	LPT	Programa LPT				
Roraima	RR-053	PANACARICA	dez/22		MLA	Programa MLA				
Roraima	RR-054	SACAÍ	dez/22		MLA	Programa MLA				
Roraima	RR-055	SAMAÚMA	dez/22		MLA	Programa MLA				
Roraima	RR-056	SANTA MARIA DO XERUINIM	dez/22		MLA	Programa MLA				
Roraima	RR-057	SANTA MARIA VELHA	dez/22		MLA	Programa MLA				
Roraima	RR-058	S. FRANCISCO DO BAIXO RIO BRANCO	dez/22		MLA	Programa MLA				
Roraima	RR-059	SOCÓ	dez/22	UIRAMUTÁ	LPT	Programa LPT				
Roraima	RR-060	VILA TANAUÁÚ	dez/22		MLA	Programa MLA				
Roraima	RR-061	VILA TERRA PRETA	dez/22		MLA	Programa MLA				
Roraima	RR-062	VILA CACHOEIRINHA	dez/22		MLA	Programa MLA				
Roraima	RR-063	VILA CAICUBI	dez/22		MLA	Programa MLA				
Roraima	RR-064	VILA DONA COTA	dez/22		MLA	Programa MLA				
Roraima	RR-065	VILA FLORESTA	dez/22		MLA	Programa MLA				
Roraima	RR-066	VILA ITAQUERA	dez/22		MLA	Programa MLA				
Roraima	RR-067	VILA MILAGRE	dez/22	NORMANDIA	LPT	Programa LPT				
Roraima	RR-068	VILA MUTUM	dez/22	UIRAMUTÁ	LPT	Programa LPT				
Roraima	RR-069	VILA REMANSO	dez/22		MLA	Programa MLA				
Roraima	RR-070	SÃO PEDRO	dez/22		MLA	Programa MLA				
Roraima	RR-071	WAY WAY SAMAÚMA	dez/24		MLA	100	100	Programa MLA		
Roraima	RR-074	COM. IND. MARUWAI	dez/22	PACARAIMA	LPT	Programa LPT				
Roraima	RR-075	COM. IND. CARAPARU IV	dez/24		MLA	100	100	Programa MLA		
Roraima	RR-077	COM. IND. MARACÁ	dez/24		MLA	100	100	Programa MLA		
Roraima	RR-079	COM. IND. NOVA ALIANÇA	dez/22	UIRAMUTÁ	LPT	Programa LPT				
Roraima	RR-080	COM. IND. SOROCAIMA	dez/22	PACARAIMA	LPT	Programa LPT				
Roraima	RR-081	COM. IND. SOROCAIMA II	dez/22	PACARAIMA	LPT	Programa LPT				
Roraima	RR-082	COM. IND. GUARIBA	dez/22	PACARAIMA	LPT	Programa LPT				
Roraima	RR-083	COM. IND. CARAPARU III	dez/24		MLA	100	100	Programa MLA		
Roraima	RR-084	COM. IND. BANANAL	dez/22	PACARAIMA	LPT	Programa LPT				
Roraima	RR-085	COM. IND. INGARUMÃ	dez/22	PACARAIMA	LPT	Programa LPT				
Roraima	RR-086	VILA BELA VISTA	dez/24		MLA	100	100	Programa MLA		

