



GESEL

Grupo de Estudos do Setor Elétrico

UFRJ

Brasil: Transição Energética nos Sistemas Isolados

Nivalde de Castro
Nelson Hubner
George Alves Soares
Lillian Monteath
Maurício Moszkowicz
Vinicius Botelho
Camila Vieira

TDSE

Texto de Discussão do Setor Elétrico

Nº 107

janeiro de 2022
Rio de Janeiro



GESEL

Grupo de Estudos do Setor Elétrico

UFRJ

Texto de Discussão do Setor Elétrico N° 107

**BRASIL: Transição Energética
nos Sistemas Isolados**

Nivalde de Castro
Nelson Hubner
George Alves Soares
Lillian Monteath
Maurício Moszkowicz
Vinicius Botelho
Camila Vieira

ISBN: 978-65-86614-43-5

janeiro de 2022

SUMÁRIO

1. Introdução	3
2. Leilões de energia no SISOL	6
2. Histórico de Leis e Decretos.....	6
2.2 Leilões de Energia dos SISOL e seus resultados	8
3. Aprimoramentos dos aspectos regulatórios dos Leilões	12
3.1 Webinar com a EPE, MME e ANEEL	12
3.2 Webinar com ENEVA, ROVEMA e Brasil Bio Fuels -BBF.....	15
3.3 Síntese das conclusões dos Webinars.....	18
4. Análise Preliminar da Viabilidade de Inserção de Fontes Alternativas ao Diesel nos Sistemas Isolados utilizando o <i>software Homer Energy</i>	21
4.1 Simulações das Alternativas Propostas para Tapauá-AM.....	22
4.1.2 Configuração do estudo no Software Homer Energy.....	23
4.1.2.1 Premissas Gerais de Simulação.....	24
4.1.2.2 Modelagem da Carga de Tapauá no Homer Energy	26
4.1.2.3 Dimensionamento da Geração de Energia no Homer Energy.....	28
4.1.2.4 Casos de Simulação Propostos	33
4.2 Resultados das Simulações.....	35
4.2.1 Resultados das Simulações com a Geração Diesel na Base.....	35
4.2.1.1 Análise dos resultados da Inserção de Sistemas Fotovoltaicos sem bateria	36
4.2.1.2 Análise dos resultados da Inserção de Sistemas Fotovoltaicos com Bateria	39
4.2.2 Resultados das Simulações com a Geração Gás Natural na Base.....	41
4.2.2.1 Análise dos resultados da Inserção de Sistemas Fotovoltaicos sem bateria	42
4.2.2.2 Análise dos resultados da Inserção de Sistemas Fotovoltaicos com Bateria	44
4.2.3 Análise de Sensibilidade	45
4.3 Considerações Finais sobre os Resultados das Simulações Propostas.....	47
Considerações finais	48

1. Introdução

O processo irreversível de transição energética mundial com o objetivo primordial de reduzir de forma gradativa as emissões dos gases de efeito estufa tem sido pauta de vários acordos internacionais e vem tendo relevância crescente no cenário global. Os países vêm adotando políticas públicas, planos, programas e ações para atingir as metas de descarbonização. E observa-se, com um certo otimismo, decisões de antecipar o cumprimento das metas, como verificado na reunião do G7 realizada em junho no Reino Unido e aprofundadas na 26ª Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas (COP-26) realizada em Glasgow em 2021.

Um dado relevante é que o Brasil tem uma grande vantagem competitiva na corrida mundial da descarbonização, pelo fato do setor elétrico ter uma das matrizes mais renováveis do mundo (85%). E mesmo a matriz energética nacional situa-se, em termos de fontes renováveis, bem acima da média internacional. Segundo o estudo da EPE (2020) as projeções para 2030 sinalizam que dos 484 milhões de toneladas de emissões de GEE, menos de 10% corresponderá ao setor elétrico e quase 50% será de responsabilidade do setor de transportes.

Paradoxalmente o setor elétrico brasileiro (SEB) convive com uma contradição. Se por um lado, detém uma matriz elétrica composta predominantemente de fontes renováveis, num patamar que os países desenvolvidos planejam com o processo de descarbonização atingir em 2050, por outro lado, no tocante a região Amazônica, existe uma grande quantidade de localidades onde a energia elétrica é produzida por unidades termoelétricas a base de óleo Diesel, que são uma das maiores emissoras de GEE.

Esta contradição se estabeleceu devido basicamente à dimensão continental do Brasil, à infraestrutura de logística disponível e à dispersão da população brasileira nos estados do Amazonas, Roraima, Pará, Amapá e outros três estados, onde cerca de 3 milhões de brasileiros vivem em pequenas cidades que não estão

conectadas ao SIN - Sistema Interligado Nacional, constituindo aproximadamente 258 cidades e localidades denominadas por Sistemas Isolados (SISOL).

Segundo dados sistematizados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS, 2021) o consumo de energia elétrica do SISOL é inferior a 1% da carga do país, concentrando somente 1,4% do total da população brasileira, mas distribuído por um espaço territorial desproporcionalmente maior.

A energia elétrica produzida e consumida pelos Sistemas Isolados tem duas características ser cara e grande emissora de gases efeito estufa, envolvendo uma custosa logística de transporte por rios com forte sazonalidade, com alto consumo de combustíveis, de custo elevado e emissão de gases de efeito estufa (GEE). O problema é que o cenário do planejamento do SEB para os próximos anos não há previsão de interligação ao SIN para cerca de 200 destas localidades o que enfatiza a necessidade e importância econômica e ambiental de soluções para um melhor equacionamento destas duas variáveis.

Neste contexto e enquadramento analítico, a questão que se coloca é quais os caminhos tecnológicos, com sustentabilidade econômica, que podem ser considerados para promover a conversão da matriz elétrica do SISOL, trazendo benefícios econômicos, ambientais e de qualidade do suprimento.

Do ponto de vista tecnológico, há um crescente espaço para soluções híbridas, integrando geradores Diesel a painéis fotovoltaicos e sistemas de armazenamento com o uso de baterias. Estes sistemas, cujos custos vêm caindo em função do amadurecimento tecnológico e economias de escala produtiva, vêm se consolidando como cada vez mais promissores e viáveis economicamente. Adicionalmente, a alternativa da substituição de unidades geradoras a Diesel por gás natural se fortalece como vetor de energia firme, de menor custo e redução da emissão de GEE.

A descarbonização do SISOL apresenta cenários reais de implementação reforçada por um marco institucional com funções definidas e integradas e um marco regulatório que se encontra em rápida evolução. Os leilões de energia e seus editais direcionados para o SISOL são aspectos indutores de soluções *off Diesel* indicando se constituir como o principal instrumento de inovação para acelerar a descarbonização e a transição energética nos SISOL.

Nestes termos, o objetivo central deste estudo da série Textos de Discussão do Setor Elétrico do GESEL-UFRJ é analisar o processo de inovação regulatória focada nos SISOL, em especial a dinâmica dos leilões de geração, buscando encontrar possíveis aprimoramentos que possam subsidiar e respaldar o processo de transição energética da região Amazônica.

O estudo está estruturado em três capítulos, além da presente introdução. O capítulo 2 apresentando um contexto histórico das leis e decretos que regulamentam os SISOL e os resultados dos últimos leilões realizados. O capítulo 3 apresenta sugestões para possíveis aprimoramentos e inovações regulatórias derivadas e resultantes de uma série de webinars e entrevistas realizados com agentes do setor pela equipe de pesquisadores do GESEL-UFRJ. O capítulo 4 analisa uma comparação simplificada de soluções tecnológicas híbridas nos SISOL, a partir de simulações computacionais, utilizando o software Homer. Por fim, são formadas as conclusões gerais e finais do estudo indicando que as inovações regulatórias são um importante eficiente instrumento para o processo de transição energética da região Amazônica buscando reduzir gradativamente as emissões de GEE e custos da geração de energia elétrica, beneficiando a população destas localidades dispersas pela imensidão do Brasil.

2. Leilões de energia no SISOL

2.1 Histórico de Leis e Decretos

O arcabouço financeiro foi estabelecido pela criação, através da Lei nº 5.899, de 05 de julho de 1973, da Conta de Compra de Combustível (CCC), que reembolsa a diferença entre o custo de geração nos Sistemas Isolados e o custo médio da energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR médio) do Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa lei colabora na redução do preço da energia para os consumidores de regiões não interligadas, principalmente da Amazônia, por meio do compartilhamento do custo dos combustíveis com consumidores das regiões interligadas ao SIN.

A primeira regulamentação a respeito dos leilões dos sistemas isolados, a lei nº 12.111/2009, ficou conhecida como o Marco Regulatório dos Sistemas Isolados. Nessa lei foi instituído o atendimento da totalidade dos mercados por meio de licitação e contratação, na modalidade de concorrência ou leilão, a ser realizada, direta ou indiretamente, pela ANEEL. Até então os contratos eram assinados diretamente com as distribuidoras. A implantação desse Marco Regulatório beneficiou o SISOL, atribuindo maior eficiência energética e econômica pois obriga as distribuidoras a contratarem seu crescimento de mercado através de processos licitatórios, gerando concorrência de mercado.

O decreto nº 7.246/2010 regulamentou a lei nº 12.111/2009 e estabeleceu as condições para os leilões do SISOL. De acordo com esse decreto as distribuidoras devem apresentar seus projetos de referência, juntamente com a previsão de crescimento de mercado, para atender às diversas localidades. Ganhava o leilão quem propunha os projetos que melhor se encaixavam nos critérios de referência com o menor custo.

Embora este decreto abrisse a possibilidade do agente de geração, participante do leilão, optar por implantar projetos alternativos ao Diesel para a solução de suprimento, eles eram apresentados em uma etapa adicional, anterior à data

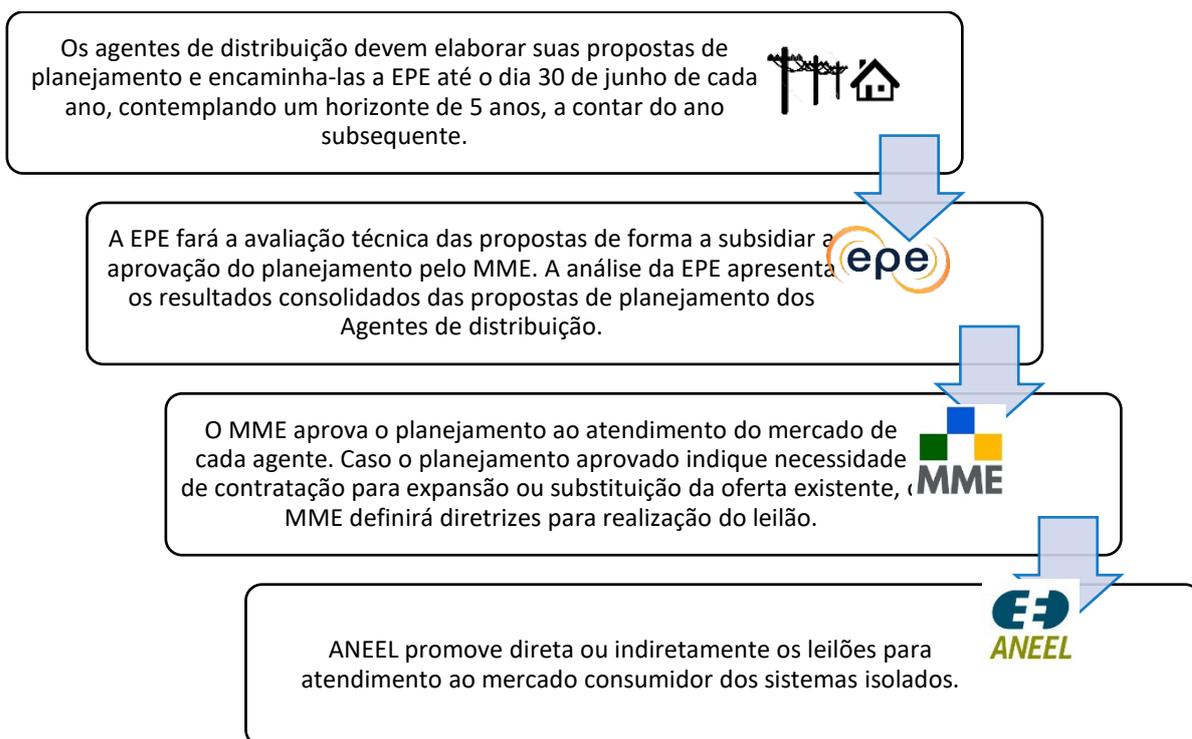
prevista para o leilão, reduzindo o prazo para elaboração desse tipo de projetos que geralmente demandam mais tempo para seu desenvolvimento.

Após sete anos de vigência desse decreto, constatou-se que a maioria dos projetos de referência das distribuidoras privilegiavam instalações de geração com base em óleo Diesel, induzindo a oferta deste tipo de solução, sendo que apenas uma pequena quantidade de projetos apresentou soluções alternativas.

