

Avaliação de Cenários Técnico-Econômicos entre Projetos de Sistemas Fotovoltaicos em Regime de Autoconsumo

Allan Costa Macedo Sousa

Dissertação apresentada à Escola Superior de Tecnologia e de Gestão de Bragança para obtenção do Grau de Mestre em Energias Renováveis e Eficiência Energética.

Orientado por

Professor Doutor Orlando Manuel de Castro Ferreira Soares

Professor Doutor Mamour Sop Ndiaye



Avaliação de Cenários Técnico-Econômicos entre Projetos de Sistemas Fotovoltaicos em Regime de Autoconsumo

Allan Costa Macedo Sousa

Dissertação apresentada à Escola Superior de Tecnologia e de Gestão de Bragança para obtenção do Grau de Mestre em Energias Renováveis e Eficiência Energética.

Orientado por

Professor Doutor Orlando Manuel de Castro Ferreira Soares

Professor Doutor Mamour Sop Ndiaye

**Bragança
2019**

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer a todas as pessoas que me apoiaram por estar fazendo dupla-diplomação pelo Instituto Politécnico de Bragança.

Agradeço a todos os professores que trilharam todo o meu percurso acadêmico e torceram para o meu sucesso.

Agradeço ao meu Professor orientador Orlando Manuel de Castro Ferreira Soares por ter me aceitado como seu mestrando em Portugal e ter me guiado durante todo o processo não só durante o processo da minha dissertação, mas também por ter passado tantos outros conhecimentos a partir de outras cadeiras do Mestrado de Energias Renováveis e Eficiência Energética.

Agradeço ao meu coorientador Professor Mamour Sop Ndiaye por ter aceitado a colaborar na minha dissertação sendo meu coorientador no Brasil, e ter passado orientações relevantes para meu trabalho.

Agradeço a minha família por ter me apoiado dando o suporte necessário para o meu bem-estar e ter investido na minha educação.

Agradeço aos meus amigos e colegas que me incentivaram e torceram por mim.

RESUMO

O presente trabalho foi desenvolvido no contexto da Dissertação de Mestrado em Energias Renováveis e Eficiência Energética nos anos letivos 2018/2019.

O principal objetivo é desenvolver uma metodologia de projeto e dimensionar equipamentos para implementação de um sistema fotovoltaico com enquadramento de autoconsumo aplicado em um estudo de caso. Esse trabalho tem em vista avaliar cenários com projetos de sistemas fotovoltaicos distintos obtendo informações como a produção energética e a fração renovável consumida no ponto de consumo atrelado a um estudo de viabilidade econômica para cada cenário projetado. Para obter uma escolha entre os cenários foram realizados três casos comparativos com a finalidade de apresentar o melhor perfil de projeto para o estudo de caso.

Foi feito um sucinto estado da arte das tecnologias que compõem um sistema fotovoltaico, abordando seus princípios de operação para a produção de energia elétrica. Em seguida, é apresentado uma abordagem do conceito de autoconsumo aplicado a tecnologia fotovoltaica e os enquadramentos legislativos que permeiam a tecnologia em Portugal.

Por fim, é desenvolvida uma metodologia que aborda os princípios de dimensionamento dos elementos que compõem um sistema fotovoltaico, e a partir dessa metodologia aplicada ao estudo de caso, são propostos cenários com distintos enquadramentos legislativos e diferentes disposições de módulos fotovoltaicos quanto a sua inclinação e distribuição no edifício. Desse modo, é possível realizar a avaliação através de resultados através de indicadores econômicos e produção energética utilizando algumas ferramentas de cálculo e simulação como o simulador PVGIS, o software MATLAB, a folha de cálculo Excel e o programa HOMER Pro.

Palavras-Chave: Sistema fotovoltaico. Autoconsumo. Metodologia de dimensionamento.

ABSTRACT

This work was developed in the context in Master's Thesis in Renewable Energy and Energetic Efficiency in the academic year of 2018/2019.

The main objective is to develop a design methodology and design equipment for the implementation of a self-consumption framing photovoltaic system applied in a case study. This work aims to evaluate scenarios with different photovoltaic systems projects obtaining information such as energy production and renewable fraction consumed at the point of consumption linked to an economic feasibility study for each projected scenario. To obtain a choice between the scenarios, three comparative cases were performed to present the best project profile for the case study.

A succinct state of the art of the technologies that make up a photovoltaic system was made, addressing its operating principles for the production of electricity. Next, we present an approach to the concept of self-consumption applied to photovoltaic technology and the legislative frameworks that permeate the technology in Portugal.

Finally, a methodology is developed that addresses the principles of sizing of the elements that make up a photovoltaic system, and from this methodology applied to the case study, scenarios with different legislative frameworks and different provisions of photovoltaic modules regarding their inclination and distribution in the building. Thus, it is possible to perform the evaluation through results through economic indicators and energy production using some calculation and simulation tools such as PVGIS simulator, MATLAB software, Excel spreadsheet and HOMER Pro program.

Keywords: Photovoltaic system. Self-consumption. Sizing methodology.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO	1
1.1 MOTIVAÇÃO	1
1.2 JUSTIFICATIVA	2
1.3 OBJETIVO.....	3
1.4 METODOLOGIA E TRABALHO REALIZADO.....	3
1.5 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO.....	4

CAPÍTULO 2

ESTADO DA ARTE.....	6
2.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	6
2.1.1 Produção fotovoltaica em Portugal	6
2.2 CÉLULAS FOTOVOLTAICAS.....	8
2.2.1 Princípio de funcionamento.....	8
2.2.2 Curva característica I-V e curva de potência P-V	9
2.2.3 Tipos de células	11
2.3 EQUIPAMENTOS QUE COMPÕEM UM SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	12
2.3.1 Módulos fotovoltaicos	12
2.3.2 Inversor.....	14
2.3.3 Outros elementos	15
2.4 SISTEMA FOTOVOLTAICO INTEGRADO EM EDIFÍCIOS	16
2.5 SISTEMAS LIGADOS À REDE ELÉTRICA.....	16
2.6 ENQUADRAMENTO LEGISLATIVO	17
2.6.1 Legislação Portuguesa	17
2.7 SMART GRID.....	20
2.8 AUTOCONSUMO	20
2.8.1 O sistema fotovoltaico e o autoconsumo.....	21
2.8.2 Prosumers	22

CAPÍTULO 3

METODOLOGIA DE PROJETO	24
3.1 ANÁLISE E LEVANTAMENTO DAS CARACTERÍSTICAS DO LOCAL	25
3.2 SELEÇÃO E DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	26
3.2.1 Distância entre fileiras de módulos fotovoltaicos.....	26
3.3 DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR	28
3.3.1 Determinação da potência	28
3.4 DIMENSIONAMENTO DAS FILEIRAS.....	29
3.4.1 Número mínimo de módulos por fileira	30
3.4.2 Número máximo de módulos por fileira.....	31
3.4.3 Determinação do número de fileiras.....	33
3.5 DIMENSIONAMENTO DO INTERRUPTOR PRINCIPAL CC	33
3.6 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS	34
3.6.1 Dimensionamento dos cabos do lado CC.....	34
3.6.2 Dimensionamento dos cabos do lado CA.....	37
3.7 PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS, SOBRETENSÕES E LIGAÇÃO À TERRA ...	38
3.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS AO DIMENSIONAMENTO E A OUTROS COMPONENTES.....	39

CAPÍTULO 4

PROJETO DO ESTUDO DE CASO: HOTEL SÃO LÁZARO	40
4.1 LEVANTAMENTO DE DADOS DO LOCAL	40
4.1.1 Dados climáticos do local.....	41
4.1.2 Análise do consumo energético do local	43
4.1.3 Diagramas de carga	45
4.1.4 Tarifa de remuneração para UPAC	46
4.2 SELEÇÃO E ESPECIFICAÇÕES DOS EQUIPAMENTOS.....	47
4.2.1 Seleção do módulo fotovoltaico	47
4.2.2 Seleção do inversor.....	48
4.2.3 Distância entre fileiras de módulos fotovoltaicos.....	49
4.2.4 Determinação do número de módulos por fileira	50
4.2.5 Instalação do inversor.....	52
4.2.6 Dimensionamento dos cabos	52
4.2.7 Dimensionamento para proteção do sistema	54
4.3 CONCLUSÃO DO PROJETO BASE	54

CAPÍTULO 5

SIMULAÇÃO E COMPARAÇÕES ENTRE PROJETOS.....	56
5.1 HOMER PRO.....	56
5.1.1 Carga.....	57
5.1.2 Rede elétrica	58
5.1.3 Guia de recursos e de projeto	59
5.2 COMPONENTES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NO HOMER PRO	61
5.3 CASOS COMPARATIVOS.....	61
5.3.1 Caso 1: Módulos fotovoltaicos com inclinações diferentes	61
5.3.2 Caso 2: Sistema fotovoltaico complementar na fachada do edifício.....	64
5.3.3 Caso 3: Entre enquadramentos legislativos UPP e UPAC	67

CAPÍTULO 6

RESULTADOS COM ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA	69
6.1 CONCEITOS BÁSICOS PARA ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA	70
6.2 RESULTADOS	70
6.2.1 Resultados do caso 1	71
6.2.2 Resultados do caso 2	73
6.2.3 Resultados do caso 3	74

CAPÍTULO 7..... **78****CONCLUSÃO.....** **78**

7.1 TRABALHOS FUTUROS.....	79
----------------------------	----

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS **80****ANEXOS** **85**

ANEXO A: DEMONSTRAÇÃO DE EQUAÇÕES	85
ANEXO B: DATASHEET DOS EQUIPAMENTOS DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	87
ANEXO C: DIMENSIONAMENTO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS APRESENTADOS COMO CENÁRIOS	90
ANEXO D: RELATÓRIOS DAS SIMULAÇÕES DO HOMER PRO PARA TODOS OS CENÁRIOS..	106

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Gráfico de produção anual de energia elétrica em Portugal de 2008-mai/2019	7
Figura 2: Gráfico de potência instalada de energia elétrica em Portugal de 2008-mai/2019	7
Figura 3: Representação de uma célula fotovoltaica em um módulo fotovoltaico	8
Figura 4: Corrente elétrica em função da diferença de potencial aplicada em uma célula fotovoltaica, sob condições de ensaio de referência.....	9
Figura 5: Potência elétrica em função da tensão elétrica de uma célula fotovoltaica, sob condições de ensaio de referência	10
Figura 6: Projeção da evolução da eficiência dos diferentes tipos de células fotovoltaicas	12
Figura 7: Curvas I x V de células fotovoltaicas para diferentes intensidades de radiação.....	13
Figura 8: Influências da temperatura na curva I x V de uma célula fotovoltaica.....	14
Figura 9: Representação simplificada de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica..	17
Figura 10: Esquemático da carga líquida diária (A + C), geração líquida (B + C) e autoconsumo absoluto (C) num edifício com sistema fotovoltaico.....	22
Figura 11: Fluxograma correspondente a metodologia de projeto	24
Figura 12: Representação da distância entre fileiras	27
Figura 13: Perfil de produção diário.....	29
Figura 14: Local da instalação.....	41
Figura 15: Mapa referente ao potencial energético fotovoltaico na Europa.....	42
Figura 16: Radiação diária mensal em módulos fotovoltaicos integrados em um edifício com angulação de 15°	42
Figura 17: Diagrama de cargas referente ao ano de 2018	45
Figura 18: Comparativo entre dois diagramas de cargas diários.....	46
Figura 19: Perfil de consumo diário (média mensal) dado pelo HOMER Pro.....	58
Figura 20: Representações gráficas das tarifas de compra e venda à rede elétrica ao longo de ano em relação a hora do dia, respectivamente	59
Figura 21: Configurações dos recursos econômicos do HOMER Pro	61
Figura 22: Esquemático dos sistemas fotovoltaicos do caso 1	62
Figura 23: Esquemático do sistema fotovoltaico do cenário 2.....	65
Figura 24: Esquemático da representação para o cenário de Unidade de Pequena Produção..	67

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1: Comparação entre a Unidade de Produção de Autoconsumo e a Unidade de Pequena Produção.....	18
Tabela 2: Dados climatológicos para cidade de Bragança entre 1971-2000 e 1981-2010.....	43
Tabela 3: Ciclo semanal opcional para Média Tensão em Portugal Continental.....	44
Tabela 4: Comparação entre módulos fotovoltaicos	47
Tabela 5: Especificações do módulo fotovoltaico escolhido para o projeto	48
Tabela 6: Especificações do inversor escolhido para o projeto.....	49
Tabela 7: Cotação do cenário 1.1	63
Tabela 8: Cotação do cenário 1.2	63
Tabela 9: Dados inseridos por kWp no HOMER Pro para o cenário 1.1	64
Tabela 10: Dados inseridos por kWp no HOMER Pro para o cenário 1.2.....	64
Tabela 11: Cotação do cenário 2.	66
Tabela 12: Dados inseridos por kWp no HOMER Pro para o cenário 2.....	66
Tabela 13: Comparação com os indicadores econômicos dos sistemas fotovoltaicos do caso 1.	71
Tabela 14: Comparação entre os fluxos de energia no ponto de consumo do caso 1.	72
Tabela 15: Comparação estimada da perspectiva financeira para o local no caso 1.	72
Tabela 16: Comparação com os indicadores econômicos dos sistemas fotovoltaicos do caso 2.	73
Tabela 17: Comparação entre os fluxos de energia no ponto de consumo do caso 2.	74
Tabela 18: Comparação estimada da perspectiva financeira para o local no caso 2.	74
Tabela 19: Comparação com os indicadores econômicos dos sistemas fotovoltaicos do caso 3.	75
Tabela 20: Comparação entre os fluxos de energia no ponto de consumo do caso 3.	76
Tabela 21: Comparação estimada da perspectiva financeira para o local no caso 3.....	77

LISTA DE ABREVIACÕES/ ACRÔNIMOS

CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
COE	<i>Cost of Electricity</i> (Custo nivelado de energia)
CUR	Comercializador de Último Recurso
MT	Média Tensão
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> (Seguidor de Ponto de Potência Máxima)
O&M	Operação e Manutenção
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Energia
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
SEN	Sistema Elétrico Nacional
TIR	Taxa Interna de Retorno
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo
UPP	Unidade de Pequena Produção
VAL	Valor Atual Líquido

Capítulo 1

Introdução

Neste capítulo será apresentado o mérito do estudo de projeto ao implementar um sistema fotovoltaico com enquadramento de unidade de produção para autoconsumo, e a proposta em avaliar no âmbito técnico-econômico, cenários nos quais se conferem diferentes projetos. Este capítulo tem a intenção de elucidar o motivo pelo desenvolvimento do projeto, mas também os objetivos almejados que foram postos desde o início da elaboração. Por fim, será explicado a estrutura do trabalho quanto à sua organização.

1.1 Motivação

Pode-se notar que a produção de energia elétrica voltada para um consumo de eletricidade é uma relação indispensável para as atividades humanas. Diferentes formas de se produzir energia ao longo da história entraram e saíram de uso no decorrer dos anos principalmente pelo fato de ser uma fonte viável economicamente em detrimento de novas tecnologias.

Para muitos lugares do mundo foi preciso criar políticas que diversificassem suas fontes energéticas garantindo uma independência quanto à própria geração. Com essa finalidade, é preciso colocar a produção de energia elétrica em locais favoráveis no que se refere aos aspectos ambientais, econômicos e aplicáveis tecnologicamente.

Em pontos de consumo, é atraente a alternativa de utilizar a fonte geradora para produzir eletricidade para o próprio consumo de tal forma que a energia elétrica atenda o local. Essa concepção é chamada de autoconsumo havendo uma crescente aplicação para a produção de eletricidade, no ramo das tecnologias de energia renovável. Dentre essas fontes, a tecnologia solar fotovoltaica se mostrou uma das mais adaptáveis as instalações devido à redução de custos nos últimos anos e pelo fácil acesso para implementação.

Com a redução do custo de equipamentos que compõe um sistema fotovoltaico e com o aprimoramento ascendente da eficiência dos módulos fotovoltaicos, a tecnologia solar

fotovoltaica tem-se tornado mais relevante no ramo das tecnologias energéticas. Desse modo, o autoconsumo torna-se uma interessante alternativa de investimento, pois se trata de um meio de investimento que traz uma economia financeira ao local, além de aliviar a rede elétrica.

Nos últimos anos, atualizações na legislação foram feitas e continuam sendo alteradas para se adaptar melhor ao mercado local e tornar a aplicação da tecnologia mais acessível e rentável para o investidor.

Para isso, é preciso questionar os apontamentos necessários para a implementação de um projeto de sistema fotovoltaico e os critérios que podem ser considerados durante o método de abordagem. Posto dessa forma, é de vital importância trabalhar com um estudo de caso e tramitar as adversidades e limitações locais para atingir com uma maior abrangência as avaliações que podem ser criadas diante de um projeto base.

1.2 Justificativa

A razão para o desenvolvimento de projetos de sistemas fotovoltaicos e avaliá-los de modo técnico e econômico é satisfatório como estudo e análise para onde está sendo aplicada. Afinal, ao desenvolver uma metodologia de trabalho e obter projetos que tendem a elucidar o desenvolvimento de práticas com a tecnologia solar fotovoltaica favorece a análise de investimento para o estudo de caso.

Desse modo, apresentar diferentes comparações entre cenários que constam projetos de sistemas fotovoltaicos é um promissor modo para obter uma escolha de projeto para que atenda melhor o ponto de consumo, atrelado a uma análise de estudo de viabilidade econômica.

Paulatinamente, é observada mudanças nas legislações quanto a regulação de unidades de produção que afetam na fomentação do investimento em energias renováveis. O crescimento da potência instalada em Portugal com a tecnologia solar fotovoltaica e em países que possuem uma considerável disposição para implementação desses sistemas corresponde a importância que está sendo tratada comercialmente a tecnologia.

Ao implementar um sistema fotovoltaico, é esperado poupança financeira sobre os gastos econômicos através da redução nas faturas de energia elétrica através da utilização da energia produzida pelo sistema fotovoltaico. Outra contribuição dessa economia no ponto de consumo é a possibilidade de utilizar esse capital acumulado para outros investimentos, fazendo assim uma melhor gestão financeira.

1.3 Objetivo

Primeiramente, é pretendido desenvolver um projeto base de implementação de um sistema fotovoltaico associado a uma instalação elétrica alimentada à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), em média tensão, com o enquadramento de Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC). Será exercida essa tarefa através do seguimento de uma metodologia voltada para o estudo de caso, Hotel São Lázaro, localizado em Bragança, Portugal.

Em seguida, serão realizadas três avaliações técnico-econômicas a partir de cenários propostos com outros projetos no mesmo local em que foi realizado o projeto base. Essas avaliações serão abordadas em três casos comparativos diferentes. A primeira comparação será retratada a questão da angulação ótima dos módulos fotovoltaicos, a segunda comparação, será a respeito da utilização de mais de um gerador fotovoltaico integrando a fachada lateral do edifício, e a terceira comparação, será em relação a colocar em paralelo os mesmos projetos anteriores com enquadramentos legislativos distintos, sendo eles a própria UPAC em relação à Unidade de Pequena Produção (UPP).

Assim, será tratado uma análise comparativa dos mecanismos existentes que apoiam o autoconsumo de eletricidade no que se refere as técnicas e ferramentas aplicadas dentro de um projeto. Além disso, destacar os desafios e oportunidades associados aos desenvolvimentos do regime de autoconsumo direcionados para um sistema fotovoltaico no estudo de caso. Destacando também os impactos do regime de autoconsumo a respeito de um estudo técnico, como também análises de viabilidade econômica entre os cenários propostos.

1.4 Metodologia e trabalho realizado

O trabalho proposto é o desenvolvimento de cenários, em que estarão inseridos projetos de implementação de sistemas fotovoltaicos em regime de autoconsumo. Essa proposta é atrelada a uma metodologia de seguimento em etapas que começa desde o levantamento de dados até o estudo de viabilidade econômica durante o tempo de vida do projeto.

Por isso, é notável que para obter análise de viabilidade é preciso utilizar ferramentas que embasam na obtenção dos resultados almejados. Desse modo, foi escolhido o HOMER Pro como software que tramita a análise dos projetos com base no consumo e na produção,

energética com a inserção do projeto considerando indicadores econômicos a partir de dados inseridos como capital de investimento, custo de tarifação energética, custo com operação e manutenção do projeto, entre outros aspectos contemplados.

Portanto, o trabalho realizado de adequação de todos os cenários aos diferentes *inputs* de projeto deve ser desempenhado para cumprir comparações fidedignas para escolha de uma melhor opção de investimento dado a economia financeira conquistada.

1.5 Organização da dissertação

A dissertação é composta por 7 capítulos. No capítulo introdutório são apresentadas as motivações que levaram à escolha do campo de trabalho e os objetivos que se pretendem perseguir para que se tenha um alcance de aplicação.

No capítulo 2 é apresentado um breve estado da arte com intuito de esclarecer os conceitos básicos que abordam as fundamentações de projeto em um sistema fotovoltaico e atrelar ao enquadramento de autoconsumo. Nesse capítulo também será elucidado os envolvimento da legislação local que possui determinações legais quando a unidade de produção de energia elétrica.

No capítulo 3 é mostrado o desenvolvimento da metodologia proposta. Logo, nesse capítulo estará a metodologia abordada para o projeto, o dimensionamento e análises que compõem a proposta de implementação do estudo de caso.

No capítulo 4 é retratado o desenvolvimento da metodologia para o estudo de caso, Hotel São Lázaro, localizado em Bragança, Portugal. É realizada a análise do levantamento de dados e a seleção dos equipamentos do sistema fotovoltaico em paralelo com o dimensionamento para o projeto base.

No capítulo 5 é apontada a descrição do trabalho realizado no que se refere a simulações e comparações entre os cenários propostos para poder posteriormente avaliar os aspectos técnicos e econômicos. Essa descrição engloba os dados necessários que é preciso inserir no software escolhido para obter resultados com um ótimo grau de confiabilidade.

No capítulo 6 são apresentados os resultados obtidos a partir do projeto base realizado no capítulo 4 em detrimento de outros projetos que serão propostos. Nesse capítulo estará

também a viabilidade econômica do projeto de implementação do sistema fotovoltaico no sistema.

No capítulo 7 é cumprida a conclusão referente ao trabalho desenvolvido e os trabalhos futuros que exemplifica considerações e recomendações que podem ser feitas a respeito do projeto realizado.

Capítulo 2

Estado da Arte

Nesse capítulo será apresentada a contextualização do projeto e embasamento teórico para o acompanhamento do desenvolvimento do trabalho. Assim, será descrito o contexto da tecnologia solar fotovoltaica que está implementada no país onde se encontra o estudo de caso, Portugal. Em seguida, serão explicadas e analisados alguns conceitos básicos para a implementação de um projeto de sistema fotovoltaico com enquadramento legal de unidade de produção para autoconsumo.

2.1 Energia solar fotovoltaica

A tecnologia solar fotovoltaica é tratada como uma alternativa para o setor energético, sendo considerada como uma excelente opção para aplicações em utilidades residenciais e comerciais. Assim, essa tecnologia promove uma descentralização da produção de eletricidade, uma redução da dependência de uso energético por fontes fósseis, sendo gradativamente competitiva em muitas aplicações, e um baixo custo de operação e manutenção em relação a outras fontes de energia.

2.1.1 Produção fotovoltaica em Portugal

Nos últimos anos, Portugal tem decretado políticas para regulamentação a produção de energia elétrica para o ponto de consumo, e dessa forma dar suporte aos investidores em implementar projetos e tirar proveito dos recursos que o ambiente condiciona para produção. A tecnologia solar fotovoltaica foi a que mais cresceu em um período de 10 anos como mostram as Figuras 1 e 2.

De acordo com a Figura 1, a produção anual de energia fotovoltaica tem aumentado significativamente, em 2008 a produção anual era de 36 GWh e 2018 houve um registro anual de 966 GWh, ou seja, um aumento de 2583,3% em um período de 10 anos.

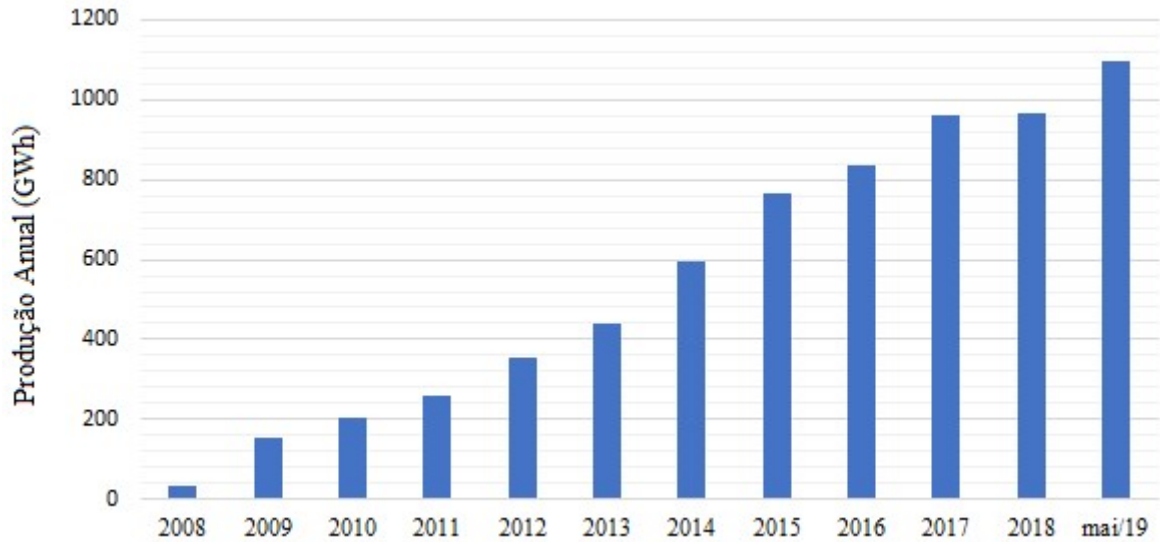


Figura 1: Gráfico de produção anual de energia elétrica em Portugal de 2008-mai/2019 [2].

Enquanto a Figura 2, corresponde à potência instalada anualmente em Portugal, podendo ser observado que em 2008 houve uma potência instalada de 59 MW, enquanto no ano de 2018 apresentou-se uma potência instalada de 732 MW.

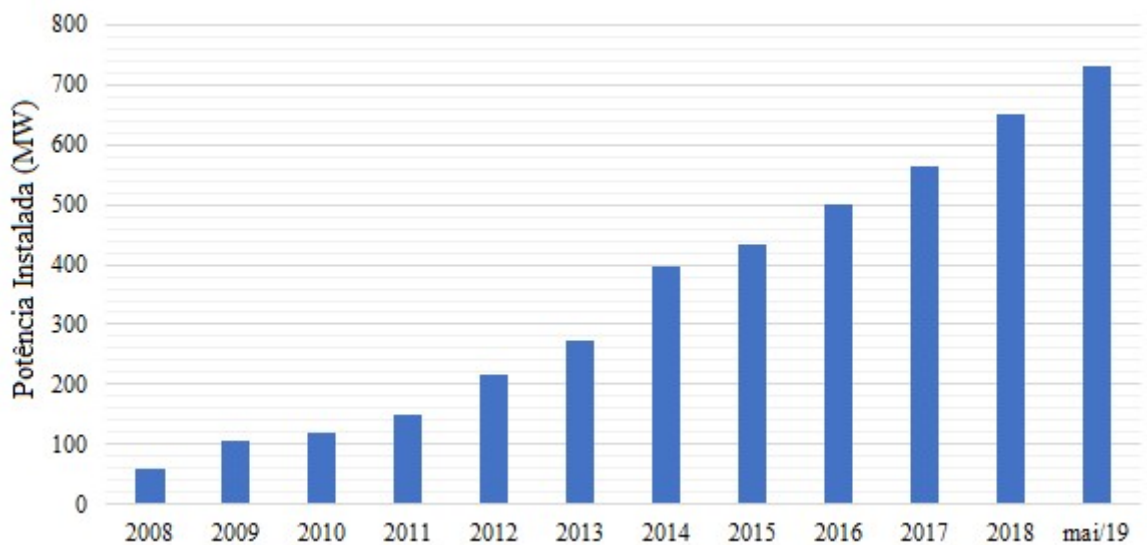


Figura 2: Gráfico de potência instalada de energia elétrica em Portugal de 2008-mai/2019 [2].

Este elevado crescimento de potência instalada proveniente da tecnologia solar fotovoltaica veio principalmente do fato da redução do custo de equipamentos que compõem a instalação de um sistema fotovoltaico [40].

2.2 Células fotovoltaicas

2.2.1 Princípio de funcionamento

As células fotovoltaicas são unidades fundamentais em uma escala onde há o fluxo de corrente elétrica a partir do efeito fotovoltaico. Esse efeito foi primeiramente desenvolvido pelo físico francês Alexandre Becquerel em 1839 sendo criada a primeira célula fotovoltaica. O efeito fotovoltaico pode ser explicado como a criação de uma diferença de potencial nos extremos de um material semiconductor ocasionada pela presença da luz, processando assim a conversão de energia.

As células se constituem na junção de duas camadas semicondutoras que por sua vez são dopadas positivamente, camada tipo p, e outra camada dopada negativamente, camada tipo n. Com a junção dessas duas camadas é criado um campo elétrico, isto é, uma diferença de potencial entre camadas. Dessa forma, com a excitação dos elétrons através dos fótons, é possível criar uma energia capaz conduzir os elétrons através da junção dessas camadas p-n [3].

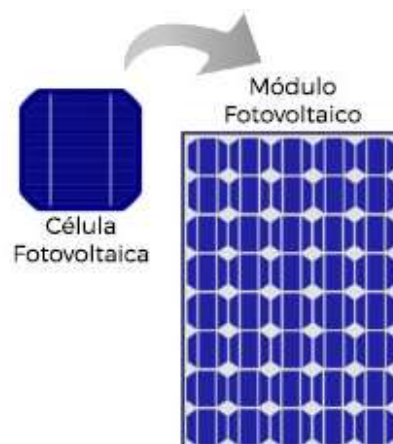


Figura 3: Representação de uma célula fotovoltaica em um módulo fotovoltaico [1].

Na Figura 3 é encontrada uma representação de um módulo fotovoltaico por um conjunto de células fotovoltaicas.

2.2.2 Curva característica I-V e curva de potência P-V

Existem duas curvas que exemplificam as características elétricas das células fotovoltaicas, a curva da corrente elétrica em função da tensão elétrica, e a curva de potência que corresponde a potência do módulo fotovoltaico em função da tensão elétrica.

A corrente elétrica em uma célula fotovoltaica pode ser considerada como a corrente de uma junção p-n que é sucedida devido aos fótons absorvidos da radiação solar. Na Figura 4 apresenta-se a curva I-V característica de uma célula fotovoltaica de silício cristalino. Na Figura 4 é possível observar os cinco principais parâmetros elétricos em que estão destacados a corrente elétrica de curto-circuito I_{SC} , a tensão de circuito aberto V_{OC} , a potência máxima de pico P_{MP} e a corrente e tensão de ponto de potência máxima I_{MP} e V_{MP} , respectivamente.

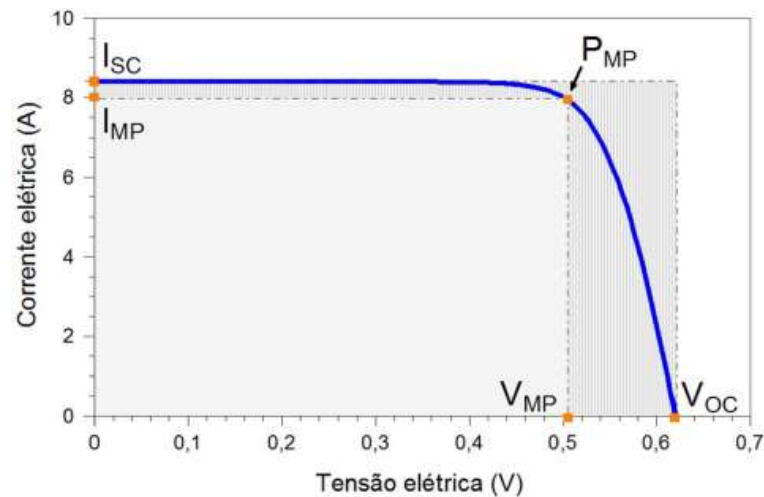


Figura 4: Corrente elétrica em função da diferença de potencial aplicada em uma célula fotovoltaica, sob condições de ensaio de referência [4].

As descrições técnicas elétricas de um módulo fotovoltaico exige condições de ensaio de referência que consiste em uma padronização de condições em que uma célula ou módulo deve estar submetido para obter tais parâmetros elétricos citados acima, dentre essas condições de ensaio, a irradiância submetida é de 1000W/m^2 , massa de ar AM1,5 e temperatura da célula

de 25°C. Para isso, é usual utilizar um simulador solar e um sistema de medição automatizado para o registro das medições [4].