RORAIMA ENERGIA

Dados Gerais						Índice de perdas (%) = Perdas Totais / Carga Total				
Estado	Sigla da Localidade	Nome da Localidade	Previsão SIN, Interconexão ou via Programa	Localidade interconexão	Programa Universalização	2023	2024	2025	2026	2027
Roraima	RR-087	COM. IND. MATURUCA	dez/22	UIRAMUTÃ	LPT	Programa LPT				
Roraima	RR-088	COM. IND. MONTE MURIÁ I	dez/22		MLA	Programa MLA				
Roraima	RR-089	COM. IND. MONTE MURIÁ II	dez/24		MLA	100	100	Programa MLA		
Roraima	RR-090	COM. IND. PEDRA PRETA	dez/24		MLA			Programa MLA		
Roraima	RR-091	COM. IND. ENSEADA	dez/22	UIRAMUTÃ	LPT	Programa LPT				
Roraima	RR-092	COM. IND. SANTA CREUZA	dez/24		MLA	100	100	Programa MLA		
Roraima	RR-093	COM. IND. PEDRA BRANCA	dez/22	UIRAMUTÃ	LPT	Programa LPT				
Roraima	RR-094	COM. IND. NOVA JERUSALEM	dez/22	UIRAMUTÃ	LPT	Programa LPT				
Roraima	RR-095	COM. IND. SERRA DO SOL	dez/24		MLA			Programa MLA		
Roraima	RR-097	COM. IND. SABIÁ	dez/22	PACARAIMA	LPT	Programa LPT				
Roraima	RR-099	COM. IND. FELIZ ENCONTRO	dez/22	NORMANDIA	LPT	Programa LPT				
Roraima	RR-100	BOA VISTA	set/25	SIN		9,5	9,2	8,8	Interligado	

Notas:

- (1) Paras localidades com índice de perdas igual a 100%, a Roraima Energia não enviou dados de consumo justificando que são sistemas pequenos, com baixo consumo e de difícil acesso e, por isso, não há faturamento.
- (2) Não foram enviadas as projeções de mercado para as Comunidades Indígenas Pedra Preta e Serra do Sol.