Posteriormente, esse decreto foi alterado pelos decretos nº 9.047/2017 e nº 9.143/2017, regulamentados pela portaria nº 600/2010, onde os projetos de referência foram substituídos por soluções de suprimento. Conseqüentemente, os agentes de geração passaram a ter liberdade para propor o melhor projeto de geração para atender aos requisitos especificados, incluindo o crescimento previsto de carga.

Em 2018 a portaria MME nº 67/2018 foi publicada, substituindo a portaria em vigência, estabelecendo novas diretrizes para os leilões, reforçando o planejamento da expansão dos SISOL deve ser anual e de responsabilidade das distribuidoras de energia, sendo avaliado tecnicamente pela EPE para em seguida ser apresentada ao MME. A Figura 1 sintetiza a visão institucional instituída por essa portaria.

Figura 1 - Visão Geral do SISOL com base na Portaria MME 67/2018



Fonte: Elaboração própria baseada na Portaria MME nº 67/2018

Essa nova regulamentação foi um grande passo no processo da transição energética do SISOL na medida que criou um ambiente institucional que facilita a inserção de critérios que incentivem novas soluções de suprimento, que utilizam fontes alternativas de energia ou gás natural, concorram nos leilões.

2.2 Leilões de Energia dos SISOL e seus resultados

Até 2021 já foram realizados cinco leilões do SISOL, os três primeiros, de 2014 a 2016, foram regidos pela portaria nº 600/2010 onde era obrigatório a apresentação do projeto de referência da distribuidora.

Os resultados da potência contratada, o número de localidades atendidas e o deságio médio desses leilões estão apresentados na Tabela 1.

Apesar da predominância das UTE a Diesel, o mecanismo de contratação via leilões representou uma economia significativa para os consumidores.

Tabela 1 - Resultado leilões Sistemas Isolados: 2014, 2015 e 2016

(em MW, número de localidades e % dos deságios)

Leilões SISOL sob decreto nº7.246/2010			
	Potência Contratada (MW)	Localidades Atendidas	Deságio Médio
2014	66,2	19	11,30%
2015	62,9	19	7,60%
2016	576,8	110	26,00%

Fonte: ANEEL

Os outros dois leilões foram realizados em 2019 e 2021, já sob vigência da portaria nº 67/18, proporcionaram a entrada de soluções de suprimento que utilizam fontes renováveis de energia.

Os resultados da potência contratada, o número de localidades atendidas, os deságios médios dos leilões estão apresentados na Tabela 2 e o percentual de tipos de fontes contratadas constam do Gráfico 1.

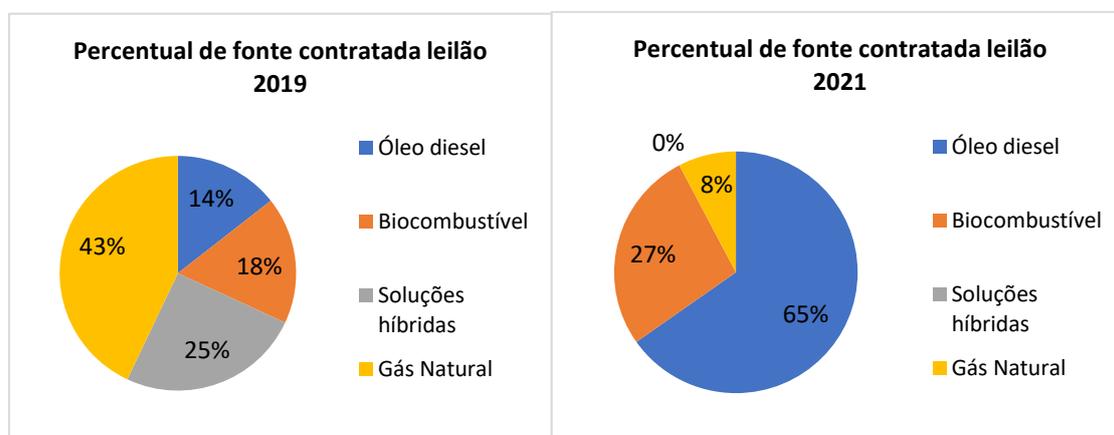
Tabela 2 - Resultado leilões Sistemas Isolados: 2019 e 2021

(em MW, número de localidades e % dos deságios)

Leilões SISOL sob portaria nº67/18			
	Potência Contratada (MW)	Localidades Atendidas	Deságio Médio
2019	294	9	22,70%
2021	127	23	19,40%

Fonte: ANEEL

Gráfico 1- Quantidade de energia contratada por tipo de fonte nos leilões de 2019 e 2021.



Fonte: Elaboração própria com dados da EPE.

Destaca-se, dentre os projetos contratados no leilão de 2019 o de atendimento à Roraima. Trata-se da UTE Jaguatirica II, a gás natural, com potência de 140MW, pertencente ao grupo Eneva. Esta planta permitirá atender cerca de 70% do consumo total de Roraima, com investimentos da ordem de R\$ 1,9 bilhão.

O projeto articula a disponibilidade de gás do campo de Azulão, também do grupo Eneva, localizado no estado do Amazonas, a 1.100 km de distância de Boa Vista. O gás será liquefeito no *gate* de extração e transportado em caminhões com isotanques até Boa Vista, onde será regaseificado para acionar as turbinas da UTE Jaguatirica II.

O preço de referência de Jaguatirica II no leilão foi de R\$ 798,17/MWh, inferior aos de R\$ 1.100/MWh atualmente praticados em sistemas Diesel. O projeto representa uma importante inovação, abrindo a possibilidade de ser replicado em outras cidades e regiões do SISOL.

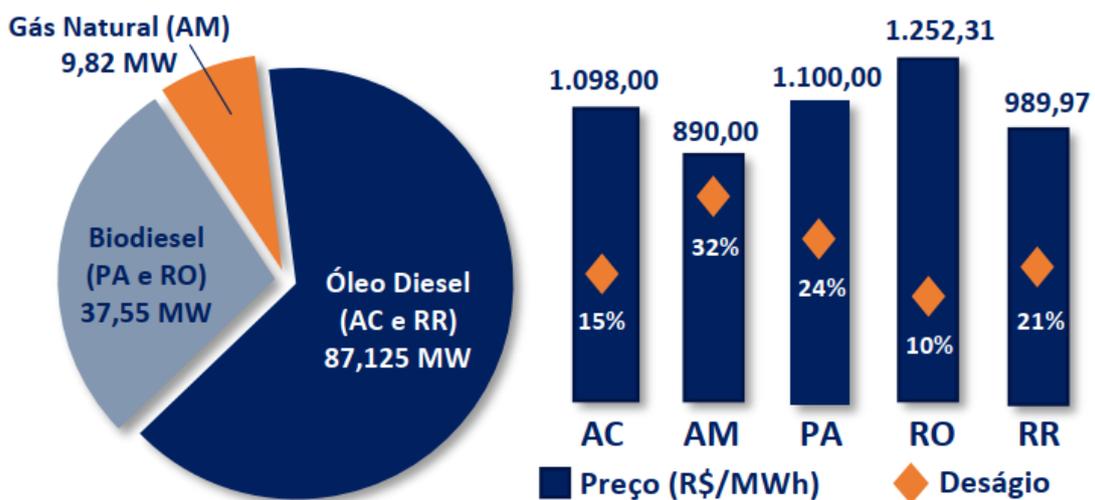
O leilão realizado no ano de 2021 mostrou avanços por conta do prazo de suprimento estendido para soluções renováveis e a gás (180 meses), sendo 60 meses para as demais fontes, com exceção dos lotes do Acre e do Pará, onde os prazos foram de 28 e 46 meses respectivamente devido à perspectiva de

interligação ao SIN. Nesse leilão, foram contemplados sistemas para 23 localidades de cinco estados: Acre, Amazonas, Pará, Rondônia e Roraima.

A potência nominal final contratada foi de 127,75 MW com o valor médio da energia a R\$1079/MWh, considerado um preço final abaixo da média praticada nos sistemas isolados. A potência nominal por fonte, os preços finais e os deságios são mostrados no Gráfico 2. Destaca-se o menor valor da energia contratada (R\$ 890/MWh) para o lote do Amazonas que utilizou como fonte o gás natural.

Gráfico 2- Potência Nominal por fonte e Preço Final e Deságio por lote

(em MW, R\$/MWh e % de deságio)



Fonte: EPE

3. Aprimoramentos dos aspectos regulatórios dos Leilões

O GESEL organizou e promoveu dois seminários virtuais (webinars dias 20 e 27 de agosto) com o objetivo de debater temas associados à transição energética dos SISOL. O primeiro com a presença de representantes do marco institucional do SEB responsáveis pela formulação da política energética (MME), planejamento (EPE) e regulação (ANEEL). O segundo webinar teve a participação de expositores de empresas que participaram dos leilões de energia dos SISOL: Grupo ENEVA, Grupo Rovema e Brasil Bio Fuels -BBF. O objetivo central deste evento foi compreender as visões dos diversos agentes econômicos podem contribuir para acelerar a descarbonização da matriz energética da região Amazônica.

3.1 Webinar com a EPE, MME e ANEEL¹

Com a participação de representantes do marco institucional do SEB, o primeiro webinar, realizado em 20 de agosto de 2021, teve como objetivo compreender as premissas de planejamento e de regulação do fornecimento de energia para estes sistemas e mapear as ações vigentes e futuras para contribuir com a almejada transição energética, estimulando o debate e a busca por lacunas passíveis de aprimoramento. Foi consenso, entre os expositores e debatedores que houve fortalecimento do arcabouço regulatório com o Decreto nº 9047/2017 que reformulou o formato de contratação para o atendimento, com a eliminação da exigência do projeto de referência que servia de base para as condições dos leilões. Adicionalmente, outros instrumentos regulatórios complementares foram publicados, fortalecendo o arcabouço institucional no âmbito da EPE, ONS e CCEE.

¹ Vídeo integral do evento está disponível em:
https://www.youtube.com/watch?v=7MV_VIEwUF4

Outro ponto examinado pelos expositores foi a importância de equilibrar a inclusão das soluções renováveis ou híbridas com os custos da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC). O objetivo central é buscar a substituição de óleo Diesel e as interligações de algumas localidades promovendo concomitantemente com a redução da CCC, cujo valor total foi estimado em R\$ 9 bilhões para 2021 dos quais cerca de R\$ 7 bilhões se referem ao custo dos combustíveis e que é paga por todos os consumidores do SIN. A sub-rogação da CCC instituída pelo Decreto 7243/2010 foi considerada um avanço, sendo elegível os empreendimentos que promovam a redução do dispêndio atual ou futuro da CCC dos SISOL. O representante da ANEEL ressaltou que a Nota Técnica nº 044/2020 subsidiou a determinação da Diretoria da agência que passou a exigir:

- i. Realização de diagnósticos do parque gerador;
- ii. Elaboração de um plano de ação para ampliação da eficiência energética; e
- iii. Análises das possíveis sub-rogações.

Espera-se que os resultados destas análises promovam maior eficácia na utilização dos recursos da CCC.

Na ótica da sustentabilidade financeira, foram discutidas as possibilidades do estabelecimento de um maior prazo de contratação para empreendimentos que utilizem fontes renováveis e a manutenção da contratação de fontes renováveis e a gás natural mesmo após a interligação de uma localidade ao SIN. Estas propostas não encontraram receptividade por serem consideradas um duplo incentivo.

Nas discussões que se seguiram sobre como alterar os contratos existentes para motivar o investidor a promover a substituição de parque a Diesel por fontes renováveis ou gás, foi esclarecido que nos contratos atuais esta substituição é permitida, podendo ser sub-rogada pela CCC. No entanto, foram levantados fatores desmotivadores notadamente a limitação nesses contratos da contratação

de 5 anos para fontes Diesel. Isto diminui sensivelmente o retorno de novos investimentos e podem até inviabilizá-los. A questão de alterações nos contratos antigos que têm prazos de contratação maiores continua em aberto e merece ser revisitada dado que os prazos maiores poderiam viabilizar soluções que garantam a redução da emissão de GEE.

Foi consenso entre os debatedores nesse primeiro seminário que as soluções de fornecimento de energia para os SISOL exigem mais tempo de desenvolvimento que aquelas voltadas para o SIN. A ausência de infraestrutura de transporte na Amazônia, as restrições de licenciamento, as localizações das cargas a serem supridas determinam especificidades para cada solução.

