

VINÍCIUS CÂNDIDO DA SILVA

Redução do custo de energia elétrica para um consumidor com múltiplas fontes de geração e armazenamento de energia

São Paulo

2022

VINÍCIUS CÂNDIDO DA SILVA

Redução do custo de energia elétrica para um consumidor com múltiplas fontes de geração e armazenamento de energia

Versão Corrigida

Dissertação de Mestrado apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de Concentração: Eficiência energética

Orientador: Prof. Dr. André Luiz Veiga Gimenes

São Paulo

2022

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 06 de julho de 2022

Assinatura do autor: Vinicius C.

Assinatura do orientador: [assinatura]

Catálogo-na-publicação

Silva, Vinicius Cândido da

Redução do custo de energia elétrica para um consumidor com múltiplas fontes de geração e armazenamento de energia / V. C. Silva -- versão corr. -- São Paulo, 2022.

101 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Recursos Energéticos 2.Energia Elétrica (Custos) 3.Consumo de energia elétrica 4.Fontes Alternativas de Energia 5.Baterias Elétricas I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

Aos meus pais, Antonio Candido e Marina Moreira.

AGRADECIMENTOS

Nenhum trabalho é realizado de forma individual, mesmo quando há um único autor. Independentemente da área de concentração ou tema, todas as atividades são realizadas com a colaboração de outras pessoas. Este trabalho não é uma exceção a esta regra, e neste espaço dedico uma singela homenagem àqueles que contribuíram de alguma forma para a realização do trabalho.

Primeiramente agradeço aos meus pais, Antonio Cândido e Marina Moreira, que sempre acreditaram no meu potencial e me apoiaram, independentemente das circunstâncias. Sempre fizeram tudo que estivesse em seu alcance pelos filhos e familiares. São meus maiores exemplos e inspirações para a vida.

Em segundo lugar, agradeço à Marina Midori, minha noiva e companheira de longa data, que sempre esteve ao meu lado, me apoia nas mais diversas situações e colaborou com o trabalho por meio de questionamentos e reflexões sobre diversos pontos deste trabalho.

O Prof. Dr. Miguel Morales Udaeta possui um vasto conhecimento na área de eficiência energética. Com um olhar crítico e muito colaborativo, contribuiu com debates enriquecedores e apresentando outros pontos de vista e sugestões em diversas etapas deste trabalho.

Agradeço ao Julio Romel pelo apoio em alguns dados técnicos abordados no desenvolvimento do algoritmo. Ao mesmo tempo em que parte deste trabalho foi desenvolvida, o Julio atuava em uma pesquisa para o seu pós-doutorado, o que contribuiu para uma sinergia de informações.

Agradeço ao meu grande amigo Tiago Shimizu pela análise crítica do trabalho e pelos questionamentos levantados. Suas contribuições foram de grande importância para a consolidação do trabalho.

Por fim, mas não menos importante, agradeço ao Prof. Dr. André Luiz Veiga Gimenes, que acompanhou o trabalho com bastante proximidade e atenção, e sem o qual este projeto seria inexecutável. O orientador colaborou do início ao fim, desde o processo seletivo de ingresso até a conclusão do texto. O André contribuiu com seu conhecimento sobre o tema e com muitas reflexões e debates sobre o trabalho como um todo, além da revisão textual.

“Nada no mundo se compara à persistência.”

(Calvin Coolidge)

RESUMO

Este trabalho tem por finalidade apresentar uma metodologia para redução dos custos de energia de um consumidor com múltiplos recursos energéticos disponíveis, além de um sistema de armazenamento de energia. Para tanto, foi desenvolvida uma metodologia que realiza tomadas de decisões que reduzem os custos de energia do consumidor. Isso é feito com base na leitura e análise de dados desse consumidor, dos recursos energéticos disponíveis e do sistema de armazenamento de energia. Esse processo – leitura e análise de dados, bem como as tomadas de decisão – é cíclico e foi desenvolvida em *software*. A metodologia desenvolvida pode ser aplicada a qualquer consumidor, independentemente de sua localidade geográfica, de recursos energéticos disponíveis, ou de quaisquer outras características. Após o desenvolvimento da metodologia são apresentadas aplicações por meio de três estudos de caso, com consumidores distintos: o primeiro trata-se de um usuário com três recursos energéticos disponíveis – rede de distribuição de energia, geração solar e geração diesel – e um sistema de armazenamento de energia. O horizonte de análise considerado é de 66 dias. Após as simulações com a metodologia é realizada uma análise de sensibilidade através da variação dos parâmetros, a fim de verificar a influência de cada um deles nos custos totais. Os resultados indicam que os fatores mais decisivos na redução dos custos estão relacionados ao armazenamento de energia e à geração fotovoltaica. O segundo estudo de caso trata-se de um consumidor com três recursos energéticos disponíveis – rede de distribuição de energia, geração solar e geração diesel – e um sistema de armazenamento de energia. O horizonte de análise considerado é de um dia e a finalidade é comparar o resultado de dois cenários: a adoção de um sistema de armazenamento de energia combinada com a metodologia; a ausência desses dois fatores. O terceiro estudo de caso é semelhante ao segundo, mas com a substituição da geração diesel por geração biogás. O intuito dessa última simulação é demonstrar a robustez da metodologia, através de outro exemplo. Além disso, é apresentada uma comparação dos resultados de dois cenários: a adoção de um sistema de armazenamento de energia combinada com a metodologia; a ausência desses dois fatores. Os resultados indicam uma redução nos custos na ordem de 30% em ambos os casos.

Palavras-chave: Recursos energéticos. Armazenamento de energia. Custos de energia.

ABSTRACT

This work has the finality to reduce the energy costs of a customer with multiple energy resources available, beyond an energy storage system. To reach this, it was developed a methodology with decision-making process that reduces the energy costs of the consumer. This is based on reading and analyzing data from that consumer, available energy resources, and the energy storage system. This process – data reading and data analysis, as well the decision making – is cyclic, and it was developed through a software. The methodology developed can be applied to any customer, independently of the geographic place, energy resources available or any other features. After the development of the methodology, applications are presented through three case studies, with different consumers: the first one is a user with three available energy resources – power distribution network, solar generation, and diesel generation – and an energy storage system. The analysis horizon considered is 66 days. After the simulations with the methodology, a sensitivity analysis is performed through the variation of the parameters, to verify the influence of each of them on the total costs. The results indicate that the most decisive factors in reducing costs are related to energy storage and photovoltaic generation. The second case study is a consumer with three available energy resources – power distribution network, solar Generation, and diesel generation – and an energy storage system. The analysis horizon considered is one single day and the purpose is to compare the result of two scenarios: the adoption of an energy storage system combined with the methodology; the absence of these two factors. The third case study is similar to the second, but with the replacement of diesel generation by biogas generation. The aim of this last simulation is to demonstrate the robustness of the methodology, through another example. In addition, a comparison of the results of two scenarios is presented: the adoption of an energy storage system combined with the methodology; the absence of these two factors. The results indicate a reduction in costs in the order of 30% in both cases.

Keywords: Energy resources. Energy storage. Energy costs.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Geração de energia por fonte.....	15
Figura 2 - Capacidade instalada de armazenamento de energia	16
Figura 3 - Evolução da capacidade de energia armazenada global.....	17
Figura 4 - Autoconsumo e autossuficiência	23
Figura 5 - Diagrama esquemático completo da metodologia.....	29
Figura 6 - Diagrama esquemático diário da metodologia	29
Figura 7 - Tomada de decisão (consumidor).....	33
Figura 8 - Tomada de decisão (armazenamento)	34
Figura 9 - Tomada de decisão (consumidor estudo de caso)	42
Figura 10 - Tomada de decisão (armazenamento estudo de caso).....	43
Figura 11 - Curva de descarga da bateria.....	45
Figura 12 - Evolução do LCOE nos EUA.....	50
Figura 13 - Evolução do LCOE no cenário global.....	51
Figura 14 - Evolução do LCOS nos EUA.....	53
Figura 15 - Topologia de recursos energéticos	56
Figura 16 - Demanda média por dia.....	57
Figura 17 - Demanda média por horário	58
Figura 18 - Tarifas CPFL	58
Figura 19 - Curva de preços	60
Figura 20 - Irradiação solar média por dia	61
Figura 21 - Irradiação solar média por horário	61
Figura 22 - Mapa de sensibilidade	69
Figura 23 - Topologia de recursos energéticos	73
Figura 24 - Curva de demanda	74
Figura 25 - Curva de preços	74
Figura 26 - Curva solarimétrica	75
Figura 27 - Custos de energia elétrica com sistema de armazenamento.....	77
Figura 28 - Nível de bateria	78
Figura 29 - Custos de energia elétrica sem sistema de armazenamento	79
Figura 30 - Topologia de recursos energéticos	80
Figura 31 - Curva de demanda	81
Figura 32 - Curva de preços	81
Figura 33 - Curva solarimétrica	82
Figura 34 - Custos de energia elétrica com sistema de armazenamento.....	84
Figura 35 - Nível de bateria	85
Figura 36 - Custos de energia elétrica sem sistema de armazenamento	86

LISTA DE TABELAS

Tabela 2-1 - Leitura de dados (geração)	30
Tabela 2-2 - Leitura de dados (armazenamento).....	31
Tabela 2-3 - Resumo das saídas	36
Tabela 3-1 - Resumo dos <i>inputs</i>	39
Tabela 3-2 - Configurações de sistemas de armazenamento	54
Tabela 3-3 - Resumo das saídas	55
Tabela 4-1 - Dados de entrada CPFL.....	59
Tabela 4-2 - Resultados CPFL - Sistema Azul	59
Tabela 4-3 - Resultados CPFL - Sistema Verde	59
Tabela 4-4 - Dados de input (caso base)	62
Tabela 4-5 - Parâmetros do cálculo de LCOS.....	64
Tabela 4-6 – Custos de geração de energia.....	65
Tabela 4-7 - Resultados da simulação.....	65
Tabela 4-8 - Resumo dos estudos de caso.....	67
Tabela 4-9 - Resultados das simulações	68
Tabela 4-10 – Comparação com o Caso Base.....	68
Tabela 4-11 – Índice de sensibilidade.....	71
Tabela 5-1 - Valores de input.....	75
Tabela 5-2 - Valores de input.....	83
Tabela 5-3 - Resultados das simulações	87

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CapEx	Sigla da expressão inglesa <i>capital expenditure</i> (em português, despesas de capital ou investimento em bens de capital) e que designa o montante de dinheiro despendido na aquisição (ou introdução de melhorias) de bens de capital (CAPEX, 2020).
ESS	Sigla da expressão inglesa <i>energy storage system</i> (em português, sistema de armazenamento de energia).
LCOE	Sigla da expressão inglesa <i>Levelized Cost of Energy</i> (em português, custo nivelado de energia) e que é uma forma de diluir o custo de aquisição e manutenção no preço de geração de energia, ao longo da vida útil do recurso energético.
LCOS	Sigla da expressão inglês <i>Levelized Cost of Storage</i> (em português, custo nivelado de armazenamento) e que é uma forma de diluir o custo de aquisição e manutenção no preço de armazenamento de energia, ao longo da vida útil da bateria.
OpEx	Sigla derivada da expressão inglesa <i>Operational Expenditure</i> , que significa o capital utilizado para manter ou melhorar equipamentos (OPEX, 2020).

SUMÁRIO

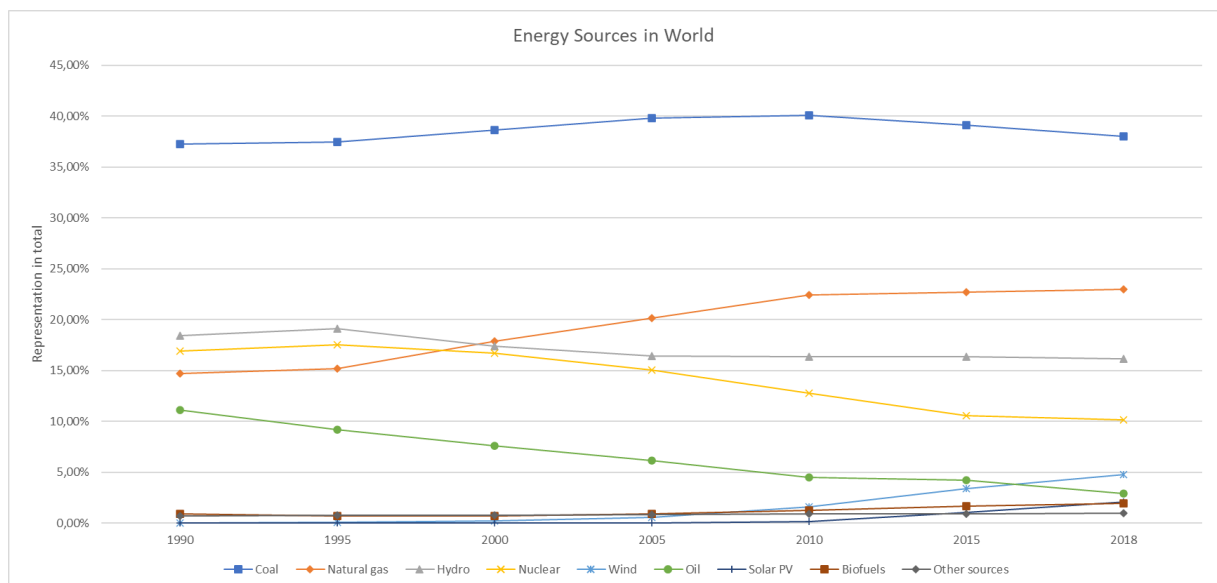
1	INTRODUÇÃO	15
1.1	Trabalhos e pesquisas relacionados.....	18
2	METODOLOGIA	27
2.1	Diagrama esquemático	28
2.1.1	Leitura de dados	29
2.1.1.1	Rede de distribuição	30
2.1.1.2	Gerações	30
2.1.1.3	Armazenamento	31
2.1.1.4	Características do consumidor	31
2.1.2	Análise de dados.....	32
2.1.3	Tomada de decisões	32
2.1.4	Registro do recurso energético utilizado.....	34
2.1.5	Cálculo de custos de energia elétrica	35
2.1.6	Fim do processo	35
2.1.7	Diferenças entre o diagrama completo e o simplificado	35
2.2	Resultados	36
3	PARAMETRIZAÇÃO DO MODELO PARA OS ESTUDOS DE CASO	37
3.1	Leitura de dados	37
3.2	Premissas.....	40
3.3	Cálculos e equacionamentos	44
3.3.1	Armazenamento de energia.....	44
3.3.2	Geração solar.....	47
3.3.3	Geração Diesel	47
3.3.4	Rede de distribuição	49
3.4	Custo de geração renovável.....	49
3.5	Custo de armazenamento de energia.....	52
3.6	Resultados	54
4	ESTUDO DE CASO COM A METODOLOGIA COMPLETA.....	56
4.1	Consumidor 1	56

4.1.1	Dados de entrada em forma de tabela	57
4.1.1.1	Curva de demanda.....	57
4.1.1.2	Curva de preços.....	58
4.1.1.3	Curva solarimétrica	60
4.1.2	Dados de entrada numéricos	62
4.1.3	Outros valores	63
4.1.3.1	LCOE Solar.....	63
4.1.3.2	LCOS.....	63
4.1.4	Custos dos recursos energéticos.....	65
4.1.5	Resultados	65
4.2	Análise de sensibilidade	66
4.2.1	Variações do estudo de caso.....	66
4.2.2	Resultados	67
4.2.3	Análise de Resultados	69
5	ESTUDOS DE CASO COM A METODOLOGIA DIÁRIA	73
5.1	Consumidor 2	73
5.1.1	Resultados: Com Armazenamento de Energia.....	76
5.1.2	Resultados: Sem Armazenamento de Energia	78
5.2	Consumidor 3	79
5.2.1	Resultados: Com Armazenamento de Energia.....	83
5.2.2	Resultados: Sem Armazenamento de Energia	85
5.3	Análise de Resultados	86
6	CONCLUSÕES.....	88
	REFERÊNCIAS.....	91
	GLOSSÁRIO	97
	ANEXO.....	98

1 INTRODUÇÃO

A busca pela redução do custo de energia pelos consumidores é cada vez mais frequente. Com a expansão de outras fontes de energia na matriz energética mundial, há um aumento na demanda por outros recursos energéticos para o fornecimento de energia e, conseqüentemente, a busca por sistemas multifontes. Além disso, os sistemas de energia elétrica tornaram-se maiores e mais complexos nos últimos 60 anos devido ao crescimento populacional e aos padrões mais elevados de vida exigidos pela sociedade. Desde 1990, o consumo de energia elétrica per capita elevou de 2,1 MWh para 3,3 MWh em 2018, o que representa um aumento de 57,1% em 28 anos, segundo dados da IEA (IEA, 2020). Essa situação leva ao aumento da diversidade de fontes de geração de energia, como hidrelétricas, diesel, solar, eólica etc. Conforme apresentado na Figura 1, desde 1990 houve aumento na participação de outros recursos energéticos, como geração eólica, solar, biocombustíveis e gás natural.

Figura 1 - Geração de energia por fonte



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da IEA.

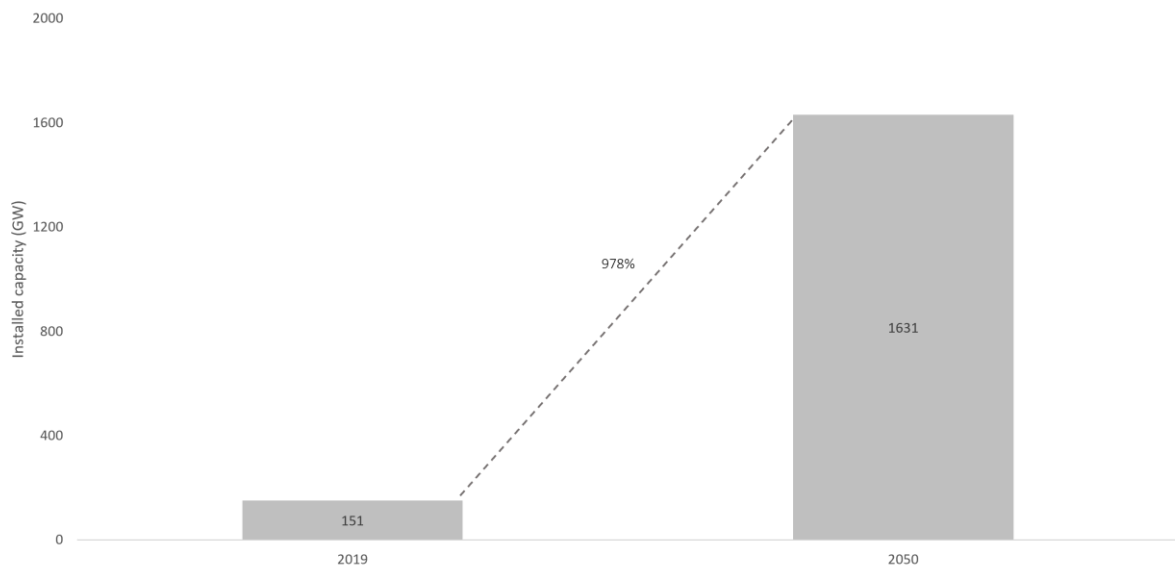
Cada recurso energético referido tem pelo menos uma limitação: a hidrelétrica geralmente depende das chuvas (GRUBERT, 2020); geração de diesel tem um grande impacto ambiental (WANG et al., 2020); a geração solar depende da irradiação solar (LUTHANDER et al., 2015); as turbinas eólicas estão relacionadas com a velocidade e ocorrência do vento (BREEZE, 2016). O crescimento do sistema de energia elétrica mencionado anteriormente implica que dois itens

são desejáveis para um consumidor: dois ou mais recursos energéticos disponíveis e um sistema de armazenamento de energia (ESS). Esses dois pontos trazem alguns benefícios para este consumidor: sistema mais confiável; mais flexibilidade para escolher a fonte de energia e a possibilidade de reduzir seus custos com o consumo de energia.

O ESS é uma alternativa potencial para *time shifting* na demanda. Isso significa que o consumidor pode armazenar energia por meio de baterias quando há menores custos de energia elétrica. Além disso, o consumidor pode descarregar as baterias quando houver maiores custos de energia elétrica. As tecnologias aplicadas podem ser de vários tipos, e as mais comuns são: chumbo-ácido, níquel-cádmio, íons de lítio e Fluxo de Redox (ABBAS A. AKHIL, GEORGIANNE HUFF, AILEEN B. CURRIER, BENJAMIN C. KAUN; STELLA BINGQING CHEN, ANDREW L. COTTER, DALE T. BRADSHAW, 2013; MARTINEZ-BOLANOS et al., 2020; PALIZBAN; KAUHANIEMI, 2016; XING LUO, JIHONG WANG, MARK DOONER, 2015). Além disso, é possível desenvolver diferentes formas de controlar o ESS (BARCHI et al., 2018; ISSIMOVA; LIM, 2018).

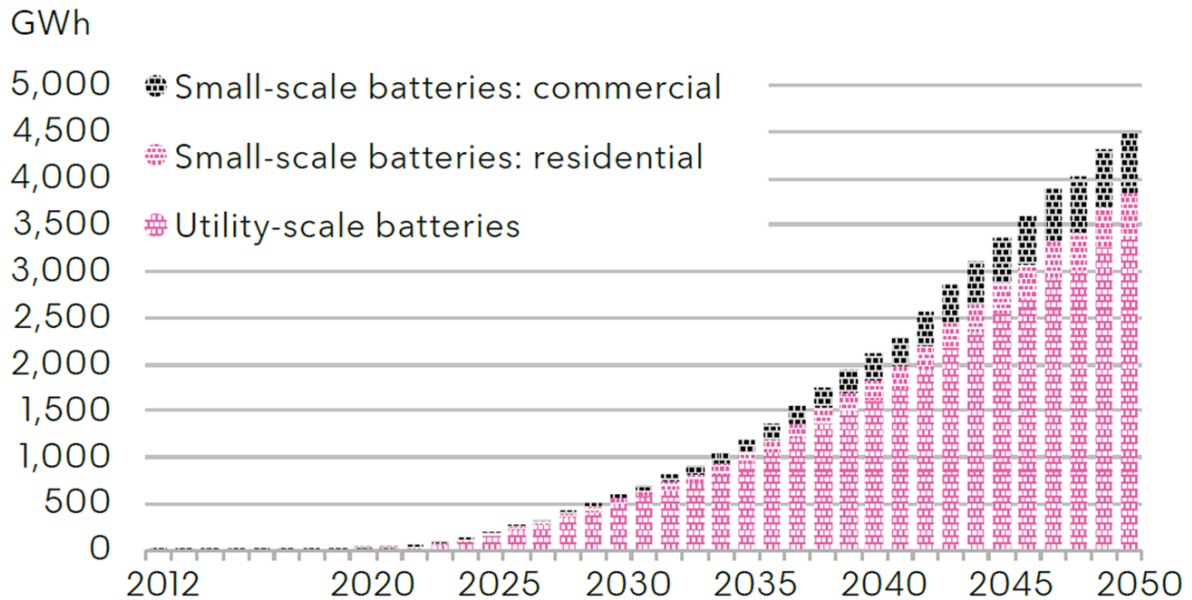
Além dos benefícios trazidos ao consumidor pelos sistemas de armazenamento de energia, há uma projeção de crescimento global desse tipo de recurso. De acordo com estudos da BloombergNEF (MOORE; HENBEST, 2020), há estimativas de um aumento de quase 1000% na capacidade instalada global de armazenamento de energia para os próximos 30 anos, conforme apresentado na Figura 2. Além disso, há estimativas de um aumento significativo da capacidade de armazenamento de energia em todo o mundo, de acordo com dados da BloombergNEF apresentados na Figura 3.

Figura 2 - Capacidade instalada de armazenamento de energia



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da BloombergNEF.

Figura 3 - Evolução da capacidade de energia armazenada global



Fonte: BloombergNEF.

Assim, através dos números e dados apresentados, é possível verificar dois pontos. O primeiro é que há um aumento dos recursos energéticos disponíveis, o que contribui para a variedade de possibilidades para um consumidor multifontes, que é objeto de estudo neste trabalho. O segundo ponto é que há uma tendência no aumento do uso de sistemas de armazenamento de energia, o que será fundamental na implementação da metodologia proposta neste trabalho.

Neste trabalho analisa-se o impacto da utilização de um sistema de armazenamento de energia no custo de energia elétrica para o consumidor. Esse tipo de tecnologia é amplamente estudado, conforme apresentado na bibliografia deste trabalho. Entretanto, é importante aliar o armazenamento de energia a um sistema de gerenciamento. Essa associação aumenta a eficiência do conjunto como um todo e possibilita que haja um melhor aproveitamento da energia excedente das diversas fontes de geração.

A avaliação do impacto do sistema de armazenamento e gerenciamento multifontes é realizado por meio da comparação entre duas situações, para cada consumidor: em uma delas

há ausência desse sistema, e na outra, o sistema é interligado nas fontes de energia do consumidor.

Este trabalho possui a seguinte estrutura: primeiramente é apresentada uma revisão bibliográfica de trabalhos relacionados. Em seguida, há um capítulo que se dedica a apresentar e detalhar a metodologia desenvolvida. No terceiro capítulo são apresentados os parâmetros para os estudos de caso que serão expostos nos capítulos seguintes. A metodologia é aplicada nesses estudos de caso e são feitas análises de sensibilidade dos parâmetros envolvidos. Por fim, são apresentadas as conclusões do trabalho.

O objetivo principal do trabalho é propor uma metodologia para redução do custo de energia elétrica de um consumidor. Para tanto, foram realizados estudos em consumidores de redes de distribuição que, além de possuírem uma demanda de energia, são providos por mais de uma fonte de energia. Além da fonte convencional de energia, provinda da rede de distribuição, podem ser consideradas a geração solar, a geração eólica, geração diesel, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), entre outras.

De forma secundária, há outros objetivos no trabalho, como o desenvolvimento de uma modelagem de sistema de gerenciamento multifontes, aliado à tecnologia de armazenamento. Além disso, é um propósito deste trabalho também a modelagem de cada uma das fontes de geração de energia elétrica, bem como modelagem do sistema de armazenamento. O modelo completo é utilizado como um meio para validar a eficácia da metodologia desenvolvida.

1.1 Trabalhos e pesquisas relacionados

O foco desta seção é trazer evidências, modelos e procedimentos desenvolvidos, considerando a inclusão de sistemas multifontes no lado do consumidor, cujas soluções não se aplicam apenas em um consumidor comercial, mas também industrial e residencial. Esses sistemas multifontes consideram diversos recursos energéticos, como sistemas fotovoltaicos, energia eólica, outros recursos renováveis, geração de combustíveis fósseis, rede elétrica e sistema de armazenamento de energia. No entanto, esses trabalhos diferem da metodologia aqui desenvolvida, que é mais ampla e replicável, como é demonstrado nas próximas seções. É importante notar que a maioria dos trabalhos que desenvolvem algoritmos de otimização são baseados principalmente em métodos estocásticos. Usando o software Clarivate Analytics' Web (CLARIVATE ANALYTICS, 2020) é possível saber que há quase 10.000 obras relacionadas

ao armazenamento de energia, mas poucas na área de otimização do ESS e outros recursos energéticos (MEJIA; KAJIKAWA, 2020).

O trabalho (LUCIEN et al., 2021) apresenta uma escolha com multicritérios para avaliar o uso da energia do armazenamento em sistemas fotovoltaicos na região do Sahel. Há cinco critérios principais a serem observados: tecnologia de armazenamento, custo de armazenamento, custos de revenda, componente ambiental e componente de manutenção. Além disso, é apresentado um estudo validando o trabalho e os critérios de priorização desenvolvidos.

