**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA**

THALES BORGES AMARAL

**ALTERNATIVA PARA O PROVIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA EM
REGIÕES ISOLADAS DA AMAZONIA: ANÁLISE DE VIABILIDADE DE
SISTEMAS HÍBRIDOS COM DIESEL, SOLAR FV E BATERIA**

**SÃO PAULO
2020**

THALES BORGES AMARAL

ALTERNATIVA PARA O PROVIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA EM
REGIÕES ISOLADAS DA AMAZONIA: ANÁLISE DE VIABILIDADE DE
SISTEMAS HÍBRIDOS COM DIESEL, SOLAR FV E BATERIA

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Orientadora: Prof^a Dr^a Virginia Parente

Versão Corrigida

SÃO PAULO
2020

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTES TRABALHOS, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Amaral, Thales Borges.

Alternativas para o provimento de energia elétrica em regiões isoladas da Amazônia: análise de viabilidade de sistemas híbridos com diesel, solar FV e bateria. /Thales Borges Amaral; orientadora: Virginia Parente. – São Paulo, 2020.

148 f.: il.; 30 cm.

Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo.

1. Sistemas híbridos. 2. Distribuição de energia elétrica. I. Título.

Elaborado por Maria Penha da Silva Oliveira CRB-8/6961

Nome: AMARAL, Thales Borges

Título: Alternativa Para o Provimento de Energia Elétrica em Regiões Isoladas da Amazônia:
Análise de Viabilidade de Sistemas Híbridos com Diesel, Solar FV e Bateria.

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em
Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade e São
Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Aprovado em: 30 de novembro de 2020

Banca Examinadora

Prof. Dr.: Fernando Mário Rodrigues Marques

Instituição: Fundação Instituto Administração - FIA

Julgamento:

Prof. Dr.: Igor Gimenes Cesca

Instituição: IBMEC

Julgamento:

Prof. Dr.: Luciano José da Silva

Instituição: Universidade Federal de Viçosa (UFV)

Julgamento:

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Darcio e Marisa, pelo empenho que tiveram para eu ter uma ótima formação profissional, por formar o meu caráter e por me fazer ter valores verdadeiros.

Aos meus irmãos, Rafinha, pelas boas conversas sobre a vida e sobre meus estudos e ao Tui, pelos conselhos financeiros.

À minha maravilhosa esposa, Juliana, que teve muita paciência, me aconselhou diversas vezes e me apoiou em todo o caminho com muito amor e carinho.

Aos meus filhos, Carolzinha e o Lucas, que participaram de todo o caminho da minha dissertação, me passando muita inspiração e amor.

À minha avó Armanda, pelo carinho nas minhas estadias em dias de aula e estudos, a minha tia Fê pelas palavras de apoio e pelas caronas, ao meu tio Wagner pelas pizzas, e ao meu primo Gabriel que esteve muito presente nesta etapa final.

Às minhas cunhadas, Juliana, pelo acesso à boa música por meio dos concertos da OSESP, e Marina, pelo acesso à boa culinária, e por fazerem meus irmãos felizes.

À minha sogra, Gilcéia, por cuidar com todo amor e carinho os meus filhos fazendo com que eu e minha esposa pudéssemos trabalhar e estudar com foco.

À minha orientadora Prof^{ta}. Virginia Parente, pela confiança depositada em mim, pelo incentivo e liberdade de estudo que me proporcionou grande desenvolvimento pessoal e profissional.

Aos meus colegas de trabalho da AES e da CESP, por me proporcionarem um ambiente de trabalho enriquecedor.

E aos funcionários e professores do IEE, por todo aprendizado e apoio no desenvolvimento dos meus estudos.

A todos vocês, minha profunda gratidão!

RESUMO

No Brasil, até o fechamento desta dissertação, ainda existiam 271 localidades no Sistema Isolado (SISOL), ou seja, locais não conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN), muitas as quais com acesso precário à energia elétrica. Estas localidades situam-se, em sua maioria, na região Norte do país, a longas distâncias das capitais, em locais de florestas densas, de forma que sua integração com o SIN não existe. Para cada localidade do SISOL, o órgão regulador setorial, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), realiza chamadas para leilões visando atrair investidores interessados em gerar a energia elétrica que será consumida localmente. Para atender à demanda de 4,1 milhões MWh/ ano de energia das 3 milhões de pessoas residentes nas localidades do SISOL são utilizados, em sua grande maioria, sistemas de geração térmica alimentados a óleo diesel. Isto implica em um alto preço final pela energia gerada, a qual chega a ultrapassar 1.000 por R\$/MWh. Neste contexto, o objetivo da dissertação é, através de um estudo de caso, analisar a viabilidade técnico-econômica da utilização de um sistema híbrido, composto pela tecnologia fotovoltaica associada ao armazenamento de energia por baterias e complementada com geradores térmicos alimentados a óleo diesel, em substituição ao sistema exclusivamente térmico alimentado a óleo diesel que é comumente utilizado nas localidades do SISOL. O estudo de caso teve por objeto a análise dos parâmetros técnicos e econômicos para a geração de energia nas localidades isoladas do lote BII da 2ª Etapa do Leilão 02/2016 dos Sistemas Isolados do Amazonas. A análise das alternativas de geração de energia elétrica para o provimento nessas localidades isoladas tomou por base a modelagem do Custo Nivelado da Eletricidade (*LCOE*). Para tanto, foram levantadas características tais como: a demanda de carga; a irradiação global horizontal; e a temperatura anual local. Para respaldar a análise, foram revisadas as literaturas sobre tecnologias para armazenamento de energia por baterias e sobre sistemas fotovoltaicos, com foco na experiência de países nos quais tais tecnologias têm obtido uma maior penetração. Para as simulações das alternativas de arquiteturas dos sistemas de geração foram realizadas simulações computacionais em vinte localidades selecionadas do Sistema Isolado com o auxílio do software *Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources (HOMER)*. Os resultados encontrados indicam que 65% das localidades isoladas conseguiram ter um custo nivelado da eletricidade menor, quando comparado com o sistema exclusivamente térmico alimentado a óleo diesel. As localidades que apresentaram menor *LCOE* representam 97% de toda a demanda energética das 20 localidades que foram objeto deste estudo.

Palavras-chave: Sistema Híbrido; *LCOE*; Sistemas Isolados; *HOMER*; VPL; *Payback*.

ABSTRACT

In Brazil, until the end of this dissertation at the end of the second decade of this century, there were still 271 locations in the Isolated System (SISOL), that is, places not connected to the National Interconnected System (SIN), many of which had precarious access to electricity. These locations are mostly located in the northern region of the country, long distances from the capitals, in places of dense forests, so that their integration with the SIN does not exist. For each SISOL location, the sectorial regulatory agency, the National Electric Energy Agency (ANEEL), makes calls for auctions to attract investors interested in generating electricity that will be consumed locally. In order to meet the demand of 4.1 million MWh / year of energy from the 3 million people residing in the SISOL locations, the vast majority of thermal generation systems run by diesel oil are used. This implies a high final price for the energy generated, which exceeds 1,000 per R\$/ MWh. In this context, the objective of the dissertation is, through a case study, to analyze the technical-economic feasibility of using a hybrid system, composed of photovoltaic technology associated with energy storage by batteries and complemented with thermal generators powered by diesel oil, replacing the exclusively thermal system powered by diesel oil that is commonly used in SISOL locations. The case study aimed to analyze the technical and financial parameters for power generation in isolated locations in lot BII of the 2nd Stage of Auction 02/2016 of the Isolated Systems of Amazonas. The analysis of the alternatives of electric power generation for supply in these isolated locations was based on the modeling of the Levelized Electricity Cost (LCOE). For that, characteristics were raised such as: the demand for cargo; global horizontal radiation; and the local annual temperature. To support the analysis, the literature on technologies for energy storage by batteries and on photovoltaic systems were reviewed, with a focus on the experience of countries where such technologies have achieved greater penetration. For simulations of the alternative architectures of the generation systems, computer simulations were performed in twenty selected locations of the Isolated System with the aid of the Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources (HOMER) software. The results found indicate that 65% of the isolated locations managed to have a lower level of electricity cost, when compared to the exclusively thermal system powered by diesel oil. The locations with the lowest LCOE represent 97% of all energy demand in the 20 locations that were the subject of this study.

Key-words: Hybrid System; LCOE; Isolated System; HOMER; NVP; Payback.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Desenvolvimento anual de sistema de armazenamento de energia por aplicação.....	24
Figura 2 - Capacidade instalada adicionada em 2017 por tipo de tecnologia (GW)	30
Figura 3 - Capacidade Instalada acumulada de Sistemas Fotovoltaicos no mundo (GW).....	32
Figura 4 - Capacidade instalada do Brasil (% de GW)	33
Figura 5 - Comparativo das médias mensais de irradiação global horizontal no Brasil e em alguns países da Europa (kWh/m ² .dia).....	34
Figura 6 - Mapa do potencial fotovoltaico do Brasil e da Alemanha.....	35
Figura 7 - Arquitetura Software <i>Homer</i>	38
Figura 8 - Exemplo Fluxo de Caixa	46
Figura 9 - Localização dos Lotes da 2ª Etapa do Leilão 02/2016	49
Figura 10 – Esquema elaborado no <i>HOMER</i>	62
Figura 11 – Grupo A: Curva de carga média de um dia típico com geração fotovoltaica em 2022	64
Figura 12 – Grupo B: Curva de carga média de um dia típico com geração fotovoltaica em 2022	66
Figura 13 – Grupo C: Curva de carga média de um dia típico com geração fotovoltaica em 2022	68
Figura 14 – Grupo D: Curva de carga média de um dia típico com geração fotovoltaica em 2022	70
Figura 15 – Grupo E: Curva de carga média de um dia típico com geração fotovoltaica em 2022	72
Figura 16 – Grupo F: Curva de carga média de um dia típico com geração fotovoltaica em 2022	74
Figura 17 – Grupo A: Curva de carga média de um dia típico com geração fotovoltaica e sistema de armazenamento em 2022	76
Figura 18 – Grupo B: Curva de carga média de um dia típico com geração fotovoltaica e sistema de armazenamento em 2022	78
Figura 19 – Grupo C: Curva de carga média de um dia típico com geração fotovoltaica e sistema de armazenamento em 2022	80
Figura 20 – Grupo D: Curva de carga média de um dia típico com geração fotovoltaica e sistema de armazenamento em 2022	82

Figura 21 – Grupo E: Curva de carga média de um dia típico com geração fotovoltaica e sistema de armazenamento em 2022	84
Figura 22 – Grupo F: Curva de carga média de um dia típico com geração fotovoltaica e sistema de armazenamento em 2022	86
Figura 23–Grupo A: Curva de carga média de um dia típico com geração fotovoltaica, térmica e sistema de armazenamento em 2022	88
Figura 24-Grupo B: Curva de carga média de um dia típico com geração fotovoltaica, térmica e sistema de armazenamento em 2022	90
Figura 25-Grupo C: Curva de carga média de um dia típico com geração fotovoltaica, térmica e sistema de armazenamento em 2022	92
Figura 26-Grupo D: Curva de carga média de um dia típico com geração fotovoltaica, térmica e sistema de armazenamento em 2022	94
Figura 27-Grupo E: Curva de carga média de um dia típico com geração fotovoltaica, térmica e sistema de armazenamento em 2022	96
Figura 28-Grupo F: Curva de carga média de um dia típico com geração fotovoltaica, térmica e sistema de armazenamento em 2022	98
Figura 29 – <i>LCOE</i> por localidade (R\$/kWh)	103

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Projetos de Armazenamento de Energia pelo Mundo	26
Tabela 2 – WACC Regulatório 2019	45
Tabela 3 - Exemplo payback	46
Tabela 4 - Vencedores dos Lotes da 2ª Etapa do Leilão 02/2016	50
Tabela 5 – Demanda Elétrica Requerida por Município	52
Tabela 6 – Características das Localidades Isoladas	54
Tabela 7 - WACC Simulação	56
Tabela 8 - Premissas Econômicas e Técnicas	57
Tabela 9 - Demanda mensal média requerida para cada localidade em 2022 (MWh).....	58
Tabela 10 - Irradiação Global Horizontal diária [kWh/m2]	60
Tabela 11 – Temperatura Média [°C]	61
Tabela 12 - Percentual de fornecimento de energia	99
Tabela 13 - Capacidade Instalada.....	100
Tabela 14 – Capital Inicial de Investimento (CAPEX)	102
Tabela 15 – Potencial incremento de VPL com o sistema híbrido no resultado do leilão	105
Tabela 16 - <i>Payback</i> (anos)	106

LISTA DE SIGLAS

AC - Corrente Alternada

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

BMS - Battery Management System

CAPEX - Capital de Investimento

CAPM - Capital Asset Pricing Model

CCC - Conta de Consumo de Combustíveis

CCEE – Câmara Comercializadora de Energia Elétrica

C&I - Comerciais e Industriais

DC - Corrente Contínua

EMS – Energy Management System

FV - Fotovoltaico

HES - Hybrid Energy Systems

HOMER - Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources

LADWP - Los Angeles Water and Power

LCOE - Levelized Cost of Electricity

NEDO - New Energy and Industrial Technology Development Organization

NPC - Net Present Cost

NREL - National Renewable Energy Laboratory

NOOA - National Oceanic Atmospheric Administration

ONS – Operador Nacional do Sistema

O&M – Operação e Manutenção

PCS - Sistema de Condição de Potência

SIN - Sistema Interligado Nacional

SISOL - Sistema Isolado

TMA - Taxa Mínima de Atratividade

US DOE – Department of Energy

VPL - Valor Presente Líquido

WACC- Weighted Average Cost of Capital

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	13
1.1. Motivação, Justificativa e Relevância do Tema	15
1.2. Objetivos, Questão Central e Hipótese.....	18
1.3. Metodologia e Estrutura do Trabalho	19
2. CONCEITOS FUNDAMENTAIS	21
2.1. Armazenamento de Energia por Baterias	21
2.2. Sistemas Fotovoltaicos	30
2.3. Sistemas Híbridos	35
2.4. Custo Nivelado da Eletricidade	36
2.5. Valor Presente Líquido	39
2.6. <i>Payback</i>	46
3. MATERIAIS E MÉTODOS	48
3.1. Seleção das Localidades do Sistema Isolado.....	48
3.2. Premissas e Simulações	55
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO	62
4.1. Sistema Fotovoltaico	63
4.2. Armazenamento de Energia.....	75
4.3. Sistema Térmico	87
4.4. Sistema Híbrido	99
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	107
REFERÊNCIAS BIBLIOGRAFICAS	111
APÊNDICE A	117

1. INTRODUÇÃO

O desenvolvimento tecnológico, aliado ao crescimento populacional das últimas décadas resultaram no aumento ao consumo de energia, principalmente a energia elétrica. Porém, é muito comum que em áreas rurais isoladas – principalmente nos países em desenvolvimento – os acessos as redes de energia sejam limitadas, ou até mesmo inexistentes.

Segundo a *IEA – International Energy Agency* (Agência Internacional de Energia) a demanda global de energia elétrica cresceu 4% ou 900 TWh em 2018. Neste mesmo período, o *IEA* apresentou que 71% de toda energia fornecida foi proveniente de fontes não renováveis, como carvão, gás e nuclear. O restante da energia fornecida estava segregado entre fontes solar e eólica, com a representatividade de 7% e demais fontes renováveis, como hídrica e biomassa, com 19% (IEA, 2019). Diferente desta realidade, o Brasil possui 73% da sua matriz elétrica baseada em energia renovável. O maior percentual está focado em energia geradas por fonte hídrica com 63% do total da capacidade instalada, seguido de energia eólica e energia solar com 9% e 2% respectivamente (ANEEL, 2020a).

No sentido oposto ao do restante do Brasil, as áreas que necessitam gerar energia muito próximas dos pontos de consumo, devido a características de estarem situadas em regiões remotas do país, utilizam as usinas exclusivamente térmicas como principal recursos para geração de energia, sendo que a maior parte utiliza o óleo diesel como fonte (ONS, 2019).

Entretanto, já existem estudos que indicam que a combinação de diferentes fontes de geração de energia para a demanda de uma pequena vila isolada (não conectada a uma rede de energia), pode ser mais vantajoso, nos quesitos técnico-econômico quando comparado com um sistema exclusivamente térmico alimentado a óleo diesel.

Um estudo teórico apresentado por Valente em 1998, realizado em pequenas vilas localizadas no estado do Pará, no Brasil, concluiu que a implementação de sistema híbrido composto por painéis fotovoltaicos e geradores térmicos alimentados a diesel são viáveis quando comparado com sistemas que utilizam apenas geradores térmicos alimentados a diesel (Valente et al, 1998).

Já em 2010, Lau realizou estudo considerando vilas isoladas na Malásia no qual também constatou a viabilidade dos sistemas híbridos compostos por painéis fotovoltaicos e geradores

térmicos alimentados a diesel com e sem baterias quando comparado com um sistema exclusivamente térmico alimentado a diesel (Lau et al., 2010).

E ainda em 2019, Tareq Salameh identificou que integração de painéis fotovoltaicos aos geradores térmicos alimentados a diesel aplicado no Emirados Árabes gera um menor custo de geração de energia (LCOE) e ainda contribui para reduzir a emissão de gases do efeito estufa (Salameh, 2019).

A implementação de sistema híbrido (um sistema de geração com diferentes fontes de geração de energia), conhecido em inglês como *Hybrid Energy System* (HES), tem como objetivo acabar com o risco associado a implementação de apenas um tipo de tecnologia renovável com o qual tem como principal problema a intermitência de geração de energia elétrica (devido à utilização de elementos não armazenáveis, como insumo para geração de energia, tal como sol e vento) (CAO Y, 2020).

O sistema híbrido é uma estrutura que combina mais de uma forma de geração de energia tais como tecnologia de fonte renovável, fonte fóssil e armazenamento de energia de forma que não é possível distinguir a fonte primária responsável pela geração de energia (EPE, 2018). Essa solução pode ser utilizada em sistemas conectados à rede em áreas urbanas ou áreas de difícil acesso (isoladas). No conceito do sistema híbrido, a geração de energia elétrica ocorre seguindo o conceito de complementariedade energética. A complementaridade “perfeita” entre dois ou mais recursos ocorre no momento em que o primeiro recurso está com grande disponibilidade, e o segundo recurso está com pouca disponibilidade, e quando a situação se inverte para o primeiro, também se inverte para a segunda fonte, desta forma o fornecimento de energia é garantido de forma constante e seguro. Essa avaliação pode ser feita em diferentes escalas temporais (horária, diária, mensal ou anual).

No caso de Sistemas Isolados, também conhecidos *off-grid*, o sistema híbrido pode considerar a utilização de um sistema de geração térmica cujo objetivo é proporcionar mais segurança no fornecimento de energia devido a característica de despacho. Este a geração térmica pode ser acionada, caso o sistema de bateria não consiga suportar o intervalo de recarga de energia com as fontes renováveis.

No sistema híbrido *off-grid* o fornecimento de geração deve seguir uma ordem de mérito conforme o recurso disponível no momento com menor custo, da forma que na maioria das vezes segue a seguinte sequência:

1. Tecnologias renováveis;
2. Tecnologias de armazenamento de energia;
3. Tecnologia geração de energia por fontes não renováveis.

O sistema híbrido *off-grid*, tem grande potencial para ser implementado no Brasil, principalmente nos locais que ainda não estão conectados na rede de transmissão de energia do país, o chamado Sistema Interligado Nacional (SIN).

Ainda existem 271 localidades, que correspondem a municípios ou vilas que estão situados em áreas remotas que possuem sistemas de produção de energia próprios, ou seja, não estão conectadas ao sistema de linhas de transmissão que transportam a energia entre as grandes fontes geradoras e as áreas consumidoras. Essas áreas remotas que utilizam sistemas de produção de energia própria são denominadas Sistemas Isolados (SISOL) (EPE, 2019a).

Atualmente, o atendimento ao SISOL baseia-se predominantemente em usinas térmicas alimentadas a combustível de óleo diesel e caracterizam-se pelo elevado número de unidades geradoras de pequeno porte e pela grande dificuldade de logística de abastecimento (ONS, 2019).

Neste contexto, a presente dissertação tem como foco estudar a utilização do sistema híbrido como uma alternativa para substituir a tecnologia termoeétrica a diesel nos SISOL localizados na Região Norte do Brasil. Tal análise é realizada de forma crítica e suportada por dados fornecidos no último leilão para o Sistema Isolado realizado em 2016 e com o auxílio do software *HOMER (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources)*.

1.1. Motivação, Justificativa e Relevância do Tema

As localidades isoladas do SISOL estão situadas geograficamente nas regiões em que há dificuldades de interligação ao Sistema Interligado Nacional - SIN, os quais - em sua maioria - estão localizados na região Norte do Brasil, onde a vegetação é densa e com rios de margens distantes.

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), atualmente existem 271 localidades no SISOL. Nos últimos dois anos, foram inseridas 30 novas localidades no SISOL que em geral são pequenas comunidades que já contam com um suprimento de energia informal e, por vezes, parcial (algumas horas por dia). As distribuidoras de energia locais informam a existência de novas localidades com o objetivo de regularizar e melhorar o atendimento, contratando soluções de suprimento por meio de leilão. Para tanto, se faz necessária a prévia inclusão das localidades no processo de planejamento energético no Brasil (EPE, 2019a).

Quando analisados os dados do Operador Nacional do Sistema (ONS), é possível verificar a presença apenas de 235 localidades pertencentes ao SISOL. Esta divergência entre os dados da EPE e da ONS acontece devido ao diferente tratamento dado por cada uma das entidades quando recebem a informação de novas localidades. A ONS considera, com respaldo da Câmara Comercializadora de Energia e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), somente aquelas que atendam ao disposto na Resolução Normativa ANEEL n. 801/2017 que estabelece regras para o planejamento, formação, processamento e gerenciamento da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) (ANEEL 2018; EPE, 2019a; ONS, 2019).