Ao longo do webinar, foram apresentadas iniciativas das entidades governamentais para promover o aperfeiçoamento do marco regulatório, com destaque para:

- i. A EPE apresentou novos estudos em fase de conclusão entre eles, destacam-se: Estudos para Inserção de Sistemas de Armazenamento nos Sistemas Isolados (EPE/STERNKOPF/GIZ 2021) e Modelos técnicos e econômicos de integração renovável em Sistemas Isolados (EPE/IESS/GIZ 2021) que tratam das soluções com armazenamento de energia ou híbridas e geraram recomendações para os próximos leilões.
- ii. A ANEEL promoveu duas consultas públicas, a saber, 067/2020 e 061/2020 que visaram colher informações para o aperfeiçoamento regulatório nestes sistemas. Suas contribuições estão em análise.
- iii. O MME indica a possibilidade de abrir consulta pública para a Portaria MME nº 67/18 que estabeleceu diretrizes do edital e sistemática dos leilões para o SISOL, no sentido de colher mais informações da sociedade para aperfeiçoamento dos certames.

Frente aos desafios da transição energética nos sistemas isolados, a atuação do marco institucional em especial a receptividade para novas sugestões se tornam essenciais para estimular e viabilizar o processo de transição energética nos sistemas isolados.

3.2 Webinar com ENEVA, ROVEMA e Brasil Bio Fuels -BBF²

O segundo seminário virtual, realizado em 27 de agosto de 2021, teve a participação de representantes de três grupos econômicos vencedores de leilões de 2019 e 2021 com os objetivos específicos examinar e sistematizar sugestões de aperfeiçoamento de novos leilões para os SISOL e analisar aspectos que podem potencializar o uso do gás natural e o biodiesel no processo de transição energética nos SISOL.

Em termos de expansão do uso do gás natural como elemento indutor da transição energética no SISOL, a representante da ENEVA apresentou o caso do Projeto Azulão-Jaguatirica que se sagrou vencedor no leilão de 2019 para ofertar energia elétrica para Boa Vista.

O projeto traz benefícios sistêmicos, pois é capaz de contemplar os requisitos de segurança energética e redução das emissões de GEE, a saber: reduz 35% das emissões de GEE e 99% das emissões NOx.

Além disso, o projeto é capaz de reduzir em até 43%, o custo da geração de energia elétrica do estado de Roraima. Mereceu destaque o fato do campo de azulão deter reservas certificadas de 5,9 bcm o que lhe dá condições efetivas de suprir a demanda de energia elétrica de outros sistemas isolados.

A Eneva está em negociação para explorar o campo de Urucu que exigirá novos investimentos ampliando assim a capacidade de atender outros sítios dos SISOL.

Os debatedores reforçaram o argumento que as soluções técnicas e comerciais para os SISOL demandam um tempo maior de desenvolvimento que as do Sistema Integrado Nacional. No SIN, o empreendedor desenvolve um projeto a partir de um potencial energético (como rio, radiação solar, vento, proximidade de combustível) e o projeto só se submete ao processo competitivo dos leilões

² Vídeo integral do evento está disponível em:
<https://www.youtube.com/watch?v=LLHf8AnVCZk>

quando possuir viabilidade econômica e financeira com base em tecnologias maduras e consagradas. No SISOL, o projeto começa a ser desenvolvido a partir da publicação da necessidade de energia nas localidades e tem um prazo exíguo de três a quatro meses até sua participação no certame. Duas sugestões foram indicadas:

- i. Aumentar a duração do período entre a publicação de demanda de energia e a data efetiva do leilão; e
- ii. Estabelecimento de uma maior previsibilidade dos leilões.

Estas sugestões possibilitariam um tempo adequado para que os agentes realizem os estudos necessários, que em geral são mais complexos, e busquem os fornecedores e parceiros no sentido de compor custos mais competitivos.

O prazo de contratação foi outro ponto muito discutido. O fato de que as soluções que envolvem geração solar, eólica, biocombustíveis e baterias geralmente demandam maior investimento faz com que o prazo de contratação seja uma variável crucial na viabilidade econômica destas propostas. Leilões com prazo de contratação curto favorecem à competitividade da geração à Diesel.

As principais indicações de aperfeiçoamento dos leilões elencadas pelos palestrantes foram:

- i. Aumento do prazo de contratação para 15 anos ou mais para soluções totalmente renováveis, mesmo em lugares com previsão de interligação. Esta sugestão lida com dois aspectos distintos. O primeiro visa tornar estas soluções tecnológicas mais competitivas devido ao aumento do prazo para amortização dos investimentos e o segundo impacta a utilização da CCC, mesmo com o sistema interligado. Ressalta-se que embora a manutenção destas fontes possa trazer melhoria no desempenho do fornecimento como maior confiabilidade do suprimento, ela impacta no equilíbrio financeiro da CCC, cuja redução é preocupação permanente do Governo Federal;

- ii. Considerar um projeto como renovável quando o índice de participação percentual na geração da energia global for superior a um determinado patamar. Esta proposta objetiva acelerar a penetração das soluções híbridas que passariam a ter o prazo de contratação (conforme recomendação do item anterior) utilizando Diesel como parte da solução;
- iii. Implantação de empreendimentos híbridos, com Diesel mais fonte renovável, sendo que a fonte renovável permaneceria contratada por um longo prazo, após a interligação do SISOL. Esta sugestão vai na linha de alavancar a difusão das soluções híbridas, mas recebe as mesmas considerações em relação à CCC.
- iv. Os empreendimentos a gás deveriam ser contratados por longo prazo independente do prazo de interligação permanecendo contratados após conectados ao SIN e passariam a ser despachados pela ordem do mérito. Esta sugestão favorece a aceleração do gás natural como elemento de transição para a descarbonização do SISOL. O aumento do prazo de contratação após a interligação, mais uma vez, tem como balizamento importante o equilíbrio da CCC. Um aperfeiçoamento desta sugestão poderia ser a venda da energia no ACL após a integração o que desoneraria a CCC.

Analisando-se os resultados do leilão de 2021, observa-se que o aumento do prazo de vigência dos contratos para fontes renováveis mostrou um avanço, mas não surtiu o efeito esperado. A maioria da potência total contratada foi composta por fontes emissoras de gases efeito estufa.

Este fato foi objeto de discussões nos dois webinars. No webinar envolvendo agentes governamentais, foi pontuada a questão que o leilão envolveu várias localidades que serão integradas em um futuro próximo, logo, com curto prazo de contratação, o que favoreceu a solução Diesel.

O representante do Grupo Rovema informou que no último leilão dos SISOL concorreu com três tipos de soluções: renováveis, a gás natural e a Diesel, sagrando-se vencedor, nas localidades de Cruzeiro do Sul, Feijó, Tarauacá que serão interligadas, com soluções à Diesel. Isto significa atender 167 mil habitantes, consumindo diariamente 200 mil litros de Diesel através de uma logística na qual os caminhões percorrem mais de 2.000 km até as usinas. Este exemplo indica a necessidade de mudanças regulatórias.

Em relação ao biodiesel, o representante da BBF enfatizou a missão da empresa de ocupar as áreas degradadas da floresta amazônica com uma cultura perene de oleaginosas para produzir óleo que substitua o óleo Diesel utilizado na geração térmica, que tem procedência distante do local de uso. Esta cultura não pode ser mecanizada, sendo assim, grande contratadora da mão de obra local, gerando renda para a população local. Além disto, quando considerado os custos de logística de transporte do Diesel e do gás, o biodiesel mostra-se bastante competitivo. A empresa está prevendo para 2022 a construção de uma planta de HVO (Hydrotreated Vegetable Oil) que transforma o óleo vegetal em Diesel, com as mesmas características técnicas, mas sem o enxofre e com uma redução significativa da emissão de gases efeito estufa. Esta característica possibilita a substituição do Diesel em várias outras aplicações, contribuindo de forma importante para a redução de gases de efeito estufa.

3.3 Síntese das conclusões dos Webinars

Os seminários virtuais realizados foram muito importantes e produtivos por apresentarem visões e posições em diferentes perspectivas demonstrando que os SISOL necessitam de inovações regulatórias, capazes de fornecer segurança aos investidores, permitindo reduzir os gastos com a CCC e, acima de tudo, acelerar o processo de transição energética.

Políticas sociais e de geração de renda poderiam ser agregadas nestas inovações. Para tanto, um planejamento diferenciado com editais dos leilões direcionados para estas políticas sociais são possíveis, associados com a complexidade das proposições de projetos inovadores, renováveis e competitivos para região amazônica. Adicionalmente, percebe-se que o gás natural e o óleo vegetal (biodiesel) são candidatos a assumir um importante papel no processo de transição energética.

Após a realização dos webinars que gerou um conjunto consistente de conhecimento para a equipe de pesquisadores do GESEL-UFRJ, foram realizadas entrevistas com representantes do marco institucional para aprofundar as propostas, ideias e subsídios formulados pelos agentes econômicos. Ao fim desta rodada de entrevistas foi possível depreender que algumas iniciativas têm maior probabilidade de ser implementada no curto prazo. Outras, por sua vez, demandam análises mais detalhadas para determinar sua viabilidade de implementação.

De forma sucinta, lista-se a seguir as principais sugestões, indicando que as três primeiras têm maiores possibilidades de serem implementadas nos próximos leilões.

- i. Período de tempo maior para elaboração e negociação das soluções tecnológicas a serem ofertadas nos leilões;
- ii. Publicação de calendário de leilões pelo MME, para possibilitar maior previsibilidade aos empreendedores;
- iii. Maior atenção na precificação do óleo Diesel;
- iv. Maior prazo de contratação para soluções renováveis;
- v. Inserção de soluções híbridas com participação das plantas a óleo Diesel;
- vi. Manutenção da contratação da fonte renovável ou a gás após a interligação.

Merece ser destacado um primeiro comprometimento da Secretaria de Planejamento Energético do Ministério de Minas e Energia de colocar em consulta pública a Portaria nº 67/2018 será um primeiro passo para o exame que deverá resultar em inovações regulatórias para que o processo de transição energética avance com redução de custos impactando positivamente a CCC.

Pontua-se que o consenso, detectado nas discussões, entre entidades governamentais, formuladores da política pública, e os empreendedores de que estes aprimoramentos devam promover a transição energética dos Sistemas Isolados por meio do aumento das soluções de suprimento de energia elétrica não Diesel é um fator motivador e promissor.

4. Análise Preliminar da Viabilidade de Inserção de Fontes Alternativas ao Diesel nos Sistemas Isolados utilizando o software Homer Energy

De acordo com análise pretérita, as localidades classificadas como Sistemas Isolados são supridas, em sua grande maioria, por usinas termelétricas a óleo Diesel (UTE Diesel). Essa fonte, de acordo com Lawson e Pereira (2017), apresenta características técnicas específicas em relação à segurança de suprimento:

- i. É capaz de fornecer acionamento rápido;
- ii. Apresenta alta capacidade de variação de potência; e
- iii. Pode ser alimentada por um combustível fácil de transportar e armazenar.

No caso específico dos SISOL, em função da distribuição geográfica, distâncias e do baixo nível de demanda, as UTE Diesel apresentam um elevado custo nivelado de energia (LCOE), atualmente na ordem de 1.000,00 R\$/MWh e elevado grau de emissões de GEE.

O crescimento das preocupações ambientais e a busca pelo desenvolvimento sustentável, atrelados a um maior nível de maturidade tecnológica de fontes alternativas, têm pressionado os formuladores de política e planejamento energéticas a buscarem uma efetiva transição energética dos Sistemas Isolados. Dentre as rotas tecnológicas se destacam as soluções híbridas com Diesel ou gás natural como geração base, associadas a sistemas fotovoltaicos e de baterias.

Este capítulo tem como objetivo apresentar uma avaliação comparativa de propostas de suprimento de energia alternativas às soluções Diesel pura, levando em consideração aspectos técnicos, econômicos e ambientais. Adicionalmente sistematiza informações de resultados da implementação de soluções híbridas com base no gás natural.

Foi utilizado o *software Homer Energy*, indicado para análises e estudos de sistemas híbridos que é o mesmo utilizado pela EPE em estudos para avaliação de suprimentos alternativos para os sistemas isolados.

Dessa forma, seis alternativas, apresentadas no Quadro 1, são avaliadas e comparadas, a partir de indicadores técnicos, econômicos e ambientais. A inserção de sistemas fotovoltaicos e baterias podem ser realizadas em diferentes proporções, desta forma, diferentes patamares de participação serão simulados para os sistemas.

Quadro 1 - Alternativas de Simulação Propostas para Análise de Viabilidade

Alternativas	Soluções
A 0	UTE Diesel
A 1	UTE Diesel + Sistema Fotovoltaico
A 2	UTE Diesel + Sistema Fotovoltaico + Bateria
A 3	UTE Gás Natural
A 4	UTE Gás Natural + Sistema Fotovoltaico
A 5	UTE Gás Natural + Sistema Fotovoltaico + Bateria

Fonte: Elaborado pelos autores.

É importante salientar que para avaliação completa da implementação de qualquer alternativa, outros aspectos como a logística, infraestrutura e possíveis impactos ambientais adicionais, dentre outros, devem ser levados em consideração, notadamente na região Amazônica.