APÊNDICE III - CARGA, DEMANDA, DÉFICIT DE ENERGIA E BALANÇO DE DEMANDA - HORIZONTE: 2023 A 2027



AMAZONAS ENERGIA

Estado	Dados Gerais			Carga (MWh) = Consumo + Suprimento + Perdas					Demanda (kW)					Déficit de Energia ² (MWh)					Déficit de Potência ³ (kW)				
	Sigla da Localidade	Nome da Localidade	Previsão Interligação SIN	2023	2024	2025	2026	2027	2023	2024	2025	2026	2027	2023	2024	2025	2026	2027	2023	2024	2025	2026	2027
AMAZONAS ENERGIA	AM-070	NHAMUNDÁ		15.780	16.718	17.219	17.736	18.268	2.782	2.865	2.937	3.010	3.085	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AMAZONAS ENERGIA	AM-071	NOVA OLINDA DO NORTE		32.571	33.549	34.555	35.419	36.304	5.832	5.949	6.068	6.189	6.313	-	-	-	Término Contrato PIE	-	-	-	-	-	-
AMAZONAS ENERGIA	AM-072	NOVO AIRÃO		22.423	23.096	23.789	24.431	25.091	3.992	4.128	4.264	4.405	4.550	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AMAZONAS ENERGIA	AM-073	NOVO ARIPUANÁ		23.725	24.437	25.096	25.724	26.367	5.897	4.777	4.896	5.018	5.143	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AMAZONAS ENERGIA	AM-074	NOVO CÉU		15.995	16.475	16.969	17.478	17.915	2.760	3.102	3.201	3.303	3.409	-4.083	-4.563	-5.057	-5.566	-6.003	-	-	-	-	-
AMAZONAS ENERGIA	AM-075	NOVO REMANSO		40.961	45.046	47.073	49.192	51.405	7.814	9.221	9.574	9.947	10.524	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AMAZONAS ENERGIA	AM-076	PALMEIRAS		491	506	521	536	551	89	92	96	100	104	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AMAZONAS ENERGIA	AM-077	PARAUÁ		1.419	1.462	1.506	1.544	1.582	306	285	296	307	319	-243	-286	-330	-368	-406	-	-	-	-	-
AMAZONAS ENERGIA	AM-078	PARINTINS	abr/23	Interligado					Interligado					Interligado					Interligado				
AMAZONAS ENERGIA	AM-079	PAUINI		10.425	10.738	11.060	11.392	11.734	1.818	1.880	1.942	2.006	2.072	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AMAZONAS ENERGIA	AM-080	PEDRAS		2.167	2.232	2.288	2.345	2.404	389	368	381	394	406	-	-	-	Término Contrato PIE	-	-	-	-	-	-
AMAZONAS ENERGIA	AM-082	RIO PRETO DA EVA	abr/23	Interligado					Interligado					Interligado					Interligado				
AMAZONAS ENERGIA	AM-083	SACAMBU		1.530	1.576	1.616	1.656	1.697	308	318	328	338	348	-223	-269	-309	-349	-390	-	-	-	-	-
AMAZONAS ENERGIA	AM-084	SANTA ISABEL DO RIO NEGRO		9.482	9.766	10.059	10.311	10.568	1.560	1.583	1.607	1.631	1.655	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AMAZONAS ENERGIA	AM-085	SANTA RITA DO WELL		3.191	3.277	3.365	3.456	3.543	628	644	660	677	694	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AMAZONAS ENERGIA	AM-086	SANTANA DO UATUMÃ		781	804	828	853	878	135	138	141	144	147	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AMAZONAS ENERGIA	AM-087	SANTO ANTÔNIO DO IÇÁ		18.562	20.274	20.882	21.404	21.940	3.261	3.464	3.568	3.675	3.785	-1.279	-2.991	-3.599	-4.121	-4.657	-	-	-	-	-
AMAZONAS ENERGIA	AM-088	SÃO GABRIEL DA CACHOEIRA		45.361	46.493	47.748	49.037	50.361	8.024	7.804	8.103	8.419	8.672	-	-	-889	-2.178	-3.502	-	-	-	-	-
AMAZONAS ENERGIA	AM-089	SÃO PAULO DE OLIVENÇA		14.797	15.241	15.698	15.980	16.268	2.778	2.886	2.982	3.042	3.103	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AMAZONAS ENERGIA	AM-090	SÃO SEBASTIÃO DO UATUMÃ		9.691	9.934	10.182	10.365	10.552	1.676	1.741	1.799	1.835	1.872	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AMAZONAS ENERGIA	AM-091	SILVES	abr/23	Interligado					Interligado					Interligado					Interligado				
AMAZONAS ENERGIA	AM-092	SUCUNDURI		1.306	1.345	1.386	1.411	1.436	282	293	303	309	315	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AMAZONAS ENERGIA	AM-093	TABATINGA		75.425	77.688	80.018	81.459	82.925	12.855	13.355	13.800	14.076	14.358	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AMAZONAS ENERGIA	AM-094	TAMANIQUEÁ ¹		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AMAZONAS ENERGIA	AM-095	TAPAUÁ		16.519	16.998	17.491	17.806	18.127	2.949	3.064	3.166	3.229	3.294	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AMAZONAS ENERGIA	AM-096	TEFÉ		108.159	111.404	114.746	116.812	118.914	19.099	19.842	20.503	20.913	21.331	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AMAZONAS ENERGIA	AM-097	TONANTINS		11.102	11.436	11.779	11.991	12.206	2.374	2.433	2.494	2.544	2.595	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AMAZONAS ENERGIA	AM-098	TUIUÉ		2.422	2.494	2.569	2.615	2.663	484	503	520	530	541	-227	-299	-374	-420	-468	-	-	-	-	-
AMAZONAS ENERGIA	AM-099	UARINI		13.216	13.613	14.021	14.274	14.531	2.251	2.339	2.417	2.465	2.514	-	-	-	-76	-333	-	-	-	-	-
AMAZONAS ENERGIA	AM-100	URUCARÁ		18.768	19.331	19.910	20.269	20.634	3.244	3.370	3.482	3.552	3.623	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AMAZONAS ENERGIA	AM-101	URUCURITUBA		22.304	22.549	22.797	23.048	23.302	4.110	4.163	4.217	4.272	4.328	-4.097	-4.342	Término Contrato PIE	-	-	Término Contrato PIE	-	-	-	-
AMAZONAS ENERGIA	AM-102	VILA AMAZÔNIA		8.807	8.904	9.001	9.100	9.201	1.816	1.887	1.950	1.989	2.029	-	-	Término Contrato PIE	-	-	Término Contrato PIE	-	-	-	-
AMAZONAS ENERGIA	AM-103	VILA BITENCOURT		623	642	661	673	685	473	487	502	511	520	-	-	-	-	-	-	-	-2	-11	-20
AMAZONAS ENERGIA	AM-104	VILA URUCURITUBA		1.050	1.081	1.114	1.134	1.154	187	193	199	203	207	-	-	-4	-24	-44	-	-	-	-	-