A divergência de quantidade de localidades pode ser identificada nos Estados de Rondônia, Pará, Roraima e Amapá com variação de 1, 4, 4 e 27 localidades respectivamente. Somadas todas as localidades apresentadas pela EPE, a população total do SISOL ultrapassa três milhões de pessoas, distribuídas em localidades de diferentes tamanhos, variando de 15 (Maici – RO) a 365 mil habitantes (Boa Vista – RR) (EPE, 2019a).

Na Região Norte do Brasil, as localidades do SISOL estão situadas nos Estados do Amazonas, Roraima, Amapá, Rondônia, Pará e Acre, com respectivamente 95, 86, 29, 26, 24 e 9 localidades-que necessitam de geração de energia local para satisfazer a demanda desses sítios (EPE, 2019a).

Em outras regiões também existem algumas localidades do SISOL, como na Região Nordeste, com uma localidade no Estado Pernambuco (ilha de Fernando de Noronha) e na Região Centro Oeste no Estado do Mato Grosso (Guariba) (ONS, 2019).

Em sua maioria, as localidades do SISOL se desenvolveram em regiões características de cada Estado. No Estado do Amazonas e Pará, a maior parte está situada pela extensão das margens do rio Amazonas de forma que a via principal é a fluvial. No Estado de Roraima a maior

concentração de localidades do SISOL está da região da terra indígena Raposa Serra do Sol (localizada na região nordeste do estado de Roraima) e na região sudeste (foz do Rio Branco com o Rio Negro. Também no Estado de Roraima, Boa Vista que é a única capital no Brasil que está no SISOL. O sistema de distribuição de energia da capital do Estado de Roraima está ligado com a rede da Venezuela por meio de uma linha de transmissão de 230kV originária da cidade de Santa Helena de Uairén, percorrendo 211 quilômetros até a subestação que alimenta a capital de Roraima (ELETRONORTE, 2018).

No Amapá, o terceiro Estado com maior número de localidades no SISOL, a maior concentração das localidades está situada na parte norte do estado, próximo das terras indígenas Uaçá e ao sul do Estado, na região da Reserva Extrativista do Rio Cajari. Nos demais Estados (Rondônia e Mato Grosso) as localidades do SISOL estão espalhadas com baixa concentração de agrupamento entre elas sendo que a principal característica comum entre elas é estarem presentes próximas a margem de rios.

Para atender a população do SISOL, a carga total planejada de geração de energia necessária para 2020 é de 4.507.587 MWh (5% maior que a previsão para o ano de 2019) (EPE, 2019a).

A carga total representa a geração de energia necessária para atender não somente os consumidores, mas também ao consumo próprio da usina acrescido das perdas técnicas totais. Atualmente, esta carga é fornecida com diferentes fontes, sendo as Usinas Termoeletricas a óleo diesel como principal fonte, representando 96,6% de toda a geração de energia. As demais fontes estão distribuídas em Usinas Termoeletricas a Gás Natural (quatro localidades no Amazonas), Usinas Termoeletricas a Biomassa (uma no Amazonas), Usina Fotovoltaica (uma no Amapá) e Pequena Central Hidrelétrica (uma em Roraima) (ONS, 2019).

Apesar da carga do SISOL ser modesta, cerca de 0,7% da carga total do país, tal percentual representa um considerável impacto nas contas setoriais, dado que a geração do SISOL é subsidiada por meio da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC). Esta conta foi criada pela ANEEL para que as populações do SISOL não sejam oneradas pelo alto custo de geração de energia local, de forma que a arrecadação deste encargo é utilizada para cobrir os custos do uso de combustíveis fósseis (óleo diesel, por exemplo) para geração termelétrica em algumas usinas do Sistemas Interligado e todas as usinas térmicas do Sistema Isolado.

De acordo com a Câmara Comercializadora de Energia Elétrica, o orçamento previsto para a CCC em 2019 foi da ordem de R\$ 6,3 bilhões. Esse elevado custo, associado à alta participação de geração a partir de óleo diesel, reforça a importância da transparência e previsibilidade do planejamento do atendimento ao Sistema Isolado, representando também uma oportunidade para soluções de suprimento que possam reduzir o consumo de diesel e o custo de geração (CCEE, 2019).

O desembolso que as distribuidoras fazem para bancar a CCC é repassado aos consumidores por meio das tarifas. O ajuste do repasse acontece por ocasião do reajuste tarifário anual ou da revisão tarifária periódica das empresas sendo que o valor da cota é calculado levando em consideração o mercado que cada distribuidora de energia atende (ANEEL, 2018).

É interessante notar que toda a população brasileira é impactada, por meio da CCC, pelas dificuldades e ineficiências geradas pelas formas que a carga é atendida no SISOL. Para se ter uma dimensão, a taxa média anual de crescimento da CCC, de 2013 até 2019, foi de 7,4%, chegando ao valor de R\$6,3 bilhões em 2019 (CCEE, 2017; CCEE, 2019).

Outro ponto de atenção pode ser verificado que mesmo com o elevado e crescente orçamento para a CCC, ainda predominaram as soluções baseadas em geração a óleo diesel nos leilões para o SISOL, incorrendo em elevados preços de energia elétrica.

Como evidência, o maior e o menor preço arrematado na 2ª Etapa do Leilão 02/2016 foram, respectivamente, 1.287,99 R\$/MWh e 964,00 R\$/MWh, para as soluções baseadas a geração a óleo diesel (EPE, 2017). Para comparação, em 2018 no 27º Leilão de Energia Nova A-4, o preço da energia eólica foi arrematado a 67,60 R\$/MWh e o solar foi arrematado a 118,00 R\$/MWh (CCEE, 2019).

1.2. Objetivos, Questão Central e Hipótese

Este trabalho tem como objetivo principal analisar a viabilidade técnico-econômica de sistemas híbridos, compostos tecnologia fotovoltaica associada a armazenamento de energia por baterias e complementada com geradores térmicos alimentados a óleo diesel, nas localidades da 2ª Etapa do Leilão 02/2016 dos Sistemas Isolados do Amazonas realizado no dia 19 de maio de 2017. Neste contexto, é verificado se o sistema híbrido proposto pode ser uma alternativa

financeiramente mais competitiva quando comparada a um sistema exclusivamente térmico alimentado à óleo diesel.

A esse objetivo principal associam-se os seguintes objetivos secundários:

- i. revisar a literatura sobre a aplicação de sistemas de baterias em distintas situações e a literatura sobre a aplicação dos sistemas fotovoltaicos.
- ii. identificar a viabilidade do sistema sob a ótica do investidor.

A questão central, por sua vez, que a pesquisa pretende responder pode ser descrita da seguinte forma: A adoção de sistema híbrido compostos por tecnologia fotovoltaica associada a armazenamento de energia por baterias e complementada com geradores térmicos alimentados a óleo diesel, pode aumentar o deságio (ou seja, diminuir o valor) dos projetos do Lote B-II da 2ª Etapa do Leilão 02/2016 dos Sistemas Isolados do Amazonas quando comparado com o valor arrematado?

Para tanto, a hipótese investigada ao longo da dissertação é que a implementação de um sistema híbrido do tipo proposto, ou seja, composto por sistema solar fotovoltaico associada a armazenamento de energia por baterias e complementada com geradores térmicos alimentados a óleo diesel terá um custo nivelado de energia elétrica ou *Levelized Cost of Electricity* (LCOE) menor quando comparado ao valor arrematado no Lote B-II da 2ª Etapa do Leilão 02/2016 dos Sistemas Isolados do Amazonas, no qual foram considerados apenas sistemas de geração termelétrica alimentados a óleo diesel.

Assim, busca-se, com este trabalho, investigar se há ou não oportunidade de reduzir o valor unitário do MWh gerado no Sistema Isolado com a adoção de sistemas híbridos. Se houver tal oportunidade, essa diferença poderá ser eventualmente capturada em novos leilões para outras regiões cujos projetos de geração apresentem características similares.

1.3. Metodologia e Estrutura do Trabalho

Para o desenvolvimento desta dissertação, a metodologia adotada percorre três etapas:

- i. entendimento do problema;
- ii. análise das tecnologias sugeridas para compor o sistema híbrido;

- iii. simulações computacionais com as cargas das localidades selecionadas com o sistema híbrido.

No entendimento do problema é feita uma análise do SISOL e do último leilão de aquisição de energia e potência para o Sistema Isolado. Desta forma a 2ª Etapa do Leilão 02/2016 realizado em maio de 2017, foi tomado como base. A partir deste leilão identificou-se qual seria o lote com as características mais adequadas para ser analisada.

A análise das tecnologias para compor o sistema híbrido se pautou na revisão bibliográfica das tecnologias de geração de energia fotovoltaicas e armazenamento de energia. O sistema de geração térmica não foi parte deste trabalho por ser uma tecnologia já madura e existente nas localidades do SISOL.

Por fim, para as simulações computacionais e análises de viabilidade técnico-econômica dos empreendimentos energéticos, a figura de mérito considerada foi o custo nivelado da energia, ou *Levelized Cost of Electricity* (LCOE), através do qual foi possível identificar a melhor tecnologia, comparando com o custo do MWh entre diferentes tecnologias.

A estrutura deste trabalho está dividida em cinco capítulos. No primeiro, correspondente a esta introdução, buscou apresentar a motivação e justificativa para o desenvolvimento do presente trabalho, bem com explicitar seus objetivos, a questão central que a pesquisa procurou responder, além da hipótese e metodologia adotada.

No capítulo dois, foram apresentados os conceitos básicos que norteiam a pesquisa, a partir do referencial teórico levantado em bases de dados acadêmicos. Optou-se por dividir este mesmo capítulo em diferentes partes, sendo elas:

- a) apresentação dos sistemas de armazenamento de energia, considerando onde são aplicados, qual é a evolução de implementação dos sistemas de armazenamento, quais os tipos de aplicações e os seus componentes;
- b) definições do sistema fotovoltaico, com o volume de penetração do último período no mundo, o potencial existente no Brasil comparado com outros países os seus componentes;
- c) conceitos básicos de finanças necessários para o desenvolvimento da dissertação. Nesta parte foram discutidos os conceitos de *LCOE*, *VPL* e *Payback*.

No terceiro capítulo foram apresentados os materiais e métodos, onde detalha-se a escolha do lote BII da 2ª Etapa do Leilão 02/2016 dos Sistemas Isolados do Amazonas para análise, assim como o software utilizado na construção dos gráficos, equações para cálculo de valores, os dados e características de cada localidade, além das premissas técnicas e financeiras adotadas para a realização da simulação.

No capítulo quatro são apresentados os resultados obtidos a partir da pesquisa, alinhados aos objetivos e justificativa do projeto. Para tal, optou-se pela demonstração das simulações realizadas com as 20 localidades citadas no lote.

O capítulo final – cinco – é reservado para as conclusões finais do trabalho. A partir dos resultados obtidos no capítulo anterior, é feita uma discussão tendo em vista ao que foi proposto na Introdução. Nesse mesmo capítulo também são apresentadas as restrições e limitações encontradas durante a pesquisa. Também aproveita-se para apontar lacunas deixadas para estudos futuros.

2. CONCEITOS FUNDAMENTAIS

Este Capítulo visa fornecer embasamento teórico para a proposição e análise de sistemas híbridos que venham a substituir sistemas exclusivamente alimentados a diesel em localidades do Sistema Isolado (SISOL). Assim, inicialmente, é apresentada uma breve revisão da literatura sobre sistema de armazenamento de energia por bateria e sobre as características de geração fotovoltaica. Por fim alguns conceitos básicos de custo nivelado de energia elétrica, valor presente líquido e *payback*. são brevemente expostos.

2.1. Armazenamento de Energia por Baterias

Países ao redor do mundo apoiam continuamente as pesquisas e projetos de aplicação de sistemas de armazenamento de energia nas diversas formas existentes (EPE, 2019b). em documento de 2019 a EPE destaca cinco formas de armazenamento:

- i. Mecânica: Usina Hidrelétrica Reversível (UHR), Ar Comprimido e Volante de Inércia;
- ii. Eletroquímica (baterias): Bateria de Chumbo-ácido, Íon Lítio, sódio enxofre e Bateria de Fluxo (redox de vanádio e zinco-bromo);

- iii. Térmica: Armazenamento de energia por calor sensível, por mudança de fase e reações termoquímicas;
- iv. Elétrica: Supercapacitores e Armazenamento de energia magnética em supercondutores;
- v. Química (Hidrogênio): Célula de combustível e *Power to gas*.

Em 2013, a *New Energy and Industrial Technology Development Organization* (NEDO) do Japão conduziu e desenvolveu estudos visando todos os tipos de técnicas de armazenamento de energia em baterias, no qual deram atenção especial para o desenvolvimento de técnicas com baterias de íons de lítio, baterias de sódio-enxofre e baterias avançadas (HAO, 2014).

No final de 2014, o Departamento de Energia dos Estados Unidos (US DOE) divulgou relevantes relatórios técnicos sobre o desenvolvimento e aplicação de todos os tipos de baterias avançadas e houve atenção especial para pesquisas com novas tecnologias de baterias de ácido-chumbo, baterias de íons de lítio, baterias sulfônicas, baterias de fluxo, baterias de metal-ar e tecnologia avançada de armazenamento de energia de ar comprimido (DOE, 2014).

Em 2017, o *International Renewable Energy Agency* (IRENA), publicou um relatório sobre os custos e o mercado para sistemas de armazenamento de energia e geração de energia por fontes renováveis. Neste relatório estão presentes as diversas formas de armazenamento de energia e um destaque para os sistemas que utilizam baterias para armazenar energia que estão com os custos em constante redução. O maior exemplo é o custo da bateria de Íons de Lítio que entre 2010 e 2016 reduziu 73% para as aplicações no setor de transportes, devido à grande demanda para aplicação em automóveis. Na aplicação em sistemas estacionários o custo instalado é mais alto do que aqueles utilizados em automóveis devido aos ciclos de carga e descarga serem mais desafiadores o que exige sistemas e hardwares mais caros, porém na Alemanha os sistemas de armazenamento de energia com baterias de Íons de Lítio reduziram o custo instalada em 60% entre 2014 e 2017. Desta forma, beneficiando-se pela queda de preço com a fabricação de baterias de Íons de Lítio para a aplicação em automóveis, o custo para a aplicação em sistemas estacionários pode reduzir mais, entre 54% e 61% até 2030. Isto refletiria em custo de instalado da bateria de Íons de Lítio que podem variar de 77 \$/kWh e 574 \$/kWh, dependendo da composição química de cada bateria de Íons de Lítio (IRENA, 2017).

Diferente das demais tecnologias de armazenamento de energia, as baterias são uma tecnologia caracterizadas pela modulação o que significa que o projeto pode ser ampliado no momento

mais conveniente de maior demanda, deixando o projeto flexível no quesito técnico e econômico. Além disso alta velocidade de resposta, alta velocidade de implantação e alta densidade energética também são características das baterias. Com a inovação técnica - e o desenvolvimento bem-sucedido das novas baterias - a eficiência, a capacidade (potência), a velocidade de carga e descarga de energia e a vida útil das baterias melhoraram consideravelmente, aumentando o leque de aplicações (IRENA, 2017).

O armazenamento de energia, por baterias, pode oferecer diversos benefícios para o sistema elétrico conectado em rede ou desconectados da rede (*off-grid*), como por exemplo: (i) aplicação no balanço de curta duração para manter a oferta e demanda em equilíbrio e, por consequência, a frequência da rede dentro dos requisitos técnicos; (ii) integração com o sistemas renováveis intermitentes; (iii) atendimento da demanda em horário de pico; (iv) suporte para o sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica quando há necessidade de aumento de carga; (v) integração com sistema de geração distribuída para residências e estabelecimentos comerciais e industriais (C&I) (ARCINIEGAS, 2018).

Neste contexto, a aplicação no balanço de curta duração permanece com maior volume de aplicação no contexto global, adicionando, em média, 0,5 GW de capacidade instalada anualmente até 2020. No curto prazo, a saturação deste tipo de aplicação no mercado abre oportunidade para a aplicação na integração dos sistemas intermitentes (Figura 1) (BLOOMBERG, 2017).

Figura 1- Desenvolvimento anual de sistema de armazenamento de energia por aplicação

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da Bloomberg (2017).

Aplicação em balanço de curta duração representa quase metade do total dos sistemas instalados em 2016, mas até 2021 representará um quarto, no qual a integração com sistemas renováveis intermitentes se tornará a principal aplicação para sistema de armazenamento de energia, adicionando, a partir de 2018, 1,0 GW em média.

Esta mudança ocorre, pois, alguns países, como China, Coreia do Sul e Japão, implantaram políticas de incentivo que estimulam a construção de sistemas de armazenamento de energia junto com projetos solares e eólicos, com o objetivo de otimizar o investimento aplicado e a despesa com manutenção, além de tornar a aplicação de fontes intermitentes mais flexíveis, no qual poderá armazenar a energia em horários de menor demanda e despachar nos horários de maior demanda (ESA, 2018; BLOOMBERG 2017).

Para o estudo proposto, a integração da tecnologia fotovoltaica com a de armazenamento de energia por baterias e junto com geradores térmicos alimentados a óleo diesel, irá compor um sistema híbrido, sendo que a geração fotovoltaica irá atender a demanda nos horários em que houver maior irradiação solar, e caso tenha excedente, as baterias irão armazenar essa energia para despachar nos horários em que os geradores a diesel estejam com a sua carga próxima do limite de geração.

Além da versatilidade de aplicações, o sistema de bateria está associado a instalação flexível e ciclos de construção curtos, implantados com sucesso nas atuais aplicações (GETH, 2015).

A Tabela 1 apresenta os sistemas de energia de baterias de larga escala já em operação e planejados em todo o mundo (DOE, 2018).

Tabela 1 - Projetos de Armazenamento de Energia pelo Mundo

Projetos	Tipo de Bateria	País	Capacidade de Armazenamento (MW)	Status
Projeto Kingfisher	Íons de Lítio	Austrália	102	Anunciado
Sistema de Armazenamento de Energia - AES Alamitos	Íons de Lítio	Estados Unidos	100	Contratado
Sistema de Armazenamento de Energia Residencial	Íons de Lítio	Alemanha	68	Operando
Kyushu Electric - Buzen Substation - Mitsubishi Electric/NGK Insulators	Sulfeto de Sódio	Japão	50	Operando
Gyeongsan Substation ESS-KEPCO/Woojin/LG Chem	Íons de Lítio	Coréia do Sul	48	Operando
Nishi-Sendai Substation - Tohoku Electric/Toshiba	Íons de Lítio	Japão	40	Operando
Minami-Soma Substation - Tohoku Electric/Toshiba	Íons de Lítio	Japão	40	Operando
AES/National Grid Corp. of the Philippines (Kabankalan)	Íons de Lítio	Filipinas	40	Operando
Notrees Battery Storage Project - Duke Energy	Chumbo-ácido	Estados Unidos	36	Operando
Non-Gong Substation ESS - KEPCO/Kokam	Níquel Lítio Manganês e Cobalto	Coréia do Sul	36	Contratado
Rokkasho Village Wind Farm - Futamata Wind Development	Sulfeto de Sódio	Japão	34	Operando
AES Laurel Mountain	Íons de Lítio	Estados Unidos	32	Operando
Beech Ridge Wind Storage	Íons de Lítio	Estados Unidos	32	Operando
Grand Ridge Energy Storage	Íons de Lítio	Estados Unidos	32	Operando
Japan-Egypt-Hurghada	Íons de Lítio	Egito	30	Anunciado
SDG&E Escondido Substation – AES	Íons de Lítio	Estados Unidos	30	Contratado
SK Innovation BESS	Íons de Lítio	Alemanha	30	Anunciado
Golden Hills - NextEra Energy	Íons de Lítio	Estados Unidos	30	Contratado
Imperial Irrigation District BESS – GE	Íons de Lítio	Estados Unidos	30	Construção

Fonte: DOE, 2018.

O que torna o sistema de armazenamento de bateria flexível é a possibilidade de adicionar novos bancos de baterias quando o sistema já estiver construído, e assim atender a nova demanda necessária. O sistema básico de armazenamento de energia de bateria consiste em três módulos: Sistema de Gerenciamento de Bateria (sigla em inglês BMS), do Sistema de Condição de Potência (sigla em inglês PCS) e do Sistema de Gerenciamento de Energia (sigla em inglês EMS).

O Sistema de Gerenciamento de Bateria (BMS) monitora os parâmetros da bateria, estima sua capacidade atual e controla o sistema de forma geral. O Sistema de Condição de Potência (PCS), está relacionado com a função de retificação e inversão necessária para a conversão entre energia elétrica AC e DC.

Com base na configuração do módulo, ou na mudança de carga, o Sistema de Gerenciamento de Energia (EMS) é responsável pelo sincronismo e gerenciamento efetivos do sistema de armazenamento de energia para atender ao requisito de uma perfeita conexão entre a comunicação e o sincronismo da estação (HWANGBO, 2013).

Com alta densidade de energia, e requisitos rigorosos de aplicação, a bateria deve ser protegida com verificação constante da tensão e corrente durante processo de carga e descarga (RAHIMI-EICHI et al., 2013). Para isto, o Sistema de Gerenciamento de Bateria (BMS) fornece à bateria funções de proteção e equilíbrio, como proteção contra sobrecarga para alta ou baixa tensão, monitoramento de corrente, proteção contra sobrecorrente e proteção contra curto-circuito e alta temperatura.

Com as diferentes aplicações de baterias em vários campos, a essência do Sistema de Gerenciamento de Bateria (BMS) vem gradativamente ganhando maior importância (BONFIGLIO, 2009). Em 2008, a Tesla Motors Inc. lançou com sucesso o primeiro automóvel elétrico com capacidade de percorrer 400 km por recarga, com um excelente Sistema de Gerenciamento de Bateria (BMS). Assim como as baterias, os sistemas de gerenciamento delas também tiveram grandes evoluções tecnológicas, gerando grande valor agregado que elas trazem para o sistema.

O Sistema de Condição de Potência (PCS) pode ter diversas configurações para garantir que as baterias tenham o melhor desempenho na descarga e recarga de energia. As baterias geram uma corrente contínua (DC), e uma rede de energia elétrica, que no caso da rede elétrica brasileira

usa uma corrente alternada (AC) à frequência de 60Hz. É imperativa a implementação de um sistema que compatibilize e otimize a transferência de energia, quer do sistema de baterias para a rede (descarga), quer da rede para o sistema de baterias (recarga).