4.1 Simulações das Alternativas Propostas para Tapauá-AM

Para o estudo preliminar de viabilidade optou-se pela escolha da localidade de Tapauá. As razões que motivaram esta escolha foram:

- i. Não há previsão de interligação ao Sistema Interligado Nacional;
- ii. O suprimento de energia é feito por uma UTE Diesel, com dimensão representativa (8,35MW);

- iii. Suas características são similares a diversas outras localidades na Amazônia; e
- iv. A possibilidade de se comparar os resultados obtidos inicialmente com a modelagem do GESEL com a ferramenta *Homer* com o estudo desenvolvido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), em 2016.

Cabe mencionar que a EPE realizou, em 2016, estudo de soluções híbridas com energia solar fotovoltaica para Tapauá, publicado na Nota Técnica (EPE-DEE-NT-091/2016-r0). Após a validação da modelagem, a equipe do GESEL aprimorou o estudo considerando seu banco de dados, parâmetros econômicos, dados de geração e projeção dos dados de demanda. Neste sentido, o estudo do GESEL representa um esforço de atualização do estudo base elaborado pela EPE.

4.1.1 Características Gerais de Tapauá

Tapauá é uma localidade com população estimada de 17 mil habitantes com comércio local ativo, sendo o acesso à cidade feito apenas por meios fluviais. A energia elétrica é suprida pela UTE Diesel com capacidade instalada é de 8,35 MW.

A contratação de energia de Tapauá foi incluída no Leilão em 2016, onde o vencedor ofereceu um lance de 1.063,00 R\$/MWh para um suprimento com vigência de 15 anos, iniciando em 2017 e com previsão de término para 2032. Destaca-se que a cidade não possui previsão de interligação e o prazo remanescente do contrato a torna elegível ao estudo de soluções alternativas para o contrato atual e mesmo para o futuro leilão.

4.1.2 Configuração do estudo no Software Homer Energy

A configuração do estudo se baseia na inserção de uma carga e na seleção das fontes de suprimento para a demanda.

O *Homer*, desenvolvido pelo NREL (*National Renewable Energy Lab*) apresenta diversas funcionalidades, onde, de forma geral, se destaca a possibilidade de configurar, através de dados geográficos de latitude e longitude, as soluções fotovoltaicas a serem simuladas. Esta característica, associada a uma robusta base de dados solarimétricos, permite obter resultados confiáveis em relação às perspectivas reais do potencial de geração de energia. Com relação ao suprimento, destaca-se as diversas possibilidades de fontes de geração disponíveis na ferramenta, inclusive com a existência de diversos modelos de equipamentos já configurados na sua base de dados.

São apresentadas nos itens seguintes, as premissas gerais de simulação, bem como os principais parâmetros técnicos e econômicos utilizados no presente estudo.

4.1.2.1 Premissas Gerais de Simulação

As premissas gerais consideradas para simulação foram:

- i. Taxa de desconto real: tomando como base a Nota Técnica da EPE, a taxa de desconto real considerada foi de 7 %;
- ii. Vida útil do projeto: a vida útil proposta para todas as soluções foi de 15 anos, inclusive para aquelas puramente a Diesel, permitindo que a comparação com outras soluções fosse feita a partir de um mesmo critério geral;
- iii. Percentual aceitável de não atendimento da carga no ano: considerou-se que o sistema de geração deveria atender a 100% da carga durante todo o tempo, não sendo previstos percentuais de não atendimento;
- iv. Preço do Combustível: adotou-se a metodologia proposta pela EPE de considerar um acréscimo de 10% ao preço informado pela ANP no período definido, com o intuito de cobrir custos logísticos adicionais. Para o preço do gás natural foram utilizadas aproximações fundamentadas em entrevistas realizadas com empresas atuantes na região; e
- v. Potencial de geração solar com base na localidade: foram inseridas as coordenadas geográficas para que o *software Homer* pudesse

calcular, por meio da base de dados “NASA Prediction of Worldwide Energy Resource (power)”, o potencial dos recursos solares, eólicos e de temperatura, como apresentado na Tabela 3 e na Gráfico 3.

- vi. As simulações não levam em consideração a forma de financiamento das alternativas que poderiam impactar os indicadores financeiro.

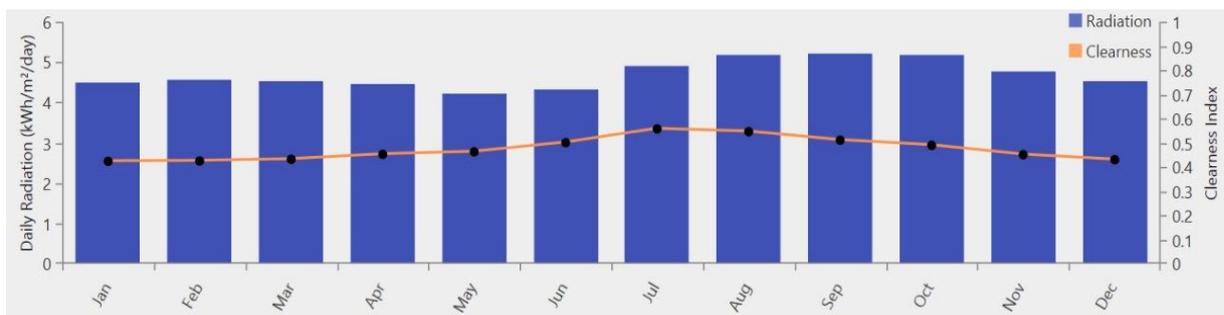
Tabela 3 - Irradiação Média de Tapauá-AM

(kWh/m²/dia)

Irradiação Média Mensal			
Jan	4,49	Jul	4,92
Fev	4,55	Ago	5,19
Mar	4,54	Set	5,22
Abr	4,47	Out	5,18
Mai	4,21	Nov	4,77
Jun	4,33	Dez	4,52
Irradiação Média Anual: 4,70			

Fonte: Elaboração própria com dados aplicados no *Homer Energy*.

Gráfico 3 - Potencial de Geração Solar Fotovoltaica pela irradiação média mensal



Fonte: Elaboração própria com dados aplicados no *Homer Energy*.

A Tabela 4 sintetiza as premissas gerais adotadas para simulação.

Tabela 4 – Resumo das Premissas Gerais Adotadas

Premissas Gerais	Valores
Taxa de desconto real (%)	7
Vida útil do projeto	15
Atendimento da Carga no ano (%)	100
Preço do Combustível Diesel	ANP + 10%
Preço do Combustível Gás Natural	Consulta
Potencial de geração solar fotovoltaica	Base de Dados NASA / Homer Energy

Fonte: Elaboração própria.

4.1.2.2 Modelagem da Carga de Tapauá no Homer Energy

Para atualizar os dados de carga, na modelagem da curva de carga, utilizou-se a base de dados da ANEEL para o leilão de 2016, ajustando-a para o ano de 2021 com base na previsão de carga descrita na NT ONS 0094 – Consolidação de Carga para o SISOL: PEN SISOL 2021.

Adicionalmente, para fornecer atendimento a todos os cenários de carga, foi utilizado o valor máximo de demanda para um determinado horário no respectivo mês.

Com o intuito de aprimorar a simulação de atendimentos horários e diários reais, foram inseridos dois parâmetros de variabilidade da carga, sendo um diário e o outro horário, de forma que, nenhuma hora ou dia sejam idênticos. Os parâmetros específicos e atualizados da carga de Tapauá são apresentados nas Tabelas 5 e 6 e no Gráfico 4.

Tabela 5 - Dados da Curva de Carga de Tapauá

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
0	1,984.000	2,095.000	2,174.000	1,935.000	1,846.000	1,831.000	2,210.000	2,100.000	2,010.000	2,039.000	1,959.000	1,905.000
1	1,949.000	2,008.000	2,147.000	1,848.000	1,779.000	1,779.000	2,161.000	2,051.000	1,961.000	1,985.000	1,923.000	1,843.000
2	1,919.000	1,965.000	2,108.000	1,805.000	1,731.000	1,726.000	2,092.000	1,982.000	1,892.000	1,932.000	1,887.000	1,817.000
3	1,901.000	1,946.000	2,068.000	1,786.000	1,726.000	1,707.000	2,069.000	1,959.000	1,869.000	1,901.000	1,839.000	1,776.000
4	1,827.000	1,894.000	2,018.000	1,734.000	1,689.000	1,663.000	2,000.000	1,890.000	1,800.000	1,814.000	1,693.000	1,705.000
5	1,742.000	1,812.000	1,933.000	1,652.000	1,644.000	1,591.000	1,935.000	1,825.000	1,735.000	1,716.000	1,561.000	1,556.000
6	1,565.000	1,682.000	1,763.000	1,522.000	1,477.000	1,456.000	1,808.000	1,698.000	1,608.000	1,676.000	1,537.000	1,490.000
7	1,520.000	1,748.000	1,800.000	1,588.000	1,461.000	1,496.000	1,799.000	1,689.000	1,599.000	1,681.000	1,671.000	1,533.000
8	1,573.000	1,746.000	1,889.000	1,586.000	1,548.000	1,577.000	1,870.000	1,760.000	1,670.000	1,790.000	1,790.000	1,626.000
9	1,590.000	1,802.000	1,891.000	1,642.000	1,579.000	1,638.000	1,929.000	1,819.000	1,729.000	1,865.000	1,865.000	1,653.000
10	1,608.000	1,845.000	1,954.000	1,685.000	1,587.000	1,673.000	1,943.000	1,833.000	1,743.000	1,900.000	1,900.000	1,712.000
11	1,649.000	1,821.000	1,885.000	1,661.000	1,574.000	1,652.000	1,980.000	1,870.000	1,780.000	1,968.000	1,968.000	1,741.000
12	1,808.000	2,018.000	2,029.000	1,858.000	1,787.000	1,808.000	2,195.000	2,085.000	1,995.000	2,190.000	2,190.000	1,937.000
13	2,019.000	2,259.000	2,250.000	2,099.000	1,936.000	1,970.000	2,337.000	2,227.000	2,137.000	2,297.000	2,275.000	1,993.000
14	2,024.000	2,223.000	2,262.000	2,063.000	1,942.000	1,985.000	2,316.000	2,206.000	2,116.000	2,268.000	2,217.000	1,957.000
15	1,870.000	2,146.000	2,178.000	1,986.000	1,844.000	1,901.000	2,216.000	2,106.000	2,016.000	2,117.000	1,997.000	1,870.000
16	1,707.000	1,980.000	2,089.000	1,820.000	1,718.000	1,804.000	2,090.000	1,980.000	1,890.000	1,910.000	1,794.000	1,671.000
17	1,582.000	1,811.000	1,894.000	1,651.000	1,569.000	1,606.000	1,938.000	1,828.000	1,738.000	1,867.000	1,701.000	1,611.000
18	1,723.000	1,925.000	1,997.000	1,765.000	1,724.000	1,744.000	2,103.000	1,993.000	1,903.000	1,919.000	1,783.000	1,839.000
19	1,971.000	2,070.000	2,258.000	1,910.000	1,887.000	1,947.000	2,386.000	2,276.000	2,186.000	2,060.000	1,903.000	2,011.000
20	2,066.000	2,144.000	2,355.000	1,984.000	1,957.000	1,997.000	2,351.000	2,241.000	2,151.000	2,190.000	1,976.000	2,020.000
21	2,136.000	2,155.000	2,364.000	1,995.000	2,001.000	2,030.000	2,391.000	2,281.000	2,191.000	2,204.000	2,019.000	2,069.000
22	2,103.000	2,151.000	2,347.000	1,991.000	1,960.000	1,973.000	2,409.000	2,299.000	2,209.000	2,115.000	2,047.000	2,036.000
23	2,051.000	2,162.000	2,280.000	2,002.000	1,895.000	1,911.000	2,297.000	2,187.000	2,097.000	2,107.000	1,913.000	1,983.000

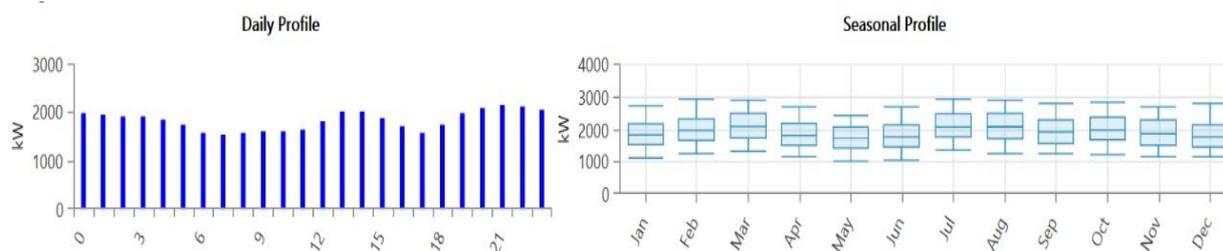
Fonte: Elaboração própria com base de dados ANEEL 2016.