O Homer Pro (HOMER ENERGY, 2020) é uma ferramenta que elabora simulações em um sistema microgrid para todas as combinações possíveis de equipamentos que os usuários desejam considerar. Dependendo de como o usuário configura seu problema, o Homer Pro pode simular centenas ou até milhares de sistemas. Essa ferramenta simula a operação de um microgrid híbrido por um ano inteiro, em passos de um minuto a uma hora. O Homer Pro apresenta um algoritmo de otimização que simplifica o processo para identificar opções de menor custo para microgrids ou outros sistemas de energia elétrica de geração distribuída.

O software Simulink também pode ser usado para simular um sistema com armazenamento de energia e microgeração para aplicação residencial. A metodologia desenvolvida em (UCHMAN; KOTOWICZ; LI, 2021) analisa o impacto do armazenamento de energia em um sistema com cogeração de energia. Duas situações são modeladas no domínio do tempo: na primeira não há presença de armazenamento de energia, e na segunda, há. O principal resultado das simulações é que a inclusão do armazenamento de energia aumenta a autossuficiência do consumidor em até 59,9%.

A Teoria dos Jogos também pode ser aplicada em metodologias de otimização do uso de armazenamento de energia, como em (LEON-GARCIA, 2010). A metodologia desenvolvida em (LIM et al., 2020) calcula alocação ideal de recursos energéticos em sistemas residenciais. Para isso, é considerada geração fotovoltaica, energia de rede e sistema de armazenamento. A otimização da razão de uso entre o sistema de armazenamento e a geração solar é feita com base em um algoritmo genético. Além disso, também são analisados os efeitos do *time-shifting*, considerando duas situações: na primeira, é feita uma análise da otimização individual, ou seja, apenas uma residência; no segundo, é realizada uma análise de otimização considerando várias residências. Por isso, desenvolve-se uma gestão do lado da demanda focada em consumidores residenciais.

Também é possível desenvolver uma metodologia mais simples para uma configuração ideal de um sistema com armazenamento de energia, visando a comercialização de energia. A otimização através do lado da demanda apresentada em (JIANG et al., 2020) reduz as perdas operacionais, variando a configuração do sistema de armazenamento de energia, sob diferentes tarifas TOU (baseadas no tempo de uso).

O trabalho (HE et al., 2020) avalia o fim da vida útil econômica de um sistema de armazenamento. Isso ocorre quando os custos de O&M (operação e manutenção) são maiores do que a economia com o sistema de armazenamento de energia. Nesse caso, o consumidor passa a ter prejuízos com o sistema de armazenamento. É importante verificar esse aspecto, pois pode ocorrer antes do final da vida útil física da bateria, que ocorre quando se perde capacidade e/ou eficiência. Nos cenários estudados pelos autores, o fim econômico da vida corresponde a 1 ano para consumidores residenciais, 5 anos para os consumidores comerciais e 8 anos para grandes usinas geradoras.

No trabalho apresentado em (ISSIMOVA; LIM, 2018) é feita uma análise econômica sobre a utilização de armazenamento de energia. Nesse artigo é feito um estudo a partir de um consumidor residencial, no estado de Massachusetts (Estados Unidos), com acesso à rede de energia elétrica, geração fotovoltaica e armazenamento de energia por baterias de íons de lítio, que são carregadas somente por meio da geração fotovoltaica. São apresentadas duas situações: na primeira o consumidor não dispõe de armazenamento de energia; na segunda, sim. Além disso, é considerada a possibilidade de venda de energia elétrica para a concessionária local. Os cálculos econômicos são realizados a partir da integralização da curva de exportação / consumo de energia elétrica do consumidor. Ao final, é apresentada uma redução dos custos de energia elétrica da ordem de 40%, comparando o primeiro e o segundo caso.

No artigo desenvolvido em (BARCHI et al., 2018) é apresentado um protótipo que demonstra a redução da conta de energia elétrica com a utilização de armazenamento de energia. Nesse caso, foi adotada a curva de demanda típica de um shopping center. No trabalho, os limites de operação da bateria são 26% (mínimo) e 74% (máximo) de sua capacidade. Fora desse intervalo a bateria não é utilizada como suprimento de energia elétrica. Além disso, são apresentados três estudos de caso em função de soluções de aplicação de *retrofit*: não utilização; utilização básica; e solução mais customizada. Os resultados das simulações sugerem que, mesmo na situação em que há 75% de redução na demanda, 70% da energia elétrica ainda é

suprida pela rede. Ou seja, apenas a geração solar e o armazenamento de energia proveem apenas parte da demanda.

O trabalho (MARTINEZ-BOLANOS et al., 2020) avalia a substituição de recursos energéticos nos horários de pico. É analisada, sob a viabilidade econômica, a substituição dos Conjuntos de Geração Diesel dos Sistemas de Armazenamento de Energia de Bateria (BESS) em um consumidor. Algumas simulações são feitas utilizando a ferramenta Homer Pro, com diferentes tecnologias de baterias: chumbo-ácido, níquel-cádmio, íons de lítio e Redox Flow. É proposta um *time-shifting*, a fim de reduzir os custos de energia para o consumidor. Os resultados indicam que essas substituições não são atrativas, considerando os custos atuais para o BESS.

No contexto de integração entre armazenamento de energia e geração de energia multifontes, o armazenamento de energia pode ser usado para aumentar a confiabilidade e a resiliência dos sistemas com microgrid, especialmente em situações em que pode haver operação insular – seja por falhas internas no microgrid ou por falhas internas, na rede de distribuição. Mesmo com a presença de fontes de energia renováveis, a confiabilidade do sistema em geral aumenta com a inserção do armazenamento de energia. A presença de armazenamento de energia aumenta a confiabilidade de microgrids de multifontes (GE et al., 2019). Simulações Monte Carlo para um sistema no sul da China indicam que a introdução do armazenamento de energia reduz o LOEE (expectativa de perda de energia) em 73,5% e reduz o SAIDI (SAIDI, 2021) em 73,5%.

O uso de sistemas multifontes permite o desenvolvimento de uma otimização operacional aplicada a microgrids em operações em ilha, minimizando custos operacionais (WU; SANSAVINI, 2020). Esse processo faz uso de armazenamento de energia e fontes renováveis. Além disso, no mesmo trabalho é demonstrado em um estudo de caso com aplicação dessa otimização na Califórnia, Estados Unidos. Também é possível otimizar o uso de baterias em microgrids através do desenvolvimento de modelos de resposta à demanda, como em (KHALILI et al., 2019). Outro aspecto dessa área é a análise do "sistema agregado de armazenamento de energia com bateria" (ABESS) em microgrids, em diversas situações, como flutuações de tensão, perda de componentes, operação em ilha, instabilidades na geração de energia etc. (PHAM; KUO; BUI, 2020). Este sistema é usado para controlar a relação entre geração de microgrid e demanda.

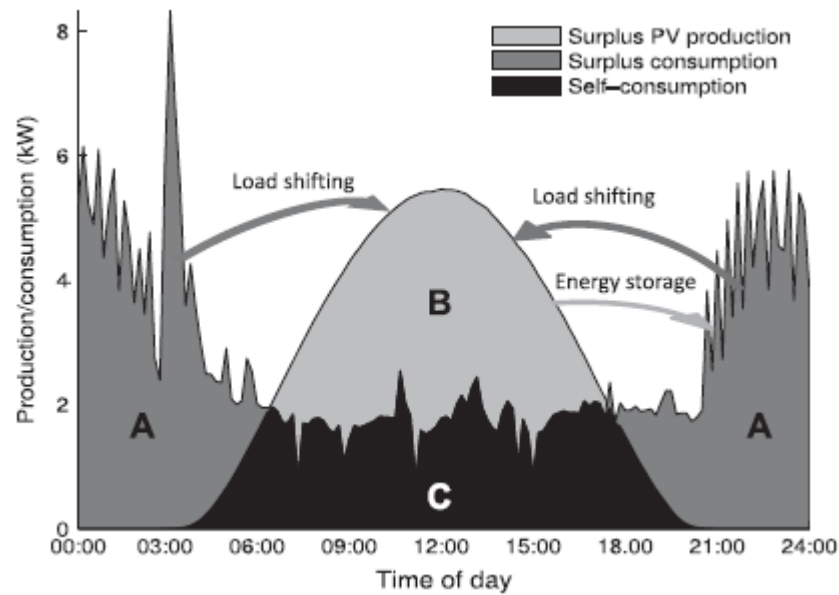
No contexto de integração de operação microgrid com os sistemas de distribuição, o trabalho (VIANA; MANASSERO; UDAETA, 2018) desenvolve uma metodologia para um planejamento sustentável de uma concessionária de energia. É analisada a resposta à demanda e a geração distribuída fotovoltaica aplicada ao microgrid. A metodologia é aplicada a um estudo de caso e os resultados mostram três pontos-chave: uma redução de 6,3% na demanda de pico na subestação; redução de 9,3% no consumo diário de energia da subestação; e redução de 13,2% nas perdas diárias de energia em linhas e transformadores.

O trabalho (MA et al., 2017) analisa a redução da interrupção de energia solar utilizando armazenamento de energia. É proposto um método de despacho para alcançar essa redução e é apresentado um estudo de caso em Qinghai, na China. Além disso, é feita uma simulação baseada em séries temporais, usando dados reais de Qinghai. Os resultados indicam que uma redução da interrupção de energia solar é alcançável usando o sistema de armazenamento de energia. No estudo de caso, a taxa de redução cai de 61,95% para 5%.

O trabalho (KATSOULAKOS, 2019) apresenta uma visão geral do fornecimento elétrico de várias ilhas gregas que não estão conectadas à rede elétrica principal. Essas ilhas possuem sistemas elétricos autônomos e custos de eletricidade mais altos do que áreas com acesso à rede interconectada. Para melhorar essa situação, o trabalho propõe o uso de recursos de energia renovável e armazenamento de energia em ilhas pequenas e remotas, como Astypalea, reduzindo os custos de energia em 42%. Para ilhas com alta demanda de eletricidade – como Creta, Rhodes, Mykonos e Paros – propõe-se uma expansão na rede elétrica principal.

O artigo desenvolvido em (LUTHANDER et al., 2015) apresenta uma revisão sobre o estudo de temas como autoconsumo e autossuficiência, se tratando de geração solar. O primeiro termo remete à razão entre o consumo da geração fotovoltaica consumida diretamente pelo produtor e a produção total fotovoltaica. Por outro lado, a autossuficiência é a parcela do consumo que é obtida a partir da geração fotovoltaica. Esses termos são mais bem explicados na Figura 4.

Figura 4 - Autoconsumo e autossuficiência



Fonte: (LUTHANDER et al., 2015).

Em que:

$$\text{Autoconsumo} = \frac{B}{B+C}$$

$$\text{Autossuficiência} = \frac{A}{A+C}$$

O trabalho apresentado em (VIEIRA; MOURA; DE ALMEIDA, 2017) analisa os aspectos técnico-econômicos em uma situação de uma residência em Portugal, considerando o mínimo uso possível da energia elétrica da rede, e que dispõe de geração fotovoltaica e armazenamento de energia. É detalhado o dimensionamento do sistema de energia, feito por baterias de íons de lítio. Além disso, os limites de operação da bateria são entre 30% (mínimo) e 100% (máximo) de sua capacidade nominal. Ademais, considera-se também a exportação do excedente de energia elétrica para a rede de distribuição. Para o aspecto econômico são levados em consideração incentivos tarifários existentes para a geração fotovoltaica. Nas simulações realizadas, houve grande a redução de custos com energia elétrica (ordem de 87%). Entretanto, o sistema não se provou viável economicamente, uma vez que, para que o tempo de retorno fosse menor do que a vida útil da bateria, o sistema deveria custar menos do que as soluções oferecidas no mercado. Todavia, os autores esperam que haja uma redução significativa dos custos com os equipamentos, e que isso viabilizaria a aplicação na situação considerada.

O artigo desenvolvido em (CASTILLO-CAGIGAL et al., 2011) trata de um consumidor residencial com acesso à rede de distribuição de energia elétrica, geração fotovoltaica e armazenamento de energia, utilizando baterias de chumbo-ácido. Nesse estudo é considerada a possibilidade de venda de energia elétrica para a concessionária local. O objetivo principal é otimizar o autoconsumo, utilizando gerenciamento pelo lado da demanda. Com isso, há significativa redução dos custos com energia elétrica.

O trabalho apresentado em (SANI HASSAN; CIPCIGAN; JENKINS, 2017) analisa a operação de sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia e incentivos tarifários para geração fotovoltaica. O sistema considerado é formado por um consumidor com geração solar, acesso à rede de distribuição de energia elétrica e armazenamento de energia utilizado baterias de íons de lítio. Foram feitas simulações em duas situações: um sistema fotovoltaico existente e um novo. Além disso, considera-se também a exportação do excedente de energia elétrica para a rede de distribuição. No futuro, espera-se que a combinação entre incentivos tarifários e a redução no preço de novos equipamentos torne a implementação de um sistema fotovoltaico com armazenamento de energia algo cada vez mais atraente economicamente.

Foram desenvolvidos em (LANG; AMMANN; GIROD, 2016) estudos de viabilidade técnico-econômica na ausência de subsídios para geração fotovoltaica em telhados. Foram realizadas simulações com quatro casos: uma casa de uma família; um condomínio residencial; pequenos e grandes escritórios comerciais. Em todos os casos foram feitas modelagens das cargas de cada consumidor, a fim de que se pudesse ter uma curva de demanda mais próxima possível da realidade. Além disso, em nenhum dos quatro casos foi adotado armazenamento de energia. Ao final, concluiu-se que o autoconsumo e os preços da energia elétrica da rede são os fatores que mais influenciam na viabilidade de uma geração fotovoltaica dos casos estudados. Para muitos escritórios e residências na região central da Europa já é possível desenvolver sistemas fotovoltaicos de forma que eles sejam viáveis técnico-economicamente, mesmo na ausência de subsídios.

Os artigos desenvolvidos em (TAZVINGA; XIA; ZHANG, 2013; TAZVINGA; XIA; ZHU, 2014; TAZVINGA; ZHU; XIA, 2015) abordam a redução do custo de energia elétrica e a otimização do gerenciamento de energia em um sistema com energia fotovoltaica, geração diesel e bateria como forma de armazenamento. A otimização é feita por meio de equações que estabelecem diferentes pesos para o fluxo de cada fonte de energia. Nesses trabalhos é feita a avaliação de um consumidor isolado, sem acesso à rede de distribuição de energia elétrica.

Além disso, também é demonstrado, por meio de simulações, que a limitação do nível de descarga pode prolongar a vida útil da bateria. Nesses trabalhos são realizadas simulações em dias específicos, e não abrangendo longos períodos.

O trabalho apresentado em (RATNAM; WELLER; KELLETT, 2015) trata de um estudo de um consumidor residencial, com acesso à rede de distribuição e que possui uma geração fotovoltaica e armazenamento de energia por baterias. O objetivo desse artigo é realizar o *time shifting*, avaliando o custo-benefício da solução, incluindo a capacidade da bateria. Para tanto, os autores desenvolvem um método quadrático para atingir os pontos ótimos de operação. Além disso, também são feitas considerações sobre incentivos na tarifa de energia elétrica para consumidores que possuem geração fotovoltaica.

Foi desenvolvido em (RIFFONNEAU et al., 2011) um modelo preditivo de curva de demanda do consumidor, baseado em dados históricos. As simulações foram feitas em uma situação que se tratava de um sistema fotovoltaico com armazenamento de energia. Essa fonte supre múltiplos consumidores, conectados à rede de distribuição. O objetivo principal com a predição de carga é reduzir o consumo no horário de pico da rede, diminuindo os gastos com energia elétrica.

Foi apresentado em (BAO et al., 2012), assim como em (RIFFONNEAU et al., 2011), um modelo preditivo da carga, com a finalidade de reduzir o consumo no pico do preço de energia elétrica. Esse trabalho foi feito considerando um consumidor na China, com acesso à rede de distribuição de energia elétrica e armazenamento de energia. Nesse caso, não há geração fotovoltaica. Dessa forma, a redução no consumo no horário de ponta é feita exclusivamente armazenando energia fora da ponta, e descarregando a energia no horário em que há elevação dos preços de energia elétrica.

No trabalho desenvolvido em (HOVE; TAZVINGA, 2012) os autores modelam um sistema com geração fotovoltaica, diesel e armazenamento por bateria, e isolado – ou seja, sem considerar ligação com a rede de distribuição. São realizadas simulações variando o percentual utilizado de cada fonte de energia. Ao final, é realizada uma análise econômica, comparando os custos de geração em cada caso simulado. O sistema híbrido, em que são utilizadas todas as fontes de energia disponíveis, se mostra o mais vantajoso economicamente.

O artigo desenvolvido em (HOPPMANN et al., 2014) sintetiza os trabalhos elaborados sobre armazenamento de energia com baterias para sistemas fotovoltaicos residenciais. Além

disso, no artigo são feitas simulações para um consumidor situado na Alemanha, que dispõe de geração fotovoltaica e armazenamento de energia, e que está conectado à rede de distribuição. São feitas simulações em cinco situações, variando o preço de energia elétrica e o tamanho do sistema de armazenamento de energia. Por fim, o artigo conclui que o armazenamento de bateria é economicamente viável para pequenos consumidores residenciais em todas as situações analisadas.

Em (KHALILPOUR; VASSALLO, 2016) é apresentado um sistema de gerenciamento do armazenamento de energia. O estudo é feito sobre um consumidor com acesso à rede de distribuição e que também conta com geração fotovoltaica e baterias à sua disposição. A finalidade é desenvolver uma ferramenta que auxilie na tomada de decisão sobre investimentos a serem realizados (aspecto econômico) e programação da operação do sistema de armazenamento de energia. A modelagem é feita por meio de equações e a resolução é por meio de *software*. A conclusão é que, após a implementação da ferramenta e com a redução dos preços de sistemas fotovoltaicos e de baterias, é cada vez mais viável a utilização dessas soluções para a redução na conta de energia elétrica.

No trabalho desenvolvido em (SILVA; GIMENES; UDAETA, 2021) é apresentada parte da metodologia que subsidia esta dissertação. São realizados estudos de caso com consumidores comerciais, que contam com sistema fotovoltaico, geração diesel, geração biogás, armazenamento de energia e alimentação elétrica pela concessionária de energia. A metodologia apresentada propõe redução de gastos a partir de tomadas de decisão e gerenciamento do uso de cada recurso energético. Os resultados indicam reduções na ordem de 30% nos custos de energia dos consumidores.

2 METODOLOGIA

Conforme exposto anteriormente, o objetivo deste trabalho é propor uma metodologia para redução do custo de energia elétrica de um consumidor. Para atingir essa meta foi elaborado um modelo capaz de representar um consumidor com múltiplas fontes de energia e provido de gerenciamento multifontes e armazenamento de energia.

Para tanto, uma alternativa é desenvolver um modelo que seja aplicável a uma situação tão genérica quanto possível: sem restrição de localização geográfica, tensão de alimentação, frequência da rede e outros parâmetros elétricos. Além disso, deve também compreender a modelagem de diferentes fontes de energia: geração solar, geração eólica, geração diesel, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), usinas térmicas, usinas nucleares, entre outras. Por fim, poderia ser incorporada também a possibilidade de exportação do excedente de energia gerada para o sistema elétrico.

Um modelo que seja capaz de abranger todas essas variáveis demandaria um grande esforço, e seria objeto de trabalho de uma grande equipe. Por outro lado, conforme apresentado em 1.1, já foram desenvolvidos diversos estudos para algumas situações específicas. Neste trabalho apresenta-se uma modelagem que possa ser aplicada a diferentes cenários, mas com algumas restrições que tornem o trabalho exequível para o escopo de um mestrado.

O sistema de gerenciamento pode ter diversas funcionalidades, como melhoria na utilização dos recursos, redução de impacto ambiental, redução de custos para o consumidor e/ou para o sistema elétrico, entre outros. Neste trabalho, o sistema de gerenciamento tem como enfoque a redução de custos para o consumidor, de forma que sempre haja o menor gasto possível com a energia elétrica consumida.

Fundamentalmente, a metodologia desse sistema é baseada na leitura da tarifa paga, na escala de tempo local, por fonte de energia. Para tanto, deve ser desenvolvido um modelo de consumidor multifontes em que seja possível realizar a leitura desses dados.

Este modelo demanda uma série de cálculos iterativos, e poderia ser desenvolvido manualmente. Entretanto, isso exigiria grande esforço e não haveria uma garantia de resultados completamente confiáveis, uma vez que estariam sujeitos a ações humanas. Dessa forma, é fundamental que sejam utilizados métodos computacionais, que trazem maior agilidade e

confiabilidade nos cálculos. Assim, uma alternativa é a utilização de um *software* no qual se possa desenvolver um algoritmo que represente o modelo em questão.

O *software* deve ser capaz de ler informações sobre as diversas fontes de energia do consumidor. Além disso, deve também ser considerada a possibilidade de armazenamento de energia por meio de baterias de íons de lítio. Esse sistema de armazenamento de energia é dotado de gerenciamento de carga e descarga, que também foi modelado.

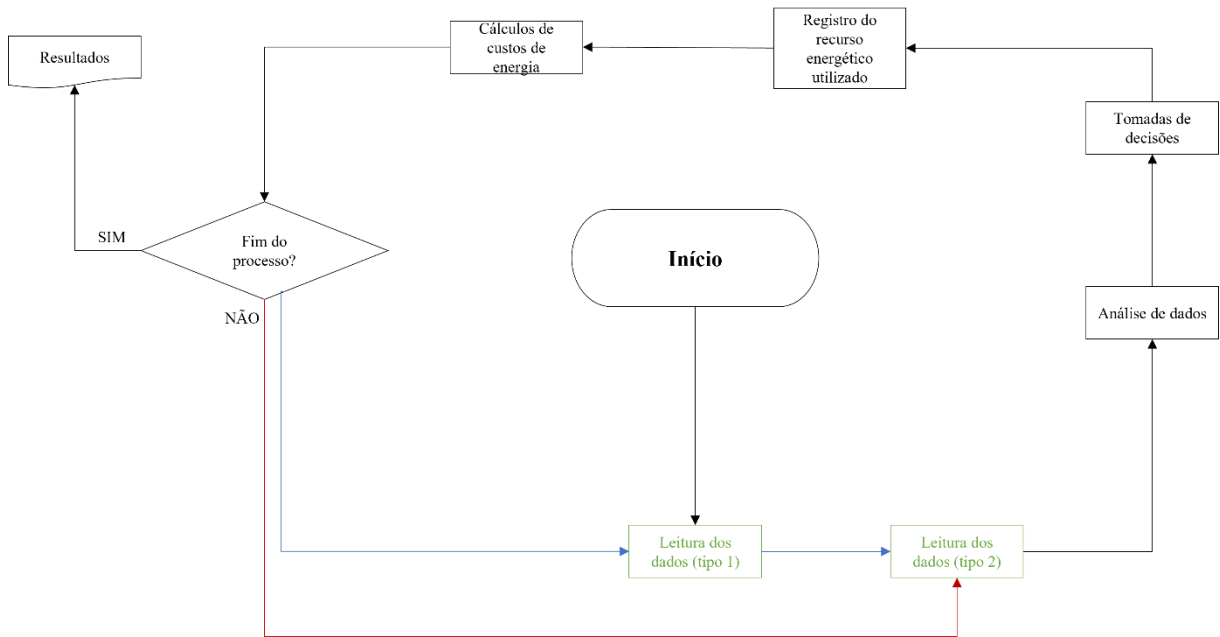
No *software* deve ser desenvolvido um algoritmo cujo objetivo final é reduzir o custo de energia elétrica do consumidor, considerando as fontes de energia e o sistema de armazenamento. O algoritmo desenvolvido deve realizar os cálculos de forma iterativa, com base na modelagem das fontes de energia e do armazenamento de energia. Para melhor explicação da metodologia é apresentado um diagrama esquemático

2.1 Diagrama esquemático

A metodologia ocorre por meio de um processo cíclico, iniciado pela leitura de dados do usuário. Em seguida, é realizada uma análise e tratamento desses dados, passando por um processo de tomada de decisão sobre os recursos energéticos utilizados. Por fim, são feitos cálculos e registro dos valores dos custos envolvidos. O processo se repete até que o ciclo seja encerrado. A duração do processo pode ser de apenas um dia ou de vários dias. Entre uma e outra possibilidade há uma pequena variação, que é explicada adiante, no item 2.1.7.

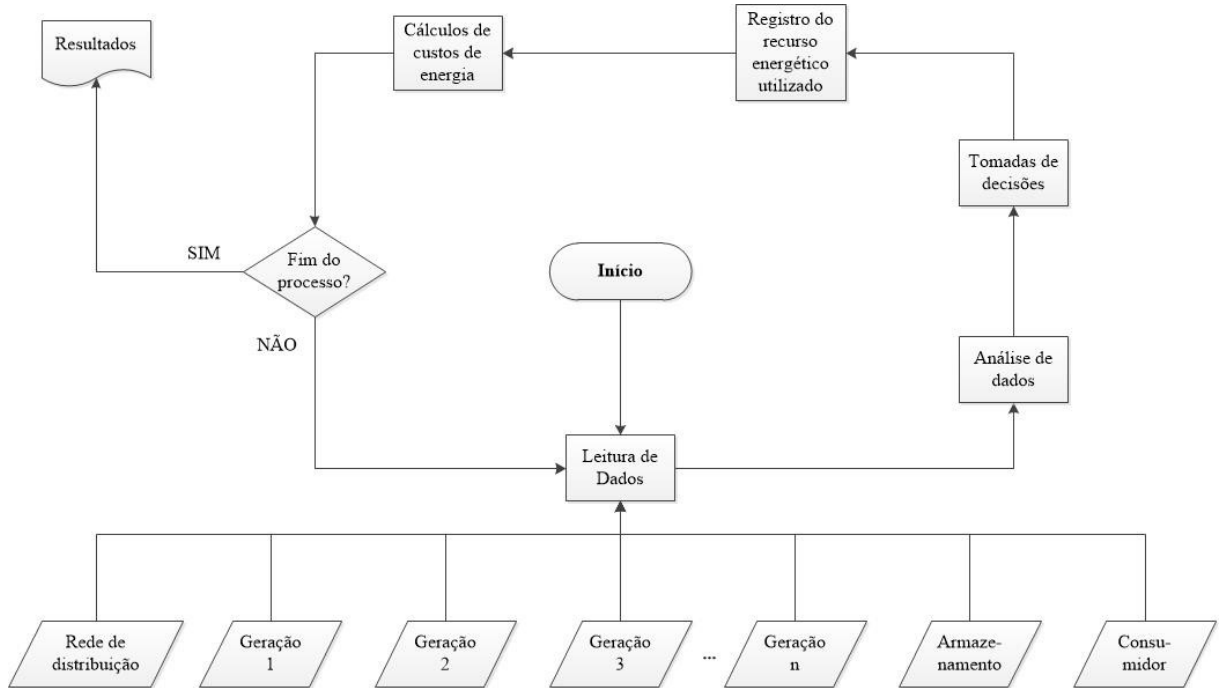
A seguir é apresentada a Figura 5, que esquematiza a metodologia proposta para um conjunto de vários dias. Além disso, é apresentada a Figura 6, que esquematiza a metodologia proposta para um único dia. Os elementos que compõem os diagramas esquemáticos são explicados a seguir.

Figura 5 - Diagrama esquemático completo da metodologia



Fonte: Elaboração própria.

Figura 6 - Diagrama esquemático diário da metodologia



Fonte: Elaboração própria

2.1.1 Leitura de dados

O ciclo se inicia com a leitura dos dados, conforme indicado anteriormente. Ao início de cada ciclo são lidas as seguintes informações:

2.1.1.1 Rede de distribuição

Nesse ponto são lidas as informações dos preços de consumo de energia elétrica da rede de distribuição naquele ciclo, que é definido pelo intervalo de tempo em questão – seja horário, seja em intervalos de 30 minutos ou quaisquer outros valores. A curva de preço pode ser representada por meio de uma tabela com informações do preço da energia elétrica da rede ao longo do tempo, com intervalos definidos.