Atualmente os sistemas mais usados para compensação de potência em sistemas de baterias são os conversores comutados DC/AC bidirecionais. Estes são capazes de realizar a função de retificador e inversor.

As principais vantagens dos sistemas comutados são o seu elevado rendimento (baixa potência dissipada sob a forma de calor, menor dimensão dos dissipadores de calor, elevada frequência de comutação entre 1 kHz a 100 kHz) levando à redução de dimensões de componentes como transformadores, sobretudo quando comparados com tecnologia de conversores eletrônicos lineares (VALENTE, 2015; SOUSA, 2013).

Em um sistema de geração de energia solar, a topografia utilizada é DC-DC para conectar ao sistema fotovoltaico com o sistema de baterias. Outra estrutura é o conversor AC-DC, cuja configuração é utilizada na conexão entre os sistemas de geração eólico com os sistemas de baterias.

Com a evolução tanto das baterias quanto dos seus sistemas de controle, nos últimos anos, o setor de armazenamento de eletricidade por baterias avançou de forma que - até 2016 - havia 695 projetos de armazenamento de energia por baterias em todo o mundo, e a capacidade instalada total atingiu 1,6 GW (DOE, 2018), na qual a tecnologia mais utilizada nos projetos é de lítio-íon, com representatividade de 83% dos novos projetos de 2016 (NAVIGANT, 2018).

Neste contexto, o investimento em serviços públicos nos Estados Unidos tornou-se um importante impulso que promove o desenvolvimento da indústria de armazenamento de energia. Em 2016, o mercado da América do Norte adicionou 221 MW de capacidade instalada em projetos de armazenamento de energia por baterias (GTM, 2017).

Como exemplo desta demanda, a *Los Angeles Water and Power* (LADWP) divulgou o plano de implementação de cinco anos para a instalação de sistema de armazenamento de energia por baterias com capacidade de 178 MW.

A *AES Corporation*, nos Estados Unidos, tem mais de 500MW em sistema de armazenamento de energia por baterias em operação, projetos fechados e projetos em desenvolvimento. Dentre

eles está o projeto de Alamitos na Califórnia, composta por um banco de baterias de íons de lítio com capacidade de 100MW que serão utilizados para atender o horário de pico por até 4 horas (FLUENCE, 2018).

As baterias de íons de lítio (Li-íon) operam através do movimento dos íons de lítio entre os eletrodos positivos (ânodo) e negativos (cátodo). Durante o carregamento, os íons de lítio se soltam do eletrodo positivo e então se conectam no eletrodo negativo através do eletrólito, neste momento, o eletrodo negativo está em um estado de enriquecimento de lítio. Quando a bateria está descarregada, os íons de lítio se movem na direção oposta.

O eletrodo positivo da bateria de íons de lítio é composto por elementos à base de lítio, como fosfato de ferro lítio e óxido de manganês de lítio. O material de eletrodo negativo mais amplamente usado da bateria de íons de lítio é grafite. Os eletrodos de grafite possuem alta capacidade específica (200 mA h/g) e alta voltagem, no entanto, o curto-circuito induzido por cristais de dendrito durante o carregamento rápido introduz riscos potenciais e significativos.

Atualmente, esforços são feitos para desenvolver substitutos do grafite com capacidades específicas mais altas (até 300 mAh/g), incluindo o uso de silício, estanho metálico e seus óxidos.

As baterias de íons de lítio contêm restrição para aplicações onde há condições de significativa aleatoriedade de carga/descarga e carregamento frequente; também há um aumento de temperatura quando estão sobrecarregadas, ou quando estão com curto-circuito interno. Apesar disto, as baterias de íons de lítio desempenham um papel importante na promoção do desenvolvimento de veículos elétricos e, ainda atualmente, é o tipo de bateria que mais aplicada em sistemas de redes de energia renovável e sistemas de micro-redes (ZHANG, 2018).

Outra restrição às baterias de íons de lítio, é o alto custo inicial de capital no qual limitam a sua ampla aplicação abrindo mercado para as baterias de chumbo ácido, que consistem em tecnologias mais maduras e com menor valor de investimento inicial.

As baterias de chumbo-ácido (baterias Pb-ácido) são compostas por chumbo metálico e óxido de chumbo como eletrodos, onde ficam submersos a uma solução de ácido sulfúrico que atua como eletrólito (MANWELL, 1993).

As baterias Pb-ácido têm servido como baterias de reserva em usinas de energia e subestações de transformadores por anos, o que tem desempenhado um papel extremamente importante na manutenção da operação dos sistemas de energia (SPANOS et al., 2015). No entanto, sua capacidade diminui significativamente no caso de descarga profunda e/ou rápida. As baterias de chumbo-ácido têm a desvantagem devido à baixa densidade de energia, baixa densidade de potência, longos tempos de carga, baixa vida útil e alta taxa de auto-descarga. Além disso, essas baterias causam poluição ambiental.

2.2. Sistemas Fotovoltaicos

A energia proveniente de sistemas fotovoltaicos se apresenta como uma tecnologia muito relevante em todo o mundo. A Figura 2 mostra a liderança dos sistemas fotovoltaicos no crescimento da capacidade instalada global (NREL, 2017).

Figura 2 - Capacidade instalada adicionada em 2017 por tipo de tecnologia (GW)

Fonte: Solar Power Europe (2018).

Este fenômeno acontece, principalmente, devido à redução do custo instalado dos módulos fotovoltaicos. De 2009 até 2019, o valor vendido do módulo fotovoltaico de silício cristalino na Europa reduziu entre 87% e 92%, o que impacta diretamente no custo instalado dos módulos fotovoltaicos. No mesmo ano, o custo instalado dos módulos fotovoltaicos reduziu 79% em relação a 2010, chegando ao valor de 995 \$/kW para os projetos comissionados. Na Índia o custo médio do módulo fotovoltaico instalado, em 2019, foi de 618 \$/kW, cerca de um quinto menor que o valor praticado na China. No custo instalado, existem diversas variáveis específicas de cada país que podem impactar o resultado, sendo desde o quão a tecnologia de fabricação dos equipamentos está nacionalizada nos países, até o custo de mão de obra para instalação do sistema fotovoltaico. Por exemplo, o custo de mão de obra para a instalação do sistema fotovoltaico é pouco representativo para países como China e Índia, porém é mais representativo em países como Japão e Coreia do Sul. (IRENA, 2020; Parente V., 2002).

O sistema fotovoltaico é composto pelos painéis fotovoltaicos, responsáveis pela geração de energia, e pelo o inversor que realizam a transformação da corrente contínua em corrente alternada, podendo assim alimentar os equipamentos das residências.

A capacidade instalada mundial da energia fotovoltaica cresceu aproximadamente 98 GW de 2016 a 2017, o que representa um crescimento de 32%. Deste montante, a China foi responsável por instalar 53GW, representando 53% de toda as instalações no mundo (SOLAR POWER EUROPE, 2018).

No final de 2013, a capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos no mundo estava próxima a 139 GW, enquanto em 2017 havia quase 404 GW, uma evolução de 190%. Desde os anos 2000 a taxa composta de crescimento anual foi de 38%, evidenciando um mercado em ascensão, conforme se observa na Figura 3 (SOLAR POWER EUROPE, 2018).

Figura 3 - Capacidade Instalada acumulada de Sistemas Fotovoltaicos no mundo (GW)

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da Solar Power Europe (2018).

No Brasil, o sistema elétrico se caracteriza essencialmente como hidrotérmico com forte predominância de usinas hidroelétricas de grande porte e com múltiplos proprietários, localizados nas 5 regiões do Brasil (Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte).

Em janeiro de 2020, a capacidade total de geração de energia elétrica no Brasil atingiu a marca aproximada de 170 GW com participação das diversas fontes de energia conforme ilustrado na Figura 4 (ANEEL, 2020a).

Figura 4 - Capacidade instalada do Brasil (% de GW)

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da ANEEL (2020a).

Enquanto as termoeletricas e as hidroeletricas são consideradas fontes firmes capazes de garantir o atendimento da demanda de carga típica do sistema, fontes renováveis como a eólica e a solar fotovoltaica são consideradas intermitentes de energia devido à variabilidade temporal elevada associada às condições meteorológicas presentes no local da planta. Porém, devido às restrições ambientais, existe certa dificuldade para a construção de novos e grandes empreendimentos hidroelétricos, com isso, uma opção para o Brasil aumentar o seu potencial elétrico é a geração fotovoltaica.

O território brasileiro tem alto nível e baixa variabilidade da irradiação solar em comparação, por exemplo, a países onde essa tecnologia já está bem estabelecida, como Alemanha, Espanha, Itália, Portugal e França.

A Figura 5 compara a variabilidade da irradiação global horizontal média mensal nas cinco regiões brasileiras com esses países. A comparação é feita na forma de *box-plot*, com as caixas representando 50% dos valores, as linhas verticais os valores máximos e mínimos e os losangos vermelhos as médias. A partir da análise do gráfico *box-plot* é possível verificar que o Brasil

apresenta níveis bastante elevados de irradiação solar com uma variabilidade mensal pequena, indicada pela altura das caixas.

Figura 5 - Comparativo das médias mensais de irradiação global horizontal no Brasil e em alguns países da Europa (kWh/m².dia)

Fonte: INPE (2017).

A região Nordeste do Brasil supera até mesmo os países ibéricos em termos de irradiação solar média mensal, com a característica de possuir uma variabilidade mensal bem inferior. A região Norte apresenta a sexta maior irradiação média e variabilidade muito inferior que a Itália, França e Alemanha (INPE, 2017).

O potencial fotovoltaico no Brasil é imenso e pode ser estimado de dezenas a centenas de MWp somente na região amazônica. Se somente uma parcela de todas as centrais de geração diesel existentes na região amazônica adotassem o sistema fotovoltaico com uma configuração híbrida ao sistema já existente de geração a diesel, seria possível reduzir de forma significativa a emissão de dióxido de carbono na atmosfera e o custo de geração de energia elétrica.

Dessa forma, a tecnologia do sistema fotovoltaico é uma das alternativas mais viáveis de energia renovável atualmente disponível para atender a demanda da região Norte.

A economia de combustível fóssil e a redução de emissão de gases do efeito estufa são exemplos dos benefícios trazidos pela adoção de um sistema simples com a adição de sistema fotovoltaico

e bateria ao sistema de geração de energia a diesel já existentes. Acrescenta-se a isso a evolução dos sistemas fotovoltaicos para uma maior conversão de energia solar em energia elétrica podendo resultar na redução do tempo de operação dos sistemas térmicos alimentados a diesel.

Os mapeamentos dos recursos de energia solar mostram um elevado fluxo de radiação solar na região amazônica com baixa variabilidade inter-sazonal e adequada aos padrões técnicos recomendados para a tecnologia de sistemas híbridos. A Figura 6 mostra os potenciais disponíveis para a geração fotovoltaica no Brasil e na Alemanha medidos em kWh/kWp, no qual é possível verificar que o potencial de geração fotovoltaica na região amazônica é maior que o potencial de qualquer ponto de geração da Alemanha (INPE, 2006).

Figura 6 - Mapa do potencial fotovoltaico do Brasil e da Alemanha

Fonte: Solargis (2018).

2.3. Sistemas Híbridos

Um sistema híbrido é um sistema que combina mais de duas formas de geração de energia (Reis, 2017). No caso do estudo proposto está sendo sugerido a implantação de um sistema híbrido com a combinação de tecnologias fotovoltaicas, armazenamento de energia por bateria e geração térmica alimentada a óleo diesel.

A operação cadenciada destes três sistemas, no que tange uma ordem de mérito do menor custo de operação (fotovoltaico) para o maior (térmico) favorece a geração de energia elétrica com diversas vantagens. Entre elas estão: (i) menor custo de operação e manutenção; (ii) maior confiabilidade; (iii) menor emissão de dióxido de carbono; (iv) além do uso mais eficiente da energia, quando comparado com um sistema exclusivamente térmico alimentado a óleo diesel (LAU et al., 2010).

O menor custo de operação e manutenção é resultante direto do menor consumo de óleo diesel, menor frequência de manutenção no gerador térmico e manutenção menos complexa do sistema fotovoltaico. A maior confiabilidade é devida à maior capacidade de geração de energia, sem apresentar falhas ou avarias dos equipamentos.

Apesar da ANEEL e a EPE discutem o tema sobre a implementação de sistemas híbridos desde 2014 com a divulgação de notas técnicas sobre o assunto, ainda não há uma regulamentação para a implementação deste modelo de geração de energia. Em 2020 a ANEEL deu um grande passo com a abertura da Consulta Pública 061/2020 que chega debater de forma para debater com a sociedade a normatização para o estabelecimento de usinas híbridas (ANEEL, 2020b).

A discussão sobre sistema híbrido não é apenas mérito do Brasil, sendo uma questão em aberto de diversos países, como Índia, Reino Unido, Austrália e Estados Unidos. No que tange os países citados anteriormente, não aplicação unanime do sistema híbrido pois cada país tem uma necessidade específica não similar à do Brasil (EPE, 2019c).

2.4. Custo Nivelado da Eletricidade

No contexto de análise de viabilidade técnico-econômica de empreendimentos energéticos, uma figura de mérito considerada é o custo nivelado da eletricidade, ou *Levelized Cost of Electricity (LCOE)*, no qual é o método aqui abordado.

O *LCOE* relaciona os custos envolvidos e a energia gerada pelo empreendimento, ao longo de sua vida útil. Esta figura de mérito representa o quanto um produtor de energia elétrica deveria obter de receita por kWh, de modo que seja o suficiente para cobrir as despesas operacionais, os investimentos, os juros e remunerar adequadamente os investidores.

O trabalho *The Future of Coal* (MIT, 2007) apresenta a seguinte definição para o *LCOE*:

O custo nivelado da eletricidade é o preço constante da eletricidade que seria exigido durante a vida da usina para cobrir todas as despesas operacionais, o pagamento da dívida e os juros acumulados nas despesas iniciais do projeto e o pagamento de um retorno aceitável aos investidores (MIT, 2017).

De forma generalista, de acordo com Nakabayashi (2014), Branker et al (2011) o *LCOE* pode ser definido conforme Equação 1:

$$LCOE = \frac{\text{Custos ao longo da vida útil}}{\text{Energia gerada ao longo da vida útil}} = \sum_{t=0}^T \frac{C_t/(1+r)^t}{E_t/(1+r)^t} \quad (1)$$

Onde: (C_t) representa os custos no período t ; (E_t) representa a energia gerada no período t ; e (r) representa a taxa de desconto.

O *LCOE* permite comparar o valor da energia gerada por diferentes tecnologias em uma mesma base, por este motivo é uma metodologia adotada para uma série de estudos que tem como objetivo identificar a viabilidade técnico-econômica de um sistema híbrido, por exemplo.

Domenico utilizou a metodologia do *LCOE* para avaliar se um sistema híbrido de geração poderia ter menor custo de energia quando comparado com o atual sistema térmico da ilha de Lampedusa que utiliza óleo diesel como fonte (Domenico et al, 2020).

Para realizar as simulações e calcular do *LCOE* foi-se utilizado software *Hybrid Optimization Model for Multiple Energy Resources (HOMER)* como ferramenta para esta dissertação.

No *HOMER* é possível simular diferentes formas de atender uma determinada carga local, ou seja, simular uma micro-rede em diferentes condições, tais como em locais remotos onde devem gerar a própria energia para atender a demanda local (desconectados de uma rede integrada), ou em empreendimentos conectados à rede com uma necessidade específica.

O software apresenta diversas tecnologias para montar um sistema, como: energia fotovoltaica, turbinas eólicas, hidroeletricidade, baterias de lítio, baterias de chumbo, eletrolise para produção de hidrogênio e termoeletricas à diesel.

A arquitetura do software é estruturada de forma que é necessário inserir as informações de demanda elétrica a ser atendida, as fontes energéticas que serão utilizadas (eólica, solar, térmica, por exemplo), as características dos equipamentos como a potência e eficiência, o custo de operação e manutenção (custo do insumo, o custo das peças de reposição, frequência de manutenção) e a estratégia de operação a ser adotada. A partir destas informações como produto da simulação do software, são geradas sete categorias de produto: (i) Configuração ideal para atendimento à demanda; (ii) Custo total de implementação; (iii) Custo nivelado da eletricidade; (iv) Consumo de combustível; (v) Economia com o custo de energia (para simulação na rede), (vi) Percentual de energia renovável gerada, e (vii) Percentual de energia excedente gerada devido ao descasamento de geração e de consumo. A partir destas informações é possível identificar se a configuração proposta é adequada para atender a demanda elétrica inserida no software (Figura 7) (ONS, 2018; RAHIMI-EICHI et al., 2013; SOLARGIS, 2018).

Figura 7 - Arquitetura Software Homer

Fonte: ERDINC; UZUNOGLU (2012).

O *HOMER* realiza diversas simulações a partir das informações fornecidas, em seguida, determina se uma configuração é viável (isto é, se ela pode atender à demanda elétrica nas

condições especificadas) e estima o custo da instalação e operação do sistema durante a vida útil do projeto. Os cálculos de custo do sistema consideram os custos de capital, substituição, operação e manutenção, combustível e juros.

Para realizar as simulações, o *HOMER* possui dois algoritmos de otimização. O primeiro algoritmo simula todas as configurações viáveis do sistema de forma técnica, ou seja, visando a tecnologia necessária para atender a carga estipulada para a simulação. O segundo algoritmo procura o sistema com menor custo (*HOMER*, 2019).

Por fim, o resultado apresentado pelo software é uma lista de configurações de sistemas, classificadas de forma crescente pelo *Net Present Cost (NPC)*, que representa o custo a valor presente. O *HOMER* calcula trazendo a valor presente os investimentos, mais as despesas e o valor não depreciados dos equipamentos, ou seja, considera apenas as saídas de caixa.

As entradas de caixa, a receita, é o produto entre o volume de energia fornecido e o valor do *LCOE*.

2.5. Valor Presente Líquido

O Valor Presente Líquido (VPL) é obtido com a diferença entre valor presente dos benefícios líquidos de caixa, previstos para cada período no horizonte de duração do projeto, e o valor presente do investimento (ASSAF NETO, 2005). Em outras palavras, é a diferença entre os benefícios gerados pelo projeto e seus custos.

A expressão para o cálculo do VPL é dada pela Equação 2:

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{Fc_t}{(1+r)^t} \quad (2)$$

Equação 2 – Equação para cálculo do Valor Presente Líquido (VPL)

Onde I_0 representa o investimento inicial; Fc_t representa o fluxo de caixa do projeto no período t ; (r) representa a taxa de desconto; (t) o período em questão; e (n) o horizonte de análise do fluxo de caixa.

A equação 2 tem a possibilidade de gerar três diferentes tipos de resultado:

- $VPL > 0$: Significa que o caixa gerado do projeto é maior que o valor investido, o que indica que o projeto é financeiramente viável;
- $VPL = 0$: Significa que o caixa gerado do projeto é suficiente para cobrir a taxa de retorno definida, ou seja, o retorno é exatamente igual ao retorno mínimo exigido, o que indica que o projeto ainda é financeiramente viável;
- $VPL < 0$: Significa que o fluxo de caixa gerado pelo projeto é menor que o investimento realizado, tornando-o financeiramente inviável.

A taxa de desconto pode ser definida como o custo de oportunidade de uma empresa investir no projeto, ao invés de aplicar o dinheiro no mercado financeiro.

O termo “taxa de desconto” tem várias outras expressões, todas refletindo a mesma ideia de expressar as expectativas de ganhos dos investidores nas decisões financeiras tomadas pelas empresas. Podem ser citadas Taxa Mínima de Atratividade (TMA), Taxa de Retorno requerida e Custo de Capital (ASSAF NETO, 1994).

O conceito e correto entendimento de custo de capital é a questão central com que se defronta todo tomador de decisão. A estimativa dessa medida é considerada ainda como uma das mais críticas entre os elementos que compõem o processo de julgamento dos agentes econômicos, entendida pela literatura de finanças como essenciais para avaliar e sinalizar as melhores decisões financeiras.

A importância do Custo de Capital pode ser entendida a partir de duas razões básicas:

- i. Importância: É muito importante entender qual é o retorno esperado pelo investimento e a prioridade para que ele seja executado
- ii. Desafio: É fundamental discutir e calcular o desafio que o investimento está sujeito considerando o valor do investimento e a taxa com o qual se consegue captar este recurso. O tamanho do desafio é uma medida não trivial e subjetiva de ser discutida e calculada pois necessita da definição de qual seria o retorno esperado do investimento. Neste contexto se encaixa a necessidade de se identificar o custo de capital total para aquele momento da empresa.

Na tomada de decisão financeira, o custo de estimativa de capital é tão importante como a estimativa dos valores esperados de receita a serem descontados ou capitalizados. Ainda assim,

vemos continuamente estimativas de renda desenvolvidas laboriosamente e depois convertidas em valor estimado por um custo de capital que é praticamente retirado do ar e sem a análise adequada.

No mercado, a definição precisa do custo de capital pode impactar literalmente milhões de dólares para uma decisão financeira para um projeto (PRATT, 2002).

A riqueza econômica é gerada sempre que o retorno de um investimento produzir uma taxa mais alta que o custo de capital identificado na proposta, agregando valor (riqueza) ao negócio.

Se o retorno apurado for igual ao custo de capital, tem-se uma remuneração do capital investido de acordo com as expectativas de ganhos definidas pelos investidores, não ocorrendo criação real de valor econômico; quando inferior, o investidor destruiu riqueza econômica, valendo seu investimento menos que o capital que foi investido nele, deixando a decisão do investimento não atraente (NETO, 2019).

O custo de capital embute em sua formação o risco da decisão financeira. Ao definir uma taxa mínima esperada de retorno, o investidor (empresa) incorpora nesse percentual um prêmio pela variabilidade do retorno, pela possibilidade de o ganho situar-se abaixo do mínimo esperado.