Tabela 6 - Parâmetros Específicos da Carga de Tapauá

Demanda de Energia Média (kWh/dia)	41.008
Demanda Média (kW)	1.708,60
Demanda Máxima (kW)	2.635,20
Variabilidade de carga diária (%)	10
Variabilidade de carga horária (%)	5,3
Mês de pico	Julho

Fonte: Elaboração própria

Gráfico 4 - Ilustração do perfil diário e as variações sazonais da carga



4.1.2.3 Dimensionamento da Geração de Energia no Homer Energy

O dimensionamento da geração de energia para o sistema foi feito desconsiderando a necessidade de máquinas reservas. Assim, como a carga de Tapauá possui uma demanda de pico estimada, para 2021, em 2,6 MW o sistema proposto foi o mínimo necessário para atender essa demanda.

A máquina selecionada para simulação da geração Diesel possui capacidade de 320kW para atendimento da demanda, de forma que foram necessários 9 geradores.

Os parâmetros CAPEX, OPEX e *Replacement* foram inseridos no programa computacional da forma apresentada na Tabela 7. Adotou-se a parametrização da Nota Técnica (EPE-DEE-NT-091/2016-r0) que considera que o sistema possui custos de CAPEX fixo e de OPEX fixo e variável.

O CAPEX Fixo se refere a fatores como: grupos geradores e sistemas auxiliares; elaboração de projeto; aquisição de terreno; obras civis; sistema de aterramento; construção da subestação; e montagens eletromecânicas.

Na parte de O&M Fixo, destacam-se: salário dos operadores; reposição de peças; e manutenção das estruturas comuns. Esses parâmetros são especificados na seção das premissas gerais e não nos parâmetros específicos do gerador, pois, como o *Homer* busca a solução mais econômica, isso poderia interferir nos resultados.

Para realização da simulação foram implementados dois valores para o Diesel para análise de sensibilidade ao preço do combustível que estão apresentados na Tabela 7 já incluídos os 10% de acréscimo adotado pela EPE.

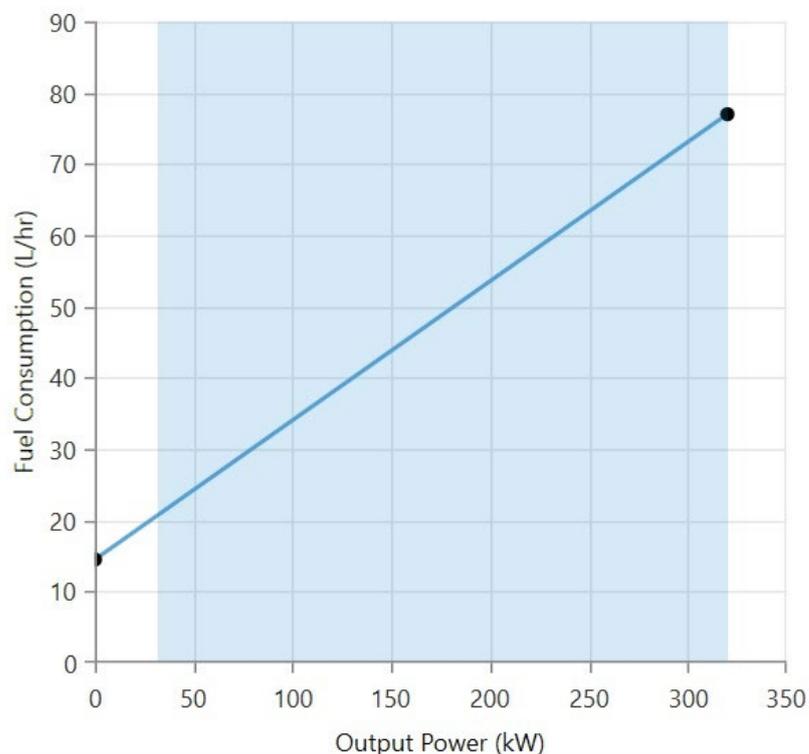
Ainda sobre aspectos técnicos de operação e consumo do gerador, foram configurados os valores de consumo do gerador em vazio e à carga plena. Essa configuração permite formar uma reta (Gráfico 5) que caracteriza o tipo de operação do sistema, que pode impactar nos resultados de consumo de combustível, emissões e custo nivelado de energia (LCOE - *Levelised Cost of Energy*). Os parâmetros de dimensionamento e os respectivos valores adotados estão expressos na Tabela 7.

Tabela 7 - Parâmetros para dimensionamento do gerador Diesel.

Parâmetros Econômicos	
CAPEX Total (9 Geradores e sistemas auxiliares)	R\$ 7.800.000,00
CAPEX Fixo (70% do CAPEX Total)	R\$ 5.460.000,00
CAPEX Gerador (1 máquina)	R\$ 260.000,00
Replacement (53,8% do CAPEX do Gerador)	R\$ 140.000,00
O&M Fixo/ano (8% do CAPEX Total)	R\$ 1.100.000,00
O&M Variável por Gerador/MWh	R\$ 7,70
Preço do Combustível + 10%	R\$ 5,00
Preço do Combustível + 10%	R\$ 6,00
Parâmetros Técnicos	
Capacidade do Gerador (kW)	320
Quantidade de Geradores	9
Potência Total (kW)	2880
Minimum load ratio (%)	10%
Vida útil (horas)	12.000
Minimum runtime (minutos)	180
Fuel Curve (Fuel Flow) - por gerador	
Output Power (kW)	Consumption (l/hr)
0	14,5
320	77,00
Emissões	
Monóxido de Carbono - CO (g/l fuel)	4,37
Unburned HC (g/l fuel)	0,045
Particulates (g/l fuel)	0,16
Fuel Sulfur to PM (%)	11
Nox (g/l fuel)	8,2

Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 5 - Curva de Consumo de Combustível x Potência de Saída



Fonte: *Software Homer Energy*

Em relação ao gás natural considerado como uma alternativa as soluções a base Diesel para diversas localidades dos sistemas isolados. A implementação de soluções competitivas de UTE Gás Natural está fortemente ligada a questões de infraestrutura e logística, que são parâmetros sensíveis quando se trata de SISOL. Considerando a importância e as perspectivas de uso desta fonte nos sistemas isolados, a simulação proposta pretende avaliar, principalmente, questões econômicas não analisando a real viabilidade de implementação desta fonte na localidade selecionada.

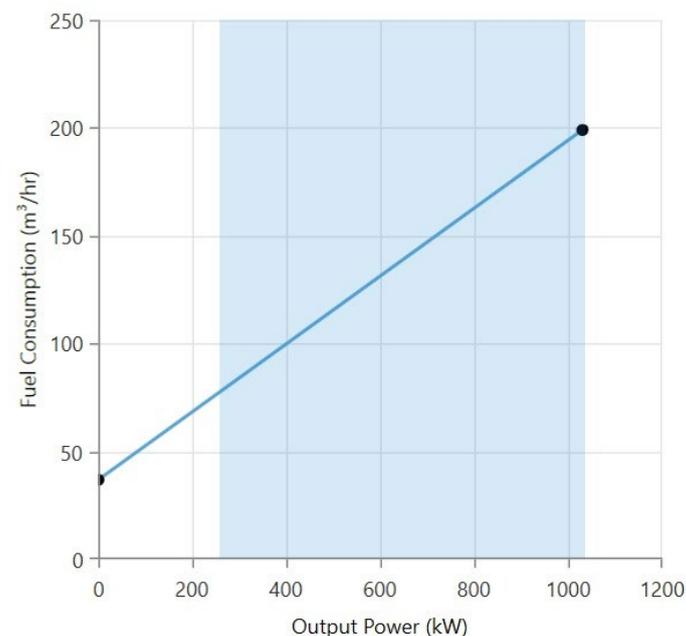
Com o intuito de atender a carga apresentada, a máquina selecionada para simulação da geração a gás natural possui capacidade de 1030 kW para atendimento da demanda, de forma que foram necessários 3 geradores. Os parâmetros foram configurados conforme apresentado na Tabela 8 e a reta que caracteriza a operação do gerador é apresentada no Gráfico 6.

Tabela 8 - Parâmetros para dimensionamento do gerador a Gás Natural

Parâmetros Econômicos	
CAPEX Total (9 Geradores)	R\$ 14.615.583,00
CAPEX Fixo (70% do CAPEX Total)	R\$ 8.100.000,00
CAPEX Gerador (1 máquina)	R\$ 2.192.337,00
Replacement (53,8% do CAPEX do Gerador)	R\$ 1.535.000,00
O&M Fixo/ano (8% do CAPEX Total)	R\$ 783.000,00
O&M Variável por Gerador/MWh	R\$ 14,88
Preço do Combustível (1)	R\$ 3,80
Preço do Combustível (2)	R\$ 4,80
Parâmetros Técnicos	
Capacidade do Gerador (kW)	1030
Quantidade de Geradores	3
Potência Total (kW)	3090
Minimum load ratio (%)	25
Vida útil (horas)	90.000
Minimum runtime (minutos)	240
Fuel Curve (Fuel Flow) - por gerador	
Output Power (kW)	Consumption (l/hr)
0	36,84
1030	199
Emissões	
Monóxido de Carbono - CO (g/l fuel)	0,5
Unburned HC (g/l fuel)	0,2
Particulates (g/l fuel)	0,02
Fuel Sulfur to PM (%)	0
Nox (g/l fuel)	0,8

Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 6 – Curva de Consumo de Combustível x Potência de Saída



Fonte: *Software Homer Energy*

No que se refere aos sistemas fotovoltaicos o ponto central a destacar é que, nos últimos anos, constata-se uma redução expressiva nos custos dos equipamentos e serviços associados. Em geral, isso deve-se à maior disseminação desta fonte no Brasil, proporcionando ganho de escala de produção e serviços, bem como o elevado potencial desta fonte no território nacional, resultando em maior competitividade em relação às outras fontes.

Diante de um cenário positivo de disseminação e redução de custos da fonte solar, a simulação de Tapauá foi formulada com os dados apresentados na Tabela 10. Destaca-se que foi considerado na simulação um fator de degradação do sistema fotovoltaico da ordem de 0,8% ao ano, de forma que ao final da garantia do fabricante este estivesse com 85% de eficiência.

Além da proposição de sistemas híbridos sem armazenamento, foi feita uma análise de um cenário otimista para as baterias, com as premissas apresentadas também na Tabela 9, de forma que estudos de sensibilidade puderam avaliar a viabilidade econômica da opção de inserção de armazenamento.

Tabela 9 – Parâmetros do sistema fotovoltaico e armazenamento

Sistema Fotovoltaico	CAPEX – Custo Específico (CE) (R\$/kW)	Custo de Reposição (%CE)	O&M Variável (%CE)
	4500,00	100 %	1 %
	Vida útil (anos)	Deracting Factor (%)	-
	25	75%	-
Inversores	CAPEX – Custo Específico (CE) (R\$/kW)	Custo de Reposição (%CE)	O&M Variável (%CE)
	1000,00	100 %	1 %
	Vida útil (anos)	Eficiência (%)	-
	15	95%	-
Baterias de Íon-Lítio	CAPEX – Custo Específico (CE) (R\$/kW)	Custo de Reposição (%CE)	O&M Variável (%CE)
	2500,00	100 %	5 %
	Vida útil (anos)	Estado de carga inicial (%)	Estado de Carga mínimo (%)
	15	100%	20%

Fonte: Elaboração própria.

4.1.2.4 Casos de Simulação Propostos

Neste sentido, considerando a possibilidade de diferentes participações percentuais de sistemas fotovoltaicos e baterias, propôs-se variações com base na potência instalada da geração de base, mantida constante em todos os casos para simulação. As Tabelas 10 e 11 apresentam as variações consideradas nas simulações para diferentes cenários de participação fotovoltaica e de baterias, sendo a Tabela 10 para Diesel na base e a Tabela 11 para Gás Natural na base.

Conforme pode ser observado nestas duas próximas tabelas, foram examinados 28 casos de simulação, sendo 14 para cada tipo de geração térmica na base.

A capacidade de geração fóssil foi mantida constante. Convém observar que o *software Homer* verifica a possibilidade de se reduzir um ou mais geradores a Diesel ou gás em função da disponibilidade de recursos renováveis.

Observa-se também que a potência do sistema fotovoltaico foi relacionada a capacidade instalada de geração a Diesel, inclusive para os sistemas híbridos com geração a gás natural na base. Isso foi feito para que parâmetros de investimento dos sistemas fotovoltaicos não fossem alterados, de forma que apenas as diferenças de capacidade das fontes fósseis foram alteradas (2880 kW no sistema a Diesel e 3090 no sistema a GN).