O desempenho de um módulo fotovoltaico pode ser representado pelas características elétricas da relação entre corrente-tensão e de tensão-potência. A Figura 5 apresenta a curva que corresponde a relação entre corrente e tensão elétrica de uma célula fotovoltaica de silício cristalino, e a curva de potência em que é notada a potência elétrica em função da tensão.

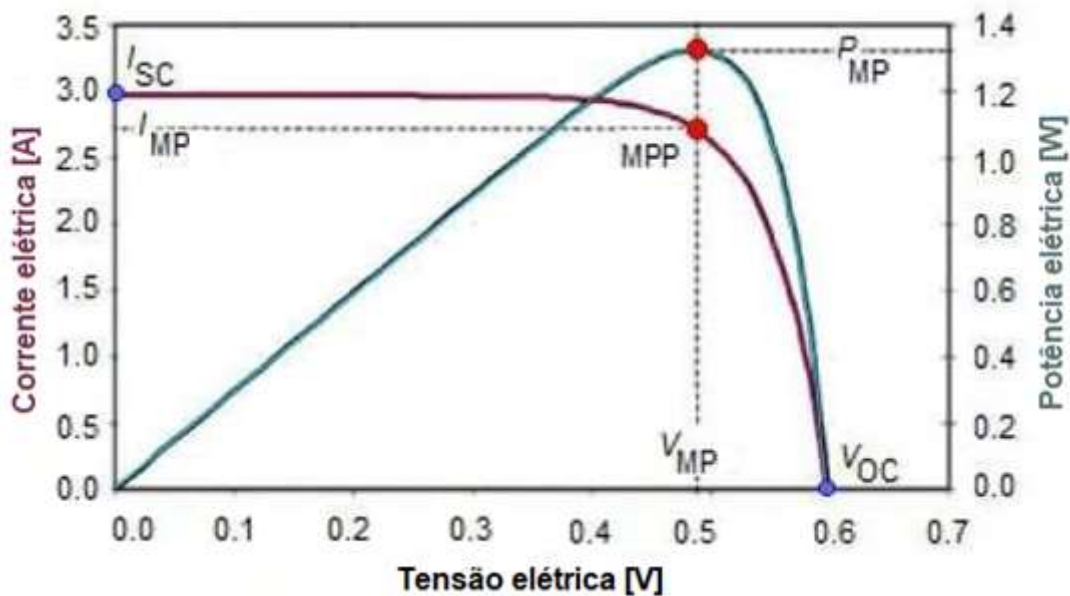


Figura 5: Potência elétrica em função da tensão elétrica de uma célula fotovoltaica, sob condições de ensaio de referência [51].

É sabido que é possível modular a tensão CC dos geradores fotovoltaicos utilizando um seguimento de ponto de potência máxima, conhecido como MPPT¹ (Seguidor de Ponto de Potência Máxima). Com esse mecanismo, é possível extrair a maior potência de saída para as condições de temperatura e irradiância sobre os módulos. Isso é encontrado na tensão máxima de energia V_{mp} e corrente I_{mp} . Em contrapartida, na corrente de curto-circuito e na tensão de circuito aberto a potência de saída da célula fotovoltaica é zero.

¹ Acrônimo em inglês designado como “Maximum Power Point Tracking”, que em português refere-se ao termo “Seguidor de Ponto de Potência Máxima”.

2.2.3 Tipos de células

Existem duas tecnologias básicas de módulos fotovoltaicos comerciais disponíveis no mercado atualmente, células solares cristalinas e células solares de película fina ou filme-fino. As suas características que afetam serão brevemente apresentadas aqui.

As células solares cristalinas (c-Si) são feitas de silício cristalino e estão subdivididas como monocristalinas e policristalinas. A célula solar monocristalina é criada puxando lentamente o cristal de silício monocristalino do silício derretido de um lingote de silício. Células monocristalinas têm maior eficiência devido a sua estrutura, sendo feita a partir de um grande cristal. Por causa do monocristalino, o silício monocristalino permite ao elétron maior liberdade de movimento. Assim, menos energia é perdida, o que resulta em uma maior eficiência. A eficiência da maioria das células monocristalinas é de 22% [5].

Os módulos monocristalinos têm uma forma de célula mais circular. As células de silício policristalino são fabricadas com um processo de custo mais baixo em relação as células de silício monocristalino e são fundidas em lingotes em quadrados longos. Após o fatiamento, as células policristalinas resultam na forma quadrada desejada. O tamanho das células policristalinas é semelhante ao das células monocristalinas, mas é um pouco menos eficiente, em torno de 14 a 18% e de menor custo [5].

As células solares de película fina são basicamente camadas finas de materiais semicondutores aplicados a um material de suporte sólido. As películas finas reduzem bastante a quantidade de material semiconductor necessário para cada célula, quando comparados com células solares cristalinas. De acordo com o tipo de material fotovoltaico utilizado, as células solares de película fina são classificadas em quatro tipos [6]. São eles:

- Silício amorfo (a-Si) e silício de filme fino (TF-Si);
- Telureto de cádmio (CdTe);
- Cobre-Índio-Seleneto (CIS) ou Cobre-Índio-Gálio –Selênio (CIGS)
- Célula solar sensibilizada por corante (DSC) e outras células solares orgânicas.

Os custos destes módulos solares de película fina são muito menores em comparação com módulos de silício cristalino. Módulo de silício amorfo tem menor eficiência em torno de 4-10%, mas melhor desempenho em temperaturas mais altas quando comparado com os de mono e policristalino [5].

Existe uma ampla aplicação de células solares de película fina, como por exemplo o uso da célula fotovoltaica no material de vidro das janelas das edificações. A comparação de diferentes tipos de módulos fotovoltaicos com diferentes tecnologias é apresentada na Figura 6 em que corresponde as melhorias progressivas das eficiências projetadas até o ano de 2030.

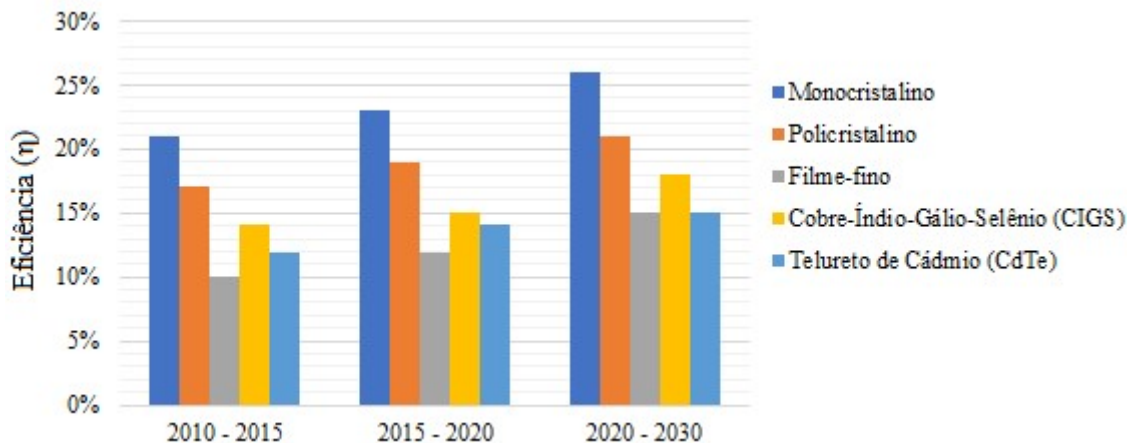


Figura 6: Projeção da evolução da eficiência dos diferentes tipos de células fotovoltaicas [5].

2.3 Equipamentos que compõem um sistema fotovoltaico

Os equipamentos e componentes que compõem um sistema fotovoltaico baseiam-se no tipo de configuração que é proposto, sendo para uma configuração conectada à Rede Elétrica ou para um sistema isolado da Rede. Será citado e decorrido nesta secção breves descrições sobre os elementos de um sistema fotovoltaico conectado à Rede Elétrica de Serviço Público.

2.3.1 Módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são componentes responsáveis pela absorção da radiação solar gerando corrente elétrica contínua. Esses módulos são compostos por células fotovoltaicas, que foram anteriormente descritas. Os módulos fotovoltaicos são usualmente conectados em série, mas também podem ser conectados em paralelo ou misto, atendendo a compatibilidade com a corrente e a tensão máxima de entrada do inversor. Outra característica

relevante é o tempo de vida útil, que é estimado em 20 a 25 anos pela garantia de resultados que a folha de descrição dos módulos fotovoltaicos normalmente apresenta [7].

Os módulos fotovoltaicos se comportam eletricamente de modo diferente em relação a variações de radiação solar e temperatura.

A Figura 7 a seguir corresponde a influência da radiação solar sobre a variação da corrente e da tensão elétrica no módulo fotovoltaico. A corrente de curto circuito é diretamente proporcional a radiação, enquanto a tensão de circuito aberto apresenta uma dependência em escala logarítmica quando a temperatura é mantida constante, decorrendo pouca variação da tensão quando a radiação é alterada [4].

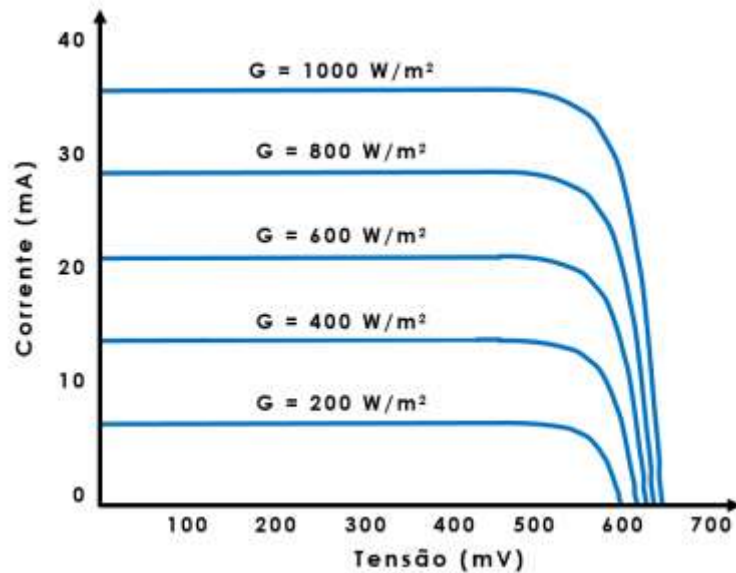


Figura 7: Curvas I x V de células fotovoltaicas para diferentes intensidades de radiação [8].

Enquanto a Figura 8 a seguir corresponde ao comportamento elétrico de um módulo fotovoltaico para diferentes níveis de temperatura, assim, é possível observar na figura que quanto maior a temperatura menor é a tensão elétrica do módulo fotovoltaico. Em modo análogo ao comportamento anterior, a corrente elétrica sofre pouca variação quando a temperatura aumenta ou diminui [7].

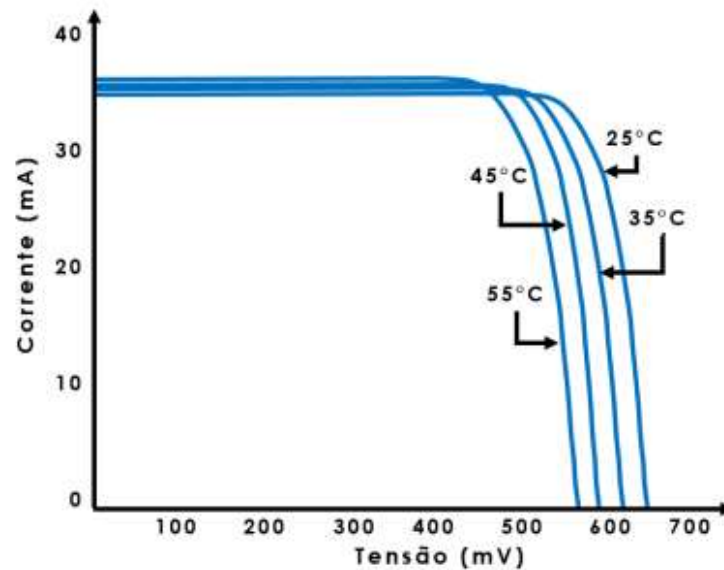


Figura 8: Influências da temperatura na curva I x V de uma célula fotovoltaica [8].

Portanto, pode-se notar que a potência máxima alcançada pelo módulo fotovoltaico varia constantemente. Essa variabilidade é ocorrida pelas relações entre a corrente elétrica e a radiação e entre a tensão elétrica e a temperatura da célula fotovoltaica. Sendo assim, para que a operação do módulo fotovoltaico esteja no ponto de potência máxima, é necessário o papel de um seguidor desse ponto durante o funcionamento do sistema. Esse ajuste é realizado através de um inversor ou controlador de carga de forma automatizada.

2.3.2 Inversor

O inversor é fundamental para aplicações em que cargas elétricas precisam de corrente alternada para estarem em funcionamento. Afinal, os inversores têm o papel de converter a corrente contínua proveniente dos módulos fotovoltaicos em corrente alternada para utilização da carga.

Os inversores podem ser classificados quanto a sua aplicação e quanto a sua dimensão de conexão. Em relação a sua aplicação, os inversores estão subdivididos em três tipos de inversores, são eles: inversores autônomos ou isolados (*off-grid*), inversores conectados à rede elétrica (*grid-tie*) e inversores híbridos [7].

Os inversores *grid-tie* são voltados para sistemas conectados à rede elétrica, e o seu funcionamento está diretamente conectado ao ponto de consumo, que por sua vez, está

conectado à rede elétrica. Para isso, os inversores devem possuir uma sincronização com a rede. Caso ocorra algum colapso da rede no ponto de consumo, o inversor deve ser desconectado da rede elétrica, como é seguido pelo código de rede IEEE 1547/ IEC 62116. [7].

Enquanto um inversor híbrido existe um chaveamento interno que permite injetar no ponto de consumo, e se houver um excedente de energia, pode-se injetar em acumuladores de energia (baterias) viabilizando o uso da energia armazenada nos acumuladores quando a rede elétrica por alguma adversidade não conseguir fornecer energia ao ponto de consumo. Vale salientar que existem outros modos de operação quanto aos inversores híbridos, mas esse se trata de um dos principais exemplos de funcionamento.

Além dessa categorização de inversores quanto a aplicação do sistema fotovoltaico, existe a classificação de inversores quanto a dimensão do sistema, são eles: inversor central, normalmente responsáveis pela conversão de energia de um sistema fotovoltaico na ordem de potência acima de 500 kW, inversor de fileira, que exerce a conversão de energia para uma escala de 1,5 kW a 100 kW, e micro inversores que atendem a um inversor para um ou dois módulos, e por isso, operam em uma dimensão de 200 W a 400 W.

2.3.3 Outros elementos

Para a aplicação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede é necessário selecionar e orçar elementos como o dimensionamento de cabos que vão fazer a conexão dos módulos fotovoltaicos ao inversor e do inversor ao quadro de distribuição do ponto de consumo, mas também elementos de proteção como os interruptores e disjuntores. Outro elemento em consideração na cotação são as estruturas de suporte e fixação dos módulos fotovoltaicos que deve estar de acordo e adequado com o local onde está sendo disposto os módulos.

É importante realçar também o orçamento dos valores atrelados ao transporte de todos os equipamentos e pessoas encarregadas a trabalhar na montagem do projeto e o capital humano para o trabalho na instalação e manutenção do sistema fotovoltaico no que se refere ao salário dos funcionários.

Em alguns dos casos é necessário considerar elementos extras de proteção, como proteção contra descargas atmosféricas, caso não exista no local, e componentes de controle e monitorização do sistema fotovoltaico [7].

2.4 Sistema fotovoltaico integrado em edifícios

Os sistemas fotovoltaicos integrados em edifícios é uma implementação construtiva em adaptar os módulos fotovoltaicos em edifícios. Esses sistemas podem estar comportados em coberturas de edifícios, fachadas laterais, janelas e claraboias. As principais considerações para esse tipo de sistema é uma adequada orientação dos módulos fotovoltaicos, análise quanto a distância de edifícios vizinhos, verificação de possíveis sombreamentos durante o dia, e uma conveniente consideração quanto a arquitetura do local [5].

Um dos exemplos de aplicação é o sistema fotovoltaico de fachada, que é admitido uma estrutura de suporte, abertura de ar e revestimento na fachada do edifício através dos módulos fotovoltaicos. No verão, o calor do Sol é dissipado devido à cavidade de ar que é naturalmente ventilada através das aberturas inferior e superior, conseqüentemente traz um efeito de resfriamento para a parede e melhora a eficiência dos módulos fotovoltaicos. Os módulos fotovoltaicos também podem ser integrados como revestimento externo do edifício como um elemento de revestimento convencional [9].

2.5 Sistemas ligados à rede elétrica

Os sistemas fotovoltaicos integrados em edifícios ou usinas fotovoltaicas conectados à rede estão voltadas para instalações de baixa tensão ou média tensão, não possuem a necessidade de uso de baterias, e demandam um menor custo de manutenção quando comparado com sistemas fotovoltaicos isolados.

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica possuem uma maior confiabilidade ao sistema, visto que os picos de consumo podem ser atendidos pela rede elétrica. Pois caso a produção diária não supra o consumo, a rede elétrica fornece a energia necessária para o ponto de consumo.

A Figura 9 a seguir representa um diagrama simplificado de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, onde os módulos fotovoltaicos são instalados nas áreas disponíveis com a presença da luz solar gerando energia elétrica em corrente contínua, que percorre o inversor para ser convertida em corrente alternada e ser utilizada a energia elétrica no ponto de consumo. As proteções CA e CC não se encontram representadas na figura.

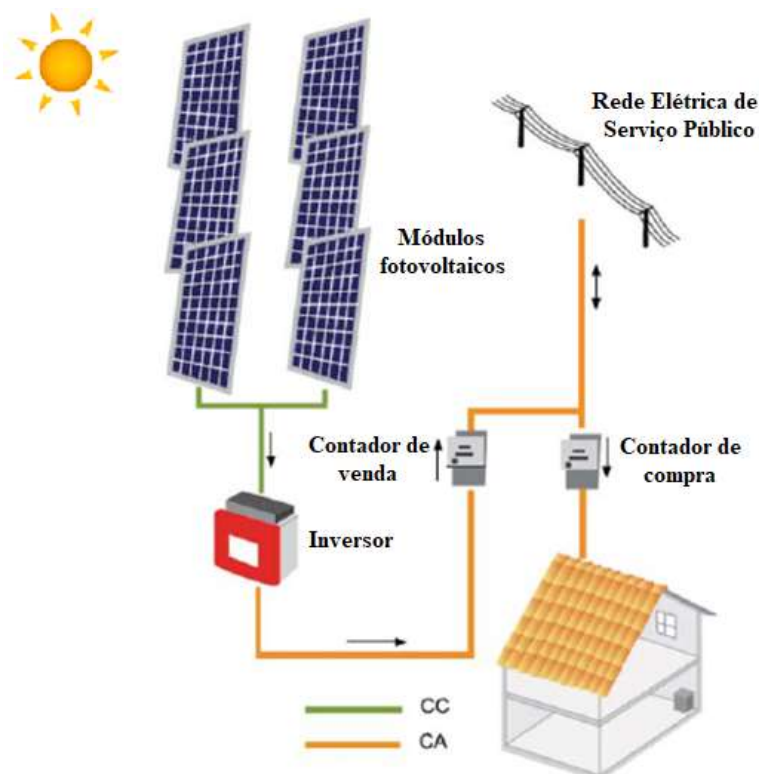


Figura 9: Representação simplificada de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica.

2.6 Enquadramento legislativo

2.6.1 Legislação Portuguesa

O início da regulamentação para as primeiras atividades para produção de eletricidade foi denominado como microprodução e miniprodução, reguladas pelo Decreto-Lei n.º 363/2007 e pelo Decreto-Lei n.º 34/2011, respectivamente. A microprodução e a miniprodução atuavam em pequenas escalas de produção com potência máxima inferior aos 50% da potência contratada no ponto de consumo, colocando 100% da energia produzida vendida à rede, direcionado ao Comercializador de Último Recurso (CUR).

Em outubro de 2014, Portugal apresentou um novo enquadramento legislativo voltado para simplificar o modelo de microprodução e miniprodução, dando um panorama para um novo regime da produção distribuída (PD). Esse novo modelo veio com diversos objetivos sociais e técnico-económicos, dentre eles: evitar sobrecustos para o Sistema Elétrico Nacional

(SEN); possibilitar a injeção de excedentes de energia na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) e garantir que as instalações sejam projetadas de acordo com o ponto de consumo do local [10].

Com o Decreto-Lei n.º 153/2014, foi criado um regime de produção distribuída que se enquadra as Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) e de Pequena Produção (UPP). A unidade de pequena produção é aplicada para o caso de produção de eletricidade de uma só tecnologia, com potência de injeção na rede igual ou inferior a 250kW, atribuindo a venda de toda a energia produzida à rede elétrica de serviço público (RESP).

Enquanto a unidade de produção para autoconsumo é baseada na produção para o próprio consumo na instalação à respectiva unidade produtora, podendo haver a injeção na rede com o excedente produzido ou não, dependendo do perfil de consumo da instalação. Esse excedente produzido por sua vez apresenta uma tarifa mensal de remuneração para o ponto de consumo. Vale ressaltar que o novo decreto revogou os diplomas da microprodução e miniprodução para serem enquadrados dentro do regime de pequena produção.

A Tabela 1 a seguir apresenta um breve resumo comparando entre os dos enquadramentos legislativos, a Unidade de Produção para Autoconsumo e de Pequena Produção, colocando lado a lado os limites de potência da unidade de produção e seus requisitos de produção quanto a sua aplicação e remuneração com tarifas válidas para o atual ano de 2019.

Tabela 1: Comparação entre a Unidade de Produção de Autoconsumo e a Unidade de Pequena Produção [10].

(continua)

	<i>Autocosumo (UPAC)</i>	<i>Pequena Produção (UPP)</i>
Fonte	• Renovável e não renovável.	• Apenas renovável.
Limite de Potência	• Potência de ligação deve ser menor que a potência contratada no ponto de consumo.	• Potência de ligação deve ser menor que a potência contratada no ponto de consumo; • Potência de ligação até 250 kW.
Requisitos produção	• Produção anual deve ser inferior às necessidades de consumo.	• Produção anual menor do que duas vezes o consumo do ponto de consumo.

Tabela 1: Comparação entre a Unidade de Produção de Autoconsumo e a Unidade de Pequena Produção [10].

(conclusão)

Remuneração	$R(\text{UPAC}, m) = E(\text{fornecida}, m) \times \text{OMIE}(m) \times 0,9$ <p>Sendo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • R(UPAC, m) - A remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês 'm', em euro; • E(fornecida, m) - A energia fornecida no mês 'm', em kWh; • OMIE(m) - O valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês 'm', em €/kWh; • m - O mês a que se refere a contagem da eletricidade fornecida à RESP [11][12]. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tarifa atribuída com base num modelo de licitação no qual os concorrentes oferecem desconto à tarifa de referência, estabelecida mediante portaria e apurado para cada uma das seguintes categorias: Categoria I: Instalação de apenas uma Unidade de Pequena Produção (UPP). A tarifa de referência é de 0,095 €/kWh. Categoria II: UPP associada no local de consumo com tomada para carregamento de veículos elétricos, ou seja, proprietário ou locatário de veículo elétrico. A tarifa de referência é de 0,105 €/kWh. Categoria III: UPP associada no local de consumo com coletor solar térmico de área mínima útil de 2 m². A tarifa de referência é de 0,099 €/kWh. • A tarifa a atribuir correspondente ao valor mais alto que resulte das maiores ofertas de desconto à tarifa de referência. A tarifa varia consoante o tipo de energia primária utilizada e vigora por um período de 15 anos desde a data de início de fornecimento de energia elétrica.
Compensação	<ul style="list-style-type: none"> • As UPAC com potência instalada superior a 1,5 kW e ligadas à RESP estão sujeitas ao pagamento de uma compensação mensal fixa nos primeiros 10 anos após a obtenção do certificado de exploração. • A compensação a pagar apenas de torna efetiva quando a representatividade das UPAC exceda 1% do total da potência instalada no SEN. 	<ul style="list-style-type: none"> • n.a.
Contagem	<ul style="list-style-type: none"> • Contagem obrigatória para potência ligadas a RESP superiores a 1,5 kW. 	<ul style="list-style-type: none"> • Obrigatória para toda escala de potências.

Em janeiro de 2019, a representatividade das UPAC e UPP juntas encontravam-se no valor de 0,81%. Logo, ainda não há o pagamento de compensação visto que a representatividade das UPAC não excedeu 1% do total da potência instalada no Sistema Elétrico Nacional [13][14].

2.7 Smart Grid

As *smart grids* podem ser consideradas como uma infraestrutura moderna de rede de energia elétrica para uma maior eficiência e confiabilidade por meio de controle automatizado, conversores de alta potência, modernos equipamentos de comunicações, tecnologias de sensoriamento e medição, e modernas técnicas de gerenciamento de energia baseadas na otimização da demanda, energia e disponibilidade de rede [19]. Portanto, o advento das tecnologias da *smart grid* avançou a integração das demandas, fornecendo uma infraestrutura necessária para a informação e comunicação à rede existente [20].

No longo prazo, as *smart grids* permitirão, portanto, uma maior interação entre as principais partes interessadas do mercado de eletricidade através de medidores inteligentes, os consumidores de eletricidade poderão ajustar sua carga para minimizar os gastos e manejar melhor o seu consumo.

Além disso, o consumidor poderá gerenciar a carga para aumentar o máximo possível o índice de autoconsumo. Dessa forma, a lucratividade do investimento em um sistema fotovoltaico para autoconsumo provavelmente aumentará com uma malha mais inteligente. Além de tudo, com a *smart grid*, espera-se que o número de sistemas fotovoltaicos para consumo próprio aumente, pois, o investimento será mais atraente para o *prosumer* [21].

2.8 Autoconsumo

Em termos gerais, a instalação de um sistema fotovoltaico em regime de autoconsumo é definido como a produção fotovoltaica consumida diretamente pelo produtor, que muitas vezes é o proprietário do sistema fotovoltaico [15].

Os mecanismos que promovem o autoconsumo de eletricidade fotovoltaica baseiam-se na ideia de que a eletricidade fotovoltaica será usada primeiro para consumo local e que toda essa eletricidade não deve ser injetada na rede pois há um sistema de compensação envolvida que não torna vantajoso para o investidor sobredimensionar o projeto e obter algum lucro com isso. Dessa maneira, o retorno do investimento é mais rápido quando existe o enquadramento na relação de consumo e produção otimizado para o endereçamento da entidade onde se encontra o sistema fotovoltaico [16].

O esquema de autoconsumo consiste em primeira instância de uma análise do consumo de energia em passos curtos de tempo, de 1 a 15 minutos. Enquanto o esquema de *net-metering* permite uma análise de tempo maior, até um ano ou mais, e permitir a produção com base no fluxo de caixa, dessa forma, *net metering* se trata de uma política quando o excedente de energia elétrica é utilizado para abater o consumo em outro posto tarifário ou na fatura do mês seguinte.

2.8.1 O sistema fotovoltaico e o autoconsumo

Em sistemas fotovoltaicos residenciais ou de maior escala, o MPPT é frequentemente incorporado no inversor, que está convertendo a saída de energia CC das células solares em energia CA. O inversor paralelamente modula a tensão CC no MPPT, resultando na saída de energia de um sistema fotovoltaico menor ou maior dependendo das condições externas.

Supõe-se que em um dia de elevada irradiação solar para os módulos fotovoltaicos e ao mesmo tempo o consumo de energia é baixo, a energia enviada à rede deverá ser elevada. Por isso, em Portugal, no regime de autoconsumo é importante definir um limite superior que pode ser injetado na rede. Pois com a possível produção excessiva de energia que em algum momento não for ser consumida, o mecanismo de limitar a produção e reduzir a potência de ligação cria uma restrição da energia fotovoltaica não prejudicando a lucratividade do sistema.

A Figura 10 a seguir corresponde a um esquemático hipotético de um perfil de geração de um sistema fotovoltaico e um perfil de consumo ao longo de um período de um dia inteiro. A área A corresponde a quantidade de demanda energética do ponto de consumo enquanto a área B representa a geração líquida que a unidade produtora de energia exerce sobre o local que está sendo direcionada a energia elétrica. Enquanto a área C representa a utilização direta da eletricidade produzida provinda do sistema fotovoltaico no ponto de consumo.

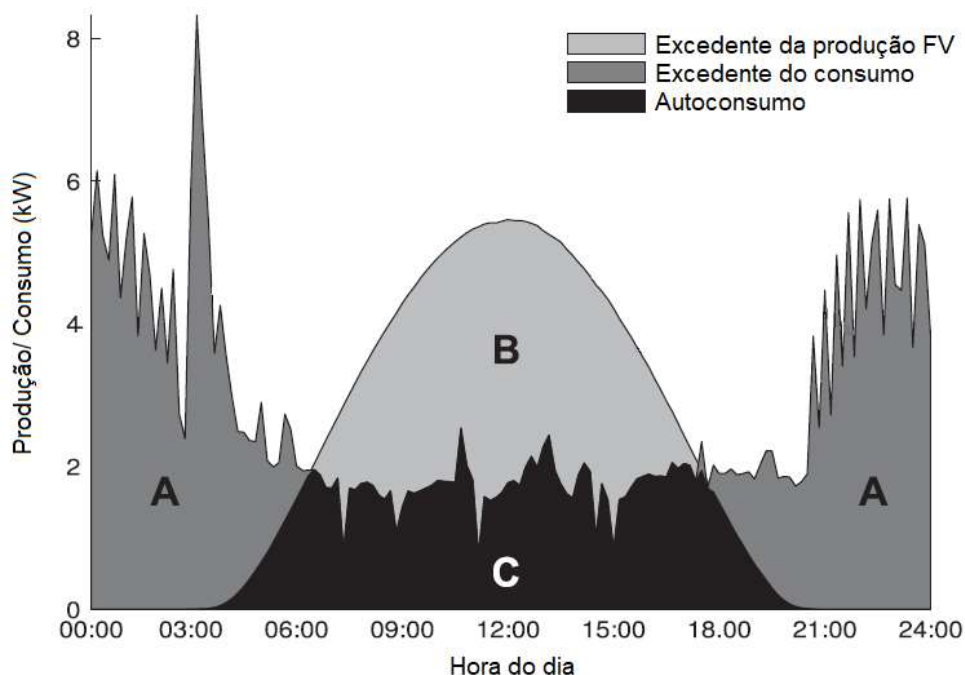


Figura 10: Esquemático da carga líquida diária (A + C), geração líquida (B + C) e autoconsumo absoluto (C) num edifício com sistema fotovoltaico [15].

Portanto, é preciso adequar a área B de tal modo que o sistema fotovoltaico opere com um perfil próximo do perfil de consumo, de tal forma que área C aumente de maneira otimizada. No que se refere a dimensionamento, é fundamental a análise do perfil de consumo e da área disponibilizada para disposição dos equipamentos para que exista um atendimento da potência ótima possível no local [15].

2.8.2 Prosumers

A rede elétrica consiste em três partes principais, uma rede de transmissão nacional de alta tensão, redes de distribuição de média tensão, e por fim, redes locais de distribuição de baixa tensão as quais a maioria dos consumidores está conectada. Usualmente, as redes de distribuição foram construídas e operadas como redes com fluxo de energia unidirecional, isto é, de redes de alta a baixa tensão, e finalmente, para os consumidores. Quando os consumidores se transformam em *prosumers*, ou seja, os pontos de consumo passam a ser produtores e consumidores de energia elétrica [17], surgem novos desafios para a rede de distribuição em termos de estabilidade, confiabilidade e monitoramento [18].

A tendência de mudança do papel do consumidor que passa a ser mais ativo na forma de usar a energia elétrica, inclusive na condição de produtor recebe a denominação de ser um *prosumer*. A palavra é construída com base na associação de “produtor” e “consumidor” e é amplamente utilizada hoje em dia. Dessa forma, o conceito de “*prosumer*” é usado paralelamente com o proprietário do sistema fotovoltaico ou qualquer outro sistema para qualificar o mesmo.

Capítulo 3

Metodologia de Projeto

Nas próximas seções serão apresentadas o dimensionamento dos diferentes equipamentos e suas influências para a instalação no local.

O planejamento de um sistema fotovoltaico deve seguir uma metodologia concisa e objetiva que parte em obter características do local e avaliar se o ponto de consumo está apto a receber um sistema fotovoltaico no que tange a critérios econômicos, legais, estruturais e geográficos.