O principal direcionador de valor de um investimento passa necessariamente pela comparação do custo de capital (taxa de retorno exigida) com a taxa de retorno esperada (taxa de retorno apurada pela empresa).

O custo de capital é determinado fundamentalmente com base no risco da decisão financeira. É importante destacar que a taxa de juro é definida pela aplicação (uso) dos recursos, e não pela sua origem. É a incerteza do uso que define a remuneração exigida de um investimento, variando o custo de capital conforme se altera o risco da decisão.

Em cenário hipotético de certeza total, o custo de capital é representado por uma taxa livre de risco, geralmente identificada na remuneração de um título público federal, tornando mais simples a tarefa de determinação do custo de capital. Os problemas mais complicados surgem em ambiente de incerteza, quando os investimentos incorporam riscos nos rendimentos prometidos no futuro.

Neste contexto, o custo de capital deve incorporar um prêmio à taxa de juros livre de risco, de mensuração complexa e subjetiva, de forma a remunerar o investidor pelos possíveis resultados esperados.

O custo de capital total de uma empresa é calculado considerando seus dois componentes de financiamento: capital de terceiros (dívidas) e capital próprio (recursos dos acionistas).

O custo do capital de terceiros (ou custo da dívida) pode ser inicialmente entendido como os juros que os provedores de capital (credores) exigem para emprestar recursos a uma empresa. Por exemplo, se um banco cobrar 10,0% de juros anuais para liberar um financiamento a uma empresa, esta taxa é definida como o custo da dívida da empresa. A aplicação dos recursos captados de terceiros deve promover um retorno superior ao custo da dívida, de maneira a remunerar as expectativas de ganhos das fontes de capital.

O custo da dívida é admitido como um custo monetário explícito, formado por fluxos de recursos de entradas de caixa liberados na operação de financiamento e fluxos de saídas de caixa para atender aos pagamentos previstos da dívida. Este custo é apurado mais rigorosamente pelo método de Matemática Financeira conhecido por taxa interna de retorno ou simplesmente TIR.

O custo de capital próprio, por outro lado, é um custo implícito, calculado sobre os recursos que pertencem à empresa e que não exigem desembolsos de caixa. Este custo é interpretado também como um custo de oportunidade, o retorno da melhor oportunidade financeira que o investidor renuncia ao preferir utilizar seus recursos em uma alternativa de aplicação de capital.

Para um melhor entendimento de custos explícitos e implícitos é importante a definição sempre atual de Porterfield (ANEEL, 2018), afirmando que os custos explícitos de capital surgem quando os fundos são levantados. Os custos implícitos de capital não aparecem até que os fundos sejam investidos ou utilizados de outra forma, isto porque eles representam usos alternativos para os fundos em apreço.

O custo total de capital, geralmente definido na expressão em inglês *Weighted Average Cost of Capital* (WACC), é o custo de cada fonte de financiamento, própria e de terceiros, ponderada pela participação respectiva no total do capital investido. Representa, em outras palavras, o custo de capital de toda a estrutura de financiamento mantida pela empresa.

Se a empresa apura um retorno igual ao WACC, ela demonstra ser capaz de remunerar todos os fornecedores de capital de acordo com suas expectativas mínimas expressas de ganho.

Na prática, esse custo médio ponderado de capital é calculado pela formulação de custo médio ponderado, conforme Equação 3 (NETO, 2010).

$$WACC = (K_e \times WPL) + (K_i \times WD) \quad (3)$$

Onde: (K_e) é o custo de capital próprio; (K_i) é o custo do capital de terceiros (custo da dívida); (WPL) e (WD) são, respectivamente, participação do capital próprio e da dívida na estrutura de capital.

Segundo ASSAF NETO, 2019, esta medida é geralmente aplicada na análise de decisões de investimentos e na apuração do valor econômico da empresa. No cálculo das proporções e do custo de cada fonte de financiamento são consideradas as características de financiamento e risco de cada decisão, não sendo recomendado o uso do WACC da empresa para avaliação de cada decisão em separado. O conceito da aplicação do custo de capital é incremental, sendo relevantes somente as variações financeiras que ocorrem pelas sensibilidades na avaliação.

Deve ser ressaltado, uma vez mais, que o custo de capital é arbitrado usando-se de parâmetros objetivos e expectativas subjetivas, tornando-se bastante sensível às mudanças de premissas. Ao se alterar alguma variável de cálculo do modelo o seu valor pode assumir outro patamar bem diferente, modificando de forma significativa os resultados de sua aplicação (NETO, 2019).

O cálculo desta taxa de oportunidade não é algo linear, cartesiano, que pode ser obtido sem maiores contestações. Baseia-se, ao contrário, em informações de mercado bastante influenciadas por fatores externos, e que podem trazer diferentes e aceitáveis interpretações, sendo capazes também de produzir taxas bastante diferentes.

Por outro lado, a forte volatilidade dos indicadores econômicos (taxas de juros, inflação, índice de bolsa, entre outros) não permite uma projeção mais segura tendo como base o comportamento desses números. A média dos índices financeiros muda de forma significativa dependendo, por exemplo, do período de regressão desses dados, ou da medida estatística usada para o cálculo do valor representativo da tendência.

Estes aspectos restritivos já são suficientes para se estabelecer sérios questionamentos sobre a representatividade do cálculo do custo de capital do acionista no Brasil. Inúmeros trabalhos científicos têm proposto que a apuração desta medida seja desenvolvida através de *benchmark* de um mercado mais consolidado, ou seja, tenha como referência outros ambientes econômicos diferentes do nosso, porém mais estáveis.

Não é possível calcular, de forma razoável, o custo de capital próprio no Brasil, necessitando de usar padrões externos de custo e ajustar os valores, de forma um tanto subjetiva, à realidade do mercado e das empresas brasileiras (ANEEL, 2017). Da mesma forma, qualquer que seja o modelo de *benchmark* adotado, o cálculo embute maior subjetividade e ajustes, não eliminando as limitações do mercado nacional.

Para o sistema elétrico nacional, a ANEEL desenvolveu a Nota Técnica 37/2019-SRM/ANEEL com o objetivo apresentar análise das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 15/2018.

Na nota, a ANEEL estabelece a taxa regulatória de remuneração do capital com base na metodologia *WACC/CAPM*. Esta metodologia também é utilizada por agentes reguladores de diversos países (ANEEL, 2019).

Ao fazer uma relação de risco e retorno, o modelo *CAPM* adiciona a uma taxa livre de risco a um prêmio pelo risco do negócio ou do risco de crédito para aquela atividade. Por suas características, tal metodologia impõe a necessidade de estimar vários parâmetros e de realizar escolhas discricionárias por parte da Agência. Embora tais escolhas sejam fundamentadas, elas acabam por representar dificuldades para o processo (ANEEL, 2019).

No cálculo do WACC, o custo do capital próprio, por não ser observável, costuma ser estimado pelo *Capital Asset Pricing Model (CAPM)*, desenvolvido por Shape (1964), Lintner (1965) e Mossin (1964), a partir dos pressupostos da Teoria de Portfólios de Markowitz (1952). O CAPM relaciona risco e retorno de forma linear, associado a premissas consideradas fortes quando comparadas à realidade (BRANKER; PATHAK; PEARCE, 2011). Na equação fundamental do CAPM (Equação 4) pode-se observar a equação fundamental do CAPM.

$$\bar{R}_i = R_f + \beta_i (\bar{R}_M - R_f) \quad (4)$$

onde:

$\bar{R}_i$: retorno esperado do ativo i (ou custo do capital próprio);

R_f : retorno do ativo livre de risco;

β_i : beta do ativo i (ou índice do risco sistemático);

$\bar{R}_M$: retorno esperado da carteira de mercado;

$(\bar{R}_M - R_f)$: prêmio de risco do mercado acionário; e

$\beta_i(\bar{R}_M - R_f)$: risco do negócio.

A partir das análises realizadas pela a ANEEL, conforme descrito na Nota Técnica no 37/2019-SRM/ANEEL o órgão regulador apresentou o WACC de Geração em taxa real de 7,32%. Um ponto de atenção, diz respeito as premissas para este cálculo, pois os valores utilizados para 2019 foram os mesmos de 2018, desta forma há necessidade de atualização das premissas que sofrem interferência com o resultado do mercado, como inflação e o Beta Realavancado. (Tabela 2).

Tabela 2 – WACC Regulatório 2019

Remuneração do Capital Próprio	
Taxa livre de Risco	5,94%
Beta Realavancado	0,532
Prêmio Risco de Mercado	6,48%
Ke	9,39%
Remuneração do Capital de Terceiro	
Debentures	4,90%
Custo de Emissão	0,46%
Alíquota de Imposto	34%
kd	3,54%
Estrutura de Capital	
% Capital Própria	64,64%
% Capital de Terceiro	35,36%
Taxa Regulatória de Remuneração do Capital (WACC)	
Taxa Real	7,32%
Taxa Nominal	11,09%

Fonte: ANEEL (2019).

2.6. Payback

O *payback* é uma métrica adotada de forma ampla nos cálculos financeiros que informa quantos anos são necessários para recuperar um investimento, ou seja, é o número de anos necessários para que o resultado livre das despesas acumulado seja igual ao valor do investimento inicial.

Fluxo de Caixa		R\$ 300	R\$ 400	R\$ 400	R\$ 400
Ano	0	1	2	3	4
Investiment	R\$ -1.000				

Figura 8 - Exemplo Fluxo de Caixa

Por exemplo em um caso hipotético conforme a figura abaixo, o investimento, acontece no ano zero e o projeto já começa a trazer resultado positivo no ano um (Damodaran, 2018).

Fonte: Elaboração própria.

No caso exemplificado da Figura 8, o *payback* simples é de 2 anos e 9 meses, ou 2,75 anos.

Para chegar no resultado do *payback* é necessário somar o valor do investimento (saída de caixa) com cada um dos fluxos, e quando o resultado se tornar positivo, é uma evidência que o *payback* acontece no ano da soma do fluxo com o investimento (Tabela 3).

Tabela 3 - Exemplo payback

Ano	Fluxo de caixa Anual (R\$)	Fluxo de caixa acumulado (R\$)
0	-1000	
1	300	-700
2	400	-300
3	400	100
4	400	500

Fonte: Elaboração própria.

Assumindo que o resultado acontece de forma uniforme nos meses do ano, basta somar uma unidade para cada ano e dividir o valor do excedente do *payback* com o valor anual e subtrair uma unidade (Equação 5).

$$Payback = 1 + 1 + (100/400) - 1 = 2,75 \text{ anos} \quad (5)$$

O *payback* pode ser calculado sem considerar o efeito do tempo no dinheiro, sendo este denominado de *payback* simples ou utilizando uma taxa de desconto ou mesmo a taxa de inflação projetada pelo investidor para trazer o fluxo de caixa ao valor presente, o chamado de *payback* descontado (Damodaran, 2018).

Apesar do *payback* ser uma métrica adotada de forma ampla no mercado financeiro, dificilmente toma-se uma decisão de investimento ou não por meio da análise única e exclusiva de *payback*.

Utiliza-se o *payback* para identificar se o tempo de retorno está dentro do parâmetro pré-estabelecido pelos investidores.

Desta forma, se o valor do *payback* calculado do projeto for maior que o tempo pré-estabelecido pelos investidores, significa que o projeto terá um retorno com prazo acima do estipulado. Se o valor do *payback* calculado do projeto for menor ou igual, significa que o tempo de retorno do projeto será menor ou igual ao tempo pré-estipulado pelo investidor (Damodaran, 2018).

Para os investidores, o *payback* é utilizado como um indicador secundário na tomada de decisão, ou seja, inicialmente verifica se o investimento irá trazer o retorno esperado, após isso verifica o prazo do retorno.(por exemplo, o projeto hipotético é aceitável se tiver um retorno esperado de no mínimo 10% com o *payback* menor ou igual a 10 anos) (Damodaran, 2018).

Também se utiliza para selecionar qual será o melhor investimento dentre dois ou mais. (por exemplo: quando dois projetos muito semelhantes, trazem o retorno de 10%, escolhe-se o projeto que tem o menor *payback*) (Damodaran, 2018).

Nota-se que normalmente, um sistema de exclusivamente a óleo diesel pode ter baixo custo de capital e alto custo operacional, enquanto um sistema fotovoltaico pode ter alto custo de capital e baixo custo operacional. Isso demonstra que o *payback*, assim como as outras métricas apresentadas, devem ser analisadas em conjunto e não de forma isolada.

3. MATERIAIS E MÉTODOS

Neste Capítulo serão apresentados o resultado da 2ª Etapa do Leilão 02/2016 e descritos os critérios utilizados para definir as localidades que foram objeto análise deste trabalho. Adicionalmente serão apresentadas as características de cada localidade com o detalhamento da demanda elétrica, irradiação global horizontal e temperatura de cada localidade. Também serão ilustradas as principais premissas utilizadas neste trabalho.

3.1. Seleção das Localidades do Sistema Isolado

Para o presente trabalho foram utilizados dados da 2ª Etapa do Leilão 02/2016 (Aquisição de energia elétrica e potência associada de agente vendedor nos Sistemas Isolados, para atendimento a mercados de concessionária de distribuição da Região Norte) realizado no dia 19 de maio de 2017. Neste leilão foram disputados cinco lotes, totalizando 54 localidades do SIN situados no interior do estado do Amazonas sob a concessão da Eletrobrás Distribuição Amazonas conforme ilustrado na Figura 9.

Tabela 4 - Vencedores dos Lotes da 2ª Etapa do Leilão 02/2016

Vencedor do Lote		Lote	Preço do Edital (R\$/MWh)	Preço do Leilão (R\$/MWh)	Deságio	Energia Anual (MWh)	Período (meses)
CONS. OLIVEIRA ETAM	–	B-I	1.582,00	1.155,00	27%	165.411	180
CONS. OLIVEIRA ETAM	–	B-IA	1.610,00	1.287,99	20%	135.380	60
CONS. OLIVEIRA ETAM	–	B-II	1.468,00	1.063,00	28%	318.999	180
POWERTECH		B-III	1.482,00	976,00	34%	112.392	180
CONS. VPOWER /TELEMENIA	-	B-III A	1.453,00	1.030,01	29%	169.074	60
CONS. VPOWER TELEMENIA	-	B-IV	1.349,00	989,99	27%	46.859	180
CONS. VPOWER TELEMENIA	-	B-V	1.356,00	964,99	29%	45.633	180
Total/ Média			1.494,60	1.085,57	28%	993.748,00	

Fonte: EPE, (2017).

Para a seleção do lote a ser analisado neste trabalho, foi estruturado um critério para que fosse possível identificar o lote que tivesse maior probabilidade de aderência a proposta de estudo de viabilidade de implementação do sistema híbrido como forma de geração de energia:

- i. maior tempo de contrato de suprimento de energia (anos);
- ii. maior preço do leilão (R\$/MWh);
- iii. maior demanda de energia anual (MWh).

De todos os lotes leiloados nesse certame referente à 2ª Etapa do Leilão 02/2016 o lote B-II foi definido como objeto de estudo da dissertação.

Entende-se que essas características contratuais – maior prazo de contrato, maior preço de leilão (R\$/MWh), e maior consumo de energia anual – são fatores que favorecem a viabilização de empreendimentos com sistemas híbridos. Estes critérios foram definidos partindo do

pressuposto que o investimento inicial é maior quando se compara com o modelo tradicional (gerador térmico) e desta forma é necessário maior tempo de operação e como consequência maior tempo de retorno.

O lote B-II, objeto desta simulação, abrange 20 localidades do SISOL situados na região denominada de Médio Solimões/Purus. Tais localidades do SISOL podem ser tanto um município, como uma pequena comunidade ou vila que possuem uma população entre 600 e 40.000 pessoas e terão uma demanda de energia entre 53,355 e 573 MWh até o ano de 2022 , no qual podem ser verificadas na Tabela 5 (ELETROBRAS, 2017a; ELETROBRAS, 2017b).

É importante frisar que a demanda de energia do leilão é baseada em uma projeção para 2022. Esta análise foi estruturada em 2017 e considerou um aumento de 6,5% anual da demanda de energia de 2017 até 2022. (ANEEL, 2017) .

Tabela 5 – Demanda Elétrica Requerida por Município

Localidade SISOL	Energia Requerida 2022 (MWh)
Lábrea	53.355
Boca do Acre	50.761
Castanho I	42.593
Castanho II	42.593
Manaquiri	28.316
Beruri	22.664
Tapauá	18.621
Careiro da Várzea	13.125
Pauini	12.348
Novo Céu	11.912
Canutama	10.065
Caviana	2.809
Tuiué	2.195
Campinas	1.886
Sacambu	1.307
Parauá	1.176
Vila Urucurituba	1.110
Araras	883
Vila Belo Monte	707
Itapuru	573
Total	318.999

Fonte: ANEEL (2017).

O estudo foi desenvolvido com a demanda futura de 2022, conforme dados divulgados no edital, para identificar o dimensionamento do sistema híbrido (capacidade do sistema fotovoltaico, capacidade do sistema de armazenamento de energia e capacidade do sistema térmico) que seja capaz de atender a demanda futura.

A maior necessidade das localidades selecionadas é atender a demanda elétrica residencial. Isto é um indicativo que o maior consumo acontece no período do início da manhã e no final do dia. Devido as dificuldades de acesso as localidades do SISOL, em que as distâncias podem variar entre 30 e 2.000 quilômetros em relação a capital do Estado do Amazonas (Manaus), cada localidade desenvolveu em sua região atividades econômicas próprias nos três setores da economia que são minimamente suficientes para manter a economia local.

O destaque está no setor primário com as atividades de subsistência como: agricultura de subsistência, pecuária, avicultura e pesca; seguido do setor secundário com as atividades de serraria, olaria, padarias e estaleiros; e por fim o setor terciário com as atividades de comerciais, de ecoturismo e em alguns casos agências bancárias. Em alguns municípios ainda existem ajuda dos repasses do governo estadual e federal pois as atividades econômicas não são suficientes para manter a economia local.

É possível verificar que as atividades desenvolvidas em geral não demandam de grandes volumes e potências de energia nos processos produtivos e ainda não há nenhuma sinalização futura de implementação de alguma indústria nestas localidades, muito em função da dificuldade de acesso (grandes distancias da capital Manaus) e dificuldade de contratação de mão de obra (localidades com baixo volume de mão de obra) (Tabela 6).

Desta forma fica claro que a geração de energia de cada localidade futuramente continuará a ser necessária e crescente para atender principalmente a classe residencial.

Tabela 6 – Características das Localidades Isoladas

Localidade SISOL	Habitantes	Tipo	Distancias Capital (quilômetros)	Setores da Economia
Lábrea	41.600	Município	805	Primário; Terciário
Boca do Acre	33.498	Município	1.557	Primário
Castanho (I/II)	30.000	Município	168	Primário; Secundário; Terciário
Manaquiri	26.530	Município	80	Primário; Terciário
Beruri	17.332	Município	231	Primário; Secundário; Terciário
Tapauá	18.400	Município	1.228	Primário; Secundário; Terciário
Careiro da Várzea	26.722	Município	32	Primário; Terciário
Pauini	19.000	Município	2.068	Primário
Novo Céu	12.000	Comunidade	95	N/A
Canutama	14.754	Município	1.274	Primário; Terciário
Caviana	N/A	Comunidade	97	Primário; Terciário
Tuiué	638	Distrito	86	Primário
Campinas	N/A	Comunidade	94	Primário; Terciário
Sacambu	600	Vila	84	Primário; Terciário
Parauá	N/A	Comunidade	170	Primário; Terciário
Vila Urucurituba	1.100	Comunidade	195	Primário
Araras	N/A	Comunidade	102	Primário; Terciário
Vila Belo Monte	302	Vila	1.274	Primário
Itapuru	N/A	Comunidade	231	Primário; Terciário

Fonte: ELETROBRÁS (2017).

3.2. Premissas e Simulações

Para as simulações foram realizadas coletas de dados por meio de mineração de informações em diversos sítios, sendo os principais os da ANEEL, EPE, e Banco Central. Outras informações que não foram encontradas nos sítios citados acima, foram coletadas via contato telefônico com fabricantes e fornecedores de peças e equipamentos necessários para a elaboração das análises.

No que tange o WACC utilizado nas simulações, foi realizado uma atualização dos dados conforme as premissas mais atualizadas. Inicialmente foram atualizados o Beta Realavancado, que representa o risco sistemático da empresa refletindo características tais como o setor em que a empresa atua, e o percentual de capital próprio da estrutura de capital das empresas do setor. Para o Beta Realavancado foi-se utilizado o valor de 0,544 e para o percentual de capital próprio da estrutura de capital da empresa foi acrescido 6 pontos percentuais. Estes números foram atualizados utilizando como base os dados divulgados Damodaran, que coleta e consolida dados de diversos setores, dentre eles o do setor elétrico que na amostra divulgada considera os dados de 52 companhias americanas atuantes no setor (Damodaran, 2019a, 2019b). Além disso atualizou-se a taxa de inflação (IPCA) de 2019 com base nas informações divulgadas pelo Banco Central do Brasil por meio do boletim focus, desta forma o valor da inflação foi de 3,51% para 4,01% (Banco Central do Brasil, 2019).

Com a atualização realizada, o WACC em taxa real aumentou em 0,40 pontos percentuais chegando ao valor de 7,72% e o WACC em taxa nominal aumentou 0,94 pontos percentuais, chegando a 12,03%. Em termos práticos significa que a remuneração pelo risco de investir no setor aumentou, devido a maior inflação e da condição atualizada das empresas (Tabela 7).

Tabela 7 - WACC Simulação

Remuneração do Capital Próprio	
Taxa livre de Risco	5,94%
Beta Realavancado	0,544
Prêmio Risco de Mercado	6,48%
Ke	9,46%
Remuneração do Capital de Terceiro	
Debentures	4,90%
Custo de Emissão	0,46%
Aliquota de Imposto	34%
kd	3,54%
Estrutura de Capital	
% Capital Própria	70,64%
% Capital de Terceiro	29,36%
Taxa Regulatória de Remuneração do Capital (WACC)	
Taxa Real	7,72%
Taxa Nominal	12,03%

Fonte: Elaboração própria.