Tabela 10 - Alternativas de casos propostas para sistema com Diesel na base

Casos	Potência UTE Diesel (kW)	Potência FV (em kW)	Bateria (em MWh/Autonomia)
0 - Base a Diesel	2880	-	-
1 - Caso 0 + FV 40%	2880	1200	-
2 - Caso 0 + FV 70%	2880	2000	-
3 - Caso 0 + FV 100%	2880	2880	-
4 - Caso 0 + FV 150%	2880	4300	-
5 - Caso 2 + Bat 5MWh	2880	2000	5 MWh / 1h30
6 - Caso 2 + Bat 8MWh	2880	2000	8 MWh / 3h30
7 - Caso 2 + Bat 15MWh	2880	2000	15 MWh / 7h00
8 - Caso 3 + Bat 8MWh	2880	2880	8 MWh / 3h30
9 - Caso 3 + Bat 15MWh	2880	2880	15 MWh / 7h00
10 - Caso 3 + Bat 30MWh	2880	2880	30 MWh / 14h00
11 - Caso 4 + Bat 8MWh	2880	4300	8 MWh / 3h30
12 - Caso 4 + Bat 15MWh	2880	4300	15 MWh / 7h00
13 - Caso 4 + Bat 30MWh	2880	4300	30 MWh / 14h00

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 11 - Alternativas de casos com sistema de Gás Natural na base

Casos	Potência UTE- GN (em kW)	Potência FV (em kW)	Bateria (em MWh / Autonomia)
0 - Base a Gás Natural	3090	-	-
1 - Caso 0 + FV 40% do caso Diesel	3090	1200	-
2 - Caso 0 + FV 70% do caso Diesel	3090	2000	-
3 - Caso 0 + FV 100% do caso Diesel	3090	2880	-
4 - Caso 0 + FV 150% do caso Diesel	3090	4300	-
5 - Caso 2 + Bat 5MWh	3090	2000	5 MWh / 1h30
6 - Caso 2 + Bat 8MWh	3090	2000	8 MWh / 3h30

7 - Caso 2 + Bat 15MWh	3090	2000	15 MWh / 7h00
8 - Caso 3 + Bat 8MWh	3090	2880	8 MWh / 3h30
9 - Caso 3 + Bat 15MWh	3090	2880	15 MWh / 7h00
10 - Caso 3 + Bat 30MWh	3090	2880	30 MWh / 14h00
11 - Caso 4 + Bat 8MWh	3090	4300	8 MWh / 3h30
12 - Caso 4 + Bat 15MWh	3090	4300	15 MWh / 7h00
13 - Caso 4 + Bat 30MWh	3090	4300	30 MWh / 14h00

Fonte: Elaboração própria.

4.2 Resultados das Simulações

Os casos propostos nas tabelas 11 e 12 foram simulados dois a dois, tendo sempre o caso 0 como base de comparação em todas as simulações. Isso permite uma análise comparativa entre o caso base - Diesel ou Gás Natural, e uma solução alternativa. Esta metodologia de simulação também contribuiu para que as simulações ocorressem de forma mais célere.

4.2.1 Resultados das Simulações com a Geração Diesel na Base

A Tabela 12 apresenta os resultados obtidos nas simulações realizadas, destacando-se que alguns termos demandam esclarecimentos para melhor entendimento como:

- i. **Porcentagem de Renováveis (%Ren):** é o percentual de carga atendido por energia renovável durante toda vida útil do projeto;
- ii. **Inversor:** refere-se à quantidade de potência renovável que efetivamente contribuiu com o atendimento da carga. Neste caso, como a medição é feita após o inversor, todas as perdas referentes ao módulo fotovoltaico e o inversor estão contabilizadas;
- iii. **Excesso de Eletricidade:** é o montante de energia renovável excedente ao longo do ano. Observa-se que mesmo quando há excesso de eletricidade, as soluções renováveis permanecem sendo viáveis. Isso se deve ao baixo custo de geração dessas fontes quando analisadas separadamente. A fonte de energia solar fotovoltaica retorna um LCOE da ordem de 330,00 R\$/ MWh, enquanto a geração diesel possui um LCOE da ordem de 1.000,00 R\$/MWh.

Tabela 12 – Resultado das simulações com geração à Diesel na base.

Resultado das Simulações Tapuá - Sistemas híbridos com geração a óleo diesel na base																
	LCOE [R\$/kWh]		Consumo de Combustível [l/ano]	Emissões CO2 [kg/ano]	%Ren	Inversor (kWh/ano)	Geração Diesel (kWh/ano)	VPL [Milhões R\$]		CAPEX inicial [Milhões R\$]	O&M [Milhões R\$/ano]		Payback Simples em relação a CO (anos)		Excesso de Eletricidade [kWh/ano]	
	5	6	5 e 6	5 e 6	5 e 6	5 e 6	5 e 6	5	6	5 e 6	5	6	5	6	5 e 6	%
Preço do Diesel + 10%																
0 Diesel	1,38	1,63	3.664.749	9.670.740	0	0	14.967.997	189	222	7,8	19,9	23,5	-	-	-	-
1 D + FV40	1,31	1,53	3.310.164	8.735.042	9,83704	1.472.383	13.495.362	178	208	14,1	18	21,3	3,6	3	-	-
2 D + FV70	1,25	1,46	3.075.143	8.114.854	16,3765	2.451.191	12.516.554	171	199	18,5	16,7	19,8	3,6	3	2.928	0,02
3 D + FV100	1,21	1,40	2.844.235	7.505.522	22,7306	3.402.256	11.565.489	165	191	23,4	15,5	18,4	3,9	3,2	138.383	0,9
4 D + FV150	1,18	1,35	2.605.107	6.874.497	29,2419	4.376.850	10.590.895	161	184	31,2	14,2	16,8	4,4	3,7	946.516	5,86
5 C2 + BESS_5MWh	1,37	1,57	3.036.151	8.011.961	17,3554	2.649.734	12.617.736	186	214	30,8	17,1	20,1	8,7	6,9	35	0,0002
6 C2 + BESS_8MWh	1,45	1,65	3.034.123	8.006.608	17,261	2.630.545	12.609.280	197	225	38,3	17,5	20,5	-	-	0	0
7 C2 + BESS_15MWh	1,64	1,84	3.034.053	8.006.425	17,2916	2.636.132	12.609.000	223	251	55,8	18,4	21,4	-	-	0	0
8 C3 + BESS_8MWh	1,40	1,59	2.786.757	7.353.846	24,335	3.724.598	11.580.931	190	216	43,1	16,2	19	-	-	19.593	0,13
9 C3 + BESS_15MWh	1,58	1,77	2.784.515	7.347.931	24,5268	3.760.592	11.571.978	216	241	60,6	17	19,8	-	-	1.551	0,01
10 C3 + BESS_30MWh	1,98	2,17	2.785.519	7.350.580	24,5779	3.772.330	11.576.153	270	296	98,1	18,9	21,7	-	-	0	0
11 C4 + BESS_8MWh	1,34	1,50	2.466.357	6.508.358	34,2101	5.327.117	10.244.650	182	205	50,9	14,4	16,9	8,4	6,8	292.276	1,85
12 C4 + BESS_15MWh	1,51	1,68	2.428.332	6.408.015	35,2077	5.473.550	10.072.898	206	228	68,4	15,1	17,6	-	-	92.725	0,6
13 C4 + BESS_30MWh	1,91	2,07	2.409.579	6.358.527	35,7234	5.554.367	9.993.879	260	282	106	16,9	19,3	-	-	1.341	0,009

Fonte: Elaboração própria

Na cor verde indicada na numeração do caso, tem-se as soluções que apresentaram o LCOE mais baixo que solução puramente a Diesel. Na cor amarela, tem-se uma solução que apresentou LCOE mais baixo apenas quando comparada à solução Diesel com o preço do combustível mais elevado (R\$6,00/litro). Em vermelho, tem-se aquelas soluções que apresentam o LCOE do sistema Diesel inferior ao das alternativas sustentáveis.

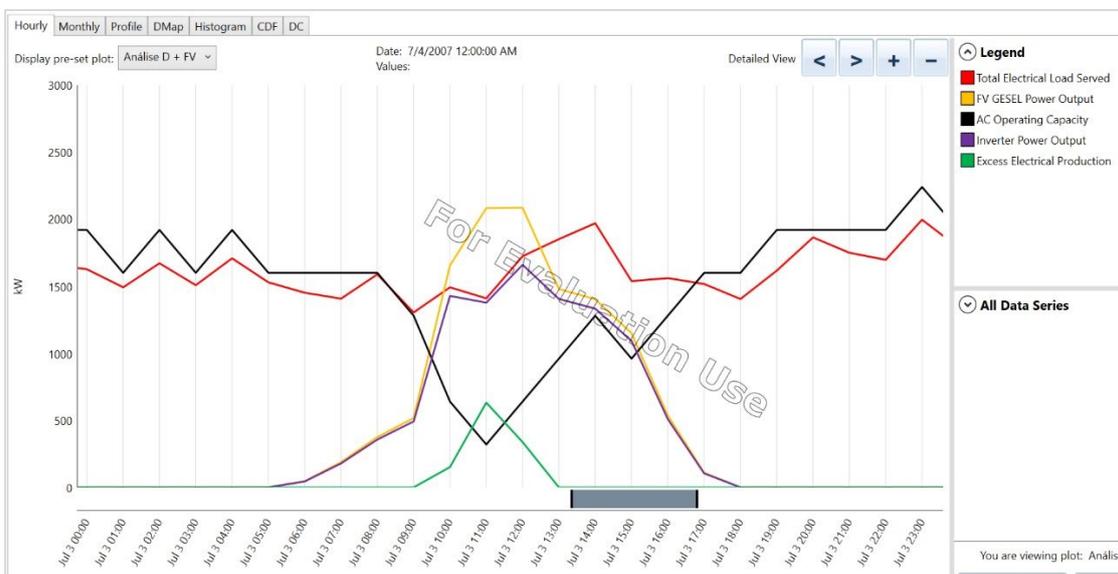
4.2.1.1 Análise dos resultados da Inserção de Sistemas Fotovoltaicos sem bateria

Pelos resultados apresentados na Tabela 12, a inserção de sistemas fotovoltaicos nas soluções de suprimento apresenta ganhos econômicos e ambientais. Nos casos propostos, é perceptível que com o aumento da participação de geração solar no sistema híbrido, menores são os custos nivelados de energia (LCOE) resultantes. Isso ocorre devido à redução da necessidade de utilização do combustível (Diesel) para gerar energia. Adicionalmente foi possível reduzir o número de geradores a Diesel instalados, de 9 para 8 quando havia possibilidade de geração solar. Esta diminuição impacta diretamente na redução de emissões

de GEE. Do ponto de vista da simulação, salienta-se que para fins de segurança operativa uma máquina sempre permanece operando. Destaque-se que apesar das soluções alternativas propostas apresentarem um maior CAPEX inicial, a redução dos custos O&M viabiliza a solução, considerando a vida útil de 15 anos adotada para o projeto.

A título de exemplo, o Gráfico 7 apresenta o suprimento de energia para um dia típico de elevado potencial de geração solar, considerando a implementação de 2880 kWp módulos fotovoltaicos (capacidade de FV igual à UTE Diesel). É importante observar que a curva de cor verde na Figura 6 indica que há excesso de potencial de geração de energia, indicando que seria importante avaliar a inserção de sistemas de armazenamento (BESS) à solução, de forma a reduzir ainda mais a geração Diesel.

Gráfico 7 - Característica do suprimento em um dia típico



Fonte: Resultados derivados das simulações do *Software Homer*.

No Gráfico 7, observa-se a capacidade de redução do consumo de combustíveis com a inserção de sistemas fotovoltaicos. A linha preta, indicada na legenda por “AC Operating Capacity” representa a capacidade de geração a Diesel disponível

para operação. Isso justifica o “excesso” que ultrapassa a carga, pois refere-se a um gerador que está operando abaixo da capacidade, mas é mantido em operação por razões de segurança.

Observa-se que durante o período diurno toda a carga é atendida pela geração renovável, o que fica claro pela análise da saída do inversor (linha roxa), que acompanha a curva de carga, uma máquina a Diesel (linha preta) continua em operação por razões de segurança operativa. No período noturno, as máquinas a Diesel são responsáveis pelo atendimento da carga.

Com o intuito de apresentar uma análise numérica comparativa, a Tabela 13 detalha a solução de 100%FV e 150%FV comparando-as com a solução do caso base (caso 0) a Diesel.