Posteriormente, pode ser feito um estudo as especificações dos componentes do sistema fotovoltaico. Esse estudo baseia-se no próprio dimensionamento dos equipamentos considerando todas as características e possíveis adversidades coletadas na primeira etapa.

Por fim, o resultado desse dimensionamento dá seguimento ao cálculo de viabilidade econômica, em que deve ser considerado o sistema tarifário no ponto de consumo, o quanto que o sistema projetado dará economia ao consumo, objetivando como resultado a confiabilidade técnica e rentabilidade do investimento.

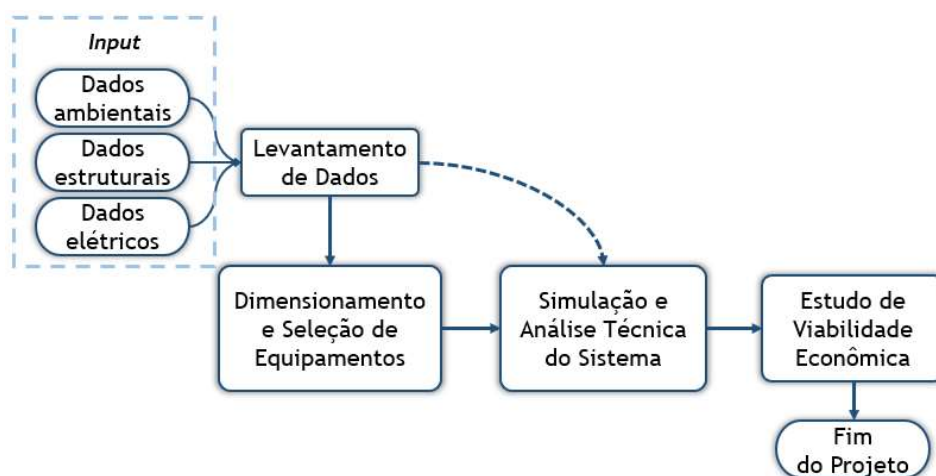


Figura 11: Fluxograma correspondente a metodologia de projeto.

A Figura 11 corresponde a um fluxograma da metodologia de projeto que ressalta os principais pontos para desenvolver um projeto de sistema fotovoltaico.

Para desenvolver os dimensionamentos do projeto de um sistema fotovoltaico em regime de autoconsumo é preciso primeiramente levantar dados que especificam pelo diagrama de carga a potência que poderá ser instalada para o sistema. Desse modo, deve-se ter uma coleta de dados do local, detalhando os registros da energia consumida via a telecontagem e as faturas mensais de no mínimo um ano para estudo do perfil de consumo e viabilidade econômica.

Paralelamente a isso, é preciso tomar conhecimento a respeito do local onde será instalado o sistema, com a finalidade de definir a área mais adequada para a instalação do sistema fotovoltaico. Assim, deve-se registrar algumas especificações como a área disponível, a orientação, a inclinação, os possíveis sombreamentos no local e os comprimentos dos cabos. Em seguida, é possível fazer uma seleção dos equipamentos com base no dimensionamento.

Vale ressaltar que essa metodologia que será apresentada neste capítulo é puramente técnica, pois diferentes projetos possuem suas limitações e são definidos por questões externas, sejam elas referentes a aspectos locais, ambientais, ou por questões socioeconômicas.

3.1 Análise e levantamento das características do local

Num primeiro momento da metodologia de um projeto deve ser feito uma análise de diferentes aspectos adquirindo um conhecimento do local e o avaliando para extrair o melhor do sistema fotovoltaico para sua operação. Por isso a importância em observar o maior número de aspectos favoráveis, e caso houver condições desvantajosas para o projeto, que se proponha possíveis alternativas que façam com que exista uma possível viabilidade [7].

Os fatores que devem-se levar em consideração numa avaliação do local devem ser:

- Obter espaço disponível em que pode estar inserido os equipamentos dos sistemas, sejam os módulos fotovoltaicos, inversores, cabos, baterias, num conjunto necessário;
- Observar os possíveis pontos de instalação e sombreamento na área disponível;
- Verificar a orientação e inclinação dos módulos fotovoltaicos e sua relação com o possível tipo de montagem.

3.2 Seleção e dimensionamento dos módulos fotovoltaicos

Em seguida, após a análise do espaço de projeto, é preciso selecionar os painéis fotovoltaicos mais adequados para o objetivo do projeto. Essa seleção é feita a partir dos tipos de módulos que existem no mercado e pelas suas características.

A eficiência de um módulo fotovoltaico é um fator importante porque a sua eficiência corresponde o valor percentual de energia do sol na superfície do módulo que é convertida em energia elétrica para o consumo da instalação. Atualmente, a eficiência dos painéis disponíveis no mercado estão em torno dos 15% a 22%. Contudo, módulos com alta eficiência tendem a ter um custo mais elevado, por isso é essencial adequar um investimento inicial para ter uma vantajosa produção de eletricidade.

Outro critério relevante é escolher um módulo fotovoltaico com uma favorável densidade de potência, ou seja, uma relação de potência pela área. Esse fator é muito favorável quando a área é um fator limitante e deseja-se gerar mais energia. Esse fator também favorece uma otimização em relação ao número de módulos fotovoltaicos, porque escolher um módulo com uma potência elevada e dimensões relativamente menores favorece um menor afastamento entre módulos por considerações ao afastamento, garantindo assim uma maior geração por área.

Além disso, é importante utilizar como critério a relação entre custo sobre potência (€/Wp) para obter uma melhor relação de custo benefício. Em casos em que se trabalha com um número elevado de módulos fotovoltaicos, esse critério se torna ainda mais relevante na decisão de escolha.

3.2.1 Distância entre fileiras de módulos fotovoltaicos

Os sombreamentos são uma das grandes causas de queda de rendimento quando os módulos fotovoltaicos estão operando, por isso é essencial calcular o alcance do sombreamento de uma fileira para estabelecer a distância entre as fileiras dos módulos, e assim, evitar sombreamento nas fileiras adjacentes. Desse modo, deve-se levar em consideração o ângulo β que está relacionada com a altura mínima do Sol ocorrida no dia 22 de dezembro que é a data em que o Sol está mais baixo em relação ao solo.

Vale ressaltar que não é necessário optar pela distância máxima para obter um melhor rendimento, muitas das vezes é preciso ter conformidade com o período do ano em que se deseja obter uma maior eficiência do sistema, visto que no inverno o alcance do sombreamento é maior. A equação 1 mostra a equação necessária para o cálculo da distância entre módulos fotovoltaicos.

A Figura 12 a seguir apresenta a visualização das grandezas para o cálculo da distância de segurança entre fileiras.

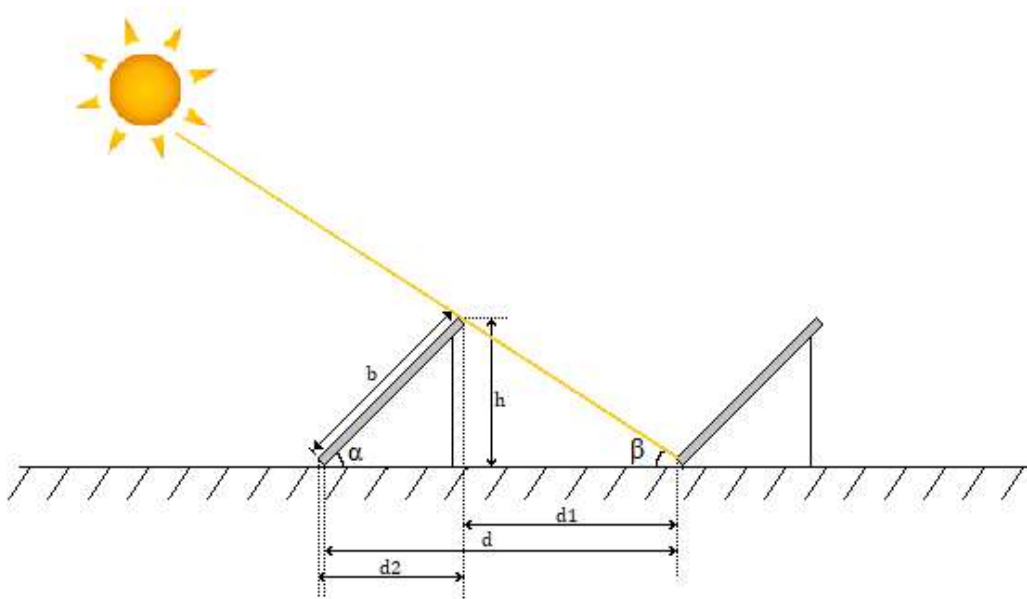


Figura 12: Representação da distância entre fileiras

Como,

$$d_1 = d - d_2$$

Sabendo que,

$$d_1 = \left[b \times \left(\frac{\text{sen}(180^\circ - \alpha - \beta)}{\text{sen}(\beta)} \right) \right] - b \times \cos(\alpha)$$

$$\therefore d_1 = b \times \left(\frac{\text{sen}(180^\circ - \alpha - \beta)}{\text{sen}(\beta)} - \cos(\alpha) \right) \quad (1)$$

Sendo,

d_1 = Distância entre os módulos fotovoltaicos;

b = Altura do módulo fotovoltaico;

$\alpha = \hat{\text{Ângulo de inclinação do painel fotovoltaico;}}$
 $\beta = \hat{\text{Ângulo da altura mínima do Sol.}}$

Se o solo tiver algum desnível de inclinação γ , teremos a seguinte equação:

$$d_1 = b \times \left(\frac{\text{sen}(180^\circ - \alpha - \beta)}{\text{sen}(\beta + \gamma)} - \text{cos}(\alpha - \gamma) \right) \quad (2)$$

3.3 Dimensionamento do inversor

A seleção dos inversores deve estar correspondente a configuração do sistema, no que se refere a ligação entre os inversores e os módulos fotovoltaicos. A configuração escolhida deve estar de acordo com os atendimentos da potência e da faixa de tensão de operação. Com isso, para decorrer com o dimensionamento da unidade de um ou mais inversores é ter em vista a potência e o nível de tensão de cada conversor. Todos os inversores do mercado possuem especificações que auxiliam para um melhor dimensionamento e consequentemente funcionamento, com o número de entradas MPPT [7].

3.3.1 Determinação da potência

Os inversores são feitos para diferentes classes de potência, sendo que a potência total do sistema fotovoltaico é estabelecida pela área útil dos módulos fotovoltaicos que é relacionada com a potência do gerador fotovoltaico.

É promissora a seleção de um inversor com uma potência inferior a potência do gerador fotovoltaico, visto que os módulos fotovoltaicos operam numa potência abaixo da potência nominal, por motivos de temperatura, intensidade de radiação, e inclinação do módulo. Com o objetivo de otimizar a eficiência do inversor, e garantir um melhor funcionamento do sistema, é válido subdimensionar o inversor de modo a fixar uma gama de potência mais próxima de operação. Isso pode ser visto na Figura 13 a seguir, em que é apresentado uma comparação entre duas curvas de potência de geradores fotovoltaicos em relação com a potência de saída do inversor.

Na Figura 13, a curva amarela corresponde à potência do gerador fotovoltaico sendo 20% maior que a potência do inversor em que é denotado que a potência dos módulos fotovoltaicos está próximo da potência máxima do inversor, se o subdimensionamento do inversor for ainda maior, como representado na curva verde da Figura 13, temos um corte de entrega de energia elétrica à rede, visto que a potência na saída do inversor limita a potência do gerador fotovoltaico, em contrapartida, pode-se observar que há um aproveitamento de energia nas extremidades da curva verde em relação a curva amarela [22].

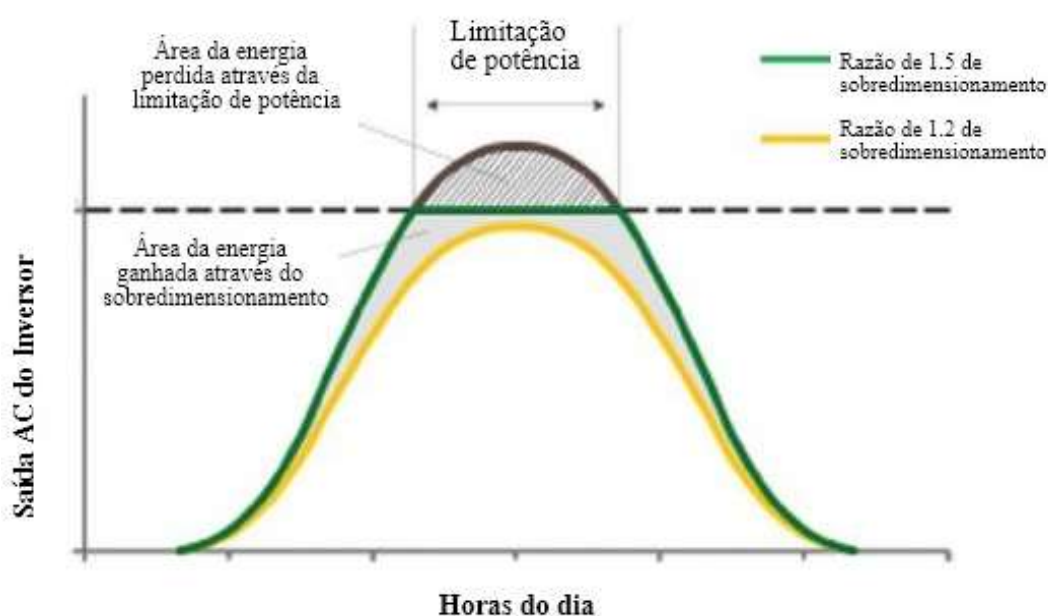


Figura 13: Perfil de produção diário [22].

Portanto, na prática é preciso encontrar uma relação de potência ótima através dos dados de radiação para que se tenha um melhor aproveitamento da energia gerada. Outra vantagem é em relação ao orçamento, em que na prática pode selecionar um inversor com potência de 20% a 50% inferior em relação a potência total do gerador fotovoltaico.

3.4 Dimensionamento das fileiras

A tensão de uma fileira é a soma das tensões correspondente ao número de unidades dos módulos que estão ligados em série, e sabendo que a amplitude da tensão modifica-se

sensivelmente por conta da temperatura é preciso calcular situações hipotéticas de temperatura mínima e máxima do ambiente para que se tenha o conhecimento dos alcances de tensão do módulo selecionado. Isso deve ser feito enquanto o sistema é dimensionado, porque as características técnicas do inversor têm de estar compatíveis a esse possível ajuste de tensão que é intrínseco do módulo fotovoltaico. Desse modo, é preciso então observar os limites de tensão mínima de ponto de potência máxima e tensão máxima de entrada do inversor e relacioná-los com limites de tensões operacionais do módulo fotovoltaico.

Essa relação indicará o número máximo e mínimo de módulos fotovoltaicos por fileira que será conectado ao inversor. Para isso, será apresentado inicialmente o cálculo da variação das tensões de acordo com a mudança da temperatura.

Para mudança de temperatura, é usual utilizar temperaturas que os módulos instalados podem estar sujeitos. Por isso, é importante além de ter o conhecimento de temperatura recorde daquele local, utilizar o bom senso de onde que está sendo instalado os módulos, pois suponhamos que os módulos fiquem expostos ao Sol no telhado, com isso, a temperatura pode chegar numa ordem de 70°C. Muitas das vezes essa temperatura é utilizada como base para determinar o número mínimo de módulos de uma fileira. De modo análogo, conhecendo a temperatura mínima recorde podemos ter uma noção de que temperatura pode chegar para estabelecer o número máximo de módulos por fileira.

3.4.1 Número mínimo de módulos por fileira

Na ficha de especificação técnica do módulo fotovoltaico não é usual termos uma taxa de variação para tensão no ponto de potência máximo. Com isso, é preciso utilizar a taxa de variação de potência máxima que está diretamente relacionada a variação da tensão de ponto de potência máximo com a temperatura [4]. Através da demonstração dos equacionamentos apresentados no Anexo A é possível utilizar o cálculo da tensão operacional para o número mínimo por fileira.

A Equação (3) a seguir corresponde à correção tensão a partir da temperatura máxima do ambiente.

$$V_{MPP}(T_{m\acute{a}x}) = V_{MPP\ STC} \times \left(\frac{100 + TK_{P_{m\acute{a}x}}(T_{m\acute{a}x} - T_{STC})}{100 + TK_{I_{sc}}(T_{m\acute{a}x} - T_{STC})} \right) \quad (3)$$

Onde,

$V_{MPP}(T_{m\acute{a}x})$ = Tensão de ponto de potência máximo do módulo fotovoltaico em função da temperatura máxima no local, em volts;

$V_{MPP\ STC}$ = Tensão de ponto de potência máximo nas condições de ensaio de referência (STC), em volts;

$T_{m\acute{a}x}$ = Temperatura máxima que os módulos estão expostos, em graus Celsius;

T_{STC} = Temperatura em condições de ensaio de referência (STC), adotado 25 °C;

$TK_{P_{m\acute{a}x}}$ = Taxa de variação da tensão da potência máxima por grau Celsius, em %/°C;

$TK_{I_{sc}}$ = Taxa de variação da tensão da potência máxima por grau Celsius, em %/°C.

Determinando a correção da tensão operacional do módulo fotovoltaico para temperatura máxima do local, pode-se obter um número mínimo de módulos a partir do valor da tensão mínima MPPT de entrada do inversor.

A Equação (4) a seguir apresenta a razão para obter o número mínimo de módulos fotovoltaicos em uma *string*².

$$N^{\circ}_{m\acute{i}n} = \frac{V_{MPP\ min\ inv}}{V_{MPP}(T_{m\acute{a}x})} \quad (4)$$

Onde,

$N^{\circ}_{m\acute{a}x}$ = Número mínimo de módulos fotovoltaicos por fileira;

$V_{MPP\ min\ inv}$ = Tensão mínima MPPT de entrada do inversor;

$V_{MPP\ M\acute{a}x}$ = Tensão operacional do módulo fotovoltaico para temperatura mínima no local, em volts.

3.4.2 Número máximo de módulos por fileira

Para obtenção do número máximo de módulos fotovoltaicos é preciso da tensão de circuito aberto em condições de temperatura mínima e da máxima tensão de entrada do inversor.

² Termo em inglês designado para um conjunto de módulos fotovoltaicos em série.

O cálculo da tensão operacional para o número máximo de módulos por fileira pode ser dado pela Equação (5) a seguir:

$$V_{OC}(T_{mín}) = V_{OC\ STC} \times \left(1 + \frac{(T_{mín} - T_{STC}) \times TK_{V_{oc}}}{100} \right) \quad (5)$$

Sendo,

$V_{OC}(T_{mín})$ = Tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico em função da temperatura mínima no local, em volts;

$V_{OC\ STC}$ = Tensão de circuito aberto nas condições de referência (STC), em volts;

$T_{mín}$ = Temperatura mínima que os módulos estão expostos, em graus Celsius;

T_{STC} = Temperatura em condições de referência (STC), adotado 25 °C;

$TK_{V_{oc}}$ = Taxa de variação da tensão de circuito aberto por graus Celsius, em %/°C.

É possível encontrar na folha de especificações do módulo fotovoltaico a $TK_{V_{oc}}$ fornecido em mV/°C em alguns modelos, dessa forma, para obter correção da tensão de circuito aberto, basta multiplicar a tensão de circuito aberto nas condições STC pela diferença de temperatura mínima que os módulos podem estar expostos e a temperatura em condições STC, 25°C.

Determinando a tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico para temperatura mínima do local, pode-se obter o número máximo de módulos fotovoltaicos a partir do valor de tensão máximo da entrada do inversor.

A Equação (6) a seguir apresenta a razão para obter o número máximo de módulos fotovoltaicos em uma *string*.

$$N^{\circ}_{máx} = \frac{V_{max\ inv}}{V_{OC}(T_{mín})} \quad (6)$$

Onde,

$N^{\circ}_{máx}$ = Número máximo de módulos por fileira;

$V_{max\ inv}$ = Tensão máxima contínua admissível do inversor;

$V_{OC}(T_{mín})$ = Tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico em função da temperatura mínima no local, em volts.

3.4.3 Determinação do número de fileiras

Convém utilizar o número de entradas MPPT com o mesmo número máximo de fileiras, para facilitaões na instalação. Entretanto, para fins de ratificação, a corrente máxima admissível pelo inversor não deve ser superior em nenhum momento, caso contrário, poderá comprometer o funcionamento do inversor. A corrente máxima dada nas especificações do inversor limita o número de fileiras que podem ser ligadas em uma entrada MPPT [7].

Desse modo, o número de fileiras por entrada deve ser menor que a razão entre o valor máximo da corrente e a corrente da fileira de módulos, como mostrada na Equação (7) a seguir:

$$N^{\circ}_{máx\ fileira} \leq \frac{I_{máx\ inv}}{I_n\ fileira} \quad (7)$$

Onde,

$N^{\circ}_{máx\ fileira}$ = Número máximo de fileiras;

$I_{máx\ inv}$ = Corrente contínua máxima admissível por entrada do inversor;

$I_n\ fileira$ = Corrente nominal de cada fileira.

3.5 Dimensionamento do interruptor principal CC

Com o objetivo de isolar, e assim, proteger um conjunto de módulos fotovoltaicos é exigido pela Norma Europeia EIC 60364-7-712 que a instalação possua um interruptor principal CC, que fará justamente o corte geral entre o conjunto de módulos fotovoltaicos e o inversor. O dimensionamento deste inversor demandará dois critérios para sua especificação. Primeiramente, o interruptor principal CC deve ser parametrizado para a tensão máxima de circuito aberto à uma temperatura mínima que é previamente calculada na secção 3.4.1, mas também o interruptor deverá fazer um corte geral quando a corrente do gerador fotovoltaico chegar a 125% da corrente de curto-circuito [7].

A Equação (8) a seguir apresenta a obtenção da corrente para que o interruptor efetue o corte geral do gerador fotovoltaico.

$$I_{CC} = 1,25 \times I_{SC} \quad (8)$$

Onde,

I_{CC} = Corrente CC que o interruptor deverá fazer o corte;

I_{SC} = Corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico.

3.6 Dimensionamento dos cabos

Os cabos devem ser dimensionados para suportar as condições elétricas, térmicas e mecânicas que estarão sujeitos durante o funcionamento do sistema [7].

Em um sistema fotovoltaico podem ser considerados três tipos de cabos, são eles:

- Cabos de fileira, que serão os cabos de ligação entre os módulos fotovoltaicos até a caixa de junção;
- Cabo principal CC, que fará a ligação do gerador fotovoltaico aos inversores; e
- Cabo CA, que será a ligação do inversor ao quadro de distribuição do local de instalação, que por sua vez está conectado ao posto de transformação da Rede Elétrica de Serviço Público.

A necessidade de um cabo principal CC ocorre da possibilidade de existir mais de uma caixa de junção que conecte mais de uma *string* em uma entrada MPPT. Ou seja, quando é disposto uma *string* por entrada MPPT do inversor não há necessidade em dimensionar um cabo principal CC, visto que poderá ser uma conexão direta entre o conjunto de módulos em série e o inversor. Dessa forma, será preciso dimensionar apenas dois tipos de cabos, além do cabo de proteção que será inserida em uma outra secção.

3.6.1 Dimensionamento dos cabos do lado CC

O cabo de fileira é o responsável por ser a ligação entre os módulos fotovoltaicos e a caixa de junção. Enquanto o cabo principal CC estabelece ligação entre a caixa de junção e o

inversor. Tanto o cabo de fileira, como o cabo principal CC devem atender a Norma Europeia IEC 60364-7-712 em que consiste na condição que o cabo deve suportar uma corrente superior a 25% da corrente de curto circuito do gerador sob as condições de ensaio de referência [7].

A Equação (9) a seguir corresponde ao cálculo objetivando a corrente do cabo admissível durante a operação do sistema fotovoltaico.

$$I_{CABO} = 1,25 \times I_{SC} \quad (9)$$

Onde,

I_{CABO} = Corrente do cabo admissível em funcionamento;

I_{SC} = Corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico.

Em seguida, com as correntes especificadas, deve ser escolhido um cabo que possa ter uma corrente maior que a corrente capaz de ser transportada. Ou seja, a corrente máxima do cabo escolhido deve ser maior ou igual a corrente máxima calculada na equação acima.

Para o cabo de fileira é preciso determinar a secção do cabo e as perdas que os cabos acarretam durante seu funcionamento. Sendo definidas a queda de tensão na linha até 1% [7].

A Equação (10) a seguir corresponde ao cálculo objetivando a secção do cabo mínima. Portanto, o resultado efetuado pela equação objetiva uma secção do cabo que está dentro dos padrões de mercado. Em seguida é preciso verificar se a secção determinada atende a queda de tensão de até 1%.

$$S_{CABO} = \frac{2 \times L_{CABO} \times I_{Fi}}{0,01 \times V_{MPP} \times \kappa} \quad (10)$$

Onde,

L_{CABO} = Comprimento do cabo, em metros;

I_{Fi} = Corrente nominal da fileira, em ampere;

V_{MPP} = Tensão da fileira, em volts;

κ = Condutividade elétrica (cobre $\kappa_{CU} = 56$; alumínio $\kappa_{AL} = 34$), em $m/\Omega \times mm^2$.

O resultado obtido através das expressões indicadas acima, deve ser aproximado para as secções dos cabos normalizados (2,5 mm²; 4 mm²; 10 mm²).

A Equação (11) é utilizada para calcular as perdas nos cabos, como mostra a seguir:

$$P_M = \frac{2 \times n \times L_{CABO} \times I_{Fi}^2}{S_{CABO} \times \kappa} \quad (11)$$

Onde,

P_M = Perdas na linha em condições de ensaio de referência, em watts;

n = Número de fileiras do gerador;

L_{CABO} = Comprimento do cabo, em metros;

I_{Fi} = Corrente nominal da fileira, em ampere;

κ = Condutividade elétrica (cobre $\kappa_{CU} = 56$; alumínio $\kappa_{AL} = 34$), em $m/\Omega \times mm^2$.

No que se refere ao cabo principal CC, também é preciso calcular a secção do cabo e as suas respectivas perdas a partir da determinação da secção do cabo. O valor da secção deve ser ajustado através das secções normalizadas a partir do cálculo da Equação (12) como mostra a seguir:

$$S_{CABOCC} = \frac{2 \times L_{CABO} \times I_n^2}{(FP \times P_{FV} - P_M) \times \kappa} \quad (12)$$

Onde,

S_{CABOCC} = Secção do cabo principal CC, em mm²,

L_{CABO} = Comprimento do cabo, em metros;

I_n = Corrente nominal do gerador fotovoltaico, em ampere;

FP = Fator de perdas, com o fator de perdas $FP = 1 \%$ ou $FP = 2 \%$ para tensões reduzidas;

P_{FV} = Potência nominal do gerador fotovoltaico, em watts;

P_M = Perdas na linha em condições de ensaio de referência, em watts;

κ = Condutividade elétrica (cobre $\kappa_{CU} = 56$; alumínio $\kappa_{AL} = 34$), em $m/\Omega \times mm^2$.

A Equação (13) que se segue corresponde as perdas totais do cabo principal CC que devem ser calculadas através da secção do cabo escolhido.

$$P_{CC} = \frac{2 \times L_{CABO} \times I_n^2}{S_{CABOCC} \times \kappa} \quad (13)$$

Onde,

P_{CC} = Perdas na linha do cabo principal CC, em watts;

L_{CABO} = Comprimento do cabo, em metros;

I_n = Corrente nominal do gerador fotovoltaico, em ampere;

S_{CABOCC} = Secção do cabo principal CC, em mm^2 ,

κ = Condutividade elétrica (cobre $\kappa_{CU} = 56$; alumínio $\kappa_{AL} = 34$), em $m/\Omega \times mm^2$.

3.6.2 Dimensionamento dos cabos do lado CA

O cabo de alimentação CA faz a ligação entre o inversor e a rede elétrica. Para o dimensionamento da secção do cabo, é admitido uma queda de tensão máxima de 3% em relação a tensão da rede [7].

As equações (14) e (15) a seguir são para o cálculo da secção do cabo para ligação monofásica e ligação trifásica, respectivamente, dependendo assim, do tipo de inversor escolhido, se é um inversor monofásico ou trifásico [7].

$$S_{CABOCA} = \frac{2 \times L_{CABOCA} \times I_{nCA} \times \cos\varphi}{0,03 \times V_n \times \kappa} \quad (14)$$

$$S_{CABOCA} = \frac{\sqrt{3} \times L_{CABOCA} \times I_{nCA} \times \cos\varphi}{0,03 \times V_n \times \kappa} \quad (15)$$

Onde,

S_{CABOCA} = Secção transversal do cabo do ramal CA;

L_{CABOCA} = Comprimento do cabo do ramal CA;

I_{nCA} = Corrente nominal CA do inversor;

$\cos\varphi$ = Fator de potência;

V_n = Tensão nominal da rede (monofásica: 230 V, trifásica 400 V);

κ = Condutividade elétrica (cobre $\kappa_{CU} = 56$; alumínio $\kappa_{AL} = 34$), em $m/\Omega \times mm^2$.

É apresentado a seguir as Equações (16) e (17) que correspondem ao cálculo de perdas no cabo CA para ligações monofásicas e trifásicas, respectivamente [7].

$$P_{CA} = \frac{2 \times L_{CABOCA} \times I_{nCA}^2 \times \cos\varphi}{S_{CABOCA} \times \kappa} \quad (16)$$

$$P_{CA} = \frac{\sqrt{3} \times L_{CABOCA} \times I_{nCA}^2 \times \cos\varphi}{S_{CABOCA} \times \kappa} \quad (17)$$

Onde,

P_{CA} = Perdas na linha do ramal CA;

L_{CABOCA} = Comprimento do cabo do ramal CA;

I_{nCA} = Corrente nominal CA do inversor;

$\cos\varphi$ = Fator de potência;

S_{CABOCA} = Secção transversal do cabo do ramal CA;

κ = Condutividade elétrica (cobre $\kappa_{CU} = 56$; alumínio $\kappa_{AL} = 34$), em $m/\Omega \times mm^2$.

3.7 Proteção contra descargas atmosféricas, sobretensões e ligação à terra

As proteções ao longo do sistema fotovoltaico garantem uma confiabilidade no que se refere a possibilidade de uma adversidade ao sistema e que possa ser isolado não havendo nenhum comprometimento para o funcionamento.

O sistema fotovoltaico quando instalado em edifício é instalado usualmente na sua cobertura, cobertura essa que usualmente possui um sistema de proteção contra descargas atmosféricas. Por isso, é recomendável que o sistema fotovoltaico seja ligado a proteção contra descargas atmosféricas do edifício. Caso contrário, se o sistema fotovoltaico está situado em

um local exposto sem tal proteção, é sabido que deverão possuir um sistema próprio de proteção contra descargas atmosféricas.

Quanto a sobretensões, é visto os descarregadores de sobretensão como componentes que possuem a função da proteção do sistema fotovoltaico contra ocorrência de sobretensões aos equipamentos.

Com a ligação de partes metálicas ao condutor de ligação a terra, o sistema isolará de possíveis partes vivas do sistema. A secção do cabo de ligação a terra deve ser a mesma do cabo principal CC, ou 4mm², de acordo com a maior secção [7].

3.8 Considerações finais ao dimensionamento e a outros componentes

Para a ligação de um sistema fotovoltaico e a rede elétrica é fundamental avaliar a compatibilidade no que se refere a potência de instalação, capacidade da linha e da impedância do ponto de ligação.

Outra observação a ser comentada é a obrigatoriedade de um contador que fará a medição da eletricidade produzida que é entregue a rede. A instalação e o custo do contador são de responsabilidade do técnico responsável e a propriedade, enquanto a selagem do contador é da responsabilidade do operador de rede [12].

Capítulo 4

Projeto do Estudo de Caso: Hotel São Lázaro

Nesse capítulo será apresentado um novo dimensionamento de um sistema fotovoltaico para o Hotel São Lázaro em regime de uma Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC). A partir desse projeto será realizado com os mesmos equipamentos três casos comparativos que serão descritos no Capítulo 5.

O dimensionamento do projeto base percorrerá nesse capítulo, seguindo uma análise prévia do local, uma seleção dos equipamentos com critérios e especificações, configuração do sistema e dimensionamento de cabos e proteções. Ao reunir as definições do dimensionamento e obter o orçamento total será feita uma análise de viabilidade econômica que comparará os enquadramentos e cenários citados.

Os demais dimensionamentos dos cenários que serão descritos estão apontados no Anexo C onde estão discretizados as especificações e orçamentos dos equipamentos selecionados para adequação do sistema fotovoltaico.

4.1 Levantamento de dados do local

O Hotel São Lázaro, local escolhido para ser projetada a implementação de um sistema fotovoltaico, é situada na cidade de Bragança. O Hotel São Lázaro possui uma cobertura plana com cerca de 490 m² de área, sendo 232 m² disponíveis para a acomodação dos módulos fotovoltaicos e sem sombreamento de edifícios vizinhos.