As premissas que se referem aos valores dos equipamentos, foram coletadas por contato telefônico ou por meio de teleconferência com os fornecedores. Devido ao projeto ser um estudo com simulação, nenhum fornecedor encaminhou o documento de cotação formal.

O preço do óleo diesel foi calculado seguindo as premissas e metodologia do edital do leilão, além disso para garantir que o preço do óleo diesel esteja atualizado, foi coletado o preço médio ponderados do óleo diesel praticados pelos produtores e importadores de derivados de petróleo de 2,09 R\$/litro (livre de impostos e taxa logística) conforme divulgado pelo sítio da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis com data base de dezembro de 2018 (ANP, 2019).

Vale ressaltar que o edital do leilão, propõe um preço de óleo diesel diferente para cada lote, porém o mesmo preço e fator logístico para todas as localidades de cada lote.

Tabela 8 - Premissas Econômicas e Técnicas

Descrição	Valor	Fonte
Inflação (IPCA 2019) - Expectativa (%)	4,01%	Boletim Focus 04/01/2019
Taxa de desconto real (%)	7,72%	WACC calculado
Tempo de vida do projeto (Anos)	15	Editais do leilão
Sistema Solar		
Módulo Policristalino (R\$/kWp)	3.000,00	Cotação com fornecedor
O&M (R\$/kWp)	300,00	Cotação com fornecedor
Inversor (R\$/kW)	700,00	Cotação com fornecedor
Banco de Bateria		
1kWh Li-Ion (R\$/Qtde)	2.085,00	Cotação com fornecedor
Sistema de Geração a Térmico		
Sistema modular alimentado a diesel (R\$/kW)	1.320,00	Cotação com fornecedor
Óleo Diesel (inclui a tributos e logística) (R\$/Litro)	3,20	Atualizado a partir do edital
O&M (R\$/hora)	132,00	Cotação com fornecedor

Fonte: Elaboração própria.

Utilizando a mesma metodologia do edital de leilão, foram utilizadas as seguintes premissas:

- Preço do combustível óleo diesel constante para todas as localidades analisadas. No edital do leilão, foi utilizado preço base de óleo diesel para todas os lotes e para cada lote foi-se utilizado um fator de logística que é válido para todas as localidades de cada lote. O fator logístico para o lote B II é de 31,44% adicional ao preço do óleo diesel;
- Custo de instalação e logístico igual para todas as localidades (inclusive nos custos);
- Sem custo de preparação do terreno para a implementação do sistema híbrido como terraplanagem e supressão de árvores.

Adicional as informações financeiras, foram coletados os dados técnicos relacionados a característica de cada localidade, como a demanda horária de energia para o período de um ano em MWh (8760 leituras) , Irradiação Global Horizontal (kWh/m²) e temperatura local (°C).

Na Tabela 9 estão apresentados os dados de demanda de energia distribuídas por mês e por localidade. As três maiores localidades, em demanda de energia, representam 53% de toda a demanda do lote, sendo que as três cargas somam 146.709 MWh de energia para atender uma população total de 105 mil habitantes.

Tabela 9 - Demanda mensal média requerida para cada localidade em 2022 (MWh)

Localidade SISOL	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
Lábrea	5.013	3.956	4.204	4.080	4.710	4.445	4.623	4.804	4.411	4.731	4.434	3.944	53.355
Boca do Acre	4.336	3.799	4.037	3.919	4.523	4.269	4.440	4.613	4.236	4.543	4.259	3.787	50.761
Castanho (I/II)	4.070	3.642	3.385	2.889	2.653	3.791	4.093	4.136	3.838	3.252	3.686	3.158	42.593
Castanho (I/II)	4.070	3.642	3.385	2.889	2.653	3.791	4.093	4.136	3.838	3.252	3.686	3.158	42.593
Manaquiri	2.383	2.003	2.156	1.969	2.344	2.396	2.456	2.681	2.709	2.560	2.412	2.247	28.316
Beruri	2.012	1.851	2.049	1.968	1.870	1.518	1.511	1.028	2.167	2.424	2.224	2.042	22.664
Tapauá	1.582	1.529	1.774	1.474	1.496	1.458	1.747	1.634	1.492	1.457	1.466	1.512	18.621
Careiro da Várzea	1.209	1.010	1.232	1.181	1.074	1.035	1.138	1.322	1.041	1.072	1.071	740	13.125
Pauini	976	909	995	1.017	1.061	962	1.059	1.085	1.039	1.062	1.061	1.122	12.348
Novo Céu	901	840	1.124	1.019	1.322	1.191	1.021	913	824	913	773	1.071	11.912
Canutama	829	732	864	814	845	823	860	889	832	904	838	834	10.065
Caviana	263	181	223	208	237	209	241	245	234	255	258	255	2.809
Tuiué	171	147	177	163	172	204	182	197	182	210	199	191	2.195
Campinas	125	107	154	154	137	160	177	191	176	188	165	152	1.886
Sacambu	110	100	97	111	110	111	97	100	111	131	115	114	1.307
Parauá	108	89	98	96	98	93	99	105	99	104	97	90	1.176
Vila Urucurituba	96	87	112	83	79	79	79	78	90	108	107	112	1.110
Araras	63	72	83	86	93	75	83	74	66	67	62	59	883
Vila Belo Monte	60	58	61	59	71	56	55	63	59	55	60	50	707
Itapuru	39	40	36	35	30	66	66	66	57	59	59	20	573

Fonte: Elaboração própria.

A Irradiação Global Horizontal diária e temperatura ambiente média para cada uma das localidades do SISOL foram coletadas com o auxílio do Solargis.

A Irradiação Global Horizontal, em kWh/m², é a taxa de energia total por unidade de área incidente numa superfície horizontal com o qual é possível identificar o potencial de geração de energia de uma determinada região por meio da implementação de uma usina fotovoltaica (INPE, 2017).

A partir da tabela 10 é possível identificar que a localidade com maior e menor média de Irradiação Global Horizontal é, respectivamente, Careiro da Várzea com 5,26kWh/m² e Beruri com 5,00kWh/m². Esta diferença representa 5% entre as duas localidades demonstrando baixa variabilidade na Irradiação Global Horizontal.

Analisando valores de Irradiação Global Horizontal por mês, identifica-se que nos meses de agosto, setembro e outubro apresentam as maiores taxas em todas as localidades com o maior valor de 6,05 kWh/m² na localidade de Careiro da Várzea.

Tabela 10 - Irradiação Global Horizontal diária [kWh/m²]

Localidade SISOL	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Lábrea	5,05	4,99	4,98	4,82	4,5	4,78	5,25	5,5	5,54	5,45	5,30	4,91
Boca do Acre	4,95	4,82	4,94	4,81	4,59	4,66	5,1	5,42	5,41	5,5	5,35	5,03
Castanho (I/II)	4,75	4,85	4,82	4,57	4,43	4,8	5,23	5,57	5,74	5,59	5,19	4,69
Manaquiri	4,79	4,93	4,93	4,67	4,53	4,86	5,27	5,6	5,77	5,62	5,22	4,71
Beruri	4,92	4,96	4,93	4,61	4,37	4,61	5,06	5,48	5,66	5,56	5,06	4,73
Tapauá	5,03	5,10	5,10	4,82	4,41	4,71	5,18	5,51	5,59	5,55	5,18	4,77
Careiro da Várzea	4,90	4,99	5,04	4,82	4,69	5,09	5,48	5,86	6,05	5,89	5,39	4,89
Pauini	4,91	4,78	5,00	4,83	4,59	4,72	5,13	5,46	5,5	5,44	5,16	4,91
Novo Céu	4,79	4,94	4,99	4,78	4,67	5,02	5,44	5,84	6,01	5,74	5,26	4,8
Canutama	4,93	4,93	4,84	4,72	4,48	4,86	5,36	5,54	5,47	5,44	5,17	4,78
Caviana	4,95	4,97	4,94	4,63	4,37	4,65	5,13	5,48	5,7	5,59	5,14	4,74
Tuiué	5,00	5,07	5,04	4,73	4,49	4,78	5,24	5,62	5,83	5,74	5,25	4,81
Campinas	4,83	4,92	5,03	4,77	4,57	5,01	5,41	5,74	5,86	5,60	5,12	4,67
Sacambu	4,89	5,02	5,12	4,84	4,66	5,10	5,48	5,78	5,93	5,69	5,22	4,75
Parauá	4,87	4,96	5,02	4,75	4,61	5,03	5,43	5,83	6,00	5,85	5,38	4,85
Vila Urucurituba	4,78	4,91	4,98	4,72	4,69	5,00	5,42	5,83	6,04	5,88	5,39	4,85
Araras	4,89	4,89	4,99	4,72	4,55	4,94	5,36	5,72	5,8	5,53	5,05	4,63
Vila Belo Monte	4,89	4,98	4,89	4,65	4,41	4,65	5,22	5,50	5,40	5,49	5,13	4,73
Itapuru	4,96	5,01	5,02	4,67	4,41	4,65	5,08	5,49	5,68	5,58	5,14	4,75

Fonte: Solargis (2019).

A temperatura ambiente média impacta na eficiência do painel solar, sendo que quanto maior a diferença da temperatura de operação com a temperatura homologada pelo fornecedor, maior a ineficiência.

A partir da Tabela 11, é possível identificar que a média de temperatura das localidades é de 26,2°C com amplitude média de 4,2°C. Os meses de agosto, setembro, outubro são os meses de maior temperatura nas localidades do SISOL.

Tabela 11 – Temperatura Média [°C]

Localidade SISOL	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Lábrea	25,2	24,9	24,7	24,8	24,6	24,9	25,5	27,5	28,7	28,2	26,9	25,9
Boca do Acre	25,1	24,7	24,5	24,5	24,2	24,2	24,5	26,9	28,3	27,8	26,6	25,6
Castanho (I/II)	25,3	25,0	24,8	24,9	24,9	25,2	25,9	28,0	29,2	29,2	28,1	26,6
Manaquiri	25,3	25,1	24,8	24,9	24,9	25,1	25,8	27,8	29,1	29,1	28,0	26,5
Beruri	25,3	25,1	24,9	25,0	24,9	25,2	25,8	27,6	28,8	28,8	27,6	26,3
Tapauá	25,4	25,1	24,9	24,9	24,9	25,2	25,7	27,6	29,0	28,6	27,4	26,2
Careiro da Várzea	25,4	25,1	24,9	24,9	25,0	25,2	26,0	28,1	29,3	29,4	28,3	26,7
Pauini	25,1	24,7	24,5	24,5	24,2	24,4	24,9	27,0	28,2	27,7	26,5	25,6
Novo Céu	25,4	25,1	24,8	24,9	25,0	25,3	26,1	28,3	29,6	29,8	28,6	27,0
Canutama	25,0	24,8	24,6	24,7	24,5	24,9	25,5	27,5	28,8	28,2	26,9	25,7
Caviana	25,3	25,1	24,8	24,9	24,8	25,1	25,7	27,5	28,8	28,7	27,6	26,3
Tuiué	25,3	25,1	24,8	24,9	24,8	25,1	25,7	27,6	28,9	28,8	27,7	26,3
Campinas	25,4	25,2	24,9	25,0	24,8	25,1	25,7	27,5	28,8	28,8	27,7	26,3
Sacambu	25,3	25,2	24,9	25,0	24,8	25,1	25,7	27,6	28,9	28,9	27,8	26,4
Parauá	25,4	25,1	24,8	24,9	24,9	25,2	26,0	28,1	29,3	29,4	28,3	26,7
Vila Urucurituba	25,4	25,0	24,8	24,9	25,0	25,4	26,2	28,5	29,8	30,0	28,8	27,1
Araras	25,3	25,2	24,9	25,0	24,8	25,1	25,6	27,4	28,7	28,7	27,6	26,3
Vila Belo Monte	25,2	25,0	24,8	24,8	24,7	24,9	25,5	27,4	28,8	28,3	27,0	25,9
Itapuru	25,3	25,2	24,9	25,0	24,9	25,2	25,8	27,5	28,8	28,7	27,6	26,3

Fonte: Solargis (2019).

Os dados do Solargis são originários de uma base histórica de 1999 até 2015 originários do Satélite GOES WEST, administrado pelo *National Oceanic Atmospheric Administration* (NOAA) dos Estados Unidos. O Solargis é uma ferramenta online especializada no fornecimento de dados para o estudo de desenvolvimento de sistemas de geração de energia solar (Solargis, 2019).

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Como mencionado anteriormente, as simulações foram realizadas no software *HOMER* desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*. Este é um software especializado para a simulação de sistemas híbridos.

Para todas as localidades do SISOL foi utilizada a mesma arquitetura de equipamentos (Figura 10), porém para cada localidade os equipamentos possuem uma potência específica que é suficiente para atender a demanda de carga.

Figura 10 – Esquema elaborado no *HOMER*

Fonte: *Homer*, (2019).

No sistema híbrido cada equipamento desempenha um papel específico e tem uma ordem de operação cujo objetivo é identificar o ponto ótimo entre o retorno mínimo suficiente para atender a necessidade do acionista e o menor LCOE.

Para analisar o resultado foram estruturados grupos de localidades conforme o volume de demanda elétrica anual:

- Grupo A (com demanda maior que 40.000 MWh): Lábrea, Boca do Acre, Castanho I e Castanho II;
- Grupo B (com demanda entre 15.000 MWh e 30.000 MWh): Manaquiri, Beruri e Tapauá;

- Grupo C (com demanda entre 10.000 MWh e 14.000 MWh): Careiro da Várzea, Pauini, Novo Céu e Canutama;
- Grupo D (com demanda entre 1.500 MWh e 3.000 MWh): Caviana, Tuiué e Campinas;
- Grupo E (com demanda entre 1.000 MWh e 1.400 MWh): Sacambu, Parauá e Vila Urucurituba;
- Grupo F (com demanda menor que 1.000 MWh): Araras, Vila Belo Monte e Itapuru

4.1. Sistema Fotovoltaico

Para o sistema híbrido a geração de energia solar pelo sistema fotovoltaico tem dois papéis.

O primeiro é gerar a energia para o consumo instantâneo, no mesmo momento da geração (será denominado de Consumo Direto). O segundo papel, é carregar as baterias do sistema de armazenamento com o excedente de energia gerado nos momentos de maior irradiação solar.

Nas próximas imagens é possível verificar o comportamento energético típico de um dia com a inserção do sistema fotovoltaico para as localidades.

No Grupo A, composto pelas localidades Lábrea, Boca do Acre, Castanho I e Castanho II, que tem uma demanda total anual de 53.355 MWh, 50.761 MWh, 42.593 MWh e 42.593 MWh respectivamente, a média de geração de energia por meio do sistema fotovoltaico foi equivalente a 41% de toda a demanda do grupo, sendo a maior geração está na localidade de Careiro I e Careiro II com o equivalente a 42% da demanda, seguido de Boca do Acre com 41% e por fim Lábrea com 40% (área marrom total da Figura 11).

A média do Consumo Direto para o Grupo A foi de 35%, sendo que em Careiro I e Careiro II foi de 35% em seguida estão as localidades de Lábrea e Boca do Acre com 34% (área marrom sobreposta a área azul do gráfico Figura 11).

Figura 11 – Grupo A: Curva de carga média de um dia típico com geração fotovoltaica em 2022

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados disponibilizados pela ANEEL (2017) e simulação do *HOMER*.

No Grupo B, composto pelas localidades Manaquiri, Beruri e Tapauá, que tem uma demanda total anual de 28.316 MWh, 22.663 MWh e 18.621 MWh, respectivamente, a média de geração de energia por meio do sistema fotovoltaico foi equivalente a 42% de toda a demanda do grupo, sendo a maior geração está na localidade de Tapauá com o equivalente a 48% da demanda, seguido de Beruri com 41% e por fim Manaquiri com 40% (área marrom total da Figura 12).

A média do Consumo Direto para o Grupo B foi de 36%, sendo que em Tapauá foi de 38%, não muito diferente da Beruri que foi de 37%. Já Manaquiri teve um consumo direto de 34% (área marrom sobreposta a área azul do gráfico Figura 12).

Figura 12 – Grupo B: Curva de carga média de um dia típico com geração fotovoltaica em 2022

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados disponibilizados pela ANEEL (2017) e simulação do HOMER.

No Grupo C, composto pelas localidades Careiro da Várzea, Pauini, Novo Céu, e Canutama com demanda total no ano de 28.316 MWh, 22.663 MWh e 18.621 MWh, respectivamente, a média de geração de energia por meio do sistema fotovoltaico foi equivalente a 45% de toda a demanda do grupo, sendo a maior geração está na localidade de Novo Céu com o equivalente a 48% da demanda, seguido de Careiro da Várzea e Canutama, ambos com 44% e por fim Pauini com 44% (área marrom total da Figura 13).

A média do Consumo Direto para o Grupo C foi de 37%, sendo que em Novo Céu foi de 38%, não muito diferente da Pauini, que foi de 37%. Já Careiro da Várzea e Canutama tiveram consumo direto de 36% (área marrom sobreposta a área azul do gráfico Figura 13).

Figura 13 – Grupo C: Curva de carga média de um dia típico com geração fotovoltaica em 2022

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados disponibilizados pela ANEEL (2017) e simulação do *HOMER*.

No Grupo D, composto pelas localidades Caviana, Tuiué e Campinas com demanda total no ano de 2.809 MWh, 2.195 MWh e 1.886 MWh, respectivamente, a média de geração de energia por meio do sistema fotovoltaico foi equivalente a 45% de toda a demanda do grupo, sendo a maior geração está na localidade de Tuiué e Campinas com o equivalente a 46% da demanda, seguido de Caviana com 43% (área marrom total da Figura 14).

A média do Consumo Direto para o Grupo D foi de 37%, sendo que em Tuiué foi de 38%, não muito diferente de Caviana e Campinas com 37% (área marrom sobreposta a área azul do gráfico Figura 14).

Figura 14 – Grupo D: Curva de carga média de um dia típico com geração fotovoltaica em 2022

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados disponibilizados pela ANEEL (2017) e simulação do *HOMER*.

No Grupo E, composto pelas localidades Sacambu, Parauá, e Vila Urucurituba com demanda total no ano de 1.307 MWh, 1.176 MWh e 1.110 MWh, respectivamente, a média de geração de energia por meio do sistema fotovoltaico foi equivalente a 43% de toda a demanda do grupo, sendo a maior geração está na localidade de Parauá com o equivalente a 47% da demanda, seguido de Sacambu com 42% e por fim, Vila Urucurituba com 41% (área marrom total da Figura 15).

A média do Consumo Direto para o Grupo E foi de 36%, sendo que em Parauá foi de 38%, Sacambu com 36% e Vila Urucurituba com 35% (área marrom sobreposta a área azul do gráfico Figura 15).

Figura 15 – Grupo E: Curva de carga média de um dia típico com geração fotovoltaica em 2022

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados disponibilizados pela ANEEL (2017) e simulação do *HOMER*.

No Grupo F, composto pelas localidades Araras, Vila de Belo Monte, e Itapuru com demanda total no ano de 883 MWh, 707 MWh e 573 MWh, respectivamente, a média de geração de energia por meio do sistema fotovoltaico foi equivalente a 44% de toda a demanda do grupo, sendo a maior geração está na localidade de Itapuru com o equivalente a 54% da demanda, seguido de Araras, Vila de Belo Monte com 41% (área marrom total da Figura 16).

A média do Consumo Direto para o Grupo F foi de 35%, sendo que em Itapuru e Araras foram de 38% e Vila de Belo Monte com 34% (área marrom sobreposta a área azul do gráfico Figura 16).

Quando se analisa os grupos entre si, é possível verificar percentual de atendimento de demanda é de 45% nos grupos C e D e a menor percentual é de 41% no grupo A.

Já no Consumo Direto o percentual de geração de energia sobre a demanda foi, em média de 36%, sendo o maior 37% nos grupos C e D e o menor de 35% nos grupos A e F.

O percentual de Consumo Direto sobre a demanda é tem menor amplitude em função do período em que há disponibilidade de irradiação solar para a geração de energia, desta forma o aumento da quantidade de módulos fotovoltaicos no sistema híbrido deve ser cadenciado com o aumento de capacidade de armazenamento de energia para, desta forma, garantir o maior proveito de toda a energia gerada pelo sistema fotovoltaico.

Figura 16 – Grupo F: Curva de carga média de um dia típico com geração fotovoltaica em 2022

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados disponibilizados pela ANEEL (2017) e simulação do HOMER.

4.2. Armazenamento de Energia

Conforme percebido no item anterior (4.1. - Sistema Fotovoltaico), o sistema de armazenamento de energia é fundamental para que o excedente de energia gerado no sistema fotovoltaico seja aproveitado em outro momento.

Em média, o excedente de energia acontece entre as 9:00 horas e as 14:00 horas, quando é possível recargar das baterias do sistema de armazenamento de energia.

O despacho de energia das baterias ocorre normalmente as 15 horas, quando a geração de energia fotovoltaica inicia sua curva descendente de geração de energia e o fornecimento de energia pelo sistema térmico se inicia.

Para Grupo A é possível identificar que, na média, o sistema de armazenamento de energia estruturado pelo simulador é suficiente para armazenar energia proporcional a 6% de toda a demanda de energia. A recarga das baterias consome diariamente, em média, 33,3 MWh. Na descarga de energia o sistema forneceu, na média, 29,7 MWh diário.

As perdas do processo de armazenamento de energia do grupo A, relacionadas ao carregamento e descarregamento de energia foi na média de 12%.

Ainda no Grupo A, assim como a média, todos os sistemas de armazenamento de energia foram suficientes para atender a demanda de 6%, com exceção da localidade de Boca do Acre, em que o sistema foi estruturado para atender 5% da demanda elétrica local. Já as perdas entre a carga e recarga, para Lábrea, foi de 11% e para as demais localidades de 12% (área amarela da Figura 17).

Figura 17 – Grupo A: Curva de carga média de um dia típico com geração fotovoltaica e sistema de armazenamento em 2022

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados disponibilizados pela ANEEL (2017) e simulação do *HOMER*.

