

TRANSIÇÃO ENERGÉTICA EM SISTEMAS ISOLADOS (TE SISOL)

Análise e desenvolvimento de estratégia para mitigação de
riscos com hibridização – Produto 15



Como empresa federal de utilidade pública, a Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH apoia o Governo Federal da Alemanha em seus objetivos na área de cooperação internacional.

Publicado por: Projeto Sistemas de Energia do Futuro

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH	Ministério de Minas e Energia (MME)
Sede social Bonn e Eschborn, Alemanha	
SCN Quadra 1 Bloco C Sala 1501, 15 andar, Ed. Brasília Trade Center. CEP 70711-902, Brasília-DF, Brasil Telefone: (61) 2101-2170 www.giz.de/brasil	Esplanada dos Ministérios, Bloco U Brasília/DF CEP: 70065-900 Telefone: (61) 2032-5555 www.gov.br/mme

Coordenação

Roberto Castro (GIZ)
Leticia Maciel (GIZ)
Gustavo Pires da Ponte (EPE)

Autores

Markus Vlasits – NewCharge Energy
Guilherme Galvão Nizoli – NewCharge Energy
Otavio Trentin – NewCharge Energy
Kevin Hattori – NewCharge Energy
Osvaldo Livio Soliano Pereira – CBEM
Tereza Mousinho – CBEM
Daniel Odílio dos Santos – IESS/IDEAL/FV UFSC
Marília Braga – IESS/IDEAL/FV UFSC

Revisão

Lucas do Nascimento – IESS/IDEAL/FV UFSC
Ricardo Rüther – IESS/IDEAL/FV UFSC

Comitê Técnico – Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Gustavo Pires da Ponte
Guilherme Mazolli Fialho
Aline Couto de Amorim
Michele Almeida de Souza
Paula Monteiro Pereira

Fotografia

Antônio Pereira/Semcom Manaus

O projeto Sistemas de Energia do Futuro integra a Cooperação Brasil-Alemanha para o Desenvolvimento Sustentável e é implementado pela Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH e pelo Ministério de Minas e Energia com recursos do Ministério Federal da Cooperação Econômica e Desenvolvimento (BMZ) da Alemanha.

Brasília, junho de 2024.

Sumário

1. INTRODUÇÃO	4
2. METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO	5
2.1. METODOLOGIA PARA A DESCRIÇÃO EXAUSTIVA DAS POSSÍVEIS FONTES DE RISCO	5
2.2. METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO DE GRAVIDADE DOS RISCOS	5
2.3. METODOLOGIA PARA A AVALIAÇÃO DAS AÇÕES MITIGATÓRIAS	7
3. DISCUSSÃO DE RISCOS E DE AÇÕES MITIGATÓRIAS	9
3.1. DESCRIÇÃO DAS POSSÍVEIS FONTES DE RISCO	9
3.1.1. PROJEÇÃO DA CURVA DE CARGAS DAS LOCALIDADES A SEREM ATENDIDAS	10
3.1.2. DISPONIBILIDADE DE ÁREA.....	13
3.1.3. ALTERAÇÃO NO CENÁRIO DE INTERLIGAÇÃO DAS LOCALIDADES.....	14
3.1.4. DIMENSIONAMENTO ADEQUADO DA SOLUÇÃO RENOVÁVEL.....	17
3.1.5. ROBUSTEZ TÉCNICA DOS PROJETOS PROPOSTOS	20
3.1.6. REGULARIZAÇÃO FUNDIÁRIA.....	24
3.1.7. LICENCIAMENTO AMBIENTAL.....	26
3.1.8. INSTALAÇÃO E COMISSONAMENTO	31
3.1.9. INTEGRAÇÃO OPERATIVA ENTRE AS DIFERENTES FONTES DE GERAÇÃO.....	32
3.1.10. LOGÍSTICA DE SUPRIMENTOS PARA A OPERAÇÃO DO SISTEMA.....	38
3.1.11. DESCARTE OU RECICLAGEM DOS COMPONENTES	39
4. AVALIAÇÃO QUANTITATIVA DOS FATORES DE RISCO IDENTIFICADOS	43
4.1. AVALIAÇÃO DA PROBABILIDADE DE RISCO.....	43
4.2. IMPACTO SOBRE A SEGURANÇA ENERGÉTICA	45
4.3. IMPACTO SOBRE A MODICIDADE TARIFÁRIA	46
4.4. IMPACTO SOBRE A REDUÇÃO DE EMISSÃO DE GASES ESTUFA.....	47
4.5. DEFINIÇÃO DE RISCOS PRIORITÁRIOS	49
5. ESTRATÉGIAS DE MITIGAÇÃO DOS RISCOS PRIORITÁRIOS	50
5.1. ERROS NA PROJEÇÃO DA CURVA DE CARGA	50
5.1.1. Manutenção do status quo.....	50
5.1.2. Elaboração de previsões mais robustas pelo poder concedente	50
5.1.3. Elaboração de cenários de consumo	51
5.1.4. Cenário único com opção de majoração no futuro	51
5.1.5. Análise das estratégias propostas	52
5.2. INDISPONIBILIDADE DE ÁREA E DIFICULDADES NA REGULARIZAÇÃO FUNDIÁRIA	53

5.2.1. Manter status quo	53
5.2.2. Solicitar do empreendedor a documentação comprobatória	53
5.2.3. Publicação de estudo indicativo de áreas disponíveis pelo poder concedente	54
5.2.4. Uso de geração distribuída	55
5.2.5 Análise das estratégias propostas	58
5.3. DIMENSIONAMENTO INADEQUADO DA SOLUÇÃO RENOVÁVEL	59
5.3.1. Manter o status quo	59
5.3.2. Incluir solicitação de memória de cálculos nos documentos a serem apresentados para a habilitação técnica do projeto	60
5.3.3. Realizar medições detalhadas	61
5.3.4 Análise das estratégias propostas	61
6. ANÁLISES COMPLEMENTARES	63
6.1 CONSIDERAÇÕES SOBRE A REN 1016	63
6.1.1 Possibilidades a serem consideradas para instalação de sistemas fotovoltaicos	68
6.2 CONSIDERAÇÕES SOBRE EMISSÕES DE GASES DO EFEITO ESTUFA	69
6.2.1 Balanço de emissões entre supressão de vegetação para instalação de usina híbrida fotovoltaica (SHSD) e geração a diesel	71
7. CONCLUSÃO.....	80
REFERÊNCIAS	81

1. INTRODUÇÃO

Ao longo dos demais produtos deste projeto, foram levantadas diversas informações a respeito do uso de fontes renováveis em sistemas isolados, passando por avaliações técnicas, econômicas, ambientais, jurídicas, levantamento de recursos e até mesmo entrevistas com empreendedores dos Sistemas Isolados (SISOL). Este trabalho prévio, possibilitou a identificação dos principais riscos para o uso de fontes renováveis no SISOL, bem como a reflexão de metodologias e estratégias para mitigação destes riscos, nos casos em que isto é possível.

No plano de trabalho deste projeto, ainda preliminarmente, foram mencionadas as seguintes práticas para mitigação de riscos:

1. Elaboração de especificações técnicas robustas, adequadas para a operação nos locais em questão;
2. Melhores práticas na gestão de fornecedores dos diferentes componentes e subsistemas, incluindo termos de garantia e condições para atendimento pós-venda.
3. Requerimentos para a operação de sistemas híbridos em locais remotos no Norte do Brasil – condições climáticas, mão de obra disponível, logística para operação e manutenção dos sistemas;
4. Melhores práticas para a instalação, o comissionamento e a operação de sistemas híbridos;
5. Prioridades para a capacitação de pessoal nos locais de operação;
6. Requerimentos e especificações técnicas para a supervisão *in loco* e a supervisão remota dos sistemas híbridos;

Assim, tomando como base os aprendizados e discussões dos demais produtos deste projeto, entende-se que há necessidade de maior aprofundamento dessas orientações previamente elencados no plano de trabalho.

Este produto, portanto, tem como foco a discussão dos seguintes pontos:

- Identificação e descrição exaustiva das possíveis fontes de riscos inerentes a geração de energia no ambiente de sistemas isolados de forma geral, e mais especificamente de geração de energia com fontes renováveis;
 - Avaliação do impacto desses riscos, utilizando uma metodologia padronizada para todos os riscos listados;
 - Desenvolvimento de ações mitigatórias e avaliação da eficácia e economicidade das medidas mitigatórias propostas.
-

2. METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO

A metodologia de avaliação a ser utilizada neste produto focará em três aspectos:

- Descrição exaustiva das possíveis fontes de risco de um projeto de geração de energia para uma localidade isolada;
- Avaliação e ponderação da relevância das fontes de risco identificados na primeira etapa;
- Descrição e avaliação sistemáticas das ações mitigatórias.

2.1. METODOLOGIA PARA A DESCRIÇÃO EXAUSTIVA DAS POSSÍVEIS FONTES DE RISCO

Para realizar uma descrição verdadeiramente exaustiva das possíveis fontes de risco, é importante que todas as etapas de um projeto de geração de energia em sistemas isolados sejam avaliadas. Neste sentido, podemos identificar as seguintes etapas:

- 1) **Planejamento:** Planejamento pelo poder concedente e elaboração dos editais de leilões;
- 2) **Socioambientais:** Análise do impacto ambiental, dificuldades técnicas e mão de obra qualificada;
- 3) **Projeto:** Desenvolvimento dos projetos para atendimento as demandas de cada sistema estudado;
- 4) **Habilitação:** Habilitação técnica de projetos;
- 5) **Implantação:** Engenharia e implantação do projeto pelo agente vencedor do leilão;
- 6) **Operação:** Operação e manutenção do projeto;
- 7) **Descomissionamento:** Descomissionamento e descarte ou reciclagem dos componentes;

A descrição está apresentada ao longo da **SEÇÃO 3** deste documento, com foco em riscos inerentes a projetos para atendimento aos sistemas isolados com participação de fontes renováveis.

2.2. METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO DE GRAVIDADE DOS RISCOS

Além da apresentação e discussão dos fatores de risco, foi feita sua avaliação sob a ótica das exigências da EPE para o processo de habilitação técnica, considerando a metodologia apresentada na **TABELA 1** e na **TABELA 2**.

TABELA 1 - CRITÉRIOS DE AVALIAÇÃO DE PROBABILIDADE DE RISCO.

Probabilidade	Descrição da probabilidade, desconsiderando os controles	Peso
Improvável	Em situações excepcionais, o evento poderá até ocorrer, mas nada nas circunstâncias atuais indica essa possibilidade.	1
Pouco provável	Inesperadamente ou casual, o evento poderá ocorrer, mas as circunstâncias pouco indicam essa possibilidade.	2
Possível	De alguma forma, o evento poderá ocorrer, pois as circunstâncias indicam moderadamente essa possibilidade.	5
Provável	De forma até esperada, o evento poderá ocorrer, pois as circunstâncias indicam essa possibilidade.	8
Muito provável	Praticamente certa, o evento deverá ocorrer, pois as circunstâncias indicam fortemente essa possibilidade.	10

Fonte: CGU (2018)

TABELA 2 - CRITÉRIOS DE AVALIAÇÃO DE IMPACTO DE RISCO.

Impacto do risco	Descrição do impacto nos objetivos, caso o evento ocorra	Peso
Insignificante	Mínimo e recuperável ou reversível	1
Baixo	Pequeno e recuperável ou reversível	2
Moderado	Moderado, e recuperável ou reversível	5
Alto	Significativo, de difícil recuperação ou reversão	8
Extremo	Catastrófico e irreversível	10

Fonte: CGU (2018)

O produto dos valores atribuídos de probabilidade e de impacto, pode ser utilizado para definir o nível do risco inerente, ou seja, o nível do risco sem considerar quaisquer controles que reduzam a probabilidade da sua ocorrência ou do seu impacto, conforme apresentado na **EQ. (1)**. A faixas de quantificação de impacto de risco estão expressas na **TABELA 3**.

$$R_{In} = N_p \times N_I \quad (1)$$

Onde:

R_{In} : Nível do risco inerente

N_p : Nível de probabilidade

N_I : Nível de impacto

TABELA 3 - FAIXAS DE QUANTIFICAÇÃO DE IMPACTO DE RISCO.

Classificação do nível de risco	Faixa
Baixo (RB)	0 – 9,99
Moderado (RM)	10 – 39,99
Alto (RA)	40 – 79,99
Extremo (RE)	80 – 100

Fonte: CGU (2018)

É muito importante que a avaliação do impacto de uma eventual materialização de fatores de risco seja específica, deixando clara a natureza deste impacto. Neste sentido, propõe-se distinguir entre as seguintes categorias de impacto:

- 1) **Desabastecimento de energia** – esta seria a materialização de risco mais severa e, portanto, exige uma especial atenção;
- 2) **Modicidade tarifária** – existem fatores de risco que não resultam na interrupção de suprimento de energia, mas podem causar um aumento significativo do custo de energia para os consumidores, contrariando os princípios de modicidade tarifária. Por isto, eventuais impactos de medidas no custo de geração passíveis de serem repassados aos consumidores serão tratados de forma específica. Importante ressaltar que riscos econômicos atribuíveis aos empreendedores não serão analisados separadamente, já que caberá a cada agente tomar as providências para a sua mitigação;
- 3) **Impactos socioambientais** – um dos principais motivos para a integração de fontes renováveis nos sistemas isolados consiste no seu potencial de contribuir para a descarbonização desses sistemas. Sendo assim, riscos que afetem o potencial de redução das emissões de CO₂ precisam ser tratados separadamente. Outro fator importante é a possibilidade de criação de novos empregos locais para instalação, operação e manutenção das novas fontes geradoras tendo em vista a capacidade técnica local e os treinamentos possíveis que podem ser empregados ao longo do projeto.

2.3. METODOLOGIA PARA A AVALIAÇÃO DAS AÇÕES MITIGATÓRIAS

Com relação às atividades mitigatórias para os diferentes tipos de risco identificados, essas estão avaliadas pelos critérios de:

- **Eficácia:** dimensão de desempenho expressa pela redução do nível de materialização do risco;
 - **Eficiência:** dimensão de desempenho expressa pela relação entre os custos econômicos, administrativos e de transação incorridos ou decorrentes da alternativa e o seu impacto esperado (efetividade);
 - **Incentivo às fontes renováveis:** dimensão de desempenho expressa pela redução do nível de risco, sem criar diretrizes proibitivas aos projetos renováveis; e
 - **Economicidade:** dimensão de desempenho expressa pelo impacto da alternativa nos custos da solução.
-

Para cada um destes critérios, o impacto das alternativas será elencado entre:

- ***Negativo;***
- ***Neutro;*** e
- ***Positivo.***

3. DISCUSSÃO DE RISCOS E DE AÇÕES MITIGATÓRIAS

3.1. DESCRIÇÃO DAS POSSÍVEIS FONTES DE RISCO

Neste capítulo está apresentada a descrição exaustiva das possíveis fontes de risco de um sistema isolado renovável, desde a etapa de planejamento até o descomissionamento dos componentes. A **TABELA 4** apresenta um resumo dos principais riscos identificados.

TABELA 4 - CLASSIFICAÇÃO DE FATORES DE RISCO.

Planejamento	• Projeção da carga das localidades no horizonte de planejamento e sua respectiva curva de carga; • Disponibilidade de área (especialmente para instalação de sistemas solares FV); • Alteração no cenário de interligação das localidades;
Habilitação	• Dimensionamento adequado da solução; • Robustez técnica dos projetos propostos pelos agentes;
Implementação	• Regularização fundiária; • Licenciamento ambiental; • Instalação e comissionamento bem-sucedida da unidade geradora de energia;
Operação	• Disponibilidade técnica de equipamentos; • Integração operativa entre as diferentes tecnologias de geração; • Logística de suprimentos e combustíveis para a operação do sistema;
Descomissionamento	• Descarte ou reciclagem de componentes;

Fonte: Elaboração própria.

Importante ressaltar que a discussão e avaliação desses riscos acontecerá no contexto de soluções energéticas renováveis, mais especificamente, sistemas de geração envolvendo um sistema solar fotovoltaico com sistema de armazenamento de energia em baterias de lítio-ferro-fosfato, um gerador termoeletrico de contingência e um sistema de armazenamento com baterias. Outras tecnologias de geração, como, por exemplo, sistemas voltados ao aproveitamento de biomassa ou usinas hidroelétricas (PCHs, CGHs) possivelmente terão perfis de risco distintos, porém o documento em questão se focará apenas a fonte fotovoltaica, tendo como base impacto que essa fonte poderá dispor nos projetos tendo em vista a disponibilidade estudada no Produto P08 – Relatório Levantamento de Recursos.

3.1.1. PROJEÇÃO DA CURVA DE CARGAS DAS LOCALIDADES A SEREM ATENDIDAS

Conforme apresentado no relatório do **PRODUTO 2** deste projeto, uma das preocupações colocadas pelos empreendedores nas entrevistas realizadas foi a incerteza com relação ao consumo da localidade. Segundo os empreendedores, há elevada imprevisibilidade no crescimento de tais localidades, com crescimentos superiores a 10% em um único ano. Da mesma forma, também se observa decréscimos de consumo consideráveis neste mesmo período, ocasionados pela saída de alguma empresa da localidade, por exemplo.

Ainda, há que distinguir entre o impacto de eventuais incertezas referentes aos dados de consumo no abastecimento com energia elétrica. Neste sentido, há que distinguir entre:

- **Risco de desabastecimento** – este seria um cenário onde a divergência entre as projeções de consumo e o consumo real seja tão grande que possa afetar, negativamente, a segurança de abastecimento da referida localidade;
- **Risco à modicidade tarifária** – aqui se trata de um cenário que não coloque em risco a segurança de abastecimento com energia elétrica, mas resultaria em um aumento do custo geração, contrariando os objetivos de modicidade tarifária e redução da CCC (conta consumo de combustíveis);

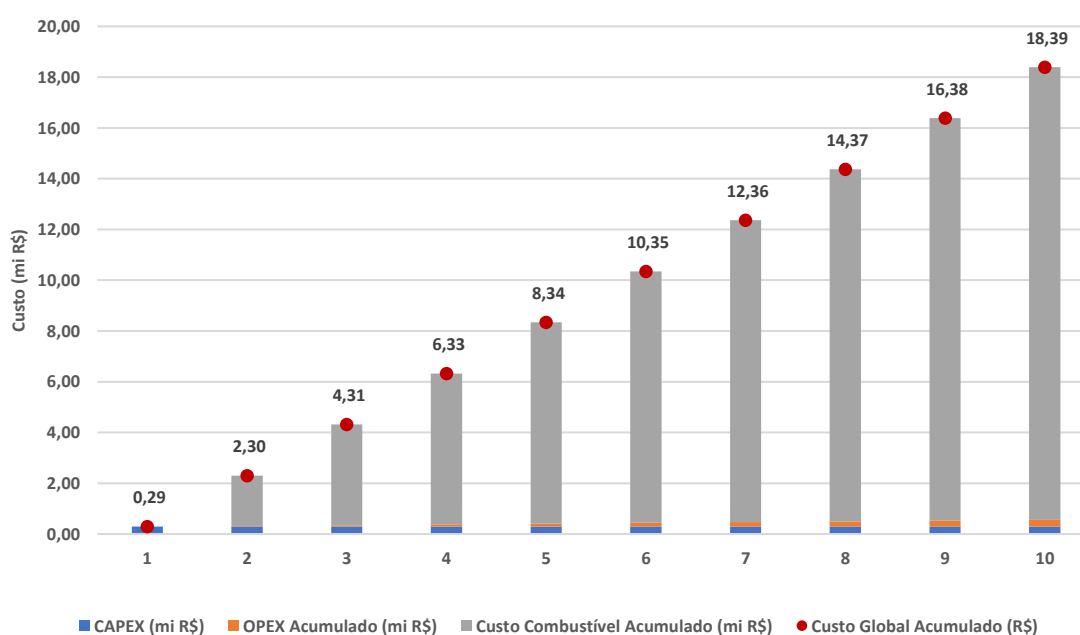
Tais impactos, são de certa forma contornáveis para empreendimentos termelétricos, haja vista a sua maior alocação de custos na componente variável, normalmente composta pelo combustível. Entretanto, é comum observar localidades com consumo específico (l/MWh) com grande disparidade entre o fator i declarado no leilão e o valor real, muitas vezes levado pelo sobredimensionamento das máquinas, as quais são forçadas a operar demasiadamente longe de seus pontos ótimos. Problema este acentuado principalmente em localidades menores, as quais não há grande um número de geradores e, por sua vez, não há grande possibilidade de modulação de carga variando o número de geradores ligados, ou desligados.

É importante mencionar que este risco relacionado a uma previsão incorreta de carga é alocado ao empreendedor, já que seu o ressarcimento de combustível acontece considerando o fator i declarado. Desta forma, nestes casos nos quais o consumo específico real é consideravelmente mais alto, os empreendedores se vêm com custos de combustível proporcionalmente maiores do que o seu ressarcimento, levando-os a um resultado financeiro menor, ou, em casos extremos, negativo.

Para empreendimentos a partir de fontes renováveis, sobretudo àqueles com alta alocação de capital no CAPEX (custo de aquisição e instalação) e baixo custo operacional, como por exemplo, solares com armazenamento, tal problema se torna consideravelmente mais crítico. É o caso já detalhado no **PRODUTO 5** e nas **FIGURAS FIGURA 1** e **FIGURA 2**, para a localidade de Izidolândia.

Para o exemplo para uma geração composta integralmente de gerador à diesel, conforme **FIGURA 1**, fica perceptível que ao longo dos anos de contrato o CAPEX torna-se irrisório frente ao custo variável atrelado ao combustível.

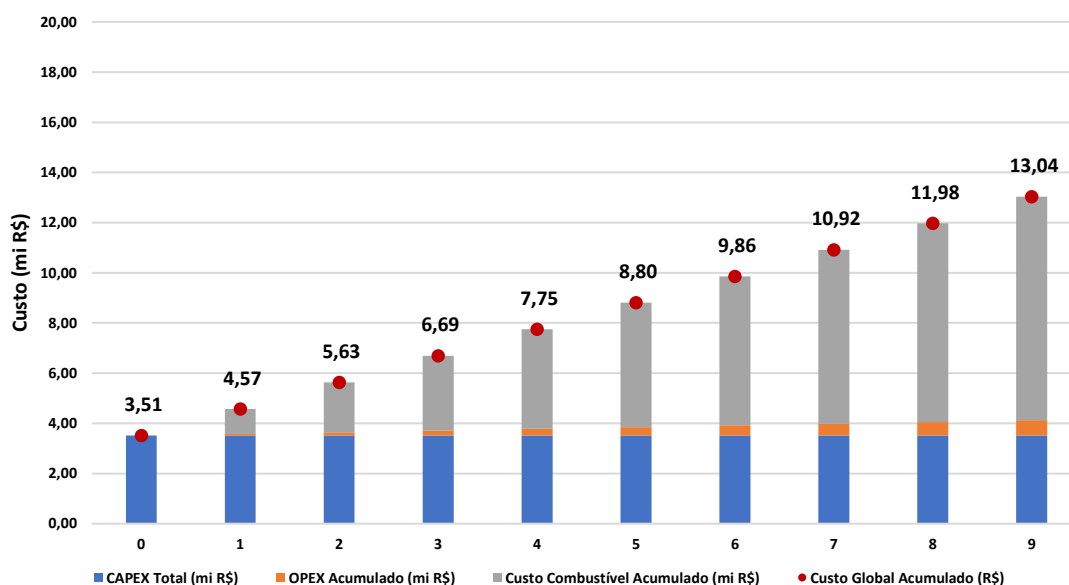
FIGURA 1 - COMPOSIÇÃO DE CAPEX E OPEX ACUMULADO PARA GERADOR DIESEL



Fonte: Elaboração própria.