Tabela 13 – Análise Comparativa entre os casos 0, 3 e 4 para o Diesel a 5,00 R\$/litro (*)

	LCOE (R\$/kWh)	Δ %	VPL (Milhões R\$)	Δ %	CAPEX inicial (Milhões R\$)	Δ %	O&M/ano (Milhões R\$)	Δ %
Caso 0 Base Diesel	1,38	-	189	-	7,8	-	19,9	-
Caso 3 D + FV100%	1,21	-12,3%	165	-12,7%	23,4	+200%	15,5	-22,1%
Caso 4 D + FV150%	1,18	-14,5%	161	-14,8%	31,2	+300%	14,2	-28,6%
	Consumo de combustível (l/ano)	Δ %	Emissões CO2 (kg/ano)	Δ %	Excesso de Eletricidade (kWh/ano)	%	Payback (anos)	%Ren
Caso 0 Base Diesel	3.664.749	-	9.670.740	-	-	-	-	0
Caso 3 D + FV100%	2.844.235	-22,4%	7.505.522	-22,4 %	138.383	0,9	3,9	22,7
Caso 4 D + FV150%	2.605.107	-28,9%	6.874.497	-28,9%	946.516	5,86	4,4	29,4

Observação: Preço final do diesel R\$ 5,00

(*) O delta percentual nesta análise é sempre referente ao caso 0.

De maneira geral é possível observar a expressiva variação percentual entre os casos. Considerando o LCOE como um dos principais parâmetros econômicos para avaliação, constata-se o ganho de competitividade das soluções alternativas.

Além do ganho econômico, tem-se também o ganho ambiental com a redução de emissões de GEE.

4.2.1.2 Análise dos resultados da Inserção de Sistemas Fotovoltaicos com Bateria

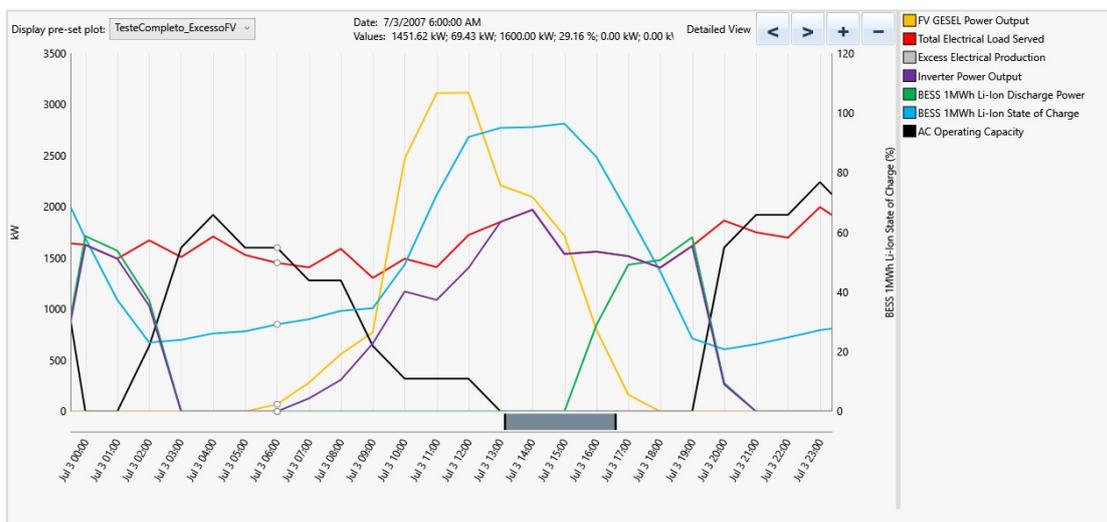
De maneira geral, a inserção de sistemas fotovoltaicos com baterias em sistemas híbridos com geração a Diesel na base, tem por objetivo capturar os excessos de geração, contribuindo para a redução do consumo de combustíveis e a consequente redução de emissões.

Considerando o caso 11 da Tabela 12, observa-se que os resultados positivos da inserção do armazenamento de energia são mais expressivos quando o excesso de geração fotovoltaica é capaz de carregar diariamente as baterias.

Nas curvas da Figura 7 observa-se que a carga foi atendida por geração 100% renovável das 13h às 19h, com a bateria alimentando o sistema de forma crescente a partir das 15h e participando do suprimento até às 19h.

Neste processo de descarga gradual da energia armazenada na bateria, é interessante observar que às 16h, 50% da carga era atendida pelo sistema fotovoltaico e 50% pela descarga da bateria, sendo a contribuição da fonte solar era decrescente e a da bateria crescente até que atingisse o estado mínimo de carga de 20%. Pelos resultados da Gráfico 8, a presença da bateria reduz a zero a necessidade de utilização do Diesel na operação.

Gráfico 8 - Característica do Suprimento em um dia Típico com BESS



Fonte: Resultados *Software Homer*

A Tabela 14 detalha os resultados obtidos para a solução de 150%FV com e sem BESS comparando-as entre si e com a solução do caso base (caso 0) a Diesel puro.

Tabela 14 - Análise Comparativa entre os casos 0, 4 e 11 para o Diesel a 5,00 R\$/litro

	LCOE (R\$/kWh)	Δ %	VPL (Milhões R\$)	Δ %	CAPEX inicial (Milhões R\$)	Δ %	O&M/ano (Milhões R\$)	Δ %
Caso 0 Base Diesel	1,38	-	189	-	7,8	-	19,9	-
Caso 4 D + FV150%	1,18	-14,5%	161	-14,8%	31,2	+300%	14,2	-28,6%
Caso 11 D+FV150%+BESS8MWh	1,34	-2,9%	182		50,9	+550%	14,4	-27,6%
	Consumo de combustível (l/ano)	Δ %	Emissões CO2 (kg/ano)	Δ %	Excesso de Eletricidade (kWh/ano)	%	Payback (anos)	%Ren
Caso 0 Base Diesel	3.664.749	-	9.670.740	-	-	-	-	0
Caso 4 D + FV150%	2.605.107	-28,9%	6.874.497	-28,9%	946.516	5,86	4,4	29,4 %
Caso 11 D+FV150%+BESS8MWh	2.446.357	-33,2%	6.508.358	-32,7%	292.276	1,85%	8,4	34,2 %

Observação: Preço final do diesel R\$ 5,00

Observou-se que a inserção de baterias na solução com geração fotovoltaica, elevou CAPEX inicial, resultando em um *payback* quase duas vezes maior, tornando esta alternativa menos competitivas. Por outro lado, é importante salientar que a redução expressiva do consumo de combustível resulta em menores emissões de GEE. Mesmo diante destas considerações a solução com bateria se mostra viável economicamente, considerando a vida útil do projeto de 5 anos.

4.2.2 Resultados das Simulações com a Geração Gás Natural na Base

A simulação proposta neste estudo avaliou apenas questões econômicas com base nas premissas estabelecidas, excluindo-se análises de viabilidade logística de implementação desta fonte na localidade selecionada.

Nas simulações foram considerados dois preços para o gás natural, 3,80 R\$/m³, e 4,80 R\$/m³. Os resultados das quatorze simulações de soluções com o gás natural na base estão expressos na Tabela 15.

Tabela 15 - Resultados dos sistemas com geração a Gás Natural na base

Resultado das Simulações Tapauá - Sistemas híbridos com geração a Gás Natural na base																
	LCOE [R\$/kWh]		Consumo de Combustível [l/ano]	Emissões CO2 [kg/ano]	%Ren	Inversor (kWh/ano)	Geração Diesel (kWh/ano)	VPL [Milhões R\$]		CAPEX inicial [Milhões R\$]	O&M [Milhões R\$/ano]		Payback Simples em relação a CO (anos)		Excesso de Eletricidade [kWh/ano]	
	5	6						5	6		5	6	5	6	5	6
Preço do Diesel + 10%	5	6	5 e 6	5 e 6	5 e 6	5 e 6	5 e 6	5	6	5 e 6	5	6	5	6	5 e 6	%
Diesel	1,38	1,63	3.664.749	9.670.740	0	0	14.967.997	189	222	7,8	19,9	23,5	-	-	-	-
	LCOE [R\$/kWh]		Consumo de Combustível [m3/ano]	Emissões CO2 [kg/ano]	%Ren	Inversor (kWh/ano)	Geração à GN (kWh/ano)	VPL [Milhões R\$]		CAPEX inicial [Milhões R\$]	O&M [Milhões R\$/ano]		Payback Simples em relação a CO (anos)		Excesso de Eletricidade [kWh/ano]	
	3,8	4,8						-	-		-	-	3,8	4,8	-	-
Preço do Gás Natural no site	3,8	4,8	-	-	-	-	-	3,8	4,8	-	3,8	4,8	3,8	4,8	-	%
0 GN	0,950	1,15	3.032.603	5.881.701	0	0	14.967.997	129	157	14,7	12,6	15,6	-	-	0	0
1 GN + FV40	0,926	1,11	2.762.003	5.356.875	9,84	1.472.383	13.495.614	126	151	21,3	11,5	14,3	6,7	5,3	0	0
2 GN + FV70	0,920	1,09	2.573.246	4.990.784	16,27	2.434.745	12.533.252	124	147	25,7	10,8	13,3	6,6	5,2	20.240	0,13
3 GN + FV100	0,918	1,07	2.389.211	4.633.850	22,43	3.356.588	11.611.409	122	144	30,5	10	12,4	6,8	5,3	186.455	1,22
4 GN + FV150	0,916	1,07	2.261.428	4.386.016	27,63	4.135.942	10.832.055	125	145	38,3	9,5	11,8	8,6	6,7	1.200.104	7,32
5 C2 + BESS_5MWh	1,00	1,16	2.480.257	4.810.832	18,26	2.825.286	12.646.240	136	159	36	11	13,5	-	-	5.522	0,036
6 C2 + BESS_8MWh	1,08	1,24	2.475.968	4.802.114	18,40	2.852.482	12.653.862	147	169	43,5	11,4	13,8	-	-	1.918	0,013
7 C2 + BESS_15MWh	1,26	1,43	2.472.612	4.795.606	18,52	2.876.569	12.656.183	172	195	61	12,2	14,7	-	-	1.744	0,01
8 C3 + BESS_8MWh	1,06	1,21	2.271.557	4.405.701	25,92	4.099.120	11.713.878	145	165	48,3	10,6	12,8	-	-	71.986	0,47
9 C3 + BESS_15MWh	1,24	1,39	2.261.724	4.386.590	26,51	4.222.231	11.705.813	170	190	65,8	11,4	13,6	-	-	28.229	0,18
10 C3 + BESS_30MWh	1,64	1,79	2.298.764	4.458.430	23,80	3.632.847	11.628.697	224	244	103	13,2	15,5	-	-	118.685	0,77
11 C4 + BESS_8MWh	1,06	1,20	2.061.422	3.998.107	33,08	5.263.135	10.646.018	144	163	56,1	9,69	11,7	-	-	755.010	4,66
12 C4 + BESS_15MWh	1,24	1,36	1.996.105	3.871.425	36,66	5.985.792	10.340.180	168	186	73,6	10,4	12,3	-	-	196.291	1,24
13 C4 + BESS_30MWh	1,62	1,75	1.973.940	3.828.436	37,42	6.115.768	10.225.836	221	239	111	12,1	14,1	-	-	16.909	0,11

Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que o caso base (caso 0), de solução puramente a gás natural, já se apresenta com o LCOE mais baixo que da solução puramente a Diesel, demonstrando a competitividade desta fonte quando condicionada às condições adequadas.

A cor verde na coluna de numeração do caso representa soluções com uso de fontes renováveis com o LCOE mais baixo que solução puramente a gás natural. Em azul, soluções que apresentaram LCOE inferior à solução puramente a Diesel, mas superiores quando comparadas ao caso base com gás natural. Por fim, em vermelho, tem-se aquelas soluções que apresentam o LCOE do sistema puramente a Diesel inferiores aos casos considerados.

4.2.2.1 Análise dos resultados da Inserção de Sistemas Fotovoltaicos sem bateria

Em todos os casos considerados pode-se identificar uma redução da participação de máquinas a gás natural nos momentos de geração solar. Destaca-se que para fins de segurança operativa uma máquina a gás sempre permanece em operação.

Importante destacar que apesar das soluções alternativas propostas apresentarem um maior CAPEX inicial, a redução dos custos O&M contribui positivamente para viabilizar a solução, considerando a vida útil de 15 anos do sistema.

O Gráfico 9 apresenta o suprimento de energia para um dia típico considerando a implementação de 4300 kWp módulos fotovoltaicos (capacidade de FV 150% da UTE Diesel). É importante observar que a partir desse percentual de penetração de renováveis o excesso de eletricidade começa a se tornar relevante, indicando a importância da avaliação da inserção de sistemas de armazenamento (BESS) à solução.

Gráfico 9 - Característica do Suprimento em um dia Típico com UTE GN na base e FV 150%



No Gráfico 9, as linhas cinzas se referem à contribuição de cada gerador a gás natural. Assim é perceptível os momentos em que há redução de geração não renovável. Todavia, ao longo do dia, com a redução da geração solar fotovoltaica, as máquinas a gás natural retornam gradualmente ao atendimento da carga.

Com o intuito de apresentar uma análise comparativa entre o Caso 0 a base Diesel, o Caso 0 a base GN e o Caso 4 FV150%, os resultados foram consolidados na Tabela 16 abaixo. É importante destacar que aqui o caso base à Diesel serve apenas como referência de análise, sendo as reduções percentuais apresentadas referentes, apenas, ao caso base a gás natural.