A Figura 14 a seguir elucida a área que será o projeto base do sistema fotovoltaico identificando apenas uma parcela da área da cobertura, pois a outra parcela se encontra um sistema solar térmico para aquecimento de água do edifício.



Figura 14: Local da instalação.

Será também proposto em um dos cenários nos casos comparativos um conjunto de módulos fotovoltaicos na fachada lateral do edifício, onde está proximamente orientado para o Sul. A lateral do edifício possui uma área disponível de 180 m² (25,7m x 7m).

4.1.1 Dados climáticos do local

Será abordado nessa secção características quanto a irradiância e temperatura do local. Um dos meios para obtenção dos dados da radiação no local é a utilização da ferramenta online PVGIS. Enquanto a temperatura pode-se ser utilizado os dados climatológicos fornecidos pelo Instituto Português do Mar e da Atmosfera (IPMA).

Com a finalidade de analisar o favorecimento ao instalar a tecnologia solar fotovoltaica no local, a Figura 15 a seguir corresponde o potencial energético fotovoltaico anual dos países europeus. Pode-se notar que a Península Ibérica possui um melhor recurso para a tecnologia solar fotovoltaica em relação a maioria das outras regiões da Europa.

Para fins de análise, é mostrado na Figura 15 que a cidade de Bragança possui um potencial energético fotovoltaico anual de 1532 kWh/kWp [23].

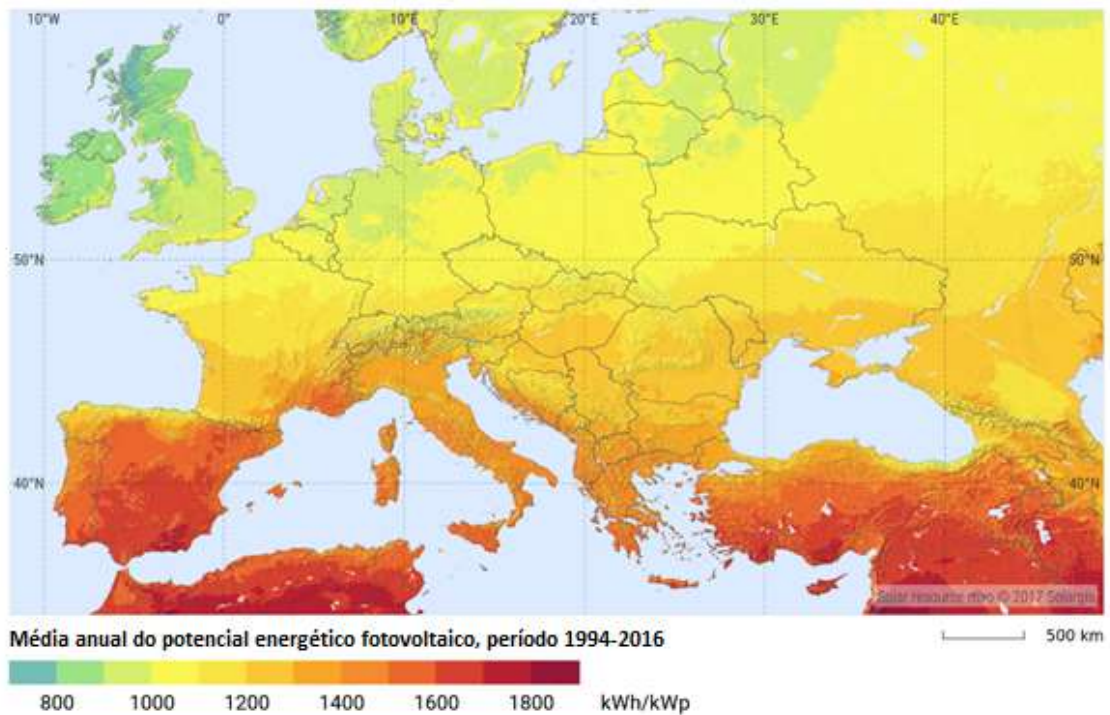


Figura 15: Mapa referente ao potencial energético fotovoltaico na Europa [24].

A Figura 16 abaixo corresponde a um gráfico em que se encontra a radiação diária mensal durante o ano, onde pode ser visto os valores de radiação.

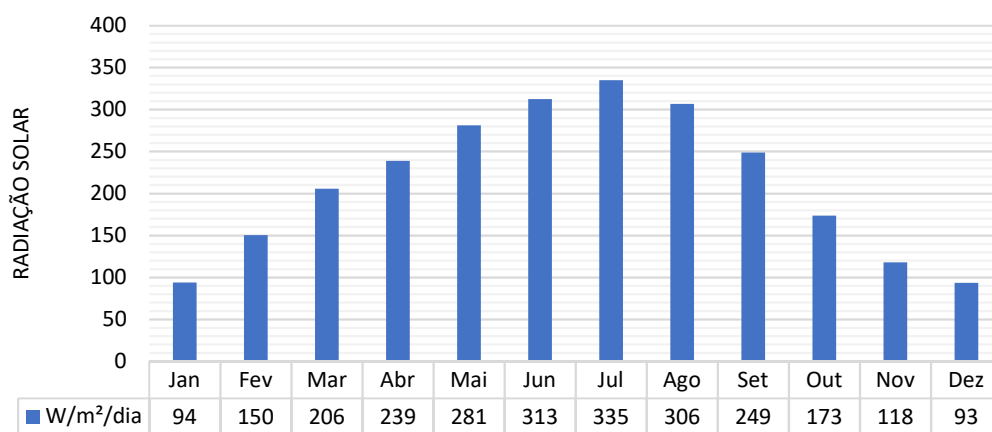


Figura 16: Radiação diária mensal em módulos fotovoltaicos integrados em um edifício com angulação de 15° [25].

Observando esse proveito energético, uma das principais qualificações para isso é a radiação solar no local, que possui uma maior radiação durante os meses de Verão, com o mês de julho o mês de maior radiação correspondendo a 335 W/m²/dia, e em correspondência ao meses de menor radiação, no Inverno, o mês de dezembro com 93 W/m²/dia.

O segundo parâmetro importante a ser analisado entre as características locais é o de temperatura. Na Tabela 2 abaixo é apresentado dois períodos de 30 anos em que é apresentado as temperaturas máximas e mínimas necessárias para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico.

Tabela 2: Dados climatológicos para cidade de Bragança entre 1971-2000 e 1981-2010 [26].

Dados climatológicos para Bragança (1971-2000)												
Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Temperatura máxima recorde (°C)	17,4	20,4	25,7	28,1	31	36,4	38,8	38,4	37,7	29,4	22,4	18,8
Temperatura máxima média (°C)	8,5	11,1	14,3	15,6	19,1	24,3	28,5	28,5	24,8	18,1	12,8	9,4
Temperatura mínima média (°C)	0,3	1,3	2,9	4,7	7,8	11,4	14	13,7	11,5	7,5	3,6	1,7
Temperatura mínima recorde (°C)	-11,4	-11,6	-6	-5,1	-1,4	3,4	4,4	4,4	1,4	-3,8	-5,3	-7,1
Dados climatológicos para Bragança (1981-2010)												
Temperatura máxima recorde (°C)	20,4	20,4	25,7	28,6	33,6	36,9	38,8	39,5	37,7	30,6	22,4	18,8
Temperatura máxima média (°C)	8,8	11,4	15,1	16,3	20	25,5	29,2	29,1	25,1	18,4	12,8	9,5
Temperatura mínima média (°C)	0,2	0,9	3,2	5,1	8	12	14,2	14	11,6	7,9	3,7	1,3
Temperatura mínima recorde (°C)	-11,4	-11,6	-10,2	-5,1	-2	3,4	4,4	4,4	1,4	-3,8	-8,6	-9,7

4.1.2 Análise do consumo energético do local

Ainda cumprindo a primeira etapa de análise do local, é essencial em um primeiro momento de planejamento, o conhecimento das condições de abastecimento de eletricidade e a

coleta de dados do consumo. No que se refere a coleta das faturas de eletricidade do ponto de consumo, é de relevante importância para fins de estudo de viabilidade econômica os resultados como a poupança econômica e retorno do investimento, entre outros indicadores econômicos.

O local do estudo de caso é alimentado em média tensão com potência contratada de 292,95 kW e possui quatro períodos horários, super vazio, vazio normal, cheia e ponta, que variam dependendo da estação do ano e do dia da semana. Esses horários são determinantes em questão a tarifa a ser contabilizada por kWh. Vale lembrar que pelo enquadramento de UPAC o limite de potência de ligação do sistema fotovoltaico deve ser inferior ou igual à potência contratada do ponto de consumo, logo, a potência do sistema fotovoltaico não pode ultrapassar dos 282,95 kW.

Na Tabela 3 a seguir é apresentado o ciclo semanal para MT escolhido pelo Hotel São Lázaro.

Tabela 3: Ciclo semanal opcional para Média Tensão em Portugal Continental [27].

Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	17h00 - 22h00	Ponta:	14h00 - 17h00
	00h00 - 00h30		00h00 - 00h30
Cheias:	07h30 - 17h00	Cheias:	07h30 - 14h00
	22h00 - 24h00		17h00 - 24h00
Vazio normal:	00h30 - 02h00	Vazio normal:	00h30 - 02h00
	06h00 - 07h30		06h00 - 07h30
Super vazio:	02h00 - 06h00	Super vazio:	02h00 - 06h00
Sábado		Sábado	
Cheias:	10h30 - 12h30	Cheias:	10h00 - 13h30
	17h30 - 22h30		19h30 - 23h00
	00h00 - 03h00		00h00 - 03h30
Vazio normal:	07h00 - 10h30	Vazio normal:	07h30 - 10h00
	12h30 - 17h30		13h30 - 19h30
	22h30 - 24h00		23h00 - 24h00
Super vazio:	03h00 - 07h00	Super vazio:	03h30 - 07h30
Domingo		Domingo	
Vazio normal:	00h00 - 04h00	Vazio normal:	00h00 - 04h00
	08h00 - 24h00		08h00 - 24h00
Super vazio:	04h00 - 08h00	Super vazio:	04h00 - 08h00

4.1.3 Diagramas de carga

Um dos principais dados para o começo de dimensionamento de um sistema fotovoltaico é o conhecimento do perfil de consumo do ponto de instalação. Através da telecontagem do edifício, é possível ser feita o tratamento dos dados de consumo de energia em passos de 15 minutos e extrair dados como o perfil de consumo diário, semanal, mensal e anual.

É apresentado na Figura 17 abaixo o diagrama de carga do Hotel São Lázaro expondo as potências médias de cada dia de 2018. Pode-se observar no gráfico que a maior potência média atingida é de 136,79 kW e o período de maior consumo é feito nos meses de novembro e dezembro.

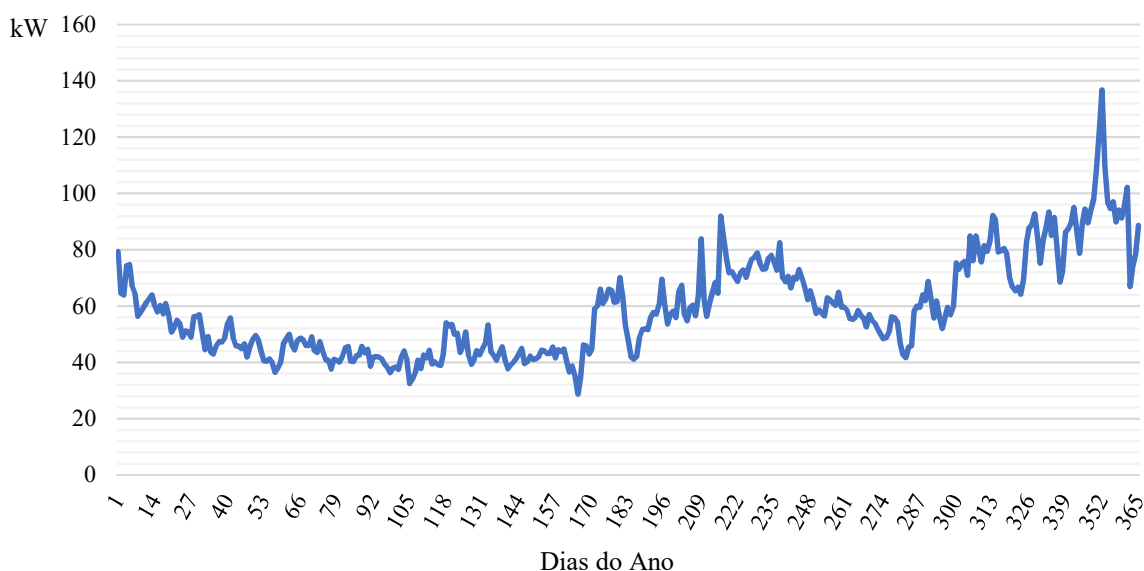


Figura 17: Diagrama de cargas referente ao ano de 2018

Na Figura 18 a seguir é apresentado um gráfico em que são comparados os diagramas de cargas do dia de maior e menor pico de potência diária. Com isso, pode-se observar que a maior potência de pico atingida em uma hora do Hotel São Lázaro foi de 170,25 kW às 11 horas no dia 18 de dezembro de 2018 e que não há um padrão de perfil de carga diário.

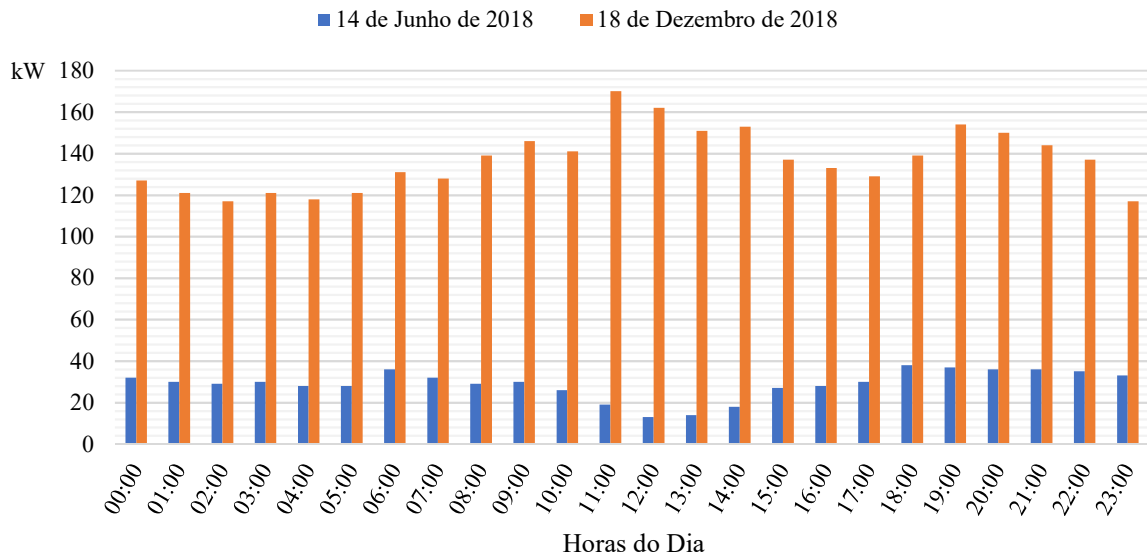


Figura 18: Comparativo entre dois diagramas de cargas diários

4.1.4 Tarifa de remuneração para UPAC

O valor de remuneração da energia elétrica fornecida à RESP pelo produtor é calculado conforme com a seguinte expressão [12]:

$$R_m = E_m \times OMIE_m \times 0,9 \quad (18)$$

Onde,

R_m = A remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês 'm', em euro;

E_m = A energia fornecida no mês 'm', em kWh;

$OMIE_m$ = O valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês 'm', em €/kWh;

Com a finalidade de estimar o valor de energia elétrica injetada a rede, no último ano, o preço médio do mercado diário estabelecido pelo OMIE foi de 57,45 €/MWh, de acordo com o relatório dos principais resultados do mercado elétrico de 2018. Sabendo que o valor de remuneração do excedente injetado na rede elétrica é calculado a partir da energia fornecida mensalmente e a 90% da média do preço médio do mercado diário estabelecido pela OMIE,

temos um fator de 51,71 €/MWh [11]. Essa tarifa estimada foi considerada como um dos parâmetros nas simulações apresentadas no Capítulo 5.

4.2 Seleção e especificações dos equipamentos

4.2.1 Seleção do módulo fotovoltaico

Após a coleta de dados do local e a avaliação de consumo do local, é necessária projeção de critérios que são importantes para um melhor investimento. O principal objetivo para o enquadramento de autoconsumo é a poupança econômica das faturas de energia elétrica. Desse modo, a escolha de um módulo fotovoltaico para o Hotel São Lázaro, local em que se mostrou ter um elevado consumo para pouca área disponibilizada para os módulos fotovoltaicos é necessária a escolha de módulos fotovoltaicos com uma elevada eficiência e potência, uma melhor densidade de potência e uma boa relação de custo/potência.

Estabelecidos os critérios, foi feita a seleção no mercado local onde estejam disponíveis módulos com elevada eficiência, ou seja, 18,5% - 21%. Os módulos fotovoltaicos escolhidos com disponibilidade no mercado são apresentados na Tabela 4 abaixo.

Tabela 4: Comparação entre módulos fotovoltaicos

Marca	Modelo escolhido	Eficiência	Potência	Wp/m ²	€/Wp	Ref.
LG	LG NeON R: LG365Q1C-A5	21,1%	365	211,32	€ 0,81	[28]
SunPower	X series: SPR-X21-335-BLK	21,0%	335	205,56	€ 1,85	[29]
Solaria	Solaria Power XT-360R-PD	19,9%	360	199,00	€ 1,04	[30]
Panasonic	HIT N330: VBHN330SJ53	19,7%	330	207,68	€ 0,70	[31]
LG	NeON2 LG335N1C-A5	19,6%	335	195,57	€ 0,67	[32]
REC Solar	REC 330 N-Peak	19,2%	320	191,62	€ 0,70	[33]
Trina Solar	TallMax M Plus+ 360	18,5%	360	185,15	€ 0,68	[34]
JinkoSolar	JKM355M-72-V	18,3%	355	182,96	€ 0,78	[35]

Fazendo então uma comparação dentre os modelos acima, o módulo fotovoltaico da LG NeON R se mostrou com a melhor densidade de potência, a maior eficiência e uma boa relação

entre custo e potência. Dentre as demais características, o módulo fotovoltaico é tipo standard e de tecnologia silício monocristalino.

Os custos dos módulos escolhidos foram obtidos a partir do mercado de alguns fornecedores. Vale destacar que muitos desses preços já foram reajustados com a compra de um número maior de módulos previamente sabendo que existe uma redução de preço quando se compra em uma maior escala.

Portanto, para elucidar sobre as informações elétricas e mecânicas do módulo, é apresentado na Tabela 5 abaixo as especificações necessárias para o prosseguimento do dimensionamento. Vale ressaltar que estas especificações são obtidas nas condições de ensaio de referência, ou seja, um ensaio ao módulo a uma temperatura de 25°C, irradiância média de 1000 W/m² e massa de ar igual a 1,5.

Tabela 5: Especificações do módulo fotovoltaico escolhido para o projeto

LG NeON R: LG365Q1C-A5	
Potência máxima	365 Wp
Tensão de circuito aberto – Voc	42,8 V
Corrente de curto-circuito – Isc	10,8 A
Tensão de ponto de potência máximo – Vmpp	36,7 V
Corrente de ponto de potência máximo – Impp	9,95 A
Taxa de variação da potência MPP com a temperatura	-0,3%/°C
Taxa de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura	-0,24%/°C
Taxa de variação da corrente de curto-circuito com a temperatura	0,04%/°C
Dimensões físicas (m × m)	1,7 × 1,016

4.2.2 Seleção do inversor

Quanto ao inversor, foi escolhido o da HUAWEI SUN2000-12KTL por critérios de custo e compatibilidade com os módulos fotovoltaicos no que se refere ao dimensionamento que será decorrido a seguir. As informações técnicas dos inversores utilizados neste projeto encontram-se no Anexo B, contudo, a Tabela 6 a seguir corresponde algumas especificações

que serão de relevância para o dimensionamento da relação entre módulos fotovoltaicos e inversor, e demais equipamentos como os cabos e equipamentos de proteção.

Tabela 6: Especificações do inversor escolhido para o projeto

HUAWEI: SUN2000-12KTL	
Potência máxima CC	12240 W
Potência nominal	12000 W
Tensão máxima CC	1000 V
Tensão mínima de ponto de potência máximo	380 V
Corrente máxima CC	25 A
Corrente máxima de saída	19,1 A
Número de entradas MPPT	2

4.2.3 Distância entre fileiras de módulos fotovoltaicos

Nessa secção é calculada a distância entre fileiras para obter a dimensão do espaçamento e a sua respectiva sombra para não interferir na fileira adjacente.

Para uma melhor disposição dos módulos fotovoltaicos é considerado o módulo na horizontal, ou seja, a altura do módulo para o cálculo do espaçamento entre fileira será de 1,016 metros. Utilizando o sistema de cálculo do site 'SunCalc', foi visto que em 22 de dezembro a angulação mínima do Sol em relação ao horizonte de Bragança é de 24,79°. É também estabelecido uma angulação dos módulos de 15° para maior disposição de módulos fotovoltaicos.

Com o uso da Equação (1) e com os dados coletados, temos o seguinte resultado para o espaçamento.

$$d = (1,016) \times \left(\frac{\text{sen}(180^\circ - 24,79^\circ - 15^\circ)}{\text{sen}(24,79^\circ)} \right)$$

$$\therefore d = 1,55 \text{ m}$$

Com essa informação, e sabendo que a cobertura possui um comprimento de 32 metros é possível organizar 20 fileiras de módulos fotovoltaicos apenas dividindo 32 metros pela distância de 1,55 metros, contudo, na visita a cobertura do local foi observado alguns blocos de concreto e para obter um número total de módulos na área disponibilizada é feita algumas coordenações a disposição para que resulte em um número total de módulos fotovoltaicos.

Portanto, a partir da área disponível, é possível alocar 84 módulos fotovoltaicos com inclinação de 15° na cobertura do edifício do Hotel São Lázaro.

4.2.4 Determinação do número de módulos por fileira

Sabendo que o projeto contará com um total de 84 módulos fotovoltaicos na cobertura, é preciso estabelecer uma formatação de ligação entre eles e com o número de inversores. Com isso, a potência pico dos 84 módulos de 365 Wp resulta em uma potência total de 30,66 kWp.

Como o inversor possui uma potência máxima de 12240 W será possível incluir dois inversores com duas entradas MPPT cada. Assim, é preciso verificar se é possível a instalação de uma fileira de 21 módulos fotovoltaicos por entrada, posto que são duas entradas MPPT por inversor.

Primeiro passo será a obtenção da tensão de ponto de potência máximo, com a temperatura máxima, para o cálculo do número mínimo de módulos fotovoltaicos, e a tensão de circuito aberto, com a temperatura mínima, para o cálculo do número máximo de módulos fotovoltaicos. Para cobertura de edifício a temperatura na vizinhança do sistema fotovoltaico pode chegar a 70°C . Para o cálculo do número máximo de módulos fotovoltaicos será estabelecida -10°C como temperatura mínima que é uma temperatura próxima da recorde atingida em Bragança.

Utilizou-se a Equação (3) para obter a tensão de potência máximo com a temperatura máxima, como se mostra a seguir:

$$V_{MPP}(70^\circ\text{C}) = (36,7) \times \left(\frac{100 + (-0,3)(70 - 25)}{100 + (0,04)(70 - 25)} \right) \therefore V_{MPP}(70^\circ\text{C}) = 31,18 \text{ V}$$

Logo, sabendo que a tensão mínima de operação do inversor é 380 V, pode-se calcular o número mínimo de módulos fotovoltaicos, como mostra a seguir:

$$N^{\circ}_{mín} = \frac{V_{MPP\ min\ inv}}{V_{MPP}(70^{\circ}C)} = \frac{380\ V}{31,18\ V} = 12,18 \therefore N^{\circ}_{mín} = 13\ módulos$$

Utilizou-se a Equação (5) para obter a correção de tensão de circuito aberto com a temperatura máxima, como é mostrado a seguir:

$$V_{OC}(-10^{\circ}C) = (42,8) \times \left(1 + \frac{(-10 - 25) \times (-0,24)}{100} \right) \therefore V_{OC}(-10^{\circ}C) = 46,39\ V$$

Logo, sabendo que a tensão máxima admissível no inversor é de 1000 V, pode-se calcular o número máximo de módulos fotovoltaicos, temos então a seguinte efetuação:

$$N^{\circ}_{máx} = \frac{V_{max\ inv}}{V_{OC}(T_{mín})} = \frac{1000\ V}{46,39\ V} = 21,55 \therefore N^{\circ}_{máx} = 21\ módulos$$

Portanto, o número de módulos por fileira podem estar entre 13 e 21 módulos. Uma das possibilidades são dois inversores com 21 módulos em cada entrada do inversor, com isso, cada inversor estaria encarregado de 42 módulos fotovoltaicos visto que cada inversor possui duas entradas MPPT.

Nessa relação entre módulos fotovoltaicos e inversores é evidenciado que a área disponibilizada é o fator primordial para a organização dos 84 módulos, que por sua vez é possível arranjá-los igualmente entre dois inversores de potência máxima de 12240 W com 21 módulos em cada fileira. Portanto, a seguir encontra-se o cálculo da razão de potência entre a potência dos módulos fotovoltaicos e dos inversores.

$$\text{Razão de Potência} = \frac{P_{PV}}{P_{inv}} = \frac{30660 \text{ W}}{12240 \times 2} \Rightarrow 1,23$$

Logo, se obteve uma razão de potência de 1,23, relação que permite um bom desempenho pelas condições admitidas.

4.2.5 Instalação do inversor

É importante que o inversor esteja em um local protegido as condições adversas do ambiente, como chuva e altas temperaturas. Para isso, é interessante que o inversor esteja instalado em um local abrigado dentro do edifício. Vale salientar que é favorável, se for possível, a instalação próxima do contador havendo assim uma redução do cabo CA [7].

No estudo de caso, existe uma facilidade quanto a localização de instalação do inversor, pois próximo do local, onde estarão posicionados os módulos fotovoltaicos, existe uma antessala próximo à casa de máquinas do edifício, com isso, é promissor como local para a instalação do inversor. Não é possível instalar o inversor próximo do contador que se encontra perto da entrada do edifício visto que teria uma perda muita elevada de cabos CC.

4.2.6 Dimensionamento dos cabos

Nessa secção será realizado o dimensionamento de cabos que é de grande importância para ter em atenção a queda de tensão de cada trecho do sistema fotovoltaico. Desse modo, a queda de tensão no circuito CC não deve ultrapassar 1%, e o circuito CA não deve exceder 3%. O material escolhido para os cabos foi o cobre.

Como o número total de cabos das fileiras é o mesmo número de cabos a serem conectados aos inversores, não haverá necessidade em executar o dimensionamento do cabo principal CC. Sendo assim, o dimensionamento dos cabos CC será feito considerando o comprimento do módulo mais afastado até o inversor.

De forma a determinar a secção do cabo, aplicou-se a Equação (10):

$$S_{CABO} = \frac{2 \times L_{CABO} \times I_{Fi}}{0,01 \times V_{MPP} \times \kappa} = \frac{2 \times (45) \times (9,95)}{0,01 \times (21 \times 36,7) \times (56)} = 2,07 \therefore S_{CABO} = 2,5 \text{ mm}^2$$

De modo a verificar a queda de tensão para uma secção de 2,5 mm² para o cabo de fileira, temos:

$$\Delta V(\%) = \frac{2 \times L_{CABO} \times I_{Fi}}{S_{CABO} \times V_{MPP} \times \kappa} = \frac{2 \times (45) \times (9,95)}{2,5 \times (21 \times 36,7) \times (56)} \Rightarrow \Delta V(\%) = 0,83\%$$

Logo, atendeu o requisito da queda de tensão ser menor que 1%.

A perda de um cabo CC será dada pela Equação (11), como mostra a seguinte cálculo:

$$P_{CC} = \frac{2 \times L_{CAB} \times I_n^2}{S_{CABO_{DC}} \times \kappa} = \frac{2 \times (45) \times (9,95)^2}{(2,5) \times (56)} \Rightarrow P_{CC} = 63,64 W$$

Assim, cada cabo CC que liga uma fileira de módulos fotovoltaicos até o inversor resulta em uma perda de 63,64 W. Serão ao todo oito cabos CC, quatro deles de polo positivo e quatro de polo negativo. Feito o dimensionamento do lado CC, pode-se ser realizado o dimensionamento dos cabos CA.

Para o conjunto de cabos CA é levado em consideração um trajeto que vai desde o inversor trifásico até o quadro principal, com um comprimento de 55 metros.

De forma a determinar a secção do cabo, aplicou-se a equação (15):

$$S_{CABO_{CA}} = \frac{\sqrt{3} \times L_{CABO_{CA}} \times I_{n_{CA}} \times \cos\varphi}{0,03 \times V_n \times \kappa} = \frac{\sqrt{3} \times (55) \times (19,1) \times (1)}{0,03 \times (400) \times (56)} = 2,7 \therefore S_{CABO_{CA}} = 4 \text{ mm}^2$$

De modo a verificar a queda de tensão para uma secção de 4 mm² para o cabo CA, temos:

$$\Delta V(\%) = \frac{\sqrt{3} \times L_{CABO_{CA}} \times I_{n_{CA}} \times \cos\varphi}{S_{CABO_{CA}} \times V_n \times \kappa} = \frac{\sqrt{3} \times (55) \times (19,1) \times (1)}{4 \times (400) \times (56)} \Rightarrow \Delta V(\%) = 2,03\%$$

Logo, atendeu o requisito da queda de tensão ser menor que 3%.

A perda de um cabo CA é dada pelo cálculo da Equação (17), como é apresentado a seguir:

$$P_{CA} = \frac{\sqrt{3} \times L_{CABOCA} \times I_{n_{CA}}^2 \times \cos\varphi}{S_{CABOCA} \times \kappa} = \frac{\sqrt{3} \times (55) \times (19,1)^2 \times (1)}{(4) \times (56)} \Rightarrow P_{CA} = 155,14 \text{ W}$$

Assim cada cabo CA que liga os inversores trifásicos ao quadro principal resulta em uma perda de 155,14 W. Serão ao todo oito cabos CA, um conjunto de três cabos para as fases e um cabo de neutro para cada inversor.

Convém o condutor de proteção estar associada as partes metálicas para que o sistema esteja protegido contra risco de tensão por indução indevidas e por descargas. A secção deve possuir a mesma do cabo CC, contudo, o cabo de proteção deverá ter uma secção mínima de 4 mm², como é o caso.

4.2.7 Dimensionamento para proteção do sistema

Para o sistema de um gerador fotovoltaico em média tensão, é importante a instalação de dispositivos que ficarão responsáveis pela proteção do sistema, tanto no lado CC como no lado CA. No lado CC é preciso dimensionar um interruptor CC principal de sobrecorrente de 25% da corrente de curto-circuito, que resulta em um valor de corrente de corte de 13,5 A. Pela padronização dos equipamentos, serão necessários quatro interruptores principais de 2 polos, 1000 V e 16 A para atender cada fileira CC presente no sistema.

Para o lado CA foi observada as especificações de saída do inversor para dimensionar os dispositivos de proteção. Com isso, é preciso de um disjuntor magnetotérmico de 4 polos de 20 A curva C, posteriormente um interruptor diferencial de 25 A com corte de 300 mA para proteção contra contatos diretos e indiretos.

4.3 Conclusão do projeto base

Durante esse capítulo, a segunda etapa da metodologia de dimensionamento do projeto base servirá de comparação para outros projetos de sistema fotovoltaico em quesitos energéticos e econômicos.

O projeto base abordou uma dimensão de 84 módulos fotovoltaicos de 365 Wp na cobertura do edifício do Hotel São Lázaro com inclinação de 15° conectado diretamente a um conjunto de dois inversores de 12 kW. É registrado que a razão de potência entre esses dois equipamentos é de 1,23.

A seguir será apresentado as fundamentações de cada proposta dos outros cenários voltados para avaliação comparativa com o projeto base. Será posteriormente apresentado os resultados quanto a produção de energia elétrica, e quanto que é rentável para o local de consumo, além da análise de outros indicadores econômicos.

O dimensionamento e cotação dos equipamentos dos outros cenários podem ser encontrados no Anexo C.

Capítulo 5

Simulação e Comparações entre Projetos

Nesse capítulo será apresentado as descrições e as propostas dos casos comparativos entre projetos no mesmo local de estudo de caso, Hotel São Lázaro. Foram realizados três casos comparativos todos eles objetivando a melhor rentabilidade para o investidor.