2.1.1.2 Gerações

Nesse ponto são lidas informações relativas a cada uma das fontes de geração que o consumidor possui à disposição no ciclo em questão. Isso inclui as principais características elétricas de cada uma delas: tensão nominal, corrente nominal, potência nominal, entre outras grandezas que podem ser específicas de cada uma das fontes.

Além disso, também deve ser lida a disponibilidade de cada uma dessas fontes naquele ciclo. Por exemplo, se tratando de uma geração solar, o *software* deve ser capaz de identificar se há irradiação solar naquele ciclo. Se tratando de uma geração diesel, o *software* deve ser capaz de verificar se há diesel disponível. Dessa forma, as particularidades de cada tipo de fonte devem ser mapeadas e informadas. Como uma forma de melhorar a estrutura do algoritmo, esses dados poderiam ser agrupados por fonte de energia. Um resumo da leitura desses dados é apresentado na Tabela 2-1.

Tabela 2-1 - Leitura de dados (geração)

Tema	Item
Geração 1	Potência nominal
	Tensão Nominal
	Corrente Nominal
	Eficiência
	Custo de geração
Geração 2	Potência nominal
	Tensão Nominal
	Corrente Nominal
	Eficiência
	Custo de geração
Geração 3	Potência nominal
	Tensão Nominal
	Corrente Nominal
	Eficiência
	Custo de geração
Geração n	Potência nominal

Tema	Item
	Tensão Nominal
	Corrente Nominal
	Eficiência
	Custo de geração

Fonte: Elaboração própria

2.1.1.3 Armazenamento

Nesse ponto são lidas informações relativas ao armazenamento, que incluem: a capacidade de armazenamento, tensão nominal, corrente nominal, eficiência, tempo de carga, tempo de descarga e profundidade de descarga. Um resumo da leitura desses dados é apresentado na Tabela 2-2.

Tabela 2-2 - Leitura de dados (armazenamento)

Tema	Item
Armazenamento	Capacidade
	Tensão nominal
	Corrente nominal
	Eficiência
	Profundidade de descarga
	Tempo de carga
	Tempo de descarga

Fonte: Elaboração própria

2.1.1.4 Características do consumidor

A última informação a ser lida se trata das características do consumidor no ciclo em questão, que inclui fundamentalmente a sua demanda. Esse dado poderia ser informado, por exemplo, por meio de uma tabela com a demanda ao longo do tempo, em intervalos definidos de tempo – sejam divisões horárias, a cada 15 minutos ou quaisquer outros valores, conforme a conveniência.

Outra característica do consumidor são os horários em que o sistema de armazenamento pode ser utilizado para suprir sua demanda. De forma complementar a esse dado também devem ser informados os horários em que a bateria pode ser carregada, caso não esteja em seu nível de plena carga.

2.1.2 Análise de dados

Esse processo é um passo intermediário entre a leitura dos dados e a tomada de decisão. Nesta etapa as informações fornecidas por meio da leitura de dados são analisadas e servirão de base para que sejam escolhidas as fontes de energia a serem utilizadas na fase de tomada de decisões.

Também são feitas avaliações quanto à disponibilidade das fontes de energia e do nível de armazenamento em comparação com a demanda do consumidor. Com isso é possível avaliar quais fontes serão capazes de suprir – total ou parcialmente – o consumidor naquele ciclo.

Além disso, também é analisado se o ciclo está compreendido dentro das faixas de horário de carga ou de descarga da bateria, conforme a característica do consumidor. Essa análise possibilita avaliar se esse será um ciclo de utilização da bateria para suprir a demanda – total ou parcialmente – ou se será um ciclo de carregar a bateria, caso ela não esteja em seu nível de plena carga.

2.1.3 Tomada de decisões

O processo de tomada de decisões tem como objetivo definir quais serão as fontes de energia que serão utilizadas naquele ciclo, a partir da leitura e análise de dados realizadas. Essas decisões devem levar em consideração os critérios definidos para a redução do custo de energia elétrica para o consumidor.

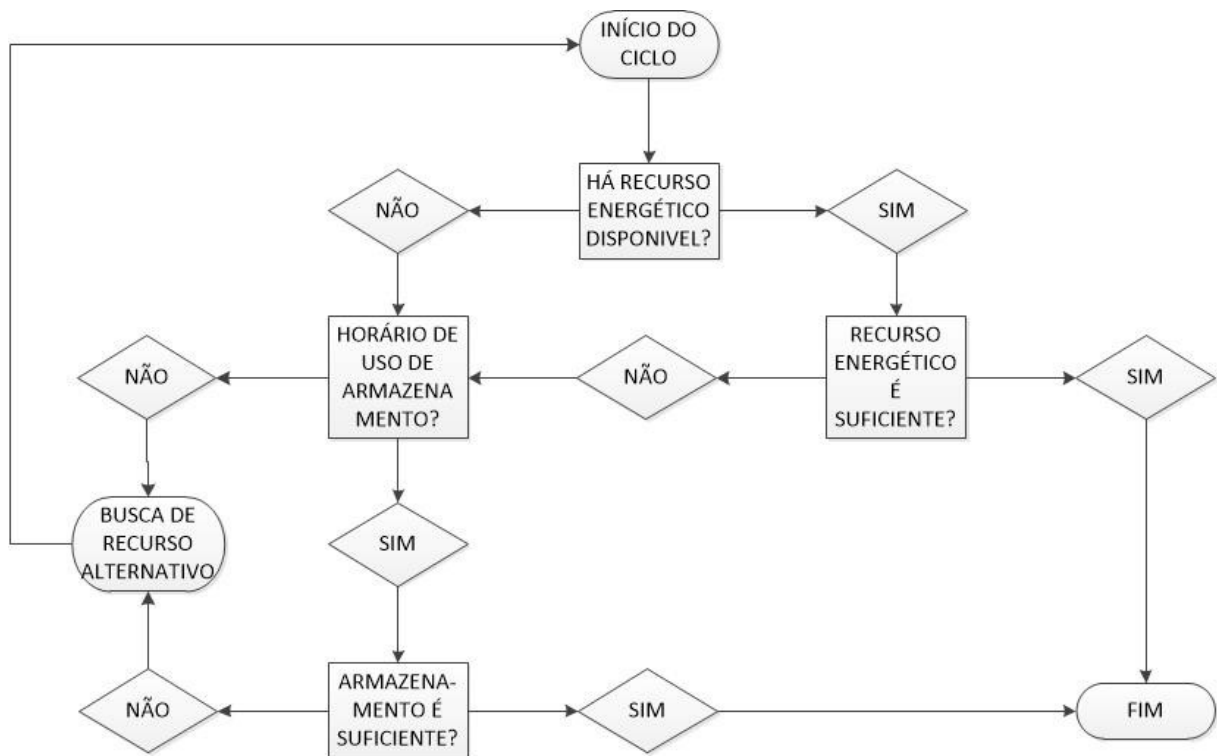
Dessa forma, o primeiro recurso energético a ser considerado é aquele que, entre as alternativas disponíveis, possui o menor custo. Primeiramente é verificado se há disponibilidade desse recurso no ciclo em questão. Em caso afirmativo, é feita uma comparação entre a disponibilidade do recurso energético e a demanda do consumidor naquele ciclo. Se a geração for capaz de suprir toda a demanda do consumidor naquele ciclo, o processo de tomada de decisões é encerrado. Caso a demanda seja maior do que a disponibilidade do recurso energético, é levada em consideração a análise dos dados do sistema de armazenamento.

Para que o sistema de armazenamento possa ser utilizado, o ciclo em questão deve estar compreendido dentro de um período definido pelas características do consumidor, conforme item 2.1.1. Caso o ciclo esteja compreendido nesse intervalo de tempo, é feita uma comparação entre a energia elétrica disponível e a demanda não suprida do consumidor – nesse ponto é importante esclarecer que a demanda não suprida corresponde à parcela da demanda que

excedeu a geração do recurso mais barato naquele ciclo. Caso a energia elétrica do sistema de armazenamento seja suficiente para suprir essa parcela de demanda, o processo de tomada de decisões é encerrado. Caso contrário, é feita uma análise dos demais recursos energéticos, e é escolhida aquela com menor custo entre as disponíveis naquele ciclo.

A Figura 7 resume e esquematiza o procedimento de tomada de decisões a partir de um fluxograma.

Figura 7 - Tomada de decisão (consumidor)



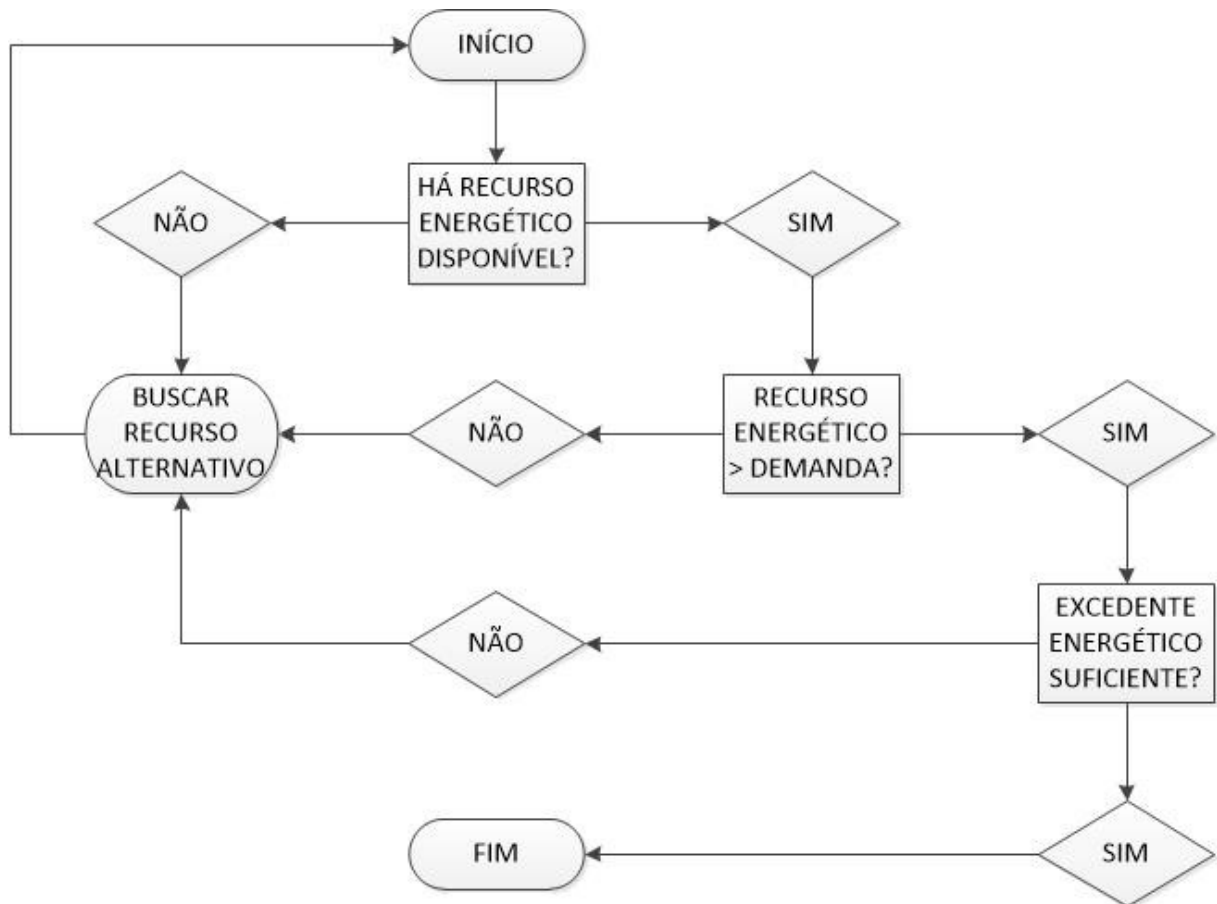
Fonte: Elaboração própria.

Além dessa tomada de decisões, também é feita uma análise sobre o nível de energia do sistema de armazenamento e eventualmente a necessidade de alimentação da bateria. Nessa situação, deve ser escolhida uma fonte de energia para suprir o sistema de armazenamento. Na Figura 8 é apresentado um fluxograma sobre essa tomada de decisão. Esse processo ocorre apenas se o ciclo estiver compreendido no intervalo de tempo definido no item 2.1.1.

Primeiramente é verificado se há disponibilidade do recurso energético principal. Caso haja, também é feita uma verificação sobre o excedente desse recurso energético e se esse excedente é suficiente para suprir a demanda do sistema de armazenamento. Em caso afirmativo, é utilizado esse recurso energético para alimentação do sistema de armazenamento.

Caso haja negativa em quaisquer uma das verificações anteriores, é buscado um recurso alternativo para suprir a bateria. Nesse caso, é utilizado o recurso energético com menor custo de geração.

Figura 8 - Tomada de decisão (armazenamento)



Fonte: Elaboração própria.

2.1.4 Registro do recurso energético utilizado

Nesse processo devem ser armazenadas as informações de uso de cada fonte de energia naquele ciclo, a partir da tomada de decisões. Assim, essa informação será lida na etapa seguinte.

2.1.5 Cálculo de custos de energia elétrica

Nesse processo são computados os gastos com cada fonte de energia. Esses cálculos são realizados a partir das informações fornecidas nos processos de registro do uso de energia e da leitura de dados.

2.1.6 Fim do processo

Após o cálculo dos custos de energia elétrica o seguinte questionamento deve ser feito: haverá um novo ciclo? Em caso afirmativo, o ciclo se repete. Caso contrário, os resultados são compilados e deve ser gerado um relatório com um resumo dos custos totais, considerando todos os ciclos.

2.1.7 Diferenças entre o diagrama completo e o simplificado

Esta seção tem por intuito apresentar as diferenças entre os dois diagramas apresentados na Figura 5 e na Figura 6. Conforme mencionado previamente, a metodologia de redução de custos para o consumidor foi desenvolvida de forma que possa ser aplicada nas mais diversas situações. Há uma variação no horizonte de análise diário ou de um conjunto de dias e as diferenças estão em destaque na Figura 5 e serão explicadas a seguir.

Quando começa um novo dia, todo o processo se principia a partir do “Início” indicado na Figura 5. Quando todos os dias são processados o algoritmo se encerra.

Na cor verde é possível ver duas etapas de leituras de dados, que substituem a única etapa de leitura de dados apresentada na Figura 6. Alguns dos dados apresentados anteriormente não necessitam ser lidos todos os dias, como a potência da geração solar ou o tamanho do sistema de armazenamento de energia, por exemplo. Dessa forma, a fim de tornar o algoritmo mais rápido, os dados foram divididos em dois tipos, bem como o processo de leitura de dados.

O primeiro tipo de dado (tipo 1) é aquele que é lido apenas uma vez durante toda a execução da metodologia e faz parte das premissas desse trabalho que esses dados não serão modificados ao longo do horizonte de análise. De forma geral, esse tipo de dado é composto por aqueles valores que são lidos na forma de caixas de diálogo, e são valores fixos, como dados nominais dos recursos energéticos, como potência, eficiência, capacidade etc.

O segundo tipo de dado (tipo 2) é aquele que deve ser lido diariamente ao longo da execução da metodologia. Isso ocorre porque são dados variáveis ao longo dos dias. De forma geral, esse tipo de dado é composto por aqueles valores que são lidos na forma de tabelas, como curva de irradiação solar, curvas de preços, curva de demanda etc.

Na Figura 5 é possível ver duas linhas coloridas, que indicam modificações em relação ao diagrama esquemático simplificado. A linha azul indica o ciclo percorrido pela metodologia no primeiro dia de simulação. Dessa forma, todas as etapas são executadas – inclusive a leitura dos dados tipo 1. Por outro lado, a linha vermelha indica o ciclo percorrido pelo algoritmo em todos os outros dias de análise. Conforme mencionado previamente, a leitura dos dados constantes é feita apenas no primeiro dia e não é realizada nos demais dias de análise.

2.2 Resultados

Após a leitura dos dados de entrada e executando simulações no algoritmo e aplicando a metodologia apresentada, o programa apresentaria dados de saída.

Primeiramente, apresenta-se uma curva representa o nível da bateria ao longo do tempo.

Em seguida, apresenta-se uma tela que resume os gastos do consumidor em valores médios diários, mensais e anuais.

A Tabela 2-3 resume os dados de saída do *software*, apresentados anteriormente.

Tabela 2-3 - Resumo das saídas

Tema	Item	Tipo
Geração de energia	Gastos com combustível ou com manutenção	Valores numéricos
Rede de distribuição	Gastos com a utilização da rede	Valores numéricos
Armazenamento	Curva do nível da bateria	Gráfico

Fonte: Elaboração própria

3 PARAMETRIZAÇÃO DO MODELO PARA OS ESTUDOS DE CASO

O modelo de consumidor demanda uma série de cálculos iterativos, e poderia ser desenvolvido manualmente. Entretanto, isso exigiria grande esforço e não haveria uma garantia de resultados completamente confiáveis, uma vez que estariam sujeitos a ações humanas. Dessa forma, é fundamental que sejam utilizados métodos computacionais, que trazem maior agilidade e confiabilidade nos cálculos. Assim, uma alternativa é a utilização de um *software* no qual se possa desenvolver um algoritmo que represente o modelo em questão.

O programa de cálculo adotado foi desenvolvido no *software* Matlab, versão 2015a, de propriedade da MathWorks. O *software* se trata de um programa privado. Para desenvolver a programação no Matlab foi utilizada a versão estudantil, licenciada pela Universidade de São Paulo.

O *software* foi elaborado partindo da premissa de que o consumidor possui três fontes de energia: geração solar, gerador diesel e disponibilidade da energia elétrica da rede. Além disso, foi considerado também armazenamento de energia por meio de baterias de íons de lítio. Esse sistema de armazenamento de energia é dotado de gerenciamento de carga e descarga, que também foi modelado. Caso o consumidor tenha outros recursos disponíveis é possível realizar adaptações e modificações no *software*, mantendo a metodologia proposta.

No *software* foi desenvolvido um algoritmo cujo objetivo final é reduzir os custos de energia elétrica do consumidor, considerando as três fontes de energia e o sistema de armazenamento. O algoritmo realiza os cálculos de forma iterativa, com base na modelagem das fontes de energia e do armazenamento de energia. Essa modelagem é realizada por meio de *inputs* fornecidos pelo usuário. Com os dados inseridos, ao final do processo iterativo o software apresenta os custos com cada uma das fontes de energia.

3.1 Leitura de dados

Para que o *software* seja operacional, é necessário que sejam fornecidos dados de entrada, ou *inputs*, que serão o ponto de partida para que o algoritmo realize o gerenciamento multifontes. Alguns desses dados de entrada são inseridos por meio de tabelas, e outros, por meio de caixas de diálogo. Essas informações são necessárias para que os cálculos sejam feitos dentro do modelo proposto.

O primeiro dado de entrada é a curva de demanda do consumidor, que é representada por meio de uma tabela com 96 linhas e duas colunas. Em uma delas é representada a demanda, em kW, e na outra, o tempo ao longo do dia, em intervalos de tempo de 15 minutos. Esse valor foi adotado para capturar variações da demanda do consumidor ao longo do dia. Além disso, esse foi o menor intervalo de tempo em que os dados históricos foram disponibilizados. Caso fossem adotados intervalos mais longos, como 60 minutos, por exemplo, haveria apenas 24 pontos de leitura de dados ao longo de um dia. A fim de compatibilizar a leitura de todas as demais variáveis informadas em forma de tabela, convencionou-se em adotar o mesmo intervalo de 15 minutos para elas também.

O segundo *input* é a curva de preço da energia elétrica da rede. De forma semelhante à curva de demanda, a curva de preço é representada por meio de uma tabela com 96 linhas e duas colunas. Na primeira coluna é representada a escala de tempo, em intervalos de 15 minutos, e a segunda coluna, o preço do kWh, em unidade de moeda local, que é indicada com o símbolo “\$” no *software*. Essa variável poderia ser lida de forma horária, mas como explicado anteriormente, foram considerados intervalos de 15 minutos para a leitura da curva de preços.

O terceiro dado de entrada, a curva de irradiação solar é representada, analogamente aos dois anteriores, por meio de uma tabela de 96 linhas e duas colunas. Na primeira coluna é indicada a escala do tempo, em intervalos de 15 minutos, e na segunda, a irradiação solar, em kW/m².

As três curvas mencionadas anteriormente compõem a primeira parte de *inputs*, cujos dados são fornecidos por meio de tabelas.

Além dessas três variáveis, há *inputs* que são informados por meio de caixas de diálogo. Nesses casos, são utilizados valores pré-definidos, e o usuário pode alterá-los conforme o caso a ser estudado.

A primeira caixa de diálogo trata sobre a geração diesel. Nessa janela, três variáveis podem ser configuradas: a potência nominal do gerador, em kW; o consumo do gerador, em litros por hora (l/h); o custo do litro do diesel. Os valores pré-definidos são, respectivamente, 0,2, 2 e 3,30. Esses valores foram baseados conforme informações de fabricantes de geradores e preços praticados pela Petrobras, que é a maior distribuidora de diesel do Brasil (PETROBRAS, 2020; SOTREQ, 2020).

A segunda caixa de diálogo trata sobre o gerador solar. Nessa janela quatro variáveis são configuradas: a potência nominal do gerador, em kW; o fator de potência do inversor; a eficiência do sistema fotovoltaico; a área dos módulos da planta, em m². Como são parâmetros que são personalizados conforme o tamanho do parque de geração solar, foram adotados valores pré-definidos apenas a título de preenchimento, e são, respectivamente: 50, 0,92, 0,95 e 150. Os dados relativos à eficiência e fator de potência foram obtidos conforme fabricante desses equipamentos (ABB, 2020).

A terceira caixa de diálogo trata sobre o armazenamento de energia. Nessa janela, seis variáveis são configuradas: número de células; capacidade de cada célula da bateria, em Ah; tensão nominal da bateria, em Vcc; corrente nominal de carga de cada célula da bateria, em A; eficiência de carregamento; horário de início de carga da bateria, expresso no formato hh:mm. Como são parâmetros que são personalizados por tipo de usuário, foram adotados valores pré-definidos apenas a título de preenchimento, e são, respectivamente: 40, 86, 48, 30, 0,95 e 00:00.

A quarta e última caixa de diálogo trata sobre o horário de pico. Nessa janela há duas variáveis: horário de início e fim. Esse intervalo representa o horário de maior demanda de energia elétrica pelos consumidores em geral. Os valores variam bastante entre diversas regiões do mundo. Os valores pré-definidos são baseados na região metropolitana de São Paulo, que corresponde ao intervalo que se inicia às 18:00 e finaliza às 21:00 (ENEL SÃO PAULO, 2020).

A Tabela 3-1 resume os *inputs* apresentados anteriormente e necessários para que o *software* realize as simulações. Os dados foram agrupados por tema e por tipo de *input* (gráfico ou numérico).

Tabela 3-1 - Resumo dos *inputs*

Tema	Item	Tipo
Geral	Curva de demanda	Gráfico e tabela
	Curva de preço de energia	
	Curva de irradiação solar	
Diesel	Potência nominal	Valores numéricos
	Consumo	
	Custo do diesel	
Solar	Potência nominal	Valores numéricos
	Fator de potência	
	Eficiência sistema	
	Área dos módulos	
Armazenamento	Número de células	Valores numéricos
	Capacidade de cada célula	

Tema	Item	Tipo
	Tensão nominal	
	Corrente nominal de carga	
	Eficiência no carregamento	
	Horário de início de carga	
Horário de pico	Início	Valores numéricos
	Fim	

Fonte: Elaboração própria

3.2 Premissas

Apesar de todos os valores informados pelo usuário, há algumas premissas adotadas no *software*, que são apresentadas a seguir, e que garantem que o algoritmo seja executado segundo algumas regras.

A primeira premissa trata sobre o carregamento da bateria e de seu nível. Inicialmente, considera-se que a bateria está completamente carregada. Além disso, a bateria pode ser carregada durante todo o período do dia, exceto durante o horário de pico. Durante esse período, a bateria é descarregada para suprir a demanda, minimizando o consumo da energia elétrica da rede no horário de pico.

Por fim, o menor nível da bateria considerado foi em 20%.

Foi considerado que a bateria utilizada é de íons de lítio. Comparadas às baterias de chumbo-ácido e níquel-cádmio, as baterias de íons de lítio possuem um melhor desempenho em armazenamento de energia, para diversas utilizações, desde dispositivos eletrônicos até fazendas eólicas e solares, devido à sua alta densidade de energia e baixa perda de carga em vazio. Além disso, esse tipo de bateria possui maior eficiência, longa vida útil, auto descarga reduzida e elevada densidade de energia, reduzindo assim o espaço físico de armazenamento (NITTA et al., 2015) (CHATZIVASILEIADI; AMPATZI; KNIGHT, 2013).

O algoritmo do sistema de gerenciamento multifontes tem por objetivo principal minimizar o custo com energia elétrica. A seguir é indicada a ordem de prioridade da utilização de cada fonte de energia: para o suprimento da demanda do consumidor e para a alimentação do sistema de armazenamento. É importante destacar também que cada tomada de decisão é feita em intervalos de 15 minutos. Esse intervalo de tempo é importante para as simulações pois

os dados de todas as curvas (irradiação solar, curva de carga, preço de energia elétrica) são apresentadas em intervalos de 15 minutos, conforme apresentado em 3.1.

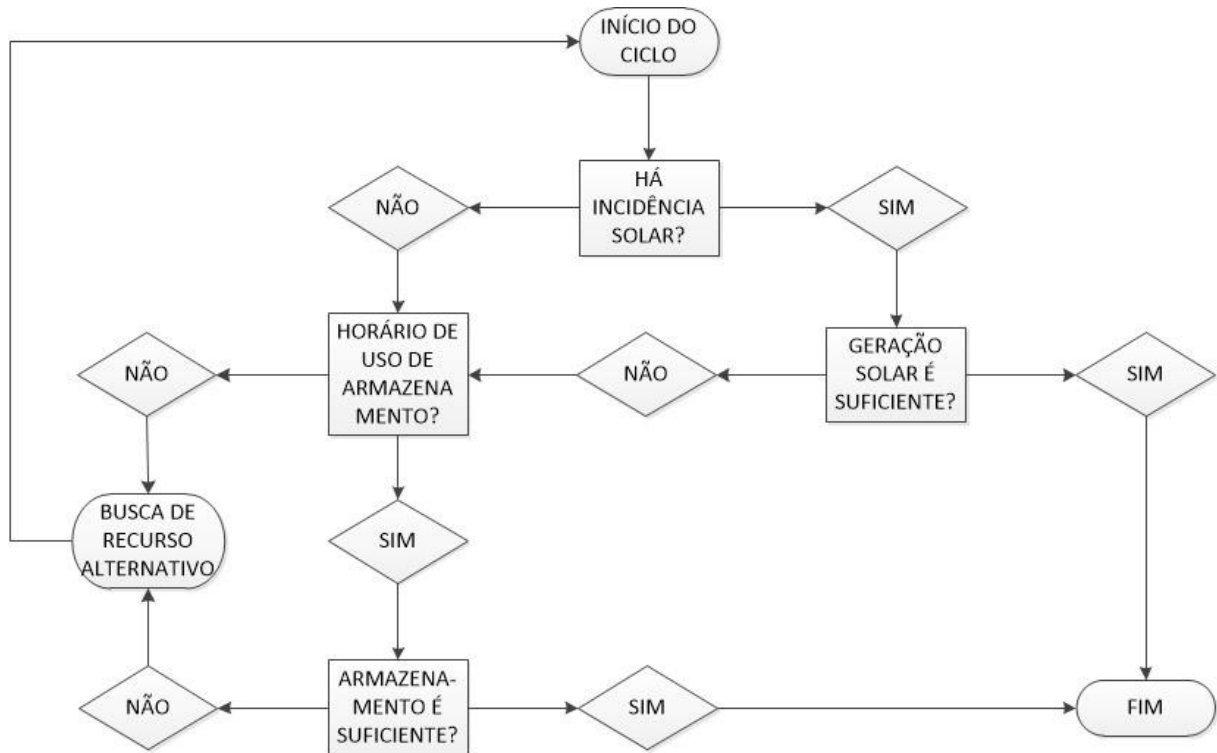
O consumidor possui disponibilidade de quatro tipos distintos de fontes de energia: geração solar, energia armazenada nas baterias, energia da rede, e geração diesel. Seguindo o objetivo principal do algoritmo, as fontes serão selecionadas de forma a minimizar os gastos com energia elétrica. Assim, a primeira fonte considerada foi a geração solar. Nesse trabalho foi considerado que o consumidor já possui um sistema fotovoltaico instalado em sua propriedade.