No segundo exemplo, para a mesma localidade, em que se tem uma penetração renovável de 50%, composta de energia solar fotovoltaica e armazenamento, é possível observar na **FIGURA 2** que ao longo dos anos o CAPEX permanece sendo de grande impacto no custo global da operação.

FIGURA 2 - COMPOSIÇÃO DE CAPEX E OPEX ACUMULADO PARA SOLUÇÃO RENOVÁVEL COM GERADOR DIESEL DE CONTINGÊNCIA.



Fonte: Elaboração própria.

Destaca-se que, para o dimensionamento de tais soluções, são utilizados os dados de consumo da localidade, sobre o qual existem consideráveis incertezas, podendo ocasionar em um subdimensionamento ou sobredimensionamento da solução, refletindo, por sua vez, no preço do leilão.

Ainda, há que lembrar a arquitetura técnica de soluções de energia renovável no âmbito de sistemas isolados. Conforme se mostrou no **PRODUTO 5** e no **PRODUTO 11**, trata-se de soluções híbridas compostas tanto por uma fonte de energia renovável, como de geradores termoelétricos de contingência. Isto significa que estas soluções contêm uma redundância de geração, composto por uma componente renovável e outra componente fóssil.

Caso aconteça uma redução do consumo real vs. o consumo prognosticado, tal como para soluções a diesel, na solução híbrida evidentemente não haverá risco de desabastecimento, apenas risco de aumento do custo de geração. Importante ressaltar no caso da solução fóssil uma redução de consumo resultará na redução da receita variável. Adicionalmente, o risco da realização do fator “i” declarado no leilão permanece com o empreendedor. Caso ele tenha um consumo específico (l/MWh) mais elevado, devido à operação dos seus geradores abaixo do ponto ótimo de carga, ele terá que lidar com este risco. No caso da solução renovável, a maior parte da remuneração do empreendedor está atrelada à receita fixa. Sendo assim, uma redução da carga de um determinado sistema isolado não afetará, significativamente, a remuneração do

empreendedor, transferindo este risco para os consumidores, por meio de uma energia mais cara do que o necessário.

Em caso de aumento do consumo de energia real vs. o consumo prognosticado, uma solução híbrida pode oferecer uma contingência por meio de um gerador fóssil, que poderá ser despachado durante um número maior de horas do que originalmente previsto. Isto, obviamente, contraria os objetivos de modicidade tarifária e de redução de gases do efeito estufa (GEE), mas reduz o risco de desabastecimento. A possibilidade de absorver altas imprevistas de carga é obviamente limitada e depende, em grande escala, do formato da real curva de carga vs. a curva de carga originalmente prevista. Será mais fácil absorver aumentos de carga de curta duração, onde o gerador de contingência e o sistema de armazenamento conjuntamente podem absorver cargas não previstas.

Não é do interesse do consumidor, nem sob a ótica de soluções fósseis, nem para renováveis, que haja grande incerteza nos dados projetados de consumo, pois isso leva a uma solução não otimizada e custos superiores ao necessário.

Ainda segundo os empreendedores entrevistados, esta imprevisibilidade é advinda não de uma imprecisão nos dados, mas sim da dinâmica socioeconômica da região, dificultando medidas de mitigação pelo lado do poder concedente.

Por outro lado, se tratando de uma componente de risco considerável, o empreendedor buscará formas de quantificação e precificação. Na ausência de informações padronizadas de projeções confiáveis e, os riscos sendo do empreendedor, ele optará por realizar sua própria avaliação de cenários para a localidade, podendo resultar em preços superiores e soluções não otimizadas, buscando a mitigação deste risco.

3.1.2. DISPONIBILIDADE DE ÁREA

No relatório do **PRODUTO 2**, também está presente a preocupação dos empreendedores com relação a questão fundiária, principalmente para soluções com energia solar fotovoltaica, já que tais empreendimentos necessitam de uma área considerável para implementação, disponibilidade esta que costuma ser um desafio a ser transposto.

Além disso, há de se mencionar que, segundo os empreendedores, no momento das entrevistas, um dos grandes problemas costuma ser a questão fundiária da localidade, com dificuldade até mesmo de se conseguir imóveis formalmente registrados.

A questão do licenciamento ambiental também pode se tornar um desafio, para além de eventuais necessidades de supressão da vegetação nativa, principalmente em soluções situadas dentro do raio de uma reserva indígena, quilombola ou unidades de conservação. Nesses cenários a complexidade do licenciamento pode ser consideravelmente maior. Adicionalmente, a supressão de vegetação nativa, além de resultar em emissão de gases de efeito estufa pode criar um eventual estigma atrelando a energia solar fotovoltaica ao desmatamento.

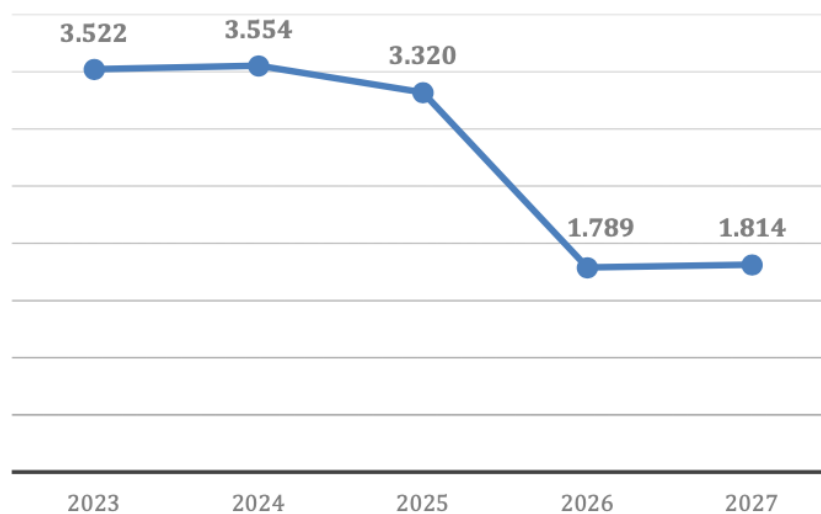
3.1.3. ALTERAÇÃO NO CENÁRIO DE INTERLIGAÇÃO DAS LOCALIDADES

Anualmente, a EPE publica a previsão de carga dos sistemas isolados para os próximos anos conforme projeção das distribuidoras. Até a finalização deste relatório, a versão mais atualizada foi lançada em dezembro de 2022 (EPE, 2022). Esse documento (Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados Horizonte 2023-2027, ciclo 2022) prevê atualmente uma redução de carga de

3.522 GWh/ano (representando aproximadamente 0,6% da carga nacional) para aproximadamente 1.800 GWh/ano a partir de 2026, conforme pode-se visualizar na **FIGURA 3**.

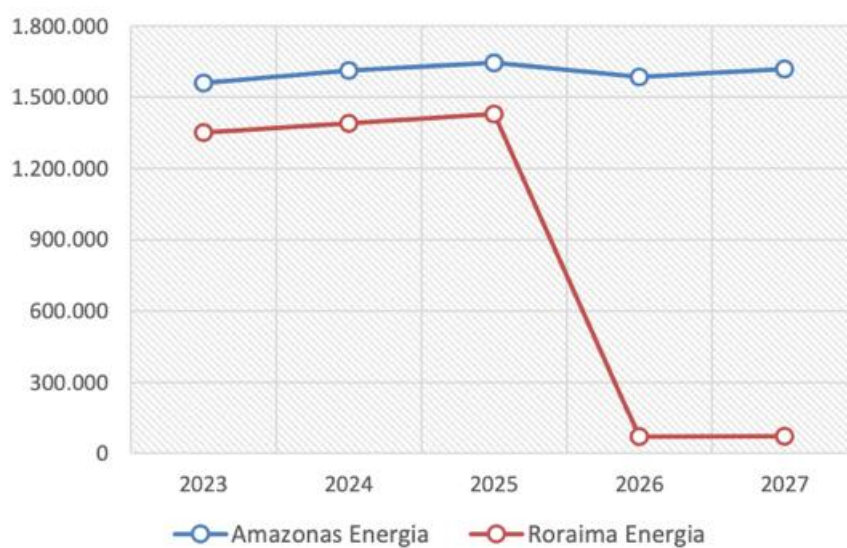
Esta redução de carga é resultado de vários fatores, entre eles evolução de consumo, redução de perdas técnicas e não-técnicas, mas, principalmente, é resultado do calendário de interligações previstas para os próximos anos. Nas **FIGURA 4** e **FIGURA 5** é possível visualizar a dinâmica prevista de redução de carga dos sistemas isolados por distribuidora. Conforme pode ser observado, mais de 80% da redução de carga é atribuível à Roraima Energia, e o restante sendo atribuível à Energisa Acre e Equatorial Pará. No caso da Roraima Energia, esta redução de carga parte da premissa da interligação de Boa Vista e demais municípios atendidos pelo sistema isolado da capital do estado, a partir de set/2025. Para o estado de Amazonas, onde está localizada o maior número de sistemas isolados, há previsão de um leve aumento de carga, tendo em vista que muitos municípios naquele estado não têm previsão de interligação com o (Sistema Interligado Nacional (SIN). De forma análoga, há previsões de aumento de carga para Neoenergia Pernambuco (Fernando de Noronha), e Energisa Rondônia. Neste contexto, a ilha de Fernando de Noronha merece especial atenção, dado o crescimento populacional e do número de visitantes na ilha.

FIGURA 3 – CARGA TOTAL (GWh) SISOL – HORIZONTE 2023 – 2027
(CARGA (GWh) = CONSUMO + SUPRIMENTO + PERDAS)



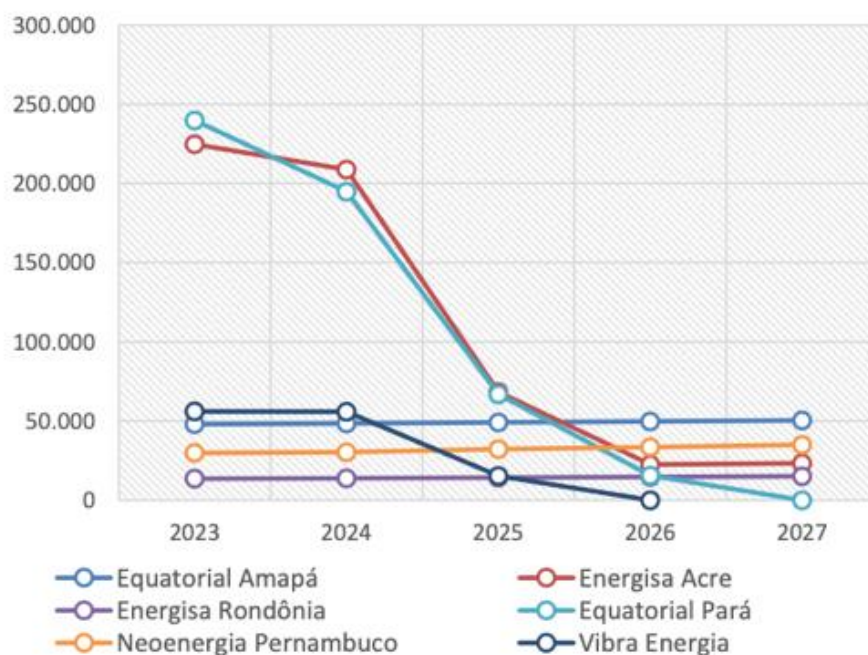
Fonte: EPE, 2022.

FIGURA 4 – PREVISÃO DE CARGA TOTAL (MWh) PARA AMAZONAS ENERGIA E RORAIMA ENERGIA (HORIZONTE 2023-2027)



Fonte: EPE, 2022.

FIGURA 5 - PREVISÃO DE CARGA TOTAL (MWh) PARA DEMAIS DISTRIBUIDORAS (HORIZONTE 2023-2027)



Fonte: EPE, 2022.

É compreensível que a execução de obras de interligação na região amazônica enfrenta uma série de desafios e incertezas. No caso de Boa Vista, trata-se de uma obra de interligação de aproximadamente 1.000 Km, atravessando extensos trechos de floresta amazônica, inclusive uma reserva indígena (Waimiri-Atroari).

Em localidades menores, como por exemplo, em Feijó (AC), ou Tarauacá (AC) ainda existem incertezas sobre o estágio atual das obras de interligação (EPE, 2022). Em ambos os casos, a conclusão das obras está prevista para o ano de 2023. Da mesma forma, em várias outras localidades no estado do Amazonas com previsão de interligação, como por exemplo Guajará, Itacoatiara, Itapiranga, ou Parintins, o risco de atraso na interligação não pode ser totalmente excluído.

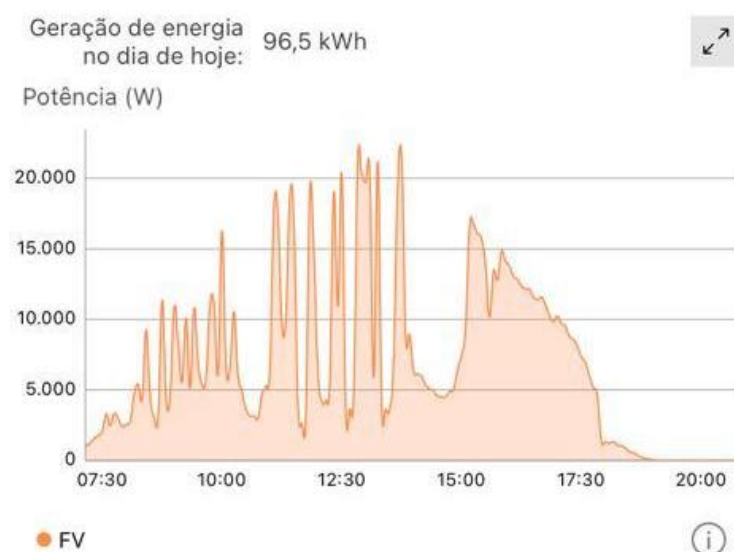
No contexto da hibridização e descarbonização de sistemas isolados, eventuais atrasos na interligação são relevantes pelo seguinte motivo – uma previsão de interligação no curto a médio prazo (2-5 anos) pode desestimular a implementação de soluções renováveis, já que o prazo de amortização desses sistemas costuma ser superior a 5 anos. Neste sentido, existe o risco de acontecer uma contratação de energia fóssil em localidades cujas interligações possam demorar além do prazo previsto e onde um planejamento de prazo mais realista teria viabilizado uma solução renovável.

3.1.4. DIMENSIONAMENTO ADEQUADO DA SOLUÇÃO RENOVÁVEL

Conforme mencionado anteriormente, as análises deste capítulo têm como premissa técnica um sistema de geração de energia isolado composto por um sistema de geração fotovoltaico, um gerador termoelétrico de contingência e um sistema de armazenamento. Conforme mostrado em capítulos anteriores, o dimensionamento adequado desta solução não é trivial, tendo em vista que será necessário atingir uma solução tecnicamente robusta e economicamente otimizada que possa conciliar a variabilidade fotovoltaica com as oscilações horárias e sazonais da carga.

A título de exemplo, a **FIGURA 6** mostra a evolução da geração fotovoltaica de um sistema integrado a uma edificação, instalado no interior do estado de São Paulo, com resolução temporal de 5 minutos. Conforme podemos constatar, existe uma variação muito significativa da geração solar fotovoltaica, o que torna imprescindível o acoplamento de um sistema de armazenamento capaz de compensar estas oscilações de curta duração.

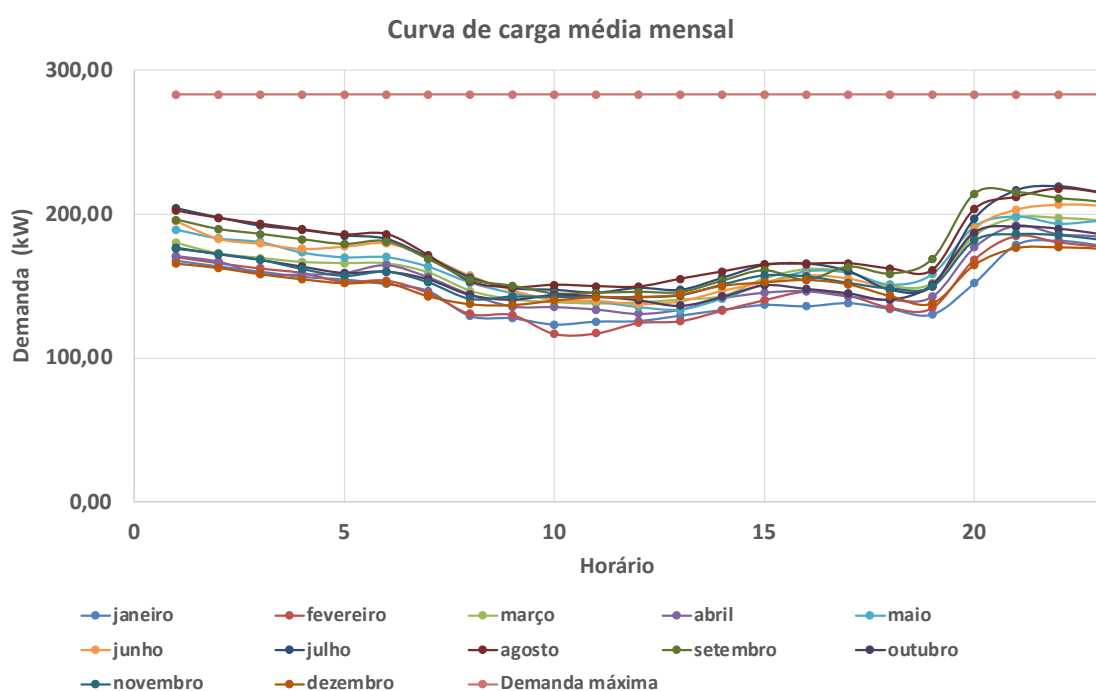
FIGURA 6 - EXEMPLO DE INTERMITÊNCIA DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA.



Fonte: Gráfico extraído do software de supervisão do sistema fotovoltaico

A equalização da curva de geração fotovoltaica, naturalmente variável e com certa sazonalidade, com a curva de carga de uma localidade isolada (município de Sacambu, AM, por exemplo), mostra-se como uma etapa importante nesta avaliação. A **FIGURA 7** apresenta a curva de carga média mensal do município de Sacambu.

FIGURA 7 - CURVA DE CARGA MÉDIA MENSAL DO MUNICÍPIO DE SACAMBU, AM



Fonte: EPE, 2022.

Observa-se através da **FIGURA 7** que a curva de demanda apresenta 2 tipos de problemas:

- 1) Para assegurar o correto abastecimento com energia durante o dia o sistema fotovoltaico precisa ser complementado por um banco de baterias (ou outra fonte despachável e altamente reativa) para evitar que as quedas bruscas de geração fotovoltaica resultem em instabilidade da rede elétrica;
- 2) Adicionalmente, a solução de armazenamento (ou de fonte alternativa) precisa assegurar o suprimento de energia durante as horas de baixa produtividade ou sem produção fotovoltaica, como por exemplo durante o horário ponta a partir das 18h00.

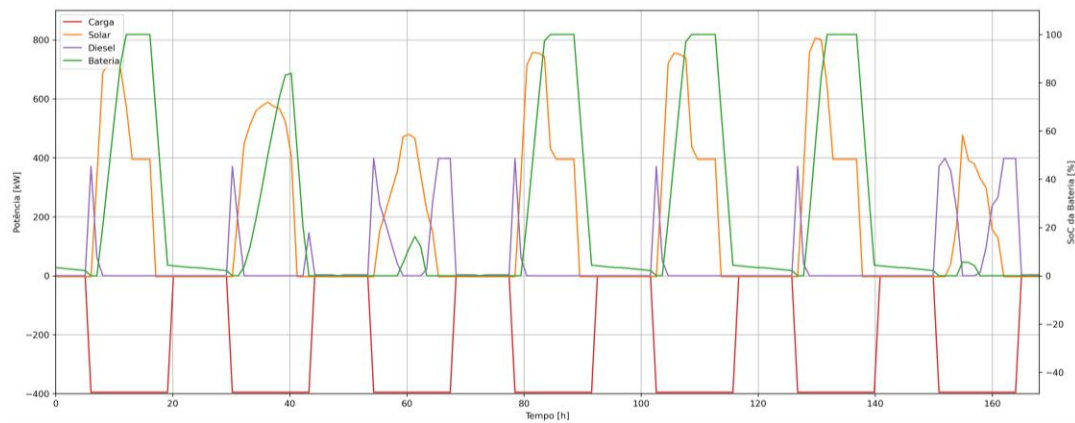
As questões mencionadas acima poderiam ser solucionadas com um sobredimensionamento, tanto do gerador fotovoltaico, como do sistema de armazenamento. Em princípio, este sobredimensionamento poderia ser feito para que mesmo no dia com a menor irradiância do ano haja suficiente geração fotovoltaica, para atender as cargas diurnas e carregar as baterias para o ciclo noturno. Evidentemente, um dimensionamento visando apenas a segurança energética do sistema isolado muito provavelmente resultará em uma solução com pouca ou nenhuma viabilidade econômica. Além disso, pode gerar maiores complexidades técnicas na operação, dada o elevado nível de limitação da energia solar em dias ensolarados em função de seu sobredimensionamento e falta de local para escoamento da energia adicional. Por

isto, é de suma importância que o dimensionamento otimizado de um sistema isolado renovável encontre o ponto ótimo de viabilidade econômica, respeitando os limites técnicos dos componentes e sistemas envolvidos. A determinação deste ponto ótimo precisará dos seguintes dados e análises:

- Dados de geração fotovoltaica e da curva de carga em alta resolução. Minimamente será necessário ter dados em resolução horária, para os 365 dias do ano;
- Premissas robustas do CAPEX (custo de aquisição e instalação) e do OPEX (custo operacional) da solução a ser implementada. Neste contexto, o CAPEX do gerador fotovoltaico, e do sistema de armazenamento, também como o OPEX do combustível a ser utilizado no gerador termoelétrico de contingência são de especial relevância. No caso das despesas de combustível será importante incorporar o custo de logística, também como uma previsão da evolução deste custo ao longo da vida útil do projeto;
- Entendimento da degradação esperada para os painéis fotovoltaicos e para o banco de baterias.

A simulação de dimensionamento precisa avaliar diferentes combinações de potência de geração fotovoltaica, capacidade de armazenamento e utilização do gerador termoelétrico de contingência, para as 24 horas dos 365 dias do ano, até encontrar uma solução com melhor viabilidade econômica. Em um sistema híbrido, com foco na utilização de fontes renováveis, é comum encontrar uma curva onde o fotovoltaico atenderá em conjunto ao sistema de armazenamento as demandas de carga diurnas – sendo esse último como fonte base para não intermitência da rede e/ou como utilização do *clipping* da potência excedente do fotovoltaico. Em períodos em que a incidência solar diminuirá ou será nula, o atendimento terá como prioridade a capacidade excedente do banco de baterias e para fins de backup e atendimento em situações finais, geralmente entram em operações os geradores térmicos para suprimento das cargas existentes, conforme apresentado na **FIGURA 8**. Deve-se ressaltar um dimensionamento inadequado também pode resultar em aumento das emissões de GEE.

FIGURA 8 - EXEMPLO DA OPERAÇÃO MANUAL DE UM SISTEMA HÍBRIDO.