No primeiro caso, será feita uma comparação a respeito das inclinações dos módulos fotovoltaicos. Em um primeiro cenário estará o projeto base dimensionado no capítulo anterior, em que estão presentes 84 painéis fotovoltaicos com inclinação de 15° na cobertura, em comparação com um segundo cenário, no qual foi possível organizar 66 módulos fotovoltaicos com inclinação de 35°. Essa comparação terá como objetivo a avaliação da questão do uso da inclinação ótima, dada em 35° pelo PVGIS, em contrapartida, a instalação possui uma menor potência devido à maior distância no espaçamento entre módulos fotovoltaicos.

No segundo caso, será realizada uma comparação entre o melhor cenário do primeiro caso e um projeto de instalação com módulos fotovoltaicos na cobertura e na fachada lateral sul do edifício, totalizando um total de 184 módulos fotovoltaicos. Todos esses dois dimensionamentos, tanto com o de inclinação de 35° quanto com um gerador fotovoltaico na fachada lateral do edifício, estão descritos no Anexo C.

No terceiro caso será observado uma comparação entre enquadramentos legislativos da UPP e UPAC, em que contará com a mesma potência de projeto de maior rentabilidade realizado no cenário anterior.

Todas essas comparações serão colocadas em prática via o software HOMER Pro que apresentará análise de produção elétrica e econômica.

5.1 HOMER Pro

O software Homer Pro é um software feito pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL) que opera com um modelo de otimização híbrida para energias renováveis elétricas,

ou seja, é um modelo de otimização de projeto que determina a estratégia de configuração, despacho e gerenciamento de carga que minimiza os custos do ciclo de vida da tecnologia a serem projetadas.

O Homer Pro é uma ferramenta que apresenta avaliações de projetos energéticos, tanto para sistema conectados à rede como para sistemas isolados ou autônomos. Essas avaliações são feitas a partir de análises de sensibilidade norteando aspectos econômicos e técnicos, com uma diversidade de opções para implementar mais de uma tecnologia em um sistema.

Para a simulação dos cenários propostos no software foi preciso estabelecer alguns *inputs* antes de inserir os dados dos projetos. Informações quanto ao consumo durante todo o ano e da tarifa de energia elétrica que é contabilizada no local são essenciais para se obter uma estimativa da economia que cada cenário apresenta.

5.1.1 Carga

Em um primeiro momento, o fornecimento da telecontagem de energia elétrica consumida em um passo de 15 minutos é de suma importância para o conhecimento do perfil de consumo diário e valor médio anual da energia consumida. Com a amostra de dados é possível importar para o software em que se pode extrair um conjunto de dados importantes para a avaliação dos cenários

Com isso, é possível obter os diagramas de carga que já tinham sido previamente feitos, se tornando uma ratificação do tratamento dos dados realizados anteriormente no Excel. Um dos registros que será levado em considerado nas avaliações é o consumo energético anual no ano de 2018, que se enquadra no patamar anual de 505443,75 kWh.

Na Figura 19 a seguir, apresenta o perfil de carga diário, em que é fornecida a potência média mensal com a interface do software HOMER Pro.

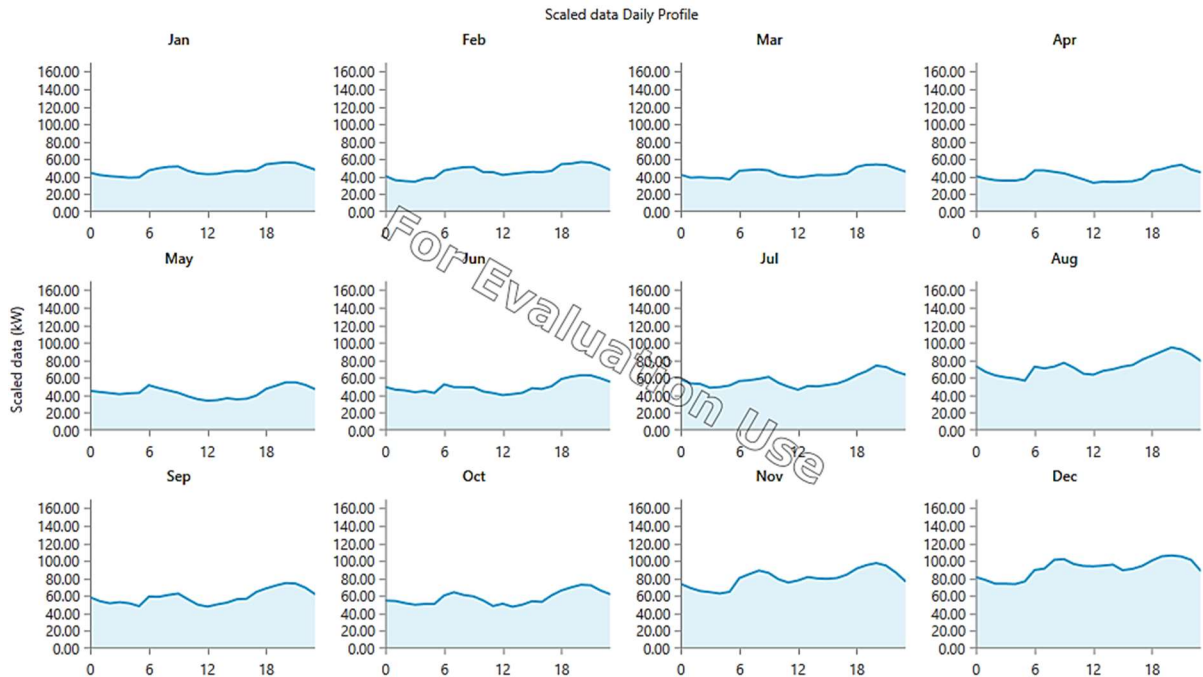


Figura 19: Perfil de consumo diário (média mensal) dado pelo HOMER Pro.

5.1.2 Rede elétrica

O Hotel São Lázaro está na categoria de média tensão e para estabelecer especificações a respeito da rede elétrica no software é preciso ter informações de como funciona o faturamento da energia elétrica no que tange a relação entre tarifas e períodos horários em que a energia é consumida. As tarifas cobradas no faturamento que são levadas em consideração é a tarifa de medição e a tarifa de acesso, e para ser realizada a importação dos dados para o software é preciso ser feita uma soma entre essas duas tarifas.

No HOMER Pro pode-se adicionar o componente da rede elétrica como qualquer outro componente. Sendo tratado como um bloco em que será ligado ao sistema. Se fosse trabalhado um sistema fotovoltaico isolado, o bloco da Rede Elétrica (*Grid*) não precisaria ser adicionado.

Esse componente permite que seja especificado de várias maneiras diferentes como o modo mais simples, que concorda em especificar um preço constante de energia elétrica, até o modo mais detalhado com taxas programadas que permitem tarifas diferentes a cada hora do dia e mês do ano. Para o estudo de caso, o modelo utilizado para representar a rede elétrica foi o de "taxas em tempo real", pois nele é possível definir os preços por hora, importando um

arquivo de texto formatando corretamente os dados em séries temporais a partir dos períodos horários estabelecidos na Tabela 3 e das faturas de energia obtidas.

O HOMER Pro também permite especificar as interrupções da rede. As interrupções são modeladas como uma ou mais intervalos de tempo em que nenhuma eletricidade pode ser comprada ou vendida à rede. Não foi feita nenhuma análise de confiabilidade no HOMER Pro devido à baixa incidência de eventos dessas interrupções.

Na Figura 20 abaixo é encontrada representações gráficas das tarifas de compra e venda à rede elétrica ao longo de um ano. É possível notar que na primeira representação as faixas de cores estão correspondentes ao períodos horários em que é tarifada a energia elétrica no ponto de consumo, enquanto que na segunda representação está apenas uma tonalidade de cor, significando que foi utilizado apenas única tarifa de venda à rede, estimada na secção 4.1.4, no valor de 51,71 €/MWh.

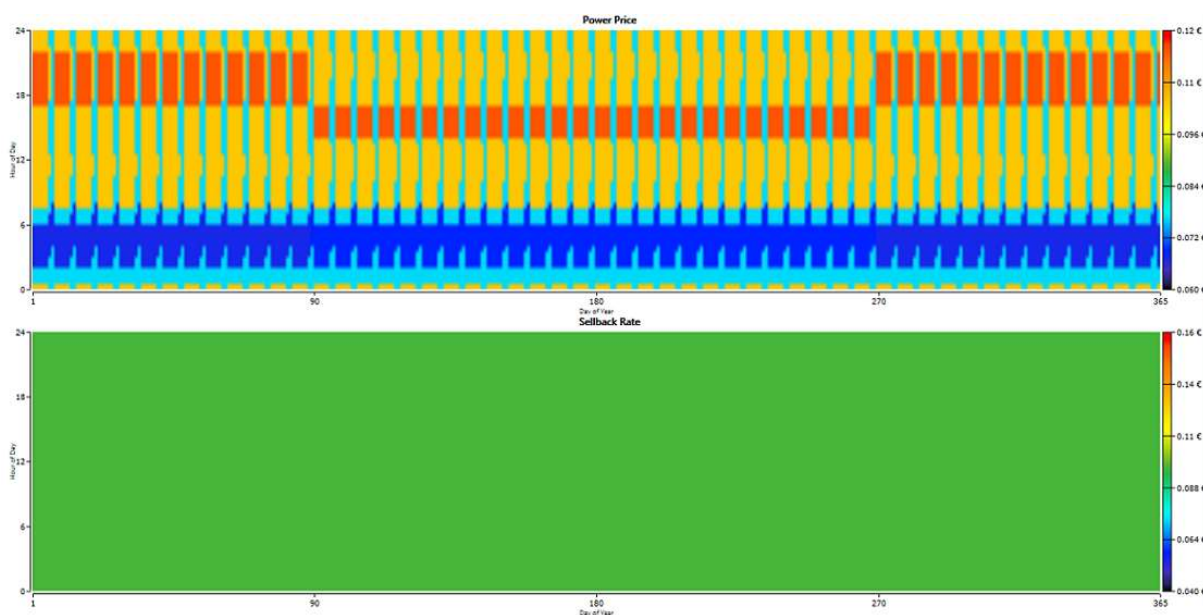


Figura 20: Representações gráficas das tarifas de compra e venda à rede elétrica ao longo de ano em relação a hora do dia, respectivamente.

5.1.3 Guia de recursos e de projeto

No HOMER Pro, um "recurso" é qualquer aspecto vindo de fora do sistema. Para isso, o software possui diferentes recursos climatológicos e essenciais para o tipo de tecnologia que

se está analisando. Assim, os recursos de radiação solar e o de temperatura utilizados para os casos comparativos do projeto devido à importância desses parâmetros durante a operação do sistema fotovoltaico, são providos pela “NASA Surface Meteorology and Solar Energy” [36].

Há também no Homer outras opções que podem ser aplicadas no modelo do projeto por inteiro, por meio de configurações econômicas, restrições energéticas, penalidades para emissão de gases, e opções que trarão a modificação de todas as variáveis de sensibilidade do modelo. Com isso, para os cenários propostos, a configuração que ressalta para aplicações foram fatores econômicos nos quais podem ser inseridos dados como taxa de juros, tempo de vida do projeto e custo fixo de operação e manutenção do sistema.

A taxa de juros necessária para a determinação do tempo de retorno de investimento é calculada através da taxa de juros nominal e expectativa de inflação. Os dados inseridos como 'taxa de juros nominal' e 'expectativa de inflação' foram dados iguais a 0,5%, visto que a taxa de juros em Portugal se encontra estabilizado em 0%. A taxa de juros nominal inserida é uma média anual a partir de dados mensais, enquanto a taxa de juros é uma informação fornecida diariamente que se encontra estável em 0% desde meados de março de 2016 [37][38].

Outro parâmetro inserido diferentemente em cada cenário é o de operação e manutenção do sistema fotovoltaico, a tecnologia solar fotovoltaica não demanda um alto custo com operação e manutenção, para instalações de 10kWp a 100kWp e para aplicação comercial o custo de operação e manutenção é estimado em 16,2 euros por kWp instalado [39][40], esse valor foi obtido através de uma conversão de taxa de câmbio de 90% do dólar para euro [41].

Na Figura 21 a seguir é apresentado esses parâmetros utilizados na própria interface do HOMER Pro. É possível notar a taxa de juros nominal igual a expectativa de inflação para resultar na taxa de juros de 0%. Nota-se também que a vida útil em análise dos cenários foi de 25 anos. É verificado que o valor de 496,96 € para a O&M é relacionado ao produto 16,2 €/kWp com a potência de pico de 30,67 kWp. Observa-se pela Figura 21 que não foi posto nenhum custo fixo para o sistema ou custo para possíveis penalidades por serem parâmetros de desnecessários para as avaliações tomadas.

The screenshot shows the 'DESIGN' tab in the HOMER Pro software. Under the 'ECONOMICS' section, the following parameters are configured:

Parameter	Value
Nominal discount rate (%)	0.50
Expected inflation rate (%)	0.50
Project lifetime (years)	25.00
System fixed capital cost (€)	0.00
System fixed O&M cost (€/yr)	496.69
Capacity shortage penalty (€/kWh)	0.00
Real discount rate (%)	0.00
Currency	Euro (€)

Figura 21: Configurações dos recursos econômicos do HOMER Pro

5.2 Componentes do sistema fotovoltaico no HOMER Pro

O HOMER Pro é um software composto por vários componentes que são incluídos a partir da tecnologia que se está projetando. Para a análise dos cenários em regime de autoconsumo bastou o uso de dois blocos no diagrama do sistema no HOMER Pro, o bloco de módulos fotovoltaicos e o de conversão de energia, inversor. Entretanto, para a avaliação de cada cenário, os *inputs* colocados foram além desses dois componentes. Assim, é agregado ao valor de custo no bloco de módulos fotovoltaicos o custo de fixação/suporte dos painéis, cabos que estão durante todo o sistema, equipamentos de proteção e custo estimado de instalação de todo o sistema.

Essa agregação de valores para cada componente apenas foi possível porque os custos dos componentes foram inseridos por kWp para cada cenário distinto.

O custo de instalação foi estimado em 380,26 €/kWp instalado, dado que se encontra estável nos dois últimos anos [40][42]. Essa estimativa foi possível devido o fator da taxa de câmbio de 0,9, visto que as referências tratam de estudos baseados no dólar [41].

5.3 Casos comparativos

5.3.1 Caso 1: Módulos fotovoltaicos com inclinações diferentes

O primeiro caso comparativo visa obter uma análise da escolha de não ser admitido como projeto base a inclinação dos módulos em sua inclinação ótima, inclinação de 35°, visto

que caberiam menos módulos fotovoltaicos na cobertura em relação ao cenário com a inclinação dos módulos de 15°. O projeto base detalhado no capítulo anterior buscou uma otimização para que estivesse apresentado uma maior produção pelo gerador fotovoltaico na cobertura.

O diagrama do sistema do HOMER Pro corresponde os principais elementos em um sistema fotovoltaico em regime de autoconsumo conectado à Rede Elétrica de Serviço Público. Pode ser visto na Figura 22 a seguir o diagrama aparente da interface do HOMER Pro para o primeiro caso que são iguais para os dois cenários.

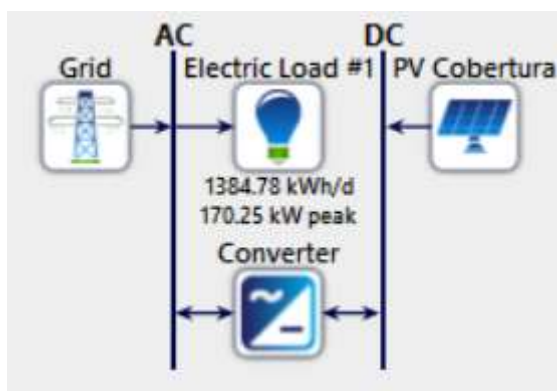


Figura 22: Esquemático dos sistemas fotovoltaicos do caso 1

Por se tratar de dimensionamentos diferentes com especificações distintas, a cotação de cada cenário foi dada em valores distintos, posto que cada cenário possui números diferentes de módulos devido sua disposição na cobertura. Vale ressaltar que o projeto com inclinação de 15° decorreu-se no capítulo anterior. Enquanto os outros cenários, que serão descritos, estarão detalhados no Anexo C.

O primeiro cenário se trata de um sistema fotovoltaico com 84 módulos fotovoltaicos instalados na cobertura do edifício com inclinação de 15° e com dois inversores de 12 kW capazes de fazer a conversão de energia do gerador fotovoltaico de 30,66 kWp. A Tabela 7 a seguir refere-se ao orçamento de cada componente e o custo de instalação para o nível de potência proposto.

Tabela 7: Cotação do cenário 1.1

Cenário 1.1				
Descrição: Sistema fotovoltaico com 84 módulos fotovoltaicos com inclinação de 15° e com dois inversores de 12 kW.				
Potência do gerador fotovoltaico: 30,66 kWp.				
Equipamento	Modelo		Custo (€)	Ref.
Módulo Fotovoltaico	LG NeON R: LG365Q1C-A5	€	24.780,00	[28]
Inversor	SUN2000-12KTL	€	3.470,00	[43]
Fixação	Aço inoxidável/ Viga de Betão	€	4.956,50	[44]
Cabos	2,5 mm ² / 4 mm ²	€	539,45	[45]
Proteção	Interruptores/ Disjuntores	€	755,76	[46][47][48]
	Instalação	€	11.658,77	[40]
	Total:	€	46.160,48	

O segundo cenário se trata de um sistema fotovoltaico com 66 módulos fotovoltaicos instalados na cobertura do edifício com inclinação de 35° e com três inversores de 8 kW capazes de fazer a conversão de energia do gerador fotovoltaico de 24,09 kWp. A Tabela 8 a seguir refere-se ao orçamento de cada componente e o custo de instalação para o nível de potência proposto.

Tabela 8: Cotação do cenário 1.2

Cenário 1.2				
Descrição: Sistema fotovoltaico com 66 módulos fotovoltaicos com inclinação de 35° e com três inversores de 8 kW.				
Potência do gerador fotovoltaico: 24,09 kWp.				
Equipamento	Modelo		Custo (€)	Ref.
Módulo Fotovoltaico	LG NeON R: LG365Q1C-A5	€	19.470,00	[28]
Inversor	SUN2000-8KTL	€	4.764,00	[43]
Fixação	Aço inoxidável/ Viga de Betão	€	3.912,50	[44]
Cabos	2,5 mm ² / 4 mm ²	€	539,45	[45]
Proteção	Interruptores/ Disjuntores	€	1.133,52	[46][47][48]
	Instalação	€	9.160,46	[40]
	Total:	€	38.979,93	

As Tabelas 9 e 10 a seguir contemplam os dados que foram inseridos nos blocos de módulos fotovoltaicos e inversor que foram mostrados na Figura 22. O capital de investimento posto no bloco “PV Cobertura” considera o custo dos módulos fotovoltaicos, estrutura de fixação e suporte, cabos que permeiam todo o sistema, componentes de proteção e custo de instalação para esse cenário. Vale destacar que os dados estão referenciados por kWp.

Tabela 9: Dados inseridos por kWp no HOMER Pro para o cenário 1.1

<i>Cenário 1.1</i>				
PV Cobertura (15°)				
Capacidade	Capital (€)	Reposição (€)	O&M (€/ano)	Potência (kW)
1 kWp	1392,38	808,21	16,2	30,660
Inversor				
Capacidade	Capital (€)	Reposição (€)	O&M (€/ano)	Potência (kW)
1 kWp	144,58	144,58	16,2	24,000

Tabela 10: Dados inseridos por kWp no HOMER Pro para o cenário 1.2

<i>Cenário 1.2</i>				
PV Cobertura (35°)				
Capacidade	Capital (€)	Reposição (€)	O&M (€/ano)	Potência (kW)
1 kWp	1420,33	808,21	16,2	24,090
Inversor				
Capacidade	Capital (€)	Reposição (€)	O&M (€/ano)	Potência (kW)
1 kWp	198,5	198,5	16,2	24,000

5.3.2 Caso 2: Sistema fotovoltaico complementar na fachada do edifício

O segundo caso comparativo visa uma análise em incorporar o projeto base com uma maior potência complementando o projeto do sistema fotovoltaico com módulos fotovoltaicos na fachada lateral Sul do edifício, dado que não há nenhum edifício vizinho que sobreie a lateral. Outra motivação dessa escolha é ser uma lateral promissora para a instalação de módulos visto que alguns meses do ano o Sol está mais inclinado para essa orientação, favorecendo assim a produção de energia.

Desse modo, será uma comparação econômica entre o projeto base detalhado no capítulo anterior e a integralização desse projeto com módulos na fachada lateral Sul do edifício.

Pode ser visto na Figura 23 a seguir o diagrama esquemático da interface do HOMER Pro para o segundo cenário em que está contemplado dois conjuntos de módulos fotovoltaicos por possuírem inclinações diferentes. Mas também é preciso colocar os dois grupos separadamente porque cada grupo possui sua própria estrutura de fixação e suporte, seus respectivos conjuntos de cabos e equipamentos de proteção.

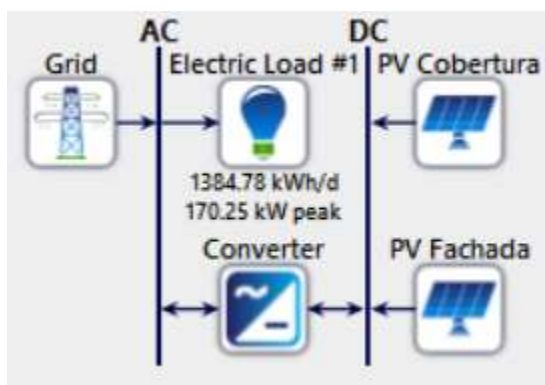


Figura 23: Esquemático do sistema fotovoltaico do cenário 2

O cenário explicitado na Tabela 11 a seguir corresponde um sistema fotovoltaico com 184 módulos fotovoltaicos, sendo 84 deles na cobertura do edifício com inclinação de 15°, e 100 módulos na fachada lateral Sul do edifício com inclinação de 90°. Todos as fileiras dos módulos fotovoltaicos estão conectados a dois inversores de 30 kW capazes de fazer a conversão de energia do gerador fotovoltaico de 67,16 kWp.

Os módulos fotovoltaicos na fachada do edifício possuem as mesmas especificações dos módulos fotovoltaicos na cobertura. Outra consideração está sobre a estrutura de fixação e suporte para os módulos fotovoltaicos na fachada lateral do edifício, contudo não foi feito nenhum estudo em relação a eficiência térmica, visto que essas estruturas podem conter aberturas de ar e no verão, o calor do Sol é dissipado devido à cavidade de ar que é naturalmente ventilada através das aberturas inferior e superior, o que causa um efeito de resfriamento para a parede e melhora a eficiência dos módulos fotovoltaicos.

Tabela 11: Cotação do cenário 2.

Cenário 2				
Descrição: Sistema fotovoltaico com 184 módulos fotovoltaicos, sendo 84 módulos na cobertura com inclinação de 15° e 100 módulos da fachada lateral Sul do edifício com inclinação de 90°. Os módulos fotovoltaicos são conectados a dois inversores de 30 kW. Potência do gerador fotovoltaico: 67,16 kWp.				
Equipamento	Modelo	Custo (€)		Ref.
Módulo Fotovoltaico	LG NeON R: LG365Q1C-A5	€	54.280,00	[28]
Inversor	SUN2000-33KTL-A	€	3.879,68	[49]
Fixação	Aço inoxidável/ Viga de Betão	€	21.613,64	[9][44]
Cabos	2,5 mm ² / 4 mm ² / 10mm ²	€	1.142,82	[45]
Proteção	Interruptores/ Disjuntores	€	924,48	[46][47][48]
Instalação		€	25.538,26	[40]
Total:		€	107.378,88	

A Tabela 12 a seguir contempla os dados que foram inseridos nos blocos de módulos fotovoltaicos e inversor que foram mostrados na Figura 23. O capital de investimento colocado nos blocos "PV Cobertura" e "PV Fachada", considera o custo dos módulos fotovoltaicos, estrutura de fixação, cabos que permeiam todo o sistema, componentes de proteção e custo de instalação respectivo para cada um dos blocos.

Tabela 12: Dados inseridos por kWp no HOMER Pro para o cenário 2.

Cenário 2				
PV Cobertura (15°)				
Capacidade	Capital (€)	Reposição (€)	O&M (€/ano)	Potência (kW)
1 kWp	1378,5	808,22	16,2	30,660
PV Fachada (90°)				
Capacidade	Capital (€)	Reposição (€)	O&M (€/ano)	Potência (kW)
1 kWp	1677,65	808,22	16,2	36,500
Inversor				
Capacidade	Capital (€)	Reposição (€)	O&M (€/ano)	Potência (kW)
1 kWp	64,66	64,66	16,2	60,000

5.3.3 Caso 3: Entre enquadramentos legislativos UPP e UPAC

O terceiro caso comparativo objetiva uma análise meramente econômica entre as duas opções do enquadramento legislativo, Unidade de Pequena Produção (UPP) e Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC). Ou seja, é admitido a comparação entre o cenário anterior mais rentável para o investidor em regime de autoconsumo e o mesmo projeto com enquadramento de Unidade de Pequena Produção aplicando a venda total da energia produzida.

A Figura 24 a seguir corresponde a um diagrama realizado no HOMER Pro com a finalidade de representar a relação entre o sistema fotovoltaico e a rede elétrica voltado para o ponto de consumo.

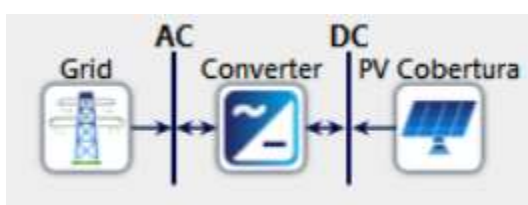


Figura 24: Esquemático da representação para o cenário de Unidade de Pequena Produção.

Sabe-se que o regime de pequena produção funciona com um termo legal de 15 anos, e após esse período o ponto produtor entra em regime geral de produção em regime especial em que é considerado o preço de remuneração de autoconsumo com valor de venda por kWh. Na secção 4.1.4 está apresentado o valor estimado para remuneração do enquadramento da UPP após o período de 15 anos.

Em regime de unidade de pequena produção a remuneração é dada pela totalidade da energia produzida. Para isso, o Hotel São Lázaro com regime de unidade de pequena produção se enquadrara na categoria 3 por possuir coletores solar térmico colocando a tarifa de referência no valor de 0,099 €/kWh.

Logo, como os cenários em regime de autoconsumo foram configurados para análise de um período de 25 anos, o estudo de viabilidade econômica será dado para unidade de pequena produção de 15 anos com tarifa de remuneração de 0,099 €/kWh e os 10 anos restantes como uma tarifa em regime especial de 0,05171 €/kWh.

No próximo capítulo estarão os resultados das simulações e seus respectivos estudos de viabilidade econômica.

Capítulo 6

Resultados com Estudo de Viabilidade Econômica

Após ter feito o levantamento de dados do local de instalação, realizado a escolha dos equipamentos e dimensionado os equipamentos avaliando as especificações dos componentes, pode-se dispor os casos comparativos elencados no capítulo anterior para simular e obter resultados no HOMER Pro. É de grande importância após a elaboração de qualquer projeto de sistema fotovoltaico um estudo de viabilidade econômica com a motivação de constatar uma rentabilidade. Afinal, convém associar a implementação desse projeto como um investimento para o ponto de consumo.

A viabilidade econômica está associada ao capital inicial de investimento e a tarifa de compra da energia da rede. O capital inicial de investimento dos cenários pode ser visto nas Tabelas 7, 8 e 11 no capítulo anterior. Além disso, as tarifas de compra da energia da rede foram analisadas pela importação desses dados no HOMER Pro que varia com os períodos horários do consumo.

Através dos dados das faturas de energia é também possível ser feito o cálculo do custo médio do kWh no local. Com isso, é visto que o Hotel São Lázaro paga 0,11 €/kWh. Esse valor será importante para determinar o quanto que está sendo poupado economicamente com a utilização da energia produzida pelo sistema fotovoltaico.

Na análise do módulo fotovoltaico é estimada uma redução de energia produzida anual de 0,464%, dado pela folha de especificações do módulo escolhido, pois isso varia dependendo do modelo e fabricante. Esse “fator de degradação”, como é citado no HOMER Pro, deve ser levado em consideração nas simulações do software.

Foi utilizado a folha de cálculo Excel para efetuar as demais análises da produção energética nesse capítulo, sempre utilizando resultados do HOMER Pro como base dessas análises.

6.1 Conceitos básicos para estudo de viabilidade econômica

No estudo de viabilidade econômica dos casos comparativos os projetos são avaliados por quatro indicadores econômicos necessários para auxiliar na escolha final. Será descrito nessa secção o conceito desses parâmetros para elucidação da resolução dos resultados.

O valor atual líquido (VAL) tem como propósito analisar o projeto do ponto de vista da viabilidade de investimento através do cálculo com fluxos de caixa de todos os anos ao longo do tempo de vida do projeto. Caso o VAL se apresente como um valor positivo, significa que o projeto possui uma rentabilidade positiva.

O custo nivelado de energia (COE) é um parâmetro que corresponde ao custo do kWh produzido para o ponto de geração de energia elétrica. Ou seja, quanto menor o custo nivelado de energia, melhor é o indicador do projeto.

A taxa interna de retorno (TIR) é uma taxa que é aplicada ao fluxo de caixa e coloca os valores que foram investidos e os retornos de investimento no mesmo ponto temporal. Ou seja, é a taxa que faz com que o valor do investimento aplicado seja o retorno financeiro futuro. Logo, quanto maior for a TIR, melhor é o investimento projetado, pois é a taxa máxima que o investidor pode remunerar pelo capital investido.

O tempo de retorno de investimento é o tempo em que o lucro líquido acumulado se torna igual ao valor do investimento inicial. Com outras palavras, é o tempo do retorno do investimento realizado [50].

6.2 Resultados

No capítulo anterior foram feitas as principais considerações aos casos comparativos que por sua vez terão os resultados nesta secção apresentados e avaliados. No Anexo D é apresentado dados extras através dos relatórios das simulações realizadas pelo HOMER Pro.

6.2.1 Resultados do caso 1

O investimento projetado no cenário 1.1 é de 46.160,48 €, sendo 1.536,97 €/kWp dado que a potência do sistema é de 30,66 kWp. Enquanto para o cenário 1.2 o investimento custou 38.979,93 €, sendo 1.618,84 €/kWp, posto que o sistema possui uma potência de 24,09 kWp.

Na Tabela 13 a seguir é possível comparar, com os indicadores econômicos, os dois cenários que possuem módulos fotovoltaicos com inclinação diferentes. Nota-se que no primeiro cenário o VAL é menor em relação ao segundo cenário, isso pôde ser esperado pois há um capital inicial investido maior, o que influencia diretamente ao fluxo de caixa líquido. Apesar o VAL ser menor, o cenário 1.1 apresentou um menor custo de produção de energia elétrica, uma maior taxa interna de retorno e um menor tempo de retorno de investimento por uma diferença de 4 meses aproximadamente.

Tabela 13: Comparação com os indicadores econômicos dos sistemas fotovoltaicos do caso 1.

Gerador Fotovoltaico	Inversor Potência Total	VAL (€)	COE (€)	TIR (%)	Tempo de retorno de investimento (anos)
30,66 kWp (15° de inclinação)	24 kW	€ 1.129.097,00	€ 0,0893	8,1	10,35
24,09 kWp (35° de inclinação)	24 kW	€ 1.140.818,00	€ 0,0903	7,5	10,74

Continuando com outras avaliações, A Tabela 14 a seguir corresponde os parâmetros energéticos essenciais para avaliar o desempenho da produção. A energia elétrica total produzida pelo sistema fotovoltaico no projeto base de 30,66 kWp ronda aos 46,2 GWh/ano, enquanto a produção com os módulos com inclinação de 35 graus mostrou-se com uma produção de 37487 GWh/ano, uma diferença de 18,7%.

Pela produção do cenário 1.1 ser maior, o atendimento ao consumo anual é maior, visto que quase 9% da utilização da energia elétrica produzida pelo sistema fotovoltaico é utilizada no local.

Tabela 14: Comparação entre os fluxos de energia no ponto de consumo do caso 1.

Gerador Fotovoltaico Potência Total	Inversor Potência Total	Produção de energia (kWh/ano)	Energia Comprada (kWh)	Energia Utilizada pela produção (kWh)	Energia Utilizada da produção (%)
30,66 kWp (15° de inclinação)	24 kW	46155	460374	45069,75	8,92%
24,09 kWp (35° de inclinação)	24 kW	37487	468539	36904,75	7,30%

Nota-se um melhor aproveitamento energético no cenário 1.1. Na Tabela 15 a seguir é expresso as estimativas de faturas através do consumo do ano de 2018. Com uma economia de quase 9% das faturas anuais, o resultado ao fim dos 25 anos do tempo de vida da tecnologia corresponde a uma economia acumulada de 22% maior com um sistema fotovoltaico que apresenta os módulos fotovoltaicos com inclinação de 15° em relação ao cenário 1.2.