Nota:
 (1) Localidades para as quais a distribuidora não apresentou as informações do planejamento
 (2) Déficit observado em relação ao valor de energia contratada em leilão
 (3) Apresentando o valor de déficit em reação ao valor de potência contratada em leilão

APÊNDICE III - CARGA, DEMANDA, DÉFICIT DE ENERGIA E BALANÇO DE DEMANDA - HORIZONTE: 2023 A 2027



ENERGISA ACRE

Dados Gerais				Carga (MWh) = Consumo + Suprimento + Perdas					Demanda (kW)					Déficit de Energia (MWh)					Déficit de Potência (kW)					
Estado	Sigla da Localidade	Nome da Localidade	Previsão Interligado SIN	2023	2024	2025	2026	2027	2023	2024	2025	2026	2027	2023	2024	2025	2026	2027	2023	2024	2025	2026	2027	
Acre	AC-002	CRUZEIRO DO SUL	março-25	181.827	187.987	46.662	Interligado		31.251	32.317	30.738				-	-	-46.662	Interligado		-	-	-30.738	Interligado	
Acre	AC-003	FEIJÓ	maio-23	9.975	Interligado				3.875	Interligado				-	Interligado				-	Interligado				
Acre	AC-004	JORDÃO		3.288	3.442	3.595	3.746	3.896	596	624	652	679	707	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Acre	AC-006	MARECHAL THAUMATURGO		7.788	8.109	8.421	8.725	9.022	1.394	1.455	1.516	1.577	1.638	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Acre	AC-007	PORTO WALTER		6.336	6.651	6.962	7.270	7.575	1.201	1.255	1.308	1.360	1.413	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Acre	AC-008	SANTA ROSA DO PURUS		2.577	2.654	2.731	2.807	2.884	546	563	580	597	614	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Acre	AC-009	TARAUACÁ	maio-23	12.924	Interligado				5.271	Interligado				-	Interligado				-	Interligado				

APÊNDICE III - CARGA, DEMANDA, DÉFICIT DE ENERGIA E BALANÇO DE DEMANDA - HORIZONTE: 2023 A 2027



EQUATORIAL AMAPÁ (Antiga CEA)

Dados Gerais				Carga (MWh) = Consumo + Suprimento + Perdas					Demanda (kW)					Déficit de Energia (MWh)					Déficit de Potência (kW)				
Estado	Sigla da Localidade	Nome da Localidade	Previsão Interligação SIN	2023	2024	2025	2026	2027	2023	2024	2025	2026	2027	2023	2024	2025	2026	2027	2023	2024	2025	2026	2027
Amapá	AP-003	OIAPOQUE		48.036	48.546	49.206	49.738	50.376	7.622	7.991	8.100	8.187	8.292	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Nota:

(1) Para o ano de 2022, a distribuidora Equatorial Amapá encaminhou somente os dados da localidade Oiapoque, diferentemente do ciclo 2021 que constavam 22 localidades isoladas.