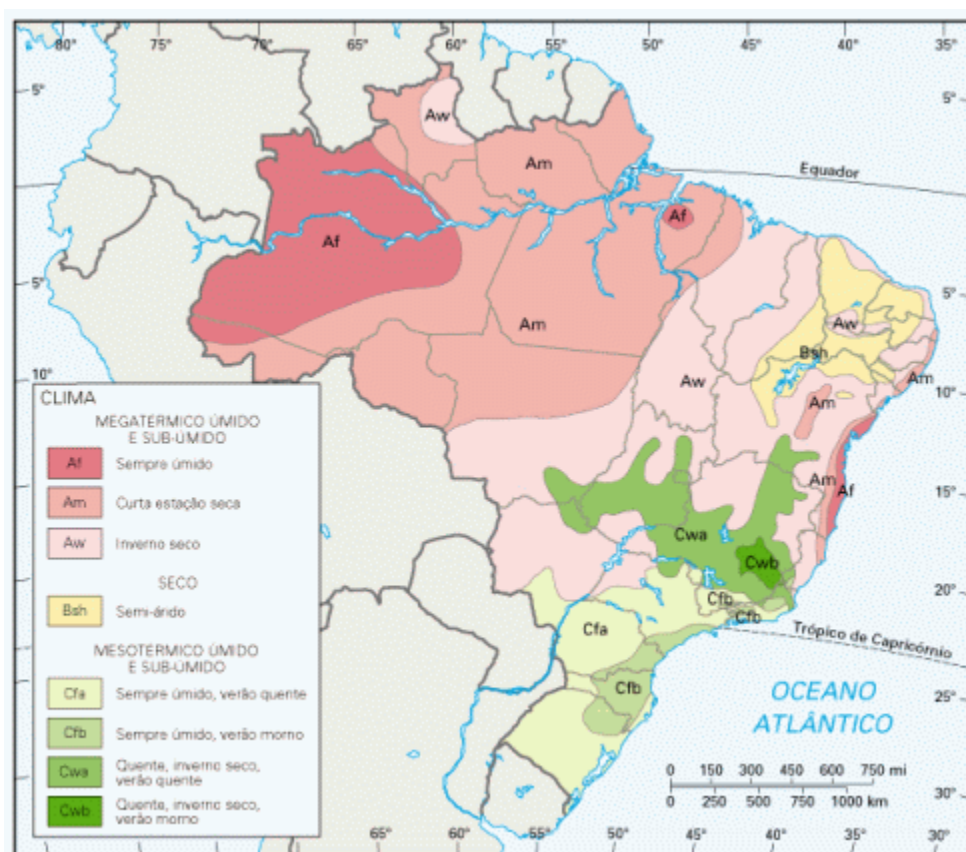
Fonte: Elaboração própria.

3.1.5. ROBUSTEZ TÉCNICA DOS PROJETOS PROPOSTOS

As exigências com relação aos equipamentos a serem utilizados em sistemas isolados precisam ser definidos em função de vários fatores, os mais importantes sendo:

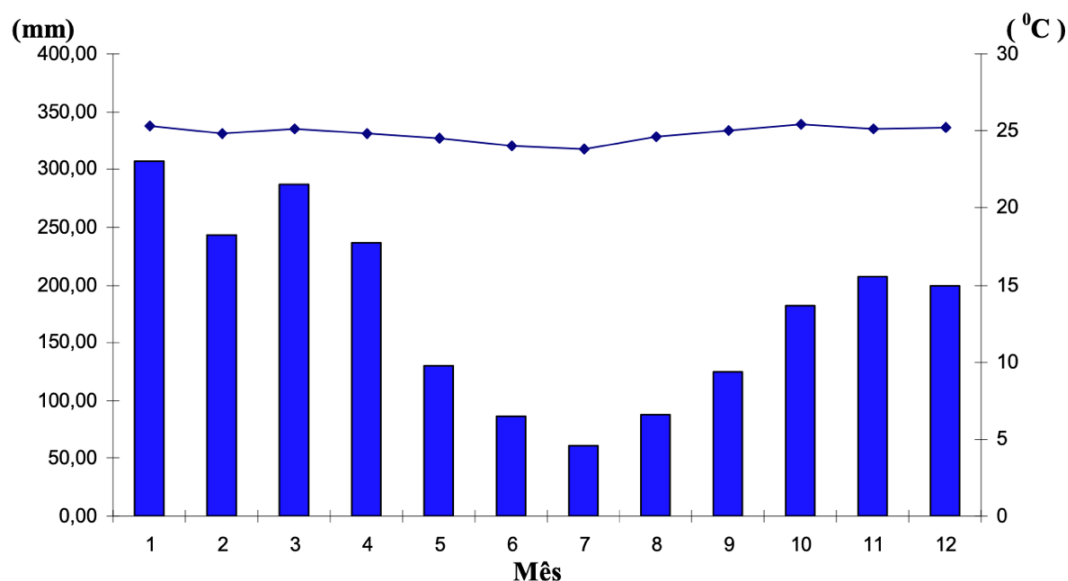
- **Condições climáticas** – o clima da região Norte do Brasil pode ser caracterizado como quente úmido. Utilizando a classificação climatológica de Köppen-Geiger a maior parte da Amazônia brasileira estão sujeitos aos climas **A** (Tropical) **f** (floresta tropical) ou **m** (tropical de monção), conforme mostra a **FIGURA 9**.

FIGURA 9 - CLASSIFICAÇÃO CLIMÁTICA DE KÖPPEN-GEIGER



Com relação a temperatura, esta classificação significa que a maioria das localidades na Amazônia tem uma temperatura média de aproximadamente 25°C com pouca variação ao longo do ano. Com relação a precipitação localidades que fazem parte do sub clima **Af** apresentam precipitações acumuladas acima de 2.000 mm/ano, o que significa que estas localidades praticamente não têm períodos secos. O sub clima **Am** apresenta níveis de precipitação parecidos, mas conta com período de seca, que pode durar entre 1 e 3 meses (veja **FIGURA 10**, na qual as barras em azul representam a precipitação média mensal e a linha a temperatura média mensal na Amazônia). Importante observar que as mudanças climáticas provocadas pelo aquecimento global, junto com o desmatamento da Amazônia contribuem tanto para uma maior volatilidade climática e um aumento de fenômenos meteorológicos extremos, como também em um aumento das temperaturas máximas e médias, acompanhados por uma extensão do período seco.

FIGURA 10 - TEMPERATURAS MÉDIAS E DAS PRECIPITAÇÕES NA AMAZÔNIA

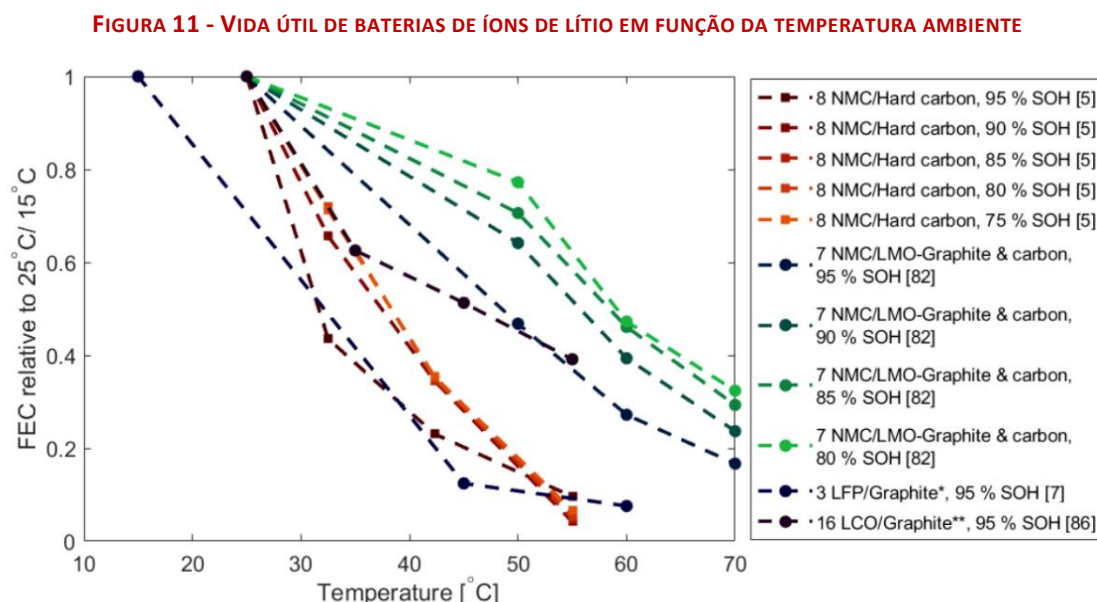


Fonte: PUC Rio, 2006.

Em todos os casos trata-se de condições climáticas bastante extremas e a especificação dos componentes a serem utilizados em sistemas isolados renováveis, especialmente de equipamentos de eletrônica de potência, medidores, sensores e demais componentes eletrônicos, e bancos de baterias precisam ser devidamente especificados para operar em estas condições climáticas por extensos períodos.

Neste contexto, é oportuno reforçar a importância do gerenciamento térmico para baterias de íons de lítio, sendo esta, a tecnologia de armazenamento de referência utilizada em um número crescente de projetos. A **FIGURA 11** mostra a evolução da capacidade em função da temperatura do ambiente. No eixo X (eixo horizontal) deste gráfico observamos vários níveis de temperatura operacional, enquanto o eixo Y (eixo vertical) mostra redução da vida útil da bateria como quociente entra a vida útil em temperatura de 25°C vs. a temperatura de teste. Neste caso, vida útil é definido como ciclos completos (*full cycle* equivalente – FEC). Um quociente de 1 significaria que o aumento da temperatura não afetaria a vida útil da bateria. Um quociente de 0,5 significa que temperatura do teste reduziu a vida útil da bateria em 50%. Por exemplo, podemos observar que baterias de NMC com anodo de carbono (linha laranja NMC/*hard carbon*), quando operadas em temperaturas constantes de 40°C sofrem uma perda de vida útil de aproximadamente 60% (quociente de 0,4).

Adicionalmente, a **FIGURA 11** também compara diferentes estados de saúde (SOH – *state of health*) das baterias incluídas no teste. Ou seja, algumas delas (com SOH <100%) já mostraram alguns sinais de degradação antes do início do teste.



Fonte: Spitthoff,L.; Shearing,P.R.; Burheim, 2021.

Podemos constatar a maioria das baterias testadas mostraram boa tolerância para temperaturas até 30° C, mas mostram taxas de degradação elevada para temperaturas acima deste patamar. Embora haja diferenças na tolerância térmica das diferentes tecnologias, podemos concluir que todas as tecnologias de baterias de íons de lítio sofrem de degradação prematura quando forem operadas em condições de temperatura superior a 30° C. Tendo em vista que a temperatura média na Amazônia está em torno de 25°C ao longo do ano inteiro, pode-se concluir que frequentemente as temperaturas máximas superarão os 30°C, tornando obrigatório o uso de dispositivos de gerenciamento térmico para a operação segura de sistemas de armazenamento eletroquímico.

- **Distância** – a **FIGURA 12** mostra todas as instalações termoelétricas com outorga, conforme estatística disponibilizada pela ANEEL.

FIGURA 12 - LOCALIZAÇÃO DE USINAS TERMOELÉTRICAS NA AMAZÔNIA



Fonte: ANEEL, 2023.

Conforme pode-se constatar, muitas localidades atendidas por sistemas isolados ficam distantes dos grandes centros urbanos da região Norte, e boa parte delas apenas é acessível por via fluvial ou transporte aéreo. Isto traz um desafio para a manutenção, especialmente quando há equipamentos danificados, sendo necessário manter algum backup dos principais componentes nas localidades ou em centros mais próximos para minimizar o risco de desligamentos.

- **Disponibilidade de mão de obra em loco para atividades de manutenção preventiva e corretiva** – importante salientar que na maioria das localidades atendidas por sistemas isolados haverá um número limitado de profissionais qualificados para realizar tarefas de manutenção preventiva ou corretiva.

Os pontos elencados acima, embora não sejam novidade, reforçam a importância de uma especificação técnica muito robusta para os componentes e sistemas a serem utilizados para a geração e o armazenamento de energia renovável no âmbito de sistemas isolados. Propostas para atender este critério estão elaboradas no próximo capítulo.

3.1.6. REGULARIZAÇÃO FUNDIÁRIA

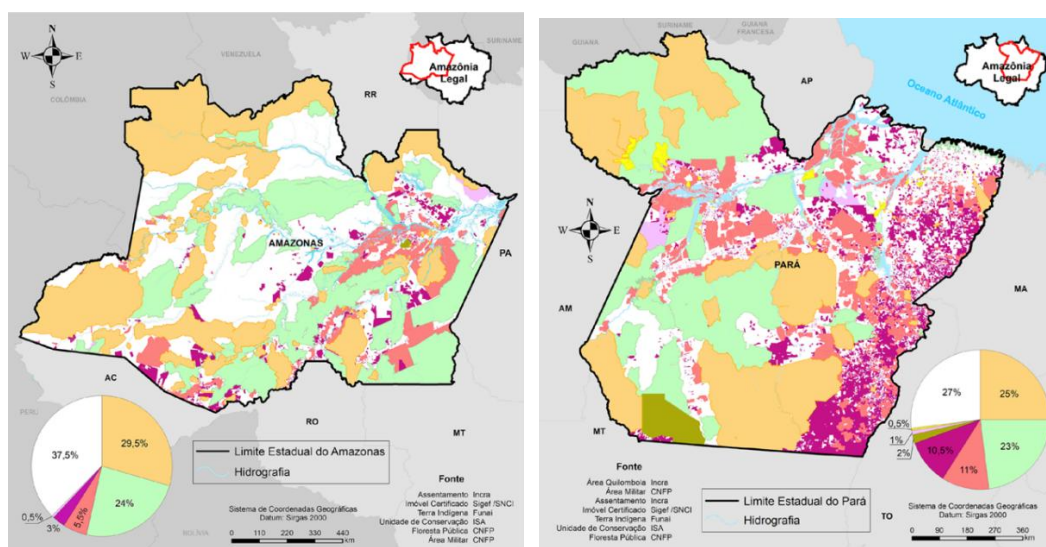
Conforme apresentado no **PRODUTO 2** deste estudo, uma das principais dificuldades apresentadas pelas empresas entrevistadas foi a dificuldade na regularização fundiária na Amazônia. Um dos entrevistados chegou a manifestar que não existiria *‘matrícula de imóvel na*

Amazônia'. Estas afirmações são corroboradas por análises do uso do espaço físico na região. O IMAZON (Instituto do Homem e Meio Ambiente da Amazônia) realizou de 2016 a 2020 um amplo estudo sobre a questão da regularização fundiária e concluiu que 28,5% do território amazônico não possui informações sobre sua destinação fundiária. Segundo os planos dos governos estaduais e da União, 43% desses terrenos deveriam possuir prioridade para conservação. No entanto, segundo o IMAZON, 'os procedimentos atuais não garantem a destinação do território para essa finalidade'. O instituto também apurou que atualmente existem 22 órgãos com atribuições para a regularização fundiária na Amazônia, e constata uma falta de coordenação, e baixa adoção de tecnologia (veja **FIGURA 13**).

Conforme mostrado nos estudos de caso apresentados no **PRODUTO 14**, os requisitos de área necessários para atingir penetrações energéticas da fonte solar fotovoltaica são significativos. Isto indica que sem a possibilidade de regularização fundiária, as tentativas para reduzir as emissões de CO₂ na geração de energia para sistemas isolados poderão tornar-se ineficazes.

Importante destacar que o empreendedor, de forma individual, terá poucas chances para superar as dificuldades na regularização fundiária. Sem dúvida, a gestão deste risco exigirá uma atuação coordenada entre o poder concedente dos contratos para os sistemas isolados junto com autoridades estaduais.

FIGURA 13 - SITUAÇÃO FUNDIÁRIA NOS ESTADOS DO AM E PA.



Terra indígena	
Unidade de conservação	
Projeto de assentamento	
Imóvel privado	
Floresta pública	
Área militar	

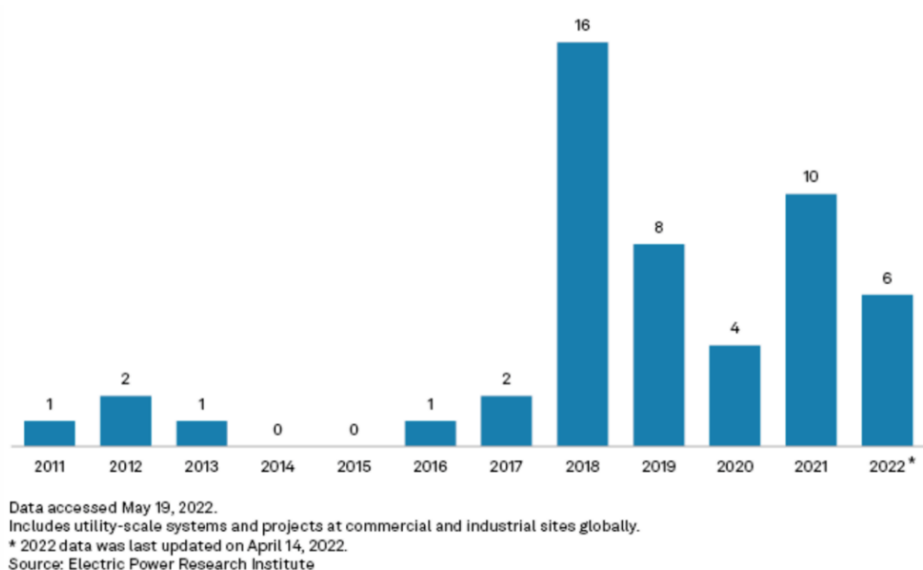
Fonte: IMAZON (Instituto do Homem e Meio Ambiente na Amazônia), 2021.

3.1.7. LICENCIAMENTO AMBIENTAL

O licenciamento ambiental é um passo fundamental na implementação de qualquer projeto de infraestrutura, e de geração de energia. É de suma importância que todos os empreendimentos sigam as normas de segurança ambiental estabelecidos pelos órgãos competentes. Tanto para geradores termoelétricos, como para sistemas fotovoltaicos, existem regras específicas de licenciamento, baseadas nos perfis de risco destas tecnologias. No entanto, para sistemas estacionários de armazenamento de energia elétrica, estas regras ainda não estão claramente definidas, dada a relativa novidade desta tecnologia no Brasil.

A avaliação de risco desses sistemas e a definição de medidas mitigatórias sempre é específica para a tecnologia utilizada em cada projeto. Evidentemente, baterias de chumbo-ácido tem um perfil de risco diferente de baterias de íons de lítio, que por sua vez tem diferenças fundamentais com baterias de fluxo ou outras tecnologias de armazenamento. Nos Estados Unidos o *Electric Power Research Institute* realizou um levantamento de eventos de falhas graves em sistemas de armazenamento com baterias de grande porte. Conforme pode ser constatado na **FIGURA 14**, houve um acúmulo de casos durante o ano 2018, e desde então uma redução significativa de eventos.

FIGURA 14 - NÚMERO DE FALHAS EM SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE GRANDE PORTE NOS EUA



Fonte: Electric Power Research Institute, 2022.

Embora o relatório não mencione de forma explícita a tecnologia dos sistemas envolvidos é razoável supor que na grande maioria dos casos trate-se de sistemas utilizando baterias de íons de lítio (pelo fato de ser a tecnologia mais utilizada nesses projetos) e de incêndios no banco de baterias desses sistemas. Um dos acidentes que chamou bastante atenção foi um incêndio que aconteceu em maio de 2022 no sistema de armazenamento da PG&E em *Moss Landing*, na Califórnia, com potência de 300 MW e capacidade instalada de 1.200 MWh (veja **FIGURA 15**). Infelizmente, *Moss Landing* não é um caso isolado. Outros incêndios aconteceram na Austrália (*Neoen Big Battery Project*), e na China (*Jimei Dahongmen PV & Storage Project*).

FIGURA 15 - REPORTAGEM SOBRE O INCIDENTE NO BESS LOCALIZADO EM MOSS LANDING, CA, EUA.



Fonte: KSBW Action News 8, 2022.

Tipicamente, incêndios em bancos de baterias se originam em uma célula individual que pode sobreaquecer como resultado de uma falha mecânica (por exemplo, perfuração devido a

manuseio inadequado), ou falha elétrica. Como consequência, esta célula pode entrar em um processo de superaquecimento (o chamado *thermal runaway*) que por sua vez pode comprometer células vizinhas. Adicionalmente, alguns tipos de células emitem durante o processo de superaquecimento hidrogênio, aumentando ainda mais o risco de um incêndio.

Além de falhas no banco de baterias, ainda existem outras fontes de risco, conforme mostra a **TABELA 5**.

TABELA 5 - ESTATÍSTICA DE PROBABILIDADE DE FALHA EM BANCOS DE BATERIAS.

Categoria da Falha	Falha	Probabilidade anual
Elétrica	Sobrecarga ou subcarga baseadas em falha do inversor.	0.01
Mecânica	Falha mecânica resultada de impacto durante manutenção.	0.01
	Falha mecânica resultada de impacto durante transporte.	0.01
	Defeito de fabricação que afeta múltiplas células.	0.01
Térmica	Sobreaquecimento devido a falha do HVAC (sistema climatização).	0.1
Erro Humano	Erro humano durante comissionamento, instalação, reparo, ou atividades de operação.	0.01

Fonte: DNV-GL (tradução New Charge), 2019.

Vale ressaltar que probabilidade de falha não condiz com tempo de resposta ao problema, isto é, o risco de ocorrer alguns dos problemas citados acima não possui variação entre um sistema isolado ou interligado, porém, o tempo de resposta ao problema posterior ocorrido realmente seria infinitamente diferente entre ambos.

Com relação ao perfil de risco inerente a sistemas de armazenamento é importante contextualizar os números de ocorrências e o rápido crescimento da base instalada. Para os Estados Unidos, observamos a seguinte evolução conforme apresentado na **TABELA 6**.

TABELA 6 - OCORRÊNCIA DE FALHAS VS. EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA DE BESS NOS EUA.

	2018	2019	2020	2021	2022
# de ocorrências	16	8	4	10	6
Base instalada (GW)	1,21	1,67	2,24	10,68	11,11

Fonte: Electric Power Research Institute, EIA (US Energy Information Administration), 2022.

Conforme podemos constatar, a potência instalada de sistemas de armazenamento utilizando baterias multiplicou-se quase por dez, enquanto a ocorrência anual de eventos severos caiu de 16 para 6.

No Brasil, a falta de regras claras para o licenciamento ambiental de projetos de armazenamento pode resultar em dois possíveis problemas:

- ***Instalação de sistemas que representam riscos ao meio ambiente, saúde ocupacional e saúde da população em geral*** – diante os relatos de falhas severas em sistemas de armazenamento é importante que sejam tiradas as conclusões de acidentes já ocorridos em outros países e adotadas as melhores práticas para sua mitigação;
- ***Adoção de regras excessivamente severas dificultando a implementação de sistemas de armazenamento*** – a novidade da tecnologia de armazenamento eletroquímico no Brasil e o fato que falhas severas são raras (mas têm um amplo impacto quando acontecem) significa que na ausência de uma diretriz geral bem-feita, órgãos estaduais ou municipais poderiam adotar regras próprias que em vez de facilitar a operação segura desta tecnologia dificultam sua própria adoção, e desta forma contrariam os esforços de descarbonização da geração de energia elétrica para sistemas isolados. Como exemplo, vale citar as exigências aos quais foi submetido um dos projetos da chamada estratégica da ANEEL. Naquele caso, o órgão estadual competente entendeu que o controle ambiental de um sistema de armazenamento com baterias de lítio exigiria a realização trimestral das seguintes análises:
 - ***Solo:*** existência de contaminação do solo ao redor da instalação;
 - ***Água:*** amostras do lençol freático bem como da água marítima (a instalação fica a aproximadamente 500 metros da praia);
 - ***Ar:*** medições para detectar eventuais poluentes no ar;

Importante destacar que as regras de medição e controle ambiental adotadas para este sistema de armazenamento são significativamente mais severas que aquelas aplicadas aos geradores termoelétricos responsáveis pela geração de energia no local. Fica evidente que estes geradores representam um risco ambiental muito mais severo, dada a necessidade de logística de combustível e manuseio de outros fluídos potencialmente tóxicos em eventos de manutenção (troca de óleo, troca de fluídos hidráulicos etc.).