A segunda fonte de energia a ser utilizada, caso a geração solar não seja suficiente para suprir a demanda do consumidor, é a energia armazenada por meio de baterias. Essa fonte é utilizada somente no horário de pico, que é previamente definido pelo usuário, em uma das janelas de *input*, conforme descrito em 3.1.

Caso as duas fontes indicadas anteriormente (geração solar e armazenamento por baterias) não sejam suficientes para suprir a demanda do consumidor, é selecionada uma terceira fonte de energia, seguindo o conceito original – minimizar os custos com energia elétrica. Nesse caso, há duas opções: energia elétrica proveniente da rede de distribuição ou a geração diesel. Nessa situação o algoritmo realiza uma comparação entre essas duas fontes e é escolhida aquela com o menor custo. Os gastos em cada uma dessas fontes são calculados a partir dos dados fornecidos nas janelas de *inputs* descritas em 3.1. Além disso, não foram considerados os custos para aquisição de um gerador diesel.

A Figura 9, indicada a seguir, ilustra de forma esquemática o algoritmo para as tomadas de decisão apresentadas anteriormente, para o suprimento de energia elétrica do consumidor.

Figura 9 - Tomada de decisão (consumidor estudo de caso)



Fonte: Elaboração própria.

O sistema de armazenamento de energia pode ser carregado a partir de três tipos distintos de fontes de energia: geração solar, energia da rede, e geração diesel. Seguindo o objetivo principal do algoritmo, as fontes serão selecionadas de forma a minimizar os gastos com energia elétrica. Assim, a primeira fonte considerada foi a geração solar. Nesse trabalho foi considerado que o consumidor já possui um sistema fotovoltaico instalado em sua propriedade. Além disso, a geração solar será utilizada para carregar as baterias somente se houver excedente de geração. Ou seja, a prioridade é suprir a demanda do consumidor.

A prioridade em utilizar a geração solar no consumo e, se houver excedentes, armazená-la é importante no sentido de maior eficiência energética. Como há perdas no processo de carregamento e descarregamento da bateria, é muito mais eficiente consumir a geração solar instantaneamente (LUTHANDER et al., 2015). Além disso, esse processo visa o aumento do autoconsumo, aumentando assim a eficiência do sistema (VIEIRA; MOURA; DE ALMEIDA, 2017).

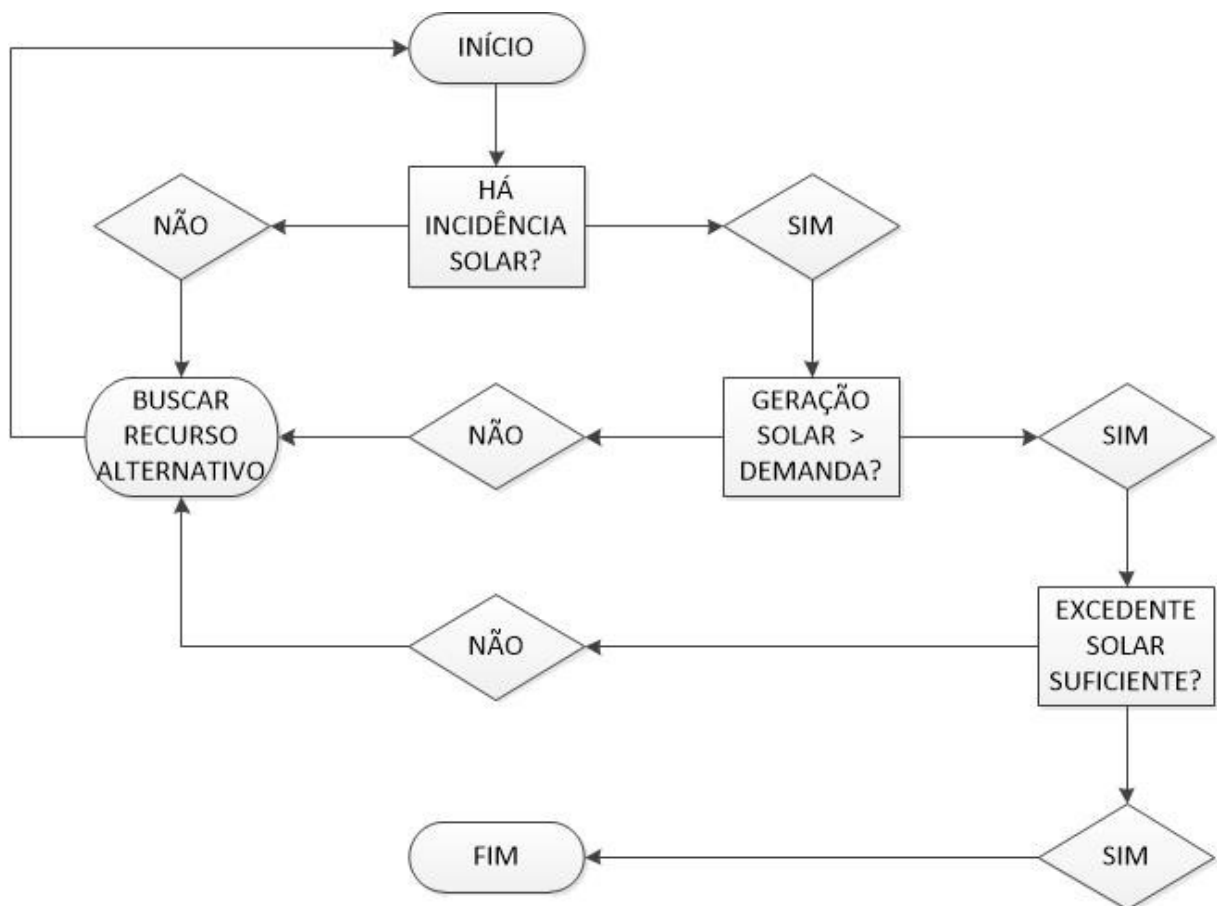
Caso a geração solar não seja suficiente para carregar a bateria no intervalo de tempo em questão, é selecionada uma segunda fonte de energia, seguindo o conceito original – minimizar

os custos de energia elétrica. Nesse caso, há duas opções: energia elétrica proveniente da rede de distribuição ou a geração diesel. Nessa situação o algoritmo realiza uma comparação entre essas duas fontes e é escolhida aquela com o menor custo. Os gastos em cada uma dessas fontes são calculados a partir dos dados fornecidos nas janelas de *inputs* descritas em 3.1.

É importante salientar que pode haver situações de transitórios nas diferentes fontes de energias – por exemplo, presença de nuvens para a geração solar, ou o tempo de acionamento do gerador diesel. Nesses casos, o sistema de armazenamento de energia irá atuar, para suprir o consumidor nesses transitórios.

A Figura 10, indicada a seguir, ilustra de forma esquemática o algoritmo para as tomadas de decisão apresentadas anteriormente, para a alimentação da bateria.

Figura 10 - Tomada de decisão (armazenamento estudo de caso)



Fonte: Elaboração própria.

3.3 Cálculos e equacionamentos

A partir dos *inputs* fornecidos e explicados em 3.1, e das premissas apresentadas em 3.2, são realizados equacionamentos no *software* para que o método de minimização de custos se efetive.

Esses cálculos são explanados a seguir e, para melhor compreensão, serão divididos entre quatro tópicos: armazenamento de energia, geração solar, geração diesel e rede de distribuição.

3.3.1 Armazenamento de energia

Os dados fornecidos como *inputs* em 3.1 trazem consigo diversas informações importantes sobre o sistema de armazenamento. Entretanto, esses dados são tratados para que o *software* consiga executar as simulações corretamente.

Dessa forma, a partir das informações fornecidas, são calculadas outras variáveis, que tornam a metodologia de minimização de custos exequível. A seguir, são apresentados os equacionamentos para as variáveis relacionadas ao sistema de armazenamento de energia.

$$cap_4 = n_b \times capi_4 \quad (1)$$

$$i_{cn4} = n_b \times i_{cni4} \quad (2)$$

$$i_{dn4} = n_b \times (-20,739 \times capi_4 + 1817,1823) \quad (3)$$

$$energy_4 = v_{n4} \times cap_4 \quad (4)$$

Em que:

- cap_4 : capacidade total do sistema de armazenamento de energia, em Ah
- n_b : número de células no banco de baterias, fornecido nos *inputs*, em 3.1

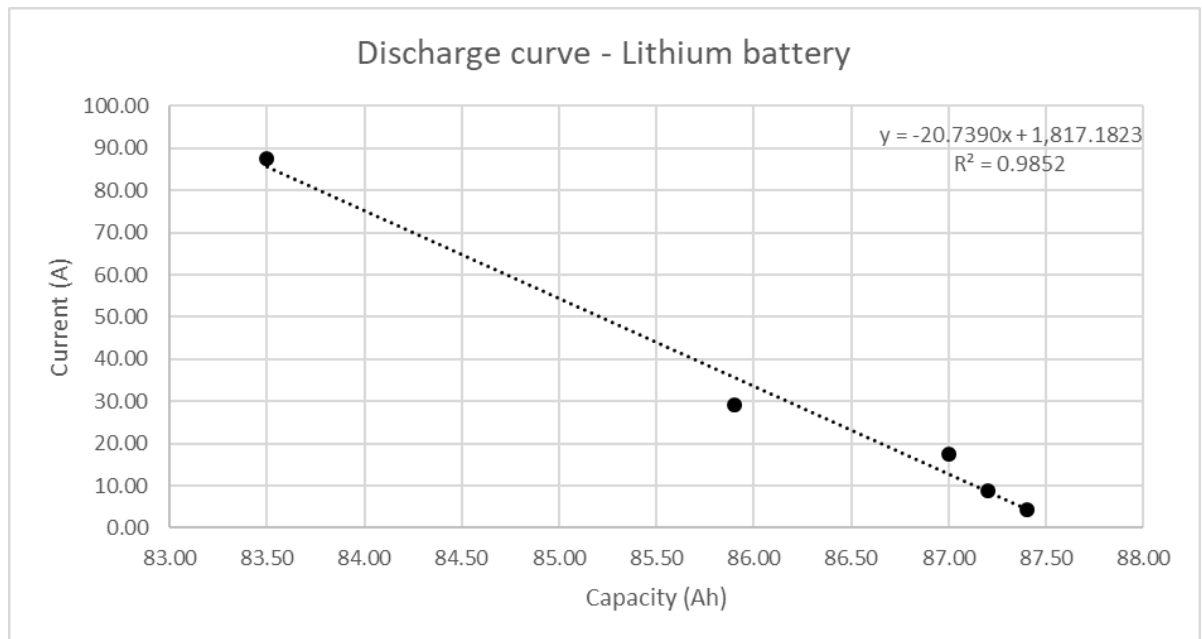
- c_{pi4} : capacidade individual de cada célula do banco de baterias, fornecida nos *inputs*, em 3.1, em Ah
- i_{cn4} : corrente nominal de carga do sistema, em A
- i_{cni4} : corrente nominal de carga de cada célula, fornecida nos *inputs*, em 3.1, em A
- i_{dn4} : corrente nominal de descarga do sistema, em A
- $energy_4$: energia do banco de baterias, a 100% de carregamento, em kWh
- v_{n4} : tensão nominal do banco de baterias, fornecida nos *inputs*, em 3.1, em V

A equação (3) relaciona a corrente de descarga em função da capacidade nominal do sistema. Os coeficientes foram obtidos a partir do tratamento de dados de fabricante que relacionam essas duas grandezas (HOPPECKE, 2020).

A curva que relaciona a curva de descarga e a capacidade nominal da bateria é apresentada na Figura 11. Foi traçada uma linha de tendência que se ajustasse aos pontos identificados nos catálogos de fabricante (HOPPECKE, 2020). O valor coeficiente de determinação (R^2), que resultou em 0.9852, indica que a linha de tendência representou um bom ajuste aos dados coletados (MELVIN CYMBALISTA , ANDRÉ LEME FLEURY, 2016a, 2016b).

A partir dessa linha de tendência foi gerada a equação (3), que relaciona a corrente de descarga com a capacidade nominal do sistema de armazenamento de energia.

Figura 11 - Curva de descarga da bateria



Fonte: Elaboração própria.

O cálculo da variação do nível da bateria, em cada intervalo de tempo, é calculado a partir das equações a seguir, que representam as situações de carga e de descarga.

Carga:

$$y_4(i + 1) = y_4(i) + charge_4(i) \quad (5)$$

$$charge_4(i) = use_{14}(i) + use_{24}(i) + use_{34}(i) \quad (6)$$

Em que:

- $y_4(i+1)$: nível da bateria no instante posterior à carga, em kWh
- $y_4(i)$: nível da bateria no instante de carga, em kWh
- $charge_4(i)$: carga na bateria, no intervalo de tempo em questão, em kWh
- use_{14} : parcela da energia no carregamento da bateria suprida pela rede, no intervalo de tempo em questão
- use_{24} : parcela da energia no carregamento da bateria suprida pelo diesel, no intervalo de tempo em questão, em kWh
- use_{34} : parcela da energia no carregamento da bateria suprida pela geração solar, no intervalo de tempo em questão, em kWh

Descarga:

$$y_4(i + 1) = y_4(i) - use_4(i) \quad (7)$$

$$use_4 = i_{dn4} \times v_{n4} \times \frac{0,25}{1000} \quad (8)$$

Em que:

- $y_4(i+1)$: nível da bateria no instante posterior à descarga, em kWh
- $y_4(i)$: nível da bateria no instante de descarga, em kWh
- $use_4(i)$: descarga da bateria, no intervalo de tempo em questão, em kWh
- i_{dn4} : corrente nominal de descarga do sistema, em A
- v_{n4} : tensão nominal do banco de baterias, fornecida nos *inputs*, em 3.1, em V

Observação: o fator 0.25 foi utilizado na equação (8) em função de que cada intervalo de tempo possui 15 minutos (1/4 de hora). Dessa forma, a descarga da bateria pode ser medida em kWh.

3.3.2 Geração solar

Assim como no armazenamento de energia, os dados fornecidos como *inputs* em 3.1 trazem consigo diversas características sobre a geração solar. Entretanto, esses dados são tratados para que o *software* consiga executar as simulações corretamente.

Dessa forma, a partir das informações fornecidas, são calculadas outras variáveis, que tornam a metodologia de minimização de custos exequível. A seguir, são apresentados os equacionamentos para as variáveis relacionadas à geração solar.

$$y_3 = y_{s3} \times area_3 \times eff_3 \quad (9)$$

$$g_3 = cap_3 \times eff_3 \quad (10)$$

Em que:

- y_{s3} : irradiação solar fornecida nos *inputs*, em 3.1, em kW/m²
- $area_3$: área dos módulos fotovoltaicos fornecida nos *inputs*, em 3.1, em m²
- y_3 : geração fotovoltaica do sistema, em kW
- eff_3 : eficiência do sistema fotovoltaico fornecida nos *inputs*, em 3.1
- cap_3 : capacidade nominal da geração fotovoltaica, em kW, fornecida nos *inputs*, em 3.1, em kW
- g_3 : geração fotovoltaica máxima, considerando a eficiência do sistema, em kW

3.3.3 Geração Diesel

Analogamente aos dois itens anteriormente apresentados – geração solar e armazenamento de energia –, os dados fornecidos como *inputs* em 3.1 trazem consigo diversas características sobre a geração diesel. Entretanto, esses dados são tratados para que o *software* consiga executar as simulações corretamente.

Dessa forma, a partir das informações fornecidas, são calculadas outras variáveis, que tornam a metodologia de minimização de custos exequível. A seguir, são apresentados os equacionamentos para as variáveis relacionadas à geração diesel.

$$pucost_2 = \frac{cons_2 \times costl_2}{cap_2} \quad (11)$$

Em que:

- $pucost_2$: custo da geração diesel, em \$/kWh
- $cons_2$: consumo do gerador diesel fornecido nos *inputs*, em 3.1, em \$/litro
- $costl_2$: custo do diesel fornecido nos *inputs*, em 3.1, em litros/h
- cap_2 : capacidade nominal do gerador diesel fornecida nos *inputs*, em 3.1

Além disso, o custo total da geração diesel deve ser calculado. A curva de demanda – informada em 3.1 impacta os cálculos, mas somente em relação à parcela da energia que será suprida pelo gerador diesel. Além disso, eventualmente pode haver consumo de energia elétrica da rede pelo carregamento da bateria.

Dessa forma, a cada intervalo de 15 minutos é aplicada a equação apresentada a seguir.

$$cost_2(i) = (use_2(i) + use_{24}(i)) \times pucost_2(i) \quad (12)$$

Em que:

- $cost_2$: custo com geração diesel no intervalo de tempo em questão
- use_2 : parcela da energia do consumidor suprida pelo gerador diesel, no intervalo de tempo em questão
- use_{24} : parcela da energia no carregamento da bateria suprida pelo gerador diesel, no intervalo de tempo em questão
- $pucost_2$: custo da geração diesel, em \$/kWh, calculado anteriormente

Ao final do período de simulação, o custo total do consumidor relativo ao suprimento da geração diesel é dado por:

$$cost_2 = \sum cost_2(i) \quad (13)$$

3.3.4 Rede de distribuição

Entre os *inputs* fornecidos em 3.1 apenas a curva de preços de energia elétrica influencia diretamente nos cálculos relativos à rede de distribuição. A curva de demanda também impacta os cálculos, mas somente em relação à parcela da energia elétrica que será suprida pela rede de distribuição. Além disso, eventualmente pode haver consumo de energia elétrica da rede pelo carregamento da bateria.

Dessa forma, a cada intervalo de 15 minutos é aplicada a equação apresentada a seguir.

$$cost_1(i) = (use_1(i) + use_{14}(i)) \times y_1(i) \quad (14)$$

Em que:

- $cost_1$: custo com a energia da rede no intervalo de tempo em questão
- use_1 : parcela da energia do consumidor suprida pela rede, no intervalo de tempo em questão
- use_{14} : parcela da energia no carregamento da bateria suprida pela rede, no intervalo de tempo em questão
- y_1 : custo da energia da rede, por kWh, no intervalo de tempo em questão

Ao final do período de simulação, o custo total do consumidor relativo ao suprimento da energia elétrica da rede é dado por:

$$cost_1 = \sum cost_1(i) \quad (15)$$

3.4 Custo de geração renovável

Os equipamentos são adquiridos por um determinado preço e possuem uma vida útil. Nesse contexto surge o conceito de LCOE (ROSA-CLOT; TINA, 2020), que dilui o custo de compra e manutenção do sistema ao longo da sua utilização e de sua vida útil. A análise do LCOE possui algumas aproximações e contém falhas, mas é o método mais utilizado disponível para estimar o custo de energia de uma nova fonte de geração de energia (BREEZE, 2021). Dessa forma, a partir do LCOE é possível estimar o custo de energia por MWh gerado, tanto para fontes de energia convencionais quanto renováveis.

O LCOE pode ser calculado conforme a equação (16), em que é considerado: todo o custo com geração de energia – manutenção e aquisição de equipamentos –; toda a energia gerada; e uma taxa de desconto. Esse cálculo leva em consideração toda a vida útil do sistema de geração. (ALDERSEY-WILLIAMS; RUBERT, 2019; NIETO-DÍAZ; CROSSLAND; GROVES, 2021; SHEN et al., 2020)

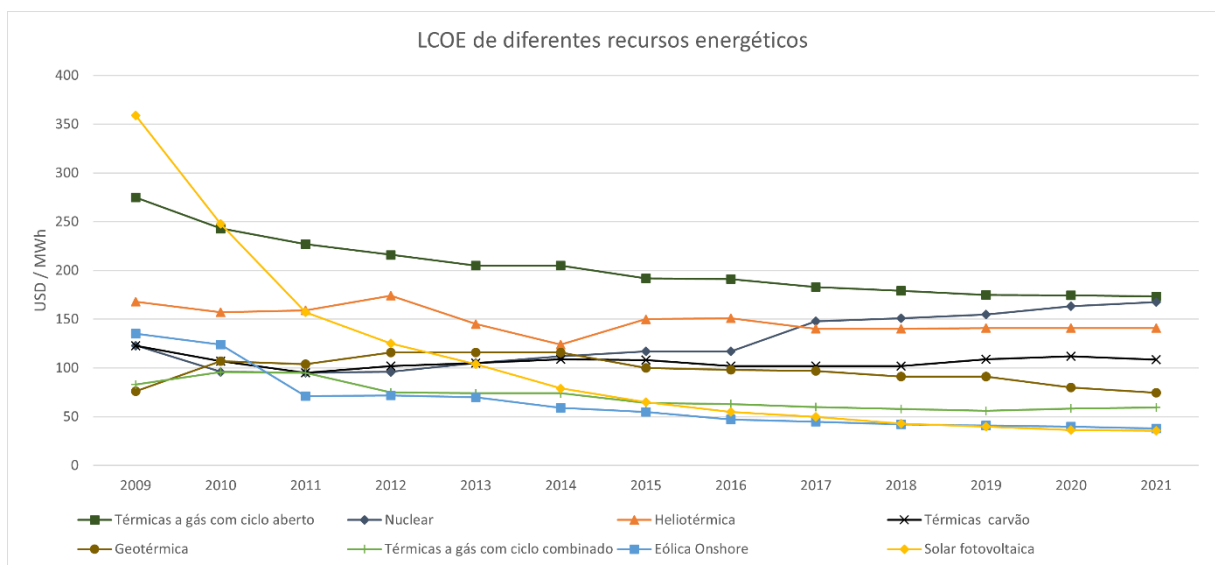
$$LCOE = \frac{\text{Custo total}}{\text{Energia total produzida}} = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{C_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{E_t}{(1+i)^t}} \quad (16)$$

Em que:

- C_t : custo total para a geração de energia no período t
- E_t : energia gerada no período t
- T : vida útil do sistema
- i : taxa de desconto

Há duas importantes fontes de informações sobre os valores de LCOE de diferentes recursos energéticos. A primeira delas é um relatório elaborado anualmente pela consultoria financeira estadunidense Lazard, que apresenta faixas de valores de LCOE de diferentes recursos energéticos (LAZARD, 2022). O levantamento das informações é feito apenas nos Estados Unidos. A partir dos dados da Lazard foram calculados os valores médios de LCOE para cada uma das fontes geradoras de energia. Além disso, na Figura 12 é apresentada a evolução do LCOE de cada um dos recursos energéticos ao longo do tempo.

Figura 12 - Evolução do LCOE nos EUA

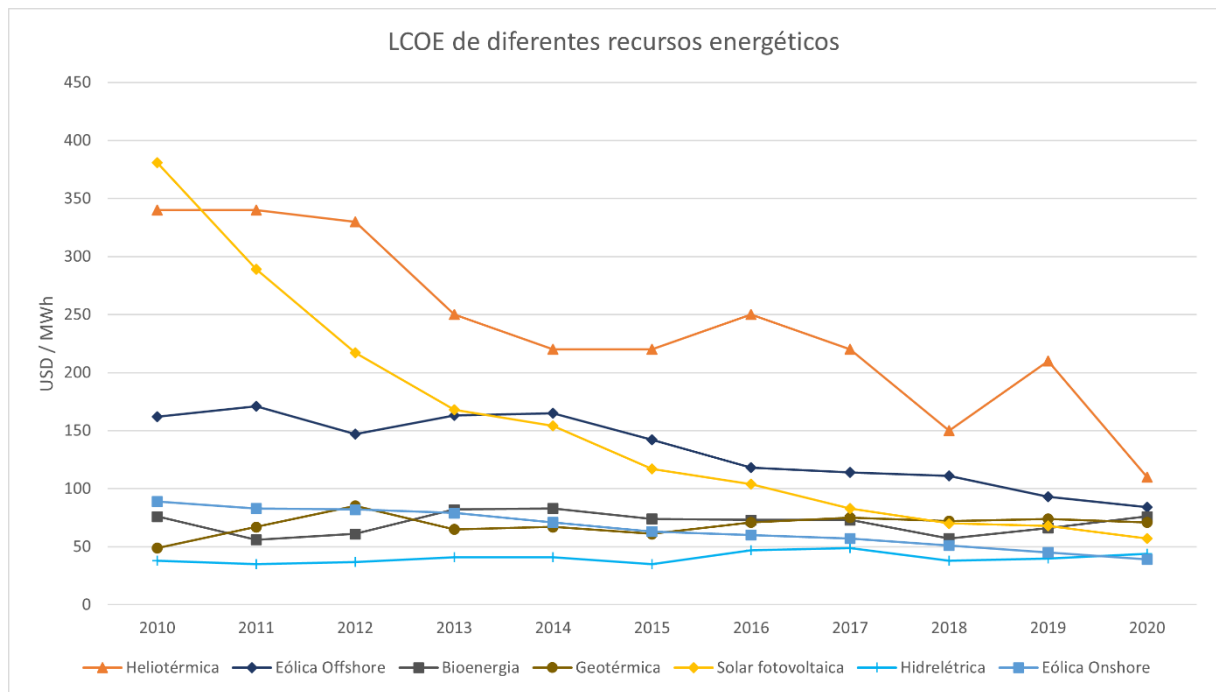


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Lazard.

É interessante notar a queda acentuada nos valores de LCOE de geração fotovoltaica ao longo dos anos. Isso se deve principalmente à queda nos preços dos painéis solares (BREEZE, 2021).

O segundo compilado de informações é um relatório elaborado anualmente pela organização intergovernamental IRENA, que apresenta valores de LCOE de diferentes recursos energéticos (IRENA, 2022). Diferentemente dos dados da Lazard, o levantamento das informações é feito globalmente. Além disso, na Figura 13 é apresentada a evolução do LCOE de cada um dos recursos energéticos ao longo do tempo.

Figura 13 - Evolução do LCOE no cenário global



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da IRENA.

Apesar de o LCOE representar uma boa estimativa para o custo de geração de energia, ele possui algumas limitações em seu uso (ALDERSEY-WILLIAMS; RUBERT, 2019; AQUILA et al., 2021; LOEWEN, 2020). Um deles é o fator geográfico: o cálculo do LCOE leva em consideração a localização em que a unidade geradora será instalada e há diversos custos, como preço do terreno e impostos, que podem apresentar grandes variações entre diferentes cidades. Além disso, o fator geográfico também pode influenciar nas estimativas de geração de energia. Por exemplo, uma cidade com baixa incidência solar terá um LCOE de

geração fotovoltaica distinto de uma cidade com alta insolação. Outras limitações sobre o LCOE estão na análise da taxa de desconto, nos efeitos inflacionários e sobre a incerteza de preços futuros de *commodities*. Todos esses fatores podem gerar imprecisões sobre os cálculos de LCOE. Entretanto, ele ainda é a ferramenta mais utilizada como comparação para os custos de geração de energia. (MCCANN, 2020)

A estimativa do LCOE pode ser complexa nos casos de geração eólica e solar fotovoltaica, pois são fontes intermitentes e muitas vezes instaladas sem sistema de armazenamento, e são dependentes da localização geográfica, uma vez que as condições climáticas variam conforme o local de instalação (AQUILA et al., 2021). Além disso, a metodologia do LCOE pode ser aprimorada, quando aplicada a fontes renováveis, incluindo: custos relacionados aos investimentos; custos relacionados à operação; desempenho da unidade geradora de energia; custos relacionados à incerteza de geração. (SHEN et al., 2020)

3.5 Custo de armazenamento de energia

Esta seção é dedicada a apresentar uma forma de calcular o custo do armazenamento de energia por baterias, de forma análoga à seção anterior, que se dedicou a apresentar os custos com geração renovável.