Para Grupo B é possível identificar que, na média, o sistema de armazenamento de energia estruturado pelo simulador é suficiente para armazenar energia proporcional a 6% de toda a demanda de energia. A recarga das baterias consome diariamente, em média, 12,4 MWh. Na descarga de energia o sistema forneceu, na média, 11,1 MWh diário.

As perdas do processo de armazenamento de energia do Grupo B, relacionadas ao carregamento e descarregamento de energia foi na média de 11%.

Ainda no Grupo B, o sistema de armazenamento de energia da localidade Tapauá foi suficiente para atender a demanda de 7%, para as localidades de Manaquiri foi de 6% e para Beruri foi de 5%.

Já as perdas entre a carga e recarga foram de 11% para todas as localidades (área amarela da Figura 18).

Figura 18 – Grupo B: Curva de carga média de um dia típico com geração fotovoltaica e sistema de armazenamento em 2022

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados disponibilizados pela ANEEL (2017) e simulação do *HOMER*.

Para Grupo C é possível identificar que, na média, o sistema de armazenamento de energia estruturado pelo simulador é suficiente para armazenar energia proporcional a 7% de toda a demanda de energia. A recarga das baterias consome diariamente, em média, 9,7 MWh. Na descarga de energia o sistema forneceu, na média, 8,7 MWh diário.

As perdas do processo de armazenamento de energia do Grupo C, relacionadas ao carregamento e descarregamento de energia foi na média de 11%.

Ainda no Grupo C, o sistema de armazenamento de energia da localidade Novo Céu foi suficiente para atender a demanda de 8%, para Careiro da Várzea foi de 7% e Canutama Manaquiri foi de 6% e para Pauini de 7%.

Já as perdas entre a carga e recarga foram de 11% para todas as localidades (área amarela da Figura 19).

Figura 19 – Grupo C: Curva de carga média de um dia típico com geração fotovoltaica e sistema de armazenamento em 2022

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados disponibilizados pela ANEEL (2017) e simulação do *HOMER*.

Para Grupo D é possível identificar que, na média, o sistema de armazenamento de energia estruturado pelo simulador é suficiente para armazenar energia proporcional a 7% de toda a demanda de energia. A recarga das baterias consome diariamente, em média, 1,4 MWh. Na descarga de energia o sistema forneceu, na média, 1,2 MWh diário.

As perdas do processo de armazenamento de energia do Grupo D, relacionadas ao carregamento e descarregamento de energia foi na média de 12%.

Ainda no Grupo D, o sistema de armazenamento de energia da localidade Caviana foi suficiente para atender a demanda de 5%, Tuiué de 7% e Campinas 8%.

Já as perdas entre a carga e recarga foram de 11% para Caviana e Tuiué e de 12% para Campinas (área amarela da Figura 20).

Figura 20 – Grupo D: Curva de carga média de um dia típico com geração fotovoltaica e sistema de armazenamento em 2022

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados disponibilizados pela ANEEL (2017) e simulação do *HOMER*.

Para Grupo E é possível identificar que, na média, o sistema de armazenamento de energia estruturado pelo simulador é suficiente para armazenar energia proporcional a 7% de toda a demanda de energia. A recarga das baterias consome diariamente, em média, 0,7 MWh. Na descarga de energia o sistema forneceu, na média, 0,6 MWh diário.

As perdas do processo de armazenamento de energia do Grupo E, relacionadas ao carregamento e descarregamento de energia foi na média de 12%.

Ainda no Grupo E, o sistema de armazenamento de energia da localidade Parauá foi suficiente para atender a demanda de 8% e Sacambu e Vila Urucurituba de 6%.

Já as perdas entre a carga e recarga foram de 12% para Sacambu e Parauá e de 11% para Vila Urucurituba (área amarela da Figura 21).

Figura 21 – Grupo E: Curva de carga média de um dia típico com geração fotovoltaica e sistema de armazenamento em 2022

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados disponibilizados pela ANEEL (2017) e simulação do *HOMER*.

Para Grupo F é possível identificar que, na média, o sistema de armazenamento de energia estruturado pelo simulador é suficiente para armazenar energia proporcional a 9% de toda a demanda de energia. A recarga das baterias consome diariamente, em média, 0,6 MWh. Na descarga de energia o sistema forneceu, na média, 0,5 MWh diário.

As perdas do processo de armazenamento de energia do Grupo E, relacionadas ao carregamento e descarregamento de energia foi na média de 12%.

Ainda no Grupo E, o sistema de armazenamento de energia da localidade Itapuru foi suficiente para atender a demanda de 12% e Araras e Belo Monte de 7%.

Já as perdas entre a carga e recarga foram de 12% para Itapuru e Belo monte e de 11% para Araras (área amarela da Figura 22).

Figura 22 – Grupo F: Curva de carga média de um dia típico com geração fotovoltaica e sistema de armazenamento em 2022

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados disponibilizados pela ANEEL (2017) e simulação do HOMER.

4.3. Sistema Térmico

O sistema de geração térmico alimentado a óleo diesel foi dimensionado de forma suficiente para atender a demanda de horário de pico, o que significa fornecer energia no horário de maior demanda, no final do dia, quando as famílias retornam para as suas residências após o dia de trabalho.

Durante o dia, no período em que o sistema fotovoltaico está gerando energia, os geradores térmicos geram uma pequena quantidade de energia para em caso de algum problema técnico ocorra ou mesmo aconteça um sombreamento dos painéis fotovoltaicos por um determinado período de tempo, o sistema possa aumentar a carga de forma instantânea.(LAIDI et al., 2012).

No Grupo A, em média, o sistema térmico gerou energia suficiente para atender 67% da demanda das localidades.

Para a localidade de Boca do Acre foi estruturado um sistema térmico com 12,6 MW de potência, sendo o suficiente para atender 68%, na localidade de Lábrea o sistema foi estruturado com potência 13,2 MW, sendo o suficiente para atender 67% da demanda e Careiro I e Careiro II tiveram o mesmo dimensionamento de equipamento, com 10,5 MW de potência cada um, sendo suficiente para atender 67% da demanda das localidades (área cinza da Figura 23).

Figura 23—Grupo A: Curva de carga média de um dia típico com geração fotovoltaica, térmica e sistema de armazenamento em 2022

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados disponibilizados pela ANEEL (2017) e simulação do *HOMER*.

No Grupo B, em média, o sistema térmico gerou energia suficiente para atender 66% da demanda das localidades.

Para a localidade de Manaquiri foi estruturado um sistema térmico com 6,6 MW de potência, sendo o suficiente para atender 68%, na localidade de Beruri o sistema foi estruturado com potência 6,6 MW sendo o suficiente para atender 67% da demanda e Tapauá com 5,0 MW de potência cada um, sendo suficiente para atender 63% da demanda das localidades (área cinza da Figura 24).

Figura 24-Grupo B: Curva de carga média de um dia típico com geração fotovoltaica, térmica e sistema de armazenamento em 2022

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados disponibilizados pela ANEEL (2017) e simulação do HOMER.

No Grupo C, em média, o sistema térmico gerou energia suficiente para atender 65% da demanda das localidades.

Para a localidade de Careiro da Várzea foi estruturado um sistema térmico com 5,5 MW de potência, sendo o suficiente para atender 65%, na localidade de Pauini o sistema foi estruturado com potência 3,6 MW sendo o suficiente para atender 65% da demanda, na localidade de Canutama o sistema foi estruturado com potência 3,0 MW sendo de suficiente para atender 65% da demanda e Novo Céu com 3,6 MW de potência sendo suficiente para atender 62% da demanda das localidades (área cinza da Figura 25).

Figura 25-Grupo C: Curva de carga média de um dia típico com geração fotovoltaica, térmica e sistema de armazenamento em 2022

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados disponibilizados pela ANEEL (2017) e simulação do *HOMER*.

No Grupo D, em média, o sistema térmico gerou energia suficiente para atender 64% da demanda das localidades.

Para a localidade de Caviana foi estruturado um sistema térmico com 1.0 MW de potência, sendo o suficiente para atender 65%, na localidade de Tuiué o sistema foi estruturado com potência 0,8 MW sendo o suficiente para atender 64% da demanda e Campinas com 0,8 MW de potência sendo suficiente para atender 64% da demanda das localidades (área cinza da Figura 26).

Figura 26-Grupo D: Curva de carga média de um dia típico com geração fotovoltaica, térmica e sistema de armazenamento em 2022

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados disponibilizados pela ANEEL (2017) e simulação do *HOMER*.

No Grupo E, em média, o sistema térmico gerou energia suficiente para atender 65% da demanda das localidades.

Para a localidade de Vila Urucurituba foi estruturado um sistema térmico com 0,4 MW de potência, sendo o suficiente para atender 67%, na localidade de Sacambu o sistema foi estruturado com potência 0,5 MW sendo o suficiente para atender 66% da demanda e Parauá com 0,6 MW de potência sendo suficiente para atender 63% da demanda das localidades (área cinza da Figura 27).

Figura 27-Grupo E: Curva de carga média de um dia típico com geração fotovoltaica, térmica e sistema de armazenamento em 2022

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados disponibilizados pela ANEEL (2017) e simulação do *HOMER*.

No Grupo F, em média, o sistema térmico gerou energia suficiente para atender 66% da demanda das localidades.

Para a localidade de Belo Monte foi estruturado um sistema térmico com 0,4 MW de potência, sendo o suficiente para atender 68%, na localidade de Araras o sistema foi estruturado com potência 0,4 MW sendo o suficiente para atender 67% da demanda e Itapuru com 0,5 MW de potência sendo suficiente para atender 61% da demanda das localidades (área cinza da Figura 28).

Figura 28-Grupo F: Curva de carga média de um dia típico com geração fotovoltaica, térmica e sistema de armazenamento em 2022

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados disponibilizados pela ANEEL (2017) e simulação do HOMER.

4.4. Sistema Híbrido

A consolidação da geração de energia por meio das tecnologias fotovoltaica, armazenamento de energia e geração térmico alimentado a óleo diesel formam o resultado do sistema híbrido em cada localidade.

A soma do percentual de fornecimento de energia em cada uma das localidades é maior do que 100%, devido as perdas de energia no sistema ou mesmo pelo fato do sistema de armazenamento de baterias não conseguir consumir todo excedente de energia gerado pelo sistema fotovoltaico.

Por meio de Tabela 12 é possível verificar que as perdas são muito similares em todos os grupos, sendo 8% em média, porém o Grupo F tem uma perda de 9% em função das perdas da localidade de Itapuru.

Tabela 12 - Percentual de fornecimento de energia

Grupo	Localidade SISOL	Geração Solar Total	Recarga de Bateria	Descarga de Bateria	Geração de Energia Térmica	Total
A	Lábrea	40%	-7%	6%	67%	107%
	Boca do Acre	41%	-6%	5%	68%	108%
	Castanho I	40%	-7%	6%	67%	107%
	Castanho II	40%	-7%	6%	67%	107%
B	Manaquiri	40%	-6%	6%	68%	107%
	Beruri	41%	-6%	5%	67%	108%
	Tapauá	48%	-8%	7%	63%	109%
C	Careiro da Várzea	44%	-7%	7%	65%	108%
	Pauini	43%	-6%	5%	65%	108%
	Novo Céu	48%	-9%	8%	62%	109%
	Canutama	44%	-8%	7%	65%	108%
D	Caviana	43%	-6%	5%	65%	107%
	Tuiué	46%	-8%	7%	64%	109%
	Campinas	46%	-9%	8%	64%	108%
E	Sacambu	42%	-7%	6%	66%	107%
	Parauá	47%	-9%	8%	63%	109%
	Vila Urucurituba	41%	-6%	6%	67%	107%
F	Araras	41%	-8%	7%	67%	107%
	Vila Belo Monte	41%	-8%	7%	68%	108%
	Itapuru	54%	-15%	13%	61%	113%

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados disponibilizados pela ANEEL (2017) e simulação do HOMER.

Para atender a demanda conforme apresentado na Tabela 12 cada equipamento foi dimensionado com uma potência específica.

É possível notar que houve uma redução no tamanho do sistema térmico proposto pelo estudo quando comparado com atual (apresentado no edital). As localidades do Grupo F foram as com maior redução, com a média de 52%, em segundo lugar ficou o Grupo E com 44%, em terceiro lugar foi o Grupo C com 43%, em quarto lugar, o Grupo D com 40% de redução, em quinto o grupo B com 31% e em sexto o Grupo A com 26%.

Um sistema térmico menor pode proporcionar menor consumo de óleo diesel e como consequência, reduz o volume de estocagem ou diminui a frequência de fornecimento de óleo diesel, além de reduzir emissão de dióxido de carbono (Tabela 13).

Tabela 13 - Capacidade Instalada

Grupo	Localidade SISOL	Proposto			Atual
		Sistema Fotovoltaico (kWp)	Banco de Baterias (kWh)	Gerador Térmico (kW)	Gerador Térmico (kW)
A	Lábrea	15.085	12.566	9.500	13.200
	Boca do Acre	14.648	10.023	9.000	12.600
	Castanho I	12.442	9.721	8.000	10.500
	Castanho II	12.442	9.721	8.000	10.500
B	Manaquiri	7.987	6.132	5.000	6.600
	Beruri	6.758	4.445	4.000	6.600
	Tapauá	6.266	4.964	3.500	5.000
C	Careiro da Várzea	3.933	3.234	2.500	5.500
	Pauini	3.739	2.566	2.000	3.600
	Novo Céu	3.941	3.552	2.500	3.600
	Canutama	3.084	2.573	2.000	3.000
D	Caviana	860	572	500	1.000
	Tuiué	710	567	500	750
	Campinas	606	577	500	750
E	Sacambu	376	314	300	450
	Parauá	378	333	300	600
	Vila Urucurituba	318	234	200	375
F	Araras	255	225	200	400
	Vila Belo Monte	205	182	200	400
	Itapuru	221	284	200	450

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados disponibilizados pela ANEEL (2017) e simulação do HOMER.

Conforme pode ser observado na Tabela 13, o sistema híbrido proposto para cada localidade tem uma potência total (capacidade instalada) maior, quando comparado com o sistema atual (exclusivamente térmico a diesel). Como consequência disso, a estruturação do sistema híbrido exige maior investimento inicial, ou seja, o investidor necessita aplicar maior volume financeiro no início do projeto para a aquisição e instalação dos equipamentos e maquinários.

Não foi possível ter acesso ao valor do investimento realizado para estruturar os sistemas térmicos a diesel atuais, mas para manter a comparação, foi realizado uma simulação, de fornecimento de energia com um sistema exclusivamente térmico alimentado a óleo diesel para as localidades do SISOL, com as mesmas premissas utilizadas para o dimensionamento do sistema híbrido e assim identificar qual seria o custo para atender a demanda de cada localidade por meio de geradores térmicos alimentado a óleo diesel.

Em média, o investimento para se estruturar o sistema híbrido conforme proposto foi 7,1 vezes maior que um sistema térmico, sendo que para as localidades do Grupo F o investimento foi, em média, 5,7 vezes maior e para as localidades do Grupo B e C é, em média, 7,3 vezes maior (Tabela 14).

Tabela 14 – Capital Inicial de Investimento (CAPEX)

Grupo	Localidade SISOL	Sistema Híbrido (R\$ milhão)	Sistema Térmico (R\$ Milhão)
A	Lábrea	90,19	12,54
	Boca do Acre	82,43	11,88
	Castanho I	73,19	10,56
	Castanho II	72,47	0,56
Total A		318,28	45,54
B	Manaquiri	46,45	6,60
	Beruri	37,56	5,28
	Tapauá	36,12	4,62
Total B		120,13	16,50
C	Careiro da Várzea	23,43	3,30
	Pauini	20,64	2,64
	Novo Céu	24,19	3,30
	Canutama	18,47	2,64
Total C		86,73	11,88
D	Caviana	4,72	0,66
	Tuiué	4,23	0,66
	Campinas	3,90	0,66
Total D		12,85	1,98
E	Sacambu	2,33	0,40
	Parauá	2,39	0,40
	Vila Urucurituba	1,83	0,27
Total E		6,54	1,06
F	Araras	1,60	0,26
	Vila Belo Monte	1,35	0,26
	Itapuru	1,60	0,26
Total F		4,55	0,79
Total		549,08	77,75

Fonte: Elaboração própria a partir da simulação com o HOMER.

Apesar do alto investimento para a implementação do sistema híbrido, o custo de operação é menor, impactando no custo nivelado da eletricidade (*LCOE*) competitivo.

O óleo diesel é item que impacta diretamente os sistemas exclusivamente térmicos devido ao volume de consumo muito superior quando comparado com o sistema híbrido. Em média, os sistemas térmicos simulados consumiram 49% de óleo diesel a mais que os sistemas híbridos simulados.

A partir da figura 29, é possível identificar que para os sistemas híbridos simulados, o *LCOE* nos Grupos de localidades de maior demanda, tem menores valores quando comparados com os Grupos de localidades de menor demanda. Desta forma vale destacar que o *LCOE* médio do Grupo A e B é 1,01 R\$/kWh, no Grupo C é de 1,02 R\$/kWh, no Grupo D e E é de 1,06 R\$/kWh e no Grupo F, composto pelas localidades com menores demanda, o valor é de 1,15 R\$/kWh.

Figura 29 – *LCOE* por localidade (R\$/kWh)

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados disponibilizados pela ANEEL (2017) e simulação do *HOMER*.

Quando se compara o *LCOE* do sistema híbrido e do sistema térmico simulado, verifica-se que todos os grupos e localidades apresentaram o sistema híbrido como melhor opção, porém na comparação com o valor do resultado do leilão (1,06 R\$/kWh), os valores médios das localidades dos grupos A, B e C são menores que o resultado do leilão e o D e E têm o mesmo valor de *LCOE*.

O resultado individual por localidade mostra que treze localidades têm o *LCOE* menor que o resultado do leilão, duas têm valores iguais e cinco têm valores maiores que o arrematado no leilão, isso demonstra que 65% das localidades apresentam a viabilidade com o sistema híbrido.

Quando se analisa o resultado sob a perspectiva elétrica, identifica-se 97% da demanda elétrica se concentram nas treze localidades que *LCOE* tiveram menor que o valor arrematado no leilão.

Apesar de existirem sete localidades com *LCOE* maior ou igual ao valor arrematado, a média ponderada do lote é de 1,02 R\$/kWh, ainda sendo abaixo do valor arrematado para o lote B-II do leilão (1,06 R\$/kWh). Com este resultado, é possível afirmar que o deságio, com a aplicação do sistema híbrido, do lote B-II no leilão do Sistema Isolado do Amazonas seria de 30,8%, ou seja, 3,2 pontos percentuais maior que o deságio do resultado de 27,6% (resultado do leilão para o lote B-II).

É necessário ressaltar que por meio da metodologia do *LCOE* é possível identificar o quanto o sistema híbrido pode ser atrativo sob a ótica do consumidor, pois irá gerar menor encargo setorial que atualmente é repassado para a maioria das unidades consumidoras conectadas ao SIN. Por outro lado, é também importante analisar sob a perspectiva do investidor, para que o projeto tenha o retorno esperado conforme a sua expectativa e para isto foi-se necessário analisar o VPL e o *payback* descontado.

O *HOMER* calcula o *LCOE* para que o projeto possa fornecer receita suficiente para atender a remuneração desejada do investidor (conforme a taxa de desconto) e compensar os investimentos mais os custos operacionais, desta forma o VPL dos projetos é zero. Porém analisando sob a perspectiva atual, com o valor arrematado no leilão, é possível identificar o incremento de R\$128,88 milhões, no VPL, que o investidor pode ter com a substituição do sistema exclusivamente térmico alimentado a óleo diesel por um sistema híbrido. (Tabela 15).

Tabela 15 – Potencial incremento de VPL com o sistema híbrido no resultado do leilão

Grupo	Localidade SISOL	Leilão	Simulação - Sistema Híbrido	
		Valor presente da receita (R\$ milhões)	Valor presente dos custos (R\$ milhões)	Valor Presente Líquido (R\$ mihões)
A	Lábrea	494,15	-467,16	26,99
	Boca do Acre	470,13	-445,11	25,02
	Castanho I	394,48	-380,35	14,13
	Castanho II	394,48	-380,21	14,27
B	Manaquiri	262,25	-248,19	14,06
	Beruri	209,91	-199,99	9,97
	Tapauá	172,46	-165,90	6,56
C	Careiro da Várzea	121,56	-116,09	5,47
	Pauini	114,36	-105,91	8,46
	Novo Céu	110,32	-108,72	1,60
	Canutama	93,22	-90,54	2,68
D	Caviana	26,02	-24,67	1,35
	Tuiué	20,33	-20,44	-0,11
	Campinas	17,47	-18,30	-0,83
E	Sacambu	12,10	-12,14	0,51
	Parauá	10,89	-11,30	-0,41
	Vila Urucurituba	10,28	-9,71	0,58
F	Araras	8,18	-8,31	-0,13
	Belo Monte	6,55	-7,10	-0,55
	Itapuru	5,31	-6,06	-0,75
Total		2.954,45	-2.826,19	128,88

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados disponibilizados pela ANEEL (2017) e simulação do HOMER.

Para o *payback* descontado, que é o tempo necessário para o investidor recuperar todo o investimento realizado foram utilizados os valores dos custos mais investimento e da receita (Tabela 16).

Com exceção de alguns casos é possível notar que quanto maior a demanda elétrica das localidades, menor o tempo de retorno do investimento. Nas menores localidades o *payback* descontado são maiores que os 15 anos de concessão de operação, o que significa que o investidor não conseguirá recuperar valor total investido no prazo de concessão com a taxa de desconto calculada. É importante ressaltar, que neste caso, se o investidor reduzir a taxa de desconto, menor será o tempo do *payback*.