Diante do exposto é importante que o Brasil adote regras de licenciamento ambiental para sistemas de armazenamento, levando em conta as seguintes considerações:

- **Abrangência:** importante desenhar um arcabouço, ou pelo menos diretrizes com aplicabilidade em todo território nacional, evitando assim divergência de regras entre estados ou regiões;
- **Especificidade:** conforme mencionado, o perfil de risco de sistemas de armazenamento depende muito da tecnologia utilizada. As principais tecnologias aplicáveis – baterias de chumbo-ácido, baterias de íons de lítio, baterias de fluxo – tem perfis de risco muito distintos. Inclusive, dentro da família de baterias de íons de lítio será necessário distinguir entre as principais composições do cátodo, tendo em vista que a susceptibilidade para o sobreaquecimento (*thermal runaway*) de baterias NMC (lítio-níquel-manganês-cobalto) ou NCA (lítio-níquel-cobalto-óxido de alumínio) é muito diferente de baterias LFP (lítio-ferro-fosfato) e as demais composições químicas disponíveis no mercado;
- **Razoabilidade:** muito importante que os requisitos aplicados a sistemas de armazenamento eletroquímicos sejam razoáveis, em comparação com os demais equipamentos que compõem o conjunto de geração de energia para sistemas isolados, principalmente em comparação com as regras aplicadas a geradores termoeletrônicos.

Além da questão referente ao licenciamento dos sistemas de armazenamento, no que diz respeito ao licenciamento mais geral, há que se considerar que a questão da eventual necessidade de supressão de vegetação na região amazônica pode levar a uma grande dificuldade no processo e até sua inviabilização. No **CAPÍTULO 6.2** discute-se essa questão sob o ponto de vista de demonstrar que a supressão de vegetação na região é paradigmática, pois ao se considerar a dimensão das emissões de gases de efeito estufa, a eventual emissão com o desmatamento pode vir a ser muito menor que a emissão com a manutenção do diesel.

- **Medidas de descarte e reciclagem dos sistemas de armazenamento de energia** – o mercado de armazenamento de energia se mostra tendencioso a se manter utilizando tecnologias de baterias eletroquímicas, com principal foco em lítio para sistemas de grande porte. Tendo em vista que existe a necessidade de definição de destino final das
-

componentes principais e seus componentes, visa se manter como padrão o estipulado por normativas aplicadas a usinas fotovoltaicas e determinações colocadas em determinações como na Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS). Por isso com essas metodologias funcionais criadas nas normas atuais, como na PNRS, não se fazem necessário criar novos critérios e interferências no âmbito do licenciamento ambiental do projeto, tendo em vista que o modelo atual de destino dos componentes já se mostra eficiente.

3.1.8. INSTALAÇÃO E COMISSIONAMENTO

Evidentemente, a instalação e o comissionamento de todos os componentes que integram um sistema isolado de geração de energia renovável são essenciais para assegurar a operação bem-sucedida do sistema como todo. Existe hoje um conhecimento amplo e profundo sobre a instalação e comissionamento de geradores termoelétricos, e de sistemas de geração de energia renovável, tais como sistemas solares fotovoltaicos ou eólicos. Em todas essas áreas, o Brasil dispõe de empresas de profissionais devidamente qualificados, além de normas técnicas baseadas nas experiências operacionais com estas tecnologias. Adicionalmente, o crescente uso de SIGFIs (sistemas individuais de geração de energia elétrica com fontes intermitentes) nas campanhas de eletrificação rural na região Norte do país tem contribuído para difundir ainda mais, entre os agentes do mercado, o conhecimento sobre o correto uso destas tecnologias.

O componente que ainda é relativamente novo é a integração de sistemas de armazenamentos de grande porte no âmbito de sistemas isolados. Neste contexto, será importante que os agentes implementem as melhores práticas do mercado, além de incorporar os aprendizados da Chamada do programa de P&D Estratégico da ANEEL 021/2016 ('Arranjos técnicos e comerciais para a inserção de sistemas de armazenamento de energia no setor elétrico brasileiro'). Importante lembrar que no âmbito deste P&D foram instalados sistemas de armazenamento em quase todas as regiões do Brasil, incluindo em sistemas isolados localizados em Fernando de Noronha e no Pantanal Mato-grossense. Será importante resgatar os aprendizados desses projetos e aplicá-los em leilões de sistemas isolados futuros.

A título de exemplo mostramos os principais elementos de comissionamento de um sistema de armazenamento comercial. Os itens elencados a seguir precisam fazer parte do manual de comissionamento de um sistema isolado composto por fontes renováveis variáveis, geradores termoelétricos de contingência e dispositivos de armazenamento de energia elétrica:

- Vistoria da instalação: inspeção visual das condições de instalação, conexões elétrica e de comunicação;
- Aterramento: verificação de conformidade com o especificado;
- Verificação das tensões de circuito aberto das *strings* de bateria;
- Checagem nos parâmetros das proteções elétricas;
- Funcionalidades dos sistemas auxiliares: HVAC, sistema de combate contra incêndio, software supervisor etc.
- Verificação do sistema de medição;
- Verificação de potência, capacidade e eficiências do sistema;
- Verificação do balanceamento entre células do sistema de armazenamento;
- Entre outros.

Aspectos específicos referentes à operação desses sistemas estão apresentados no **CAPÍTULO**

3.1.9.

3.1.9. INTEGRAÇÃO OPERATIVA ENTRE AS DIFERENTES FONTES DE GERAÇÃO

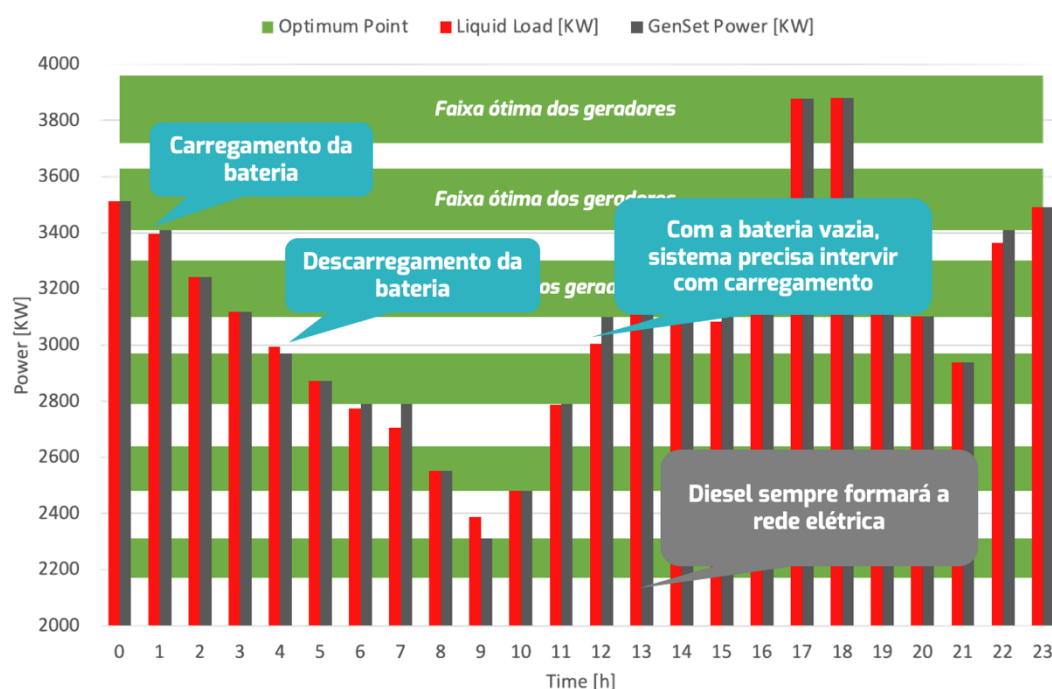
O sistema de geração de energia de referência está composto por um sistema solar fotovoltaico, um gerador termoelétrico de contingência, e um sistema de armazenamento de energia. Este último utilizando, na maioria dos casos, bancos de baterias. Dependendo da disponibilidade de outros recursos renováveis, além da energia solar, outras fontes podem complementar, ou substituir esta configuração de referência. Por exemplo, o sistema solar fotovoltaico pode ser complementado ou substituído por geradores eólicos. O gerador termoelétrico movido por um motor a combustão de óleo diesel poderia ser substituído por um sistema termoelétrico de aproveitamento de biomassa, e o sistema de armazenamento eletroquímico poderia ser substituída ou vir a ser complemento de uma usina hidroelétrica reversível.

Independente a configuração exata de cada projeto, a coordenação e integração operativa destas diferentes tecnologias de geração e de armazenamento de energia, e especialmente a integração de uma fonte de energia variável (intermitente), será essencial para assegurar a operação efetiva da planta, e atingir as metas de descarbonização do projeto.

No caso da combinação entre uma fonte variável (ex. sistema solar fotovoltaico), uma fonte despachável (ex. gerador à óleo diesel) e um sistema de armazenamento (ex. banco de baterias) podemos distinguir duas estratégias operacionais distintas:

- **Fuel saver (economia de combustível)** – neste arranjo o sistema de armazenamento junto com o gerador variável atua para otimizar a geração termoeletrica. Mais especificamente, eles são despachados de forma que os motores do gerador termoeletrico sempre possam operar dentro das suas respectivas faixas de operação ótima. Neste contexto é importante lembrar que o consumo específico (litros de combustível por MWh de energia gerada) de um gerador termoeletrico movido por motores à combustão está sujeito a grandes variações, dependendo do ponto de carga. Geralmente, o consumo mínimo é o menor possível dentro de uma faixa relativamente estreita por volta dos 80% da potência nominal. Operar este tipo de geradores em patamares de carga acima desta faixa, ou em patamares abaixo desta faixa pode resultar em aumentos muito significativos do consumo específico, bem como desgaste excessivo. O desvio pode atingir patamares de 30% ou até mais, com relação ao consumo específico mínimo. Nesta situação, a principal funcionalidade do sistema de armazenamento é de permitir a operação do gerador termoeletrico dentro da sua faixa de consumo ótima sempre quando possível, e ao mesmo tempo facilitar o despacho de uma fonte variável, caso houver. A **FIGURA 16** mostra a operação de um sistema composto por geradores diesel, sistema de armazenamento eletroquímico e um sistema solar fotovoltaico complementar. Para que a operação no modo *fuel-saver* seja bem-sucedida, precisa acontecer uma coordenação contínua entre todos os subsistemas, assegurando que os despachos do sistema de armazenamento sejam feitos de forma para realmente assegurar a operação dos geradores termoeletricos dentro da sua faixa ótima. Importante ressaltar que no modo *fuel-saver* a rede elétrica é formada pelos geradores termoeletricos, e não pelo gerador não despachável ou o sistema de armazenamento. Estes seguem a referência elétrica estabelecida pelos geradores térmicos.
-
-

FIGURA 16 - ROTINAS DE DESPACHO PARA UM PROJETO OPERANDO NA MODALIDADE DE FUEL SAVER.



Fonte: Elaborado pelos autores

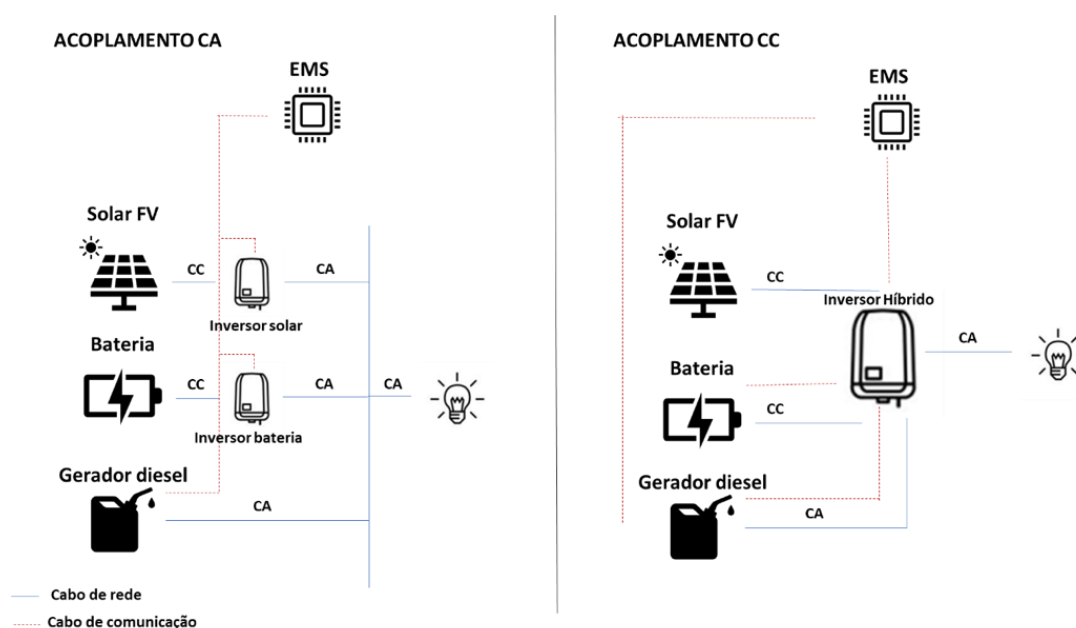
- **Rede isolada renovável:** nesta modalidade o sistema fotovoltaico, ou outra fonte renovável variável, com o apoio do sistema de armazenamento, torna-se a principal fonte de energia, tendo o gerador termoelétrico como fonte de contingência. Nesta configuração o desafio consiste em operar uma rede elétrica estável tendo uma fonte variável (intermitente) como principal fonte de energia, o que exige uma integração elétrica eficiente entre a fonte variável e o sistema de armazenamento. Do ponto de vista elétrico, existem duas topologias para realizar esta integração – um acoplamento em corrente contínua (CC) e um acoplamento em corrente alternada (CA).

No caso do acoplamento CA, o gerador fotovoltaico e o sistema de armazenamento possuem inversores próprios, e o intercâmbio energético entre esses sistemas acontece em corrente alternada. Como principais vantagens desta configuração podemos mencionar: maior flexibilidade no layout, maior número de fornecedores para inversores, e uma redundância de componentes. Como desvantagens há como destacar uma menor eficiência global, e uma maior complexidade de controle.

No caso do acoplamento CC o sistema utiliza inversores híbridos que convertem a energia fornecida pelos painéis fotovoltaicos ou o banco de bateria de corrente contínua para corrente alternada, para o atendimento das cargas, mas ao mesmo tempo permitem

o acoplamento direto em corrente contínua entre painéis e baterias. Ademais, algumas soluções de mercado, também possuem funcionalidade de envio de contato seco para partida de geradores a diesel. Esta configuração é menos complexa e potencialmente tem uma maior eficiência que o acoplamento CA. No entanto, neste momento ainda existe um número limitado de fornecedores para inversores híbridos, especialmente para projetos de grande porte. A **FIGURA 17** mostra uma comparação simplificada das duas topologias:

FIGURA 17 - COMPARAÇÃO DAS TOPOLOGIAS DE ACOPLAMENTO EM CC E CA.



Fonte: Elaborado pelos autores

Nota-se que no modelo CA ao necessitar de dois equipamentos distintos para o funcionamento correto da planta, fotovoltaico e baterias, necessariamente aumenta-se o custo inicial de projeto e cria-se uma dispersão maior de hardwares dentro da composição

Independente da topologia de acoplamento, a integração operativa dessas diferentes fontes, além do dispositivo de armazenamento, exige que os seguintes critérios sejam preenchidos:

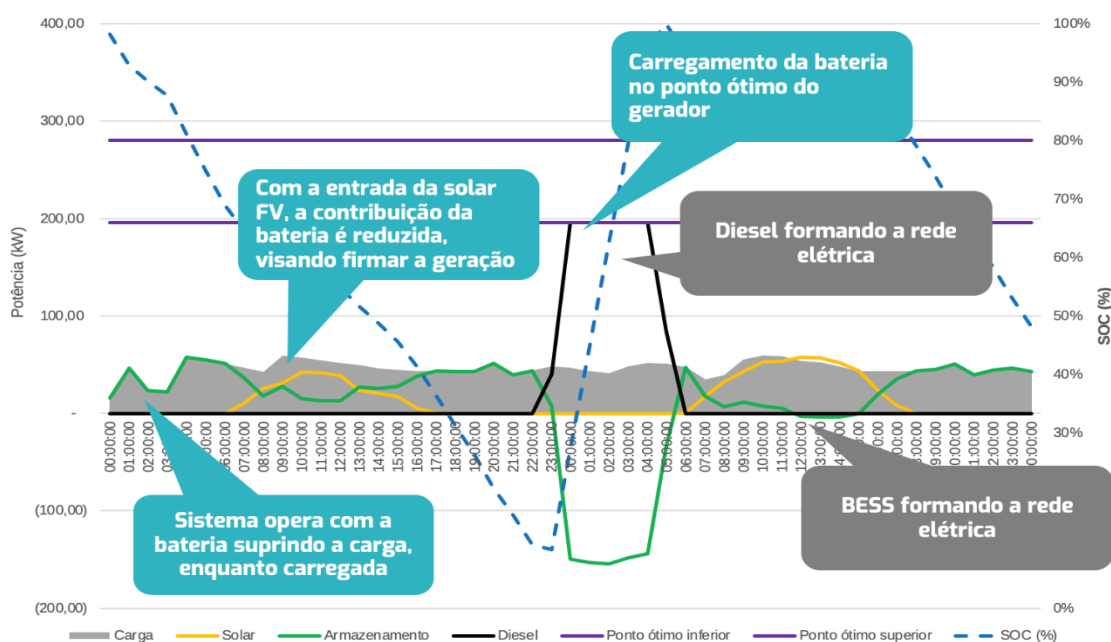
- **Atendimento de cargas e manutenção de tensão estável** – o inversor híbrido ou os dois dispositivos de eletrônica de potência (PCS do sistema de armazenamento e inversor da fonte variável) precisam assegurar a operação estável da rede elétrica. No caso do acoplamento CA isto significa que o PCS seja capaz de formar a rede elétrica independente se estiver carregando ou descarregando o banco de

baterias. Neste sentido o PCS atua como se fosse prestando um serviço ancilar de estabilização de rede para o gerador variável;

- **Transferência de carga entre gerador principal variável e gerador de contingência**
– em situações de baixa produtividade da fonte principal de energia e com o sistema de armazenamento com baixo estado de carga torna-se necessária a transferência de carga para o gerador de contingência, o que do ponto de vista elétrico não deveria representar grandes desafios. O importante é que esta transferência aconteça de forma automatizada e planejada. Adicionalmente, durante a operação do gerador de contingência é desejável que este opere dentro da sua faixa de operação ótima. Caso as cargas não sejam suficientes para assegurar isto, como costuma acontecer durante os horários de operação noturna, o sistema de armazenamento pode ser colocado no modo ‘carregamento’, permitindo assim a operação do gerador dentro da sua faixa ótima. Importante destacar que a operação eficiente do sistema como um todo exige que uma decisão seja feita quando devolver a carga para o conjunto de gerador renovável variável e o sistema de armazenamento. Para evitar o consumo desnecessário de combustível, esta decisão de transferência precisa levar em consideração a previsão de geração renovável para o dia seguinte e aproveitar a energia armazenada no sistema de armazenamento durante a operação do gerador de contingência.

A **FIGURA 18** mostra um cenário de operação compartilhada entre uma fonte variável renovável, o sistema de armazenamento, e o gerador de contingência. Fica evidente que a integração operativa entre as diferentes fontes de geração e o sistema de armazenamento exige tanto uma coordenação elétrica, como uma gestão energética de todos os componentes. A coordenação elétrica precisa ser assegurada pela especificação e o correto dimensionamento dos componentes de eletrônica de potência que atuarão como gerador de tensão. E a gestão energética exigirá o uso de um *software* de gestão e controle (*plant controller*) que tomará as decisões de despacho e complementa a operação dos componentes de eletrônica de potência.

FIGURA 18 - ROTINAS DE DESPACHO PARA SISTEMA COM ELEVADA PARTICIPAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS.



Fonte: Elaborado pelos autores

Adicionalmente, o *plant controller* pode incorporar uma função meteorológica preditiva assegurando que as decisões de despacho do gerador de contingência sejam tomadas de forma otimizada.

Em tratando-se da operação de sistemas em lugares remotos da Amazônia, com impossibilidade de intervenção rápida é importante que o *plant controller* seja capaz de tomar as decisões de despacho de forma autônoma, sem necessidade de intervenção humana. Adicionalmente, ele precisará de um módulo de comunicação por satélite que permitirá a supervisão remota pela equipe responsável pela operação do sistema.

Conforme mostrado nos parágrafos precedentes, a operação de um sistema isolado composto por geradores renováveis variáveis, um sistema de armazenamento e um gerador de contingência é significativamente mais complexo que a operação apenas com geradores termoeletrônicos. Este novo sistema híbrido introduz novos desafios técnicos até agora desconhecidos na operação de sistemas isolados na Amazônia e, consequentemente a gestão desses riscos de forma deliberada e focada será essencial para assegurar não somente a segurança no abastecimento com energia elétrica, mas também para assegurar que a redução na emissão de gases estufa realmente, possibilitada pelo uso de fontes variáveis renováveis, realmente se materialize.

3.1.10. LOGÍSTICA DE SUPRIMENTOS PARA A OPERAÇÃO DO SISTEMA

Conforme mencionado no **PRODUTO 2** deste estudo, a questão logística representa um grande desafio para a implementação e operação de sistemas isolados, especialmente na região Norte do país. Os empreendedores relataram que a complexidade logística para projetos na Amazônia não pode ser minimizada e que o poder concedente teria dificuldades em entender os desafios de logística de transporte de equipamentos e combustíveis na Amazônia. Como principais fatores de risco, pode-se mencionar:

- **Distâncias elevadas** das localidades a serem atendidas por sistemas isolados dos grandes centros urbanos;
- **Restrições de acesso** – há que levar em consideração que em muitos casos a via fluvial representa a única conexão e que muitos rios da região amazônica estão sujeitos a variações sazonais de afluência significativas. Como consequência, muitas destas localidades estão inacessíveis durante períodos do ano, tornando o abastecimento com combustível problemático, e resultando na necessidade de implementar reservatórios de combustíveis de grande volume dimensionados para suprir o consumo das localidades durante os meses sem navegabilidade fluvial. Ademais, mesmo nos casos os quais é possível o transporte, algumas localidades podem apresentar restrições relacionadas a dimensão e peso das cargas, por questões relacionadas ao porto, que costuma ser bastante carente de infraestrutura na maioria das localidades;
- **Segurança patrimonial** – sem dúvida alguma a estocagem de grandes volumes de combustível representa um grande desafio, principalmente em áreas com segurança pública precária. Ponto este que também se reflete na segurança dos sistemas renováveis, sobretudo os fotovoltaicos, que têm cada vez mais sido alvo de furtos de painéis.

Importante ressaltar que na atual metodologia de precificação todos os riscos de logística, relacionados a implementação e operação de sistemas isolados devem ser arcados pelo próprio empreendedor. Conforme apresentado no **PRODUTO 5** deste estudo, a remuneração do empreendedor está dividida em uma parcela fixa, destinada a remuneração dos investimentos, e uma parcela variável destinada ao ressarcimento do custo de combustível. Esta parcela variável, por sua vez, inclui, além do custo do combustível propriamente dito o ressarcimento pelo custo de logística (Plog no caso de combustíveis líquidos) ou de despesas atreladas em moeda

estrangeira (no caso de gás natural). É da responsabilidade do empreendedor avaliar os riscos de forma adequada e incluir o custo de eventuais medidas de mitigação nos componentes da sua receita fixa e/ou variável.