O LCOS, de forma similar ao LCOE, é um indicador que quantifica o custo de energia de sistemas de armazenamento de energia, que pode ser feito em relação à sua energia despachada em MWh, ou em relação à potência disponível, em kW-ano. Essa normalização fornece um indicador robusto dos custos existentes por energia produzida ao longo da vida útil do ativo, ou da potência disponível anualmente, que pode ser utilizada para comparar diferentes tecnologias e simplificar a avaliação da viabilidade econômica. (KILLER; FARROKHSERESHT; PATERAKIS, 2020)

É possível calcular o LCOS para diferentes tecnologias de bateria, como: chumbo-ácido; íons de lítio (Li-ion); sódio-enxofre (NaS), níquel-cádmio (NiCd); vanádio redox e zinco-bromo (ZnBr). (MOSTAFA et al., 2020)

O LCOS é completamente dependente das circunstâncias específicas do projeto, como a topologia do sistema, fabricantes, mercado de energia, fornecedores e localização. Mesmo assim, se o propósito da análise é fornecer uma visão qualitativa para uma melhor compreensão

da implementação de sistemas de armazenamento de energia por bateria, é possível estimar o LCOS de outros projetos existentes. (KILLER; FARROKHSERESHT; PATERAKIS, 2020)

O LCOS é calculado a partir da equação (17), em que é considerado: todo o custo com armazenamento de energia – manutenção e aquisição de equipamentos –; toda a energia gerada; e uma taxa de desconto. Esse cálculo leva em consideração toda a vida útil do sistema de armazenamento de energia. (STECKEL; KENDALL; AMBROSE, 2021)

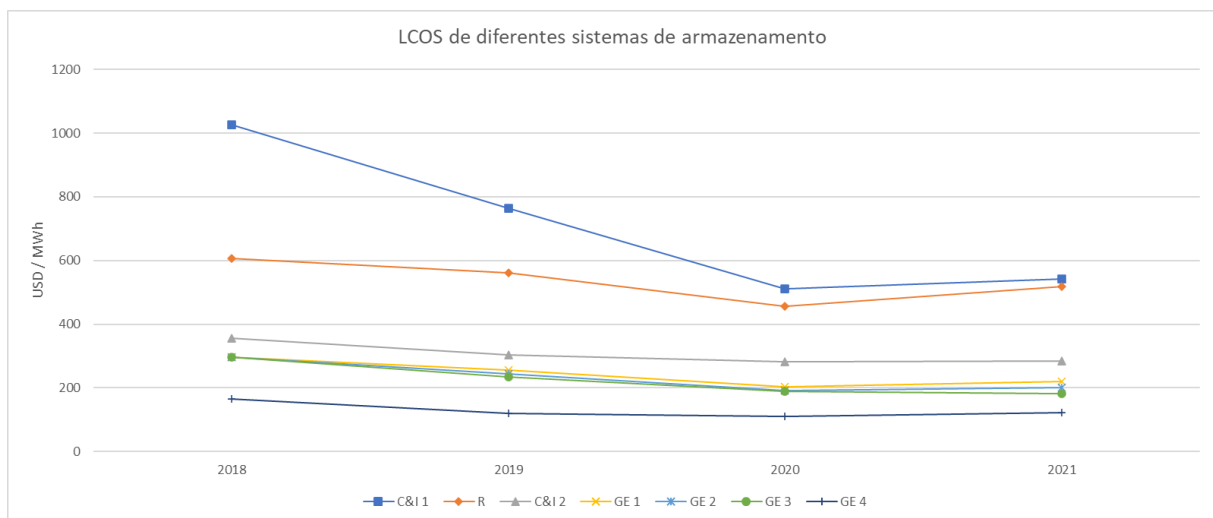
$$LCOS = \frac{\text{Custo total}}{\text{Energia total}} = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{C_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{E_t}{(1+i)^t}} \quad (17)$$

Em que:

- C_t : custo total para o armazenamento de energia no período t
- E_t : energia gerada no período t
- T : vida útil do sistema
- i : taxa de desconto

Uma importante fonte de informações sobre o LCOS é apresentada pela consultoria financeira estadunidense Lazard em seus relatórios elaborados anualmente, que apresentam faixas de valores de LCOS de diferentes configurações de sistemas de armazenamento. O levantamento das informações é feito apenas nos Estados Unidos. A partir dos dados da Lazard foram calculados os valores médios de LCOS para cada uma das configurações de sistemas de armazenamento (LAZARD, 2022). Além disso, na Figura 14 é apresentada a evolução do LCOS de cada um dos recursos energéticos ao longo do tempo.

Figura 14 - Evolução do LCOS nos EUA



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Lazard.

As diferentes configurações apresentadas na Figura 14 são descritas na Tabela 3-2, a seguir. (LAZARD, 2022)

Tabela 3-2 - Configurações de sistemas de armazenamento

Sigla	Descrição	Capacidade
GE 1	Sistemas de armazenamento de grande escala	100 MW / 100 MWh
GE 2	Sistemas de armazenamento de grande escala	100 MW / 200 MWh
GE 3	Sistemas de armazenamento de grande escala	100 MW / 400 MWh
GE 4	Sistemas de armazenamento de grande escala	50 MW / 200 MWh
C&I 1	Sistemas de armazenamento comerciais e industriais	1 MW / 2 MWh
C&I 2	Sistemas de armazenamento comerciais e industriais	0,5 MW / 2 MWh
R	Sistemas de armazenamento residenciais	0,006 MW / 0,025 MWh

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Lazard.

Como se pode notar na Figura 14, nos últimos anos houve queda nos valores de LCOS para todos os tipos de configuração de sistemas de armazenamento. Essa redução nos custos foi mais acentuada nos níveis industriais e comerciais.

3.6 Resultados

Após a leitura dos dados de entrada e executando simulações no Matlab e aplicando a metodologia apresentada, o programa apresenta dados de saída.

Primeiramente é apresentada uma curva que representa o nível da bateria ao longo do tempo. Conforme apresentado em 3.2, a bateria inicialmente está completamente carregada, e é descarregada durante o horário de pico informado em 3.1, e seu nível diminui até o limite de 20%, conforme definido em 3.2. Fora desse período, a bateria é carregada, e seu nível aumenta, até o limite de 100%.

Em seguida, é apresentada uma tela que resume os gastos do consumidor em valores médios diários, mensais e anuais. Esses gastos ocorrem somente na geração diesel, por meio do consumo de combustível e na utilização da rede de distribuição. Os cálculos são realizados conforme indicado em 3.3.

A Tabela 3-3 resume os dados de saída do *software*, apresentados anteriormente.

Tabela 3-3 - Resumo das saídas

Tema	Item	Tipo
Diesel	Gastos com combustível	Valores numéricos
Rede de distribuição	Gastos com a utilização da rede	Valores numéricos
Armazenamento	Curva do nível da bateria	Gráfico

Fonte: Elaboração própria

Depois de expostas a metodologia e as premissas adotadas, foram realizadas algumas simulações, a fim de verificar qual o efeito do uso de armazenamento de energia para o consumidor. Foram feitas simulações com base em estudos de caso reais, que serão apresentadas em duas partes, nos capítulos 4 e 5.

Na primeira parte são realizadas simulações considerando a versão completa da metodologia, englobando vários dias de análise. Além disso, é realizada uma análise de sensibilidade dos parâmetros que compõem os recursos energéticos do consumidor.

Na segunda parte são apresentados dois estudos de caso, considerando a versão de apenas um dia da metodologia. O intuito nessas simulações é analisar a influência no uso da metodologia nos custos finais do consumidor.

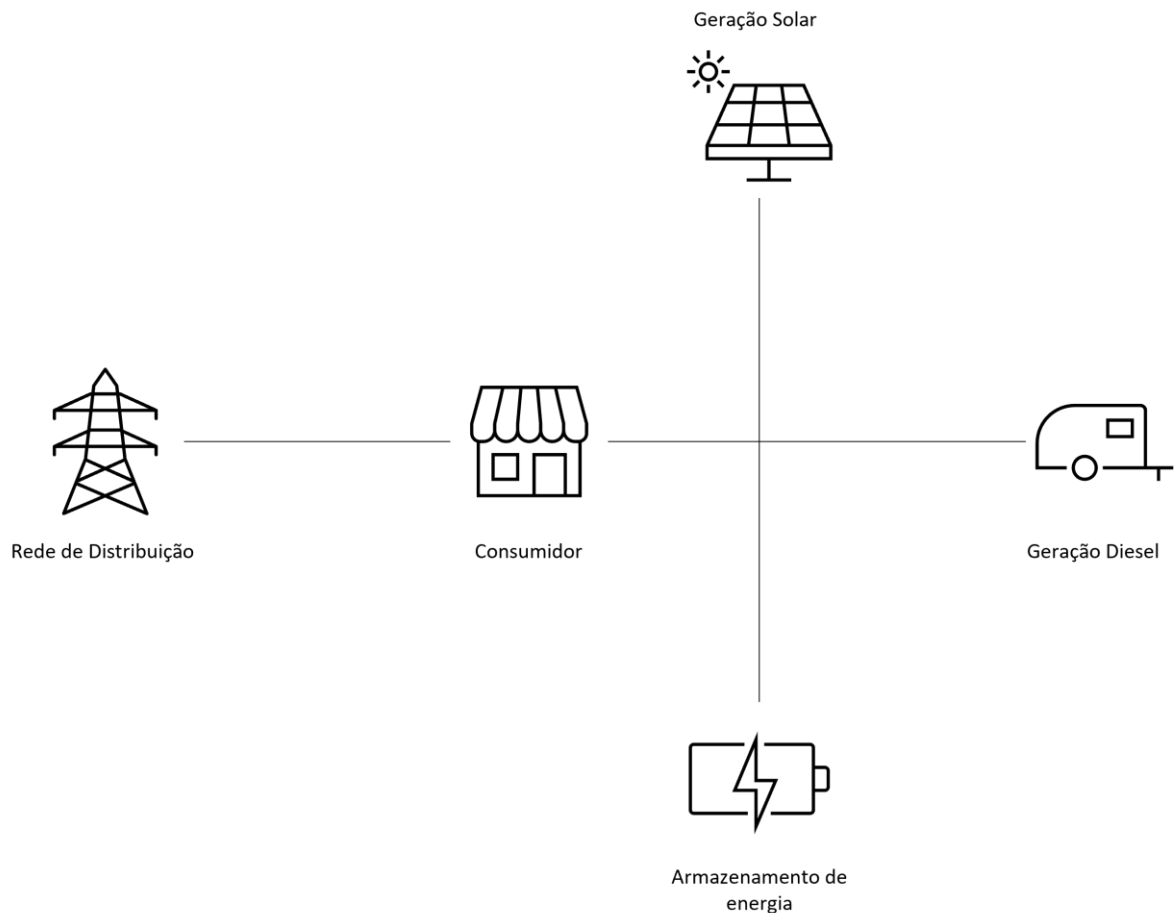
4 ESTUDO DE CASO COM A METODOLOGIA COMPLETA

4.1 Consumidor 1

O primeiro consumidor analisado trata-se de um posto de serviços, localizado na região de Campinas, no estado de São Paulo. Nesse estudo foram utilizados dados históricos e foi feita uma simulação com 66 dias de duração, com início no dia 01/04/2021 e término no dia 05/06/2021. Este consumidor possui geração solar, gerador diesel e possui conexão com a rede de distribuição em 13,8 kV. Além disso, há um sistema de armazenamento de energia. A seguir, serão apresentados os dados de entrada do consumidor. Eles estão divididos em dois grupos: dados inseridos a partir da leitura de tabelas (curva de demanda, curva de preço e curva solarimétrica), e dados inseridos a partir de caixas de diálogo.

A Figura 15 apresenta a topologia dos recursos energéticos desse consumidor.

Figura 15 - Topologia de recursos energéticos



Fonte: Elaboração própria.

4.1.1 Dados de entrada em forma de tabela

4.1.1.1 Curva de demanda

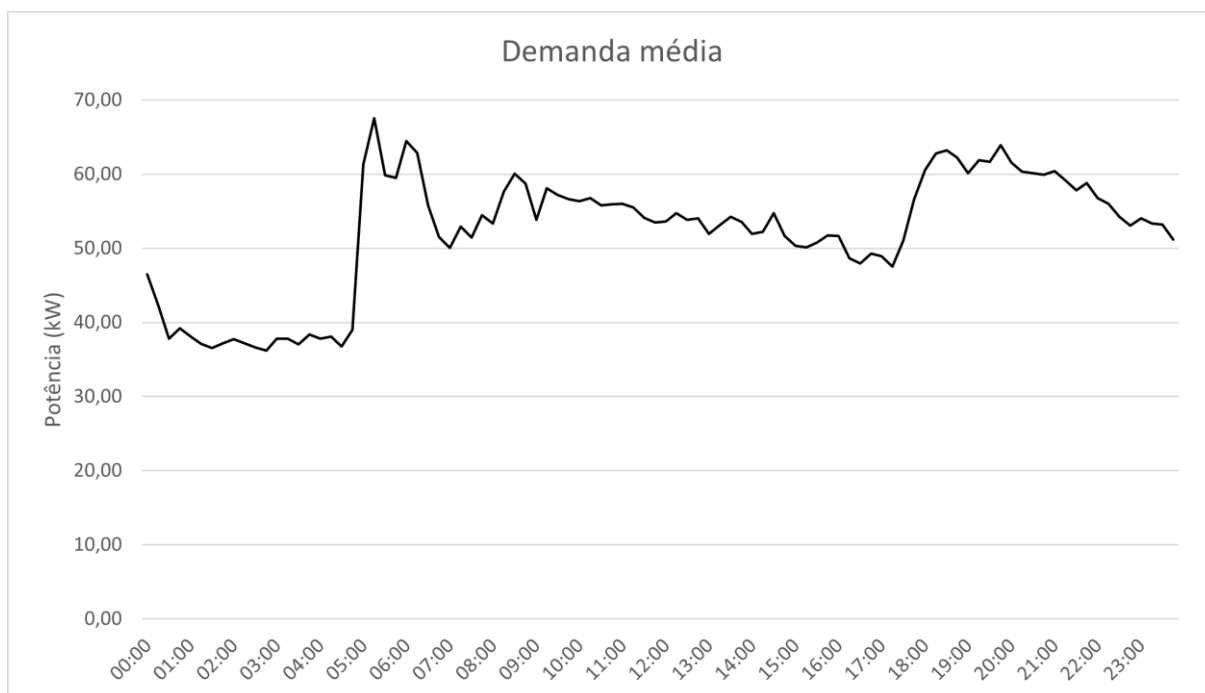
A fim de visualizar um retrato médio da demanda desse consumidor, são apresentadas duas curvas de demanda, na Figura 16 e na Figura 17. A primeira curva corresponde à média diária de demanda ao longo do período de estudo, e a segunda, à média de demanda em cada horário ao longo dos dias. É importante notar que a curva de demanda do consumidor poderia ser representada por todos os seus pontos, ao longo dos 66 dias. Entretanto, sua visualização não traria grande valor à caracterização do consumidor, uma vez que essa curva seria de difícil leitura, pela quantidade de pontos e pelo espaço limitado de visualização.

Figura 16 - Demanda média por dia



Fonte: Elaboração própria.

Figura 17 - Demanda média por horário



Fonte: Elaboração própria.

4.1.1.2 Curva de preços

O consumidor em estudo é alimentado em 13,8 kV. Portanto, ele se enquadra no subgrupo A4 de fornecimento (GRUPOS ANEEL, 2021). Para o cálculo do custo de energia elétrica, foi considerada a bandeira tarifária vermelha 1, que estava vigente no período considerado (RELATÓRIO DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS ANEEL, 2022). As tarifas praticadas pela CPFL Paulista, que é a concessionária de energia elétrica na região de Campinas, são exibidas na Figura 18. (CPFL ENERGIAS, 2021; TARIFAS CPFL, 2021)

Figura 18 - Tarifas CPFL

Subgrupo	TUSD				TE (R\$/MWh)							
	Ponta (R\$/kW)	Fora Ponta (R\$/kW)	Ponta (R\$/MWh)	Fora Ponta (R\$/MWh)	Ponta				Fora Ponta			
					-	Verde	Amarelo	Vermelho	-	Verde	Amarelo	Vermelho
A4 (2,5 a 23 kV) Azul	33,19	13,41	89,93	89,93	453,71	453,71	472,45	548,63	281,57	281,57	300,31	376,49
A4 (2,5 a 23 kV) Verde	13,41	13,41	807,06	89,93	453,71	453,71	472,45	548,63	281,57	281,57	300,31	376,49

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CPFL.

A partir desses valores foram feitas simulações de consumo médio mensal para esse caso, a fim de verificar qual sistema tarifário seria mais vantajoso economicamente, considerando o

custo por kWh consumido. Os dados de entrada são apresentados na Tabela 4-1. Os resultados são apresentados na Tabela 4-2 e na Tabela 4-3, e indicam que o sistema Azul possui uma tarifa mais baixa, nesse caso. Dessa forma, foi considerada uma tarifa de R\$0,49 / kWh para o período fora da ponta e uma tarifa de R\$1,15 / kWh para o período de ponta.

Tabela 4-1 - Dados de entrada CPFL

Dados de Entrada		
Item	Ponta	Fora Ponta
Horas	65,18	664,82
Demanda (kW)	55	55
Consumo (kWh)	3584,82	36.565,18

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CPFL.

Tabela 4-2 - Resultados CPFL - Sistema Azul

Resultados – Sistema Azul		
Item	Ponta	Fora Ponta
Custo TUSD (R\$)	2.147,83	4.025,86
Custo TE (R\$)	1.966,74	13.766,42
Custo Total (R\$)	4.114,57	17.792,28
Tarifa (R\$/kWh)	1,15	0,49

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CPFL.

Tabela 4-3 - Resultados CPFL - Sistema Verde

Resultados – Sistema Verde		
Item	Ponta	Fora Ponta
Custo TUSD (R\$)	3.630,72	4.025,86
Custo TE (R\$)	1.966,74	13.766,42
Custo Total (R\$)	5.597,46	17.792,28
Tarifa (R\$/kWh)	1,56	0,49

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CPFL.

Portanto, a curva de preços adotada é exibida na Figura 19, considerando os valores apresentados previamente.

Figura 19 - Curva de preços

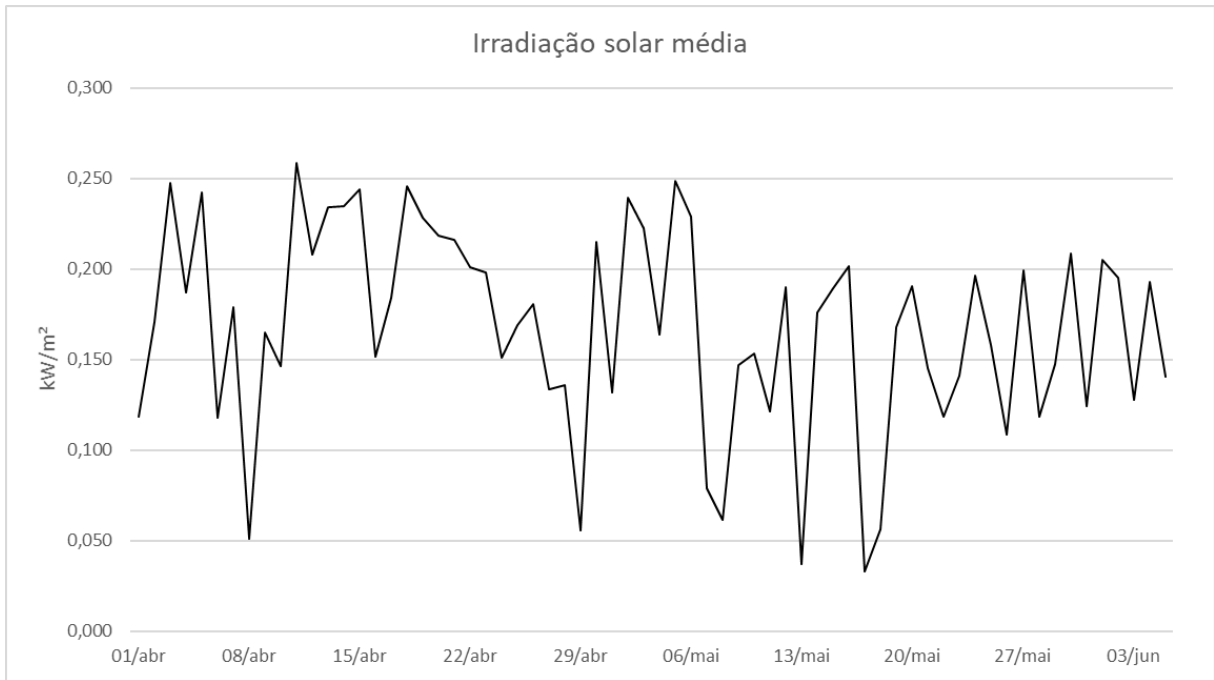
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CPFL.

4.1.1.3 Curva solarimétrica

Houve medição da irradiação solar ao longo do ano de 2019 no site do consumidor. Dessa forma, os dados considerados de geração solar neste estudo de caso são relativos ao período analisado: início no dia 01/04/2021 e término no dia 05/06/2021. Apesar de as medições terem ocorrido em 2019 e os dados do estudo de caso serem relativos a 2021, foi adotado como premissa que as curvas solarimétricas possuem periodicidade anual. Dessa forma, os dados medidos em 2019 podem ser utilizados em 2021.

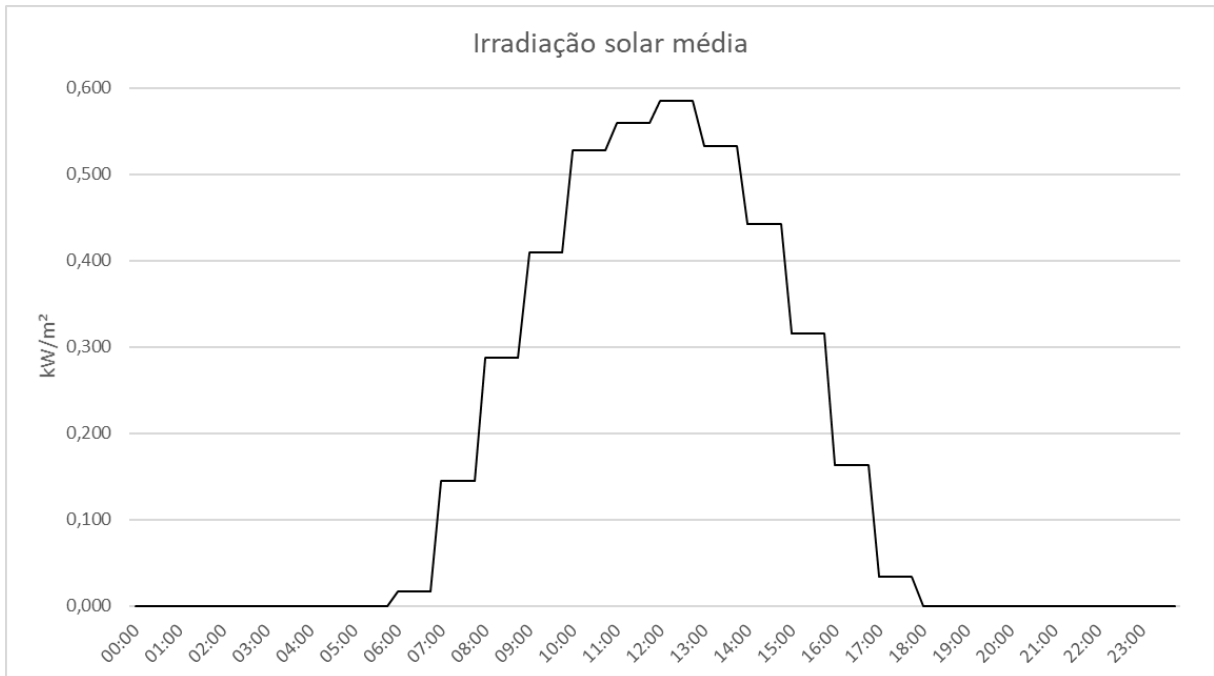
A fim de visualizar um retrato médio da irradiação solar no local desse consumidor, são apresentadas duas curvas solarimétricas, na Figura 20 e na Figura 21. A primeira curva corresponde à média diária de irradiação solar ao longo do período de estudo e a segunda, à média de irradiação solar em cada horário ao longo dos dias. Ambas as curvas foram geradas a partir dos dados medidos entre 01/04/2019 e 05/06/2019.

Figura 20 - Irradiação solar média por dia



Fonte: Elaboração própria.

Figura 21 - Irradiação solar média por horário



Fonte: Elaboração própria.

4.1.2 Dados de entrada numéricos

Para os inputs de caixa de diálogo foram adotados os valores apresentados na Tabela 4-4. Eles são agrupados por recursos energéticos ou uso genérico (por exemplo, horário de pico).

A potência do gerador diesel está conforme a especificação do equipamento considerado para o estudo de caso. O consumo do gerador diesel foi extraído a partir de dados de fabricante (STEMAC, 2019). O custo do diesel foi extraído a partir do levantamento semanal da ANP (Agência Nacional do Petróleo) com dados do Estado de São Paulo – onde se encontra o consumidor em questão. Foi considerado o menor valor na pesquisa semanal entre 15/08/21 e 21/08/21 da ANP (ANP, 2021).

A potência do gerador solar está conforme a especificação do equipamento para este estudo de caso. O fator de potência e a eficiência do sistema foram extraídos de dados de fabricante (ABB, 2020). A área considerada está conforme a área instalada dos painéis fotovoltaicos considerada neste estudo de caso.

Os dados de armazenamento foram calculados a partir de dados reais, conforme a necessidade do consumidor deste estudo de caso. Por fim, o horário de pico considerado está conforme a indicação da concessionária do local em que o consumidor se encontra. (CPFL ENERGIAS, 2021)

Tabela 4-4 - Dados de input (caso base)

Grupo	Descrição	Valor
Gerador Diesel	Potência do Gerador	20 kW
	Consumo do gerador	6,2 litros/hora
	Custo do diesel	R\$4/litro
Geração Solar	Potência do Gerador	50 kW
	Fator de potência do inversor	0,92
	Eficiência do sistema	0,98
	Área disponível	150 m ²
Armazenamento de energia	Número de células	40
	Capacidade individual	86 Ah
	Capacidade total	3.440 Ah
	Tensão nominal	48 V _{cc}
	Corrente nominal de carga	30 A
	Eficiência de carga	0,92
	Início da carga da bateria	00h00

Grupo	Descrição	Valor
Horário de pico	Início	18h00
	Fim	21h00

Fonte: Elaboração própria.

4.1.3 Outros valores

É importante mencionar que os valores de LCOE da geração solar e de LCOS não foram inseridos por meio de caixas de diálogo, e sim no código-fonte do algoritmo. A seguir, serão apresentados os cálculos e as premissas consideradas para os valores desses parâmetros.

4.1.3.1 LCOE Solar

Uma vez que não há dados suficientes do consumidor deste estudo de caso para o cálculo do valor do LCOE Solar, optou-se por buscar na literatura um valor que fosse adequado a esta situação. Há uma grande variação do valor de LCOE de geração solar de acordo com a localização geográfica (MCCANN, 2020). Dessa forma, considerou-se o valor calculado no trabalho de (AQUILA et al., 2021), que aborda o LCOE na região de Minas Gerais. Entre os valores disponíveis na literatura, essa é a região mais próxima ao estudo de caso considerado.