Tabela 15: Comparação estimada da perspectiva financeira para o local no caso 1.

Gerador Fotovoltaico Potência Total	Inversor Potência Total	Valor pago nas faturas (€)	Valor poupado (€)	Valor poupado em 25 anos (€)
30,66 kWp (15° de inclinação)	24 kW	€ 51.101,51	€ 5.002,74	€ 125.068,56
24,09 kWp (35° de inclinação)	24 kW	€ 52.007,83	€ 4.096,43	€ 102.410,68

6.2.2 Resultados do caso 2

No segundo caso, se trata de uma comparação entre o projeto base com módulos fotovoltaicos com inclinação de 15°, e um sistema fotovoltaico com módulos fotovoltaicos na cobertura e na fachada lateral Sul do edifício.

Desse modo, é o cenário 1.1 com investimento de 46.160,48 €, sendo 1.536,97 €/kWp dado que a potência do sistema é de 30,66 kWp, comparado com o cenário 2 que possui um capital inicial de investimento de 107.378,88 €, equivalendo a 1.863,42 €/kWp que refere-se a um sistema com potência total igual a 67,16 kWp.

Na Tabela 16 a seguir corresponde a uma comparação com os indicadores econômicos entre os dois cenários mostrando algumas vantagens e desvantagens presente em cada um dos cenários. O primeiro cenário apresenta um VAL e TIR maior em relação ao segundo cenário, e um tempo de retorno de investimento menor. No entanto, isso ainda não indica que é a opção mais rentável pois houve uma diferença elevada de custo de capital inicial e mesmo assim, os dois investimentos tiveram resultados promissores por todos indicadores econômicos apresentados.

Tabela 16: Comparação com os indicadores econômicos dos sistemas fotovoltaicos do caso 2.

Gerador Fotovoltaico Potência Total	Inversor Potência Total	VAL (€)	COE (€)	TIR (%)	Tempo de retorno de investimento (anos)
30,66 kWp	24 kW	€ 1.129.097,00	€ 0,0893	8,1	10,35
67,16 kWp	60 kW	€ 1.109.611,00	€ 0,0874	5,7	12,95

Em seguida, a Tabela 17 a seguir corresponde alguns parâmetros que indicam o fluxo de energia no ponto de consumo. Nesta Tabela 17 elucida uma expressiva evolução do abatimento de energia, pois no segundo cenário é utilizado 16,44% da energia produzida pelo sistema fotovoltaico. E há uma diferença anual de produção de 40,66 GWh/ano entre os dois cenários.

Tabela 17: Comparação entre os fluxos de energia no ponto de consumo do caso 2.

Gerador Fotovoltaico Potência Total	Inversor Potência Total	Produção de energia (kWh/ano)	Energia injetada da Rede (kWh)	Energia Vendida ao CUR (kWh)	Energia Utilizada pela produção (kWh)	Energia Utilizada pela produção (%)
30,66 kWp	24 kW	46155	460374	69,1	45069,75	8,92%
67,16 kWp	60 kW	86820	422350	2511	83093,75	16,44%

Na Tabela 18 a seguir temos uma resolução indicando que o segundo cenário possui uma maior rentabilidade em relação ao primeiro cenário visto que há uma redução nas faturas e há uma economia financeira acumulada durante o tempo de vida da tecnologia de 105.516,60 euros maior em comparação primeiro cenário durante os 25 anos de vida da instalação.

Tabela 18: Comparação estimada da perspectiva financeira para o local no caso 2.

Gerador Fotovoltaico Potência Total	Inversor Potência Total	Valor pago nas faturas (€)	Valor poupado (€)	Valor remunerado (€)	Valor poupado em 25 anos (€)
30,66 kWp	24 kW	€ 51.101,51	€ 5.002,74	€ 3,57	€ 125.068,56
67,16 kWp	60 kW	€ 46.880,85	€ 9.223,41	€ 129,84	€ 230.585,16

6.2.3 Resultados do caso 3

No terceiro caso é realizada uma comparação com as mesmas especificações de projeto, mas com diferentes enquadramentos legais visto que as condições legislativas são atendidas para esses cenários.

Pode-se notar na Tabela 19 a seguir que alguns indicadores econômicos nos cenários de pequena produção correspondem de uma forma diferente pelo fato de não terem uma interação com o consumo da carga e toda energia estar sendo injetada na rede. Esse foi um meio para

representar no HOMER Pro a unidade de pequena produção visto que se vende a totalidade de energia produzida pelo sistema fotovoltaico.

Nos cenários com enquadramento legislativo de Unidade de Pequena Produção (UPP), o VAL se mostrou como negativo, não evidenciando como um promissor investimento, porém os resultados do HOMER Pro indicam que esses cenários possuem um tempo de retorno próximo do projeto com regime de produção para autoconsumo. Por isso, é preciso ponderar sobre os resultados obtidos com outras avaliações.

Tabela 19: Comparação com os indicadores econômicos dos sistemas fotovoltaicos do caso 3.

Enquadramento Legislativo	Gerador Fotovoltaico Potência Total	Inversor Potência Total	VAL (€)	COE (€)	TIR (%)	Tempo de retorno de investimento (anos)
UPAC	67,16 kWp	60 kW	€ 1.109.611,00	€ 0,0874	5,7	12,95
UPP	67,16 kWp	60 kW	-€ 76.629,42	-€ 0,0358	6,1	12,56
UPP	30,7 kWp	24 kW	-€ 519.577,43	-€ 0,0460	8,3	10,23

A Tabela 20 a seguir corresponde uma comparação entre os fluxos de energia que ocorrem devido a produção de energia elétrica pelo sistema fotovoltaico. Vale ressaltar que a energia elétrica produzida pelo sistema fotovoltaico em regime de pequena produção não é utilizada no ponto de consumo, pois é realizada uma venda total da energia e esse capital arrecado é utilizado para amortizar o valor das faturas de energia.

A diferença entre o primeiro e o segundo cenário da “energia utilizada pela produção” de 0,48% é dada pelo fato de que na UPAC há uma componente de venda à rede elétrica que não está contabilizada nessa diferença. Então, se somar a componente de venda ao CUR com a energia utilizada pela produção fotovoltaica terá o resultado de 85,52 MWh/ano presente no cenário da UPP com módulos fotovoltaicos na fachada lateral do edifício.

Tabela 20: Comparação entre os fluxos de energia no ponto de consumo do caso 3.

Enquadramento Legislativo	Gerador Fotovoltaico Potência Total	Inversor Potência Total	Energia injetada da Rede (kWh)	Energia vendida ao CUR (kWh)	Energia utilizada pela produção (kWh)	Energia utilizada pela produção (%)
UPAC	67,16 kWp	60 kW	422350	2511	83093,75	16,44%
UPP	67,16 kWp	60 kW	505443,75	85518	85518	16,92%
UPP	30,66 kWp	24 kW	505443,75	45139	45139	8,93%

É composta na Tabela 21 a seguir os valores pagos nas faturas anualmente e a economia financeira estimada diante um ano e a estimativa ao longo da vida útil da tecnologia de 25 anos. Para obter os valores pagos anualmente nas faturas de energia é preciso recorrer ao valor médio de 0,11 €/kWh multiplicado pela energia que é injetada da rede elétrica ao ponto de consumo.

Para comparação do valor econômico poupado é fundamental o uso de modos diferentes para equacionar e comparar entre os enquadramentos legislativos, UPAC e UPP. Para o enquadramento da UPAC, o valor poupado é apenas o fator multiplicativo 0,11 €/kWh posto que é uma amortização direta do consumo. Enquanto na UPP foi utilizado a tarifa de venda da categoria 3 de remuneração, 0,099 €/kWh em um período de 15 anos, e os 10 anos restantes é utilizado a tarifa de venda em regime especial que é de 0,05171 €/kWh estimada na secção 4.1.4. Colocando assim, todos os cenários o patamar de um período de 25 anos.

É possível observar na Tabela 21 a seguir que há uma significativa economia anual principalmente por parte do enquadramento da UPAC sobre a UPP, pois há uma amortização econômica de 9.223,41 € pela unidade de produção para autoconsumo, sendo 34,6% a mais que a maior economia provinda da unidade de pequena produção.

Tabela 21: Comparação estimada da perspectiva financeira para o local no caso 3.

Enquadramento Legislativo	Gerador Fotovoltaico Potência Total	Inversor Potência Total	Valor pago anualmente (€)	Valor poupado (€)	Valor poupado em 25 anos (€)
UPAC	67,16 kWp	60 kW	€ 46.880,85	€ 9.223,41	€ 230.585,16
UPP	67,16 kWp	60 kW	€ 56.104,26	€ 6.848,62	€ 171.215,59
UPP	30,66 kWp	24 kW	€ 56.104,26	€ 3.614,91	€ 90.372,79

É visto então uma vantagem investidora por parte do enquadramento da UPAC, com um sistema fotovoltaico integrado ao edifício com módulos fotovoltaico na fachada lateral Sul do local.

Capítulo 7

Conclusão

No decorrer de um projeto de sistema fotovoltaico pode haver algumas situações que é preciso comparar para que exista um projeto que traga ao investidor uma maior rentabilidade dentro de aspectos técnicos e dos enquadramentos legislativos existentes. Por isso, a proposta de criar casos comparativos entre cenários que indiquem um projeto é tão fundamental para avaliação e determinação de sua escolha.

Desse modo, no segundo caso comparativo, apesar de apresentar uma ligeira diferença com os indicadores econômicos com o cenário base que é advindo do fato de que houve um maior investimento inicial e custo durante a operação em relação ao cenário base, o cenário com maior potência, no qual apresenta módulos fotovoltaicos na cobertura do edifício e na fachada lateral Sul integrada ao edifício possui uma maior economia nas faturas de energia, sendo assim, um projeto mais promissor para o ponto de consumo.

Para a elaboração de um projeto de implementação de um sistema fotovoltaico em regime de autoconsumo é tratado os apontamentos necessários quanto a características e a operação dos equipamentos que contribuem para funcionamento do sistema. Logo, é preciso decorrer as especificações necessárias para o desenvolvimento técnico.

Por trás de um desenvolvimento de projeto há uma metodologia a ser seguida com o objetivo de orientar os desdobramentos de um projeto. Em função disso, primeiramente há um estudo capaz de levantar dados do local criteriosamente a disposição dos equipamentos necessários para um pleno desenvolvimento de operação do sistema fotovoltaico, em seguida, a seleção e dimensionamento de cada equipamento atendendo a compatibilidade entre os equipamentos e a cotação para a representatividade na análise de viabilidade econômica. Por fim, obter o estudo econômico e técnico que será exercido durante o tempo de operação do sistema fotovoltaico.

A partir de estimativas a longo prazo foi possível obter resultados claros de produção em valores médios anuais, indicadores econômicos que é um critério importante para tomada de decisão foram avaliados, e por fim, estimativas financeiras adequadas tornaram a visualização propícia a rentabilidade dos projetos do sistema fotovoltaico.

O sistema que se mostrou com uma maior rentabilidade é composto por 84 módulos fotovoltaicos na cobertura com uma área utilizada de 221,84 m², e 100 módulos fotovoltaicos disposto na fachada lateral Sul do edifício ocupando uma área de 172,72 m², sendo no total uma potência nominal de 67,16 kWp. Esse gerador fotovoltaico projetado deve estar conectado a dois inversores de 30 kW cada. A produção em médias anuais é de 86,82 MWh com uma amortização anual da energia utilizada de 16,44%.

Com o estudo de viabilidade econômica e com a determinação do valor de economia exercida através do sistema fotovoltaico pode-se concluir através de indicadores econômicos como o valor atual líquido, custo nivelado de energia, taxa interna de rentabilidade e tempo de retorno de investimento a prosperidade do investimento.

A análise foi proposta para o tempo de vida útil de um sistema fotovoltaico de 25 anos, em que é possível estabelecer no enquadramento legislativo de autoconsumo durante todo esse período. Diferentemente da Unidade de Pequena Produção em que após o regime bonificado de 15 anos há ainda um período de 10 anos em que é contabilizada pela tarifa de regime especial. Vale salientar que esse estudo comparativo é tratada com tarifas atuais, ou seja, muito provavelmente o custo da eletricidade será diferente durante o tempo de vida da tecnologia.

Portanto, dos cenários propostos conclui-se que os investimentos pelo enquadramento de autoconsumo se mostraram mais atraentes, pois estabelece um tempo de retorno de investimento menor que o período de exploração, um valor atual líquido positivo e uma taxa interna de retorno considerável. Desse modo, foram atingidos os objetivos colocados inicialmente decorrente por todas etapas da metodologia.

7.1 Trabalhos futuros

Nesse trabalho presente, o estudo se debruçou no dimensionamento de uma unidade de produção para autoconsumo ligada a Rede Elétrica de Serviço Público e com análises de viabilidade econômica em casos comparativos de diferentes cenários para decisão de escolha de um projeto.

É recomendável também a consideração dos módulos fotovoltaicos integrados na fachada de edifício para controle de temperatura do local como mecanismos realizados pelo suporte de fixação dos módulos.

Referências Bibliográficas

- [1] ROSSI, G. Conceitos Básicos sobre Energia Solar. Disponível em: <<https://npenergiasolar.com.br/conteudo-exclusivo/energia-solar-basica/>>. Acesso em: 14 ago. 2019.
- [2] Estatísticas rápidas nº 175. Renováveis. Direção-Geral de Energia e Geologia. Lisboa, 2019.
- [3] HERSCH, Paul; ZWEIBEL, Kenneth. Basic photovoltaic principles and methods. Solar Energy Research Inst., Golden, CO (USA), 1982.
- [4] PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro, v. 1, p. 47-499, 2014.
- [5] TRIPATHY, M.; SADHU, P. K.; PANDA, S. K. A critical review on building integrated photovoltaic products and their applications. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 61, p. 451-465, 2016.
- [6] BUECHELER, S., et al. Flexible and lightweight solar modules for new concepts in building integrated photovoltaics. Proceedings of the CISBAT, Lausanne, Switzerland, 2011, 14-16.
- [7] GREENPRO, Altener Programa Comunitário. Energia Fotovoltaica-Manual sobre tecnologias, projecto e instalação. Europa: Comissão Europeia, 2004.
- [8] VILELA, Waldeir Amaral. Estudo, desenvolvimento e caracterização de radiômetros para medidas da radiação solar. São José dos Campos: INPE, 2010.
- [9] ZANETTI, Isa et al. Building Integrated Photovoltaics: Product Overview for Solar Building Skins-Status Report 2017. Kidlington, UK, 2017.
- [10] DE PORTUGAL, Governo. Enquadramento do novo regime de produção distribuída. Setembro, 2014.
- [11] Relatório anual pela OMIE. Disponível em: <<http://www.omie.es/pt/principal/publicacoes/relatorio-anual>>. Acesso em: 21 out. 2018
- [12] Decreto-Lei n.º 153/2014. Diário da República n.º 202/2014, Série I de 20out2014. Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia.
- [13] Estatísticas rápidas - n.171, Renováveis, APREN - Associação de Energias Renováveis, DGEG, janeiro 2019.

- [14] Estatística mensal - SEN. Redes Energéticas Nacionais. Disponível em: <<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaMensal.aspx>>. Acesso em: 13 fev. 2019.
- [15] LUTHANDER, Rasmus et al. Photovoltaic self-consumption in buildings: A review. *Applied energy*, v. 142, p. 80-94, 2015.
- [16] PVPS, IEA; BRIANO, Jose Ignacio; BAEZ-CREARA, Maria Jesus. A Methodology for the Analysis of PV Self-Consumption Policies. International Energy Agency. Paris, France, 2016.
- [17] KÄSTEL, Peter; GILROY-SCOTT, Bryce. Economics of pooling small local electricity prosumers - LCOE & self-consumption. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 51, p. 718-729, 2015.
- [18] LUTHANDER, R. 2018. Self-Consumption of Photovoltaic Electricity in Residential Buildings. (Egenanvändning av solen i bostadshus). Digital Comprehensive Summaries of Uppsala Dissertations from the Faculty of Science and Technology 1728.
- [19] GUNGOR, Vehbi C. et al. Smart grid technologies: Communication technologies and standards. *IEEE transactions on industrial informatics*, v. 7, n. 4, p. 529-539, 2011.
- [20] BALIJEPALLI, VSK Murthy et al. Review of demand response under smart grid paradigm. In: ISGT2011-India. IEEE, 2011. p. 236-243.
- [21] MASSON, Gaëtan; BRIANO, Jose Ignacio; BAEZ, Maria Jesus. Review and analysis of PV self-consumption policies. *IEA Photovoltaic Power Systems Programme (PVPS)*, v. 1, n. 28, 2016.
- [22] FIORELLI, Jon; ZUERCHER-MARTINSON, Michael. How oversizing your array-to-inverter ratio can improve solar-power system performance. *Solar Power World*, v. 7, p. 42-48, 2013.
- [23] World Bank Group. Global Solar Atlas. 2019. Disponível em: <<https://globalsolaratlas.info/?c=41.836828,38.895459,3&s=41.8,-6.75>>. Acesso em: 20 jul. 2019.
- [24] Solargis. Solar resource maps of Europe. 2019. Disponível em: <<https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/europe>>. Acesso em: 20 jul. 2019.

- [25] Photovoltaic Geographical Information System – Interactive tools. Disponível em: <https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html>. Acesso em: 27 jul. 2019.
- [26] Normais Climatológicas. Instituto Português do Mar e da Atmosfera. Disponível em: <<http://www.ipma.pt/pt/oclima/normais.clima/1971-2000/#575>>. Acesso em: 27 jul. 2019.
- [27] Períodos Horários. Ciclo semanal opcional para os consumidores em MAT, AT e MT em Portugal Continental. ERSE. Disponível em: <<http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/periodoshorarios/Paginas/CiclopacionalosconsumidoresMATATMT.aspx>>. Acesso em: 29 jul. 2019.
- [28] Custo do módulo fotovoltaico LG365Q1C-A5. Europe-Solar Store. Disponível em: <<https://www.europe-solarstore.com/solar-panels/manufacturer/lg/lg365q1c-a5-neon-r.html>>. Acessado em: 23 jul. 2019.
- [29] Custo do módulo fotovoltaico SPR-X21-335-BLK. FF Solar. Disponível em: <<http://www.ffiolar.com/index.php?lang=PT&page=produtos&content=family&field=1&category=1>>. Acessado em: 23 jul. 2019.
- [30] Custo do módulo fotovoltaico PowerXT-360R-PD. Solaris Shop. Disponível em: <<https://www.solaris-shop.com/solaria-powerxt-360r-pd-360w-mono-solar-panel/>>. Acessado em: 23 jul. 2019.
- [31] Custo do módulo fotovoltaico VBHN330SJ53. Europe-Solar Store. Disponível em: <<https://www.europe-solarstore.com/solar-panels/manufacturer/panasonic/panasonic-vbhn330sj53.html>>. Acessado em: 23 jul. 2019.
- [32] Custo do módulo fotovoltaico LG335N1C-A5. Europe-Solar Store. Disponível em: <<https://www.europe-solarstore.com/solar-panels/manufacturer/lg/lg330n1c-a5-neon2.html>>. Acessado em: 23 jul. 2019.
- [33] Custo do módulo fotovoltaico REC 330 N-Peak. Solar Electric. Disponível em: <<https://www.solar-electric.com/rec-n-peak-series-320-watt-monocrystalline-solar-panel.html>>. Acessado em: 23 jul. 2019.
- [34] Custo do módulo fotovoltaico TallMax M Plus+ 360. Solar Panel Store. Disponível em: <<https://www.solarpanelstore.com/products/trina-solar-panel-tallmax-m-plus-360w-72-cell-tsm-360-de14aii>>. Acessado em: 23 jul. 2019.

- [35] Custo do módulo fotovoltaico JKM355M-72-V. Free Clean Solar. Disponível em: <<https://www.freecleansolar.com/355-watt-solar-panel-Jinko-JKM355-72-V-p/jkm355-72-v.htm>>. Acessado em: 23 jul. 2019.
- [36] Dados providos pelo HOMER Pro. Disponível em: <https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.13/finding_data_to_run_homer.html>. Acessado em: 31 jul. 2019.
- [37] Portugal Inflation Rate. Trading Economics. Disponível em: <<https://tradingeconomics.com/portugal/inflation-cpi>>. Acessado em: 24 jul. 2019.
- [38] Portugal Interest Rate. Trading Economics. Disponível em: <<https://tradingeconomics.com/portugal/interest-rate>>. Acessado em: 24 jul. 2019.
- [39] WALKER, Andy. PV O&M cost model and cost reduction. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2017.
- [40] FU, Ran; MARGOLIS, Robert M.; FELDMAN, David J. US Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2018.
- [41] Conversor da moeda do dólar para euro. Banco de Portugal. Disponível em: <<https://www.bportugal.pt/conversor-moeda>>. Acesso em: 3 ago. 2019.
- [42] FU, Ran et al. US solar photovoltaic system cost benchmark: Q1 2017. EERE Publication and Product Library, 2017.
- [43] Solar inverters. Europe-Solar Store. Disponível em: <<https://www.europe-solarstore.com/solar-inverters.html?manufacturer=45>>. Acesso em: 23 jul. 2019.
- [44] Estruturas para Painéis Solares. Efimarket. Disponível em: <<https://www.efimarket.pt/estruturas-paineis-solares>>. Acesso em: 24 jul. 2019.
- [45] Cabos para instalação solar. Helukabel. Disponível em: <https://shop.helukabel.pt/energias-renovaveis-solarflex/solar/solarflex-x-h1z2z2-k#>. Acesso em: 25 jul. 2019.
- [46] Interruptor principal CC. Grandado. Disponível em: <<https://pt.grandado.com/products/2-p-dc-1000-v-solar-mini-disjuntor-10a-16a-32a-50a-63a-dc-fotovoltaica-mcb?variant=22416487284854>>. Acesso em: 25 jul. 2019.

- [47] Disjuntor Magnetotérmicos. Hager. Disponível em: <<https://www.hager.pt/catalogo-de-produtos/distribuicao-de-energia/proteccao/disjuntores-magnetotermicos/50-ka-curva-c/4299.htm#group318782>>. Acesso em: 25 jul. 2019.
- [48] Interruptores Diferenciais. Hager. Disponível em: <<https://www.hager.pt/catalogo-de-produtos/distribuicao-de-energia/proteccao/interruptores-diferenciais/gama-terciaria-tipo-a-hi/4303.htm#group318907>>. Acesso em: 23 jul. 2019.
- [49] Inversores fotovoltaicos. Krannich. Disponível em: <<https://pt.krannich-solar.com/pt/produtos.html>>. Acesso em: 23 jul. 2019.
- [50] NISA, Tiago Horta. Avaliação económica de sistemas solares fotovoltaicos residenciais. 2014. Tese de Doutoramento. Instituto Superior de Engenharia de Lisboa.
- [51] RAMOS-HERNANZ, J. A. et al. Obtaining the characteristics curves of a photocell by different methods. In: International Conference on Renewable Energies and Power Quality. 2013. p. 1-6.

ANEXOS

ANEXO A: Demonstração de equações

1. Equação da variação da tensão de circuito aberto com a temperatura mínima

$$V_{OC}(T) = V_{OC\ STC} + \Delta T \times Coef_{\cdot V_{oc}} \quad (1)$$

$$V_{OC}(T_{mín}) = V_{OC\ STC} + (T_{mín} - T_{STC}) \times \left(\frac{TK_{V_{oc}}}{100} \times V_{OC} \right)$$

$$V_{OC}(T_{mín}) = V_{OC\ STC} \times \left(1 + \frac{(T_{mín} - T_{STC}) \times TK_{V_{oc}}}{100} \right) \quad (2)$$

Onde,

$V_{OC}(T_{mín})$ = Tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico em função da temperatura mínima no local, em volts;

$V_{OC\ STC}$ = Tensão de circuito aberto nas condições de referência (STC), em volts;

$T_{mín}$ = Temperatura mínima que os módulos estão expostos, em graus Celsius;

T_{STC} = Temperatura em condições de referência (STC), adotado 25 °C;

$TK_{V_{oc}}$ = Taxa de variação da tensão de circuito aberto por graus Celsius, em %/°C.

2. Equação da variação da tensão de ponto de potência máximo a temperatura máxima

$$P_{MPP}(T_{máx}) = V_{MPP\ STC} I_{MPP\ STC} \times \left(1 + \frac{(T_{máx} - T_{STC}) \times TK_{P_{máx}}}{100} \right) \quad (3)$$

$$P_{MPP}(T_{máx}) = V_{MPP}(T_{máx}) I_{MPP}(T_{máx}) \quad (4)$$

Como a variação da corrente com a temperatura é pequena podemos assumir que a taxa de variação da corrente de curto-circuito com a temperatura a mesma que a taxa de variação da

corrente MPP com a temperatura, logo, de modo análogo realizado na equação (1), temos a seguinte equação:

$$I_{MPP}(T_{m\acute{a}x}) = I_{MPP\ STC} \times \left(1 + \frac{(T_{m\acute{a}x} - T_{STC}) \times TK_{I_{sc}}}{100} \right) \quad (5)$$

Igualando as equações (3) e (4) e fazendo a substituição da equação (4) pela equação (5), temos a seguinte equação:

$$V_{MPP}(T_{m\acute{a}x}) \left[I_{MPP\ STC} \times \left(1 + \frac{(T_{m\acute{a}x} - T_{STC}) \times TK_{I_{sc}}}{100} \right) \right] = V_{MPP\ STC} I_{MPP\ STC} \times \left(1 + \frac{(T_{m\acute{a}x} - T_{STC}) \times TK_{P_{m\acute{a}x}}}{100} \right)$$

$$V_{MPP}(T_{m\acute{a}x}) \left(1 + \frac{(T_{m\acute{a}x} - T_{STC}) \times TK_{I_{sc}}}{100} \right) = V_{MPP\ STC} \times \left(1 + \frac{(T_{m\acute{a}x} - T_{STC}) \times TK_{P_{m\acute{a}x}}}{100} \right)$$

Com algumas manipulações algébricas temos a seguinte equação final:

$$V_{MPP}(T_{m\acute{a}x}) = V_{MPP\ STC} \times \left(\frac{100 + TK_{P_{m\acute{a}x}}(T_{m\acute{a}x} - T_{STC})}{100 + TK_{I_{sc}}(T_{m\acute{a}x} - T_{STC})} \right) \quad (6)$$

Onde,

$V_{MPP}(T_{m\acute{a}x})$ = Tensão de ponto de potência máximo do módulo fotovoltaico em função da temperatura máxima no local, em volts;

$V_{MPP\ STC}$ = Tensão de ponto de potência máximo nas condições de ensaio de referência (STC), em volts;

$T_{m\acute{a}x}$ = Temperatura máxima que os módulos estão expostos, em graus Celsius;

T_{STC} = Temperatura em condições de ensaio de referência (STC), adotado 25 °C;

$TK_{P_{m\acute{a}x}}$ = Taxa de variação da tensão da potência máxima por graus Celsius, em %/°C.

$TK_{I_{sc}}$ = Taxa de variação da tensão da potência máxima por graus Celsius, em %/°C.

ANEXO B: Datasheet dos Equipamentos do Sistema Fotovoltaico

B.1 Datasheet do Módulo Fotovoltaico

Datasheet do módulo fotovoltaico LG365Q1C-A5

LG NeON[®]R

LG350Q1C-A5 LG355Q1C-A5 LG360Q1C-A5 LG365Q1C-A5

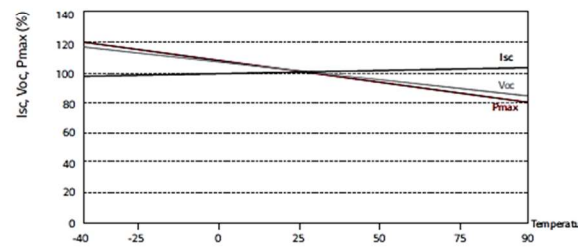
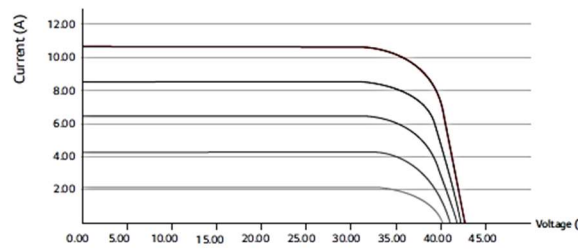
Mechanical Properties	
Cells	6 x 10
Cell Vendor	LG
Cell Type	Monocrystalline / N-type
Cell Dimensions	161.7 x 161.7 mm / 6 inches
Dimensions (L x W x H)	1700 x 1016 x 40 mm 66.93 x 40.0 x 1.57 inch
Front Load	6,000Pa / 125 psf
Rear Load	5,400Pa / 113 psf
Weight	18.5 kg / 40.79 lb
Connector Type	MC4
Junction Box	IP68 with 3 Bypass Diodes
Length of Cables	1000 mm x 2 ea
Glass	Tempered Glass with AR Coating
Frame	Anodized Aluminium

Certifications and Warranty	
	IEC 61215, IEC 61730-1/-2
	UL 1703
Certifications	IEC 61701 (Salt mist corrosion test)
	IEC 62716 (Ammonia corrosion test)
	ISO 9001
Module Fire Performance (USA)	Type 1
Fire Resistance Class (CANADA)	Class C (ULC / ORD C1703)
Product Warranty	25 years
Output Warranty of Pmax	Linear warranty**

** 1) First 5 years: 95%, 2) After 5th year: 0.4% annual degradation, 3) 25 years: 88.4%

Temperature Characteristics	
NOCT	44 ± 3°C
Pmpp	-0.30%/°C
Voc	-0.24%/°C
Isc	0.04%/°C

Characteristic Curves



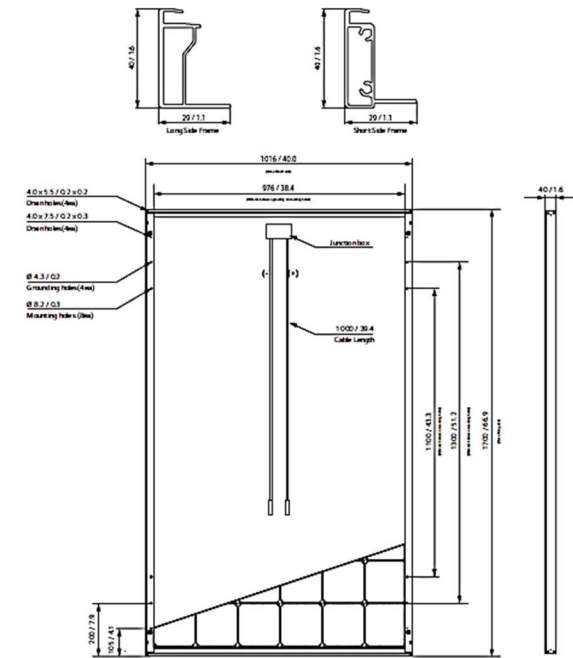
Electrical Properties (STC*)				
Module	350	355	360	365
Maximum Power (Pmax)	350	355	360	365
MPP Voltage (Vmpp)	36.1	36.3	36.5	36.7
MPP Current (Impp)	9.70	9.79	9.87	9.95
Open Circuit Voltage (Voc)	42.7	42.7	42.7	42.8
Short Circuit Current (Isc)	10.77	10.78	10.79	10.8
Module Efficiency	20.3	20.6	20.8	21.1
Operating Temperature	-40 ~ +90			
Maximum System Voltage	1000			
Maximum Series Fuse Rating	20			
Power Tolerance (%)	0 ~ +3			

* STC (Standard Test Condition): Irradiance 1,000 W/m²; Ambient Temperature 25 °C, AM 1.5
 * The nameplate power output is measured and determined by LG Electronics at its sole and absolute discretion.
 * The typical change in module efficiency at 200 W/m² in relation to 1000 W/m² is -2.0%.

Electrical Properties (NOCT*)				
Module	350	355	360	365
Maximum Power (Pmax)	263	267	271	275
MPP Voltage (Vmpp)	36.0	36.2	36.4	36.6
MPP Current (Impp)	7.32	7.39	7.45	7.51
Open Circuit Voltage (Voc)	40.1	40.2	40.2	40.2
Short Circuit Current (Isc)	8.67	8.68	8.69	8.70

* NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800 W/m², ambient temperature 20 °C, wind speed 1 m/s

Dimensions (mm / inch)



* The distance between the center of the mounting/grounding holes.