Conforme se mostrou em capítulos anteriores, a inclusão de fontes renováveis, principalmente da fonte solar fotovoltaica permite a redução considerável de consumo de combustíveis fósseis, e consequentemente, altera de forma favorável o perfil de risco de logística de sistemas isolados. Na medida, que a geração fotovoltaica substitui a geração fóssil, a frequência de abastecimento com combustíveis será reduzida, tornando estes sistemas menos vulneráveis a eventuais interrupções do fluxo de logística.

Importante ressaltar uma característica construtiva aplicável tanto a geradores fotovoltaicos, como a sistemas de armazenamento. Em ambos os casos, se trata de conjuntos modulares compostos por componentes que poderão ser transportados ao local de instalação de forma separada, como por exemplo painéis fotovoltaicos, estrutura de fixação, inversores, bancos de bateria etc. Esta modularidade é importante já que muitas vias fluviais não permitem o transporte de cargas pesadas, tornando necessário o fracionamento da carga em vários embarques.

Em resumo, podemos concluir que a adoção de fontes renováveis contribui para reduzir os riscos atrelados à logística de empreendimentos isolados, tornando-os mais robustos contra eventuais interrupções dos fluxos de transporte. É importante que os empreendedores assumam os riscos remanescente e incorporem nos seus preços de lance o custo das medidas de mitigação cabíveis.

Por outro lado, também deve-se mencionar que, pelos fatores mencionados anteriormente, a questão logística não é uma questão somente dos projetos com parcela renovável, mas de todos os projetos desta região, inclusive os fósseis, que conforme mencionado, têm uma complexidade logística ainda maior, relacionada a necessidade de transporte constante de combustível.

3.1.11. DESCARTE OU RECICLAGEM DOS COMPONENTES

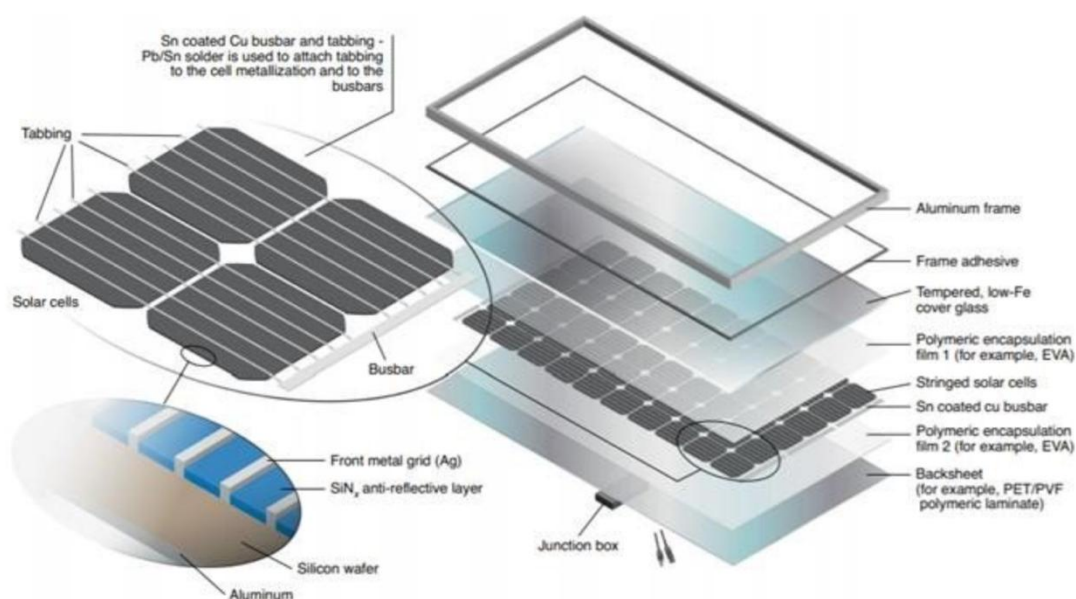
Embora os procedimentos para o descarte ou reciclagem de componentes não afete diretamente os critérios de avaliação de risco utilizado neste capítulo (impacto na segurança de abastecimento, na modicidade tarifária, e eficácia na redução de emissões de gases estufa), trata-se de um assunto de alta relevância. Não será possível realizar uma análise sobre todos os

componentes que integram o gerador de energia para sistemas isolados. Portanto, este relatório foca em dois componentes chaves da parte renovável deste gerador – o painel fotovoltaico e o banco de baterias.

- **Reciclagem de módulos fotovoltaicos** – para módulos de silício cristalino existem processos que asseguram a recuperação e reaproveitamento de boa parte dos materiais utilizados. Molduras de alumínio podem ser recuperado quase por completo. Os vidros que representam entre 70 e 80% do peso do módulo também podem ser recuperados. Neste caso, a taxa de recuperação tipicamente é de 80 a 95%. No entanto, esta etapa requer um tratamento térmico com temperaturas de aproximadamente 500°C permitindo a separação entre o vidro e o *sandwich* composto pelo EVA, as células fotovoltaicas e o *backsheet*. Um aspecto importante na reciclagem de módulos de silício cristalino é a recuperação da prata utilizada na produção das células fotovoltaicas, tendo em vista que a indústria fotovoltaica é um dos principais consumidores industriais de prata e que até agora a recuperação desta prata tem apresentado dificuldades. No ano passado, pesquisadores da Universidade de Leicester, no Reino Unido, desenvolveram um processo de recuperação de prata de células fotovoltaicas usadas, utilizando uma solução contendo cloreto de ferro. Nos seus ensaios os pesquisadores mostraram que é possível recuperar mais de 90% da prata aplicada em células fotovoltaicas.

A **FIGURA 19** mostra os principais componentes de um módulo fotovoltaico de silício cristalino.

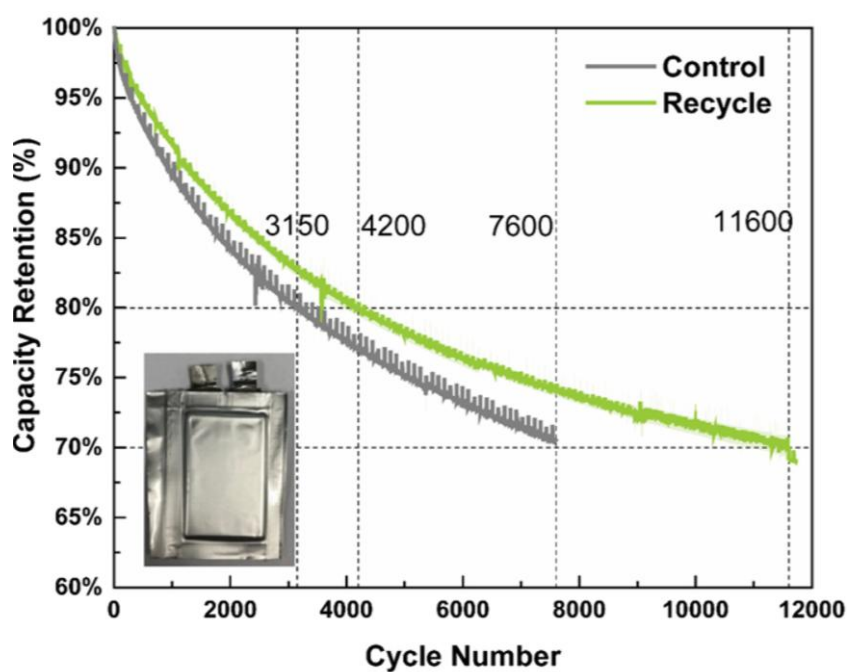
FIGURA 19 - PRINCIPAIS COMPONENTES DE UM MÓDULO FOTOVOLTAICO DE SILÍCIO CRISTALINO



Fonte: US Environmental Protection Agency, 2022.

Reutilização de reciclagem de bancos de baterias – o reaproveitamento de baterias é específico para cada tecnologia utilizada. No caso de baterias de chumbo-ácido existe um ciclo de reciclagem e reaproveitamento muito bem estabelecido que consegue recuperar a maior parte da matéria prima utilizada na produção do acumulador. No caso de baterias de íons de lítio a reciclagem também é possível, porém ainda não amplamente difundido. Adicionalmente, estão sendo registrado avanços na reciclagem de células de íons de lítio. Especificamente, estão sendo feito avanços na reciclagem dos anodos de grafite e recentes ensaios em laboratório, patrocinados pelo *U.S. Department of the Interior*, indicam que células contendo anodos feitos por materiais reciclados inclusive superam o desempenho de células produzidas com material totalmente novo, conforme mostra **FIGURA 20**. Com relação a baterias, existe uma resolução do Conama (Conselho Nacional do Meio Ambiente) – resolução Conama 401, do 4 de novembro 2008 – além da Lei 12.305/2010 (política nacional de resíduos sólidos). Para baterias de chumbo-ácido esta resolução estabelece a obrigatoriedade da destinação ambientalmente correta de pilhas e baterias usadas, além da elaboração de um plano de gerenciamento a ser atualizado anualmente. Em princípio, baterias de íons de lítio não são mencionados explicitamente, no entanto o IBAMA entende que existe sim a obrigatoriedade de programas de coleta seletiva pelos fabricantes e distribuidores, também como a obrigatoriedade de implementar um sistema de logística reversa, de acordo com a Lei 12.305/2010.

FIGURA 20 - COMPARAÇÃO DE DESEMPENHO DE BATERIAS DE ÍONS DE LÍTIO COM ANODO NOVO VS. ANODO RECICLADO.



Fonte: Joule, 2021.

4. AVALIAÇÃO QUANTITATIVA DOS FATORES DE RISCO IDENTIFICADOS

4.1. AVALIAÇÃO DA PROBABILIDADE DE RISCO

Neste capítulo está apresentada a avaliação quantitativa das diferentes fontes de risco apresentados no **CAPÍTULO 3**. Para isto, foi utilizada a metodologia de quantificação, conforme desenvolvido no **CAPÍTULO 2.2.** deste produto (veja **TABELA 7**).

TABELA 7 - AVALIAÇÃO QUANTITATIVA DE PROBABILIDADES DE RISCO.

#	Fonte de risco	Probabilidade	Comentário
3.1.1.	Erros na projeção da curva de carga	8	Provável , com base em experiências passadas e diante os desafios de compartilhamento de dados entre EPE, distribuidoras de energia e municípios.
3.1.2.	Indisponibilidade de área	10	Muito provavelmente , os empreendedores de forma individual terão muitas dificuldades para conseguir as áreas necessárias para a implementação dos sistemas solares fotovoltaicos.
3.1.3.	Alteração no cenário de interligação	5	Possível , levando em consideração as dificuldades inerentes a obras de interligação na região.
3.1.4.	Dimensionamento inadequado da solução renovável	8	Provável , dada a novidade de soluções híbridas e as complexidades inerentes ao planejamento de sistemas isolados com fontes renováveis variáveis.
3.1.5.	Falta de robustez técnica dos projetos	5	Possível , porém o número reduzido de projetos renováveis (com bateria) em operação no SISOL traz mais incertezas à elaboração de projetos.
3.1.6.	Dificuldades na regularização fundiária dos projetos	8	Provável , tendo em vista as particularidades da região amazônica com relação à cadastros fundiários.

#	Fonte de risco	Probabilidade	Comentário
3.1.7.	Dificuldades com licenciamento ambiental	5	Possível , especialmente para tecnologias 'novas', tais como sistema de armazenamento eletroquímico.
3.1.8.	Dificuldades na instalação e no comissionamento	5	Possível , especialmente para as tecnologias 'novas' no âmbito de sistema isolados (sistema solar FV, armazenamento).
3.1.9.	Indisponibilidade técnica dos equipamentos	2	Pouco provável , desde que tenha seja realizado um projeto técnico robusto e instalação bem-feita.
3.1.10.	Dificuldades na integração operativa dos componentes	8	Possível , dada a complexidade inerente de sistemas isolados com geração renovável variável, e o número limitado de soluções de gerenciamento disponíveis.
3.1.11.	Dificuldades na logística de suprimentos	2	Pouco provável . Adicionalmente, o uso de fontes renováveis reduzirá a frequência de atividades de logística de abastecimento.
3.1.12.	Falhas no descarte ou reciclagem de componentes	5	Possível , dada as distâncias e desafios de logística para o acesso aos municípios a serem atendidos.

Fonte: Elaboração própria

Feita a avaliação da probabilidade de ocorrência, é preciso avaliar os impactos desses diferentes tipos de risco nas categorias de avaliação, conforme mencionado no **CAPÍTULO 2.2.**, como segurança energética, modicidade tarifária e eficácia na redução de emissões de gases de estufa. Por tratar-se de categorias de impacto bastante diferentes, será necessário realizar a discussão de forma separada para cada uma dessas categorias.

4.2. IMPACTO SOBRE A SEGURANÇA ENERGÉTICA

A **TABELA 8** avalia o nível de risco para a segurança energética, através de uma multiplicação da probabilidade de materialização, conforme desenvolvido no capítulo anterior, e a avaliação de impacto de cada categoria de risco.

TABELA 8 - AVALIAÇÃO DE RISCO SOBRE SEGURANÇA ENERGÉTICA

#	Fonte de risco	Impacto	Pontuação total de nível de risco
3.1.1.	Erros na projeção da curva de carga	3	24
3.1.2.	Indisponibilidade de área	0	0
3.1.3.	Alteração no cenário de interligação	0	0
3.1.4.	Dimensionamento inadequado da solução renovável	5	40
3.1.5.	Falta de robustez técnica dos projetos	8	40
3.1.6.	Dificuldades na regularização fundiária dos projetos	8	64
3.1.7.	Dificuldades com licenciamento ambiental	8	40
3.1.8.	Dificuldades na instalação e no comissionamento	8	40
3.1.9.	Indisponibilidade técnica dos equipamentos	8	16
3.1.10.	Dificuldades na integração operativa dos componentes	2	16
3.1.11.	Dificuldades na logística de suprimentos	8	16
3.1.12.	Falhas no descarte ou reciclagem de componentes	1	1

Fonte: Elaboração própria.

Conforme podemos constatar, as principais fontes de risco sobre a segurança energética das comunidades a serem atendidas são:

- **Erros na projeção da curva de carga** – especialmente, no caso de subestimar-se a evolução da carga dos municípios pode ocorrer uma situação de desabastecimento já que a soluções implementadas pelos empreendedores não comportarão o crescimento de consumo de energia elétrica. Importante lembrar que em caso de sobre-estimar a evolução da carga não deverá haver desabastecimento, mas uma operação ineficiente que aumentará os custos de geração;

- **Dimensionamento inadequado** da solução renovável – da mesma forma como erros na projeção da curva de carga, erros no dimensionamento, especialmente se forem graves, podem resultar em falhas no atendimento da curva de carga dos municípios;
- **Falta de robustez técnica dos projetos** – conforme mencionado no capítulo anterior, a geração de energia para sistemas isolados exige o uso de equipamentos e soluções altamente robustas. Para geradores termoelétricos existe um amplo histórico operacional na Amazônia, mas para as tecnologias ‘novas’ (geradores renováveis variáveis, sistemas de armazenamento) ainda não há, reforçando a necessidade de aprender com as melhores práticas desenvolvidos no âmbito dos projetos P&D, também como de projetos renováveis off-grid internacionais, em lugares como Havaí, as Filipinas, e a Austrália.
- **Dificuldades na instalação e no comissionamento** – trata-se de um risco atrelado à questão da robustez técnica e precisa ser endereçada através das mesmas metodologias.

4.3. IMPACTO SOBRE A MODICIDADE TARIFÁRIA

A **TABELA 9** apresenta a avaliação de risco referente a modicidade tarifária.

TABELA 9 - AVALIAÇÃO DE RISCO SOBRE MODICIDADE TARIFÁRIA.

#	Fonte de risco	Impacto	Pontuação total de nível de risco
3.1.1.	Erros na projeção da curva de carga	8	64
3.1.2.	Indisponibilidade de área	8	80
3.1.3.	Alteração no cenário de interligação	8	40
3.1.4.	Dimensionamento inadequado da solução renovável	8	64
3.1.5.	Falta de robustez técnica dos projetos	0	0
3.1.6.	Dificuldades na regularização fundiária dos projetos	5	40
3.1.7.	Dificuldades com licenciamento ambiental	5	25
3.1.8.	Dificuldades na instalação e no comissionamento	0	0
3.1.9.	Indisponibilidade técnica dos equipamentos	0	0
3.1.10.	Dificuldades na integração operativa dos componentes	0	0
3.1.11.	Dificuldades na logística de suprimentos	0	0
3.1.12.	Falhas no descarte ou reciclagem de componentes	8	8

Fonte: Elaboração própria.

Com relação à modicidade tarifária, há que distinguir entre riscos a serem assumidos pelo empreendedor e riscos repassados aos consumidores. Aqui serão consideradas apenas a eventual materialização de risco para o consumidor, sob ótica da modicidade tarifária:

- **Erros na projeção da curva de carga** – importante lembrar que a receita dos empreendedores é composta por uma parcela fixa, visando a remuneração do investimento, e uma parcela variável, remunerando a aquisição de insumos tais como combustível. Em caso de soluções com elevada participação de geração renovável e de armazenamento, a receita fixa é significativamente maior, conforme já mostramos no **CAPÍTULO 3.1.1**. Isto significa que um erro na projeção de carga para cima, sobre-estimando o consumo futuro dos sistemas isolados, resultará na contratação de soluções sobre dimensionadas, cujo custo será repassado aos consumidores via uma receita fixa mais elevada do que seria o necessário. No caso de subdimensionamento, aumentarão as despesas variáveis com combustível o que também impactará a modicidade tarifária;
- **Indisponibilidade de área** – a falta de área disponível para a instalação de plantas solares fotovoltaicas pode dificultar a redução da geração fóssil, e consequentemente, a redução do custo de geração de sistemas isolados. Desta forma, sem solucionar a questão de espaço, será difícil reduzir os subsídios atualmente pagos por todos os consumidores para subsidiar a CCC (conta de consumo de combustíveis);
- **Dificuldade na regularização fundiária** – trata-se de um problema análogo ao problema de indisponibilidade de área tratado no tópico anterior.

4.4. IMPACTO SOBRE A REDUÇÃO DE EMISSÃO DE GASES ESTUFA

Para complementar a análise de impacto de risco apresentaremos os resultados referentes à riscos que possam impedir a redução de emissões de CO₂ decorrentes da queima de combustível fóssil. Trata-se de uma categoria bastante nova de avaliação, mas, no contexto da descarbonização da matriz elétrica dos sistemas isolados é uma métrica de suma importância. A **TABELA 10** apresenta a avaliação de risco referente a redução de emissão de CO₂.

TABELA 10 - AVALIAÇÃO DE RISCO SOBRE REDUÇÃO DE EMISSÕES DE CO₂.

#	Fonte de risco	Impacto	Pontuação total de nível de risco
3.1.1.	Erros na projeção da curva de carga	8	64
3.1.2.	Indisponibilidade de área	10	100

3.1.3.	Alteração no cenário de interligação	8	40
3.1.4.	Dimensionamento inadequado da solução renovável	8	64
3.1.5.	Falta de robustez técnica dos projetos	8	40
3.1.6.	Dificuldades na regularização fundiária dos projetos	8	64
3.1.7.	Dificuldades com licenciamento ambiental	8	40
3.1.8.	Dificuldades na instalação e no comissionamento	8	40
3.1.9.	Indisponibilidade técnica dos equipamentos	8	16
3.1.10.	Dificuldades na integração operativa dos componentes	8	64
3.1.11.	Dificuldades na logística de suprimentos	1	2
3.1.12.	Falhas no descarte ou reciclagem de componentes	0	0

Fonte: Elaboração própria.

Conforme pode-se constatar, a estratégia de descarbonização enfrenta muitos desafios:

- **Erros na projeção da curva de carga** - caso a carga da comunidade a ser atendida for subestimada, o empreendedor implementaria uma solução renovável subdimensionada, resultando no uso maior do gerador de contingência, e consequentemente, no aumento das emissões CO₂ em comparação com um cenário otimizado.
- **Indisponibilidade de área e dificuldades na regularização fundiária** - prejudicarão em primeiro lugar a implementação de sistemas solares fotovoltaicos (e eólicos), comprometendo a possibilidade de substituir a geração fóssil por fontes livres de emissões de carbono;
- **Alteração no cenário de interligação** - poderia resultar na contratação de curto prazo da fonte fóssil, sob hipótese que um contrato com fonte renovável de longo prazo não seria factível;
- **Dimensionamento inadequado da solução renovável** - erros de dimensionamento, evidentemente, podem levar ao uso do gerador de contingência além do previsto na simulação, e consequentemente, aumentar as emissões de CO₂;
- **Falta de robustez técnica de projetos, na instalação e no comissionamento de projetos** - poderá resultar na indisponibilidade dos equipamentos, especialmente de componentes de eletrônica de potência, causando um maior uso do gerador de contingência fóssil;

- ***Dificuldades no licenciamento ambiental*** - poderiam impedir a adoção de novas tecnologias, como por exemplo sistemas de armazenamento, e consequentemente comprometer a capacidade de redução de CO₂;
- ***Dificuldades na integração operativa dos componentes*** - conforme mostramos no **CAPÍTULO 3.1.10**, falhas na integração operativa dos vários componentes de um sistema isolado renovável podem resultar na operação não-otimizada dos diferentes subsistemas, resultando no despacho do gerador de contingência fóssil além do necessário.

4.5. DEFINIÇÃO DE RISCOS PRIORITÁRIOS

Em resumo, existem algumas classes de risco que afetam todas as três áreas de interesse – segurança energética, modicidade tarifária, e eficácia na redução de gases estufa – e que consequentemente merecem especial atenção na discussão das medidas mitigatórias. Trata-se das seguintes categorias de risco:

- ***Erros na projeção da curva de carga*** (64 pontos para cada categoria de impacto, totalizando 192 pontos);
 - ***Indisponibilidade de área*** (180 pontos) e ***dificuldades na regularização fundiária*** (112 pontos);
 - ***Dimensionamento inadequado da solução renovável*** (168 pontos).
-
-

5. ESTRATÉGIAS DE MITIGAÇÃO DOS RISCOS PRIORITÁRIOS

Os subcapítulos a seguir apresentam uma discussão e avaliação das ações mitigatórias das principais fontes de risco, conforme identificado no capítulo anterior.

5.1. ERROS NA PROJEÇÃO DA CURVA DE CARGA

Para a solução desta problemática, foram levantadas as seguintes alternativas:

- Proposta 5.1.1. - Consiste em não realizar nenhuma alteração no processo atual;
- Proposta 5.1.2. – Consiste no poder concedente fornecer previsões mais robustas de evolução da carga para as localidades, baseadas em estudos socioeconômicos;
- Proposta 5.1.3. – Consiste na elaboração diferentes cenários de consumo, levando em consideração diferentes trajetórias de desenvolvimento socioeconômico das localidades em questão;
- Proposta 5.1.4. – Consiste em elaborar um cenário base que será usado para contratar a solução de suprimento de energia do leilão, complementado por datas futuras em que o poder concedente poderá revisar seu cenário de consumo.

5.1.1. Manutenção do status quo

Para a avaliação desta proposta, deve-se considerar que estudos deste tipo demandariam um investimento de tempo e recursos consideráveis pelo poder concedente, além de possuírem um elevado número de variáveis, que dada a dinâmica das localidades isoladas, possuem alto nível de incerteza atrelado. Mesmo com avaliações robustas, não seriam esperadas reduções nos níveis de risco na mesma proporção dos recursos investidos. Desta forma, a alternativa não é recomendada.