O trabalho citado apresenta o valor de USD70 / MWh para esse parâmetro. Além disso, para conversão em moeda brasileira, considerou-se a cotação de R\$5,76/USD, que corresponde à média diária do dólar comercial americano no período de 01/01/2021 a 06/09/2021, com acréscimo de dois desvios-padrão. O período indicado se justifica para abranger a variação cambial em 2021, até a data que foi realizada a simulação. Além disso, foram considerados dois desvios-padrão para que a cotação de R\$5,76/USD fosse superior à cotação de grande parte dos dias – nesse caso, 97% do período. (REFINITIV, 2021)

Dessa forma, o valor considerado para o LCOE Solar neste estudo de caso foi de R\$0,40 / kWh.

4.1.3.2 LCOS

Para o LCOS foram considerados os dados financeiros de uma instalação comercial semelhante ao estudo de caso considerado. A partir desses valores é possível calcular o LCOS para essa instalação comercial e utilizar esse valor no consumidor do estudo de caso.

O CapEx inicial do sistema de armazenamento de energia é de R\$2,227 milhões e representa os gastos com compra de equipamentos, infraestrutura elétrica, desenvolvimento do projeto, comissionamento etc. O OpEx dessa instalação comercial é de R\$7.200.

Além disso, a capacidade do sistema é de 390 kWh. As baterias de íons de lítio desse porte possuem uma vida útil de 3.000 ciclos, considerando uma profundidade de descarga de 80% (HLAL et al., 2019; SEVERSON et al., 2019; YANG et al., 2020; ZHANG et al., 2021). Uma vez que o sistema é utilizado diariamente, as baterias devem ser substituídas a cada 8 anos, aproximadamente. O custo médio de reposição da bateria é de USD150 / kWh (STECKEL; KENDALL; AMBROSE, 2021; ZUBI et al., 2018). Dessa forma, considerando a mesma taxa de câmbio apontada no item 4.1.3.1 e a capacidade do sistema de armazenamento, haverá um custo de R\$371.520 para substituição das baterias, que ocorrerá a cada 8 anos.

Por fim, considerando uma taxa de desconto de 7,75% (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2022), uma vida útil do sistema de armazenamento de 20 anos (KILLER; FARROKHSERESHT; PATERAKIS, 2020) e os dados apresentados anteriormente, é possível calcular o valor de LCOS a partir da equação (17), apresentada no item 3.5. Portanto, o valor do LCOS dessa instalação industrial é de R\$1,71 / kWh. Esse valor será considerado no estudo de caso em questão. A seguir, na Tabela 4-5 é apresentado um resumo dos dados considerados para o cálculo do LCOS.

Tabela 4-5 - Parâmetros do cálculo de LCOS

Item	Valor
CapEx Inicial	R\$2,227 milhões
OpEx	R\$7.200
Custo de substituição de baterias	R\$371.520
Vida útil das baterias	8 anos
Vida útil do sistema de armazenamento	20 anos
Capacidade do sistema de armazenamento	390 kWh
LCOS	R\$1,71

Fonte: Elaboração própria.

4.1.4 Custos dos recursos energéticos

A fim de agrupar os custos adotados para cada um dos recursos energéticos, é apresentada a Tabela 4-6, que indica o preço do kWh por recurso. Os valores estão listados em ordem crescente.

Tabela 4-6 – Custos de geração de energia

Item	Valor (R\$ / kWh)
LCOE Solar	0,40
Rede de distribuição (fora do horário de pico)	0,49
Rede de distribuição (dentro do horário de pico)	1,15
Geração Diesel	1,24
LCOS (Armazenamento de Energia)	1,71

Fonte: Elaboração própria.

O LCOE Solar foi calculado no item 4.1.3.1. Os preços de energia elétrica da rede de distribuição foram calculados no item 4.1.1.2. O custo da geração diesel foi calculado a partir da equação (11), apresentada no item 3.3.3. O LCOS foi calculado no item 4.1.3.2.

4.1.5 Resultados

A partir dos dados de entrada apresentados e utilizando a metodologia descrita anteriormente, foi realizada a simulação abrangendo os 66 dias, com início em 01/04/21 e término em 05/06/21. Os gastos com cada recurso energético foram computados diariamente e somados ao final de todo o processo. Os resultados são indicados a seguir, na Tabela 4-7.

Tabela 4-7 - Resultados da simulação

Item	Valor
Rede de distribuição	R\$30.039,20
Geração Diesel	R\$0,00
Geração Solar	R\$10.386,92
Armazenamento de energia	R\$14.908,35
Total	R\$55.335,18

Fonte: Elaboração própria.

4.2 Análise de sensibilidade

4.2.1 Variações do estudo de caso

A fim de verificar a variação do gasto total para o consumidor em função da mudança nos valores dos dados de entrada, foram feitas algumas variações do estudo de caso principal. Dessa forma, a simulação inicial será denominada “Caso Base” e são apresentadas a seguir cada uma das outras situações. Em cada uma delas houve mudança nos dados de apenas um recurso energético ou de uma propriedade desse recurso. Com isso, é possível realizar uma análise de sensibilidade de cada parâmetro em relação ao resultado.

Caso 1: nessa situação foi considerado um aumento em 50% no número de células do sistema de armazenamento de bateria. Dessa forma, foram consideradas 60 células, ao invés das 40 consideradas originalmente.

Caso 2: nesse cenário houve aumento de 50% na capacidade de geração solar. Dessa forma, a potência nominal do gerador solar foi considerada em 75 kW e a área disponível foi de 225 m².

Caso 3: também houve modificação na geração solar. Nessa situação foi considerada uma redução 5% na eficiência do sistema fotovoltaico, cujo valor passou a ser 0,93.

Caso 4: nessa situação foi considerada uma redução de 13,5% no preço do combustível do gerador diesel. Dessa forma, considerou-se R\$3,46 para o preço do diesel.

Caso 5: nesse cenário foi considerada a ausência de geração solar. Para tanto, a potência nominal do gerador solar foi de 0 kW.

Caso 6: ausência de um sistema de armazenamento de energia. O parâmetro alterado foi a quantidade de células, que foi considerado com valor nulo.

Caso 7: nessa situação há ausência de geração solar e do sistema de armazenamento de energia. Esse cenário é uma combinação dos casos 5 e 6. Dessa forma, a potência nominal do gerador solar foi de 0 kW e foram consideradas 0 células para o sistema de armazenamento.

A seguir, é apresentada a Tabela 4-8, com os valores considerados em cada estudo de caso, e a comparação com o caso base. Para o caso base foram indicados todos os valores. Para

os demais casos, foram indicados apenas os parâmetros modificados. Para os parâmetros sem valor indicado considera-se que não houve variação em relação ao Caso Base.

Tabela 4-8 - Resumo dos estudos de caso

Grupo	Descrição	Unidade	Base	Caso						
				1	2	3	4	5	6	7
Gerador Diesel	Potência	kW	20							
	Consumo	litros/hora	6,2							
	Custo do diesel	R\$/litro	4				3,46			
Geração Solar	Potência	kW	50		75			0		0
	Fator de potência do inversor	-	0,92							
	Eficiência do sistema	-	0,98			0,93				
	Área disponível	m ²	150		225					
Armazenamento de energia	Número de células	-	40	60					0	0
	Capacidade individual	Ah	86							
	Capacidade total	Ah	3.440	5.160						
	Tensão nominal	Vcc	48							
	Corrente nominal de carga	A	30							
	Eficiência de carga	-	0,95							
	Início da carga da bateria	-	00h00							

Fonte: Elaboração própria.

4.2.2 Resultados

A partir dos dados de entrada apresentados e utilizando a metodologia descrita anteriormente, foi realizada a simulação abrangendo os 66 dias, com início em 01/04/21 e término em 05/06/21. Os gastos com cada recurso energético foram computados diariamente e somados ao final de todo o processo. As simulações de cada um dos casos foram feitas independentemente. Os resultados são indicados a seguir, na Tabela 4-9.

Tabela 4-9 - Resultados das simulações

Item	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7
Rede de distribuição (R\$)	27.807,82	27.308,03	30.593,06	28.407,34	42.764,03	35.794,00	48.518,13
Geração Diesel (R\$)	0,00	0,00	0,00	1.522,69	0,00	0,00	0,00
Geração Solar (R\$)	10.386,92	12.616,95	9.935,37	10.386,92	0,00	10.386,92	0,00
Armazenamento de energia (R\$)	21.773,28	14.908,35	14.908,35	14.908,35	14.908,35	0,00	0,00
Total (R\$)	59.968,02	54.833,34	55.436,78	55.225,30	57.672,39	46.180,92	48.518,13

Fonte: Elaboração própria.

Adicionalmente, os gastos totais em cada um dos casos são comparados em relação ao caso base, conforme indicado na Tabela 4-10

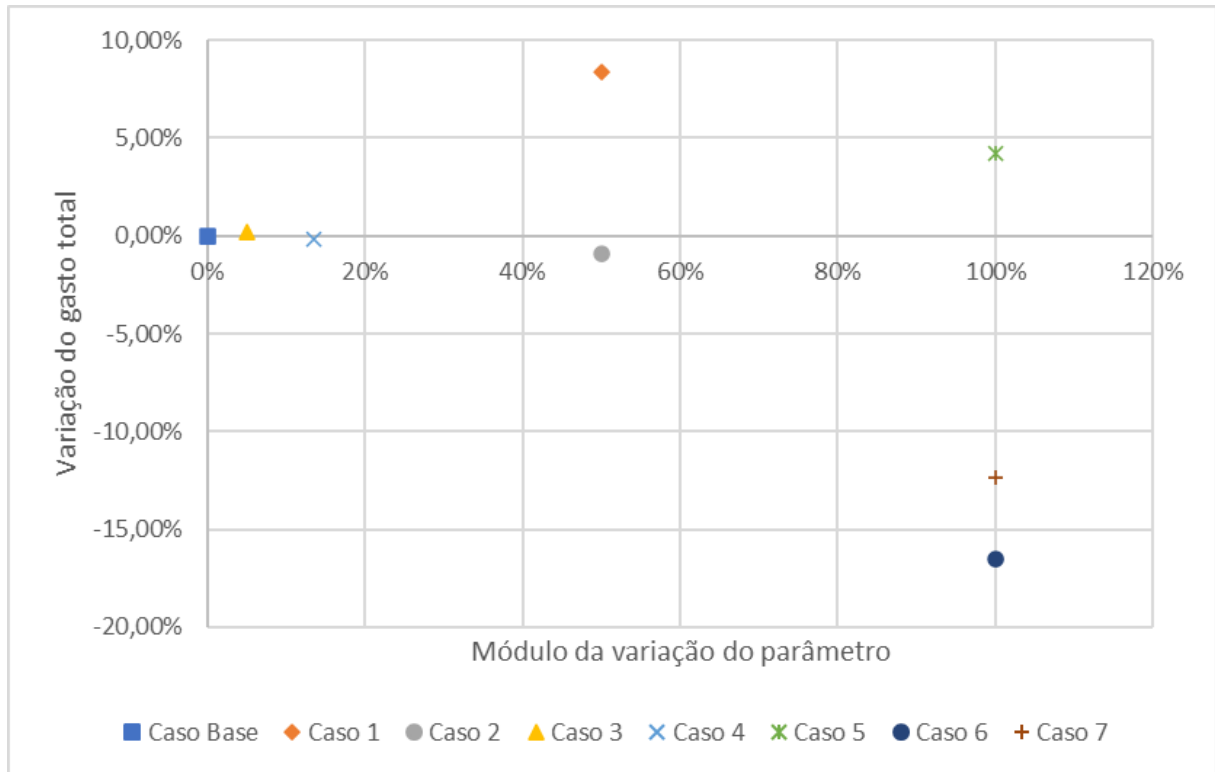
Tabela 4-10 – Comparação com o Caso Base

Item	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7
Variação em relação ao caso base	8,37%	-0,91%	0,18%	-0,20%	4,22%	-16,54%	-12,32%

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 22 indica em um mapa como a variação dos parâmetros afeta a variação dos gastos em relação ao caso base.

Figura 22 - Mapa de sensibilidade



Fonte: Elaboração própria.

4.2.3 Análise de Resultados

Nas seções anteriores foram apresentadas simulações feitas a partir de variações em relação ao estudo de caso original. Em cada situação foram variados os parâmetros de um dos recursos energéticos. Foram apresentados os resultados de cada simulação e foi realizada uma comparação entre os custos totais de geração de energia elétrica entre cada um dos casos e o “Caso Base”.

A partir da Tabela 4-10 e da Figura 22 é possível verificar que houve aumento de gastos nos casos 1, 3 e 5. Com exceção do Caso 1, o aumento de custos com energia elétrica era esperado nessas situações. A Tabela 4-10 e a Figura 22 também indicam redução de gastos nos Casos 2, 4, 6 e 7, com valores mais expressivos nos dois últimos.

O resultado do Caso 1 pode causar surpresa em um primeiro momento – o aumento na capacidade do sistema de armazenamento de energia levou a um aumento nos custos totais com geração de energia elétrica. Entretanto, é importante notar que o LCOS calculado no item 4.1.3.2 é maior do que o custo da energia fornecida pela concessionária de energia em horário

de pico, conforme apresentado na Tabela 4-6. Além disso, uma das premissas desse trabalho é que o armazenamento de energia seja utilizado no horário de pico, independentemente de seu custo.

O Caso 2 apresenta um aumento de 50% na geração de energia fotovoltaica. Isso reduz a dependência de outras fontes com custos mais altos de geração de energia elétrica e, portanto, reduz os gastos totais do consumidor. É importante notar que essa redução nos custos com energia possui um limite: um sistema de geração solar com capacidade de suprir o dobro ou o triplo da demanda, por exemplo, não trará uma redução nos custos de forma inversamente proporcional. Isso porque o excedente de energia gerado terá um custo elevado de armazenamento, conforme apontado no Caso 1.

No Caso 3 houve redução na eficiência do sistema fotovoltaico, fator que reduz a geração solar. Isso implica no aumento do uso de outros recursos energéticos mais caros para suprir a demanda do consumidor não atendida pelo sistema fotovoltaico. Um exemplo de fonte mais cara do que geração solar é a energia elétrica oferecida pela distribuidora de energia.

A redução no preço do diesel no Caso 4 tornou esse recurso energético economicamente competitivo com as outras fontes. Isso é constatado na Tabela 4-9, pelo fato de que esse foi o único caso em que houve utilização de geração diesel – e conseqüentemente gastos com esse recurso. Dessa forma, essa fonte de geração de energia elétrica substituiu outros recursos mais caros nessa situação. Portanto, houve redução nos custos totais do consumidor. Essa redução poderia ser mais expressiva caso o gerador possuísse uma capacidade nominal para atender toda a demanda do consumidor. Conforme as curvas de demanda apresentadas na Figura 16 e na Figura 17, em muitos momentos a potência consumida é de pelo menos duas vezes a capacidade nominal do gerador diesel – 20 kW. A demanda não suprida pela geração diesel é atendida por outros recursos energéticos mais caros, como a rede de distribuição.

No Caso 5 houve ausência de geração de energia fotovoltaica. De forma análoga ao Caso 3, houve aumento na demanda de outras fontes com custos mais altos de geração de energia elétrica.

Os resultados dos Caso 6, de forma similar àqueles do Caso 1, podem ser surpreendentes em um primeiro momento – a ausência do sistema de armazenamento de energia resultou em uma redução nos custos totais com geração de energia elétrica. Ressalta-se que o LCOS calculado no item 4.1.3.2 é maior do que o custo da energia fornecida pela concessionária de

energia em horário de pico, conforme valores da Tabela 4-6. Dessa forma, na ausência de um sistema de armazenamento de energia, outra fonte de energia é utilizada no horário de pico, como a rede de distribuição. Portanto, no Caso 6 houve redução nos custos totais para o consumidor.

Por fim, o Caso 7 é uma combinação dos casos 5 e 6: ausência de geração fotovoltaica e do sistema de armazenamento de energia. Em um deles houve aumento nos custos totais para o consumidor e no outro, redução. Uma vez que no Caso 7 houve redução nos gastos totais para o consumidor, pode-se concluir que o efeito da ausência do sistema de armazenamento é maior do que aquele proporcionado pela ausência de geração fotovoltaica.

Além dos resultados apresentados na Tabela 4-10 e na Figura 22, é possível analisar o quanto significativa é a variação de um dos parâmetros para a redução ou o aumento dos custos totais com energia elétrica. Isso pode ser feito a partir de um índice que calcule a relação entre a variação dos gastos e o módulo da variação do parâmetro em questão. Esse valor, que pode ser denominado de “índice de sensibilidade” pode ser calculado a partir da equação (18).

$$\text{índice de sensibilidade} = \text{variação dos gastos} / |\text{variação do parâmetro}| \quad (18)$$

As variações dos gastos e dos parâmetros são calculadas em relação ao “Caso Base” e os seus valores estão indicados na Figura 22. O índice de sensibilidade para cada um dos casos é apresentado na Tabela 4-11.

Tabela 4-11 – Índice de sensibilidade

Item	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7
Índice de sensibilidade	0,167	-0,018	0,037	-0,015	0,042	-0,165	-0,123

Fonte: Elaboração própria.

A partir da equação (18), conclui-se que quanto mais próximo de 0 o valor do índice, menor é a influência da variação de um parâmetro na variação dos gastos totais. Os valores negativos indicam redução nos custos totais com energia elétrica em relação ao “Caso Base”. De forma oposta, valores positivos indicam aumento nos gastos totais com energia elétrica, em relação ao “Caso Base”.

Baseando-se nos valores de índice de sensibilidade apresentados na Tabela 4-11, é possível inferir que os custos totais do consumidor com energia elétrica possuem maior sensibilidade em relação aos parâmetros abordados nos casos 1, 6 e 7. Nos três casos o recurso energético envolvido foi o sistema de armazenamento de energia.

Nos casos 2 e 4 o índice de sensibilidade foi muito próximo a 0, comparado aos demais casos. Esse resultado indica que o aumento da geração fotovoltaica (Caso 2) e a redução do preço do diesel (Caso 4) tiveram pouco efeito na variação dos custos totais do consumidor, em relação à variação dos parâmetros envolvidos em cada um desses casos. Essa limitação foi abordada nos parágrafos anteriores. No Caso 2 esse efeito poderia ser maior, caso o sistema de armazenamento de energia possuísse um LCOS menor, conforme apresentado anteriormente. No Caso 4 o índice de sustentabilidade poderia ser mais distante de 0 – o que indicaria maior eficiência na redução do preço do diesel – caso a capacidade do gerador diesel fosse maior, conforme apresentado anteriormente.

5 ESTUDOS DE CASO COM A METODOLOGIA DIÁRIA

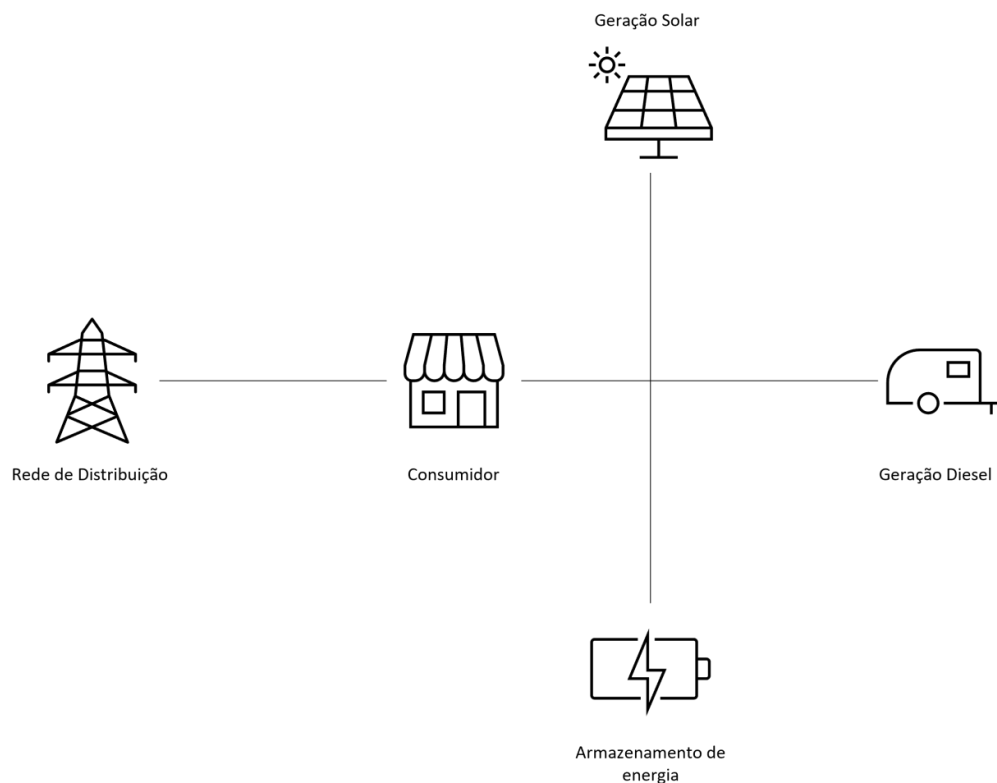
5.1 Consumidor 2

Nesse estudo de caso e no próximo serão feitas análises utilizando a metodologia simplificada, considerando apenas um dia de simulação. O intuito desses dois estudos de caso é analisar a diferença no uso da metodologia nos custos finais do consumidor. Dessa forma, foram feitas duas simulações em cada estudo de caso: em uma delas foi considerada a aplicação da metodologia, e na outra, não. Além disso, como o horizonte é de apenas um dia e se trata de uma análise simplificada, não foram considerados os valores de LCOS e LCOE.

O primeiro estudo de caso simplificado trata-se de um outro posto de serviços, localizado na região de Campinas, no estado de São Paulo. Nesse estudo foram utilizados dados históricos e foi feita uma simulação diária. Este consumidor possui geração solar, gerador diesel e possui conexão com a rede de distribuição. Além disso, há um sistema de armazenamento de energia.

A Figura 23 apresenta a topologia dos recursos energéticos desse consumidor.

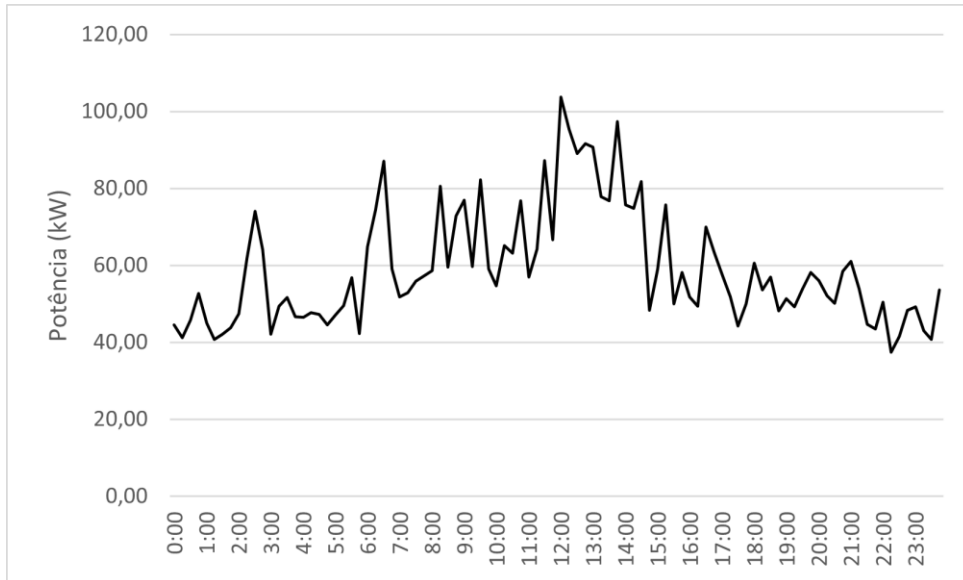
Figura 23 - Topologia de recursos energéticos



Fonte: Elaboração própria.

A curva de demanda utilizada para simulação é apresentada na Figura 24. Foram utilizados dados medidos no dia 12/05/2018.

Figura 24 - Curva de demanda

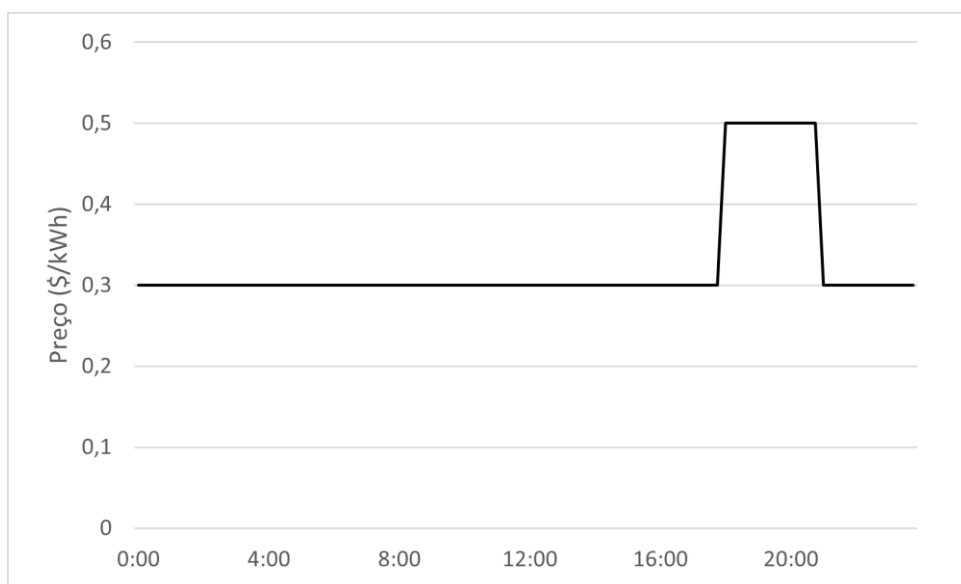


Fonte: Elaboração própria.

O eixo vertical representa a potência demandada e o eixo horizontal, as horas ao longo de um dia.

A curva de preços adotada nessa simulação é exibida na Figura 25.

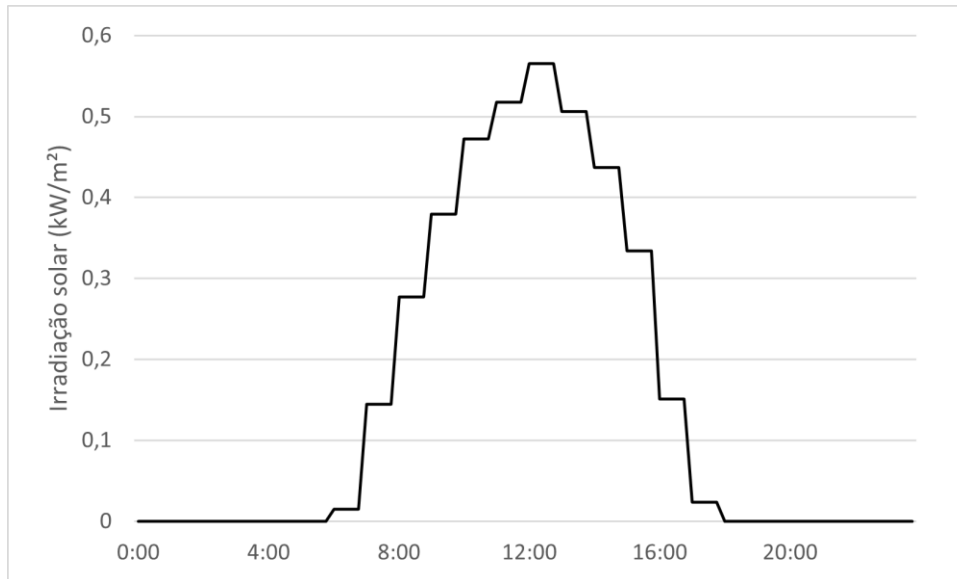
Figura 25 - Curva de preços



Fonte: Elaboração própria.