APÊNDICE III - CARGA, DEMANDA, DÉFICIT DE ENERGIA E BALANÇO DE DEMANDA - HORIZONTE: 2023 A 2027
EQUATORIAL PARÁ

Dados Gerais				Carga (MWh) = Consumo + Suprimento + Perdas					Demanda (kW)					Déficit de Energia (MWh)					Déficit de Potência (kW)				
Estado	Sigla da Localidade	Nome da Localidade	Previsão Interligado SIN	2023	2024	2025	2026	2027	2023	2024	2025	2026	2027	2023	2024	2025	2026	2027	2023	2024	2025	2026	2027
Pará	PA-001	AFUA	jan/24	14.960	Interligado				2.451	Interligado				-	Interligado				-	Interligado			
Pará	PA-004	ANAJAS	jan/25	18.082	19.317	Interligado			2.824	2.993	Interligado			-	-	Interligado			-56	-226	Interligado		
Pará	PA-005	AVEIRO	set/24	3.545	2.408	Interligado			923	621	Interligado			-358	-	Interligado			-163	-	Interligado		
Pará	PA-009	CHAVES	jan/24	4.706	Interligado				713	Interligado				-321	Interligado				-	Interligado			
Pará	PA-010	COTIJUBA	set/23	4.492	Interligado				1.425	Interligado				-	Interligado				-	Interligado			
Pará	PA-013	FARO	jan/25	7.455	7.968	Interligado			1.271	1.328	Interligado			-	-	Interligado			-	-	Interligado		
Pará	PA-014	GURUPA ¹	mai/26	20.286	21.574	22.922	7.361	Interligado	3.375	3.579	3.791	3.416	Interligado	-	-	-	-	Interligado	-	-83	-295	-	Interligado
Pará	PA-015	JACAREACANGA	jan/26	22.963	25.336	27.927	Interligado		3.720	4.093	4.499	Interligado		-	-	-	Interligado	-475	-848	-1.254	Interligado		
Pará	PA-016	JURUTI	jan/23	Interligado				Interligado				Interligado				Interligado							
Pará	PA-019	MUANA	jan/25	24.294	26.151	Interligado			3.896	4.149	Interligado			-	-	Interligado			-61	-314	Interligado		
Pará	PA-021	OEIRAS DO PARA	jan/24	17.155	Interligado				2.758	Interligado				-	Interligado				-	Interligado			
Pará	PA-024	PORTO DE MOZ	jan/25	29.099	30.822	Interligado			4.584	4.842	Interligado			-	-	Interligado			-	-	Interligado		
Pará	PA-025	PRAINHA	jan/24	13.521	Interligado				2.131	Interligado				-788	Interligado				-	Interligado			
Pará	PA-027	SANTA CRUZ DO ARARI	jan/24	4.911	Interligado				771	Interligado				-548	Interligado				-	Interligado			
Pará	PA-030	SAO SEBASTIAO DA BOA VISTA	jan/25	19.359	20.621	Interligado			3.051	3.240	Interligado			-	-	Interligado			-	-	Interligado		
Pará	PA-032	TERRA SANTA	jan/25	24.108	25.436	Interligado			4.405	4.634	Interligado			-	-	Interligado			-	-	Interligado		
Pará	PA-035	CREPURIZAO	ago/26	8.969	12.594	13.285	6.698	Interligado	2.446	2.601	2.753	2.601	Interligado	-	-	-	-	Interligado	-	-	-	-	Interligado
Pará	PA-036	AGUA BRANCA	ago/26	1.931	2.690	2.813	1.406	Interligado	527	556	583	546	Interligado	-	-	-	-	Interligado	-	-	-	-	Interligado