5.1.2. Elaboração de previsões mais robustas pelo poder concedente

Seria desejável que o poder concedente empreendesse seus melhores esforços para providenciar a melhor qualidade de dados possíveis aos empreendedores. Neste sentido, recomendamos que na hora de preparar a documentação referente ao consumo das localidades sejam consultadas todas as entidades que possam ter informações relevantes, especialmente as concessionárias de energias (essas não só são consultadas como elaboram as previsões) e as prefeituras dos municípios envolvidos.

Será importante reunir todas as informações possíveis, especialmente alterações no patamar de consumo, como por exemplo a previsão de entrada ou saída de grandes consumidores, ou tendências migratórias. Evidentemente, campanhas de eficiência energética, a serem realizadas por parte das distribuidoras de energia, também podem ter um impacto relevante na previsão de consumo. Importante ressaltar que em algumas localidades remotas, as Forças Armadas respondem por uma parte relevante do consumo, e, conseqüentemente, decisões sobre alterações da presença das Forças Armadas nestas localidades deveriam ser levadas em consideração. Em suma, seria importante que o poder concedente reunisse todas as informações disponíveis no momento de elaborar a informação técnica para poder minimizar aquelas alterações de consumo que de alguma forma podem ser previstas.

5.1.3. Elaboração de cenários de consumo

Como alternativa, o poder concedente poderia definir um número limitado de cenários de consumo para cada localidade, incorporando as incertezas inerentes à evolução futura de consumo. No entanto, a definição destes cenários apenas mostrará o tamanho da incerteza referente ao consumo futuro, mas não ajudará em mitigar seus efeitos. Tendo em vista as penalidades cobradas no caso de um eventual não suprimento de energia, o empreendedor, na hora de elaborar seu projeto, sempre partirá do cenário com o consumo mais elevado, devolvendo o custo da incerteza ao poder concedente.

5.1.4. Cenário único com opção de majoração no futuro

Esta proposta consiste na definição de um cenário de consumo a ser utilizado como premissa única para o leilão, complementado por datas futuras nas quais o poder concedente poderá majorar sua projeção de consumo. Adicionalmente, este cenário poderá conter uma certa margem de majoração de carga, a ser atendida através do gerador termoelétrico e compensado mediante aumento da receita variável. Esta proposta poderia trazer os seguintes resultados.

- **Contratação da solução híbrida** - no momento de elaborar sua proposta para o leilão o empreendedor continuará ofertando uma solução renovável otimizada, e apenas terá que assegurar que o gerador de contingência possa atender o 'range' de majoração. Importante que este 'range' seja definido da forma mais específica possível, ou seja, não apenas como um possível aumento da carga média, mas como alteração na curva de carga diária.
-

- ***Datas futuras de aumento de carga*** - caso o poder concedente opte em aumentar a previsão de carga em datas futuras, o empreendedor poderá aumentar a capacidade de geração renovável e da capacidade de armazenamento conforme necessário. Este aumento a posteriori trará uma maior eficiência a solução renovável, já que investimentos necessários para atender aumentos futuros poderão ser postergados e não serão incorporados no cenário base utilizado para participar no leilão. Será importante que aumentos futuros sejam definidos da maneira mais específica possível, detalhando as datas de ativação da opção de majoração, data até quando o aumento da capacidade de geração deverá ser implementado, montante de aumento, e curva de carga após alteração.

Importante observar que a incorporação de uma cláusula de majoração não será totalmente neutra, com relação à solução proposta pelo empreendedor, já que certos componentes da solução híbrida, tais como transformadores ou inversores provavelmente desde o início serão dimensionados para atender o cenário de majoração. No entanto, os demais componentes, tais como módulos fotovoltaicos, e banco de bateria poderão ser adicionados posteriormente, desde que a localidade ofereça área para instalação.

Importante observar também que esta proposta não traz nenhuma vantagem em caso de redução de consumo, já que o empreendedor precificará a curva de carga fornecida pelo poder concedente para o leilão e porque uma posterior redução da carga não afetará a receita fixa.

5.1.5 Análise das estratégias propostas

Em resumo, podemos constatar que existem algumas medidas para postergar decisões de investimentos necessários para atender aumentos futuros de carga. No entanto, em linhas gerais o empreendedor propondo uma solução renovável ou uma solução híbrida dependerá das informações de carga a serem fornecidas pelo poder concedente. Será essencial que o poder concedente tomasse todas as medidas possíveis para minimizar a incerteza com relação à evolução do consumo e oferecesse aos empreendedores a melhor base de dados possíveis.

A relação das alternativas propostas, se daria conforme apresentado na **TABELA 11**, sendo recomendada a adoção em conjunto das propostas **5.1.2**, e **5.1.4**.

TABELA 11 - AVALIAÇÃO DAS AÇÕES MITIGATÓRIAS PARA ERROS NA PROJEÇÃO DA CURVA DE CARGA.

#	Proposta	Eficácia	Eficiência	Economicidade	Descarbonização
5.1.1.	Manter status quo	Neutro	Neutro	Neutro	Neutro
5.1.2.	Previsões mais robustas	Positivo	Positivo	Positivo	Positivo
5.1.3.	Cenários de consumo	Negativo	Neutro	Neutro	Neutro
5.1.4.	Cenário único + opção para majoração	Positivo	Positivo	Neutro	Positivo

Fonte: Elaboração própria.

5.2. INDISPONIBILIDADE DE ÁREA E DIFICULDADES NA REGULARIZAÇÃO FUNDIÁRIA

Para a solução desta problemática, foram levantadas as seguintes alternativas:

- Proposta 5.2.1. – Consiste em não realizar nenhuma alteração no processo atual;
- Proposta 5.2.2. – Consiste em solicitar do empreendedor, na etapa de habilitação técnica, a documentação comprobatória de direito de uso da terra, ou de negociação avançada para obtenção desta documentação;
- Proposta 5.2.3. – Consiste em publicar junto aos anexos do leilão, estudo indicativo, elencando áreas disponíveis nas localidades;
- Proposta 5.2.4. – Proposta complementar à proposta 5.2.3. – Incentivar o uso de área construídas mediante sistemas de geração distribuída.

5.2.1. Manter status quo

Atualmente, as diretrizes da EPE estabelecem que o empreendedor, para habilitar um projeto solar ou eólico, precisa apresentar o memorial descritivo e a anotação de responsabilidade técnica (ART) do engenheiro/a responsável. Diferente de projetos de biomassa, ou de usinas hídricas, não é exigida nenhuma comprovação com relação aos direitos de uso de terrenos que seriam necessários para implementar a usina fotovoltaica ou eólica. Com base nas entrevistas e análises realizadas ficou evidente que a (in)disponibilidade de área para instalação dessas tecnologias seria um dos principais desafios para a adoção dessas tecnologias em sistemas isolados na Amazônia. Consequentemente, recomendamos que a questão de disponibilidade e do acesso a terrenos seja levada em consideração na etapa de habilitação de projetos.

5.2.2. Solicitar do empreendedor a documentação comprobatória

Esta proposta contempla a possibilidade que o empreendedor, no momento de habilitação dos seus projetos, apresentar uma comprovação de direito de uso do terreno que seria necessária

para implementar o projeto de geração fotovoltaica ou eólica a ser habilitado, igual como é exigido em leilões de energia de reserva. Para aqueles leilões o empreendedor precisa comprovar o direito de usar ou dispor do local da UFV, além licença de estudo ambiental e do parecer de acesso. Para sistemas isolados, a exigência de comprovar o direito de uso, por exemplo através de contrato de arrendamento ou compra de terreno, é problemático.

Conforme mostrado no **CAPÍTULO 3** deste produto, devido aos processos de desmatamento na Amazônia, um crescente número de municípios a serem atendidos por sistemas isolados em tese teria disponibilidade de área desmatada, ou até degradada. No entanto, as dificuldades na regularização fundiária complicam, ou até tornam impossível a comprovação de direito de uso de terreno. Disse um dos empreendedores entrevistados: *“Enquanto o terreno não tem valor, ninguém é dono, mas quando o terreno tem valor aparece uns 300 posseiros”*. Consequentemente, a exigência de apresentar a documentação comprobatória no momento da habilitação do projeto parece inviável e muito provavelmente contribuirá para inviabilizar projetos com geração renovável solar fotovoltaica ou eólica, mesmo se outros ajustes, como por exemplo as alterações na metodologia de precificação, conforme proposto no **PRODUTO 5**, forem implementados.

Fatores como esses levam a uma “corrida” pela compra de terrenos com baixa disponibilidade nos locais e levando a apenas possuir vencedor antes mesmo da disposição de um possível leilão, sem falar que os órgãos públicos, como prefeituras e setores de licenciamento ambiental, precisariam estar preparados para que seus prazos para regularização dos componentes sejam em tempo hábil para atender a demanda dos cronogramas dos leilões de sistemas isolados.

5.2.3. Publicação de estudo indicativo de áreas disponíveis pelo poder concedente

Esta proposta contempla a possibilidade de a EPE, em colaboração com as distribuidoras de energia da região, realize um estudo prévio avaliando a disponibilidade de áreas para os municípios a serem atendidos nos próximos leilões. Este estudo prévio deveria contemplar as seguintes análises:

- Estimativa de área necessária para atendimento do município através de fontes renováveis;
 - Levantamento de áreas tecnicamente disponíveis para implantação de fontes renováveis. Recomenda-se que sejam incluídos neste levantamento todas as áreas desmatadas que
-

por suas características topográficas e de distância até o município a ser atendido apresentam viabilidade para a implementação de tais projetos;

- Avaliação de titularidade dos terrenos em questão. Nesta etapa deveria ser dado especial atenção às áreas sob domínio público, como por exemplo áreas militares ou áreas de conservação ou florestas públicas que já sofreram desmatamento e degradação ambiental, devido a invasão de posseiros.

A conclusão deste estudo poderia ser publicada como parte da documentação técnica do edital e servir como indicação para as solicitações de habilitação e posteriormente para a apresentação de propostas para o leilão.

Evidentemente, o acompanhamento por parte dos órgãos públicos também será necessário após a conclusão do leilão. O mais adequado seria que o órgão estadual responsável por questão de cadastro de terrenos e regularização fundiária acompanhe a implementação do projeto do empreendedor vencedor e preste o apoio necessário para este possa arrendar ou adquirir os terrenos necessários para a implementação do projeto.

5.2.4. Uso de geração distribuída

A nível nacional, a geração distribuída tem atingido taxa de crescimento extraordinário, superando 18 GW de potência instalada no mês de fevereiro de 2023, dos quais 17,7 GW são de geração solar fotovoltaica. Diante do sucesso da geração distribuída a nível nacional, há que perguntar de qual forma esta modalidade de geração poderia contribuir para a descarbonização da matriz energética dos sistemas isolados brasileiros.

Em primeiro lugar, há que levar em consideração que a geração distribuída no âmbito de sistemas isolados hoje já é uma realidade. Fazendo um cruzamento de dados da EPE (foi utilizada a mais recente versão da nota técnica que trata do planejamento do atendimento aos sistemas isolados para identificar todos os municípios envolvidos) e da ANEEL (banco de dados online da GD, com dados até o dia 17/02/23), constatou-se que atualmente há mais de 53 MW de geração distribuída instalada em municípios atendidos por sistemas isolados. Aproximadamente 43% desses sistemas estão instalados em municípios isolados no estado do Roraima. Essa elevada participação é explicada pelo fato de Boa Vista ser a única capital da região Norte a não ser interconectada ao SIN. Chama atenção o número relativamente elevado de projetos de GD no estado de Acre (18,5 MW), tendo em vista que todos esses projetos foram realizados em

municípios no interior do estado. Os estados de Pará, Acre e Amazonas também contam com um número relevante de projetos de GD instalados em municípios isolados, atingindo uma potência instalada de 3 a 4 MW por estado. A **TABELA 12** apresenta um resumo da potência instalada de GD em municípios da região Norte que são atendidos por sistemas isolados, porém, vale ressaltar que em alguns municípios, exceto em Roraima, parte do município encontra-se isolado e outra parte já está no SIN, isto é, a parte central da cidade ligada ao Sistema Interligado Nacional e seus distritos em seu entorno sendo tratados como SI. Com isso alguns números podem ser que estejam um pouco abaixo que isso se levarmos em consideração que o município é tratado como um todo no levantamento realizado para dados de GD no Brasil.

TABELA 12 - POTÊNCIA INSTALADA DE SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM MUNICÍPIOS DA REGIÃO NORTE ATENDIDOS POR SISTEMAS ISOLADOS.

Estado	Total de potência instalada de GD (kW)	GD em municípios atendidos por sistemas isolados (kW)	Percentual Sisol
RR	23.511	22.781	97%
RO	183.729	18.459	10%
PA	506.603	4.328	1%
AC	44.205	3.925	9%
AM	103.532	3.687	4%
AP	25.783	95	0,4%
TOTAL	887.363	53.275	6%

Fonte: EPE, ANEEL, 2023.

Diante desses números há que se perguntar de qual forma a geração distribuída pode contribuir numa estratégia de descarbonização de sistemas isolados na Amazônia. Neste contexto há que abordar três aspectos: (1) viabilidade técnica, (2) viabilidade econômica e (3) viabilidade regulatória. Feito essas avaliações de viabilidade, é importante avaliar então quem seriam os agentes responsáveis por um uso crescente da GD – consumidores individuais, ou empreendedores atuando como produtores independentes de energia nos municípios isolados.

- **Viabilidade técnica da GD em sistemas isolados** – diante da restrição de áreas constatada nos municípios em questão, a modalidade de geração mais indicada seriam sistemas fotovoltaicos instalados em telhados de residências e edifícios. No entanto, a instalação de painéis fotovoltaicos em telhados requer uma estrutura física do telhado capaz de suportar o peso adicional desses painéis. Tem-se a percepção que em muitos municípios isolados será difícil encontrar um número significativo de edificações aptas para receber instalações

fotovoltaicas. Além disso, é válido lembrar que o excesso de instalações GD poderá acarretar a necessidade de *clipping* dos inversores instalados – que ocorre automaticamente por meio de proteção do equipamento. Uma forma prática e eficaz para utilização desse excedente é a implantação de sistemas de armazenamento centralizados utilizando energia remanescente como fonte para carregamento sem existir perdas de geração.

- **Viabilidade econômica da GD em sistemas isolados** – a viabilidade de qualquer sistema de GD, conforme a lei vigente no país, se dá pela expectativa do usuário de economizar na sua conta de luz. Quanto maior a tarifa de energia paga, menor será o prazo de amortização, e consequentemente, maior será a atratividade econômica do projeto de GD. Neste contexto, há que mencionar que os residentes de municípios atendidos por sistemas isolados pagam uma tarifa de energia subsidiada, menor que o real custo de geração da energia consumida por eles. Neste sentido, há um desincentivo tornando um projeto de GD economicamente menos atraente que ele seria na realidade de unidades consumidoras conectadas ao SIN.

Viabilidade regulatória da GD em sistemas isolados – a nova legislação da geração distribuída (Lei 14.300) estabelece que a partir de 2023 novos usuários/as da GD terão que pagar, de forma gradativa pelo uso da rede de distribuição elétrica, o que resulta em uma gradativa diminuição da atratividade econômica de projetos de GD. No contexto de sistemas isolados, o direcionamento dado pela Lei 14.300 tem um efeito contraproducente. Afinal, seria importante criar condições para que o consumidor gere sua própria energia e colocasse o excedente à disposição do sistema isolado para reduzir a carga a ser atendida por geradores termoeletrônicos.

Com relação aos promotores de um crescente uso da GD no âmbito de sistemas isolados, podemos constatar o seguinte:

- **Uso de GD através de produtores independentes de energia** – seria possível estabelecer um mecanismo através do qual o empreendedor utilize os telhados de edificações de terceiros para a geração de energia. No entanto, entende-se que esta escolha pode resultar em vários problemas. Em primeiro lugar, resulta em elevada complexidade técnica já que cada projeto de geração, independente do seu tamanho, teria que ser planejado e implementado de forma individualizada. Em segundo lugar, há que suspeitar que haverá barreiras econômicas. Os proprietários dessas edificações certamente iriam exigir uma

remuneração pelo uso dos seus telhados, e esta remuneração poderia tornar a solução de geração desnecessariamente cara, contrariando os princípios de modicidade tarifária;

- **Uso de GD pelos próprios consumidores de energia** – como alternativa seria possível criar condições nas quais os proprietários das edificações por iniciativa própria façam uso crescente da GD. Este uso descentralizado eliminaria a necessidade de remuneração pelo uso do telhado, já que cada usuário enxergaria seu próprio benefício no uso da GD. Resultaria também na descentralização da complexidade técnica, já que cada proprietário cuidaria do seu próprio projeto. Adicionalmente, haveria efeito positivo no mercado local de trabalho, já que a instalação de um crescente número de sistemas aumentaria por mão de obra qualificada.

É válido ressaltar que em maio de 2022 começou a vigorar para Sistemas Isolados a Resolução Normativa 1016 da ANEEL de 19/04/2022 que traz consigo a padronização do efeito da inclusão de outras fontes como a fotovoltaica e/ou armazenamento de energia no âmbito de trabalho conjunto e redução dos consumos pertinentes ao uso de fontes fósseis. Na **SEÇÃO 6.1** encontram-se detalhadas as considerações sobre a REN 1016 como uma potencial ferramenta de instrumento regulatório para viabilização de GD via produtores independentes de energia.

5.2.5 Análise das estratégias propostas

Em resumo, podemos constatar que a GD de fato pode contribuir de forma positiva para a adoção de fontes renováveis em sistemas isolados, desde que haja condições adequadas para seu crescente uso. Como princípios norteadores sugere-se:

- Implementação do uso da GD através dos moradores e proprietários de edificações com áreas instaláveis;
 - Aprimoramentos das condições econômicas e das regras de compensação para projetos de GD no âmbito de sistemas isolados. De fato, seria necessário criar uma exceção permitindo um tratamento diferenciado para este grupo de consumidores, tendo em vista que eles compensam a energia produzida pelos seus sistemas contra uma tarifa artificialmente baixa e que a injeção de energia excedente no caso de sistemas isolados seria uma atividade desejada que deveria ser encorajada.
-

Em resumo, recomenda-se que sejam adotadas as seguintes medidas – proposta no item **5.2.3.** (*Publicação de estudo indicativo de áreas disponíveis pelo poder concedente*) e proposta **5.2.4.** (*Maior uso da geração distribuída*), conforme é mostrado na tabela a seguir.

TABELA 13 – AVALIAÇÃO DAS AÇÕES MITIGATÓRIAS PARA INDISPONIBILIDADE DE ÁREA.

#	Proposta	Eficácia	Eficiência	Economicidade	Descarbonização
5.2.1.	Manter status quo	Neutro	Neutro	Neutro	Neutro
5.2.2.	Solicitar comprovação do empreendedor	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
5.2.3.	Publicar estudo indicativo de áreas	Positivo	Neutro	Negativo	Positivo
5.2.4.	Uso de geração distribuída	Positivo	Positivo	Positivo	Positivo

Fonte: Elaboração própria.

5.3. DIMENSIONAMENTO INADEQUADO DA SOLUÇÃO RENOVÁVEL

Conforme elaborado em **3.1.4. DIMENSIONAMENTO ADEQUADO DA SOLUÇÃO RENOVÁVEL** deste produto, o correto dimensionamento da solução híbrida para sistemas isolados é de suma importância. E, conforme mostrado no **CAPÍTULO 4**, erros de dimensionamento podem afetar todas as três áreas de risco de relevância – segurança energética, modicidade tarifária, e redução das emissões de CO₂, decorrentes da queima de combustível fóssil no gerador de contingência.

Como ações mitigatórias desse risco, convém avaliar as seguintes medidas:

- 5.3.1. Manter o status quo, que consiste em não tomar nenhuma ação mitigatória, tendo em vista que o risco do correto dimensionamento é do empreendedor;
- 5.3.2. Exigir do empreendedor na hora da habilitação técnica uma detalhada memória de cálculo comprovando que o dimensionamento sugerido seja capaz de atender a carga da localidade durante a vida útil do contrato;
- 5.3.3. Realizar medições detalhadas e onerar o empreendedor com multas contratuais caso uma das variáveis âncora, especialmente a participação de geração renovável, não seja atingido;

5.3.1. Manter o status quo

Dada a relativa novidade e complexidade do assunto, o poder concedente poderia optar em não exigir nenhuma comprovação com relação ao dimensionamento da solução proposta. Evidentemente, isto significaria que o dimensionamento ficaria por conta do empreendedor, sem

nenhuma fiscalização, e sem nenhuma penalidade em caso de violação de alguns dos parâmetros operacionais. No entanto, existem vários fatores que geram um forte incentivo para que o empreendedor tome todas as precauções para assegurar o cumprimento das metas operacionais resultantes do dimensionamento do projeto:

- **Sanções em caso de indisponibilidade técnica da planta** – as atuais regras de contratação já asseguram que o empreendedor tenha o total interesse em fornecer a energia contratualmente estabelecida e tomará todas as medidas possíveis para cumprir com seu compromisso. Desta forma, a segurança de abastecimento não fica comprometida, mas o poder concedente não terá nenhum controle sobre o mix energético utilizado;
- No contexto de um projeto com geração renovável e geração termoelétrica de contingência o empreendedor terá um incentivo econômico forte para minimizar o uso de gerador termoelétrico, já que não haverá ressarcimento de custo além da participação informada no lance do leilão. No entanto, a falta de validação pode significar que empreendedor possam alinhar suas propostas e oferecer um projeto com uma participação fóssil exageradamente alta, visando a obtenção de lucro adicional através do ressarcimento de combustível.

5.3.2. Incluir solicitação de memória de cálculos nos documentos a serem apresentados para a habilitação técnica do projeto

Neste caso o empreendedor precisaria apresentar uma análise detalhada comprovando que o sistema, com o dimensionamento escolhido, seria capaz de atender a carga prevista em qualquer momento do dia, ao longo de todos os anos da vigência do contrato de suprimento de energia. Importante ressaltar que se trata de uma análise que o empreendedor terá que realizar para si mesmo, para poder formatar uma proposta competitiva para o leilão. Nesta análise, ele terá que avaliar os seguintes pontos:

- Simulação da carga, da geração renovável, dos despachos do sistema de armazenamento e do gerador de contingência para vários cenários de dimensionamento;
 - Cálculo do custo de energia gerada para cada cenário;
 - Otimização e escolha do cenário de dimensionamento mais competitivo. Nesta otimização, o empreendedor terá que encontrar o mínimo global entre o custo de geração da solução renovável, que é predominantemente determinada pelo montante de investimento inicial, e o custo operacional do gerador termoelétrico em função do seu fator i . Importante
-

lembrar que o empreendedor se preocupa apenas com a eficiência do gerador termoelétrico, e não com o custo do combustível, já que este último está sendo repassado para a sociedade. Importante lembrar que esta análise precisa ser realizada para todos os anos do contrato, levando em consideração a degradação esperada da solução renovável, também como do sistema de armazenamento.

Evidentemente, não há necessidade para o poder concedente revisar a análise na sua integridade. Seria suficiente ele avaliar a simulação horário de carga e geração, e esta informação poderia ser fornecida através de um formulário eletrônico padronizado, facilitando a avaliação pelo poder concedente;

5.3.3. Realizar medições detalhadas

O poder concedente também poderia adotar uma estratégia mais ‘invasiva’ e exigir medições detalhadas para cada localidade, com o objetivo de obter dados detalhados da operação, incluindo a participação efetiva da geração renovável e o montante de energia fornecida pelo gerador termoelétrico de contingência. Sem dúvida, esta opção ofereceria o maior grau de certeza, com relação ao cumprimento das metas operacionais, e especialmente à descarbonização da matriz energética dos sistemas isolados. Importante observar que a viabilidade técnica desta opção exige unidades de medição automatizadas, com sua própria interface de comunicação via satélite, além de medidas de prevenção de falsificação e fraude dos dados a serem obtidos.