Tabela 16 - Análise Comparativa entre os casos 0 Diesel e os casos 0 e 4 GN

	LCOE (R\$/kWh)	Δ %	VPL (Milhões R\$)	Δ %	CAPEX inicial (Milhões R\$)	Δ %	O&M/ano (Milhões R\$)	Δ %
Caso 0 Base Diesel	1,38	-	189	-	7,8	-	19,9	-
Caso 0 Base GN	1,15	-16,7%	157	-16,9%	14,7	+88%	15,6	-21,6%
Caso 4 GN + FV150%	1,07	-6,9%	145	-7,6%	38,3	+390%	11,8	-24,4%
	Consumo de combustível (m3/ano)	Δ %	Emissões CO2 (kg/ano)	Δ %	Excesso de Eletricidade (kWh/ano)	%	Payback (anos)	%Ren
Caso 0 Base Diesel	-	-	9.670.740	-	-	-	-	0
Caso 0 Base GN	3.032.603	-	5.881.701	-38,8 %	0	0	-	0
Caso 4 GN + FV150%	2.261.428	-25,4%	4.386.016	-25,4%	1.200.104	7,32	6,7	27,6

Observação:
Preço final do diesel R\$ 5,00
Preço final do GN R\$ 4,80

4.2.2.2 Análise dos resultados da Inserção de Sistemas Fotovoltaicos com Bateria

A análise da Tabela 16 demonstra que quando são comparadas as soluções a gás natural, as baterias não apresentaram viabilidade econômica.

Outrossim é possível verificar que soluções híbridas com armazenamento e geração a gás natural na base apresentam melhor viabilidade econômica do que o caso puramente a Diesel na maioria dos casos. Este aspecto demonstra, novamente, a competitividade destas novas soluções frente as soluções puramente a Diesel

Os resultados gerais, com base em todo período de vida útil, podem ser analisados a partir da comparação entre as soluções, como proposto na Tabela 17.

Tabela 17 – Análise Comparativa entre os casos 0, 4 e 11 com GN na base

	LCOE (R\$/kWh)	Δ %	VPL (Milhões R\$)	Δ %	CAPEX inicial (Milhões R\$)	Δ %	O&M/ano (Milhões R\$)	Δ %
Caso 0 Base GN	1,15	-	157	-	14,7	-	15,6	-
Caso 4 GN + FV150%	1,07	-6,9%	145	-7,6%	38,3	+160%	11,8	-24,4%
Caso 11 GN+FV150%+BESS8MWh	1,20	+4,3%	163	+3,8%	56,1	+281%	11,7	-
	Consumo de combustível (l/ano)	Δ %	Emissões CO2 (kg/ano)	Δ %	Excesso de Eletricidade (kWh/ano)	%	Payback (anos)	%Ren
Caso 0 Base GN	3.032.603	-	5.881.701	-38,8 %	0	0	-	0
Caso 4 GN + FV150%	2.261.428	-25,4%	4.386.016	-25,4%	1.200.104	7,32	6,7	27,6
Caso 11 D+FV150%+BESS8MWh	2.061.422	-32%	3.998.107	-32%	755.010	5	-	33 %

Observação: Preço final do diesel R\$ 5,00 / preço final do gás natural R\$ 4,80

4.2.3 Análise de Sensibilidade

Na análise de sensibilidade algumas variáveis e parâmetros apresentaram extrema sensibilidade, como são os casos das variáveis: preço dos combustíveis, prazos de vigência de um projeto e custo da tecnologia.

Neste contexto, foram realizadas análises preliminares de sensibilidade a partir da variação dos preços dos combustíveis, variação da vida útil e custo dos sistemas de armazenamento. Por ser uma análise preliminar os resultados devem ser considerados com as devidas reservas.

A análise da variação dos custos dos combustíveis é apresentada nas Tabelas 18 e 19.

Casos de Simulação	Preço do diesel R\$ 5,00		Preço do diesel R\$ 6,00	
	LCOE (R\$/kWh)	Δ %	LCOE (R\$/kWh)	Δ %
Caso 0 Base Diesel	1,38	-	1,63	-
Caso 4 D + FV150%	1,18	- 14,5%	1,35	- 17,2%
Caso 11 D+FV150%+BESS8MWh	1,34	- 2,9%	1,50	- 14,5%
Caso 11 + Sensibilidade de Vida útil (10 anos)	1,39	+0,72	1,55	- 8%
Caso 11 + Sensibilidade de Vida Útil e Preço (10 anos e 4000 R\$/kWh)	1,54	+11,6	1,71	+4,9

Diante dos resultados, que apresentam uma variação percentual dos casos com relação ao caso base, é perceptível o impacto do preço dos combustíveis na viabilização das soluções, pois quanto maior o preço do combustível, maior será a variação percentual positiva para soluções híbridas, inclusive para inserção de soluções com baterias.

Do ponto de vista da análise da sensibilidade da vida útil da bateria, percebe-se que a redução de 15 para 10 anos reduz praticamente à metade para as vantagens da solução com o preço do Diesel a R\$ 6,00 e torna inviável para solução com o Diesel a R\$ 5,00.

Por fim, analisando o impacto conjunto da redução da vida útil e do aumento do preço das baterias de R\$ 2.500,00 para R\$ 4.000,00, percebe-se que para ambas as variações de preço do combustível inviabilizam a solução com armazenamento.

Tabela 19 – Análise de sensibilidade ao custo do gás natural

Casos de Simulação	Preço do GN R\$ 4,80		Preço do GN R\$ 3,80	
	LCOE (R\$/kWh)	Δ %	LCOE (R\$/kWh)	Δ %
Caso 0 Base Gás Natural	1,15	-	0,95	-
Caso 4 GN + FV150%	1,07	- 6,9%	0,916	- 3,6%
Caso 11 GN+FV150%+BESS8MWh	1,20	+4,34%	1,06	+11,6
Caso 11 + Sensibilidade de Vida útil (10 anos)	1,24	+7,82%	1,11	+16,8
Caso 11 + Sensibilidade de Vida Útil e Preço (10 anos e 4000 R\$/kWh)	1,36	+18,3%	1,23	+29,5

Fonte: Elaboração própria.

Nestes termos, a a título de conclusões sobre os resultados das simulações apresentadas e demonstradas, merece ser destacado que para os sistemas híbridos com geração a Diesel na base, a inserção de sistemas fotovoltaicos é uma alternativa positiva em diversos níveis de participação da fonte solar na solução. Com relação à inserção de baterias de íon-lítio nesses sistemas, observa-se uma redução de competitividade, apesar de ainda demonstrar viabilidade em alguns casos, inclusive com as variações propostas no estudo de sensibilidade.

5. Considerações finais

A necessária transição energética dos sistemas isolados na Amazônia com o objetivo de reduzir a pegada das emissões de GEE, desafia formuladores de políticas públicas, empreendedores e governantes da região. Esta região se diferencia das demais brasileiras pelas características únicas associadas a geografia, infraestrutura de transporte, existência de imensas áreas de florestas e reservas indígenas, dispersão da distribuição demográfica e mercado fragmentado, mas com o destaque especial de ser uma região emblemática com destaque mundial, no que se refere à sustentabilidade do planeta.

O objetivo deste estudo foi examinar a possibilidade de adoção de sistemas elétricos menos poluidores e inovações regulatórias que possam ser implementados com o triplo objetivo de:

- i. Redução dos custos médios do MW;
- ii. Maior qualidade e segurança de suprimento; e com destaque para
- iii. Descarbonização dos sistemas elétricos dado o paradoxo nacional considerando a elevada participação de fontes renováveis no Sistema Interligado Nacional.

Os leilões de energia elétrica se constituem no principal instrumento de inovação e inclusão de novas tecnologias de geração na região. Registra-se a ocorrência de avanços no arcabouço regulatório destes certames, através dos editais, que possibilitaram a inserção de um maior número de soluções não-Diesel nos últimos anos.

Constata-se, no entanto, que existem oportunidades e possibilidades para acelerar o processo de transição energética, através de uma maior penetração das fontes renováveis e/ou de soluções híbridas, todas subordinadas ao mecanismo competitivo que são os leilões de energia.

O debate fomentado pelo GESEL com representantes do marco institucional, empreendedores e produtores de equipamentos permitiram a sistematização de

propostas de aprimoramentos e inovações regulatórias, indicadas como uma contribuição para serem estudadas e examinadas pelas autoridades públicas do SEB, destacando-se que parte delas já são consensuais e podem ser implementadas no curto prazo. Entre estas destacam-se:

- Maior prazo nos contratos para viabilizar o desenvolvimento e implementação de soluções tecnológicas; e
- Maior previsibilidade da realização dos leilões.

Elas juntas permitirá e estimulará maior e melhor planejamento dos agentes econômicos sempre atentos e subordinados às soluções de mercado mais competitivos, via os leilões.

A possibilidade explicitada pela Secretaria de Planejamento Energético do Ministério de Minas e Energia de colocar em consulta pública a Portaria nº 67/2018 pode significar um passo importante na direção de implementação dos aprimoramentos regulatórios sugeridos.

As rotas tecnológicas que se apresentam para a descarbonização da região amazônica são diversas e certamente serão soluções combinadas na medida em que cada localidade demanda uma solução específica. Os níveis de irradiação solar e a promissora cultura de oleaginosas instigam as rotas de geração solar e biodiesel. A produção local e a disponibilidade de grandes infraestruturas portuárias para importação fazem do gás natural um elemento de transição importante para essa descarbonização.

No intuito de subsidiar as análises das tecnologias e de soluções híbridas, o presente estudo, analisou de forma simplificada, mas com rigor científico, mais de 20 casos de simulação a partir de casos que usam Diesel ou gás natural como geração base, associando-os a diversos patamares de geração solar e de armazenamento de energia por baterias íon-lítio, visando, principalmente, o custo nivelado de energia de cada alternativa estudada.

Considerando o tempo do prazo de contratação de 15 anos, prazo estabelecido no último edital de leilão para soluções renováveis e a gás natural, conclui-se que a geração a gás natural já é mais econômica ao longo desse prazo de vida útil e que a inserção de painéis fotovoltaicos reduz ainda mais os custos nivelados de energia com a redução expressiva da emissão de gases efeito estufa. De uma forma geral, a inserção de baterias, no entanto, não gerou soluções economicamente competitivas para o horizonte considerado, indicando a necessidade de incentivos mais agressivos para os atuais preços de mercado desta tecnologia.

Merece ser destacado que as simulações realizadas têm o objetivo apresentar indicações e parâmetros que devem e podem ser mais detalhadas em estudos mais aprofundados, com outros fatores específicos, como os logísticos que devem ser considerados dada a dimensão e dispersão espacial dos SISOL na região.

Em suma, o presente estudo deve ser considerado como um subsídio a análise deste tema tão relevante que é a da transição energética na região Amazônica, que exige a busca e interação de sinergia entre o setor privado, governamental e a Academia na busca de soluções viáveis que possam beneficiar em termos de custos, qualidade e segurança de suprimento e descarbonização para os 3 milhões de habitantes que estão sujeitos aos sistemas isolados.

Toda a produção acadêmica e científica do GESEL está disponível no site do Grupo, que também mantém uma intensa relação com o setor através das redes sociais Facebook e Twitter.

Destaca-se ainda a publicação diária do IFE - Informativo Eletrônico do Setor Elétrico, editado deste 1998 e distribuído para mais de 10.000 usuários, onde são apresentados resumos das principais informações, estudos e dados sobre o setor elétrico do Brasil e exterior, podendo ser feita inscrição gratuita em <http://cadastro-ife.gesel.ie.ufrj.br>

GESEL – Destacado think tank do setor elétrico brasileiro, fundado em 1997, desenvolve estudos buscando contribuir com o aperfeiçoamento do modelo de estruturação e funcionamento do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Além das pesquisas, artigos acadêmicos, relatórios técnicos e livros – em grande parte associados a projetos realizados no âmbito do Programa de P&D da Aneel – ministra cursos de qualificação para as instituições e agentes do setor e realiza eventos – work shops, seminários, visitas e reuniões técnicas – no Brasil e no exterior. Ao nível acadêmico é responsável pela área de energia elétrica do Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento do Instituto de Economia (PPED) do Instituto de Economia da UFRJ

ISBN: 978-65-86614-43-5

SITE: gesel.ie.ufrj.br

FACEBOOK: [facebook.com/geselufrj](https://www.facebook.com/geselufrj)

TWITTER: twitter.com/geselufrj

E-MAIL: gesel@gesel.ie.ufrj.br

TELEFONE: (21) 3938-5249
(21) 3577-3953



Versão Digital

ENDEREÇO:

UFRJ - Instituto de Economia.
Campus da Praia Vermelha.

Av. Pasteur 250, sala 226 - Urca.
Rio de Janeiro, RJ - Brasil.
CEP: 22290-240