Tabela 16 - Payback (anos)

Grupo	Localidade SISOL	<i>Payback</i> descontado
A	Lábrea	10,2
	Boca do Acre	10,2
	Castanho I	11,7
	Castanho II	11,7
B	Manaquiri	10,2
	Beruri	10,6
	Tapauá	11,9
C	Careiro da Várzea	11,1
	Pauini	9,0
	Novo Céu	14,2
	Canutama	12,6
D	Caviana	10,4
	Tuiué	Mais de 15 anos
	Campinas	Mais de 15 anos
E	Sacambu	11,4
	Parauá	Mais de 15 anos
	Vila Urucurituba	10,0
F	Araras	Mais de 15 anos
	Belo Monte	Mais de 15 anos
	Itapuru	Mais de 15 anos

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados disponibilizados pela ANEEL (2017) e simulação do *HOMER*.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho teve como objetivo principal analisar a viabilidade técnico-econômica de sistemas híbridos, compostos de tecnologia fotovoltaica associada a armazenamento de energia por baterias e complementada com geradores térmicos alimentados a óleo diesel, nas localidades do último leilão realizado até o fechamento deste trabalho (2ª Etapa do Leilão 02/2016 do Sistema Isolado do Amazonas realizado no dia 19 de maio de 2017). Neste contexto, foi verificado se o sistema híbrido proposto poderia ser uma alternativa financeiramente mais competitiva quando comparada a um sistema exclusivamente térmico alimentado à óleo diesel, utilizado na maior parte das localidades do Sistema Isolado (SISOL). A questão central, que se procurou responder, foi se a adoção do sistema híbrido proposto poderia aumentar o deságio, ou seja deixar menos custosos, os projetos do Lote B-II da 2ª Etapa do Leilão 02/2016 dos Sistemas Isolados do Amazonas, quando comparado com o valor arrematado.

Com esse intuito, o trabalho foi dividido em cinco capítulos (incluindo este). Como visto no Capítulo 1, a análise realizada tem a sua importância relacionada ao contexto do Sistema Isolado (SISOL) no qual a carga elétrica é atendida, em grande parte, por geradores térmicos alimentados a óleo diesel. Neste primeiro capítulo foi identificado que a quantidade de localidades e a carga elétrica do SISOL, ao contrário do que se poderia esperar, vem aumentando nos últimos anos, principalmente na Região Norte do Brasil. Ademais, foi ressaltado que apesar de o SISOL ser fisicamente isolado do Sistema Interligado Nacional (SIN), ele está conectado financeiramente a este por meio da Conta de Consumo de Combustível (CCC), para a qual grande parte dos consumidores de energia elétrica do país contribuem por meio de encargos tarifários.

No Capítulo 2 foram apresentados os conceitos de armazenamento de energia por baterias, do sistema fotovoltaico e do sistema híbrido, além dos conceitos de custo nivelado da eletricidade, Valor Presente Líquido, *payback* e a forma de trabalho do software HOMER considerando os dados de entradas e produtos gerados como resultado das simulações de cada localidade.

Deste capítulo pode-se destacar: (i) a crescente instalação de tecnologias de armazenamento de energia por baterias e o crescimento dos sistemas fotovoltaicos. Conforme visto, tal fato está fortemente relacionado às quedas do custo instalado das respectivas tecnologias.

Ainda sobre o sistema fotovoltaico, mereceu destaque o fato de que o potencial de geração de energia por meio desta tecnologia na Região Norte é maior que o de grandes potências europeias, como Itália França e Alemanha.

Chamou também a atenção: (i) a maior irradiação solar global horizontal da Região Norte do país; (ii) a ausência de regulação madura para a operação de sistemas híbridos no Brasil; (iii) a forma como o *software HOMER* pode ser útil na análise ao considerar as informações necessárias de entrada para que ele gere o custo nivelado da eletricidade dentre outras informações relevantes.

Em seguida, no Capítulo 3, foram apresentados o resultado da 2ª Etapa do Leilão 02/2016 e descritos os critérios utilizados para definir as localidades que foram objeto análise deste trabalho (lote B-II). Ao serem examinadas as localidades selecionadas, foi possível verificar que em todas elas, a principal utilização da energia era para atender a demanda residencial e comercial. Também, todas as localidades, apesar de estarem separadas por longas distâncias entre si, suas temperaturas médias mensais eram muito semelhantes indicando uniformidade quanto a este parâmetro. Ademais, a amplitude térmica média das localidades analisadas não ultrapassava os 4,5°C, também foi possível constatar uniformidade entre as localidades no que se referiu ao parâmetro de irradiação global horizontal, sendo esses valores muito semelhantes entre si. A partir desta análise pode-se concluir que o gerador fotovoltaico instalado nessas localidades deve propiciar uma geração de forma praticamente constante ao longo de todo o ano.

Vale destacar que no que tange às premissas do estudo, para todas as localidades foi utilizado o mesmo valor de óleo diesel, de custo logístico e de instalação dos equipamentos (mesma premissa adotada no leilão). Para o óleo diesel foi o preço mais atual conforme divulgado no site da ANP e as premissas e metodologia de cálculo para o valor final do óleo diesel conforme definido nos documentos divulgados para o leilão. Já para os equipamentos foram coletados orçamentos e realizada uma média desses custos. Quanto a estes aspectos, trabalhos futuros poderão ser desenvolvidos de forma a explorar os efeitos de uma otimização de rotas logísticas para cada uma das localidades selecionadas, computando-se de forma mais precisa o custo do quilômetro para o transporte de cada item até seus respectivos sítios.

O Capítulo 4, por sua vez apresentou os resultados obtidos e as discussões sobre as simulações realizadas. A partir das simulações foi possível identificar que das vinte localidades estudadas,

65% apresentaram custo nivelado da eletricidade menor que o valor arrematado no leilão, este percentual de localidade representa 97% de toda a demanda energética do lote B-II analisado.

As localidades que tiveram custo nivelado da eletricidade mais vantajoso que o valor do leilão foram as que apresentavam carga elétrica anual maior que 10.000 MWh, com exceção de duas localidades com demanda elétrica menor que 10.000 MWh. Dos resultados obtidos, vale destacar que mesmo com sete localidades apresentando valor do custo nivelado da eletricidade maior ou igual ao valor arrematado no leilão para o lote B-II, a média ponderada de todas as vinte localidades analisadas ainda foi menor que o valor arrematado para o lote, apresentando um incremento no deságio de 3,2 pontos percentuais, ou seja, a solução através do sistema híbrido proposto se mostrou, em média, financeiramente mais vantajosa.

Sob a perspectiva do investidor, foram analisados outros aspectos financeiros. Neste contexto, como não foi possível ter acesso ao valor do capital investido (*CAPEX*) dos projetos arrematados no leilão, realizou-se uma simulação considerando o orçamento realizado de geradores térmicos e o atendimento da demanda das localidades com tais geradores que operam exclusivamente alimentados a óleo diesel. Por meio deste exercício, foi possível concluir que o *CAPEX* para os projetos híbridos foi de 7,1 vezes superior ao valor do *CAPEX* de um projeto térmico alimentado exclusivamente a óleo diesel.

Sob a ótica do VPL, todos os projetos simulados no software *HOMER* têm o VPL igual a zero, isto ocorre, pois, as simulações são geradas para que o investidos tenha o retorno exatamente igual a taxa de desconto exigida, porém, comparando com o valor arrematado no Leilão para o lote B-II, foi possível identificar um incremento de R\$128.milhões no VPL que o investidor poderia ter obtido caso optasse pela substituição do sistema exclusivamente térmico alimentado a óleo diesel pelo um sistema híbrido proposto.

Além disso, foi-se calculado o *paybacks* descontados dos projetos. Com exceção de alguns casos foi possível notar que quanto maior a demanda elétrica das localidades, menor o tempo de retorno do investimento. Nas localidades de menor demanda elétrica, o *payback* descontado são maiores que os 15 anos de concessão de operação, o que significa que o investidor não conseguirá recuperar valor total investido no prazo de concessão com a taxa de desconto calculada. É importante ressaltar, que neste caso, se o investidor reduzir a taxa de desconto, menor será o tempo do *payback*.

Cabe ressaltar que, a partir dos dados coletados e das premissas analisadas, seria economicamente viável a implementação de sistemas híbridos em treze localidades isoladas do lote BII da 2ª Etapa do Leilão 02/2016. Para o consumidor de energia elétrica do restante do país, a implementação do sistema híbrido proposto, ao resultar num incremento do deságio do leilão, teria como consequência um menor custo de energia elétrica, ou seja, os consumidores conectados ao SIN pagariam um menor encargo na Conta de Consumo de Combustíveis (CCC).

Para o investidor, também seria viável a implementação do sistema híbrido nas treze localidades, que representam 97% de toda a demanda energética do lote, com menor *LCOE*, porém seria necessário que esse investidor tivesse acesso a maior volume de capital inicial para viabilizar a implementação. Caso o investidor não lograsse acesso a todo o capital necessário, estudos futuros poderiam aprofundar o tema para identificar os formatos de financiamento e formatos de regulação que poderiam viabilizar a adoção da solução híbrida.

Por fim, cabe assinalar que o mérito deste trabalho reside em indicar que existem soluções para a geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados que podem ser menos custosas e que a geração de energia elétrica térmica exclusivamente alimentada a óleo diesel. Como cada uma das localidades isoladas do país, que juntos compõem o SISOL, podem ter suas peculiaridades, estudos dessa natureza merecem ser feitos, a cada novo leilão e frente ao aumento observado da demanda elétrica, visando evitar onerar desnecessariamente todos que pagam os encargos dos serviços de energia e, assim, mirar o aumento da competitividade do país através de contas de energia aos custos mais baixos possíveis.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Documentos: 2ª ETAPA DO LEILÃO 002/2016, 2017

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). O que é CCC?. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/ccc.pdf>. Acesso em: 20 de junho de 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Sistema de Informações de Geração da ANEEL – SIGA, Disponível em <https://bit.ly/2IGf4Q0>. Acesso em: 10 de janeiro de 2020a.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Consulta Pública 061/2020. Disponível em <https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas>. Acesso em: 21 de outubro de 2020b.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Nota Técnica no 37/2019-SRM/ANEEL, 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). preços médios ponderados semanais praticados pelos produtores e importadores de derivados de petróleo. Disponível em <http://www.anp.gov.br/precos-e-defesa-da-concorrenzia/precos/precos-de-produtores>. Acesso em: 07 de janeiro de 2020.

ARCINIEGAS L. M.; HITTINGER E. Tradeoff between revenue and emissions in energy storage system. *Energy*, v 143. 2018.

Banco Central do Brasil. Relatório Focus - 04/01/2019 - janeiro 2019. 2019

DAMODARAN, A., Betas by Sector (US) 2019. Disponível em: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html>. Acesso em: 01 junho 2019a.

DAMODARAN, A., Cost of Capital by Sector (US) 2019. Disponível em: <http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/wacc.htm>. Acesso em: 01 junho 2019b.

DAMODARAN ASWATH (NYU). Applied Corporate Finance: 4th Edition 2014. Disponível em: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>. Acesso em: 15 dezembro 2018.

Domenico et al. Evaluation of the optimal renewable electricity mix for Lampedusa island: The adoption of a technical and economical methodology. Journal of Cleaner Production. 1 de Agosto de 2020.

BRANKER, K; PATHAK, M. J. M; PEARCE, J. M. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 15, p. 4470–4482, 2011.

BLOOMBERG. Global Energy Storage Forecast. 2017.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Resultados dos Leilões. 2019. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/leiloes?_afzLoop=16541375142337&_adf.ctrl-state=12wgqg2u70_14. Acessado em 20 de julho de 2019.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Relatório Orçamento Das Contas Setoriais 2018 – CDE/RGR/CCC 2018, 2017.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). InfoContasSetoriais – Setembro 2019, 2019.

CAO Y. et al.. Risk-constrained optimal operation of fuel cell/photovoltaic/battery/grid hybrid energy system using downside risk constraints method. International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 45, p. 14108-14118, Issue 27, 18 May 2020.

ELETROBRAS. Informações técnicas sobre a implantação dos Produtores Independentes de Energia – PIE que beneficiará 86 localidades no Amazonas. 2017a.

ELETROBRAS. I Projeto de Referência para atendimento aos Mercados Isolados da Eletrobras Amazonas Energia – GRUPO B. 2017b.

ELETRONORTE. Roraima. 2018. Disponível em: <http://www.eletronorte.gov.br/opencms/opencms/pilares/transmissao/estados/roraima>. Acessado em 01 de julho de 2018.

O. Erdinc, M. Uzunoglu. Optimum design of hybrid renewable energy systems: Overview of different approaches. Renewable and Sustainable Energy Reviews 16, 16 january 2012

ENERGY STORAGE ASSOCIATION (ESA). Solid States Bateries. 2018. Disponível em: <http://energystorage.org/energy-storage/storage-technology-comparisons/solid-state-batteries>. Acessado em: 20 de março de 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Resultado do Leilão do Sistema Isolado do Amazonas. 2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Planejamento do atendimento aos sistemas isolados horizonte 2024 - Ciclo 2019. 2019a.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Sistemas de Armazenamento em Baterias. 2019b.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Estudos de planejamento da Expansão da geração: Usinas Híbridas no contexto do planejamento energético. 2019c.

FLUENCE. Industry pioneers AES Energy Storage & Siemens energy storage team merge and will supply world's largest storage project. 2018. Disponível em: <http://blog.fluenceenergy.com/energy-storage-company-fluence-launches-with-unparalleled-suite-of-capabilities-for-customers-in-over-160-countries>. Acessado em 6 de fevereiro de 2018.

GETH, F.; BRIJS, T.; KATHAN, J.; DRIESEN, J.; BELMANS, R. An overview of large-scale stationary electricity storage plants in Europe: current status and new developments. Renewable Sustainable Energy Reviews, v52. 2015.

GTM RESEARCH. U. S. Energy Storage Monitor: Year in Review and Q1 2017 Executive Summary. 2017.

HAO, U. Introduction of NEDO battery road map 2013. The Journal of the Institute of Electrical Installation Engineers of Japan, v. 34. Japan. 2014.

Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources (HOMER), Documents. Disponível em: <https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/index.html>. Acessado em: 20 de março de 2019.

HWANGBO, SW., KIM, BJ., KIM, JH. Application of economic operation strategy on battery energy storage system. 2013 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies LATIN AMERICA. São Paulo. Abril, 2013.

International Energy Agency – IEA, Global Energy & CO2 Status Report 2019, Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-energy-co2-status-report-2019/electricity#abstract>. Acessado em: 20 de dezembro de 2019.

Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). Atlas Brasileiro de Energia Solar 2º Edição. 2017.

Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). Atlas Brasileiro de Energia Solar 1º Edição. 2006.

International Renewable Energy Agency (IRENA). Electricity storage and renewables: costs and markets to 2030. Abu Dhabi, 2017

International Renewable Energy Agency (IRENA) Renewable Power Generation Costs in 2019. Abu Dhabi, 2020

Lau, K. Y.et al.. Performance analysis of hybrid photovoltaic/diesel energy system under Malaysian conditions. Energy, v. 35, Issue 8, August 2010, Pages 3245-3255.

LAI, Maamar et al. Study of a Solar PV-Wind-Battery Hybrid Power System for a Remotely Located Region in the Southern Algerian Sahara: Case of Refrigeration. Journal Of Technology Innovations In Renewable Energy, Algeria, v. 1, n. 1, p.30-38, fev. 2012. Disponível em: <<https://pdfs.semanticscholar.org/3fe6/6ad6f801ca41716121f1f032e4830f7c2110.pdf>>. Acesso em: 23 dez. 2019.

MANWELL, J.F.; MCGOWAN, J.G. Lead acid battery storage model for hybrid energy systems. Solar Energy, v 50. 1993.

MIT, Massachusetts Institute of Technology. The Future of coal. Massachusetts: 2007.

NAKABAYASHI, R. K. Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras. 106 f. 2014. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017. 2017.

NETO, A. Finanças Corporativas e Valor. 2º ed. São Paulo: Atlas, 2005.

NETO, A., Matemática financeira e suas aplicações. São Paulo: Editora Atlas, 1994.

NETO, A.; Análise Conceitual do Custo de Capital. 2019. Disponível em: <http://assaf.pecege.com/analise-conceitual-do-custo-de-capital/>. Acessado em 10 de julho 2019.

NETO, A. Estrutura e Análise de Balanços. 4ª. Ed. São Paulo: Atlas, 2010.

OPTIMIZATION Results. 2019. Disponível em: https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/optimization_results.html. Acesso em: 23 dez. 2019.

ORGANIZADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). Sistemas Isolados. 2018. Disponível em: <http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/sistemas-isolados>. Acessado em 10 de fevereiro, 2018.

ORGANIZADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). Plano anual da operação energética dos sistemas isolados para 2020. 2019.

PARENTE, V.; GOLDEMBERG, J.; ZILLES, R.. Comments on Experience Curves for PV Modules. Progress in Photovoltaics, Willey & Sons, Londres, v. 10, n.8, p. 571-574, 2002.

PRATT, Shannon P.; GRABOWSKI, Roger J.; Cost of capital. NY, John Wiley & Sons; Ed.2. 2002.

RAHIMI-EICHI H.; OJHA U.; BARONTI F.; CHOW M.Y. Battery management system: an overview of its application in the smart grid and electric vehicles. IEEE Industrial Electronics Magazine, v 7. 2013.

Reis, Lineu Belico dos, Geração de energia elétrica: tecnologia, inserção ambiental, planejamento, operação e análise de viabilidade, 3ªEd, 2017

Salameh et al, Techno-economical optimization of an integrated stand-alone hybrid solar PV tracking and diesel generator power system in Khorfakkan, United Arab Emirates. Energy, vol 190, 1 de Janeiro de 2020.

SOLARGIS. Solar Maps. Disponível em <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/>. Acessado em: 15 julho de 2018.

SOLARGIS. Solar Irradiation Data. Disponível em <https://solargis.com>. Acessado em: 15 julho de 2019.

SOLAR POWER EUROPE. Global Market Outlook for Solar 2018-20122. 2018.

SOUSA, J.; Sistema bidirecional de carga de baterias para o FEUP VEC. Tese de Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores. Pós-Graduação Universidade do Porto. Portugal. 2013.

SPANOS, C.; TURNEY, D.E.; FTHENAKIS, V. Life-cycle analysis of flow-assisted nickel zinc-manganese dioxide and valve regulated lead-acid batteries designed for demand charge reduction. Renewable & Sustainable Energy Reviews, v43. 2015.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (DOE). DOE International Energy Storage Database 2016. Disponível em: http://www.energystorageexchange.org/projects/data_visualization. Acessado em 25 março de 2018.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (DOE). Overview of the DOE Advanced Battery R&D Program. 2014.

VALENTE, S. Integração de Bancos de Baterias em Redes Elétricas Isoladas. Tese de Mestrado em Engenharia de Telecomunicações e Redes de Energia. Pós Graduação da Universidade da Madeira. Portugal. 2015.

Valente, L. et al. Economic Analysis Of A Diesel/Photovoltaic Hybrid System For Decentralized Power Generation In Northern Brazil. Energy Vol. 23. 1998

ZHANG, C. et al. Energy storage system: Current studies on batteries and power condition system Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2018.

APÊNDICE A - Apresentação da dissertação de mestrado

Defesa da dissertação de Mestrado
Programa de Pós-Graduação em Energia

**ALTERNATIVA PARA O PROVIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA EM
REGIÕES ISOLADAS DA AMAZÔNIA: ANÁLISE DE VIABILIDADE DE
SISTEMAS HÍBRIDOS COM DIESEL, SOLAR FV E BATERIA**

Mestrando: Thales Borges Amaral
Orientadora: Profª Drª Virginia Parente

Novembro/2020

AGENDA

- 1. Introdução**
- 2. Conceitos Fundamentais**
- 3. Materiais e Métodos**
- 4. Resultado e Discussões**
- 5. Considerações Finais**

AGENDA

1. Introdução

- Motivação, Justificativa e Relevância do Tema
- Objetivo, Questão Central e Hipótese
- Metodologia e Estrutura do Trabalho

Motivação, Justificativa e Relevância do Tema

Não estão conectados fisicamente ao Sistema Interligado Nacional (SIN)

271 localidades do Sistema Isolado (SISOL) do Brasil sendo **99%** das localidades estão situadas na **Região Norte**

População do SISOL de **3 milhões** (**20%** da população da **Região Norte**)

Sistema Isolado 2019

Fonte: EPE, 2019; ANEEL, 2018; CCEE, 2019; EPE, 2017

Em **2019** a demanda foi **2.914 GWh** (**9% da carga total** / **31%** da classe **residencial da Região Norte**)

96,6% da geração de energia do SISOL é feita exclusivamente por **termoelétricas** alimentadas a **óleo diesel**

Elevado valor de energia

- Valores dos lotes arrematado nos lotes **2ª Etapa do Leilão 02/2016:**
 - Maior: 1.287,99 R\$/MWh
 - Menor: 964,00 R\$/MWh
- Valores do **27º Leilão de Energia Nova A-4** de 2018:
 - Fonte eólica: 67,60 R\$/MWh
 - Fonte solar: 118,00 R\$/MWh

Representativo valor de encargo de **Conta de Consumo de Combustível (CCC)**:

- Orçamento 2019 **R\$6,3 bilhões** (31% de todo orçamento da CDE)
- Taxa anual média de crescimento de **7,4%** (entre 2013 e 2019)

Objetivo, Questão Central e Hipótese

Objetivo principal

Analisar a viabilidade econômico-financeira de sistemas híbridos, compostos tecnologia fotovoltaica associada a armazenamento de energia por baterias e complementada com geradores térmicos alimentados a óleo diesel **nas localidades do lote B-II** do 2ª Etapa do Leilão 02/2016 dos **Sistemas Isolados** do Amazonas

Questão Central

A adoção de sistemas híbridos – compostos pela tecnologia fotovoltaica associada a armazenamento de energia por baterias e complementada com geradores térmicos alimentados a óleo diesel – **poderia aumentar o deságio dos projetos do Lote B -II** da 2ª Etapa do Leilão 02/2016 dos Sistemas Isolados do Amazonas, quando comparado com o valor arrematado? (**Ou seja, tornar a energia produzida mais barata ?**)

Hipótese

A **hipótese investigada** ao longo da dissertação foi que a **implementação de um sistema híbrido** do tipo proposto, poderia ter um **custo nivelado de energia elétrica (ou *Levelized Cost of Electricity – LCOE*) menor, quando comparado ao valor arrematado no referido leilão**, no qual foram considerados apenas sistemas de geração termelétrica alimentados a diesel.