Em todo caso é fundamental o poder concedente ter condições para analisar cuidadosamente o que é submetido pelo PIE.

5.3.4 Análise das estratégias propostas

Em resumo podemos constatar que a opção **5.3.3.** representa uma medida com elevada complexidade tecnológica que provavelmente seja difícil e oneroso de implementar. Pelo outro lado, a opção **5.3.1.** parece ser muito ‘*hands-off*’, criando oportunidades para um comportamento estratégico por parte dos empreendedores que contraria os objetivos de descarbonização. Consequentemente, a opção **5.3.2.** (Exigir do empreendedor na hora da habilitação técnica uma detalhada memória de cálculo) parece um meio caminho factível, especialmente porque o empreendedor terá, conforme mencionado anteriormente, total interesse em cumprir suas

contribuições contratuais e minimizar o montante de combustível e maximizar a eficiência de geração dos seus geradores termoeletricos. A **TABELA 14** apresenta um resumo da avaliação das ações mitigatórias para o dimensionamento inadequado da solução renovável.

TABELA 14 - AVALIAÇÃO DAS AÇÕES MITIGATÓRIAS PARA O DIMENSIONAMENTO INADEQUADO DA SOLUÇÃO RENOVÁVEL.

#	Proposta	Eficácia	Eficiência	Economicidade	Descarbonização
5.3.1.	Manter status quo	Neutro	Neutro	Neutro	Neutro
5.3.2.	Exigir memória de cálculo para habilitação	Positivo	Positivo	Positivo	Positivo
5.3.3.	Medição em campo	Positivo	Negativo	Negativo	Positivo

Fonte: Elaboração própria.

6. ANÁLISES COMPLEMENTARES

Os subcapítulos a seguir apresentam duas análises complementares, incluindo considerações sobre a Resolução Normativa REN nº 1016 e sobre emissões de gases do efeito estufa.

6.1 CONSIDERAÇÕES SOBRE A REN 1016

Publicada em 19 de abril de 2023, a Resolução Normativa da ANEEL nº 1016 estabelece, entre outros assuntos, os critérios para adição de unidades geradoras de fonte renovável em centrais geradoras nos Sistemas Isolados e revoga a REN da ANEEL nº 961 de dezembro/2021 que tratava, exclusivamente, sobre o tema. O texto da REN nº 1016 difere apenas da anterior por acrescentar o Anexo I que trata dos limites específicos de consumo de combustíveis e o Anexo II que estabelece a referência do custo de operação e manutenção para as distintas fontes renováveis de energia elétrica. O Anexo III corresponde exatamente a tabela anteriormente apresentada na REN nº 961.

Claramente, a REN nº 1016 objetiva ampliar as possibilidades de que novos arranjos técnicos e comerciais viabilizem projetos e implantação de usinas que usam fontes renováveis de energia e armazenamento com vistas a reduzir o consumo do óleo diesel nas usinas térmicas que fornecem energia elétrica aos SISOL e, conseqüentemente, contribuam para a modicidade tarifária e reduzam as emissões dos GEEs naqueles sistemas.

Para tanto, além dos critérios e procedimentos, determinou a divisão do benefício porventura alcançado na proporção de 30% do benefício para modicidade tarifária e 70% do ganho para o PIE, incentivando o empreendedor a buscar novas combinações de fontes energéticas de geração da energia elétrica necessária para o atendimento ao mercado. De acordo com a referida resolução, no caso de adição de usina fotovoltaica à usina termelétrica, sem o uso de sistema de armazenamento, o benefício (artigo 61, parágrafo 1º) será calculado conforme apresentado na **Eq. 2**.

$$\text{Benefício} = (\text{Custo Evitado Comb} - \text{Custo Fotovoltaica}) \times \frac{\text{Energia Renovável}}{\text{Energia Requerida}} \quad (2)$$

Sendo:

Custo Evitado Comb - definido de acordo a parcela atualizada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE do Custo Variável do combustível, que contempla o preço médio do combustível, a parcela da logística de suprimento e a parcela de tributos do combustível, as quais compõem a Receita de Venda da usina constante do CCESI (R\$/MWh);

Energia Renovável (MWh) - estimativa de produção energética anual para a planta renovável a ser instalada, considerando o rendimento energético anual de 1.354 kWh/kWp.ano;

Energia Requerida (MWh) - energia requerida no CCESI; e

Custo Fotovoltaica (R\$/MWh) - definido em função da quantidade de anos remanescentes do CCESI quando do início da operação comercial da usina fotovoltaica, e da respectiva potência a ser instalada, conforme Anexo III da Resolução.

Sendo ainda que:

§ 2º No caso de configuração de geração distinta da definida no § 1º, onde se insere a fotovoltaica acoplada a armazenamento, será avaliado o caso específico pela ANEEL para cálculo da redução do preço de referência.

§ 3º O CCESI deverá ser aditado de forma a contemplar a redução do preço de referência de que trata o caput na receita de venda.

§ 4º A redução do preço de referência que trata o caput será aplicada exclusivamente sobre a parcela referente ao empreendimento associado.

Além disso, a REN nº 1016 estabeleceu também todos os parâmetros que limitam o consumo específico dos combustíveis (Anexo I), o custo de referência de operação e manutenção para as distintas fontes renováveis de energia elétrica por faixa de potência e tecnologia (Anexo II) e, indo mais além, definiu o custo da energia fotovoltaica (R\$/MWh) por faixa de potência e pela quantidade de anos remanescentes do CCESI, combinando, portanto, R\$/MWh, tempo restante de duração do contrato e faixa de potência (Anexo III). Na **TABELA 15** os custos propostos são apresentados.

TABELA 15 - CUSTO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA DE ACORDO COM OS ANOS REMANESCENTES DE CONTRATO.

Qtd. Anos remanes.	Custo Energy UFV (R\$/MWh)						
	< 150 kWp	150-299 kWp	300-499 kWp	500-999 kWp	1.000-2.999 kWp	3.000-4.999 kWp	≥ 5.000 kWp
6	732	696	699	713	701	656	677
7	656	624	627	639	628	588	607
8	599	570	573	584	574	538	554
9	556	529	531	542	532	499	514
10	521	496	498	508	499	468	482
11	493	469	471	481	473	443	456
12	470	447	449	458	450	422	435
13	451	429	431	439	432	405	417
14	435	413	415	423	416	390	402
15	421	400	402	410	403	377	389

Observa-se que a REN nº 1016 buscou tornar o mais transparente possível todos os critérios, procedimentos e parâmetros que serão usados para definir os valores de reembolso que a CCEE fica autorizada a proceder relacionado ao custo de contratação de potência e energia elétrica, da locação de grupos geradores e de aquisição de combustíveis, incluindo os tributos incidentes, no âmbito da CCC.

Porém, como já mencionado em parte anterior do presente relatório, a questão fundiária e a escassez de terrenos adequados para atender a demanda dos sistemas isolados, em parte significativa das localidades atendidas pelos SISOL, representa uma importante barreira técnica e econômica para a viabilização da fonte solar fotovoltaica, com ou sem armazenamento, para o atendimento às localidades isoladas. Tal fato, ensejou a necessidade de que novas formas de instalação das usinas solares fotovoltaicas fossem consideradas, em particular, a ideia da descentralização dos sistemas fotovoltaicos por meio da instalação dos mesmos utilizando os telhados dos domicílios existentes nas respectivas localidades.

Embora tecnicamente seja possível viabilizar esse tipo de solução, a instalação de pequenos sistemas de forma descentralizada, com a devida adequação dos telhados existentes para suportá-los, pode se inviabilizar do ponto de vista econômico, se mantida a limitação do custo permitido pela REN nº 1016 para sistemas fotovoltaicos com potências menores que 150 kWp. De fato, o custo da energia fotovoltaica (R\$/MWh) para sistemas com potências menores que 150 kWp não é calculado, indicando ser o custo correspondente ao sistema com potência igual a 150 kWp o que também será pago para sistemas instalados com potências menores.

A realidade do SISOL mostra que parte significativa das suas cargas são bastante pequenas e que grande parte dos arranjos técnicos e comerciais que contemplem usinas fotovoltaicas e

armazenamento, que porventura venham a ser adicionados a usina diesel, serão usinas solares fotovoltaicas com potências inferiores a esse nível de potência.

A título de contribuição, calculou-se o custo (R\$/MWh) a ser pago pela energia fornecida por uma USF (Usina Solar Fotovoltaica) descentralizada, considerando as seguintes potências: 2kWp, 4 kWp, 8 kWp, 12 kWp, 30 kWp, 50 kWp e 75 kWp. As potências foram escolhidas seguindo o mesmo fracionamento de potências utilizado pela GREENER¹, que disponibilizou os dados do preço ao consumidor (R\$/MWh) praticado pelo mercado nacional, em junho/2022.

A partir do custo proposto pela REN nº 1016 para potências <150kWp, determinadas de acordo com os anos remanescentes do CCESI (de 6 a 15 anos), calculou-se o custo (R\$/MWh) para as potências menores (2 kWp, 4 kWp, 8 kWp, 12 kWp, 30 kWp, 50 kWp e 75 kWp), estabelecendo-se uma relação direta entre o preço para o consumidor praticado pelo mercado para as diferentes potências acima mencionadas e o custo da energia proposto pela REN nº 1016 para potência <150 kWp. Os resultados são apresentados na **TABELA 16**.

TABELA 16 - CUSTO PARA POTÊNCIAS MENORES QUE 150 kWp

		Preço para o consumidor final							
		2kWp	4kWp	8kWp	12kWp	30kWp	50kWp	75kWp	150kWp
Ano	R\$/MWh RN	5,99	4,88	4,35	4,16	3,93	3,88	4,00	3,69
6	732	1188	968	863	825	780	770	793	
7	656	1065	868	773	740	699	690	711	
8	599	972	792	706	675	638	630	649	
9	556	903	735	655	627	592	585	603	
10	521	846	689	614	587	555	548	565	
11	493	800	652	581	556	525	518	534	
12	470	763	622	554	530	501	494	509	
13	451	732	596	532	508	480	474	489	
14	435	706	575	513	490	463	457	472	
15	421	683	557	496	475	448	443	456	
	Média	866	705	629	601	568	561	578	

Obs 1: Na segunda linha da Tabela os preços praticado no mercado informados pela Greener, 2022)

Obs 2: Preço praticado para sistema de 150 kWp: R\$ 3,69/kWp informados pela Greener, 2022

Obs 3: Na 2ª coluna da Tabela o custo proposto na REN 1016 para USF com potência instalada menor ou igual a 150 kWp

Do mesmo modo, buscando enfatizar a necessidade de se considerar valores maiores para sistemas descentralizados em telhados, duas outras referências que demonstram que sistemas de menor porte, em telhados, em face de perder o efeito de escala, tem seus custos majorados.

Toma-se como 1º. exemplo os dados do Lazard (2021), reproduzidos na **FIGURA 21**. O “Low Case” representa as suposições usadas para calcular o limite inferior da faixa LCOE, representando

¹ Greener (2022). Preços dos sistemas fotovoltaicos no mercado nacional.

um projeto com rastreamento de eixo único. O “*High Case*” representa as suposições usadas para calcular o limite superior da faixa LCOE, representando um projeto com projeto de inclinação fixa.

FIGURA 21 – LCOE PARA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Levelized Cost of Energy—Key Assumptions

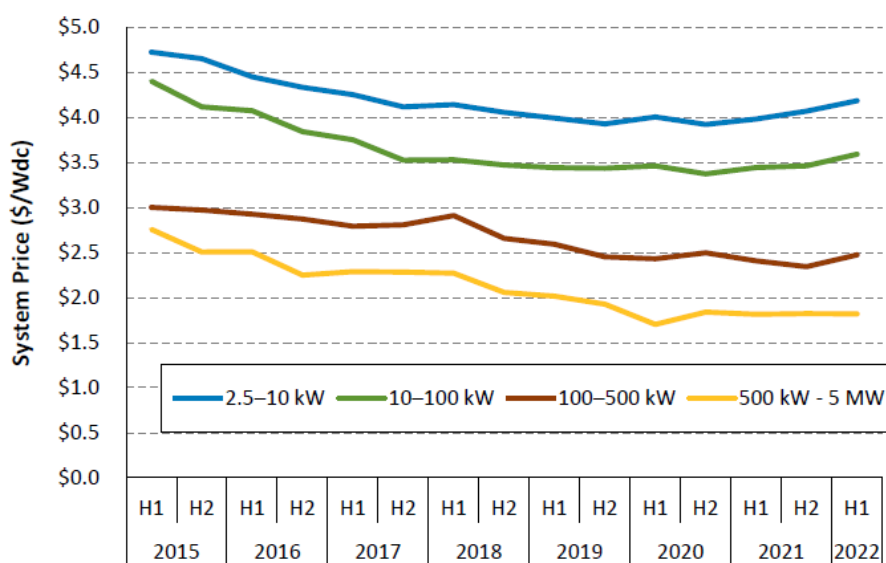
		Solar PV									
		Rooftop—Residential		Rooftop—C&I		Community		Utility Scale—Crystalline ⁽¹⁾		Utility Scale—Thin Film ⁽¹⁾	
	Units	Low Case	High Case	Low Case	High Case	Low Case	High Case	Low Case	High Case	Low Case	High Case
Net Facility Output	MW	0.005	0.005	1	1	5	5	150	150	150	150
EPC Cost	\$/kW	\$2,475	\$2,850	\$1,400	\$2,850	\$1,200	\$1,450	\$950	\$800	\$950	\$800
Capital Cost During Construction	\$/kW	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total Capital Cost	\$/kW	\$2,475	\$2,850	\$1,400	\$2,850	\$1,200	\$1,450	\$950	\$800	\$950	\$800
Fixed O&M	\$/kW-yr	\$15.00	\$18.00	\$11.75	\$18.00	\$12.00	\$16.00	\$13.00	\$9.50	\$13.00	\$9.50
Variable O&M	\$/MWh	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Heat Rate	Btu/kWh	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Capacity Factor	%	18%	14%	23%	17%	21%	17%	34%	21%	36%	23%
Fuel Price	\$/MMBtu	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Construction Time	Months	3	3	3	3	4	6	9	9	9	9
Facility Life	Years	25	25	25	25	30	30	30	30	30	30
CO ₂ Emissions	lb/MWh	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Levelized Cost of Energy	\$/MWh	\$147	\$221	\$67	\$180	\$59	\$91	\$30	\$41	\$28	\$37

Fonte: Lazard (2021)

Percebe-se que na Tabela da ANEEL, o preço final da energia entre sistemas com potências <150 kWp e de 5 MWp varia de apenas 1,08 vezes (Segundo o Greener, a relação entre potências é de 1,62). Na tabela do Lazard, a variação do preço da energia (\$/kWh) entre sistemas de 5 kW (< 150) e 5 MW fica numa faixa de 2,4 vezes maior, no caso alto que se refere a sistemas com inclinação fixa. O custo do investimento, em \$/kW, para sistemas de 50 kW (< 150) é 2,0 vezes maior do que para sistemas de 5 MW.

Na mesma linha dos dados de Lazard (2021), segue o relatório do NREL (2022), no qual se mostra que o custo de investimento de sistemas, apresentado na **FIGURA 22**, varia de \$ 3,59/W, para sistemas na faixa de 10 a 100 kW, para \$ 1,82/W, para sistemas entre 500 kW a 5 MW, portanto, 2 vezes mais caros.

FIGURA 22 – SYSTEM PRICE IN \$/WDC



Fonte: NREL (2022)

As duas análises ratificam o que foi anteriormente demonstrado para o caso brasileiro referente a variação de preço para sistemas de menor potência, com o estudo do Greener. Justifica-se, portanto, que o Anexo III, da Resolução Normativa ANEEL nº 1016 merece ser revisto, levando-se em consideração os custos por kWp, muito mais elevados dos sistemas de pequeno porte, se instalados nas localidades de forma descentralizada nos telhados dos domicílios, prédios/terrenos públicos e comerciais ou pequenas áreas privadas disponíveis. Viabiliza-se com a descentralização a redução das emissões de gases de efeito estufa em sistemas isolados, minimizando a eventual necessidade de desmatamento.

6.1.1 Possibilidades a serem consideradas para instalação de sistemas fotovoltaicos

Do ponto de vista do PIE que opte por instalar sistemas fotovoltaicos em telhados ou áreas privadas dos diversos consumidores das localidades onde a produção com diesel deve ser reduzida, duas possibilidades se configuram:

- O simples aluguel dos telhados ou áreas privadas dos consumidores por um valor a ser acordados entre as partes. A principal vantagem dessa modalidade é se constituir em um simples contrato bilateral, sem exigência de cumprimentos regulatórios. A conta do usuário será reduzida na medida que o aluguel seja direcionado para esse fim, com valores de aluguel definidos de acordo com a área ocupada. Não se encontrou registros de preços pagos para aluguéis em telhados, mas em terrenos, a variação é significativa. O valor e, consequentemente, a variação é em função do tipo de terreno e da atividade produtiva

praticada. Em áreas muito produtivas, como pastos com gado, observou-se valores de acima de R\$ 1.500,00/ha, já em áreas de cultura de subsistência ou terra sem uso, um valor se encontra na faixa de R\$ 200,00/ha. Esses valores, entretanto, não são aplicáveis a telhados de edificações, sobretudo nas localidades onde exista uma grande restrição de áreas disponíveis, ou seja, áreas que não impliquem em supressão da vegetação.

- O financiamento dos sistemas fotovoltaicos para cada consumidor, tornando-os prossumidores ou usuários de micro e mini geradores distribuídos no conceito de compensação de energia elétrica, tal como regulamentado pela ANEEL. Nesse caso o PIE entraria como uma terceira parte, e os consumidores pagariam suas contas nos moldes de compensação, tal como qualquer consumidor usuário de GD, além de uma taxa que cobriria a O&M e eventuais custos financeiros daqueles que financiam seus sistemas através de bancos. Esse adicional à conta teria que ser significativamente menor do que o valor economizado nas contas dos consumidores que instalariam GD.

Deve-se, portanto, buscar onde se encontra o maior ganha-ganha nessa relação entre PIE e consumidores que cedem seus telhados ou áreas privadas para instalação dos sistemas fotovoltaicos. Em ambos os casos, de uso de telhado, há que se considerar o tipo de telhado existente e a necessidade de reforços, em função do fator segurança dos telhados disponíveis. Em nenhum dos dois casos analisou-se a perspectiva do PIE de fazer diretamente os contratos ou, eventualmente, através de um EPCista.

6.2 CONSIDERAÇÕES SOBRE EMISSÕES DE GASES DO EFEITO ESTUFA

Segundo dados apresentados na Nota Metodológica do SEEG², 49% das emissões de GEE no Brasil em 2021 foram referentes ao Uso da Terra, Mudança no Uso de Terra e Florestas (LULUCF), que dizem respeito sobretudo ao desmatamento. A energia responde por 17,9%. Já no estado do Amazonas, 89,6% das emissões referem-se ao LULUCF e apenas 6,3% da energia, tal como apresentado na **TABELA 17**. Em Roraima percebe-se o maior nível de emissões do LULUCF e no Amapá o menor nível, ainda assim com 61,3%, mas com uma maior participação da energia com 13,7%. Assim, qualquer projeto que possa resultar em desmatamento na região Amazônica exige muito cuidado na sua avaliação.

² - Sistema de Estimativa de Emissão de Gases de Efeito Estufa- Nota Metodológica- SEEG 10. Setor de Mudanças de Uso da Terra e Florestas. Instituto de Pesquisa Ambiental da Amazônia - IPAM

TABELA 17 - EMISSÕES DE GEE EM 2021 (tCO₂e) %

	Brasil		Acre	Amazonas	Amapá	Pará	Rondônia	Roraima
Categoria	tCO₂	%	%					
Resíduos	91.121.526	3,8	0,0	0,1	0,0	0,7	0,1	0,0
Processos Industriais	107.948.490	4,5	0,9	1,4	7,5	0,2	0,5	0,5
Energia	434.607.260	17,9	1,6	6,3	13,7	2,6	2,4	3,5
Agropecuária	600.759.214	24,8	18,2	2,5	17,5	11,4	22,1	2,5
Mudança de Uso da Terra e Florestas	1.188.188.576	49,0	79,3	89,6	61,3	85,1	74,9	93,5
Total	2.422.625.065	100						

Fonte: SEEG (2021)

Do Quarto Inventário (MCTI apud SEEG, 2022) tem-se dados sobre as diferentes fitofisionomias do bioma Floresta Amazônica e seus estoques de carbono finais associados, em tC/ha, que variam de 25,15 tC/ha, no caso da Savana Estépica Florestada, até 201,12 tC/ha, no caso de Floresta Ombrófila Densa Submontana. Existe ainda uma fitofisionomia chamada de Campinarana Arborizada em que o estoque de carbono chega a 302,68 tC/ha. A média ponderada para 80% do bioma é de 169 tC/ha. Assim em função do terreno onde se implanta, o nível de emissão pode ser 12 vezes maior nos pontos extremos de conteúdo de carbono.

Desta forma, é fundamental que se analise o tipo de vegetação presente em cada localidade e se busque evitar o desmatamento, sobretudo, nas áreas de florestas densas. Todavia, é possível que o volume de emissões de CO₂, com a queima do diesel nessas localidades supere o nível de emissões de uma eventual supressão de vegetação de uma pequena área para implantação da usina de energia renovável, particularmente a fotovoltaica que exige mais área. A emissão da supressão de vegetação é bem localizada e restringe-se a um só momento, enquanto a emissão do diesel atravessa por todo o horizonte da concessão/autorização de geração.

A emissão de supressão de vegetação é composta de três componentes: (1) o estoque de carbono retirado de cada hectare convertido em CO₂; (2) a absorção de CO₂ que deixará de ser feita a cada ano (remoção do carbono contínuo por vegetação) e (3) as emissões resultantes da queima dos resíduos, que produzem outros GEEs não CO₂, como o óxido nitroso (N₂O) e o metano (CH₄), gases esses que possuem mais capacidade de acelerar o efeito estufa do que o dióxido de carbono (SEEG, 2002).

6.2.1 Balanço de emissões entre supressão de vegetação para instalação de usina híbrida fotovoltaica (SHSD) e geração a diesel

No exemplo abaixo tem-se dois cenários de fitofisionomias: (1) o cenário de referência que se refere à fitofisionomia de Sacambu (185 tC/ha), que será o caso base deste estudo, e (2) duas outras que se referem ao caso em que Sacambu estivesse numa região de estoque máximo de carbono (302,68 tC/ha)³. Observa-se que no cenário de estoque máximo a ser suprimido, de 302 tC/ha, ou 1108 tCO₂/ha⁴, corresponde ao maior estoque verificado no bioma Amazônia, porém com uma participação no total do bioma de apenas 0,10%⁵. O valor do estoque correspondente a 23,67%, a maior proporção do bioma, de Floresta Ombrófila Densa Submontana, é de 201 tC/ha, ou 737,7 tCO₂/ha.

Os balanços foram feitos considerando diferentes tipos de vegetação a ser suprimida, quantidade necessária de ha/MWp instalado em solo (1ha/MWp), o valor da emissão por área de vegetação suprimida, considerando-se o cenário conservador de que toda área para instalação seja suprimida e a hipótese de que 50% da potência solar seja instalada em telhados sem necessidade de supressão da vegetação de 50% da área necessária.

Além disso, simplificadamente, considerou-se as emissões pela supressão da vegetação, como a perda para a atmosfera de todo o estoque de carbono contido na biomassa retirada no instante do corte, sem levar em conta a sua distribuição ao longo do tempo, conforme o destino da biomassa, a exemplo do seu uso no subsetor de produtos florestais madeireiros. É uma premissa que superestima as emissões, na medida em que uma parte da vegetação suprimida, possivelmente, manterá o carbono nela estocado em outros usos, como acima mencionado. O MCTI, no Quarto Inventário estima que o subsetor de produtos florestais madeireiros representou uma remoção líquida de 8,3% (53.016 Gg CO₂) das emissões totais do setor uso da terra, mudança do uso da terra e floresta⁶ para o ano de 2020.