APÊNDICE III - CARGA, DEMANDA, DÉFICIT DE ENERGIA E BALANÇO DE DEMANDA - HORIZONTE: 2023 A 2027



VIBRA ENERGIA

Dados Gerais				Carga (MWh) = Consumo + Suprimento + Perdas					Demanda (kW)					Déficit de Energia (MWh)					Déficit de Potência (kW)				
Estado	Sigla da Localidade	Nome da Localidade	Previsão Interligação SIN	2023	2024	2025	2026	2027	2023	2024	2025	2026	2027	2023	2024	2025	2026	2027	2023	2024	2025	2026	2027
Pará	PA-101	ALCOA PORTO	março/2025	8.506	8.580	2.475	Interligado		3.000	3.000	2.700	Interligado		-	-	-	Interligado		-	-	-	Interligado	
Pará	PA-102	ALCOA BENEFICIAMENTO	março/2025	47.586	47.300	12.787	Interligado		7.000	7.000	7.000	Interligado		-	-	-	Interligado		-	-	-	Interligado	

APÊNDICE III - CARGA, DEMANDA, DÉFICIT DE ENERGIA E BALANÇO DE DEMANDA - HORIZONTE: 2023 A 2027



NEOENERGIA PERNAMBUCO

Dados Gerais				Carga (MWh) = Consumo + Suprimento + Perdas					Demanda (kW)					Déficit de Energia (MWh)					Déficit de Potência (kW)				
Estado	Sigla da Localidade	Nome da Localidade	Previsão Interligação SIN	2023	2024	2025	2026	2027	2023	2024	2025	2026	2027	2023	2024	2025	2026	2027	2023	2024	2025	2026	2027
Pernambuco	PE-001	FERNANDO DE NORONHA	-	29.837	30.390	32.162	33.486	35.035	5.040	5.307	5.599	5.855	6.051	-	-	-	-	-	-62	-329	-621	-877	-1.073

APÊNDICE III - CARGA, DEMANDA, DÉFICIT DE ENERGIA E BALANÇO DE DEMANDA - HORIZONTE: 2023 A 2027
RORAIMA ENERGIA

Dados Gerais						Carga (MWh) = Consumo + Suprimento + Perdas					Demanda (kW)					Déficit de Energia (MWh)					Déficit de Potência (kW)				
Estado	Sigla da Localidade	Nome da Localidade	Previsão SIN, Interconexão ou via Programa	Localidade interconexão	Programa Universalização	2023	2024	2025	2026	2027	2023	2024	2025	2026	2027	2023	2024	2025	2026	2027	2023	2024	2025	2026	2027
Roraima	RR-095	COM. IND. SERRA DO SOL	dez/24		MLA	0	0	Programa MLA			0	0	Programa MLA			-	-	Programa MLA			-	-	Programa MLA		
Roraima	RR-097	COM. IND. SABIÁ	dez/22	PACARAIMA	LPT	Programa LPT					Programa LPT					Programa LPT					Programa LPT				
Roraima	RR-099	COM. IND. FELIZ ENCONTRO	dez/22	NORMANDIA	LPT	Programa LPT					Programa LPT					Programa LPT					Programa LPT				
Roraima	RR-100	BOA VISTA	set/25	SIN		1.285.966	1.324.019	1.362.188	Interligado		229.247	236.107	242.957	Interligado		-	-	-	Interligado		-	-	-	Interligado	

Notas:

- (1) As localidades que fazem parte do Sistema Boa Vista são: Alto Alegre, Bonfim, Caracará, Mucajá, Normandia e Rorainópolis.
- (2) As localidades Amajari, Pacaraima, Uiramutã, Boca da Mata, Santa Maria do Boiaçu e Surumú tem contrato de locação com prazo findando em set/2024, mas que poderá ser aditado até o atendimento via programas de universalização (PLPT e MLA) ou da entrada em operação dos PIES vencedores do Leilão⁹ 003/2021.
- (3) Para Boa Vista é considerado o atendimento à carga e à demanda total do Sistema Boa Vista (Capital e localidades interconectadas)
- (4) MLA: Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica na Amazônia Legal - Mais Luz para a Amazônia
- (5) PLPT: Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – Luz para Todos