Metodologia

Para o desenvolvimento desta dissertação, a metodologia adotada percorrer **três etapas**:

Entendimento do problema

Análise do SISOL e do último leilão de aquisição de energia e potência para o Sistema Isolado

Análise das tecnologias sugeridas para compor o sistema híbrido

Revisão bibliográfica das tecnologias de geração de energia **fotovoltaicas** e **armazenamento de energia**

Simulações computacionais

Figura de mérito considerada foi o **custo nivelado da energia, ou Levelized Cost of Electricity (LCOE)**, através do qual será possível identificar a melhor tecnologia, comparando com o custo do MWh entre diferentes tecnologias

AGENDA

2. Conceitos Fundamentais

- Armazenamento de Energia por Baterias
- Sistemas Fotovoltaicos
- Sistema Híbridos
- Custo Nivelado de Energia
- Valor Presente Líquido
- *Payback*

Armazenamento de Energia por Baterias

Custo

Fonte: IRENA, 2017; Bloomberg, 2017

Implantação

Capacidade Instalada : 1 GW

Aplicação Principal: variação de tensão de curta duração

Capacidade Instalada : 4 GW

Aplicação Principal: integração com fontes renováveis

Figura 1- Desenvolvimento anual de sistema de armazenamento de energia por aplicação

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da Bloomberg (2017).

Sistemas Fotovoltaicos

Custo

De **2009 até 2019** , o valor vendido do **módulo fotovoltaico** de silício cristalino na Europa reduziu entre **87% e 92%**

No mesmo período, o **custo instalado dos módulos fotovoltaicos reduziu 79%**

Implantação

Capacidade Instalada Brasil: 1,2 GW

Fonte: Solar Power Europe, 2018; IRENA, 2020

Sistemas Fotovoltaicos

Potencial

- **Região Norte do Brasil** com menor variação em relação a média e média de irradiação **solar maior** que países com maior capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos

Figura 5 - Comparativo das médias mensais de irradiação global horizontal no Brasil e em alguns países da Europa (kWh/m².dia)

Fonte: INPE (2017).

- A região com menor potencial de geração de energia fotovoltaico no Brasil (**1.387 kWh/kWp**) é maior que a área com maior potencial na Alemanha (**1.150 kWh/kWp**)
- Em 2019 a **Alemanha** tinha o total de capacidade instalada **11 vezes** maior que o Brasil

Figura 6 - Mapa do potencial fotovoltaico do Brasil e da Alemanha

Fonte: Solargis (2018).

Sistema Híbridos

- **Não existe regulação** para a implementação de sistemas híbridos no Brasil
- **ANEEL e a EPE** discutem o tema sobre a implementação de Sistemas Híbridos **desde 2014**
- Em 2020 a ANEEL **abriu a Consulta Pública 061/2020** que chega debater de forma para debater com a sociedade a normatização para o estabelecimento de usinas híbridas

- Ainda não há regulação sobre sistemas híbridos em outros países como **Índia, Reino Unido, Austrália e Estados Unidos**
- Não uma aplicação unânime do sistema híbrido pois cada país tem **uma necessidade específica**

Custo Nivelado de Energia

Em inglês: Levelized Cost of Electricity (LCOE)

$$\text{LCOE (R\$/Wh)} = \frac{\begin{array}{l} 1. \text{ Investimento} \\ 2. \text{ Custos operacionais} \\ 3. \text{ Despesas adm/financeiras} \\ 4. \text{ Retorno para o acionista} \end{array}}{\text{Energia Gerada ao longo da vida útil do projeto}}$$

Custos totais ao longo da vida útil

O software *HOMER* trabalha da forma em que são necessárias inserir todas as informações necessárias para o cálculo do LCOE:

Entradas:

1. Valor do investimento de cada equipamento de cada fonte
2. Custos de operação (manutenção, combustível, reposição)
3. Informações de demanda energética a ser atendida (horário)
4. Irradiação global horizontal (mensal)
5. Temperatura média (mensal)
6. Taxa de retorno do acionista (taxa de desconto)

Saídas:

1. Configuração ideal para atendimento da demanda
2. Custo nivelado de energia
3. Investimento total
4. Custo de operação
5. Consumo de combustível
6. Percentual de energia renovável gerada
7. Percentual de energia excedente gerada

Vantagem de utilizar o HOMER: Examina todas as possibilidades de combinação das tecnologias para atender a demanda energética necessária

Fonte: Nakabayashi, 2014; Branker et al, 2011

VPL

VPL (Valor Presente Líquido)

Fluxo de Caixa Líquido

$$\text{VPL} = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t}$$

Investimento Inicial Taxa de Desconto Tempo do Projeto

Para a taxa de desconto foi-se utilizado a taxa de custo de capital regulatório do setor para geração de energia (WACC Relatório)

Tabela 2 – WACC Regulatório 2019

Remuneração do Capital Próprio	
Taxa livre de Risco	5,94%
Beta Realavancado	0,532
Prêmio Risco de Mercado	6,48%
Ke	9,39%
Remuneração do Capital de Terceiro	
Debentures	4,90%
Custo de Emissão	0,46%
Alíquota de Imposto	34%
kd	3,54%
Estrutura de Capital	
% Capital Própria	64,64%
% Capital de Terceiro	35,36%
Taxa Regulatória de Remuneração do Capital (WACC)	
Taxa Real	7,32%
Taxa Nominal	11,09%

Fonte: ANEEL (2019).

Atualização

O beta regulatório é referenciado no mercado americano

% de capital da companhia e % de capital oriundo de dividas na estrutura de capital

Atualização da inflação (IPCA)

Payback

Payback

- *O payback* informa **quantos anos** são necessários para **recuperar um investimento**.
- É um **indicador secundário** de análise para selecionar o melhor investimento

Payback simples

Não leva em conta o **dinheiro no tempo**

Payback descontado

É mais fiel a realizada pois considera o valor do **dinheiro no tempo** com a **taxa de desconto**

AGENDA

3. Materiais e Métodos

- Seleção das Localidades do Sistema Isolado
- Premissas e Simulações

Seleção das Localidades do Sistema Isolado

Lotes leiloados na **2ª Etapa do Leilão 02/2016** (Aquisição de energia elétrica e potência associada de agente vendedor nos sistemas isolados, para atendimento a mercados de concessionária de distribuição da Região Norte)

Seleção do lote paga garantir **maior probabilidade de aderência a proposta de estudo** :

1. **maior tempo de contrato** de suprimento de energia (anos);
2. **maior preço do leilão** (R\$/MWh);
3. **maior demanda de energia anual** (MWh).

LOTE	QTD USINAS	POTÊNCIA INSTALADA (kW)	COMBUSTÍVEL
B/I	16	44.200	Diesel
BI-A	06	37.230	Diesel
B/II	20	85.875	Diesel
B/III	07	31.670	Diesel
B/III-A	03	40.200	Diesel
B/IV	01	10.500	Diesel
B/V	01	10.500	Diesel

Lote 1	Médio Amazonas/Negro
Lote 2	Médio Solimões/Purus
Lote 3	Madeira
Lote 4	São Gabriel da Cachoeira
Lote 5	Autazes

Lote BII

Tabela 4 - Vencedores dos Lotes da 2ª Etapa do Leilão 02/2016

Vencedor Lote	do Lote	Preço do Edital (R\$/MWh)	Preço do Leilão (R\$/MWh)	Deságio	Energia Anual (MWh)	Periodo (meses)
CONS. OLIVEIRA ETAM	B-I	1.582,00	1.155,00 2	27%	165.411 3	180 1
CONS. OLIVEIRA ETAM	B-IA	1.610,00	1.287,99 1	20%	135.380 4	60 2
CONS. OLIVEIRA ETAM	B-II	1.468,00	1.063,00 3	28%	318.999 1	180 1
POWERTECH	B-III	1.482,00	976,00 6	34%	112.392 5	180 1
CONS. VPOWER /TELEMENIA	B-III-A	1.453,00	1.030,01 4	29%	169.074 2	60 2
CONS. VPOWER /TELEMENIA	B-IV	1.349,00	989,99 5	27%	46.859 7	180 1
CONS. VPOWER /TELEMENIA	B-V	1.356,00	964,99 7	29%	45.633 6	180 1
Total/ Média		1.494,60	1.085,57	28%	993.748,00	

Fonte: EPE, (2017).

Fonte: Eletrobrás, 2017

Premissas e Simulações

Dados:

- Característica de cada localidade, como a (i) demanda de horária de energia para o período de um ano em MWh (8760 leituras) ; (ii) Irradiação Global Horizontal (kWh/m²) e (iii) temperatura local (°C).

Premissas:

- Preço do combustível óleo diesel constante para todas as localidades analisadas (preço do edital);
- Custo de instalação e logístico igual para todas as localidades (incluso nos custos);
- Sem custo de preparação do terreno para a implementação do sistema híbrido como terraplanagem e supressão de árvores.

Tabela 8 - Premissas Econômicas e Técnicas

Descrição	Valor	Fonte
Inflação (IPCA 2019) - Expectativa (%)	4,01%	Boletim Focus 04/01/2019
Taxa de desconto real (%)	7,72%	WACC calculado
Tempo de vida do projeto (Anos)	15	Edital do leilão
Sistema Solar		
Módulo Policristalino (R\$/kWp)	3.000,00	Cotação com fornecedor
O&M (R\$/kWp)	300,00	Cotação com fornecedor
Inversor (R\$/kW)	700,00	Cotação com fornecedor
Banco de Bateria		
1kWh Li-Ion (R\$/Qtde)	2.085,00	Cotação com fornecedor
Sistema de Geração a Térmico		
Sistema modular alimentado a diesel (R\$/kW)	1.320,00	Cotação com fornecedor
Diesel (inclui a logística) (R\$/Litro)	3,20	Atualizado a partir do edital
O&M (R\$/hora)	132,00	Cotação com fornecedor

Premissas e Simulações

Para a análise dos as localidades foram separadas em grupos conforme a energia requerida

Município	Energia Requerida 2022 (MWh)	% sobre o Total	Grupo
Lábrea	53.355	16,7%	A
Boca do Acre	50.761	15,9%	A
Castanho I	42.593	13,4%	A
Castanho II	42.593	13,4%	A
Manaquiri	28.316	8,9%	B
Beruri	22.664	7,1%	B
Tapauá	18.621	5,8%	B
Careiro da Várzea	13.125	4,1%	C
Pauini	12.348	3,9%	C
Novo Céu	11.912	3,7%	C
Canutama	10.065	3,2%	C
Caviana	2.809	0,9%	D
Tuiué	2.195	0,7%	D
Campinas	1.886	0,6%	D
Sacambú	1.307	0,4%	E
Parauá	1.176	0,4%	E
Vila Urucurituba	1.110	0,3%	E
Araras	883	0,3%	F
Vila Belo Monte	707	0,2%	F
Itapuru	573	0,2%	F
Total	318.999	100%	

Demanda maior que 40.000 MWh

Demanda entre 15.000 MWh e 30.000 MWh

Demanda entre 10.000 MWh e 14.000 MWh

Demanda entre 1.500 MWh e 3.000 MWh

Demanda entre 1.000 MWh e 1.400 MWh

Demanda menor que 1.000 MWh

Uso Final da energia

Residencial

Comercial

Características

População

218 mil habitantes
(maior 41 mil menor 300)

Distância

Distância média com a capital Manaus: 520 km
(maior 2,1 mil km menor 32 km)

AGENDA

4. Resultado e Discussões

- Sistema Fotovoltaico
- Armazenamento de Energia
- Sistema Térmico
- Sistema Híbrido

Resultados e Discussão

Sistema Fotovoltaico

O sistema fotovoltaico sugerido tem a capacidade de atender **41,9% de toda a demanda** do lote B-II (Consumo Direto é de 35,4%)

Grupo	% da demanda	% da demanda (Consumo Direto)
↓ A	40,9%	34,7%
B	42,4%	36,1%
C	44,5%	36,8%
↑ D	44,7%	37,5%
E	43,3%	36,3%
F	44,2%	34,8%

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados disponibilizados pela ANEEL (2017) e simulação do HOMER.

Resultados e Discussão

Armazenamento de Energia

A bateria realiza o **carregamento** principalmente no momento de maior geração solar

A energia é **despachada** no momento em que se tem a queda no fornecimento de energia do sistema fotovoltaico

O sistema de armazenamento de baterias sugerido tem a capacidade de **atender 6,0% de toda a demanda** do lote B-II. A **perda média** entre o carregamento e descarregamento é de **11,5%**

Grupo	% da demanda Carga	% da demanda Descarga
↓ A	-6,5%	5,8%
↓ B	-6,5%	5,8%
C	-7,5%	6,7%
D	-7,4%	6,6%
E	-7,4%	6,6%
↑ F	-9,5%	8,5%

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados disponibilizados pela ANEEL (2017) e simulação do HOMER.

Resultados e Discussão

Sistema Térmico

O sistema térmico sugerido tem a capacidade de atender **66,4% de toda a demanda** do lote B -II

Grupo	% da demanda
↑ A	67,1%
B	66,0%
C	64,6%
↓ D	64,3%
E	65,4%
F	65,8%

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados disponibilizados pela ANEEL (2017) e simulação do HOMER.

Resultados e Discussão

Sistema Híbrido

Tabela 13 - Capacidade Instalada dos Sistemas

Grupo	Localidade SISOL	Proposto			Atual
		Sistema Fotovoltaico (kWp)	Banco de Baterias (kWh)	Gerador Térmico (kW)	Gerador Térmico (kW)
A	Lábrea	15.085	12.566	9.500	13.200
	Boca do Acre	14.648	10.023	9.000	12.600
	Castanho I	12.442	9.721	8.000	10.500
	Castanho II	12.442	9.721	8.000	10.500
B	Manaquiri	7.987	6.132	5.000	6.600
	Beruri	6.758	4.445	4.000	6.600
	Tapauá	6.266	4.964	3.500	5.000
C	Careiro da Várzea	3.933	3.234	2.500	5.500
	Pauini	3.739	2.566	2.000	3.600
	Novo Céu	3.941	3.552	2.500	3.600
	Canutama	3.084	2.573	2.000	3.000
D	Caviana	860	572	500	1.000
	Tuiué	710	567	500	750
	Campinas	606	577	500	750
E	Sacambu	376	314	300	450
	Parauá	378	333	300	600
	Vila Urucurituba	318	234	200	375
F	Araras	255	225	200	400
	Vila Belo Monte	205	182	200	400
	Itapuru	221	284	200	450

Menor capacidade instalada dos geradores térmicos no sistema híbrido quando comparado com o sistema exclusivamente térmico

- **Sistema híbrido com menor consumo de óleo diesel/ menor custo de O&M (OPEX)**
- **A simulação de um sistema exclusivamente térmico, consumiu, em média, 49% mais óleo diesel que o sistema híbrido**

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados disponibilizados pela ANEEL (2017) e simulação do HOMER.

Resultados e Discussão

Sistema Híbrido

Tabela 13 - Capacidade Instalada dos Sistemas

Grupo	Localidade SISOL	Proposto			Atual
		Sistema Fotovoltaico (kWp)	Banco de Baterias (kWh)	Gerador Térmico (kW)	Gerador Térmico (kW)
A	Lábrea	15.085	12.566	9.500	13.200
	Boca do Acre	14.648	10.023	9.000	12.600
	Castanho I	12.442	9.721	8.000	10.500
	Castanho II	12.442	9.721	8.000	10.500
B	Manaquiri	7.987	6.132	5.000	6.600
	Beruri	6.758	4.445	4.000	6.600
	Tapauá	6.266	4.964	3.500	5.000
C	Careiro da Várzea	3.933	3.234	2.500	5.500
	Pauini	3.739	2.566	2.000	3.600
	Novo Céu	3.941	3.552	2.500	3.600
	Canutama	3.084	2.573	2.000	3.000
D	Caviana	860	572	500	1.000
	Tuiué	710	567	500	750
	Campinas	606	577	500	750
E	Sacambu	376	314	300	450
	Parauá	378	333	300	600
	Vila Urucurituba	318	234	200	375
F	Araras	255	225	200	400
	Vila Belo Monte	205	182	200	400
	Itapuru	221	284	200	450

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados disponibilizados pela ANEEL (2017) e simulação do HOMER.

Menor **capacidade instalada total** do **sistema híbrido** é **maior** comparado com o sistema exclusivamente térmico

- **Maior** investimento inicial (**CAPEX**)
- A simulação de um sistema exclusivamente térmico, o CAPEX do **sistema híbrido** foi, em média **7,1x maior**
 - CAPEX total do **Sistema Térmico**: R\$ 77,75 MM
 - CAPEX total do **Sistema Híbrido**: R\$ 549,08 MM

Resultados e Discussão

Sistema Híbrido

13 localidades apresentam LCOE menor que o valor de arrematado pelo lote B-II

Resultados e Discussão

Sistema Híbrido

VPL

HOMER otimiza os sistemas de forma que o LCOE seja o suficiente para que o VPL seja igual a ZERO

Investidor é remunerado pela taxa de desconto (neste caso WACC)

Se o investidor utilizasse sistema híbrido para todas as localidades com o valor do lote arrematado

Poderia ter um incremento de VPL de R\$128,88MM

Payback

Foi utilizado o payback descontado pela taxa de desconto para a análise do resultado:

Tabela 16 - Payback (anos)

Grupo	Localidade SISOL	Payback descontado
A	Lábrea	10,2
	Boca do Acre	10,2
	Castanho I	11,7
	Castanho II	11,7
B	Manaquiri	10,2
	Beruri	10,6
	Tapauá	11,9
	Careiro da Várzea	11,1
C	Patuni	9,0
	Novo Céu	14,2
	Canutama	12,6
	Caviana	10,4
D	Tuiué	Mais de 15 anos
	Campinas	Mais de 15 anos
E	Sacambu	11,4
	Parauá	Mais de 15 anos
	Vila Urucurituba	10,0
F	Araras	Mais de 15 anos
	Belo Monte	Mais de 15 anos
	Itapuru	Mais de 15 anos

Os valores com payback maior que o prazo de concessão = não terão o retorno do investimento considerando o impacto do tempo com a taxa de desconto

AGENDA

5. Considerações Finais

- Principais considerações e conclusões
- Limitações encontradas
- Principal contribuição da dissertação

Principais considerações e conclusões

- Apesar de o **Brasil**, em sua **matriz energética** tem como principal fonte a geração **renovável**, a **maior parte da energia elétrica gerada no Sistema Isolado** é proveniente **de térmicas a óleo diesel**
- O encargo de **CCC** está continuamente **aumentando** (**todos** os consumidores **do SIN** arcam com este custo)
- Os **preços dos equipamentos** de energia **FV** e de armazenamento de energia por **baterias** estão continuamente se reduzindo, favorecendo **novas aplicações**
- A **Região Norte** do Brasil tem **potencial de geração solar maior** que outros **países** do mundo que tem **alta capacidade instalada**
- O **custo nivelado de energia** calculado para os sistemas híbridos propostos se mostrou **atrativo para 65% das localidades** no SISOL dentre as examinadas o que corresponde a 97% da demanda elétrica do lote B-II
- O **custo nivelado de energia do Lote**, quando aplicada a proposta do sistema híbrido, **foi menor que o valor do Lote arrematado**, ou seja, se fosse adotado o sistema híbrido proposto, esse levaria a um possível **incremento de deságio de 3,2p.p.**, levando também a **reduções na CCC**
- O volume **mais** elevado de **capital inicial** requerido para a **implementação do sistema híbrido** proposto foi identificado como **uma potencial dificuldade para o investidor** interessado, sendo que **políticas públicas e estratégias de financiamento** se mostram importantes para ultrapassar esse obstáculo

Limitações encontradas

- Há a possibilidade de realizar uma **análise crítica da melhor opção técnica** de cada **equipamento** do sistema híbrido em cada localidade 📄
- O **preço do óleo diesel** foi utilizado com um valor **constante** para todas **as localidades**, conforme sugerido pelo edital do leilão, porém sabe-se que o preço pode variar conforme a localidade 📄
- **Não há regulação** vigente **no Brasil** para a aplicação de um sistema híbrido 📄
- Apesar do **alto capital de investimento**, **não foi considerado nenhuma taxa de financiamento** para aquisição do capital necessário para a implementação do sistema híbrido 📄
- **Não foi considerado nenhum custo ambiental** relacionados a preparação da área para a instalação dos equipamentos, licenças ambientais e recuperação ambiental 📄

Principal contribuição da dissertação

- Este trabalho mostra que é **financeiramente possível aplicar novas tecnologias em áreas remotas do país**
- Com **a queda dos preços dos equipamentos** para construção de um sistema híbrido proposto, **há a possibilidade do custo nivelado de energia reduzir.**
- Existe possibilidade de **reduzir o encargo de Conta de Consumo de Combustível**, porém é necessário pensar diferente em relação as aplicações tradicionais
- Apesar da **Região Norte** do país **não estar entre as melhores áreas de irradiação solar**, ainda **é possível ter aplicações de sistemas fotovoltaicos com uma necessidade específica**

Principais Referências (ordem alfabética)

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Documentos: 2ª ETAPA DO LEILÃO 002/2016, 2017
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Nota Técnica no 37/2019 -SRM/ANEEL, 2019.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Resultado do Leilão do Sistema Isolado do Amazonas. 2017.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Planejamento do atendimento aos sistemas isolados horizonte 2024 - Ciclo 2019. 2019a.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Estudos de planejamento da Expansão da geração: Usinas Híbridas no contexto do planejamento energético. 2019c.
- International Renewable Energy Agency (IRENA). Electricity storage and renewables: costs and markets to 2030. Abu Dhabi, 2017
- International Renewable Energy Agency (IRENA) Renewable Power Generation Costs in 2019. Abu Dhabi, 2020
- NETO, A. Finanças Corporativas e Valor. 2º ed. São Paulo: Atlas, 2005.
- ORGANIZADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). Plano anual da operação energética dos sistemas isolados para 2020. 2019.

Obrigado!

Thales Borges Amaral
thalesbamaral@gmail.com
thalesbamaral@usp.br