Considerou-se ainda que não haverá emissões por queima de resíduos e/ou oxidação da vegetação suprimida, tendo em vista que não se espera que ocorra queimada após a supressão

³ A média ponderada de estoque de carbono que corresponde a área de 80% do bioma Amazônia é de 169tC/ha, calculado com base nas informações publicadas no Relatório de Referência do Quarto Inventário Nacional de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa. Setor de Uso da Terra Mudança do Uso da Terra e Florestas. Versão de novembro de 2020, página 112, Tabela 23: Estoques de carbono das fitofisionomias do bioma Amazônia,

⁴ 1tC = 3,67 tCO₂

⁵ Sistema de Estimativa de Emissão de Gases de Efeito Estufa- Nota Metodológica- SEEG 10. Setor de Mudanças de Uso da Terra e Florestas. Instituto de Pesquisa Ambiental da Amazônia - IPAM

⁶ - Sigla em inglês.

da vegetação para a instalação da USF. A estimativa do MCTI é que as emissões de GEEs não CO₂ (CH₄ e N₂O) que resultam do processo de queima realizado durante a conversão de vegetação natural para um uso antrópico (agricultura, pastagem, área urbana, reservatório ou mineração) representem 6,4% do total emitido pelo LULUCEF, em 2020. Como também não se levou em conta a redução das emissões pela manutenção do estoque de carbono mantido em outros usos após a supressão da vegetação, considerou-se que as duas parcelas quase se anulam, tomando-se como referência os mesmos percentuais apresentados no Quarto Inventário (8,3% e 6,4%, respectivamente, acima mencionados).

Em relação à absorção de CO₂/ha/ano, o valor adotado de 0,48 tC/ha (1,76 tCO₂/ha) seguiu aquele definido no Quarto Inventário, embora não haja consenso entre os autores sobre a captura de carbono contínuo em florestas tropicais maduras.

Dentro de cada um desses cenários criou-se três níveis de hibridização, 65%, 80% e 95% de energia solar fotovoltaica. Assim no primeiro caso ainda persistem 35% das emissões de um sistema puramente diesel, nos demais casos 20% e 5%, respectivamente. Ademais, como as concessões com diesel são de cinco anos e as concessões com renováveis de 15 anos, considerando as regras vigentes, as supressões de vegetação feitas apenas num momento específico são comparadas com 15 anos de emissões da geração com diesel, ou seja, supõe-se que os contratos da geração a diesel sejam renovados.

Finalmente, ainda foram criados, dentro de cada um dos cenários anteriores, dois sub-cenários em que em um se considera que 100% da USF é feita em solo e em outro que 50% da geração fotovoltaica é feita sobre os telhados como forma de reduzir a supressão de vegetação pela metade.

As emissões para SHdS foram calculadas usando a **Eq. 3**.

$$Em_T = A * C + Ab * T * A + Em_d * P * T \quad (3)$$

Onde:

Em_T = Emissão Total da SHdS

A = Área ocupada pela USF em ha

C = Estoque do carbono da fitofisionomia da área ocupada (tCO₂/ha)

Ab = Absorção de CO₂/ha/ano que não se realiza pela supressão da vegetação

T= período contratual da SHSD (15 anos) e da usina a diesel (5 anos com renovação do contrato com usina 100% renovável)

Em_d = Emissões da usina a diesel/ano

P = Participação percentual da usina a diesel na SHSD

As características do sistema Sacambu são:

- Geração em 2022: 1.457 MWh
- Consumo de diesel: 1.000 l/dia
- Potência em energia solar para atender
 - 10% da carga: 125 kWp
 - 65% da carga: 900 kWp
 - 80% da carga: 1.245 kWp
 - 95% da carga: 1.936 kWp
 - 100% da carga: 3.045 kWp
- Estoque de carbono: 185 tC/ha = 679 t CO₂/ha
- Absorção evitada com o desmatamento: 1,76 tCO₂/ano/ha
- Área do painel: 1 ha/MW
- Emissões de CO₂ da usina 100% diesel em 15 anos: 14.415 tCO₂

Ao se aplicar os dados acima na **Eq. 3** encontram-se os resultados apresentados na **TABELA**

18.

TABELA 18 - EMISSÕES DAS USINAS HÍBRIDAS (UHSD) COM INSTALAÇÕES SOLAR EM SOLO (tCO₂)

	TOT. EM. SHSD	EM. DIESEL	EM. USF
Usina 100% diesel		14415	
UHSD 65% solar	5680	5045	635
UHSD 80% solar	5007	4325	683
UHSD 95% solar	4385	3604	781

Os resultados mostram que sob o cenário de referência, onde o estoque de vegetação é o natural de Sacambu, ao instalar-se energia solar para substituir 65% da geração diesel e toda essa geração se dá num sistema centralizado em solo, as emissões da parcela da geração a diesel são 8 vezes maiores do que as emissões decorrentes apenas da supressão de vegetação. Com 80% solar, as emissões da geração diesel são 6,6 vezes maiores e, com 95% de solar, requerendo o

desmatamento 1,9 ha, as emissões do desmatamento ainda seriam 5 vezes menores que aquelas associadas a parcela diesel. Num cenário alternativo, considerou-se que 50% das instalações fotovoltaicas seriam feitas em telhados ou em áreas já desmatadas. Os resultados comparativos são colocados na **TABELA 19**. Nessa condição, as emissões relacionadas com a supressão são muito insignificantes quando comparadas àquelas associadas a parcela diesel da solução híbrida, se aproximando das emissões da parcela diesel apenas quando a hibridização atinge 95% de geração da USF.

TABELA 19 - EMISSÕES DAS USINAS HÍBRIDAS (UHSD) COM UTILIZAÇÃO DE 50% DAS INSTALAÇÕES EM TELHADOS (TCO₂)

	TOT. EM. SHSD	EM. DIESEL	EM. USF
Usina 100% diesel		14415	
UHSD 65% solar	5363	5045	317
UHSD 80% solar	3322	2883	439
UHSD 95% solar	1404	721	683
USF 100% solar	1074	0	1074

No cenário onde se considera que uma localidade com as mesmas características de Sacambu se localiza em regiões de fitofisionomia com estoque de carbono mais elevado na Amazônia (302 tC/ha), que resultaria no cenário mais pessimista, os resultados apresentados na **TABELA 20** mostram que as emissões da UHSD são muito inferiores àquelas associadas a usina a diesel: 42%, 30% e 20% para hibridização com 65%, 80% e 95 % da fonte solar. Ou, por outra, as emissões da usina a diesel são 2,4; 3,4 e 5 vezes superiores, considerando pela ordem os mesmos níveis de hibridização. Na hipótese de que 50% das instalações da UHSD sejam feitas em telhados, as emissões da UHSD, caem para 39%, 25% e 12%, considerando os mesmos patamares de hibridização acima mencionados (65%, 80% e 95%, respectivamente) ou seja, as emissões da usina diesel são 2,6; 4 e 8 vezes superiores as da UHSD.

TABELA 20 - EMISSÕES DAS USINAS HÍBRIDAS (UHSD) NO CENÁRIO DE ALTA SUPRESSÃO VEGETAÇÃO (TCO₂)

Resultados com utilização das instalações apenas em solo		
Emissões UHSD SdS 65%	6067	
Emissões UHSD SdS 80%	4296	
Emissões UHSD SdS 95%	2918	
Emissões Usina Diesel (tCO₂) em 15 anos		14415
Emissões UHSD/ Emissões Usina diesel	%	Diesel/Solar
Balanço 65%	42%	2,38
Balanço 80%	30%	3,36
Balanço 95%	20%	4,94
Resultados com utilização de 50% das instalações em tetos		
Emissões UHSD 65%	5556	
Emissões UHSD SdS 80%	3589	
Emissões UHSD 95%	1794	
Participação Em. da SHSD em relação às Em. Usina Diesel	%	Diesel/Solar
Balanço 65%	39%	2,59
Balanço 80%	25%	4,02
Balanço 95%	12%	8,04

Como acima referido, as emissões associadas à usina a diesel se referem ao período de 15 anos, ou seja, assume-se que não haverá mudança da fonte diesel de suprimento e/ou adição de fonte renovável na geração pelo PIE. Obviamente, se houver alguma mudança no sentido de reduzir o uso do diesel, seja no período contratual de 5 anos, ou após o término do contrato, os resultados da comparação sofrem importantes alterações.

Assim, considerando na comparação o prazo contratual de 5 anos para a usina a diesel e de 15 anos para a UHSD, os resultados indicariam que, **no cenário de Sacambu**, a UHSD emitiria 18% a mais do que a usina a diesel, caso a instalação da totalidade de UHSD fosse em solo, substituindo 65% da geração, caindo para 78% e 43%, para níveis superiores de hibridização, 80% e 95%, respectivamente (**TABELA 21**).

TABELA 21 - EMISSÕES DAS USINAS HÍBRIDAS (UHSD) COM UTILIZAÇÃO DAS INSTALAÇÕES APENAS EM SOLO (TCO₂)

UHSFD com 65% solar	5680
UHSFD com 80% solar	3761
UHSFD com 95% solar	2086
Emissões Usina Diesel (tCO₂) em 5 anos	4805
Percentual (%) - Solar/Diesel	5 anos
UHSFD com 65% solar	118%
UHSFD com 80% solar	78%
UHSFD com 95% solar	43%

Se 50% dos módulos fossem colocados em telhados, as emissões da UHSD ainda seriam 12% superiores para 65% de hibridização e representariam 69% e 29%, na hipótese de hibridização com 80% e 95% de solar, respectivamente (**TABELA 22**).

TABELA 22 - EMISSÕES DAS USINAS HÍBRIDAS (UHSD) COM UTILIZAÇÃO DE 50% DAS INSTALAÇÕES EM TELHADOS (tCO₂)

UHSFD com 65% solar	5363
UHSFD com 80% solar	3322
UHSFD com 95% solar	1404
Emissões Usina Diesel (tCO₂) em 5 anos	4805
Percentual (%) - Solar/Diesel	5 anos
UHSFD com 65% solar	112%
UHSFD com 80% solar	69%
UHSFD com 95% solar	29%

Assinala-se que suprimir vegetação no bioma amazônico, qualquer que seja o objetivo, enfrentará politicamente pesadas críticas de importantes personalidades e instituições reconhecidas em nível internacional, nacional e regional, contrárias a qualquer tipo de desmatamento. Além disso, em se tratando de desmatamento, não apenas as emissões de GEEs devem entrar na conta. Perda de biodiversidade, alterações no microclima, possibilidades de avanços de desmatamento para além das necessidades de terrenos para a instalação da UHSD, ausência de controle/monitoramento sobre o uso ao longo do tempo da madeira cortada, entre outros sugerem, em síntese, que o balanço entre os benefícios e custos associados a SHDS deve levar em conta além das emissões dos GEEs fatores que “cumprem relevantes funções ecológicas, econômicas ou sociais”.⁷

Como síntese das análises anteriores propõe-se usar o caso de Sacambu para comparar as principais opções de atendimento atualmente utilizadas para atendimento ao SISOL – diesel e gás natural, com a alternativa híbrida solar fotovoltaica – diesel (SHSD), sob o ponto de vista das emissões de CO₂.

Para esse estudo comparativo, incluindo usina de gás natural (GN) foram criados seis cenários comparativos. O primeiro, mais emissor, seria o atendimento apenas com diesel. Dois cenários foram criados para o gás natural, no primeiro utiliza-se o padrão apresentado pela EPE no Planejamento do Atendimento do SISOL, Ciclo 2022 para o ano de 2024, em que a emissão

⁷ - MCTI, 2022.

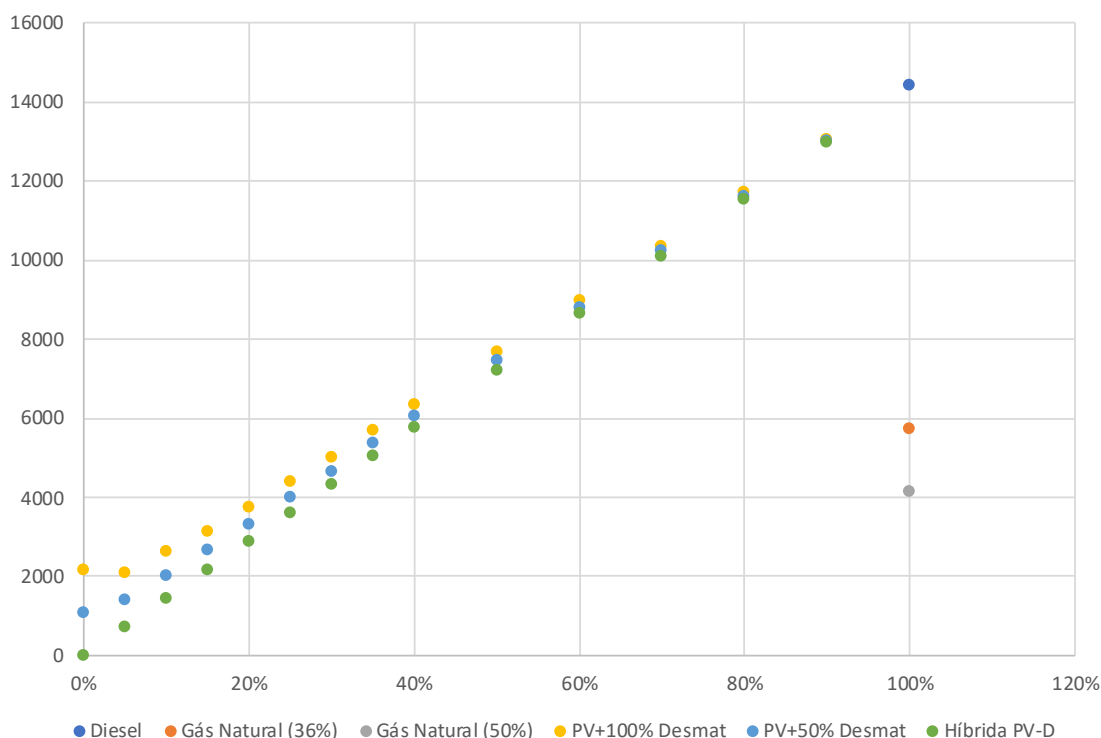
corresponde a 560 tCO₂/MWh, o que resulta numa eficiência média de 36%, representando uma média muito baixa; e um segundo considerando uma eficiência de 50%.

Para os sistemas SHSD foram criados três cenários, sempre com o nível de participação do sistema solar variando de 0 (só diesel) a 100% (só FV). No primeiro caso, considerou apenas o sistema híbrido assumindo que há área na região para implantar o sistema fotovoltaico sem nenhum desmatamento. Num segundo caso, implantar-se-ia 50% do sistema fotovoltaico em áreas já degradadas ou em telhados, mas necessitar-se-ia de desmatamento de área para implantar 50% do sistema. Finalmente, no terceiro caso, seria necessário se desmatar 100% da área para se implantar o sistema fotovoltaico. A **TABELA 23** apresenta esses resultados, assim como a **FIGURA 23**.

TABELA 23 - EMISSÕES DE CO₂ SOB DIFERENTES CENÁRIOS DE ATENDIMENTO A SACAMBU

	Diesel	Gás Natural (36%)	Gás Natural (50%)	PV+100% Desmat	PV+50% Desmat	Híbrida PV-D
100%	14415	5714	4139			
90%				13062	13018	12974
80%				11708	11620	11532
70%				10364	10228	10091
60%				8960	8805	8649
50%				7695	7451	7208
40%				6351	6058	5766
35%				5680	5363	5045
30%				5007	4666	4325
25%				4385	3994	3604
20%				3761	3322	2883
15%				3139	2650	2162
10%				2613	2027	1442
5%				2086	1404	721
0%				2148	1074	0

FIGURA 23 – EMISSÕES DE CO₂ VS % DE FÓSSEIS EM 15 ANOS (TCO₂) – CASO SACAMBU



Da análise desses dados, percebe-se claramente que as emissões de diesel são isoladamente as mais altas. Elas começam a cair na medida em que vai se aumentando o nível de participação da energia solar em sistemas híbridos. O impacto do desmatamento é relativamente pequeno em comparação com as emissões do diesel, como pode ser visto de participação zero do diesel. Finalmente ao se introduzir a comparação com o gás natural, nota-se que para sistemas híbridos com, em torno, de 60% de energia solar, no caso do gás natural a 36%; e em torno de 75% de energia solar, os sistemas híbridos já emitem menos do que os sistemas a gás natural.

Tomando-se como referência um sistema híbrido com 80% de energia solar, sem nenhum desmatamento, as emissões do gás natural seriam 45% maiores do que as do sistema híbridos, e mesmo com um desmatamento de toda a área, ainda seriam 10% maiores. Atrelando-se o nível de desmatamento ao prazo de contratação, pode-se arguir que um sistema SHSD poderia ter um prazo de contratação de mais de 20 anos, já que ao diesel seria dado 15 anos.

Em síntese altos níveis de hibridização, do ponto de vista de emissões, justificariam prazos de contratação significativamente mais elevados que o gás natural, ainda que algum desmatamento se faça necessário.

É importante reforçar que se tratando de desmatamento, não apenas as emissões de GEEs devem entrar na conta. Deve se considerar também a perda de biodiversidade, alterações no

microclima, possibilidades de avanços de desmatamento para além das necessidades de terrenos para a instalação da usina, entre outros. Ou seja, é necessário também levar-se em conta, além das emissões dos GEEs, fatores que atendem importantes funções ecológicas, econômicas e/ou sociais. Portanto, este estudo não tem o intuito de sugerir nenhum tipo de desmatamento da floresta Amazônica para implantação de usinas de energia renovável, mas sim trazer luz e reflexão para o impacto da geração de energia com fontes fósseis a nível de emissão de GEE no SISOL.

7. CONCLUSÃO

Ao longo deste documento foi realizada uma análise detalhada de fatores de risco, a mensuração de seu impacto sobre as principais variáveis de resultado dos projetos, e a proposição de medidas de mitigação. Diante da complexidade do assunto abordado, reconhece-se que esta análise dificilmente poderá abordar todos os aspectos relevantes para a gestão de risco da geração renovável no âmbito dos sistemas isolados e das estratégias de descarbonização desses sistemas. No entanto, acredita-se que os pontos apresentados sejam úteis para elucidar algumas das principais estratégias de gestão de risco para esses tipos de projetos e contribuir para uma discussão mais aprofundada sobre o assunto.

Pode-se elencar que a previsão de cargas mais robusta dos sistemas poderia facilitar a capacidade de um dimensionamento, prevendo uma curva de ascensão da demanda prevista no local, podendo ou não ser assertiva, sendo uma solução mais arriscada do ponto de vista de contrato. A outra opção que se mostra talvez um pouco mais complexa, porém, acaba sendo uma amenizadora de erros de dimensionamentos futuros é a majoração que permitirá trabalhar para atualizar pontos em determinados momentos do contrato firmado, tornando afinado os pontos comerciais e técnicos pertinentes às soluções propostas.

Outros pontos apresentados que possuem de certa forma uma conexão direta, citados no item anterior, é a dificuldade tanto de espaço quanto de dimensionamento correto de usinas fotovoltaicas para atendimento dos sistemas. Das soluções vislumbradas é notório concluir uma situação peculiar da região analisada, sendo possível tornar claro a necessidade da participação efetiva dos órgãos envolvidos na formulação dos editais para uma validação e indicação de áreas possíveis de implementação e a validação eficiente dos projetos e cálculos de potência, produção e estimativas de aumento e degradação dos sistemas propostos. Lembrando que a GD possui limitações evidentes quanto a potência total instalada conectada à rede, dada as gerações ocorrerem, na sua maioria, em momentos de consumo reduzido da carga com relação à demanda gerada no período diurno. Isso resulta em um possível aumento do armazenamento incorporado ao sistema para suprir a geração, realizando o seu carregamento em momentos oportunos para o sistema, deixando evidente a imposição de uma robustez no acoplamento dos sistemas conectados à rede e da operação da mesma.

REFERÊNCIAS

ANEEL. Sistema de Informações de Geração. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/siga>.

Acesso em: 17/02/2023.

Brito, B; Almeida, J; Gomes, P; Salomão, R. Dez fatos essenciais sobre regularização fundiária na Amazônia. Instituto do Homem e Meio Ambiente, 2021.

CGU. (2018). Metodologia de Gestão de Riscos: Manual. Ministério da Transparência e Controladoria-Geral da União.

DNV.GL. Quantitative Risk Analysis for Battery Energy Storage Sites. 2019.

EPE. Instruções para Elaboração e Apresentação de Propostas de Solução de Suprimento com vistas à participação nos Leilões para atendimento aos Sistemas Isolados. 2019.

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

Feldman, David; Dummit, Krysta; Zuboy, Jarett; Margolis, Robert (2022). Summer 2022 Solar Industry Update. National Renewable Energy Laboratory – NREL.

Greener (2022). Estudo Estratégico Geração Distribuída - Mercado Fotovoltaico. Disponível em [Estudo Estratégico: Geração Distribuída 2022 | Mercado Fotovoltaico 1º Semestre - Greener](#).

IBGE. Anuário Estatístico do Brasil. 1997.

IPCC, 2006. Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volume 2.

KSBW Action News 8. *Shelter-in-place ordered for areas of Moss Landing, Highway 1 closed due to battery fire*. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=9PTlqCCMX-0>. Acesso em 17/02/2023.

Lazard (2021). Lazard's levelized cost of energy analysis—version 15.0.

Long, D. Energy Storage Safety and Reliability. Overview and Research Priorities. Electric Power Research Institute. 2022. Disponível em:

<https://custom.cvent.com/5B9EB96FC2FC4AC69710004DEF407285/files/3b044281b3644328afcdbc0e7386e15a.pdf>. Acesso 17/02/2023.

Ma, X; Chen, M; Zheng, Z.; Karlson, P. Recycled cathode material enabled superior performance for lithium-ion batteries. *Joule*. 2021.

MCTI, 2016. Terceiro Inventário Brasileiro de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa – Relatórios de Referência. Setor Uso da Terra, Mudança do Uso da Terra e Florestas.

MCTI, 2020. Quarto Inventário Nacional de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa – Relatório de Referência. Setor Uso da Terra, Mudança do Uso da Terra e Florestas. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI). Brasília, 2020.

MCTI, 2022. Estimativas Anuais de Emissões de Gases de Efeito Estufa no Brasil. 6ª Edição, 2022.

Rodrigues P de Cerqueira, Jorge Luis. Estudo Radiometeorológico da Região Amazônica, PUC Rio, 2006. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/colecao.php?strSecao=resultado&nrSeq=8934@1>. Acesso em: 17/02/2023.

SEEG, 2022. Nota Metodológica SEEG 10 Setor Mudanças de Uso da Terra e Florestas. Sistema de Estimativa de Emissão de Gases de Efeito Estufa (SEEG). Novembro de 2022.

SEEG. Emissões Totais. Disponível em: https://plataforma.seeg.eco.br/total_emission. Acesso em 26 de abril de 2023.

Spitthoff, L.; Shearing, P.R.; Burheim, O.S. *Temperature, Ageing and Thermal Management of Lithium-Ion Batteries*. *Energies* **2021**, 14, 1248. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en14051248>. Acesso em: 17/02/2023.

United State Environmental Protection Agency. Solar Panel Recycling. 2022. Disponível em: <https://www.epa.gov/hw/solar-panel-recycling>. Acesso em 17/03/2023.

Transição Energética em Sistemas Isolados (TE Sisol)

Análise e Desenvolvimento de Estratégia para Mitigação de Riscos com Híbridização – Produto 15