A curva de geração solar é apresentada na Figura 26. A medição foi realizada ao longo de um ano completo. Entretanto os dados levam em consideração somente a média das medições para o mês de maio, correspondente à curva de demanda medida.

Figura 26 - Curva solarimétrica



Fonte: Elaboração própria.

Para os inputs de caixa de diálogo foram adotados os valores pré-definidos no item 3.1 e são apresentados na Tabela 5-1. Eles são agrupados por recursos energéticos ou uso genérico (por exemplo, horário de pico). A adoção dos valores pré-definidos se justifica pelo fato de que esses valores foram ajustados especificamente para este estudo de caso. No próximo estudo de caso os valores são alterados.

Tabela 5-1 - Valores de input

Grupo	Descrição	Valor
Gerador Diesel	Potência do Gerador	200 W
	Consumo do gerador	2 litros/hora
	Custo do diesel	3,30 \$/litro
Geração Solar	Potência do Gerador	50 kW
	Fator de potência do inversor	0,92

Grupo	Descrição	Valor
	Eficiência do sistema	0,95
	Área disponível	150 m ²
Armazenamento de energia	Número de células	40
	Capacidade individual	86 Ah
	Capacidade total	3.440 Ah
	Tensão nominal	48 Vcc
	Corrente nominal de carga	30 A
	Eficiência de carga	0,95
	Início da carga da bateria	00h00
Horário de pico	Início	18h00
	Fim	21h00

Fonte: Elaboração própria.

Por fim, foram realizadas duas simulações nesse estudo de caso: na primeira há a utilização de armazenamento de energia; na segunda, não há armazenamento. Os resultados serão apresentados a seguir.

5.1.1 Resultados: Com Armazenamento de Energia

Considerando o uso de armazenamento de energia, além das premissas e da metodologia adotada, foi calculado o gasto com energia elétrica da rede, para um dia, resultando em \$304,75 e nenhum gasto com geração diesel. A Figura 27 indica os valores calculados diariamente, mensalmente e anualmente.

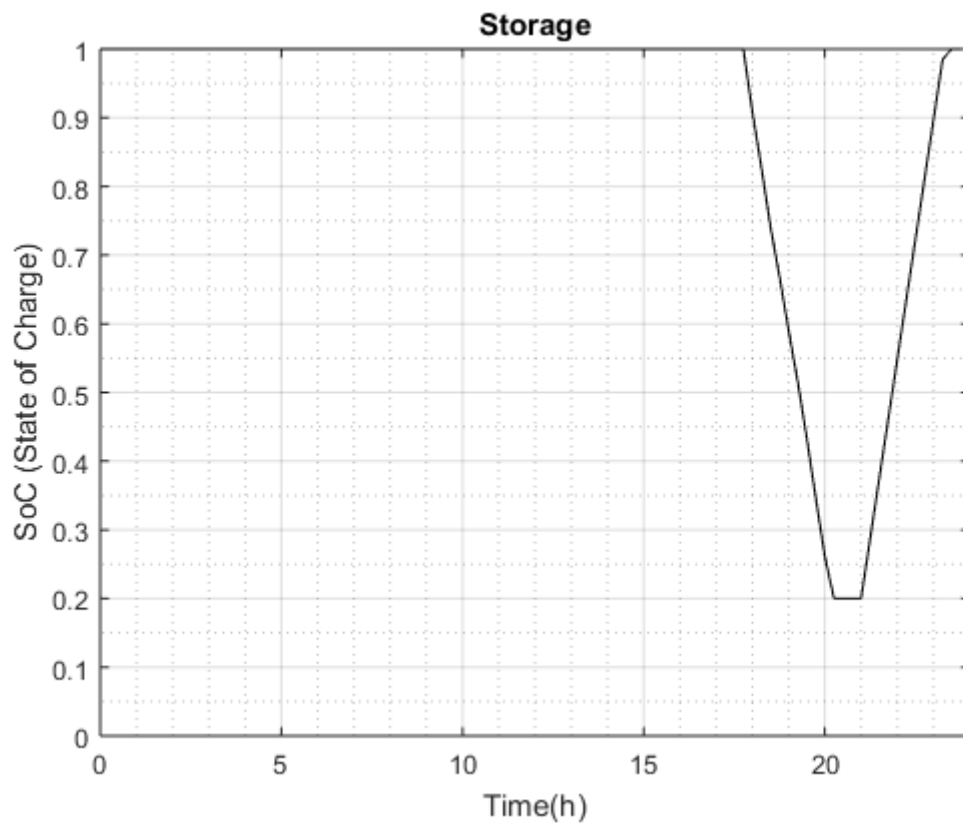
Figura 27 - Custos de energia elétrica com sistema de armazenamento

Fonte: Elaboração própria.

Os valores calculados mensalmente e anualmente são uma extrapolação dos valores diários. Para fins de comparação do efeito do sistema de armazenamento de energia, foi considerado o gasto diário.

Além disso, a curva do nível da bateria é obtida a partir de um dia de simulação, e é indicada na Figura 28.

Figura 28 - Nível de bateria

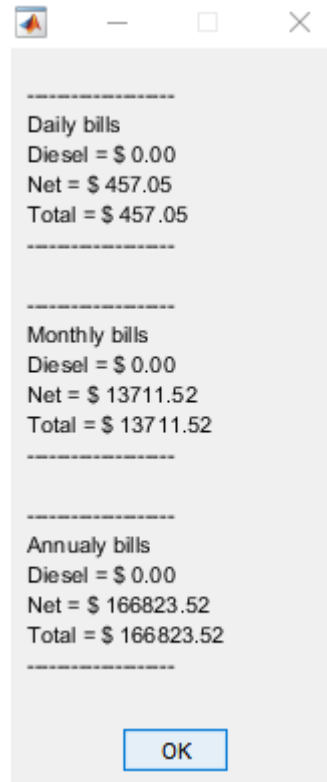


Fonte: Elaboração própria.

5.1.2 Resultados: Sem Armazenamento de Energia

A segunda simulação para este estudo de caso mantém as mesmas condições da primeira simulação, porém removendo-se o sistema de armazenamento de energia.

Nesse cenário, o gasto diário com a energia elétrica da rede foi calculado em \$457,05. Nessa situação também não houve utilização da geração diesel. A Figura 29 indica os valores calculados diariamente, mensalmente e anualmente.

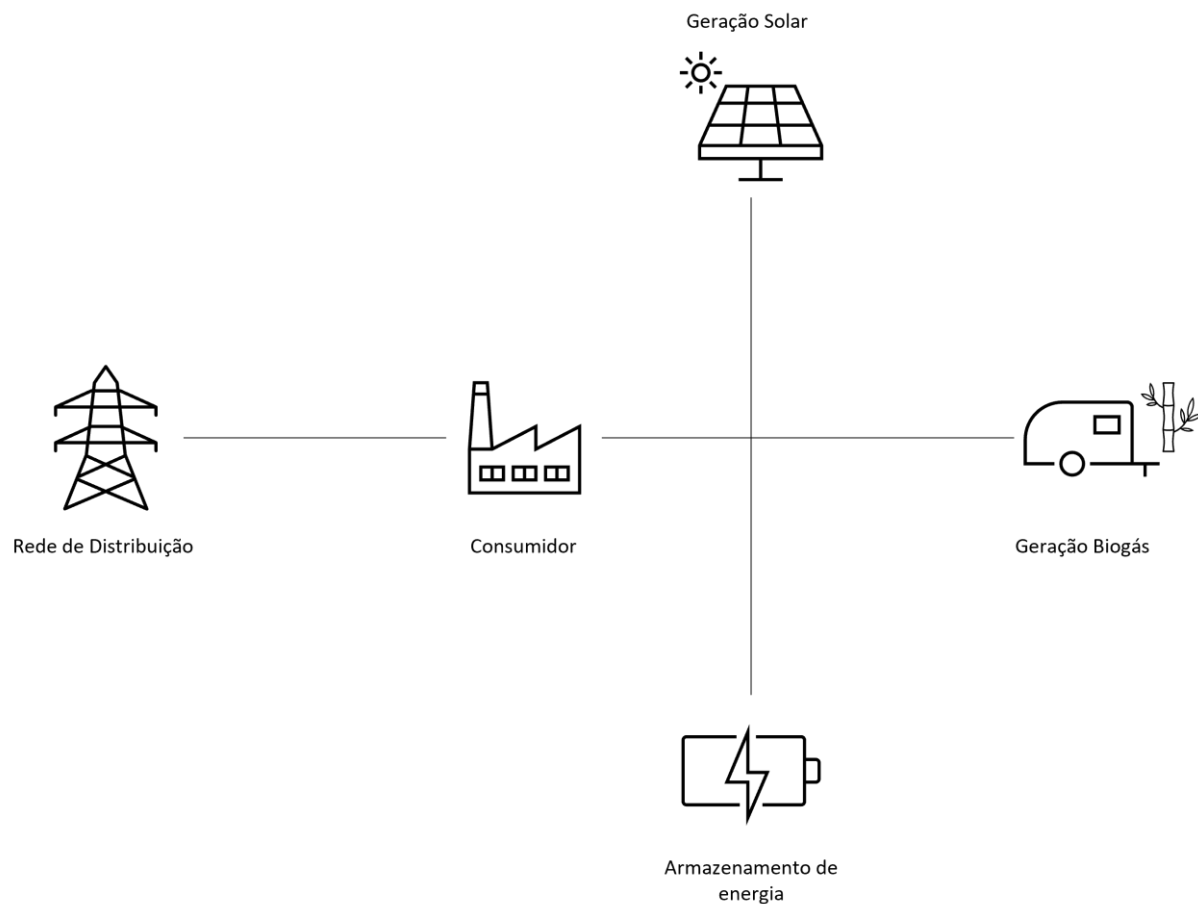
Figura 29 - Custos de energia elétrica sem sistema de armazenamento

Fonte: Elaboração própria.

5.2 Consumidor 3

O propósito desse segundo estudo de caso é demonstrar a robustez da metodologia, através de outro exemplo. Esse caso trata-se de uma unidade industrial, localizada na região de Campinas, no estado de São Paulo. Nesse estudo foram utilizados dados históricos e foi feita uma simulação diária. Este consumidor possui geração solar, gerador a biogás e possui conexão com a rede de distribuição. Além disso, há um sistema de armazenamento de energia.

A Figura 30 apresenta a topologia dos recursos energéticos desse consumidor.

Figura 30 - Topologia de recursos energéticos

Fonte: Elaboração própria.

A curva de demanda utilizada para simulação é apresentada na Figura 31. Foram utilizados dados medidos no dia 02/05/2014.

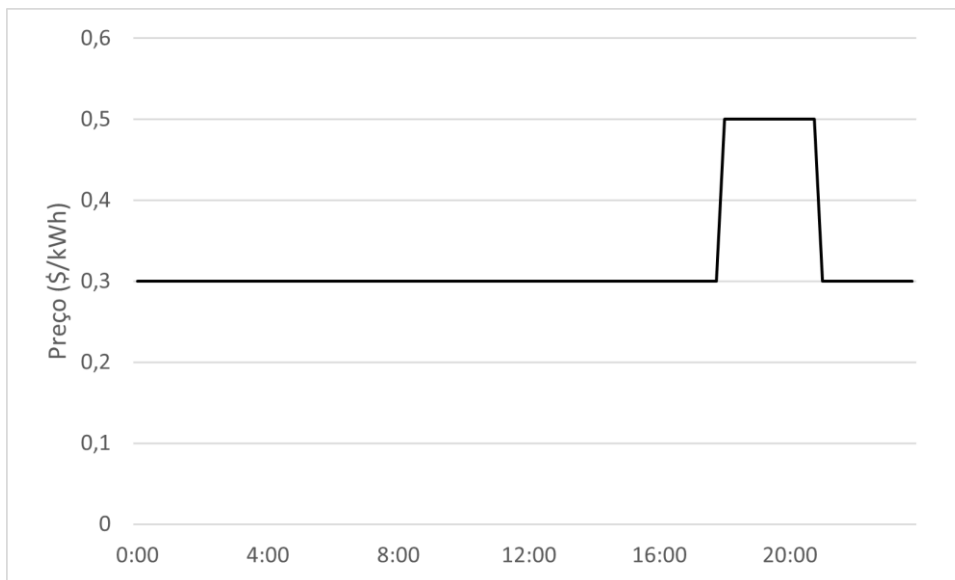
Figura 31 - Curva de demanda



Fonte: Elaboração própria.

A curva de preços adotada nessa simulação é exibida na Figura 32.

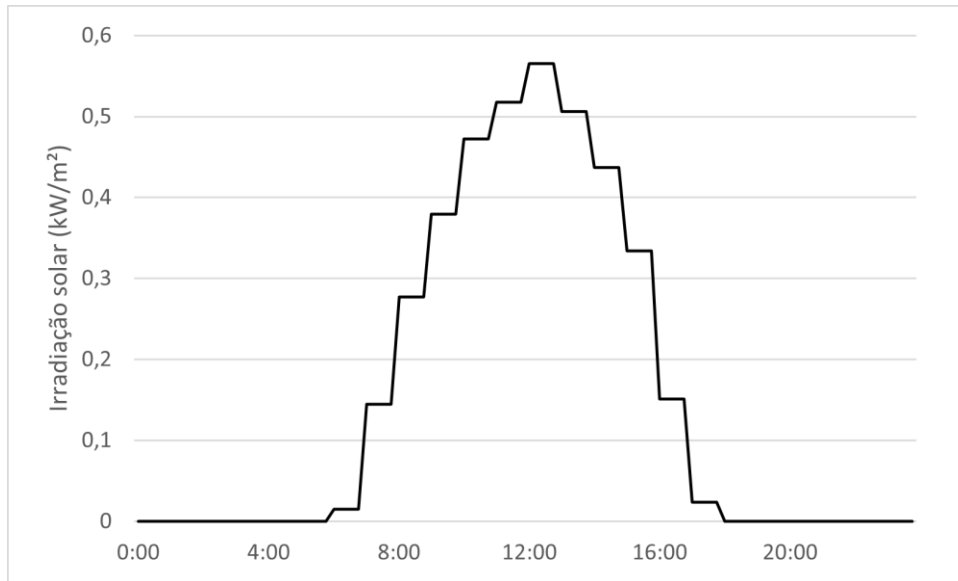
Figura 32 - Curva de preços



Fonte: Elaboração própria.

A curva de geração solar é apresentada na Figura 33. A medição foi realizada ao longo de um ano completo. Entretanto os dados levam em consideração somente a média das medições para o mês de maio, correspondente à curva de demanda medida.

Figura 33 - Curva solarimétrica



Fonte: Elaboração própria.

Para os inputs de caixa de diálogo foram adotados os valores apresentados na Tabela 5-2. Eles são agrupados por recursos energéticos ou uso genérico (por exemplo, horário de pico). Para a geração de biogás os valores são baseados em informações de CIBiogás, um instituto brasileiro dedicado ao desenvolvimento do biogás como recurso de energia competitiva e limpa (CIBIOGÁS, 2020). Os dados de armazenamento foram calculados conforme a necessidade do consumidor. Os dados da geração solar são baseados nos valores indicados no item 3.1. Por fim, o horário de pico considerado foi o mesmo do primeiro caso.

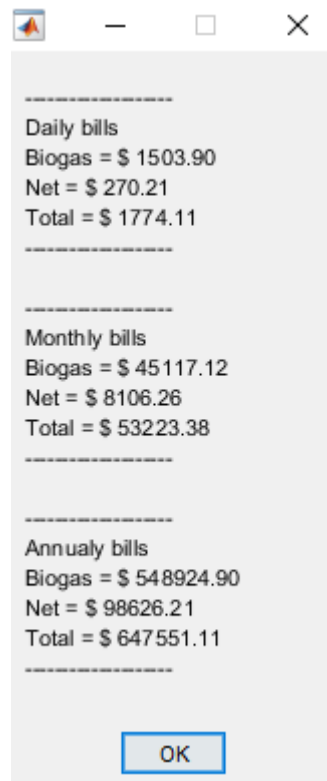
Tabela 5-2 - Valores de input

Grupo	Descrição	Valor
Gerador Biogás	Potência do Gerador	500 kW
	Custo do biogás	0,2 \$/litro
Geração Solar	Potência do Gerador	425 kW
	Fator de potência do inversor	0,92
	Eficiência do sistema	0,95
Armazenamento de energia	Área disponível	1275 m ²
	Número de células	500
	Capacidade individual	86 Ah
	Capacidade total	43.000 Ah
	Tensão nominal	48 Vcc
	Corrente nominal de carga	30 A
	Eficiência de carga	0,95
Horário de pico	Início da carga da bateria	00h00
	Início	18h00
	Fim	21h00

Fonte: Elaboração própria.

5.2.1 Resultados: Com Armazenamento de Energia

Considerando o uso de armazenamento de energia, além das premissas e da metodologia adotada, foi calculado o gasto com energia elétrica da rede, para um dia, resultando em \$270,21 e \$1503,90 de gastos com geração de biogás. A Figura 34 indica os valores calculados diariamente, mensalmente e anualmente.

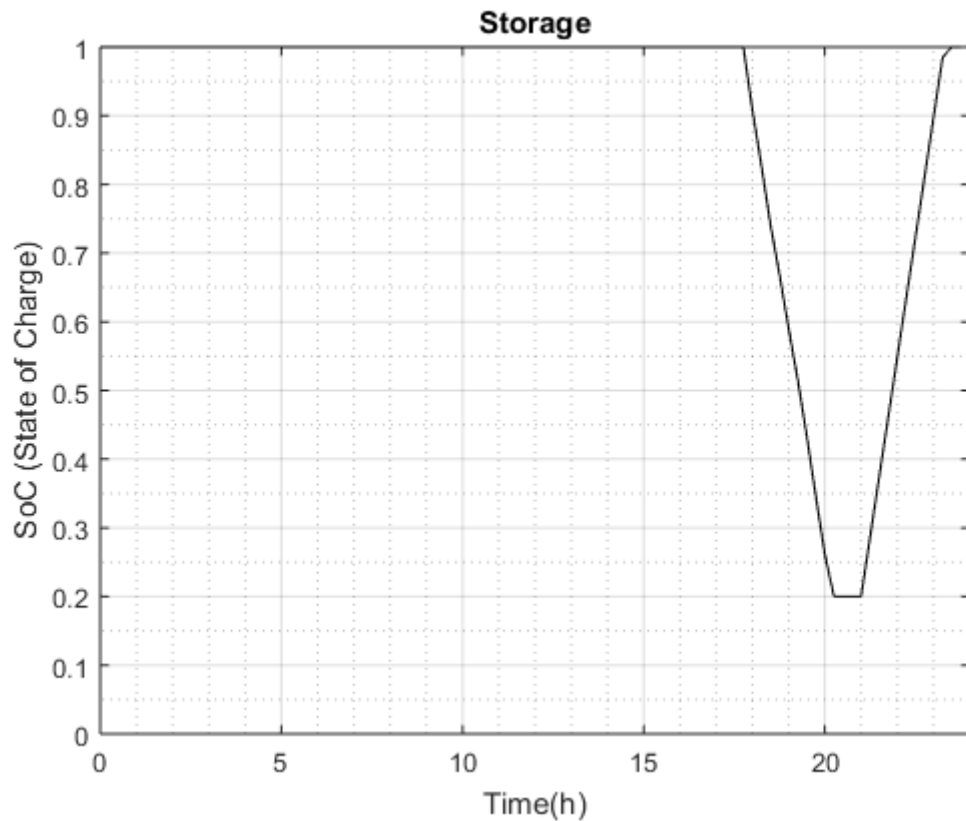
Figura 34 - Custos de energia elétrica com sistema de armazenamento

Fonte: Elaboração própria.

Os valores calculados mensalmente e anualmente são uma extrapolação dos valores diários. Para fins de comparação do efeito do sistema de armazenamento de energia, foi considerado o gasto diário.

Além disso, a curva do nível da bateria é obtida a partir de um dia de simulação, e é indicada na Figura 35.

Figura 35 - Nível de bateria

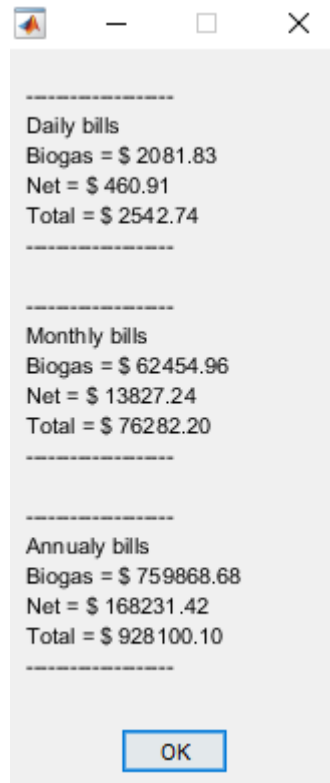


Fonte: Elaboração própria.

5.2.2 Resultados: Sem Armazenamento de Energia

A segunda simulação para este estudo de caso mantém as mesmas condições da primeira simulação, porém removendo-se o sistema de armazenamento de energia.

Nesse cenário, o gasto diário com a energia elétrica da rede foi calculado em \$2081,83. e \$460,91 de gastos com geração de biogás. A Figura 36 indica os valores calculados diariamente, mensalmente e anualmente.

Figura 36 - Custos de energia elétrica sem sistema de armazenamento

Fonte: Elaboração própria.

5.3 Análise de Resultados

Nesta seção serão resumidos os resultados dos dois estudos de caso que utilizaram a metodologia com duração de um dia.

O primeiro consumidor se trata de um posto de serviços, que possui geração solar, gerador diesel e possui conexão com a rede de distribuição. Além disso, há um sistema de armazenamento de energia. Foram feitas duas simulações: na primeira delas foi considerada a aplicação da metodologia, e na outra, não. A primeira simulação indica que os custos totais do consumidor em um dia típico são de \$304,75, e há apenas gastos com a rede de distribuição. A segunda simulação deste estudo de caso indica que os custos totais do consumidor são de \$457,05, e há apenas gastos com a rede de distribuição.

O segundo consumidor se trata de uma unidade industrial, que possui geração solar, gerador biogás e possui conexão com a rede de distribuição. Além disso, há um sistema de armazenamento de energia. Foram feitas duas simulações: na primeira delas foi considerada a

aplicação da metodologia, e na outra, não. A primeira simulação indica que os custos totais do consumidor em um dia típico são de \$1774,11, e há gastos com a rede de distribuição e com a geração biogás. A segunda simulação deste estudo de caso indica que os custos totais do consumidor são de \$2542,74, e há gastos com a rede de distribuição e com a geração biogás.

Na Tabela 5-3 a seguir, são indicados os gastos por recurso energético em um dia típico, para cada estudo de caso. Os resultados negativos na variação indicam que houve redução nos gastos com energia em ambas as simulações, em relação às simulações sem metodologia. Em cada um dos estudos de caso a redução nos custos totais foi de pelo menos 30%.

Tabela 5-3 - Resultados das simulações

Item	Com Metodologia	Sem Metodologia	Variação
Consumidor 2 – Rede de distribuição	\$304,75	\$457,05	-33,3%
Consumidor 2 – Geração Diesel	\$0	\$0	0
Consumidor 2 – Total	\$304,75	\$457,05	-33,3%
Consumidor 3 – Rede de Distribuição	\$270,21	\$460,91	-41,4%
Consumidor 3 – Geração Biogás	\$1503,90	\$2081,83	-27,8%
Consumidor 3 – Total	\$1774,11	\$2542,74	-30,2%

Fonte: Elaboração própria.

6 CONCLUSÕES

Este trabalho apresenta uma metodologia que reduz os custos com energia elétrica de um consumidor com múltiplos recursos energéticos. Diferentemente de modelos presentes em outros trabalhos que foram apresentados, a metodologia desenvolvida aqui é aplicável a inúmeras situações, independentemente da quantidade ou tipos de fontes de energia, localização geográfica, horizonte de tempo de análise ou quaisquer outras características do consumidor.

O processo ocorre de forma cíclica, com o início a partir da leitura de dados dos recursos energéticos, como potência nominal, curva de geração, curva de preços, eficiência etc. Além disso, nessa fase é lida a curva de demanda do consumidor. Em seguida, os dados lidos são analisados e são realizadas comparações entre geração e consumo de energia elétrica em cada ciclo. A etapa seguinte da metodologia consiste no processo de tomada de decisões para o sistema do consumidor. Ou seja, quais recursos energéticos serão utilizados naquele ciclo, e qual a ordem de prioridade de uso. As informações para a tomada de decisão foram consolidadas nas fases anteriores. Por fim, os usos de cada recurso energético e seus respectivos custos são computados e o ciclo se inicia novamente, até que todo o horizonte de análise esteja completo.

A metodologia foi desenvolvida em um algoritmo escrito no *software* Matlab, versão 2015a. Foram apresentados três estudos de caso utilizando a metodologia e foram realizadas uma série de simulações. O primeiro estudo de caso se trata de um consumidor comercial com os seguintes recursos energéticos disponíveis: rede de distribuição, geração solar, geração diesel e armazenamento de energia. O objetivo principal das simulações do primeiro estudo de caso é aplicar a metodologia em uma situação com dados reais e medidos. Além disso, é feita uma análise de sensibilidade a partir da variação dos parâmetros dos recursos energéticos disponíveis, a fim de verificar o impacto nos custos finais do consumidor.

Esse estudo de caso e sua análise de sensibilidade apontam alguns resultados que merecem destaque. O primeiro deles é que há custos associados de geração de energia solar, na forma do LCOE, bem como gastos pelo armazenamento de energia, na forma de LCOS. Conforme dados compilados pela Lazard, os valores de LCOE solar tem sido decrescentes nos últimos anos. Esse valor foi estimado em R\$0,40/kWh para esse estudo de caso. Por outro lado, os custos associados a um sistema de armazenamento de energia para uso comercial ainda são elevados, o que implica em um valor de LCOS de R\$1,71/kWh para esse estudo de caso. Dessa

forma, conforme apresentado anteriormente, o custo da geração solar e o custo de armazenamento de energia ocupam posições extremas considerando os recursos energéticos disponíveis para o consumidor.

Esse fato direciona o segundo destaque dos resultados obtidos nesse estudo de caso. A análise de sensibilidade indica que os três principais parâmetros que influenciam nos gastos totais com energia elétrica do consumidor são: capacidade do sistema de armazenamento de energia, capacidade da geração solar e eficiência do sistema fotovoltaico.

O primeiro desses parâmetros possui uma correlação negativa com a redução dos gastos do consumidor – o aumento na capacidade do sistema de armazenamento de energia levou a um aumento nos custos totais com geração de energia elétrica. Entretanto, é importante notar que o LCOS calculado para este estudo de caso é maior do que o custo da energia fornecida pela concessionária de energia em horário de pico. Além disso, uma das premissas deste trabalho é que o armazenamento de energia seja utilizado no horário de pico, independentemente de seu custo. Esse cenário pode ser diferente nos próximos anos, uma vez que o desenvolvimento de novas tecnologias pode possibilitar a redução do LCOS, tornando o armazenamento de energia um recurso mais barato.

Por outro lado, os fatores relacionados à geração solar contribuíram para a redução de gastos do consumidor, especialmente quando há aumento na capacidade de geração de energia fotovoltaica ou melhora na eficiência do sistema fotovoltaico. Conforme apresentado na tabela comparativa de custos de cada recurso energético, a geração fotovoltaica possui o menor custo por MWh gerado.

Por fim, o último destaque dos resultados das simulações do primeiro estudo de caso aponta que o preço do diesel desempenha pouca influência nos gastos totais do consumidor. Isso ocorre porque o custo da energia elétrica da rede de distribuição é menor do que o custo da geração diesel, mesmo considerando o horário de ponta da rede. Dessa forma, o gerador diesel se torna um item para emergências, como indisponibilidade ou insuficiência dos outros recursos energéticos.

Os dois outros estudos de caso apresentados neste trabalho possuem como principal objetivo comparar os custos de um consumidor em duas situações: na primeira é aplicada a metodologia e o uso do sistema de armazenamento; na segunda, não esses dois itens não são

considerados. Além disso, são apresentados dois exemplos distintos, a fim de demonstrar a robustez da metodologia.

Os dois estudos de caso possuem algumas semelhanças: ambos os consumidores possuem acesso à rede de distribuição, geração solar e uma geração alternativa, além de um sistema de armazenamento de energia. As diferenças entre os estudos de caso estão na geração alternativa e no tipo de consumidor considerado. Um deles se trata de um consumidor comercial com geração diesel como fonte alternativa; o outro se trata de uma unidade industrial com geração biogás.

Os resultados indicam que a aplicação da metodologia aliada com o sistema de armazenamento leva a uma redução nos custos totais, na ordem de 33,3% para o consumidor comercial e 30,2% na unidade industrial.

Portanto, o trabalho desenvolvido atingiu seus objetivos propostos, ao desenvolver e apresentar uma metodologia de redução de custos para um consumidor com múltiplos recursos energéticos disponíveis. Ela é eficaz e pode ser aplicada em diversas situações, conforme demonstrado através dos estudos de caso apresentados.

Um avanço possível neste trabalho é incorporar o cálculo da redução de carbono emitido em função dos recursos energéticos disponíveis. Esse parâmetro poderia ser considerado no processos de tomada de decisão sobre a ordem de utilização de cada recurso energético. Além disso, essa redução de CO₂ poderia ser negociada no mercado de carbono. Outra melhoria possível é a aplicação de outros estudos de caso, com consumidores em diferentes regiões geográficas.

REFERÊNCIAS

ABB. 2020. Disponível em: <<https://new.abb.com/>>. Acesso em: 1 nov. 2020.

ABBAS A. AKHIL, GEORGIANNE HUFF, AILEEN B. CURRIER, BENJAMIN C. KAUN, D. M. R.; STELLA BINGQING CHEN, ANDREW L. COTTER, DALE T. BRADSHAW, And W. D. G. **DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA.** [s.l.: s.n.]. Disponível em: <<http://www.sandia.gov/ess/publications/SAND2013-5131.pdf>>

ALDERSEY-WILLIAMS, J.; RUBERT, T. Levelised cost of energy – A theoretical justification and critical assessment. **Energy Policy**, [s. l.], v. 124, p. 169–179, 2019.

ANP. 2021. Disponível em: <<https://preco.anp.gov.br/>>. Acesso em: 21 ago. 2021.

AQUILA, G.; COELHO, E. de O. P.; BONATTO, B. D.; PAMPLONA, E. de O.; NAKAMURA, W. T. Perspective of uncertainty and risk from the CVaR-LCOE approach: An analysis of the case of PV microgeneration in Minas Gerais, Brazil. **Energy**, [s. l.], v. 226, p. 120327, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120327>>. Acesso em: 28 ago. 2021.

Banco Central do Brasil. 2022. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicotaxasjuros>>. Acesso em: 21 fev. 2022.

BAO, G.; LU, C.; YUAN, Z.; LU, Z. Battery energy storage system load shifting control based on real time load forecast and dynamic programming. **IEEE International Conference on Automation Science and Engineering**, [s. l.], p. 815–820, 2012.

BARCHI, G.; MIORI, G.; MOSER, D.; PAPANTONIOU, S. A Small-Scale Prototype for the Optimization of PV Generation and Battery Storage through the Use of a Building Energy Management System. **Proceedings - 2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, IEEEIC/I and CPS Europe 2018**, [s. l.], p. 1–5, 2018.

BREEZE, P. **Wind Power Generation.** 1. ed. [s.l.] : Elsevier, 2016. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/C20140048502>>

BREEZE, P. The cost of electricity. In: **The Cost of Electricity.** [s.l.] : Elsevier, 2021. p. 117–136.

CapEx. 2020. Disponível em: <<https://pt.wikipedia.org/wiki/CAPEX>>. Acesso em: 20 out. 2020.

CASTILLO-CAGIGAL, M.; CAAMAÑO-MARTÍN, E.; MATALLANAS, E.; MASABOTE, D.; GUTIÉRREZ, A.; MONASTERIO-HUELIN, F.; JIMÉNEZ-LEUBE, J. PV self-consumption optimization with storage and Active DSM for the residential sector. **Solar Energy**, [s. l.], v. 85, n. 9, p. 2338–2348, 2011.

CHATZIVASILEIADI, A.; AMPATZI, E.; KNIGHT, I. **Characteristics of electrical energy storage technologies and their applications in buildings**, 2013.

CIBiogás. 2020. Disponível em: <<https://cibiogas.org/>>. Acesso em: 12 dez. 2020.

Clarivate Analytics. 2020. Disponível em: <<https://clarivate.com/>>. Acesso em: 6 dez. 2020.

CPFL Energias. 2021. Disponível em: <<https://www.cpfl.com.br/>>. Acesso em: 5 nov. 2021.

Enel São Paulo. 2020. Disponível em: <<https://www.eneldistribuicao.com.br/>>. Acesso em: 1 nov. 2020.

GE, S.; SUN, H.; LIU, H.; LI, J.; ZHANG, X.; CAO, Y. Reliability evaluation of multi-energy microgrids: Energy storage devices effects analysis. **Energy Procedia**, [s. l.], v. 158, p. 4453–4458, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.01.769>>

GRUBERT, E. Conventional hydroelectricity and the future of energy: Linking national inventory of dams and energy information administration data to facilitate analysis of hydroelectricity. **The Electricity Journal**, [s. l.], v. 33, n. 1, p. 106692, 2020. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1040619019302970>>

Grupos Aneel. 2021. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/home?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%252Fasset_publisher%252Fview_content&_101_returnToFullPageURL=http%253A%252F%252Fwww.aneel.gov.br%252Fhome%253Fp_auth%253DfeIqMFUE%2526p_p_id%253D3%2526p_p_lifecycle%25>. Acesso em: 26 ago. 2021.

HE, G.; CIEZ, R.; MOUTIS, P.; KAR, S.; WHITACRE, J. F. The economic end of life of electrochemical energy storage. **Applied Energy**, [s. l.], v. 273, n. April, p. 115151, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115151>>

HLAL, M. I.; RAMACHANDARAMURTHY, V. K.; SARHAN, A.; POURYEKTA, A.; SUBRAMANIAM, U. Optimum battery depth of discharge for off-grid solar PV/battery system. **Journal of Energy Storage**, [s. l.], v. 26, n. September, p. 100999, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.est.2019.100999>>

Homer Energy. 2020. Disponível em: <<https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html>>. Acesso em: 20 dez. 2020.

Hoppecke. 2020. Disponível em: <<https://www.hoppecke.com/>>. Acesso em: 1 nov. 2020.

HOPPMANN, J.; VOLLAND, J.; SCHMIDT, T. S.; HOFFMANN, V. H. The economic viability of battery storage for residential solar photovoltaic systems - A review and a simulation model. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 39, p. 1101–1118, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.068>>

HOVE, T.; TAZVINGA, H. A techno-economic model for optimising component sizing and energy dispatch strategy for PV-diesel-battery hybrid power systems. **Journal of Energy in Southern Africa**, [s. l.], v. 23, n. 4, p. 18–28, 2012.

IEA. 2020. Disponível em: <<https://www.iea.org/>>. Acesso em: 10 nov. 2020.

Irena. 2022. Disponível em: <<https://irena.org/>>. Acesso em: 22 jan. 2022.

ISSIMOVA, Z.; LIM, H. Profit Analysis of Residential Energy Management Systems with Energy Storage. **Proceedings of the 2nd International Conference on Computing and**

Network Communications, CoCoNet 2018, [s. l.], p. 27–31, 2018.

JIANG, X.; JIN, Y.; ZHENG, X.; HU, G.; ZENG, Q. Optimal configuration of grid-side battery energy storage system under power marketization. **Applied Energy**, [s. l.], v. 272, n. February, p. 115242, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115242>>

KATSOULAKOS, N. M. An Overview of the Greek Islands' Autonomous Electrical Systems: Proposals for a Sustainable Energy Future. **Smart Grid and Renewable Energy**, [s. l.], v. 10, n. 04, p. 55–82, 2019.

KHALILI, T.; JAFARI, A.; ABAPOUR, M.; MOHAMMADI-IVATLOO, B. Optimal battery technology selection and incentive-based demand response program utilization for reliability improvement of an insular microgrid. **Energy**, [s. l.], v. 169, p. 92–104, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.12.024>>

KHALILPOUR, R.; VASSALLO, A. Planning and operation scheduling of PV-battery systems: A novel methodology. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 53, p. 194–208, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.08.015>>

KILLER, M.; FARROKHSERESHT, M.; PATERAKIS, N. G. Implementation of large-scale Li-ion battery energy storage systems within the EMEA region. **Applied Energy**, [s. l.], v. 260, p. 114166, 2020.

LANG, T.; AMMANN, D.; GIROD, B. Profitability in absence of subsidies: A techno-economic analysis of rooftop photovoltaic self-consumption in residential and commercial buildings. **Renewable Energy**, [s. l.], v. 87, p. 77–87, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.09.059>>

Lazard. 2022. Disponível em: <<https://www.lazard.com/>>. Acesso em: 22 jan. 2022.

LEON-GARCIA, A.-H. M.-R. V. W. S. W. J. J. R. S. A. Autonomous Demand-Side Management Based on Game-Theoretic Energy Consumption Scheduling for the Future Smart Grid. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [s. l.], v. 1, n. December, p. 320–331, 2010.

LIM, K. Z.; LIM, K. H.; WEE, X. Bin; LI, Y.; WANG, X. Optimal allocation of energy storage and solar photovoltaic systems with residential demand scheduling. **Applied Energy**, [s. l.], v. 269, n. January, p. 115116, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115116>>

LOEWEN, J. LCOE is an undiscounted metric that inaccurately disfavors renewable energy resources. **The Electricity Journal**, [s. l.], v. 33, n. 6, p. 106769, 2020.

LUCIEN, B. Y.; BYIRINGIRO, J. B.; ABRAHAM, B. W.; ARISTIDE, G. B.; CÉLESTIN, K. Evaluation of the Criteria in the Choice of Energy Storage or Non-Storage in Photovoltaic Systems in the Sahelian Zone. **Energy and Power Engineering**, [s. l.], v. 13, n. 6, p. 236–242, 2021. Disponível em: <<http://www.scirp.org/journal/PaperInformation.aspx?PaperID=109847>>. Acesso em: 6 out. 2021.

LUTHANDER, R.; WIDÉN, J.; NILSSON, D.; PALM, J. Photovoltaic self-consumption in buildings: A review. **Applied Energy**, [s. l.], v. 142, p. 80–94, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.12.028>>

MA, S.; XU, Y. P.; LI, X. F.; WANG, Y. F.; ZHANG, N.; XU, Y. R. Research on

Reduction of Solar Power Curtailment with Grid Connected Energy Storage System Based on Time-Series Production Simulation. **Energy and Power Engineering**, [s. l.], v. 09, n. 04, p. 162–175, 2017.

MARTINEZ-BOLANOS, J. R.; UDAETA, M. E. M.; GIMENES, A. L. V.; SILVA, V. O. Da. Economic feasibility of battery energy storage systems for replacing peak power plants for commercial consumers under energy time of use tariffs. **Journal of Energy Storage**, [s. l.], v. 29, n. February, p. 101373, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101373>>

MCCANN, R. Comment: LCOE is an undiscounted metric that distorts comparative analyses of energy costs. **The Electricity Journal**, [s. l.], v. 33, n. 7, p. 106812, 2020.

MEJIA, C.; KAJIKAWA, Y. Emerging topics in energy storage based on a large-scale analysis of academic articles and patents. **Applied Energy**, [s. l.], v. 263, n. September 2019, p. 114625, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114625>>

MELVIN CYMBALISTA , ANDRÉ LEME FLEURY, R. G. F. **Estatística - Volume 1**. 1ª edição ed. São Paulo: Blucher, 2016. a. Disponível em: <<https://www.blucher.com.br/livro/detalhes/estatistica-vol-1-1223>>

MELVIN CYMBALISTA , ANDRÉ LEME FLEURY, R. G. F. **Estatística - Volume 2**. 1ª edição ed. São Paulo: Blucher, 2016. b. Disponível em: <<https://www.blucher.com.br/livro/detalhes/estatistica-vol-2-1224>>

MOORE, J.; HENBEST, S. **New Energy Outlook 2020 BloombergNEF**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://bnf.turtl.co/story/neo2018?teaser=true>>.

MOSTAFA, M. H.; ABDEL ALEEM, S. H. E.; ALI, S. G.; ALI, Z. M.; ABDELAZIZ, A. Y. Techno-economic assessment of energy storage systems using annualized life cycle cost of storage (LCCOS) and levelized cost of energy (LCOE) metrics. **Journal of Energy Storage**, [s. l.], v. 29, p. 101345, 2020.

NIETO-DÍAZ, B. A.; CROSSLAND, A. F.; GROVES, C. A levelized cost of energy approach to select and optimise emerging PV technologies: The relative impact of degradation, cost and initial efficiency. **Applied Energy**, [s. l.], v. 299, p. 117302, 2021.

NITTA, N.; WU, F.; LEE, J. T.; YUSHIN, G. Li-ion battery materials: Present and future. **Materials Today**, [s. l.], v. 18, n. 5, p. 252–264, 2015.

OpEx. 2020. Disponível em: <<https://pt.wikipedia.org/wiki/OPEX>>. Acesso em: 20 out. 2020.

PALIZBAN, O.; KAUHANIEMI, K. Energy storage systems in modern grids—Matrix of technologies and applications. **Journal of Energy Storage**, [s. l.], v. 6, p. 248–259, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.est.2016.02.001>>

Petrobras. 2020. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/produtos-e-servicos/precos-de-venda-as-distribuidoras/gasolina-e-diesel/>>. Acesso em: 1 nov. 2020.

PHAM, T. T.; KUO, T. C.; BUI, D. M. Reliability evaluation of an aggregate battery energy storage system in microgrids under dynamic operation. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, [s. l.], v. 118, n. August 2019, p. 105786, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105786>>

RATNAM, E. L.; WELLER, S. R.; KELLETT, C. M. An optimization-based approach to scheduling residential battery storage with solar PV: Assessing customer benefit. **Renewable Energy**, [s. l.], v. 75, p. 123–134, 2015.

Refinitiv. 2021. Disponível em: <<https://www.refinitiv.com/en>>. Acesso em: 6 set. 2021.

Relatório de Bandeiras Tarifárias ANEEL. 2022. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/relatorio-bandeiras-tarifarias>>. Acesso em: 15 fev. 2022.

RIFFONNEAU, Y.; BACHA, S.; BARRUEL, F.; PLOIX, S. Optimal power flow management for grid connected PV systems with batteries. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, [s. l.], v. 2, n. 3, p. 309–320, 2011.

ROSA-CLOT, M.; TINA, G. M. Levelized cost of energy (LCOE) analysis. **Floating PV Plants**, [s. l.], p. 119–127, 2020.

SAIDI. 2021. Disponível em: <<https://en.wikipedia.org/wiki/SAIDI>>. Acesso em: 8 jan. 2021.

SANI HASSAN, A.; CIPCIGAN, L.; JENKINS, N. Optimal battery storage operation for PV systems with tariff incentives. **Applied Energy**, [s. l.], v. 203, p. 422–441, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.06.043>>

SEVERSON, K. A.; ATTIA, P. M.; JIN, N.; PERKINS, N.; JIANG, B.; YANG, Z.; CHEN, M. H.; AYKOL, M.; HERRING, P. K.; FRAGGEDAKIS, D.; BAZANT, M. Z.; HARRIS, S. J.; CHUEH, W. C.; BRAATZ, R. D. Data-driven prediction of battery cycle life before capacity degradation. **Nature Energy** 2019 4:5, [s. l.], v. 4, n. 5, p. 383–391, 2019. Disponível em: <<https://www.nature.com/articles/s41560-019-0356-8>>. Acesso em: 18 fev. 2022.

SHEN, W.; CHEN, X.; QIU, J.; HAYWARD, J. A.; SAYEED, S.; OSMAN, P.; MENG, K.; DONG, Z. Y. A comprehensive review of variable renewable energy levelized cost of electricity. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 133, p. 110301, 2020.

SILVA, V. C. Da; GIMENES, A. L. V.; UDAETA, M. E. M. Energy Storage and Multi-Source System for Reduction Energy Costs in the Consumer-Side. **Journal of Power and Energy Engineering**, [s. l.], v. 9, n. 11, p. 80–105, 2021. Disponível em: <<https://www.scirp.org/journal/paperinformation.aspx?paperid=113533>>

Sotreq. 2020. Disponível em: <<https://sotreq.com.br/pt-br>>. Acesso em: 1 nov. 2020.

STECKEL, T.; KENDALL, A.; AMBROSE, H. Applying levelized cost of storage methodology to utility-scale second-life lithium-ion battery energy storage systems. **Applied Energy**, [s. l.], v. 300, p. 117309, 2021.

Stemac. 2019. Disponível em: <https://www.stemac.com.br/uploads/Lamina_MINIGEN_JUN_2019.pdf>. Acesso em: 22 ago. 2021.

Tarifas CPFL. 2021. Disponível em: <<https://www.cpfl.com.br/empresas/tarifas-cpfl-paulista#230548828-1019327784>>. Acesso em: 26 ago. 2021.

TAZVINGA, H.; XIA, X.; ZHANG, J. Minimum cost solution of photovoltaic-diesel-battery hybrid power systems for remote consumers. **Solar Energy**, [s. l.], v. 96, p. 292–299, 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2013.07.030>>

TAZVINGA, H.; XIA, X.; ZHU, B. Optimal energy management strategy for distributed energy resources. **Energy Procedia**, [s. l.], v. 61, p. 1331–1334, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.1093>>

TAZVINGA, H.; ZHU, B.; XIA, X. Optimal power flow management for distributed energy resources with batteries. **Energy Conversion and Management**, [s. l.], v. 102, p. 104–110, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2015.01.015>>

UCHMAN, W.; KOTOWICZ, J.; LI, K. F. Evaluation of a micro-cogeneration unit with integrated electrical energy storage for residential application. **Applied Energy**, [s. l.], v. 282, n. PA, p. 116196, 2021. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261920315968>>

VIANA, M. S.; MANASSERO, G.; UDAETA, M. E. M. Analysis of demand response and photovoltaic distributed generation as resources for power utility planning. **Applied Energy**, [s. l.], v. 217, n. February, p. 456–466, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.153>>

VIEIRA, F. M.; MOURA, P. S.; DE ALMEIDA, A. T. Energy storage system for self-consumption of photovoltaic energy in residential zero energy buildings. **Renewable Energy**, [s. l.], v. 103, p. 308–320, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2016.11.048>>

WANG, B.; YAO, A.; YAO, C.; CHEN, C.; WANG, H. In-depth comparison between pure diesel and diesel methanol dual fuel combustion mode. **Applied Energy**, [s. l.], v. 278, p. 115664, 2020. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261920311600>>

WU, R.; SANSAVINI, G. Integrating reliability and resilience to support the transition from passive distribution grids to islanding microgrids. **Applied Energy**, [s. l.], v. 272, n. May, p. 115254, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115254>>

XING LUO, JIHONG WANG, MARK DOONER, J. C. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. **Applied Energy**, [s. l.], v. 137, p. 511–536, 2015.

YANG, F.; WANG, D.; XU, F.; HUANG, Z.; TSUI, K. L. Lifespan prediction of lithium-ion batteries based on various extracted features and gradient boosting regression tree model. **Journal of Power Sources**, [s. l.], v. 476, n. May, p. 228654, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2020.228654>>

ZHANG, Z.; HUANG, Y.; LI, X.; ZHANG, S.; JIA, Q.; LI, T. Hollow carbon nanocages toward long cycle lifespan lithium/sodium-ion half/full batteries. **Chemical Engineering Journal**, [s. l.], v. 421, n. P1, p. 129827, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.cej.2021.129827>>

ZUBI, G.; DUFO-LÓPEZ, R.; CARVALHO, M.; PASAOGLU, G. The lithium-ion battery: State of the art and future perspectives. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 89, n. October 2017, p. 292–308, 2018.

GLOSSÁRIO

Autoconsumo	Relação entre a quantidade da geração solar que é consumida e a geração solar total.
Autossuficiência	Relação entre a parcela da demanda que é suprida pela geração solar e a demanda total.
Horário de pico	Período em que há maior demanda dos consumidores de uma concessionária de energia, resultando em um preço mais elevado nesse intervalo de tempo.
<i>Input</i>	Dado de entrada
<i>Output</i>	Dado de saída
Profundidade de carga	Diferença entre o nível máximo da bateria e o nível mais baixo que pode ser atingido.
Tempo de carga	Tempo para que a bateria atinja seu nível de carga completo, a partir do seu nível mínimo, operando com corrente nominal.
Tempo de descarga	Tempo para que a bateria atinja seu nível mínimo, a partir do seu nível de carga completo, operando com corrente nominal.
<i>Time shifting</i>	Deslocamento do pico de consumo, de forma que haja redução no pico de demanda, e conseqüente redução de gastos

ANEXO

Neste espaço será apresentado o código desenvolvido no Matlab para o processo de tomada de decisões. Os demais processos da metodologia também foram desenvolvidos no Matlab, mas o foco desta seção é o processo de tomada de decisão. Os demais processos são leituras e registros de dados.

```

%Index variables
%1 -> Power Grid
%2 -> Diesel
%3 -> Solar
%4 -> Battery

%This is the main routine to reduce the costs of the consumer
%-----
%Identifying the start and the end of the peak time as an index of t matrix

ist = 0; %index of start time
iet = 0; %index of end time

for i = 1:numel(t)
    if start_time == xd(i)
        ist = i;
    else if end_time == xd(i)
        iet = i;
    end
end
end
%-----
%-----
%Identifying the load start time as a index of t matrix

ilt = 0; %index of load time

for i = 1:numel(t)
    if load_time == xd(i)
        ilt = i;
    else
    end
end
end
%-----
%Energy of battery (full load in kWh)-----
energy4 = vn4*cap4/1000;

%Set up of the battery level, considering 100% at the beggining
y4 = energy4*ones(numel(t),1);
soc4 = ones(numel(t),1);
idr4 = zeros(numel(t),1);
%-----
%Minimizing the cost-----
y3 = ys3*area3*inv_eff3;
g3 = ones(numel(t),1)*cap3*inv_eff3;
ydm = yd;
use1 = zeros(numel(t),1);
use2 = zeros(numel(t),1);
use3 = zeros(numel(t),1);
use4 = zeros(numel(t),1);
use14 = zeros(numel(t),1);
use24 = zeros(numel(t),1);
use34 = zeros(numel(t),1);

```

```

charge4 = zeros(numel(t),1);
for i = 1:numel(t)
    y3(i) = ys3(i)*area3*inv_eff3;
    g3(i) = cap3*inv_eff3;
    ydm(i) = yd(i);
    use1(i) = 0;
    use2(i) = 0;
    use3(i) = 0;
    use4(i) = 0;
    if y3(i) ~= 0 %Checking solar generation
        if min([y3(i) g3(i)])>=yd(i)
            use3(i) = yd(i);
        else
            use3(i) = min([y3(i) g3(i)]);
            ydm(i) = yd(i) - use3(i);
            if i>=ist && i<=iet %Checking the peak time
                compare_bnd %Comparing battery, power grid and diesel
            else
                compare_nd %Comparing power grid and diesel
            end
        end
    end
    else %In case of no solar generation
        if i>=ist && i<=iet %Checking the peak time
            compare_bnd %Comparing battery, power grid and diesel
        else
            compare_nd %Comparing power grid and diesel
        end
    end
    end
    battery %Routine to calculate the level of the battery
end
y4(97)=[];
%-----
%Storage level-----
% figure(4)
% plot(xd,soc4,'k')
% %Graphic properties
% title('Storage level')
% xlabel('Time(h)')
% xlim([0 24])
% ylabel('Level')
% ylim([0 1])
% grid on
% grid minor
%-----
%Sheets for tests-----
filename = 'verification.xlsx';
variables = {'xd (h)', 'yd (kW)', 'use1 (kW)', 'y1 ($/kWh)', 'use2 (kW)', 'pucost2
($/kWh)', 'y3 (kW)', 'g3 (kW)', 'use3 (kW)', 'use4 (kWh)', 'use14(kWh)',
'use24(kWh)', 'use34(kWh)', 'charge4(kWh)', 'y4 (kWh)', 'soc4 (%)'};
xlswrite(filename,variables,'Planilha1','A1:P1')
xlswrite(filename,xd,'Planilha1','A2')
xlswrite(filename,yd,'Planilha1','B2')
xlswrite(filename,use1,'Planilha1','C2')
xlswrite(filename,y1,'Planilha1','D2')
xlswrite(filename,use2,'Planilha1','E2')
xlswrite(filename,pucost2,'Planilha1','F2')
xlswrite(filename,y3,'Planilha1','G2')
xlswrite(filename,g3,'Planilha1','H2')
xlswrite(filename,use3,'Planilha1','I2')
xlswrite(filename,use4,'Planilha1','J2')
xlswrite(filename,use14,'Planilha1','K2')
xlswrite(filename,use24,'Planilha1','L2')
xlswrite(filename,use34,'Planilha1','M2')
xlswrite(filename,charge4,'Planilha1','N2')
xlswrite(filename,y4,'Planilha1','O2')
xlswrite(filename,soc4,'Planilha1','P2')
xlswrite(filename,idn4,'Planilha1','Q2')
xlswrite(filename,idr4,'Planilha1','R2')

```

```
%-----
```

```
%This is a routine that compare the minor cost using battery, net, and diesel
if y4(i)>0.2*energy4
    use4(i) = min([idn4(i)*vn4*0.25/1000 ydm(i)*0.25]);
    if y4(i) - use4(i) <= 0.2*energy4
        use4(i) = y4(i) - 0.2*energy4;
    else
        use4(i) = min([idn4(i)*vn4*0.25/1000 ydm(i)*0.25]);
    end
    ydm(i) = ydm(i) - use4(i)/0.25;
    if ydm(i)>0
        compare_nd
    end
else
    use4(i) = 0;
    compare_nd
end
```

```
%This is a routine that compare the minor cost using net and diesel
if y1(i) <= pucost2(i)
    use1(i) = ydm(i);
else
    if cap2 > ydm(i)
        use2(i) = ydm(i);
    else
        use2(i) = cap2;
    end
    if ydm(i) - use2(i) > 0
        use1(i) = ydm(i) - use2(i);
    else
        use1(i) = 0;
    end
end
```

```
%Routine to calculate the level of the battery
%Decreasing level
if i>=ist && i<=iet
    y4(i) = y4 (i-1) - use4(i);
    y4(i+1) = y4(i);
end

%Increasing level
if i>=ilt
    if (i<ist || i>iet) && (i>1 && y4(i-1)<energy4) %Charging
        charge_source
        y4(i) = y4(i-1) + charge4(i);
        if y4(i)>energy4 %In case of almost 100% loaded
            y4(i) = energy4;
            if use14(i) ~= 0
                use14(i) = y4(i) - y4(i-1);
                charge4(i) = (use14(i) + use24(i) + use34(i));
            elseif use24(i) ~= 0
                use24(i) = y4(i) - y4(i-1);
            end
        end
    end
end
```

```
        charge4(i) = (use14(i) + use24(i) + use34(i));
    elseif use34(i) ~= 0
        use34(i) = y4(i) - y4(i-1);
        charge4(i) = (use14(i) + use24(i) + use34(i));
    end
end
y4(i+1) = y4(i);
elseif (i<ist || i>iet) && (i>1 && y4(i-1)>=energy4) %In case of 100% loaded
    y4(i) = energy4;
    y4(i+1) = y4(i)
end
end
soc4(i) = y4(i)/energy4;
```