B.2 Datasheets dos Inversores Utilizados

Datasheet dos inversores SUN2000-8KTL e SUN2000-12KTL

Technical Specifications		SUN2000-8KTL		SUN2000-12KTL	
Efficiency					
Max. Efficiency		98.5%		98.5%	
European Efficiency		98.0%		98.0%	
Input					
Max. DC Usable Power		8,160 W		12,240 W	
Max. Input Voltage		1,000 V		1,000 V	
Max. Current per MPPT		18 A		18 A	
Max. Short Circuit Current per MPPT		25 A		25 A	
Min. Operating Voltage / Start Input Voltage		200 V / 250 V		200 V / 250 V	
Full Power MPPT Voltage Range		320 V ~ 800 V		380 V ~ 800 V	
MPPT Operating Voltage Range		200 V ~ 950 V		200 V ~ 950 V	
Rated Input Voltage		620 V		620 V	
Max. Number of Inputs		4		4	
Number of MPP Trackers		2		2	
Output					
Rated AC Active Power		8,000 W		12,000 W	
Max. AC Apparent Power		8,800 VA		13,200 VA	
Max. AC Active Power (cosφ=1)		8,000 W		12,000 W	
Rated Output Voltage		220V / 380V, 230V / 400V, 3W+N+PE		220V / 380V, 230V / 400V, 3W+N+PE	
Rated AC Grid Frequency		50 Hz / 60 Hz		50 Hz / 60 Hz	
Max. Output Current		12.7 A		19.1 A	
Adjustable Power Factor		0.8 LG ... 0.8 LD		0.8 LG ... 0.8 LD	
Max. Total Harmonic Distortion		< 3%		< 3%	
Protection					
Input-side Disconnection Device		Yes		Yes	
Anti-Islanding Protection		Yes		Yes	
AC Overcurrent Protection		Yes		Yes	
DC Overcurrent Protection		Fuseless		Fuseless	
DC Reverse-Polarity Protection		Yes		Yes	
PV-array String Fault Monitoring		Yes		Yes	
DC Surge Arrester		Type II		Type II	
AC Surge Arrester		Type II		Type II	
Insulation Monitoring		Yes		Yes	
Residual Current Detection		Yes		Yes	
Communication					
Display		Graphic LCD		Graphic LCD	
RS485		Yes		Yes	
USB		Yes		Yes	
General					
Dimensions (WxHxD)		520 x 610 x 255 mm (20.5 x 24.0 x 10.0 inch)		520 x 610 x 255 mm (20.5 x 24.0 x 10.0 inch)	
Weight		40 kg (88 lb)		40 kg (88 lb)	
Operation Temperature Range		-25 °C ~ 60 °C (-13°F ~ 140°F)		-25 °C ~ 60 °C (-13°F ~ 140°F)	
Cooling		Natural Convection		Natural Convection	
Operating Altitude		3,000 m (9,842 ft)		3,000 m (9,842 ft)	
Relative Humidity		0~100%		0~100%	
DC Connector		Amphenol H4		Amphenol H4	
AC Connector		Amphenol C16/3		Amphenol C16/3	
Protection Rating		IP65		IP65	
Internal Consumption at Night		< 1 W		< 1 W	
Topology		Transformerless		Transformerless	
Noise Emission (Typical)		<29 dB		<29 dB	
Standards Compliance					
Safety/EMC		EN 61000-3, EN 61000-6, EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2, IEC 60529			
Grid Code		IEC61727, IEC62116, IEC 61683, IEC 60068-2, EN50438, CGC/GF 035-2013, GB/T 19964-2012, NB/T 32004-2013, VDE-AR-N4105, VDE0126-1-1, BDEW 2008, G83/2, G59/3, A54777, UTE C 15-712-1, C10/11, RD1669, PEA 2013, Resolution No. 07, NRS 097			

Datasheet dos inversores SUN2000-33KTL-A

Technical Specifications	SUN2000-33KTL-A
	Efficiency
Max. Efficiency	98.6%
European Efficiency	98.4%
	Input
Max. DC Usable Power	30,600 W
Max. Input Voltage	1100V
Max. Current per MPPT	22A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30A
Min. Operating Voltage / Start Input Voltage	200 V / 250 V
Full Power MPPT Voltage Range	480 V ~ 800 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V ~ 1000 V
Rated Input Voltage	620 V
Max. Number of Inputs	8
Number of MPP Trackers	4
	Output
Rated AC Active Power	30,000 W
Max. AC Apparent Power	33,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	30,000W
Rated Output Voltage	230V / 400V, default 3W+N+PE;
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Max. Output Current (@400V)	48 A
Adjustable Power Factor	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
	Protection
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-Islanding Protection	Yes
DC Reverse-Polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
Insulation Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
	Communication
Display	LED Indicators
USB / Bluetooth +APP	Yes
RS485	Yes
PLC	Yes
	General
Dimensions (W×H×D, with mounting plate)	930 × 550 × 283 mm (36.6 × 21.7 × 11.1 inches)
Weight	60 kg (132.3 lb.), without mounting plate 62 kg (136.7 lb.), with mounting plate
Operation Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C (-13°F ~ 140°F)
Cooling	Natural Convection
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol Helios H4
AC Connector	Waterproof PG Terminal + OT Connector
Protection Rating	IP65
Topology	Transformerless
	Standards Compliance
Safety	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2

ANEXO C: Dimensionamento dos Sistemas Fotovoltaicos apresentados como cenários

Nesse anexo está presente a segunda etapa da metodologia do desenvolvimento dos projetos de sistema fotovoltaico que entraram como comparação com o projeto base (cenário 1.1) realizado no Capítulo 4.

Será posto então um breve dimensionamento do cenário 1.2, que é composto por 66 módulos fotovoltaico com 35° de inclinação na cobertura do edifício do Hotel São Lázaro. Em seguida, haverá a descrição do dimensionamento do cenário 2, que é composto por 184 módulos fotovoltaicos, 84 deles na cobertura do edifício com inclinação de 15° e 100 módulos na fachada lateral Sul para o aproveitamento das condições do local do edifício.

C.1 Seleção e Especificações dos Equipamentos para o Projeto do Cenário 1.2

C.1.1 Seleção do módulo fotovoltaico

A seleção de módulos fotovoltaicos se permaneceu com a mesma escolha realizada no Capítulo 4. Os critérios continua sendo a escolha de módulos fotovoltaicos com uma elevada eficiência e potência, uma melhor densidade de potência e uma boa relação de custo/potência.

Estabelecidos os critérios, foi feita a seleção no mercado local onde estejam disponíveis módulos com elevada eficiência, ou seja, 18,5% - 21%. Os módulos fotovoltaicos escolhidos com disponibilidade no mercado são apresentados na Tabela C1 abaixo.

Tabela C1: Comparação entre módulos fotovoltaicos

Marca	Modelo escolhido	Eficiência	Potência	Wp/m ²	€/Wp	Ref.
LG	LG NeON R: LG365Q1C-A5	21,1%	365	211,32	€ 0,81	[28]
SunPower	X series: SPR-X21-335-BLK	21,0%	335	205,56	€ 1,85	[29]
Solaria	Solaria Power XT-360R-PD	19,9%	360	199,00	€ 1,04	[30]
Panasonic	HIT N330: VBHN330SJ53	19,7%	330	207,68	€ 0,70	[31]
LG	NeON2 LG335N1C-A5	19,6%	335	195,57	€ 0,67	[32]
REC Solar	REC 330 N-Peak	19,2%	320	191,62	€ 0,70	[33]
Trina Solar	TallMax M Plus+ 360	18,5%	360	185,15	€ 0,68	[34]
JinkoSolar	JKM355M-72-V	18,3%	355	182,96	€ 0,78	[35]

Fazendo então uma comparação dentre os modelos acima, o módulo fotovoltaico da LG NeON R se mostrou com a melhor densidade de potência, a maior eficiência e uma boa relação entre custo e potência. Dentre as demais características, o módulo fotovoltaico é tipo standard e de tecnologia silício monocristalino.

Os custos dos módulos escolhidos foram obtidos a partir do mercado de alguns fornecedores. Vale destacar que muitos desses preços já foram reajustados com a compra de um número maior de módulos previamente sabendo que existe uma redução de preço quando se compra em uma maior escala.

Portanto, para elucidar sobre as informações elétricas e mecânicas do módulo, é apresentado na Tabela C2 abaixo as especificações necessárias para o prosseguimento do dimensionamento.

Tabela C2: Especificações do módulo fotovoltaico escolhido para o projeto

LG NeON R: LG365Q1C-A5	
Potência máxima	365 Wp
Tensão de circuito aberto – Voc	42,8 V
Corrente de curto-circuito – Isc	10,8 A
Tensão de ponto de potência máximo – Vmpp	36,7 V
Corrente de ponto de potência máximo – Impp	9,95 A
Taxa de variação da potência MPP com a temperatura	-0,3%/°C
Taxa de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura	-0,24%/°C
Taxa de variação da corrente de curto-circuito com a temperatura	0,04%/°C
Dimensões físicas (m × m)	1,7 × 1,016

C.1.2 Seleção do inversor

Quanto ao inversor, foi escolhido o da HUAWEI SUN2000-8KTL por critérios de custo e compatibilidade com os módulos fotovoltaicos no que se refere ao dimensionamento que será decorrido a seguir. As informações técnicas dos inversores utilizados neste projeto encontram-

se em anexo, contudo, a tabela a seguir corresponde algumas especificações que serão de relevância para o dimensionamento da relação entre módulos fotovoltaicos e inversor, e demais equipamentos como os cabos e equipamentos de proteção.

Tabela C3: Especificações do inversor escolhido para o projeto.

HUAWEI: SUN2000-8KTL	
Potência máxima CC	8160 W
Potência nominal	8000 W
Tensão máxima CC	1000 V
Tensão mínima de ponto de potência máximo	320 V
Corrente máxima CC	25 A
Corrente máxima de saída	12,7 A
Número de entradas MPPT	2

C.1.3 Distância entre fileiras de módulos fotovoltaicos

Nessa secção é calculada a distância entre fileiras para obter a dimensão do espaçamento e a sua respectiva sombra para não interferir na fileira adjacente.

Para uma melhor disposição dos módulos fotovoltaicos é considerado o módulo na horizontal, ou seja, a altura do módulo para o cálculo do espaçamento entre fileira será de 1,016 metros. Utilizando o sistema de cálculo do site 'SunCalc', foi visto que em 22 de dezembro a altura mínima do Sol em relação ao horizonte de Bragança é de 24.79°. É também estabelecido uma angulação dos módulos de 35°, que é a angulação ótima dos módulos fotovoltaicos dada as coordenadas, pelo programa PVGIS.

Com o uso da Equação (1) e com os dados coletados, temos o seguinte resultado para o espaçamento.

$$d = (1,016) \times \left(\frac{\text{sen}(180^\circ - 24,79^\circ - 35^\circ)}{\text{sen}(24,79^\circ)} \right)$$

$$\therefore d = 2,094 \text{ m} \cong 2,1 \text{ m}$$

Com essa informação, e sabendo que a cobertura possui um comprimento de 32 metros é possível organizar 15 fileiras de módulos fotovoltaicos apenas dividindo 32 metros pela distância de 2,1 metros, contudo, na visita a cobertura do local foi observado alguns blocos de concreto e para obter um número total de módulos na área disponibilizada é feita algumas coordenações a disposição para que resulte em um número total de módulos fotovoltaicos.

Portanto, a partir da área disponível, é possível alocar 66 módulos fotovoltaicos com inclinação e 35° na cobertura do edifício do Hotel São Lázaro.

C.1.4 Determinação do número de módulos por fileira

Sabendo que o projeto contará com um total de 66 módulos fotovoltaicos na cobertura, é preciso estabelecer uma formatação de ligação entre eles e com o número de inversores. Portanto, a potência pico dos 66 módulos de 365 Wp resulta em uma potência total 24,09 Wp.

Como o inversor possui uma potência máxima de 8160 W será possível incluir três inversores com duas entradas MPPT cada. Com isso, é preciso verificar se é possível a instalação de uma fileira de 11 módulos fotovoltaicos por entrada, posto que são duas entradas MPPT por inversor.

Primeiro passo será a obtenção da tensão de ponto de potência máximo, com a temperatura máxima, para o cálculo do número mínimo de módulos fotovoltaicos, e a tensão de circuito aberto, com a temperatura mínima, para o cálculo do número máximo de módulos fotovoltaicos. Para cobertura de edifício a temperatura na vizinhança do sistema fotovoltaico pode chegar a 70°C . Para o cálculo do número máximo de módulos fotovoltaicos será estabelecida -10°C como temperatura mínima que é uma temperatura próxima da recorde atingida em Bragança.

Utilizou-se a Equação (3) para obter a tensão de potência máximo com a temperatura máxima, como se mostra a seguir:

$$V_{MPP}(70^{\circ}\text{C}) = (36,7) \times \left(\frac{100 + (-0,3)(70 - 25)}{100 + (0,04)(70 - 25)} \right) \therefore V_{MPP}(70^{\circ}\text{C}) = 31,18 \text{ V}$$

Logo, sabendo que a tensão mínima de operação do inversor é 320 V, pode-se calcular o número mínimo de módulos fotovoltaicos, como mostra a seguir:

$$N^{\circ}_{\text{mín}} = \frac{V_{MPP \text{ min inv}}}{V_{MPP}(70^{\circ}\text{C})} = \frac{320 \text{ V}}{31,18 \text{ V}} = 10,26 \therefore N^{\circ}_{\text{mín}} = 11 \text{ módulos}$$

Utilizou-se a Equação (5) para obter a correção de tensão de circuito aberto com a temperatura máxima, como é mostrado a seguir:

$$V_{OC}(-10^{\circ}\text{C}) = (42,8) \times \left(1 + \frac{(-10 - 25) \times (-0,24)}{100} \right) \therefore V_{OC}(-10^{\circ}\text{C}) = 46,39 \text{ V}$$

Logo, sabendo que a tensão máxima admissível no inversor é de 1000 V, pode-se calcular o número máximo de módulos fotovoltaicos, temos então a seguinte efetuação:

$$N^{\circ}_{\text{máx}} = \frac{V_{\text{max inv}}}{V_{OC}(T_{\text{mín}})} = \frac{1000 \text{ V}}{46,39 \text{ V}} = 21,55 \therefore N^{\circ}_{\text{máx}} = 21 \text{ módulos}$$

Portanto, o número de módulos por fileira podem estar entre 11 e 21 módulos. Uma das possibilidades são três inversores com 11 módulos em cada entrada do inversor, com isso, cada inversor estaria encarregado de 22 módulos fotovoltaicos visto que cada inversor possui 2 entradas MPPT.

Nessa relação entre módulos fotovoltaicos e inversores é evidenciado que a área disponibilizada foi o fator primordial para a organização de 66 módulos fotovoltaicos, que por

sua vez foi possível arranjar-los igualmente entre três inversores de potência máxima de 8160W com 11 módulos em cada fileira. Portanto, a seguir encontra-se o cálculo da razão de potência entre a potência dos módulos fotovoltaicos e dos inversores.

$$\text{Razão de Potência} = \frac{P_{PV}}{P_{inv}} = \frac{24090 \text{ W}}{8160 \times 3} \Rightarrow 0,98$$

Logo, se obteve uma razão de potência de 0,98, relação que permite um bom desempenho pelas condições admitidas.

C.1.5 Dimensionamento dos cabos

Nessa secção será realizado o dimensionamento de cabos que é de grande importância para ter em atenção a queda de tensão de cada trecho do sistema fotovoltaico. Desse modo, a queda de tensão no circuito CC não deve ultrapassar 1%, e o circuito CA não deve exceder 3%. O material escolhido para os cabos foi o cobre.

Como o número total de cabos das fileiras é o mesmo número de cabos a serem conectados aos inversores, não haverá necessidade em executar o dimensionamento do cabo principal CC. Sendo assim, o dimensionamento dos cabos CC será feito considerando o comprimento do módulo mais afastado até o inversor.

De forma a determinar a secção do cabo, aplicou-se a Equação (10):

$$S_{CABO} = \frac{2 \times L_{CABO} \times I_{Fi}}{0,01 \times V_{MPP} \times \kappa} = \frac{2 \times (45) \times (9,95)}{0,01 \times (11 \times 36,7) \times (56)} = 3,96 \therefore S_{CABO} = 4 \text{ mm}^2$$

De modo a verificar a queda de tensão para uma secção de 4 mm² para o cabo de fileira, temos:

$$\Delta V(\%) = \frac{2 \times L_{CABO} \times I_{Fi}}{S_{CABO} \times V_{MPP} \times \kappa} = \frac{2 \times (45) \times (9,95)}{4 \times (11 \times 36,7) \times (56)} \Rightarrow \Delta V(\%) = 0,99\%$$

Logo, atendeu o requisito da queda de tensão ser menor que 1%.

A perda de um cabo CC será dada pela Equação (11), como mostra a seguinte cálculo:

$$P_{CC} = \frac{2 \times L_{CABO} \times I_n^2}{S_{CABO_{DC}} \times \kappa} = \frac{2 \times (45) \times (9,95)^2}{(4) \times (56)} \Rightarrow P_{CC} = 39,77 \text{ W}$$

Assim, cada cabo CC que liga uma fileira de módulos fotovoltaicos até o inversor resulta em uma perda de 63,64 W. Serão ao todo oito cabos CC, quatro deles de polo positivo e quatro de polo negativo. Feito o dimensionamento do lado CC, pode-se ser feito o dimensionamento dos cabos CA.

Para o conjunto de cabos CA é levado em consideração um trajeto que vai desde o inversor trifásico até o quadro principal, com um comprimento de 55 metros.

De forma a determinar a secção do cabo, aplicou-se a equação (15):

$$S_{CABOCA} = \frac{\sqrt{3} \times L_{CABOCA} \times I_{nCA} \times \cos\varphi}{0,03 \times V_n \times \kappa} = \frac{\sqrt{3} \times (55) \times (12,7) \times (1)}{0,03 \times (400) \times (56)} = 1,8 \therefore S_{CABOCA} = 2,5 \text{ mm}^2$$

De modo a verificar a queda de tensão para uma secção de 2,5 mm² para o cabo CA, temos:

$$\Delta V(\%) = \frac{\sqrt{3} \times L_{CABOCA} \times I_{nCA} \times \cos\varphi}{S_{CABOCA} \times V_n \times \kappa} = \frac{\sqrt{3} \times (55) \times (12,7) \times (1)}{12,7 \times (400) \times (56)} \Rightarrow \Delta V(\%) = 2,16\%$$

Logo, atendeu o requisito da queda de tensão ser menor que 3%.

A perda de um cabo CA é dada pelo cálculo da Equação (17), como é apresentado a seguir:

$$P_{CA} = \frac{\sqrt{3} \times L_{CABOCA} \times I_{nCA}^2 \times \cos\varphi}{S_{CABOCA} \times \kappa} = \frac{\sqrt{3} \times (55) \times (12,7)^2 \times (1)}{(2,5) \times (56)} \Rightarrow P_{CA} = 109,75 \text{ W}$$

Assim cada cabo CA que liga os inversores trifásicos ao quadro principal resulta em uma perda de 109,75 W. Serão ao todo doze cabos CA, um conjunto de três cabos para as fases e um cabo de neutro para cada inversor.

Convém o condutor de proteção estar associada as partes metálicas para que o sistema esteja protegido contra risco de tensão por indução indevidas e por descargas. A secção deve possuir a mesma do cabo CC, contudo, o cabo de proteção deverá ter uma secção mínima de 4 mm², como é o caso.

C.1.6 Dimensionamento para proteção do sistema

Para o sistema de um gerador fotovoltaico em média tensão, é importante a instalação de dispositivos que ficarão responsáveis pela proteção do sistema, tanto no lado CC como no lado CA. No lado CC é preciso dimensionar um interruptor CC principal de sobrecorrente de 25% da corrente de curto-circuito, que resulta em um valor de corrente de corte de 13,5 A. Pela padronização dos equipamentos, serão necessários seis interruptores principais de 2 polos, 1000 V e 16 A para atender cada fileira CC presente no sistema.

Para o lado CA foi observada as especificações de saída do inversor para dimensionar os dispositivos de proteção. Com isso, é preciso de um disjuntor magnetotérmico de 4 polos de 16 A curva C, posteriormente um interruptor diferencial de 25 A com corte de 300 mA para proteção contra contatos diretos e indiretos.

C.2 Seleção e Especificações dos Equipamentos para o Projeto do Cenário 2

C.2.1 Seleção do módulo fotovoltaico

A seleção de módulos fotovoltaicos se permaneceu com a mesma escolha realizada no Capítulo 4. Os critérios continua sendo a escolha de módulos fotovoltaicos com uma elevada eficiência e potência, uma melhor densidade de potência e uma boa relação de custo/potência.

Estabelecidos os critérios, foi feita a seleção no mercado local onde estejam disponíveis módulos com elevada eficiência, ou seja, 18,5% - 21%. Os módulos fotovoltaicos escolhidos com disponibilidade no mercado são apresentados na Tabela C4 abaixo.

Tabela C4: Comparação entre módulos fotovoltaicos

Marca	Modelo escolhido	Eficiência	Potência	Wp/m ²	€/Wp	Ref.
LG	LG NeON R: LG365Q1C-A5	21,1%	365	211,32	€ 0,81	[28]
SunPower	X series: SPR-X21-335-BLK	21,0%	335	205,56	€ 1,85	[29]
Solaria	Solaria Power XT-360R-PD	19,9%	360	199,00	€ 1,04	[30]
Panasonic	HIT N330: VBHN330SJ53	19,7%	330	207,68	€ 0,70	[31]
LG	NeON2 LG335N1C-A5	19,6%	335	195,57	€ 0,67	[32]
REC Solar	REC 330 N-Peak	19,2%	320	191,62	€ 0,70	[33]
Trina Solar	TallMax M Plus+ 360	18,5%	360	185,15	€ 0,68	[34]
JinkoSolar	JKM355M-72-V	18,3%	355	182,96	€ 0,78	[35]

Fazendo então uma comparação dentre os modelos acima, o módulo fotovoltaico da LG NeON R se mostrou com a melhor densidade de potência, a maior eficiência e uma boa relação entre custo e potência. Dentre as demais características, o módulo fotovoltaico é tipo standard e de tecnologia silício monocristalino.

Os custos dos módulos escolhidos foram obtidos a partir do mercado de alguns fornecedores. Vale destacar que muitos desses preços já foram reajustados com a compra de

um número maior de módulos previamente sabendo que existe uma redução de preço quando se compra em uma maior escala.

Portanto, para elucidar sobre as informações elétricas e mecânicas do módulo, é apresentado na Tabela 5 abaixo as especificações necessárias para o prosseguimento do dimensionamento. Vale ressaltar que estas especificações são obtidas nas condições de ensaio de referência, ou seja, um ensaio ao módulo a uma temperatura de 25°C, irradiância média de 1000 W/m² e massa de ar igual a 1,5.

Tabela C5: Especificações do módulo fotovoltaico escolhido para o projeto

LG NeON R: LG365Q1C-A5	
Potência máxima	365 Wp
Tensão de circuito aberto – Voc	42,8 V
Corrente de curto-circuito – Isc	10,8 A
Tensão de ponto de potência máximo – Vmpp	36,7 V
Corrente de ponto de potência máximo – Imp	9,95 A
Taxa de variação da potência MPP com a temperatura	-0,3%/°C
Taxa de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura	-0,24%/°C
Taxa de variação da corrente de curto-circuito com a temperatura	0,04%/°C
Dimensões físicas (m × m)	1,7 × 1,016

C.2.2 Seleção do inversor

Quanto ao inversor, foi escolhido o da HUAWEI SUN2000-33KTL-A por critérios de custo e compatibilidade com os módulos fotovoltaicos no que se refere ao dimensionamento que será decorrido a seguir. As informações técnicas dos inversores utilizados neste projeto encontram-se em anexo, contudo, a Tabela C6 a seguir corresponde algumas especificações que serão de relevância para o dimensionamento da relação entre módulos fotovoltaicos e inversor, e demais equipamentos como os cabos e equipamentos de proteção.

Tabela C6: Especificações do inversor escolhido para o projeto

HUAWEI: SUN2000-33KTL-A	
Potência máxima CC	30660 W
Potência nominal	30000 W
Tensão máxima CC	1100 V
Tensão mínima de ponto de potência máximo	480 V
Corrente máxima CC	30 A
Corrente máxima de saída	48 A
Número de entradas MPPT	4

C.2.3 Distância entre fileiras de módulos fotovoltaicos

Nessa secção é calculada a distância entre fileiras para obter a dimensão do espaçamento e a sua respectiva sombra para não interferir na fileira adjacente.

Para uma melhor disposição dos módulos fotovoltaicos é considerado o módulo na horizontal, ou seja, a altura do módulo para o cálculo do espaçamento entre fileira será de 1,016 metros. Utilizando o sistema de cálculo do site 'SunCalc', foi visto que em 22 de dezembro a altura mínima do Sol em relação ao horizonte de Bragança é de 24,79°. É também estabelecido uma angulação dos módulos de 15° para maior disposição de módulos fotovoltaicos na cobertura.

Com o uso da Equação (1) e com os dados coletados, temos o seguinte resultado para o espaçamento.

$$d = (1,016) \times \left(\frac{\text{sen}(180^\circ - 24,79^\circ - 15^\circ)}{\text{sen}(24,79^\circ)} \right)$$

$$\therefore d = 1,55 \text{ m}$$

Com essa informação, e sabendo que a cobertura possui um comprimento de 32 metros é possível organizar 20 fileiras de módulos fotovoltaicos apenas dividindo 32 metros pela

distância de 1,55 metros, contudo, na visita a cobertura do local foi observado algum blocos de concreto e para obter um número total de módulos na área disponibilizada é feito algumas coordenações a disposição para que resulte em um número total de módulos fotovoltaicos.

Portanto, a partir da área disponível, é possível alocar 84 módulos fotovoltaicos com inclinação e 15° na cobertura do edifício do Hotel São Lázaro.

Enquanto para os módulos fotovoltaicos na fachada lateral do edifício não será preciso efetuar o cálculo para espaçamento entre eles, visto que os módulos estarão 90° em relação ao solo.

C.2.4 Determinação do número de módulos por fileira

Sabendo que o projeto contará com um total de 184 módulos fotovoltaicos, sendo 84 módulos na cobertura, e 100 módulos na fachada lateral do edifício, é preciso estabelecer uma formatação de ligação entre eles e com o número de inversores. Portanto, a potência pico dos 184 módulos de 365 Wp resulta em uma potência total 67,16 Wp.

Como o inversor possui uma potência máxima de 30660 W será possível incluir dois inversores com quatro entradas MPPT cada. Com isso, é preciso verificar se é possível a instalação de uma fileira de 23 módulos fotovoltaicos por entrada, posto que são quatro entradas MPPT por inversor.

Primeiro passo será a obtenção da tensão de ponto de potência máximo, com a temperatura máxima, para o cálculo do número mínimo de módulos fotovoltaicos, e a tensão de circuito aberto, com a temperatura mínima, para o cálculo do número máximo de módulos fotovoltaicos. Para cobertura de edifício a temperatura na vizinhança do sistema fotovoltaico pode chegar a 70°C . Para o cálculo do número máximo de módulos fotovoltaicos será estabelecida -10°C como temperatura mínima que é uma temperatura próxima da recorde atingida em Bragança.

Utilizou-se a Equação (3) para obter a tensão de potência máximo com a temperatura máxima, como se mostra a seguir:

$$V_{MPP}(70^{\circ}\text{C}) = (36,7) \times \left(\frac{100 + (-0,3)(70 - 25)}{100 + (0,04)(70 - 25)} \right) \therefore V_{MPP}(70^{\circ}\text{C}) = 31,18 \text{ V}$$

Logo, sabendo que a tensão mínima de operação do inversor é 480 V, pode-se calcular o número mínimo de módulos fotovoltaicos, como mostra a seguir:

$$N^{\circ}_{\text{mín}} = \frac{V_{MPP \text{ min inv}}}{V_{MPP}(70^{\circ}\text{C})} = \frac{480 \text{ V}}{31,18 \text{ V}} = 15,39 \therefore N^{\circ}_{\text{mín}} = 16 \text{ módulos}$$

Utilizou-se a Equação (5) para obter a correção de tensão de circuito aberto com a temperatura máxima, como é mostrado a seguir:

$$V_{OC}(-10^{\circ}\text{C}) = (42,8) \times \left(1 + \frac{(-10 - 25) \times (-0,24)}{100} \right) \therefore V_{OC}(-10^{\circ}\text{C}) = 46,39 \text{ V}$$

Logo, sabendo que a tensão máxima admissível no inversor é de 1100 V, pode-se calcular o número máximo de módulos fotovoltaicos, temos então a seguinte efetuação:

$$N^{\circ}_{\text{máx}} = \frac{V_{\text{max inv}}}{V_{OC}(T_{\text{mín}})} = \frac{1100 \text{ V}}{46,39 \text{ V}} = 23,71 \therefore N^{\circ}_{\text{máx}} = 23 \text{ módulos}$$

Portanto, o número de módulos por fileira podem estar entre 16 e 23 módulos. Uma das possibilidades são dois inversores com 23 módulos em cada entrada do inversor, com isso, cada inversor estaria encarregado de 46 módulos fotovoltaicos visto que cada inversor possui quatro entradas MPPT.

Nessa relação entre módulos fotovoltaicos e inversores é evidenciado que a área disponibilizada foi o fator primordial para a organização de 184 módulos fotovoltaicos, que por sua vez foi possível arranjar-los igualmente entre dois inversores de potência máxima de

30660W com 23 módulos em cada fileira. Portanto, a seguir encontra-se o cálculo da razão de potência entre a potência dos módulos fotovoltaicos e dos inversores.

$$\text{Razão de Potência} = \frac{P_{PV}}{P_{inv}} = \frac{67160 \text{ W}}{30660 \times 2} \Rightarrow 1,09$$

Logo, se obteve uma razão de potência de 1,09, relação que permite um bom desempenho pelas condições admitidas.

C.2.5 Dimensionamento dos cabos

Nessa secção será realizado o dimensionamento de cabos que é de grande importância para ter em atenção a queda de tensão de cada trecho do sistema fotovoltaico. Desse modo, a queda de tensão no circuito CC não deve ultrapassar 1%, e o circuito CA não deve exceder 3%. O material escolhido para os cabos foi o cobre.

Como o número total de cabos das fileiras é o mesmo número de cabos a serem conectados aos inversores, não haverá necessidade em executar o dimensionamento do cabo principal CC. Sendo assim, o dimensionamento dos cabos CC será feito considerando o comprimento do módulo mais afastado até o inversor.

De forma a determinar a secção do cabo, aplicou-se a Equação (10):

$$S_{CABO} = \frac{2 \times L_{CABO} \times I_{Fi}}{0,01 \times V_{MPP} \times \kappa} = \frac{2 \times (45) \times (9,95)}{0,01 \times (23 \times 36,7) \times (56)} = 1,89 \therefore S_{CABO} = 2,5 \text{ mm}^2$$

De modo a verificar a queda de tensão para uma secção de 2,5 mm² para o cabo de fileira, temos:

$$\Delta V(\%) = \frac{2 \times L_{CABO} \times I_{Fi}}{S_{CABO} \times V_{MPP} \times \kappa} = \frac{2 \times (45) \times (9,95)}{2,5 \times (23 \times 36,7) \times (56)} \Rightarrow \Delta V(\%) = 0,77\%$$

Logo, atendeu o requisito da queda de tensão ser menor que 1%.

A perda de um cabo CC será dada pela Equação (11), como mostra a seguinte cálculo:

$$P_{CC} = \frac{2 \times L_{CABO} \times I_n^2}{S_{CABO_{DC}} \times \kappa} = \frac{2 \times (45) \times (9,95)^2}{(2,5) \times (56)} \Rightarrow P_{CC} = 63,64 \text{ W}$$

Assim, cada cabo CC que liga uma fileira de módulos fotovoltaicos até o inversor resulta em uma perda de 63,64 W. Serão ao todo oito cabos CC, quatro deles de polo positivo e quatro de polo negativo. Feito o dimensionamento do lado CC, pode-se ser feito o dimensionamento dos cabos CA.

Para o conjunto de cabos CA é levado em consideração um trajeto que vai desde o inversor trifásico até o quadro principal, com um comprimento de 55 metros.

De forma a determinar a secção do cabo, aplicou-se a equação (15):

$$S_{CABOCA} = \frac{\sqrt{3} \times L_{CABOCA} \times I_{nCA} \times \cos\varphi}{0,03 \times V_n \times \kappa} = \frac{\sqrt{3} \times (55) \times (48) \times (1)}{0,03 \times (400) \times (56)} = 6,8 \therefore S_{CABOCA} = 10 \text{ mm}^2$$

De modo a verificar a queda de tensão para uma secção de 10 mm² para o cabo CA, temos:

$$\Delta V(\%) = \frac{\sqrt{3} \times L_{CABOCA} \times I_{nCA} \times \cos\varphi}{S_{CABOCA} \times V_n \times \kappa} = \frac{\sqrt{3} \times (55) \times (48) \times (1)}{10 \times (400) \times (56)} \Rightarrow \Delta V(\%) = 2,04\%$$

Logo, atendeu o requisito da queda de tensão ser menor que 3%.

A perda de um cabo CA é dada pelo cálculo da Equação (17), como é apresentado a seguir:

$$P_{CA} = \frac{\sqrt{3} \times L_{CABOAC} \times I_{nAC}^2 \times \cos\varphi}{S_{CABOAC} \times \kappa} = \frac{\sqrt{3} \times (55) \times (48)^2 \times (1)}{(10) \times (56)} \Rightarrow P_{CA} = 391,93 \text{ W}$$

Assim cada cabo CA que liga os inversores trifásicos ao quadro principal resulta em uma perda de 391,93 W. Serão ao todo oito cabos CA, um conjunto de três cabos para as fases e um cabo de neutro para cada inversor.

Convém o condutor de proteção estar associada as partes metálicas para que o sistema esteja protegido contra risco de tensão por indução indevidas e por descargas. A secção deve possuir a mesma do cabo CC, contudo, o cabo de proteção deverá ter uma secção mínima de 4 mm², como é o caso.

C.2.6 Dimensionamento para proteção do sistema

Para o sistema de um gerador fotovoltaico em média tensão, é importante a instalação de dispositivos que ficarão responsáveis pela proteção do sistema, tanto no lado CC como no lado CA. No lado CC é preciso dimensionar um interruptor CC principal de sobrecorrente de 25% da corrente de curto-circuito, que resulta em um valor de corrente de corte de 37,5 A. Pela padronização dos equipamentos, serão necessários oito interruptores principais de 2 polos, 1000 V e 50 A para atender cada fileira CC presente no sistema.

Para o lado CA foi observada as especificações de saída do inversor para dimensionar os dispositivos de proteção. Com isso, é preciso de um disjuntor magnetotérmico de 4 polos de 50 A curva C, posteriormente um interruptor diferencial de 63 A com corte de 300 mA para proteção contra contatos diretos e indiretos.

ANEXO D: Relatórios das Simulações do HOMER Pro para todos os cenários

D.1 Caso comparativo 1

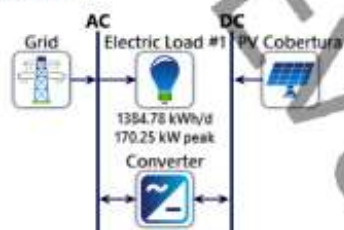
D.1.1 Cenário 1.1



System Architecture

Component	Name	Size	Unit
PV	PV Cobertura	30.7	kW
System converter	System Converter	24.0	kW
Grid	Grid	999,999	kW
Dispatch strategy	HOMER Cycle Charging		

Schematic





Cost Summary



Net Present Costs

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Grid	€0.00	€1.07M	€0.00	€0.00	€0.00	€1.07M
Other	€0.00	€12,417	€0.00	€0.00	€0.00	€12,417
PV Cobertura	€42,690	€0.00	€0.00	€0.00	€0.00	€42,690
System Converter	€3,470	€0.00	€3,470	-€1,157	€0.00	€5,783
System	€46,160	€1.08M	€3,470	-€1,157	€0.00	€1.13M

Annualized Costs

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Grid	€0.00	€42,728	€0.00	€0.00	€0.00	€42,728
Other	€0.00	€496.69	€0.00	€0.00	€0.00	€496.69
PV Cobertura	€1,708	€0.00	€0.00	€0.00	€0.00	€1,708
System Converter	€138.80	€0.00	€138.80	-€46.27	€0.00	€231.33
System	€1,846	€43,225	€138.80	-€46.27	€0.00	€45,164



Electrical Summary

Excess and Unmet

Quantity	Value	Units
Excess Electricity	329	kWh/yr
Unmet Electric Load	0	kWh/yr
Capacity Shortage	0	kWh/yr

Production Summary

Component	Production (kWh/yr)	Percent
PV Coertura	46,155	9.11
Grid Purchases	460,374	90.9
Total	506,529	100

Consumption Summary

Component	Consumption (kWh/yr)	Percent
AC Primary Load	505,513	100
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Grid Sales	69.1	0.0137
Total	505,513	100



Grid: Grid

Grid rate: Demand 1

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	0	0	0	75.3	€0.00	€0.00
February	0	0	0	78.8	€0.00	€0.00
March	0	0	0	66.3	€0.00	€0.00
April	0	0	0	71.0	€0.00	€0.00
May	0	0	0	75.2	€0.00	€0.00
June	0	0	0	90.0	€0.00	€0.00
July	0	0	0	120	€0.00	€0.00
August	0	0	0	127	€0.00	€0.00
September	0	0	0	97.8	€0.00	€0.00
October	0	0	0	111	€0.00	€0.00
November	0	0	0	116	€0.00	€0.00
December	0	0	0	168	€0.00	€0.00
Annual	0	0	0	168	€0.00	€0.00

Grid rate: Rate 1

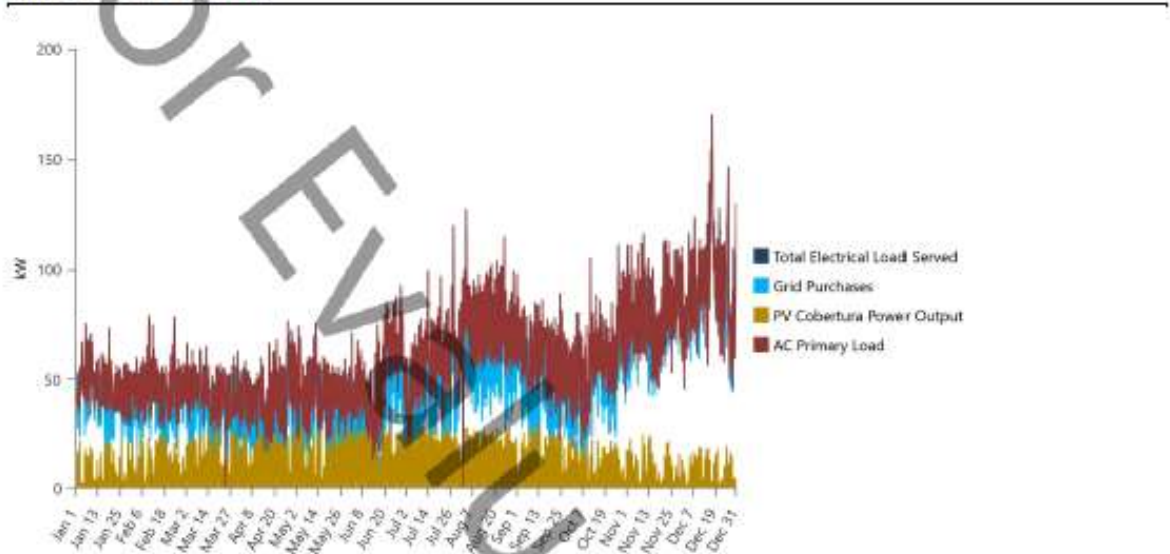
Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	32,962	0	32,962	0	€3,116	€0.00
February	28,239	0	28,239	0	€2,664	€0.00
March	29,080	0	29,080	0	€2,724	€0.00
April	25,385	15.3	25,370	0	€2,291	€0.00
May	27,339	4.75	27,334	0	€2,483	€0.00
June	30,199	47.5	30,151	0	€2,750	€0.00
July	36,505	1.50	36,504	0	€3,319	€0.00
August	49,344	0	49,344	0	€4,569	€0.00
September	38,460	0	38,460	0	€3,492	€0.00
October	40,398	0	40,398	0	€3,800	€0.00
November	55,842	0	55,842	0	€5,289	€0.00
December	66,620	0	66,620	0	€6,230	€0.00
Annual	460,374	69.1	460,304	0	€42,728	€0.00

Grid rate: All

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	32,962	0	32,962	75.3	€3,116	€0.00
February	28,239	0	28,239	78.8	€2,664	€0.00
March	29,080	0	29,080	66.3	€2,724	€0.00
April	25,385	15.3	25,370	71.0	€2,291	€0.00
May	27,339	4.75	27,334	75.2	€2,483	€0.00
June	30,199	47.5	30,151	90.0	€2,750	€0.00
July	36,505	1.50	36,504	120	€3,319	€0.00
August	49,344	0	49,344	127	€4,569	€0.00
September	38,460	0	38,460	97.8	€3,492	€0.00
October	40,398	0	40,398	111	€3,800	€0.00
November	55,842	0	55,842	116	€5,289	€0.00
December	66,620	0	66,620	168	€6,230	€0.00
Annual	460,374	69.1	460,304	168	€42,728	€0.00



Time series charts:



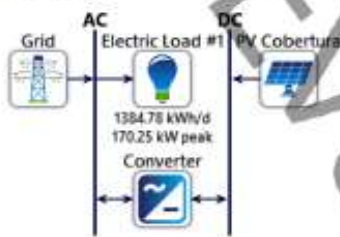
D.1.2 Cenário 1.2



System Architecture

Component	Name	Size	Unit
PV	PV Cobertura	24,1	kW
System converter	System Converter	24,0	kW
Grid	Grid	999,999	kW
Dispatch strategy	HOMER Cycle Charging		

Schematic





Cost Summary



Net Present Costs

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Grid	€0.00	€1.09M	€0.00	€0.00	€0.00	€1.09M
Other	€0.00	€9,757	€0.00	€0.00	€0.00	€9,757
PV Cobertura	€34,216	€0.00	€0.00	€0.00	€0.00	€34,216
System Converter	€4,764	€0.00	€4,764	-€1,588	€0.00	€7,940
System	€38,980	€1.10M	€4,764	-€1,588	€0.00	€1.14M

Annualized Costs

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Grid	€0.00	€43,553	€0.00	€0.00	€0.00	€43,553
Other	€0.00	€390.26	€0.00	€0.00	€0.00	€390.26
PV Cobertura	€1,369	€0.00	€0.00	€0.00	€0.00	€1,369
System Converter	€190.56	€0.00	€190.56	-€63.52	€0.00	€317.60
System	€1,559	€43,943	€190.56	-€63.52	€0.00	€45,630



Electrical Summary

Excess and Unmet

Quantity	Value	Units
Excess Electricity	0.486	kWh/yr
Unmet Electric Load	0	kWh/yr
Capacity Shortage	0	kWh/yr

Production Summary

Component	Production (kWh/yr)	Percent
PV Coverage	37,487	7.41
Grid Purchases	468,539	92.6
Total	506,026	100

Consumption Summary

Component	Consumption (kWh/yr)	Percent
AC Primary Load	505,444	100
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Grid Sales	19.9	0.00393
Total	505,464	100



Grid: Grid

Grid rate: Demand 1

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	0	0	0	75.3	€0.00	€0.00
February	0	0	0	78.8	€0.00	€0.00
March	0	0	0	66.3	€0.00	€0.00
April	0	0	0	71.0	€0.00	€0.00
May	0	0	0	75.3	€0.00	€0.00
June	0	0	0	91.3	€0.00	€0.00
July	0	0	0	120	€0.00	€0.00
August	0	0	0	127	€0.00	€0.00
September	0	0	0	97.8	€0.00	€0.00
October	0	0	0	111	€0.00	€0.00
November	0	0	0	116	€0.00	€0.00
December	0	0	0	169	€0.00	€0.00
Annual	0	0	0	169	€0.00	€0.00

Grid rate: Rate 1

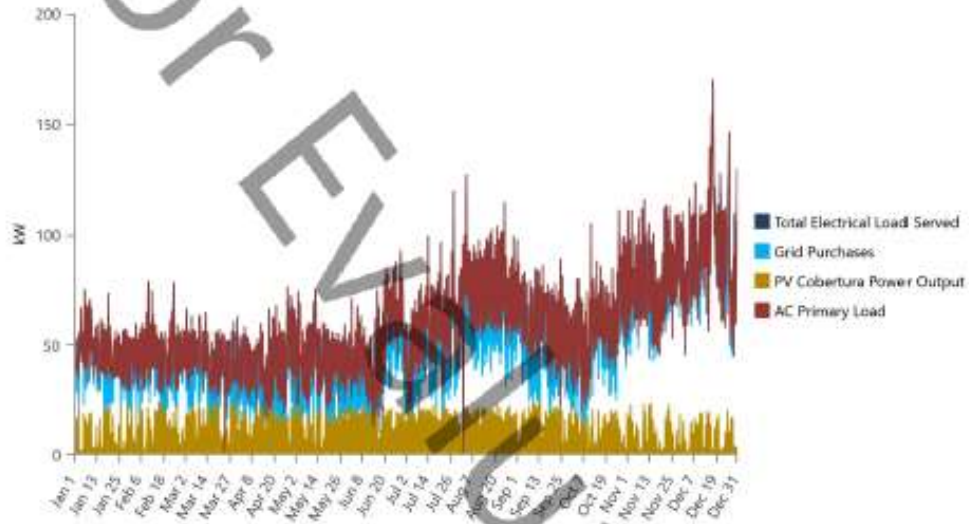
Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	33,047	0	33,047	0	€3,124	€0.00
February	28,493	0	28,493	0	€2,689	€0.00
March	29,629	0	29,629	0	€2,779	€0.00
April	26,240	2.62	26,237	0	€2,380	€0.00
May	28,518	0	28,518	0	€2,602	€0.00
June	31,577	17.2	31,559	0	€2,890	€0.00
July	37,943	0	37,943	0	€3,464	€0.00
August	50,499	0	50,499	0	€4,687	€0.00
September	39,150	0	39,150	0	€3,562	€0.00
October	40,770	0	40,770	0	€3,837	€0.00
November	55,989	0	55,989	0	€5,304	€0.00
December	66,685	0	66,685	0	€6,237	€0.00
Annual	468,539	19.9	468,520	0	€43,553	€0.00

Grid rate: All

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	33,047	0	33,047	75.3	€3,124	€0.00
February	28,493	0	28,493	78.8	€2,689	€0.00
March	29,629	0	29,629	66.3	€2,779	€0.00
April	26,240	2.62	26,237	71.0	€2,380	€0.00
May	28,518	0	28,518	75.3	€2,602	€0.00
June	31,577	17.2	31,559	91.3	€2,890	€0.00
July	37,943	0	37,943	120	€3,464	€0.00
August	50,499	0	50,499	127	€4,687	€0.00
September	39,150	0	39,150	97.8	€3,562	€0.00
October	40,770	0	40,770	111	€3,837	€0.00
November	55,989	0	55,989	116	€5,304	€0.00
December	66,685	0	66,685	169	€6,237	€0.00
Annual	468,539	19.9	468,520	169	€43,553	€0.00



Time series charts:



D.2 Caso comparativo 2

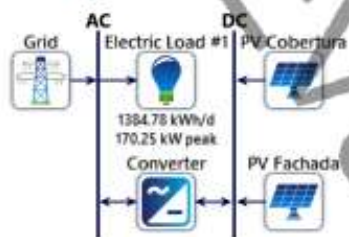
D.2.1 Cenário 2



System Architecture

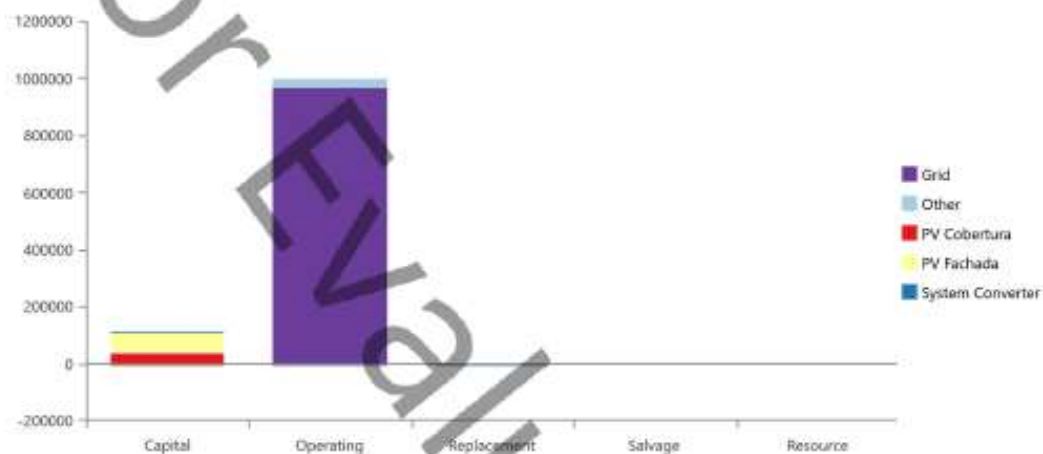
Component	Name	Size	Unit
PV #1	PV Cobertura	30.7	kW
PV #2	PV Fachada	36.5	kW
System converter	System Converter	60.0	kW
Grid	Grid	999,999	kW
Dispatch strategy	HOMER Cycle Charging		

Schematic





Cost Summary



Net Present Costs

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Grid	€0.00	€972,446	€0.00	€0.00	€0.00	€972,446
Other	€0.00	€27,200	€0.00	€0.00	€0.00	€27,200
PV Cobertura	€42,265	€0.00	€0.00	€0.00	€0.00	€42,265
PV Fachada	€61,234	€0.00	€0.00	€0.00	€0.00	€61,234
System Converter	€3,880	€0.00	€3,880	-€1,293	€0.00	€6,466
System	€107,379	€999,646	€3,880	-€1,293	€0.00	€1.11M

Annualized Costs

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Grid	€0.00	€38,898	€0.00	€0.00	€0.00	€38,898
Other	€0.00	€1,088	€0.00	€0.00	€0.00	€1,088
PV Cobertura	€1,691	€0.00	€0.00	€0.00	€0.00	€1,691
PV Fachada	€2,449	€0.00	€0.00	€0.00	€0.00	€2,449
System Converter	€155.18	€0.00	€155.18	-€51.73	€0.00	€258.64
System	€4,295	€39,986	€155.18	-€51.73	€0.00	€44,384



Electrical Summary

Excess and Unmet

Quantity	Value	Units
Excess Electricity	0,640	kWh/yr
Unmet Electric Load	0	kWh/yr
Capacity Shortage	0	kWh/yr

Production Summary

Component	Production (kWh/yr)	Percent
PV Cobertura	46,155	9.06
PV Fachada	48,665	7.99
Grid Purchases	422,350	82.9
Total	509,171	100

Consumption Summary

Component	Consumption (kWh/yr)	Percent
AC Primary Load	505,444	99.5
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Grid Sales	2,511	0.494
Total	507,954	100



Grid: Grid

Grid rate: Demand 1

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	0	0	0	75.3	€0.00	€0.00
February	0	0	0	78.8	€0.00	€0.00
March	0	0	0	66.3	€0.00	€0.00
April	0	0	0	71.0	€0.00	€0.00
May	0	0	0	75.0	€0.00	€0.00
June	0	0	0	87.8	€0.00	€0.00
July	0	0	0	120	€0.00	€0.00
August	0	0	0	127	€0.00	€0.00
September	0	0	0	97.8	€0.00	€0.00
October	0	0	0	111	€0.00	€0.00
November	0	0	0	116	€0.00	€0.00
December	0	0	0	166	€0.00	€0.00
Annual	0	0	0	166	€0.00	€0.00

Grid rate: Rate 1

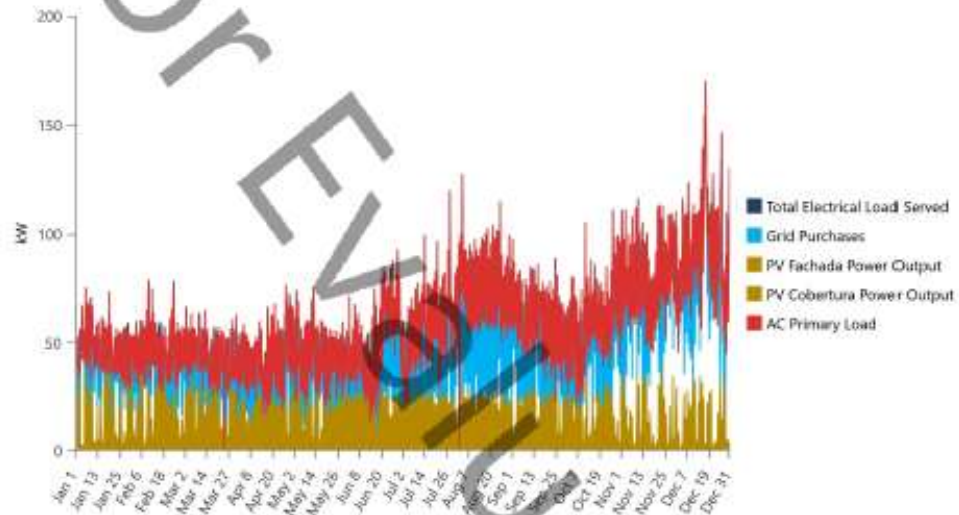
Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	30,278	233	30,045	0	€2,838	€0.00
February	25,387	314	25,073	0	€2,369	€0.00
March	25,519	495	25,024	0	€2,356	€0.00
April	22,395	500	21,895	0	€1,973	€0.00
May	24,247	358	23,889	0	€2,164	€0.00
June	27,152	421	26,731	0	€2,436	€0.00
July	32,797	61.7	32,735	0	€2,956	€0.00
August	45,301	0	45,301	0	€4,173	€0.00
September	34,585	55.3	34,529	0	€3,111	€0.00
October	37,374	73.1	37,301	0	€3,501	€0.00
November	53,202	0	53,202	0	€5,035	€0.00
December	64,113	0	64,113	0	€5,988	€0.00
Annual	422,350	2,511	419,839	0	€38,898	€0.00

Grid rate: All

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	30,278	233	30,045	75.3	€2,838	€0.00
February	25,387	314	25,073	78.8	€2,369	€0.00
March	25,519	495	25,024	66.3	€2,356	€0.00
April	22,395	500	21,895	71.0	€1,973	€0.00
May	24,247	358	23,889	75.0	€2,164	€0.00
June	27,152	421	26,731	87.8	€2,436	€0.00
July	32,797	61.7	32,735	120	€2,956	€0.00
August	45,301	0	45,301	127	€4,173	€0.00
September	34,585	55.3	34,529	97.8	€3,111	€0.00
October	37,374	73.1	37,301	111	€3,501	€0.00
November	53,202	0	53,202	116	€5,035	€0.00
December	64,113	0	64,113	166	€5,988	€0.00
Annual	422,350	2,511	419,839	166	€38,898	€0.00



Time series charts:



D.3 Caso comparativo 3

D.3.1 O cenário 1.1 com enquadramento de UPP



System Architecture

Component	Name	Size	Unit
PV	PV Cobertura	30.7	kW
System converter	System Converter	24.0	kW
Grid	Grid	999,999	kW
Dispatch strategy	HOMER Cycle Charging		

Schematic





Cost Summary



Net Present Costs

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Grid	€0.00	-€112,848	€0.00	€0.00	€0.00	-€112,848
Other	€0.00	€12,417	€0.00	€0.00	€0.00	€12,417
PV Cobertura	€42,690	€0.00	€0.00	€0.00	€0.00	€42,690
System Converter	€3,470	€0.00	€3,470	-€1,157	€0.00	€5,783
System	€46,160	-€100,431	€3,470	-€1,157	€0.00	-€51,957

Annualized Costs

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Grid	€0.00	-€4,514	€0.00	€0.00	€0.00	-€4,514
Other	€0.00	€496.69	€0.00	€0.00	€0.00	€496.69
PV Cobertura	€1,708	€0.00	€0.00	€0.00	€0.00	€1,708
System Converter	€138.80	€0.00	€138.80	-€46.27	€0.00	€231.33
System	€1,846	-€4,017	€138.80	-€46.27	€0.00	-€2,078



Electrical Summary

Excess and Unmet

Quantity	Value	Units
Excess Electricity	329	kWh/yr
Unmet Electric Load	0	kWh/yr
Capacity Shortage	0	kWh/yr

Production Summary

Component	Production (kWh/yr)	Percent
PV Cobertura	46,155	100
Total	46,155	100

Consumption Summary

Component	Consumption (kWh/yr)	Percent
AC Primary Load	0	0
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Grid Sales	45,139	100
Total	45,139	100



Grid: Grid

Grid rate: Demand 1

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	0	0	0	0	€0.00	€0.00
February	0	0	0	0	€0.00	€0.00
March	0	0	0	0	€0.00	€0.00
April	0	0	0	0	€0.00	€0.00
May	0	0	0	0	€0.00	€0.00
June	0	0	0	0	€0.00	€0.00
July	0	0	0	0	€0.00	€0.00
August	0	0	0	0	€0.00	€0.00
September	0	0	0	0	€0.00	€0.00
October	0	0	0	0	€0.00	€0.00
November	0	0	0	0	€0.00	€0.00
December	0	0	0	0	€0.00	€0.00
Annual	0	0	0	0	€0.00	€0.00

Grid rate: Rate 1

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	0	2,055	-2,055	0	-€205.46	€0.00
February	0	2,602	-2,602	0	-€260.17	€0.00
March	0	3,904	-3,904	0	-€390.41	€0.00
April	0	4,210	-4,210	0	-€420.96	€0.00
May	0	4,947	-4,947	0	-€494.73	€0.00
June	0	5,489	-5,489	0	-€548.94	€0.00
July	0	5,851	-5,851	0	-€585.11	€0.00
August	0	5,338	-5,338	0	-€533.75	€0.00
September	0	4,189	-4,189	0	-€418.89	€0.00
October	0	2,818	-2,818	0	-€281.82	€0.00
November	0	2,006	-2,006	0	-€200.60	€0.00
December	0	1,731	-1,731	0	-€173.08	€0.00
Annual	0	45,139	-45,139	0	-€4,514	€0.00

Grid rate: All

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	0	2,055	-2,055	0	-€205.46	€0.00
February	0	2,602	-2,602	0	-€260.17	€0.00
March	0	3,904	-3,904	0	-€390.41	€0.00
April	0	4,210	-4,210	0	-€420.96	€0.00
May	0	4,947	-4,947	0	-€494.73	€0.00
June	0	5,489	-5,489	0	-€548.94	€0.00
July	0	5,851	-5,851	0	-€585.11	€0.00
August	0	5,338	-5,338	0	-€533.75	€0.00
September	0	4,189	-4,189	0	-€418.89	€0.00
October	0	2,818	-2,818	0	-€281.82	€0.00
November	0	2,006	-2,006	0	-€200.60	€0.00
December	0	1,731	-1,731	0	-€173.08	€0.00
Annual	0	45,139	-45,139	0	-€4,514	€0.00



Time series charts:



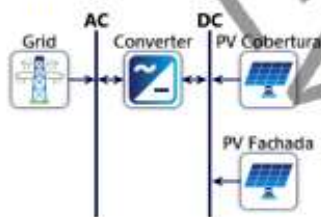
D.3.2 O cenário 2 com enquadramento de UPP



System Architecture

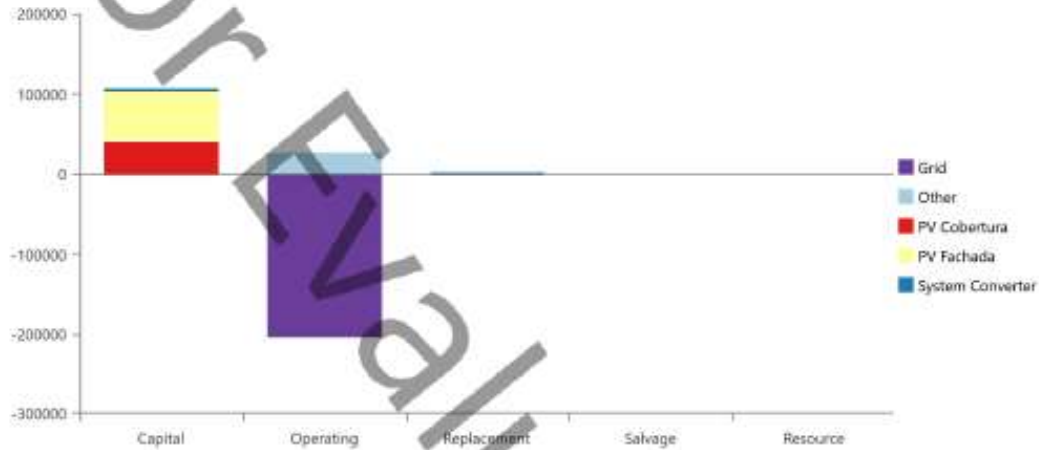
Component	Name	Size	Unit
PV #1	PV Cobertura	30.7	kW
PV #2	PV Fachada	36.5	kW
System converter	System Converter	60.0	kW
Grid	Grid	999,999	kW
Dispatch strategy	HOMER Cycle Charging		

Schematic





Cost Summary



Net Present Costs

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Grid	€0.00	-€204,280	€0.00	€0.00	€0.00	-€204,280
Other	€0.00	€27,200	€0.00	€0.00	€0.00	€27,200
PV Cobertura	€42,265	€0.00	€0.00	€0.00	€0.00	€42,265
PV Fachada	€61,234	€0.00	€0.00	€0.00	€0.00	€61,234
System Converter	€3,880	€0.00	€3,880	-€1,293	€0.00	€6,466
System	€107,379	-€177,080	€3,880	-€1,293	€0.00	-€67,115

Annualized Costs

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Grid	€0.00	-€8,171	€0.00	€0.00	€0.00	-€8,171
Other	€0.00	€1,088	€0.00	€0.00	€0.00	€1,088
PV Cobertura	€1,691	€0.00	€0.00	€0.00	€0.00	€1,691
PV Fachada	€2,449	€0.00	€0.00	€0.00	€0.00	€2,449
System Converter	€155.18	€0.00	€155.18	-€51.73	€0.00	€258.64
System	€4,295	-€7,083	€155.18	-€51.73	€0.00	-€2,685



Electrical Summary

Excess and Unmet

Quantity	Value	Units
Excess Electricity	0	kWh/yr
Unmet Electric Load	0	kWh/yr
Capacity Shortage	0	kWh/yr

Production Summary

Component	Production (kWh/yr)	Percent
PV Gobertura	46,155	55.6
PV Fachada	36,801	44.4
Total	82,957	100

Consumption Summary

Component	Consumption (kWh/yr)	Percent
AC Primary Load	0	0
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Grid Sales	81,712	100
Total	81,712	100



Grid: Grid

Grid rate: Demand 1

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	0	0	0	0	€0.00	€0.00
February	0	0	0	0	€0.00	€0.00
March	0	0	0	0	€0.00	€0.00
April	0	0	0	0	€0.00	€0.00
May	0	0	0	0	€0.00	€0.00
June	0	0	0	0	€0.00	€0.00
July	0	0	0	0	€0.00	€0.00
August	0	0	0	0	€0.00	€0.00
September	0	0	0	0	€0.00	€0.00
October	0	0	0	0	€0.00	€0.00
November	0	0	0	0	€0.00	€0.00
December	0	0	0	0	€0.00	€0.00
Annual	0	0	0	0	€0.00	€0.00

Grid rate: Rate 1

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	0	4,690	-4,690	0	-€468.96	€0.00
February	0	5,462	-5,462	0	-€546.18	€0.00
March	0	7,570	-7,570	0	-€756.97	€0.00
April	0	7,349	-7,349	0	-€734.86	€0.00
May	0	8,062	-8,062	0	-€806.23	€0.00
June	0	8,582	-8,582	0	-€858.24	€0.00
July	0	9,260	-9,260	0	-€926.00	€0.00
August	0	8,995	-8,995	0	-€899.46	€0.00
September	0	7,742	-7,742	0	-€774.20	€0.00
October	0	5,616	-5,616	0	-€561.57	€0.00
November	0	4,390	-4,390	0	-€439.02	€0.00
December	0	3,995	-3,995	0	-€399.55	€0.00
Annual	0	81,712	-81,712	0	-€8,171	€0.00

Grid rate: All

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	0	4,690	-4,690	0	-€468.96	€0.00
February	0	5,462	-5,462	0	-€546.18	€0.00
March	0	7,570	-7,570	0	-€756.97	€0.00
April	0	7,349	-7,349	0	-€734.86	€0.00
May	0	8,062	-8,062	0	-€806.23	€0.00
June	0	8,582	-8,582	0	-€858.24	€0.00
July	0	9,260	-9,260	0	-€926.00	€0.00
August	0	8,995	-8,995	0	-€899.46	€0.00
September	0	7,742	-7,742	0	-€774.20	€0.00
October	0	5,616	-5,616	0	-€561.57	€0.00
November	0	4,390	-4,390	0	-€439.02	€0.00
December	0	3,995	-3,995	0	-€399.55	€0.00
Annual	0	81,712	-81,712	0	-€8,171	€0.00



Time series charts:

