



**DIMENSIONAMENTO E AVALIAÇÃO DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA DE
UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE NO INSTITUTO
POLITÉCNICO DE BRAGANÇA**

Jamila Café Santana dos Santos

Trabalho de projeto apresentado à

Escola Superior de Tecnologia e Gestão

Instituto Politécnico de Bragança

Para obtenção do grau de Mestre em:

Energias Renováveis e Eficiência Energética

Esta Dissertação foi realizada no âmbito da Dupla Diplomação, sob orientação de:

Professor Doutor Orlando Soares

Professor Doutor Mamour Sop Ndiaye

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, a Deus, a quem deve ser dispensada toda a honra e glória por ter guiado os meus passos para a concretização deste sonho e sem o qual a obtenção do título de Mestre em Energias Renováveis e Eficiência Energética não seria possível. “Que darei eu ao Senhor, por todos os benefícios que me tem feito?” (Salmos 116:12).

Agradeço à minha mãe, Cleide Café, exemplo de mulher, de amor, de ternura, de inteligência e de fé, que sempre me apoiou, me orientou em todos os aspectos e não mediu esforços para a realização dos meus sonhos acadêmicos, pessoais e profissionais. Não me canso de dizer o quanto sou agraciada por ter uma amiga inseparável a quem chamo de mãe. Agradeço ao meu pai, Jorge Luís dos Santos, que sempre incentivou meu crescimento intelectual.

Agradeço à minha irmã, Luanda Café, Mestre em Serviço Social, em quem eu sempre me espelho e pude contar em todos os momentos da minha vida. Luanda, como o próprio nome significa, ela é luz, sempre me conduzindo e aconselhando, me ensina a dar sempre o melhor e ver em todos os momentos o lado bom das experiências vividas.

Aos meus amigos brasileiros que estão torcendo pelo meu sucesso de longe e aos amigos de inúmeras nacionalidades que encontrei aqui nesta experiência fora do meu país e que se tornaram minha família em Portugal serei eternamente grata.

Aos professores do IPB e do CEFET/RJ que contribuíram para meu crescimento profissional, os levarei como referências para a minha vida. Ao meu orientador Orlando Soares, ao coorientador Mamour Ndiaye, ao professor Mauro Reis, ao professor José Batista, ao professor António Fernandes e ao coordenador do mestrado Luís Frölen agradeço pelas orientações a mim concedidas.

Enfim, agradeço a todos que colaboraram e fizeram parte desta etapa linda da minha vida.

RESUMO

A utilização de fontes renováveis para produção de energia elétrica está associada à procura por diferentes alternativas que supram a demanda interna dos países, diminuindo, assim, a dependência do mercado de combustíveis fósseis. A consolidação dos mecanismos para a utilização da energia solar fotovoltaica para produção de energia elétrica favorece a elaboração de projetos de sistemas fotovoltaicos. O presente estudo envolve o dimensionamento de um sistema fotovoltaico de 118,8 kWp conectado à rede elétrica, para o Instituto Politécnico de Bragança. Para tanto, foram utilizadas ferramentas teóricas e computacionais. O desempenho do sistema foi avaliado por meio da produção de energia, da relação de desempenho e da eficiência do sistema. A validação dos dados por meio da ferramenta virtual PVsyst e a avaliação da eficiência energética comprovam a viabilidade deste trabalho. A produção anual obtida foi de aproximadamente 194 MWh e relação de desempenho de 86,1%. Por fim, critérios de análise econômica, como o valor atual líquido de aproximadamente 45.000 €, a taxa interna de rentabilidade de 8,03% que se apresenta superior à taxa de atualização de 4,03% e o período de retorno do investimento de 14 anos, apontam indicadores financeiros favoráveis à implantação do projeto.

Palavras-chave: Sistema Fotovoltaico; Geração Distribuída; Eficiência Energética.

ABSTRACT

The use of renewable sources for electric energy production is related to the search for different energy sources as alternatives to supply the countries internal demand, decreasing, thus, the dependence on fossil fuels. The consolidation of the mechanisms for the use of photovoltaic solar energy to produce electricity supports the development of photovoltaic systems projects. The present study describes analyses carried out on sizing and simulating of a 118,8 kWp photovoltaic system connected to the electrical grid located in the Instituto Politécnico de Bragança. Therefore, theoretical and computational tools were used. The system performance was evaluated through the total energy generated, performance ratio, and system efficiency. Furthermore, the data validation made using the virtual tool PVsyst and the evaluation of energy efficiency of the system prove the viability of this work. The annual production has been found to be 194 MWh and the performance ratio 86,1%. Finally, criteria for economic analysis, as net present value, internal rate of profitability and *payback period* has been calculated as 45.000 €, 8,03%, that is higher than the refresh rate of 4,03%, and 14 years, respectively, show favorable financial indicators for project implementation.

Keywords: Photovoltaic System; Distributed Generation; Energy Efficiency.

ÍNDICE

Capítulo 1: Introdução	1
1.2. Objetivos	2
1.2.1. Objetivo geral	2
1.2.2. Objetivos específicos	2
1.3. Motivação	2
1.4. Estrutura do trabalho.....	3
Capítulo 2: Sistemas Fotovoltaicos	4
2.1. A radiação solar	4
2.2. Relações geométricas entre as superfícies e os raios solares	5
2.3. Radiação solar recebida em um painel fotovoltaico	6
2.4. Efeito fotovoltaico	7
2.5. Tipos de sistemas fotovoltaicos	8
2.6. Componentes de um sistema fotovoltaico	10
2.6.1. Células solares fotovoltaicas	10
2.6.1.1. Tipos de células solares fotovoltaicas.....	12
2.6.1.2. Parâmetros elétricos das células solares fotovoltaicas.....	13
2.6.2. Módulos fotovoltaicos	14
2.6.2.1. Associação de módulos fotovoltaicos.....	15
2.6.2.2. Efeitos do clima sobre o projeto elétrico de um gerador fotovoltaico..	16

2.6.2.3.	Efeitos do sombreamento nos módulos fotovoltaicos	17
2.6.3.	Baterias	19
2.6.4.	Reguladores de carga.....	19
2.6.5.	Inversores.....	20
2.6.5.1.	Inversores para sistemas fotovoltaicos isolados	20
2.6.5.2.	Inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede	21
2.7.	Contexto legislativo	23
Capítulo 3:	Estado da Arte.....	27
Capítulo 4:	Metodologia.....	32
4.1.	Caracterização do projeto	32
4.1.1.	Etapas do projeto	32
4.1.2.	Ferramentas de suporte.....	33
Capítulo 5:	O Projeto.....	35
5.1.	Avaliação do espaço físico da instalação.....	36
5.2.	Avaliação do potencial energético solar	37
5.3.	Análise de sombreamentos	39
5.4.	Perfil de consumo	42
5.5.	Componentes utilizados no projeto.....	44
5.5.1.	Módulo fotovoltaico	44
5.5.2.	Inversor.....	45
5.6.	Dimensionamento do sistema fotovoltaico.....	46

5.6.1.	Gerador fotovoltaico.....	46
5.6.2.	Inversor fotovoltaico.....	48
5.6.3.	Sistema fotovoltaico	50
5.6.4.	Cablagem do sistema fotovoltaico.....	56
5.6.4.1.	Cablagem em CC	56
5.6.4.2.	Cablagem em CA.....	58
5.6.5.	Conduites	60
5.6.6.	Diodos de bloqueio.....	61
5.6.7.	Dissipador de calor	61
5.6.8.	Fusíveis.....	63
5.6.9.	Disjuntores.....	64
5.6.9.1.	Disjuntor do lado CA.....	65
5.6.10.	Proteção.....	65
5.6.10.1.	Ligação à terra e equipotencialização	65
5.6.10.2.	Proteção contra descargas atmosféricas	66
5.6.11.	Sistema de monitoração	67
5.6.11.1.	<i>Data Logger</i>	67
5.6.11.2.	Contador de energia	69
5.6.12.	Quadros de distribuição	70
5.6.13.	Estrutura de fixação dos módulos fotovoltaicos	71
	Capítulo 6: Utilização de Ferramenta Computacional de Simulação.....	72

6.1. <i>Software PVsyst</i>	72
Capítulo 7: Estudo Econômico do Projeto	77
7.1. O capital investido	77
7.2. Tarifários de distribuição	80
7.3. Indicadores da atividade	80
7.4. Taxas e tributos	80
7.5. Custos fixos e variáveis	81
7.6. Avaliação do VAL, da TIR e do <i>Payback Period</i>	81
7.7. Análise de sensibilidade.....	83
Capítulo 8: Análise da Eficiência Energética do Sistema	86
8.1. Análise dos resultados obtidos no <i>software</i> Homer Energy	86
Capítulo 9: Conclusão	89
Referências	90

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Relações geométricas Sol-Terra-painel solar (Souza, 2016)	5
Figura 2: Sistema fotovoltaico isolado (Souza, 2016).....	9
Figura 3: Sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição (Souza, 2016).....	9
Figura 4: Sistema fotovoltaico híbrido 12 V CC (Pereira & Oliveira, 2015).....	10
Figura 5: Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica (Patel, 2006)	12
Figura 6: Células de silício monocristalino (Souza, 2016).....	12
Figura 7: Células de silício policristalino (Souza, 2016).....	13
Figura 8: Módulo de silício amorfo (Souza, 2016)	13
Figura 9: Curva da corrente versus a tensão de um módulo fotovoltaico exposto a luz solar e na ausência de luz solar (Patel, 2006)	14
Figura 10: Constituição de um módulo fotovoltaico (Fontes, 2018).....	15
Figura 11: Comportamento de uma associação de módulos a) em série, b) em paralelo e c) mista (Souza, 2016).....	16
Figura 12: a) Célula sombreada convertendo eletricidade em calor e b) Ação dos diodos de <i>bypass</i> desviando a corrente reversa (Souza, 2016)	18
Figura 13: Inversores <i>grid-tie</i> (Souza, 2016).....	20
Figura 14: Sistema fotovoltaico isolado com cargas CC e CA (Carneiro, 2009).....	21
Figura 15: Tipos de inversores para sistemas conectados à rede (Abella & Chenlo, 2004).....	23
Figura 16: Modelo de funcionamento de uma UPAC (Potência > 1,5 kW) (Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, 2014).....	24
Figura 17: Modelo de funcionamento de uma UPP (Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, 2014)	25
Figura 18: Etapas do projeto.....	33

Figura 19: Vista superior do local do projeto - Imagem de satélite - Google Earth.....	35
Figura 20: Área disponível para instalação do sistema fotovoltaico	36
Figura 21: Ângulos ótimos de inclinação dos painéis e desvio azimutal (PVsyst SA, 2019).....	38
Figura 22: Energia elétrica mensal em função da radiação mensal (Joint Research Center, 2017)	39
Figura 23: Diagrama solar do local do projeto(ACCA Software, 2019).....	41
Figura 24: Vista lateral da configuração dos painéis do projeto	41
Figura 25: Energia consumida por ciclo de contagem pela Escola Superior de Tecnologia e Gestão em 2018	43
Figura 26: Percentual de energia consumida por horário	43
Figura 27: Sistema fotovoltaico projetado.....	50
Figura 28: a) Sistema fotovoltaico no local de instalação, b) Área ocupada: 65,72 m x 25,78 m e c) Sistema fotovoltaico projetado	54
Figura 29: Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico.....	55
Figura 30: Diagrama do cabeamento do sistema fotovoltaico	60
Figura 31: Diodo 40EPS16/TO-247AC/Vishay	61
Figura 32: Equivalente elétrico para o circuito térmico (Adaptado – Pomílio, 2014) ...	62
Figura 33: Dissipador de calor Ventilador 40 mm/EAN	62
Figura 34: Fusível fotovoltaico LF320PV/Hager	64
Figura 35: Porta-fusível L501PV 10,3x38 mm 1000 V _{DC} /Hager.....	64
Figura 36: Disjuntor diferencial tetrapolar DRA63-403/Metaltex	65
Figura 37: a) Limitador de sobretensão SPV325 tipo II/Hager e b) Limitador de sobretensão SPBT12-280/1/Eaton Electric	67
Figura 38: Smart Logger 1000/Huawei	68
Figura 39: Conexão de rede do <i>Smart Logger</i> 1000.....	69

Figura 40: UMG 604E/Janitza.....	70
Figura 41: Estrutura de fixação dos painéis fotovoltaicos/CCBS Energia	71
Figura 42: Simulação do sistema no <i>software</i> PVsyst (PVsyst SA, 2019).....	73
Figura 43: Produção normalizada de energia do sistema (PVsyst SA, 2019)	74
Figura 44: Energia produzida pelo gerador fotovoltaico.....	75
Figura 45: Diagrama de perdas anuais do sistema (PVsyst SA, 2019)	75
Figura 46: Energia produzida pela instalação e energia consumida em 2018.....	76
Figura 47: <i>Payback Period</i> e <i>cash-flows</i>	83
Figura 48: Análise de sensibilidade do custo do investimento.....	84
Figura 49: Análise de sensibilidade da geração anual	84
Figura 50: Representação esquemática da simulação realizada	86

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Cálculo do distância entre as filerias dos módulos fotovoltaicos	41
Tabela 2: Ciclo semanal para os consumidores em média tensão em Portugal Continental.....	42
Tabela 3: Características técnicas do módulo fotovoltaico	44
Tabela 4: Características técnicas dos inversores.....	45
Tabela 5: Cálculos dos valores extremos das tensões dos módulos	47
Tabela 6: Cálculos dos números mínimo e máximo de módulos por fileira e número máximo de fileiras em paralelo	48
Tabela 7: Cálculos para o dimensionamento dos cabos CC do sistema fotovoltaico.....	57
Tabela 8: Cálculo para o dimensionamento dos cabos CA do sistema fotovoltaico.....	59
Tabela 9: Cálculo da temperatura de elevação no diodo	63
Tabela 10: Cálculos para o dimensionamento dos fusíveis	63
Tabela 11: Principais resultados anuais do sistema.....	74
Tabela 12: Mapa de medições do sistema fotovoltaico.....	78
Tabela 13: Resultados financeiros	82
Tabela 14: Resultados da análise de sensibilidade	85
Tabela 15: Resultados financeiros do <i>software</i> Homer Energy	87

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AFD	Arc Fault Detection (Detecção de Falhas de Arco)
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
Homer	Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources
I_{MPP}	Corrente de operação no ponto de máxima potência
I_{sc}	Corrente de curto-circuito
kW	Quilowatt
kWp	Quilowatt Pico
kVA	Quilovolt-ampère
MW	Megawatt
MWh	Megawatt Hora
MPP	Power Point Tracking (Ponto de Máxima Potência)
MPPT	Maximum Power Point Tracking (Seguidor de Ponto de Máxima Potência)
NREL	National Renewable Energy Laboratory
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Energia
PRI	Período de Recuperação do Investimento
PVgis	Photovoltaic Geographical Information System

RESP	Rede Elétrica de Serviços Públicos
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
UP	Unidades de Produção
UPAC	Unidades de Produção em Autoconsumo
UPP	Unidades de Pequena Produção
VAL	Valor Atual Líquido
V_{MPP}	Nível de tensão no ponto de máxima potência
V_{OC}	Tensão de circuito aberto
W	Watt

Capítulo 1

Considerações Iniciais

1.1. Introdução

A utilização das fontes de energias renováveis, como as que provêm do sol, dos ventos, da ondulação do mar, dos recursos hídricos, dos fenômenos geotérmicos e de outros, está associada à diversificação da matriz energética para a geração de eletricidade, ou seja, está relacionada com a procura por diferentes fontes alternativas de energia que supram a demanda interna dos países, diminuindo, assim, a dependência do mercado de combustíveis fósseis.

A procura de soluções energéticas sustentáveis e mais eficientes envolve o aspecto ambiental, uma vez que são consideradas energias renováveis aquelas cujas fontes apresentam ciclo de renovação natural. Neste contexto, têm sido desenvolvidas tecnologias tanto no que se refere à exploração e ao fornecimento quanto à utilização das fontes de energias renováveis.

O aproveitamento da energia de radiação do sol (radiação eletromagnética) para a conversão em energia elétrica é uma alternativa à utilização excessiva dos recursos fósseis (petróleo, gás e carvão). Os sistemas de geração fotovoltaica podem ser aplicados para satisfazer uma utilização distribuída em pequena escala ou um modelo de produção centralizada.

A geração distribuída consiste na produção descentralizada de energia elétrica, no próprio local ou próximo ao local de consumo a partir de fontes renováveis, configurando uma solução energética e economicamente viável em determinados casos. A geração distribuída, uma vez que se trata de pequenas escalas, reduz os custos de transmissão e distribuição.

1.2. Objetivos

Neste tópico são apresentados o objetivo geral e os objetivos específicos do presente estudo.

1.2.1. Objetivo geral

O objetivo geral do presente trabalho é realizar o dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição pública de energia elétrica nas dependências do Instituto Politécnico de Bragança.

1.2.2. Objetivos específicos

Os objetivos específicos estão elencados a seguir:

- Utilização de ferramentas teóricas e matemáticas para o dimensionamento do sistema;
- Validação do dimensionamento por meio de ferramenta virtual de suporte;
- Análise da viabilidade econômica do projeto;
- Avaliação da eficiência energética da instalação.

1.3. Motivação

A relevância científica do tema pode ser evidenciada a partir das publicações de artigos e teses sobre este universo, nos últimos anos. Desta forma, a atualidade do estudo está associada à utilização de tecnologias alternativas para o desenvolvimento sustentável, assim como a perspectiva de investimento em fontes de energia renováveis.

Deste modo, na qualidade de pesquisadora e profissional em formação, saliento como motivação pessoal o compromisso ético e social em projetos científicos, a nível

nacional e internacional, que agreguem o investimento em tecnologias alternativas, eficientes e efetivas para o desenvolvimento social e econômico sustentáveis.

1.4. Estrutura do trabalho

O presente estudo está estruturado em nove capítulos. O primeiro capítulo traz uma breve introdução sobre a utilização de fontes de energia renováveis. Neste capítulo estão descritos o objetivo geral, os objetivos específicos e a motivação científica e pessoal para o desenvolvimento da pesquisa.

No segundo capítulo são abordados aspectos relevantes para um melhor entendimento dos sistemas fotovoltaicos, bem como as normas legais em vigor. Em seguida, no terceiro capítulo, são apresentadas as contribuições científicas de autores sobre o objeto em estudo. A metodologia da pesquisa está descrita no quarto capítulo e inclui a caracterização do projeto que envolve as etapas de desenvolvimento e as ferramentas de suporte utilizadas.

No quinto capítulo são apresentados os procedimentos relacionados ao desenvolvimento do projeto. No capítulo seguinte, é exposta a validação do projeto por meio da ferramenta computacional PVsyst. Já no sétimo capítulo é apresentado o estudo econômico do projeto. O oitavo capítulo aborda a análise da eficiência energética do sistema por meio do *software* Homer Energy. Por fim, o nono capítulo traz as considerações finais do estudo e as perspectivas de desenvolvimentos futuros.

Capítulo 2

Sistemas fotovoltaicos

Neste capítulo é estabelecida uma construção teórica dos aspectos mais relevantes para o desenvolvimento do presente trabalho. Desta forma, conteúdos relacionados ao cerne do projeto, sistemas fotovoltaicos, são considerados, bem como normas legais em vigor.

2.1. A radiação solar

No interior do Sol ocorrem reações nucleares de fusão que liberam energia. Esta energia alcança a superfície do Sol, denominada fotosfera, e se irradia através de partículas energéticas chamadas de fótons em todas as direções (Souza, 2016). A energia gerada a cada segundo é de, aproximadamente, 38×10^{25} J, entretanto, apenas uma pequena fração desta energia alcança a superfície terrestre, podendo ser aproveitada para geração de energia elétrica por meio de sistemas fotovoltaicos (Morais, 2009).

Na superfície do Sol, a potência da radiação solar é de, aproximadamente, 59,6 MW/m². Na periferia da atmosfera terrestre, a potência da radiação solar varia ao longo do ano, uma vez que a distância da Terra ao Sol não é constante devido ao movimento elíptico de rotação da Terra em torno do Sol (Morais, 2009). O valor médio da potência da radiação solar que atinge a atmosfera terrestre é de 1353 W/m² (Roriz, Rosendo, Lourenço, & Calhau, 2010).

A radiação que atinge a superfície terrestre pode ser dividida nas componentes direta, difusa e albedo. A primeira segue a direção do sol, a segunda sofre processos de difusão e reflexão durante o seu percurso e a última ocorre se a superfície de incidência estiver inclinada e representa a fração do fluxo da radiação solar incidente, direta ou difusa, que é reenviada em todas as direções por reflexão ou difusão na superfície de

reflexão. A variação da radiação incidente na superfície terrestre varia devido a fatores relacionados a efeitos na atmosfera de absorção e reflexão; variação da umidade, nuvens, poluição; latitude do local; estação do ano (Morais, 2009).

A radiação é um dos fenômenos de transmissão de calor que ocorre em um painel solar. Em relação à radiação solar que incide em um painel, as componentes direta, difusa e albedo devem ser consideradas. A fração da radiação solar que é absorvida por uma superfície depende da posição do Sol em relação a ela (Roriz, Rosendo, Lourenço, & Calhau, 2010).

2.2. Relações geométricas entre as superfícies e os raios solares

As relações geométricas entre as superfícies e os raios solares são importantes na determinação da parcela da radiação solar absorvida (Souza, 2016). Para tanto, algumas definições são explicitadas.

A latitude (φ) de uma localidade e a declinação solar (δ) determinam a trajetória do Sol no céu, em um dia específico (Souza, 2016). O primeiro termo se refere ao ângulo entre a vertical do local (zênite) e o equador terrestre. Já o segundo termo está relacionado à posição angular do Sol, ao meio-dia solar, em relação ao plano do equador. Os limites de variação da declinação solar são $\pm 23,5^\circ$ (Morais, 2009).

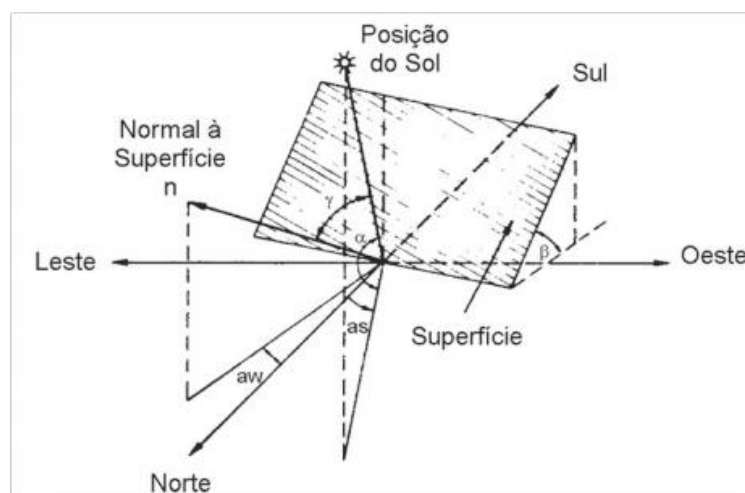


Figura 1: Relações geométricas Sol-Terra-painel solar (Souza, 2016)

Como ilustrado na Figura 1, o ângulo formado entre os raios solares e a normal à superfície de captação é denominado ângulo de incidência (γ) e quanto menor for esse ângulo, maior será a energia captada pela superfície. A inclinação (β) é o ângulo entre o painel solar e o plano horizontal (Souza, 2016).

A trajetória do Sol ao longo do dia pode ser descrita pelo azimute. Como mostrado na Figura 1, o azimute de superfície (a_w) é aquele formado entre a projeção da normal à superfície do painel solar e a direção norte-sul. Para o hemisfério norte o azimute é o sul, portanto, o deslocamento será considerado partir deste ponto cardeal. Por convenção, o azimute 0° é o sul. O azimute do Sol (a_s), por sua vez, é aquele entre a projeção dos raios solares na superfície horizontal e a direção norte-sul (Souza, 2016).

O ângulo compreendido entre os raios solares e a projeção dos mesmos sobre um plano horizontal é denominado altura solar (α). A altura solar pode ser determinada a partir dos valores de declinação e do ângulo de incidência ($\alpha = \varphi - \gamma$) (Morais, 2009).

O inverso da altura solar é o ângulo zenital (θ_z), ou seja, é o ângulo formado entre os raios solares e a vertical (zênite). O Sol só alcança o zênite na zona tropical. O ângulo zenital está relacionado ao ângulo que é necessário corrigir no painel solar a fim de posicioná-lo perpendicularmente em relação aos raios solares (Morais, 2009).

O movimento de rotação da Terra provoca um deslocamento angular do Sol, no sentido leste-oeste, a partir do meridiano local que é denominado ângulo horário do sol (ω). A Terra dá uma volta completa em torno do seu próprio eixo em aproximadamente um dia (24 horas). Portanto, cada hora do dia corresponde a um deslocamento de 15° (Souza, 2016).

2.3. Radiação solar recebida em um painel fotovoltaico

A radiação recebida numa superfície depende da radiação incidente, da estação do ano, da altura do sol e do ângulo de inclinação do painel. Para a determinação da radiação recebida em um painel fotovoltaico, a radiação incidente no instante, a área do painel e a inclinação do mesmo devem ser consideradas (Morais, 2009).

Uma inclinação do painel na horizontal assegura um maior ângulo de incidência e, conseqüentemente, são obtidos resultados melhores. Uma inclinação do painel na vertical, por sua vez, reduz o ângulo de incidência. Entretanto, existe um ângulo entre essas inclinações denominado ângulo ótimo (Morais, 2009).

Para sistemas fixos, o ângulo ótimo pode ser definido com base no valor médio anual. Entretanto, é comum utilizar uma inclinação igual à latitude. Para todos os sistemas, no hemisfério norte os painéis fotovoltaicos devem ser orientados a sul e no hemisfério sul orientados a norte (Morais, 2009).

2.4. Efeito fotovoltaico

A transformação da radiação solar em energia elétrica através de células solares fotovoltaicas é denominada efeito fotovoltaico. As células solares fotovoltaicas são constituídas por semicondutores (Souza, 2016). Este efeito consiste no aparecimento de uma diferença de potencial nas extremidades de uma estrutura de material semicondutor, decorrente da absorção de luz. O silício cristalino é o principal elemento semicondutor utilizado na confecção da célula solar (Morais, 2009).

Os materiais semicondutores, como o silício, apresentam uma banda de valência, preenchida por elétrons, separada da banda de condução, desprovida de elétrons, pelo *gap* de energia. O átomo de silício apresenta quatro elétrons na camada de valência e pode formar ligações covalentes com átomos vizinhos de silício, criando uma estrutura reticulada (Morais, 2009).

A condutividade nos semicondutores pode ser aumentada por meio da introdução de elementos na estrutura reticulada. Este processo é denominado dopagem. Existem dois tipos de dopagem, a dopagem tipo n em que as impurezas dopantes utilizadas são pentavalentes e a dopagem tipo p cujos elementos adicionados são trivalentes (Roriz, Rosendo, Lourenço, & Calhau, 2010).

Na dopagem tipo n, átomos com cinco elétrons de valência são inseridos na estrutura reticulada, compartilhando quatro de seus elétrons com os átomos de silício.

Os elétrons em excesso viram cargas livres negativas. Na dopagem tipo p, átomos com três elétrons de valência são inseridos na estrutura reticulada, as ligações que ficam faltando formam lacunas (Roriz, Rosendo, Lourenço, & Calhau, 2010).

A junção de uma estrutura tipo p com uma estrutura tipo n forma a junção p-n. O tipo p tem falta de elétrons, apresentando átomos aceitadores, com lacunas que podem ser preenchidas por elétrons. O tipo-n, por sua vez, tem excesso de elétrons, contendo átomos doadores com um elétron extra (Roriz, Rosendo, Lourenço, & Calhau, 2010).

Se fótons com energia maior que a energia do *gap* incidirem sobre a junção p-n, haverá geração de pares elétrons-lacuna, originando uma corrente elétrica. O campo elétrico criado na junção p-n permite que a corrente flua em um único sentido e constitui a base de funcionamento de uma célula solar (Roriz, Rosendo, Lourenço, & Calhau, 2010).

2.5. Tipos de sistemas fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em isolados (Figura 2), conectados à rede de distribuição (Figura 3) ou ainda podem apresentar uma configuração híbrida com outra fonte de energia, podendo esta ser renovável ou não (Figura 4).

Os sistemas isolados são autônomos em relação ao fornecimento de energia, podendo ser do tipo doméstico ou constituírem uma pequena rede de baixa tensão autônoma. As baterias de acumuladores são importantes, atuando como reserva energética do sistema (Morais, 2009). A Figura 2 exemplifica um sistema fotovoltaico isolado.

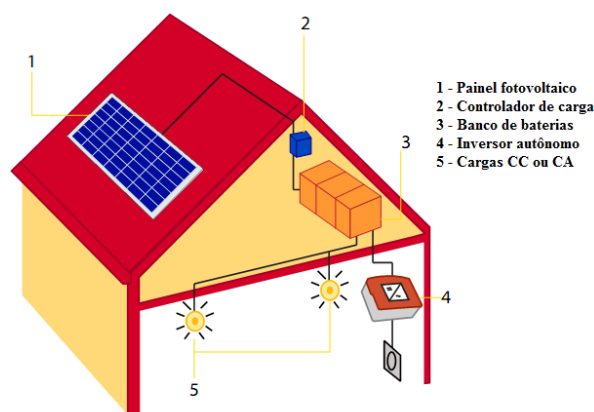


Figura 2: Sistema fotovoltaico isolado (Souza, 2016)

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede, também denominados *on-grid*, não utilizam necessariamente dispositivos de armazenamento de energia, injetando a energia produzida excedente na rede de distribuição (Souza, 2016). Um sistema de ligação à rede permite a integração com as companhias distribuidoras de energia (Pereira & Oliveira, 2015).

Os equipamentos que constituem um sistema de venda à rede de uma instalação solar são módulos fotovoltaicos, inversor, contador bidirecional responsável pela contagem elétrica durante o período de funcionamento do sistema, portinhola que permite a interligação dos cabos do consumidor e do produtor e que contém as respectivas proteções e elementos que protegem o sistema em caso de curto-circuito, descargas atmosféricas e sobrecargas (Pereira & Oliveira, 2015). A Figura 3 mostra um sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição.

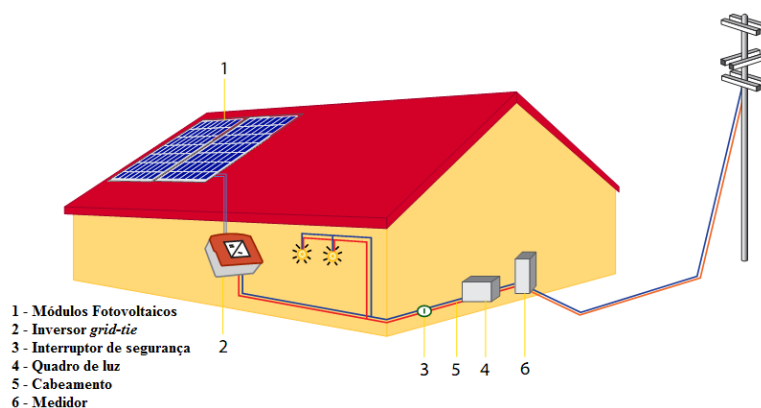


Figura 3: Sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição (Souza, 2016)

Um sistema híbrido consiste na associação de um sistema fotovoltaico com outro sistema de geração de eletricidade. Este sistema pode utilizar fontes renováveis, como um sistema eólico, ou pode ser um sistema convencional, como um gerador a diesel. Um sistema fotovoltaico híbrido pode apresentar ou não sistema de armazenamento de energia (Souza, 2016). A Figura 4 mostra um esquema de um sistema fotovoltaico híbrido.

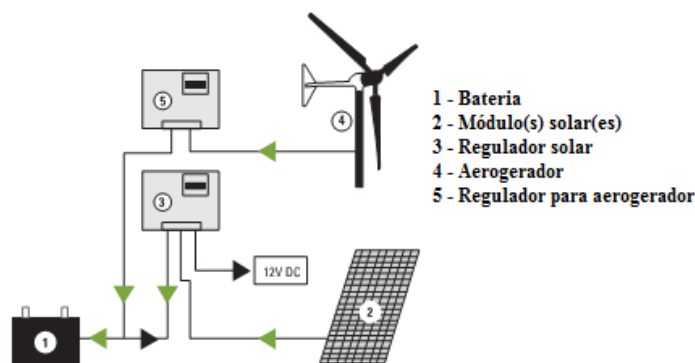


Figura 4: Sistema fotovoltaico híbrido 12 V CC (Pereira & Oliveira, 2015)

2.6. Componentes de um sistema fotovoltaico

Os componentes instalados em sistemas fotovoltaicos variam de acordo com a aplicação considerada, ou seja, se o sistema for isolado ou conectado à rede com ou sem necessidade de acumulação. Os principais componentes incluem as células solares fotovoltaicas, os módulos fotovoltaicos, as baterias, os reguladores de carga e os inversores (Roriz, Rosendo, Lourenço, & Calhau, 2010).

2.6.1. Células solares fotovoltaicas

A unidade básica de um sistema fotovoltaico é a célula solar fotovoltaica. As células fotovoltaicas são responsáveis pela conversão da radiação solar em eletricidade (Souza, 2016). A célula solar é constituída de um semicondutor, que absorve a radiação e converte em portadores de carga, da junção que separa estes portadores de carga e dos

contatos frontal e posterior que permite a condução da corrente elétrica para o circuito associado (Roriz, Rosendo, Lourenço, & Calhau, 2010).

O silício é o segundo elemento mais abundante na crosta terrestre (Morais, 2009) e o principal material semicondutor utilizado na fabricação das células solares fotovoltaicas (Roriz, Rosendo, Lourenço, & Calhau, 2010). As tecnologias de silício cristalino representam 97% da produção mundial de células (International Energy Agency, 2018).

O princípio de funcionamento da célula solar fotovoltaica é similar ao funcionamento clássico de um diodo com uma junção p-n. Quando a junção absorve a luz solar, a energia captada dos fótons é transferida para o sistema elétron-próton do material, criando transportadores de carga, ou seja, pares elétron-buraco que estão separados na junção, em um material semicondutor sólido (Patel, 2006).

Os transportadores de carga na região da junção formam uma barreira de potencial, são acelerados por ação do campo elétrico e circulam como uma corrente através de um circuito externo. O quadrado da corrente multiplicado pela resistência do circuito é a energia convertida em eletricidade. A energia do fóton remanescente eleva a temperatura da célula e o calor é dissipado no meio (Patel, 2006).

O circuito equivalente de uma célula fotovoltaica pode ser representado conforme esquema mostrado na Figura 5. A corrente nos terminais de saída (I) é igual a corrente gerada pela incidência da luz solar (I_L) menos a corrente do diodo (I_D) e a corrente em paralelo desviada (I_{SH}). A resistência em série (R_S) representa a resistência interna ao fluxo de corrente e depende da dimensão da junção p-n, das impurezas e da resistência dos contatos metálicos. A resistência em paralelo (R_{SH}) é inversamente proporcional a corrente de fuga para terra (Patel, 2006).

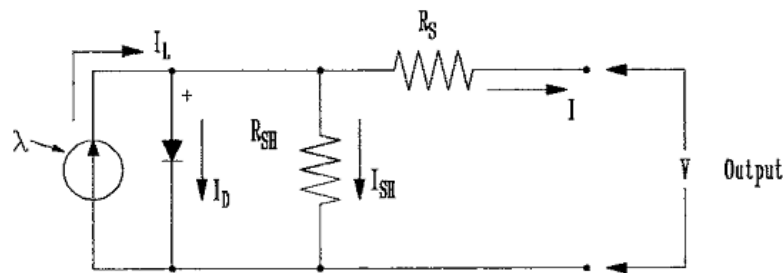


Figura 5: Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica (Patel, 2006)

2.6.1.1. Tipos de células solares fotovoltaicas

O silício monocristalino apresenta uma estrutura molecular ordenada, ou seja, cada átomo ocupa uma posição definida e equilibrada, formando uma estrutura cristalina com um comportamento uniforme (Roriz, Rosendo, Lourenço, & Calhau, 2010). Na Figura 6 são mostradas células de silício monocristalino. Estas células apresentam eficiência comercial entre 16 e 25% (International Energy Agency, 2018).

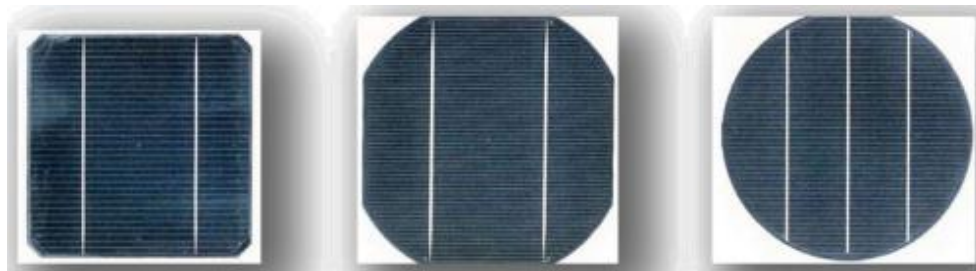


Figura 6: Células de silício monocristalino (Souza, 2016)

O silício policristalino (Figura 7) apresenta descontinuidades na sua estrutura molecular, uma vez que é constituído por vários pequenos cristais (Roriz, Rosendo, Lourenço, & Calhau, 2010). Desta forma, as células fotovoltaicas que utilizam o silício policristalino apresentam custos de fabricação inferiores e sua eficiência comercial varia entre 14 e 18% (International Energy Agency, 2018).



Figura 7: Células de silício policristalino (Souza, 2016)

As células solares de filme fino são formadas pela deposição de uma fina camada homogênea de átomos de silício e átomos dopantes num substrato. Os semicondutores mais utilizados são o silício amorfo, o disseleneto de cobre e índio (gálio) e o telureto de cádmio (Souza, 2016).

Na Figura 8 está ilustrado um módulo de silício amorfo. O silício amorfo apresenta uma estrutura irregular, sendo sua fabricação mais barata do que a de silício policristalino (Roriz, Rosendo, Lourenço, & Calhau, 2010). A eficiência das células de silício amorfo diminui nos primeiros 6 a 12 meses de funcionamento devido à degradação provocada pela luz (Souza, 2016).



Figura 8: Módulo de silício amorfo (Souza, 2016)

2.6.1.2. Parâmetros elétricos das células solares fotovoltaicas

A tensão de circuito aberto (V_{OC}) e a corrente de curto-circuito (I_{SC}) são dois parâmetros utilizados para descrever o desempenho elétrico das células solares expostas à radiação solar. A I_{SC} é medida quando os terminais de saída da célula são curto-

circuitados, sendo equivalente a I_L . A máxima tensão fotovoltaica é medida em condições de circuito aberto (Patel, 2006).

A característica elétrica genérica de uma célula solar fotovoltaica é expressa por meio da curva da corrente versus a tensão. A curva é traçada sob duas condições: exposição à luz solar e ausência de luz. O ponto onde a tensão é igual à zero expressa a I_{SC} . O ponto onde a corrente é zero expressa a V_{OC} (Patel, 2006). A Figura 6 mostra uma curva de corrente versus tensão de um módulo fotovoltaico.

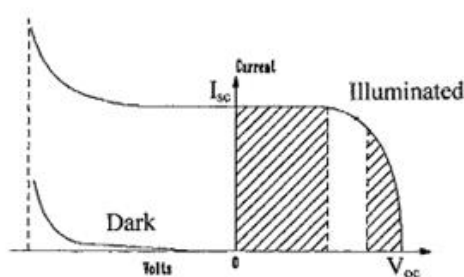


Figura 9: Curva da corrente versus a tensão de um módulo fotovoltaico exposto a luz solar e na ausência de luz solar (Patel, 2006)

2.6.2. Módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos apresentam uma estrutura que engloba um núcleo fotovoltaico, constituído pelas células solares conectadas entre si, geralmente em série; uma cobertura transparente de vidro para assegurar a proteção física das células e a passagem de radiação solar; uma camada fina de revestimento de plástico anti-refletor e uma estrutura de suporte para fixação e encapsulamento (Roriz, Rosendo, Lourenço, & Calhau, 2010), como exemplificado na Figura 10. Normalmente, são comercializados com potências que variam entre 50 e 400 W (International Energy Agency, 2018).

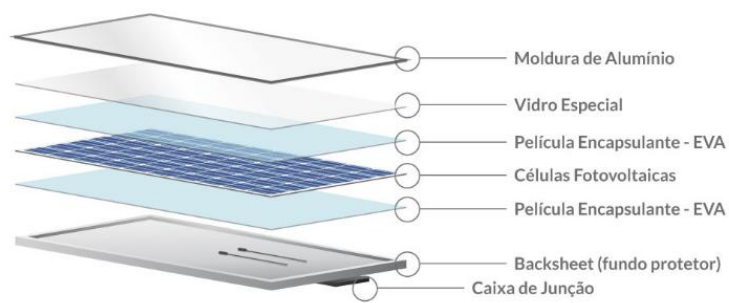
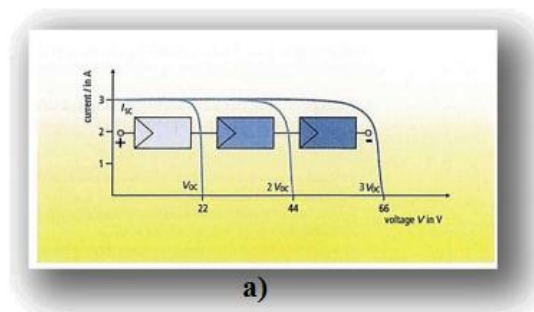


Figura 10: Constituição de um módulo fotovoltaico (Fontes, 2018)

Um conjunto de módulos fotovoltaicos agrupados e eletricamente interligados entre si, em série ou paralelo, para fornecer uma voltagem específica e produzir corrente elétrica contínua é denominado gerador fotovoltaico (Roriz, Rosendo, Lourenço, & Calhau, 2010).

2.6.2.1. Associação de módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos podem ser associados em série (Figura 11-a), paralelo (Figura 11-b) ou por meio de uma associação mista (Figura 11-c). A primeira permite a obtenção de maiores tensões, a segunda a obtenção de maiores correntes e a terceira permite a aquisição das características das associações em série e em paralelo (Morais, 2009).



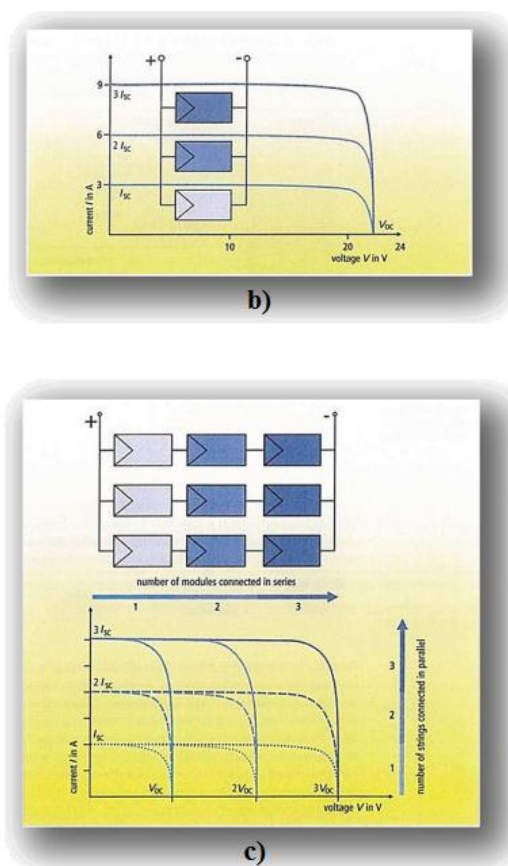


Figura 11: Comportamento de uma associação de módulos a) em série, b) em paralelo e c) mista (Souza, 2016)

Na associação em série, as tensões de cada módulo são somadas e a tensão do gerador fotovoltaico será o somatório das tensões individuais. Por sua vez, a corrente será a média das correntes de cada módulo. Na associação em paralelo, as correntes de cada módulo são somadas. Já o valor da tensão será a média das tensões geradas. Quando se objetiva alcançar a tensão nominal do sistema e a potência de pico do processo, é possível recorrer à associação mista (Souza, 2016).

2.6.2.2. Efeitos do clima sobre o projeto elétrico de um gerador fotovoltaico

Os efeitos sobre o projeto elétrico de um gerador fotovoltaico envolve a intensidade do sol, o ângulo do sol e a temperatura de operação que constituem os

principais fatores que influenciam no desenvolvimento do projeto elétrico de um gerador fotovoltaico (Patel, 2006).

A magnitude da corrente fotovoltaica é máxima em condições de pleno sol. Em um dia parcialmente ensolarado, a diminuição da corrente fotovoltaica é diretamente proporcional à intensidade do sol. Em um dia nublado, a curva da corrente versus a tensão alcança níveis inferiores e a I_{SC} , por sua vez, decresce. A redução da V_{OC} é pequena (Patel, 2006).

A eficiência da conversão fotovoltaica da célula solar é a mesma em um dia ensolarado e em um dia nublado. A obtenção de potências de saída menores em um dia nublado está exclusivamente associada à menor quantidade de energia solar que incide sobre a célula (Patel, 2006).

A corrente de saída de uma célula fotovoltaica é dada por uma relação cossenoidal ($I = I_0 \times \cos\theta$) que associa a corrente com um sol de referência ao ângulo da linha do sol medido a partir da normal. Esta lei cossenoidal abrange ângulos entre 0° e 50° , a partir do qual a saída elétrica desvia significativamente da relação. A célula deixa de produzir para ângulos superiores a 85° (Patel, 2006).

A variação da temperatura também afeta o funcionamento das células solares fotovoltaicas. O aumento da temperatura faz com que haja um aumento da I_{SC} , ao passo que a elevação da temperatura faz com que a V_{OC} decresça (Patel, 2006).

2.6.2.3. Efeitos do sombreamento nos módulos fotovoltaicos

O sombreamento nos módulos fotovoltaicos pode comprometer tanto a eficiência quanto a segurança dos mesmos (Morais, 2009). No caso de sombreamento de uma célula, esta poderá converter eletricidade em calor, agindo como uma resistência atravessada pela corrente produzida pelos outros módulos e sujeita a uma tensão elevada. Se a corrente que atravessa a célula sombreada for suficientemente alta, poderá surgir o ponto quente (*hot-spot*), podendo danificá-la (Souza, 2016).

O papel dos diodos de desvio (*bypass*), nestes casos, envolve a alteração do trajeto das correntes, impedindo que passem pelo módulo sombreado em sentido inverso, mantendo a produção, embora diminuída, e evitando a formação dos pontos quentes (Morais, 2009). Na Figura 12-a está ilustrada a situação de sombreamento com consequente conversão da eletricidade em calor e na Figura 12-b a situação de desvio da corrente reversa pelos diodos de *bypass*.

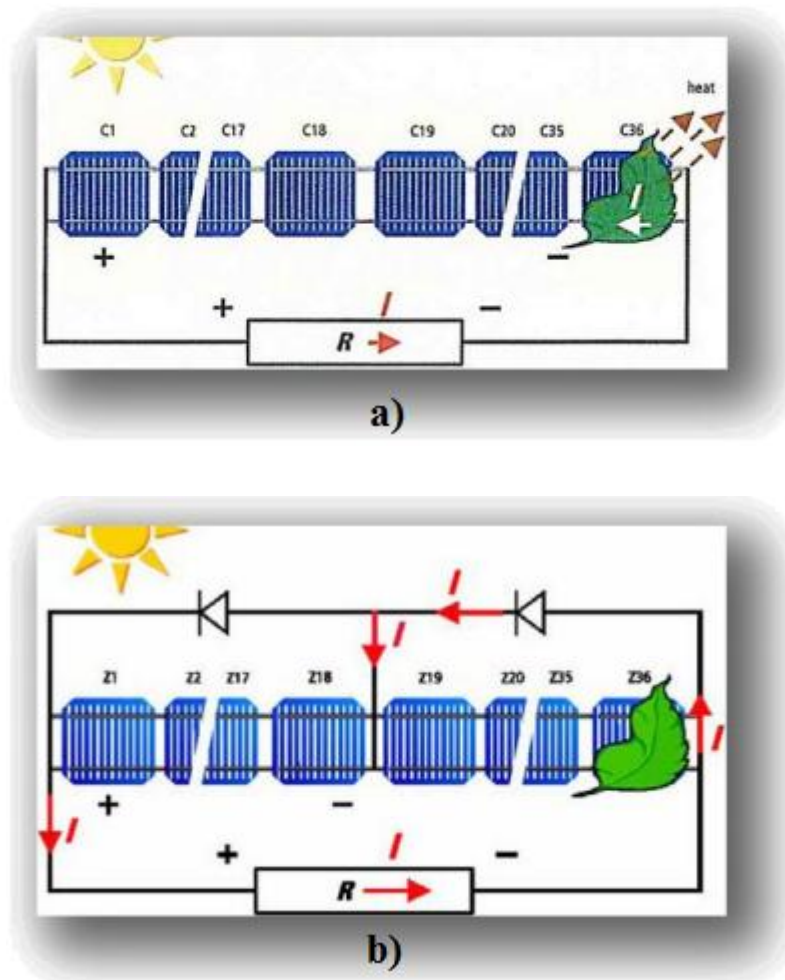


Figura 12: a) Célula sombreada convertendo eletricidade em calor e b) Ação dos diodos de *bypass* desviando a corrente reversa (Souza, 2016)

2.6.3. Baterias

As baterias são dispositivos utilizados para armazenar energia elétrica na forma de corrente contínua (CC), existindo a possibilidade de acumular e disponibilizar energia em períodos de pouca exposição à luz solar, em períodos noturnos, durante paragem do gerador fotovoltaico ou para arranque de motores (Roriz, Rosendo, Lourenço, & Calhau, 2010).

As baterias de acumuladores são constituídas externamente por um vaso e internamente por dois eletrodos interligados por um eletrólito, constituindo um circuito interno. As mais utilizadas são as baterias de ácido-chumbo cujo eletrólito é um ácido, normalmente ácido sulfúrico, e os eletrodos são de chumbo (Morais, 2009).

Alguns parâmetros das baterias de acumuladores que devem ser considerados são a capacidade (expressa em Ah), ou seja, o valor da corrente que uma bateria seria capaz de fornecer durante uma hora; o tempo de descarga que está associado ao tempo convencional que a bateria deve descarregar; a auto-descarga que indica a percentagem de descarga da bateria mesmo quando não utilizada e a profundidade de descarga que representa o valor máximo para descarga da bateria (Morais, 2009).

A eficiência de uma bateria é o produto entre a eficiência de carga e a eficiência de potência. A primeira se relaciona com a fração de carga acumulada no carregamento que é utilizada durante a descarga e a segunda é o quociente entre a tensão de descarga e a tensão de carga. As baterias de ácido-chumbo apresentam uma eficiência global de 72% (Roriz, Rosendo, Lourenço, & Calhau, 2010).

2.6.4. Reguladores de carga

O regulador de carga é um dispositivo que controla o fluxo de energia entre o gerador e a carga. Este equipamento é responsável por proteger as baterias contra sobrecargas e descargas profundas, além de permitir a monitoração e segurança da instalação (Roriz, Rosendo, Lourenço, & Calhau, 2010).

Os reguladores de carga são classificados em regulador série que apresentam um interruptor entre o gerador e a bateria para interromper o fornecimento de energia quando a tensão atinge um valor específico, regulador paralelo que curto-circuita o gerador fotovoltaico quando a bateria está completamente descarregada (Roriz, Rosendo, Lourenço, & Calhau, 2010) e regulador MPP que situa o funcionamento do sistema no ponto de máxima potência (MPP) mantendo a tensão em um nível superior ao da bateria para que a mesma carregue (Morais, 2009).

2.6.5. Inversores

O inversor é um dispositivo essencial para suprimento de energia elétrica a equipamentos que só funcionem a corrente alternada (CA), sendo capaz de produzir uma tensão com CA para as cargas (conversor CC/CA), bem como fornecer à carga uma tensão diferente da tensão gerada pelos painéis (conversor CC/CC) (Roriz, Rosendo, Lourenço, & Calhau, 2010). De acordo com o tipo de sistema fotovoltaico, são utilizados inversores autônomos ou *grid-tie* (Souza, 2016). A Figura 13 mostra exemplos de inversores *grid-tie*.



Figura 13: Inversores *grid-tie* (Souza, 2016)

2.6.5.1. Inversores para sistemas fotovoltaicos isolados

Em sistemas fotovoltaicos isolados com acumuladores, o armazenamento da energia nas baterias e o fornecimento de energia para o consumo são feitos em CC. Entretanto, no caso de haver cargas CA a alimentar, ou seja, aparelhos eletrônicos

convencionais que requeiram alimentação em CA, o inversor tem a função de converter a tensão contínua em tensão alternada, com a frequência e a amplitude da rede (Carneiro, 2009). A Figura 14 mostra um sistema fotovoltaico isolado com cargas em CC e CA.

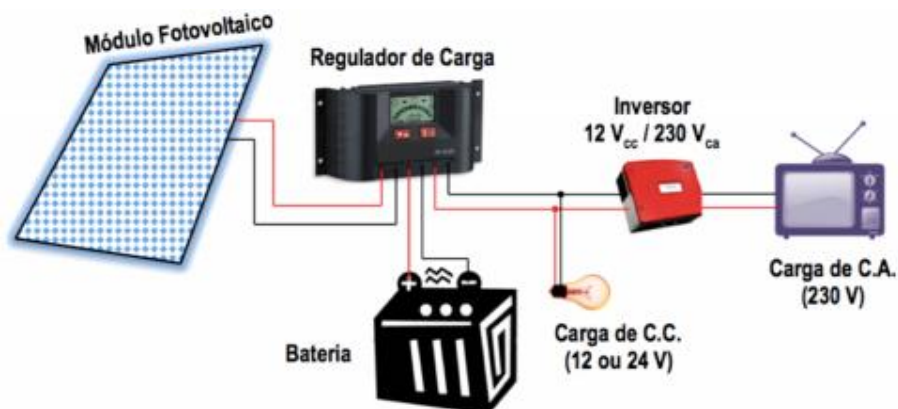


Figura 14: Sistema fotovoltaico isolado com cargas CC e CA (Carneiro, 2009)

2.6.5.2. Inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede

Nos sistemas conectados à rede, a energia elétrica gerada é entregue à rede de distribuição. Os dispositivos responsáveis pelo fornecimento de energia à rede são os inversores *grid-tie* que possuem controle sobre a tensão, fase e frequência. Estes inversores podem ser ligados através de um ponto de conexão da instalação com a concessionária e o excedente produzido não utilizado pela edificação é injetado na rede ou inversores diretamente conectados à rede (Souza, 2016).

As funções desses inversores incluem a conversão da corrente CC produzida pelo gerador fotovoltaico em CA, ajuste do MPP do inversor para maximizar o rendimento, registro dos dados de operação, além da existência de dispositivos de proteção em CC e CA (Souza, 2016).

O inversor *grid-tie* deve operar no MPP do gerador fotovoltaico com o intuito de fornecer o máximo de energia à rede. Portanto, uma vez que o MPP muda de acordo com as condições climatológicas, o inversor deve possuir um sistema de seguimento de MPP para ajuste automático da tensão de entrada do inversor, de acordo com a tensão

MPP a cada instante (Souza, 2016). Em sistemas com potência de pico inferior a 5 kWp, os inversores *grid-tie* normalmente são monofásicos. Em sistemas com potências superiores, estes inversores geralmente são trifásicos (Souza, 2016).

Os inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede podem ser classificados em inversor central quando a conversão CC/CA do sistema é assegurada por um único inversor; inversor de fileira no caso em que é utilizado um inversor por fileira para realizar a conversão CC/CA; inversor de várias fileiras quando a conversão CC/CA de uma ou várias fileiras é efetuada por um inversor e inversor com módulo integrado no caso em que existe um inversor associado a cada módulo (Abella & Chenlo, 2004).

Os inversores centrais são normalmente utilizados em sistemas com potências instaladas que variam entre 20 e 400 kW, onde o gerador fotovoltaico está conectado em *strings* (fileiras) em paralelo e a conversão CC/CA está centralizada em um inversor comum (Abella & Chenlo, 2004).

O inversor de fileira se baseia no conceito modular em que cada fileira de módulos está conectada geralmente a um inversor com potência entre 1 e 3 kW para injetar energia na rede CA (Abella & Chenlo, 2004). Esta configuração que consiste em módulos conectados sujeitos a orientação e sombreamento semelhantes permite uma melhor adaptação da potência às condições de irradiação (Roriz, Rosendo, Lourenço, & Calhau, 2010).

O inversor de várias fileiras contém, em uma unidade, vários conversores CC/CC e rastreadores de MPP independentes que injetam a energia em um inversor CC/CA comum. Fileiras com características nominais, tamanhos ou tecnologias diferentes, e *strings* com orientações, inclinação ou sombreamento distintos podem ser conectadas a um inversor comum, enquanto cada fileira trabalha no seu respectivo MPP (Abella & Chenlo, 2004).

Um inversor com módulo integrado ou módulo CA é uma combinação de um único módulo fotovoltaico e um inversor (Abella & Chenlo, 2004). A Figura 15 ilustra os quatro tipos de inversores supracitados.

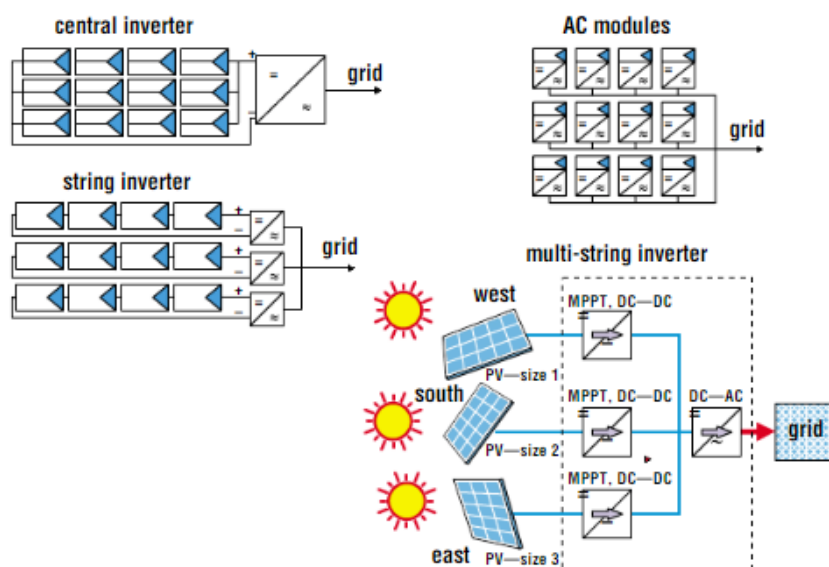


Figura 15: Tipos de inversores para sistemas conectados à rede (Abella & Chenlo, 2004)

2.7. Contexto legislativo

O Decreto Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro estabelece o enquadramento legislativo aplicável à produção descentralizada de energia elétrica em unidades de produção (UP), em Portugal. A atividade de produção de eletricidade em UP pode ser dividida em Unidades de Pequena Produção (UPP) e Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC). O órgão responsável pela decisão, coordenação e acompanhamento da atividade de produção local é a Direção Geral de Energia e Geologia (DGE).

A produção distribuída por meio de UPAC se baseia na utilização de fontes renováveis ou não, com ou sem ligação à rede elétrica pública para a geração de eletricidade. A produção em UPP, por sua vez, envolve a utilização exclusiva de fontes renováveis com ligação à rede (Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, 2014).

No regime de autoconsumo, a energia produzida anualmente não deve exceder as necessidades de consumo, sendo injetada preferencialmente na instalação de consumo e eventuais excedentes podem ser injetados na rede elétrica de serviço público

(RESP). A potência de ligação, ou seja, a potência nominal do inversor em uma UPAC não deve ser superior à potência contratada. Já em uma UPP a energia produzida é totalmente injetada na RESP. A potência de ligação nestes casos não deve ser superior à potência contratada e inferior a 250 kW (Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, 2014).

Para o autoconsumo, unidades com potência instalada superior a 1 MW necessitam de licença de produção e certificado de exploração; quando a potência instalada for superior a 200 W e inferior a 1,5 kW ou cuja instalação não esteja ligada à RESP é necessário apenas uma comunicação prévia; unidades com potências instaladas inferiores a 200 W não necessitam de controle prévio (Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, 2014). A Figura 16 mostra o modelo de funcionamento de uma UPAC.

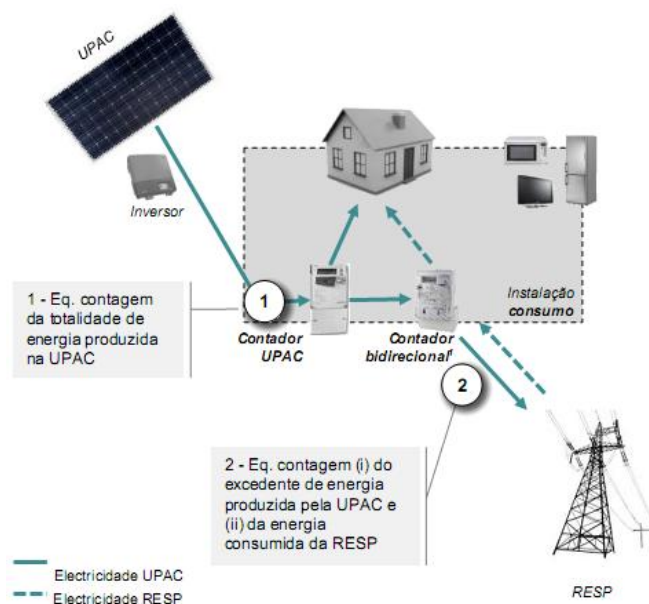


Figura 16: Modelo de funcionamento de uma UPAC (Potência > 1,5 kW) (Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, 2014)

A produção de eletricidade em UPP, regime utilizado no desenvolvimento do presente estudo, se baseia na geração a partir de uma única tecnologia cuja potência de ligação à rede não deve ser superior à potência contratada na instalação de consumo e inferior a 250 kW. A produção anual deve ser menor do que duas vezes o consumo da

instalação, bem como a totalidade da energia ser vendida (Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, 2014).

No regime supracitado, a tarifa é atribuída por meio de um modelo de licitação para a totalidade da produção. A contagem é obrigatória para todas as potências para a faturação. O processo de licenciamento é gerido via plataforma eletrônica, sendo necessários o registro e o certificado de exploração, obtidos após inspeções obrigatórias (Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, 2014). A Figura 17 mostra o modelo de funcionamento de uma UPP.

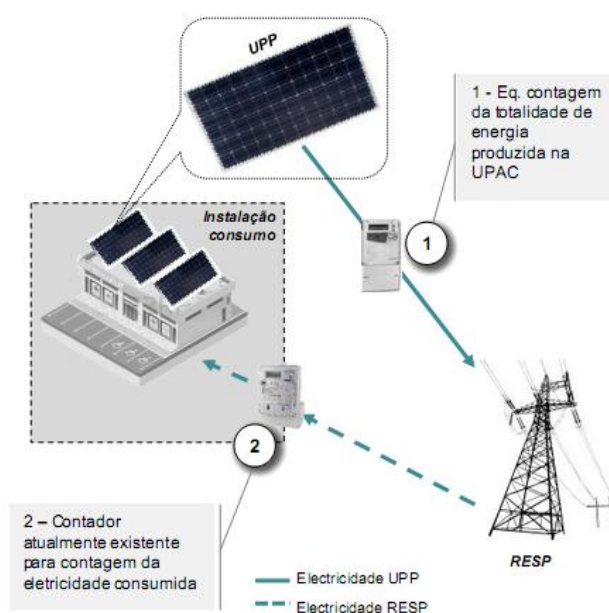


Figura 17: Modelo de funcionamento de uma UPP (Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, 2014)

O regime de pequena produção pode ser dividido em três categorias para atribuição de potência. A categoria I é aquela em que o produtor pretende proceder apenas à instalação de uma UPP; a categoria II envolve a instalação de uma tomada elétrica para o carregamento de veículos elétricos, além da UPP; a categoria III associa a instalação de uma UPP à instalação de coletores solares térmicos com um mínimo de 2 m² de área útil ou de caldeira de biomassa (Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, 2014).

A remuneração da energia elétrica ativa produzida na instalação e entregue à RESP é atribuída de acordo com a tarifa obtida com base em um modelo de licitação. Os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência. A tarifa atribuída em leilão vigora por um período de 15 anos. Entretanto, a energia injetada na rede fora dos limites estabelecidos não é remunerada. (Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, 2014).

Capítulo 3

Estado da Arte

Neste capítulo são apresentadas pesquisas associadas ao tema do presente trabalho. O levantamento das publicações na área possibilita a compreensão da evolução do conhecimento sobre o tema proposto. Para tanto, são apontados dados relevantes de trabalhos cujo enfoque inclui aspectos associados à implantação, à avaliação do desempenho e à viabilidade de sistemas fotovoltaicos.

Segundo a Agência Internacional de Energia (International Energy Agency, 2018), a capacidade total instalada mundial, no final de 2017, totalizou 402,5 GW. Deste montante, a China contribuiu com 131 GW da capacidade total instalada, os Estados Unidos da América com 54 GW, seguidos do Japão com 49 GW.

Com relação às células fotovoltaicas, estas estão disponíveis, normalmente, em unidades de 12,5 cm e 15 cm. As células cristalinas à base de lâminas de silício respondem por mais de 97% da produção global; as de silício monocristalino e policristalino apresentam eficiência comercial entre 16% e 25% e 14% e 18%, respectivamente. Já para as células de filme fino e para as células orgânicas de película fina foi verificada eficiência em laboratório de 21% e 27,3%, respectivamente (International Energy Agency, 2017).

Os módulos fotovoltaicos são tipicamente classificados entre 50 W e 400 W. Os painéis a base de silício cristalino apresentam eficiência comercial entre 17 e 22,7%. Os módulos a base de filme fino, por sua vez, apresentam eficiência entre 7% e 16% (International Energy Agency, 2017).

Um estudo foi realizado na Faculdade de Ciências e Tecnologias Mohammedia, em Marrocos, com o intuito de analisar o desempenho e avaliar os indicadores econômicos de dois sistemas fotovoltaicos de 4,08 kWp conectados à rede. A planta era

composta de dois tipos de tecnologia de silício, a saber, monocristalino e policristalino (Elamim, Hartiti, Haibaoui, Lfakir, & Thevenin, 2019).

A energia total gerada, o rendimento final e de referência, a relação de desempenho, a eficiência do sistema e o fator de capacidade foram os parâmetros utilizados para avaliação da performance dos sistemas. Para avaliação econômica, foram considerados o valor atual líquido (VAL), período de retorno do investimento e o custo nivelado da energia (Elamim, Hartiti, Haibaoui, Lfakir, & Thevenin, 2019).

Os resultados obtidos apontaram que o sistema desenvolvido com a tecnologia de silício policristalino apresentou um desempenho um pouco mais elevado quando comparado com aquele de silício monocristalino, evidenciado pela relação de desempenho de 82%, pelo fator de capacidade de 21,93%, bem como pelo *payback* de 12 anos (Elamim, Hartiti, Haibaoui, Lfakir, & Thevenin, 2019).

Junior et al. (2018) realizaram um estudo na Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Campus Curitiba, onde avaliaram dois sistemas fotovoltaicos conectados à rede, um de 2,1 kWp e outro de 10,2 kWp que estavam em operação desde dezembro de 2011 a setembro de 2017. O primeiro estava instalado segundo a orientação do telhado, não favorecendo o seu máximo desempenho. O segundo se encontrava orientado em condições ótimas. O estudo realizou o monitoramento da energia gerada pelos sistemas e considerou indicadores de produtividade, taxa de performance e fator de capacidade (Junior, Tonin, Mariano, & Tiepolo, 2018).

O monitoramento de ambos os sistemas confirmaram a aplicabilidade urbana da geração distribuída de energia. Os sistemas operaram de maneira silenciosa, limpa e sem requerer uma área adicional para a instalação, uma vez que os painéis foram instalados nas coberturas dos prédios. A confiabilidade dos sistemas pode ser notada pela operação ininterrupta e pela ausência da necessidade de substituição de equipamentos. A limpeza dos módulos foi a única intervenção necessária (Junior, Tonin, Mariano, & Tiepolo, 2018).

Um estudo foi realizado com o objetivo de avaliar a viabilidade da implantação de um sistema fotovoltaico com potência de pico de 110 kW conectado à rede, na

cobertura em um prédio residencial, na Índia. A simulação foi realizada com o auxílio do *software* Solagis PV Planner para análise do desempenho do sistema e comparação com diferentes tecnologias, baseados na energia produzida e na taxa de performance (Shukla, Sudhakar, & Baredar, 2016).

As quatro tecnologias analisadas incluem células de silício cristalino, silício amorfo, telureto de cádmio e diseleneto de cobre e índio. Estas duas últimas tecnologias apresentaram relação de desempenho superior a 75%. As quatro tecnologias apresentaram produção de energia elétrica satisfatória em climas tropicais, com valores superiores a 1513 kWh/kW_p. Além disso, a eletricidade gerada pelo sistema pode ser empregada para alimentar a bomba de água, assim como para iluminação e outras aplicações elétricas do prédio (Shukla, Sudhakar, & Baredar, 2016).

Charfi et al. desenvolveram um estudo experimental de um painel fotovoltaico específico, auto-resfriado por ventilação natural, com o objetivo de melhorar seu desempenho e evitar o acúmulo de poeira. O sistema foi testado para duas naturezas de solo, branco e cinza, e para dois ângulos de inclinação, 0° e 30° (Charfi, Chaabane, Mhiri, & Bournot, 2018).

Os resultados observados mostraram que o painel fotovoltaico apresentou melhor desempenho quando inclinado, sendo possível maior captação da radiação solar e conseqüentemente uma produção de energia elétrica mais elevada. Em relação à natureza do solo em que o painel é alocado, a coloração branca favorece a maior produção elétrica, uma vez que permite a operação com parte adicional da radiação solar que é aquela refletida pelo solo (Charfi, Chaabane, Mhiri, & Bournot, 2018).

Um modelo computacional de fluido dinâmico 3D foi desenvolvido para avaliar o desempenho do sistema e foi comparado com um modelo plano. Os resultados da simulação mostraram conformidade com os dados experimentais, ou seja, mostraram o efeito da ventilação e das temperaturas mais baixas na melhora do desempenho do sistema (Charfi, Chaabane, Mhiri, & Bournot, 2018).

O estudo de Rajput et al. (2018) avaliou o ciclo de vida de um sistema de 3,2 kW de telureto de cádmio utilizando dados do clima composto da Índia. O sistema

fotovoltaico foi analisado sob condições semelhantes de radiação solar, temperatura ambiente e velocidade do vento. O tempo de retorno do investimento de 3,60 anos, o fator de produção de energia de 0,27 e a eficiência de conversão do ciclo de vida de 0,0018 foram alguns parâmetros analisados, sendo obtidos resultados satisfatórios para um período de vida útil de 30 anos do sistema (Rajput, Singh, Tiwari, Sastry, Dubey, & Pandey, 2018).

Um trabalho realizado em Bucaramanga, na Colômbia, descreveu o dimensionamento e simulação de um sistema fotovoltaico de 1 kWp conectado à rede, utilizando a ferramenta virtual PVsyst. A simulação evitou o sobredimensionamento ou subdimensionamento, favorecendo a aproximação às condições reais. Além disso, foram realizados cálculos teóricos para comparação com os resultados simulados. A diferença de 5,6% entre os métodos não foi significativa, apontando a confiabilidade do *software* (Moñoz, Vargas, Pinilla, & Vásquez, 2016).

Kumar et al. (2017) avaliaram a performance de um sistema fotovoltaico de 100 kWp conectado à rede, utilizando como ferramenta de simulação o *software* PVsyst. O arranjo era composto de 323 módulos de silício policristalino. Os resultados mostraram a produção anual de energia (165,8 MWh/ano), bem como a energia injetada na rede (161,6 MWh/ano). Além disso, a relação de desempenho obtida foi de 80%. A ferramenta utilizada possibilitou a obtenção de resultados que apontam benefícios operacionais desta instalação (Kumar, Kumar, Rejoice, & Mathew, 2017).

Um novo método seguidor de ponto de máxima potência (MPPT) foi proposto por Hafsa et al. (2017), para sistemas fotovoltaicos sob condições dinâmicas de irradiação solar, com o objetivo de melhorar o resultado da resposta dinâmica frente as oscilações. A técnica é a combinação de um algoritmo que gera um valor inicial de ciclo de trabalho que corresponde ao MPPT para qualquer nível de irradiação e outro método existente que computa o tamanho do passo e calcula o ciclo de trabalho (Abouadane, Fakkari, Elkouari, & Ouoba, 2017).

Os resultados obtidos mostraram que este novo método é mais efetivo em condições de variação rápida da radiação solar quando comparado a métodos tradicionais. Além disso, a técnica favorece o rastreamento mais preciso, convergência

rápida e as oscilações em torno do MPP são insignificantes. O método proposto mostrou que a eficiência foi aperfeiçoada em até 99% (Abouadane, Fakkar, Elkouari, & Ouoba, 2017).

Uma pesquisa foi realizada por Gu et al. com o intuito de detectar falhas em sistemas fotovoltaicos no seguimento série CC. Para tanto, um algoritmo foi proposto para detecção de falhas de arco (AFD) baseado em um processador de sinal de baixo custo. A comparação do AFD apresentado com dois AFDs comerciais apontou uma efetividade maior de detecção do método proposto pelo estudo (Gu, Lai, Wang, Huang, & Yang, 2019).

Karakaya & Sriwannawit (2015) realizaram uma revisão sistemática da literatura e os resultados mostraram que, apesar do rápido desenvolvimento e maturidade das tecnologias aplicadas nos últimos anos, a implantação de sistemas fotovoltaicos em substituição a sistemas convencionais de geração de energia elétrica, em áreas urbanas e rurais, ainda enfrenta diversas barreiras (Karakaya & Sriwannawit, 2015).

As barreiras estão associadas às áreas: econômica, sócio-técnica, política e de gestão. Do ponto de vista econômico, o custo dos sistemas ainda é considerado elevado. Em relação à esfera sócio-técnica, diversos estudos apontaram que a complexidade da interação entre as pessoas e os sistemas fotovoltaicos dificulta a adoção destes. Além disso, medidas políticas ineficientes e gestão inadequada podem dificultar o processo de difusão em diversos contextos (Karakaya & Sriwannawit, 2015).

Capítulo 4

Metodologia

4.1. Caracterização do projeto

A fase de descrição do processo de pesquisa envolve a definição de quais procedimentos são utilizados para a coleta, análise dos dados levantados e desenvolvimento do projeto do sistema fotovoltaico, cerne do presente estudo. Desta forma, o trabalho é realizado em etapas com o auxílio de ferramentas de suporte.

4.1.1. Etapas do projeto

O delineamento do projeto está estabelecido em cinco etapas (Figura 16). A primeira etapa envolve a análise dos aspectos físicos e climatológicos do local. Com base na localização geográfica do local de instalação do presente trabalho, são avaliados aspectos que influenciam no processo de aproveitamento da radiação solar e produção de energia elétrica.

A segunda etapa inclui características concernentes aos componentes do sistema e instalação dos mesmos, em que é realizado o dimensionamento do sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição. Sendo assim, aspectos teóricos e ferramentas matemáticas são associados para definir os componentes, equipamentos, cabeamento e proteção, considerando particularidades relacionadas à montagem e instalação do sistema.

A terceira etapa estabelece a validação do projeto por meio de ferramenta computacional que possibilita a realização de simulações e o estabelecimento de

modelos, permitindo, desta forma, a análise do desempenho do sistema e a identificação de possíveis problemas.

A quarta etapa considera o regime remuneratório aplicável para a avaliação da viabilidade econômica do projeto por meio de indicadores como o VAL, a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) e o *Payback Period*. A quinta etapa, por sua vez, está associada à análise da eficiência energética do sistema.

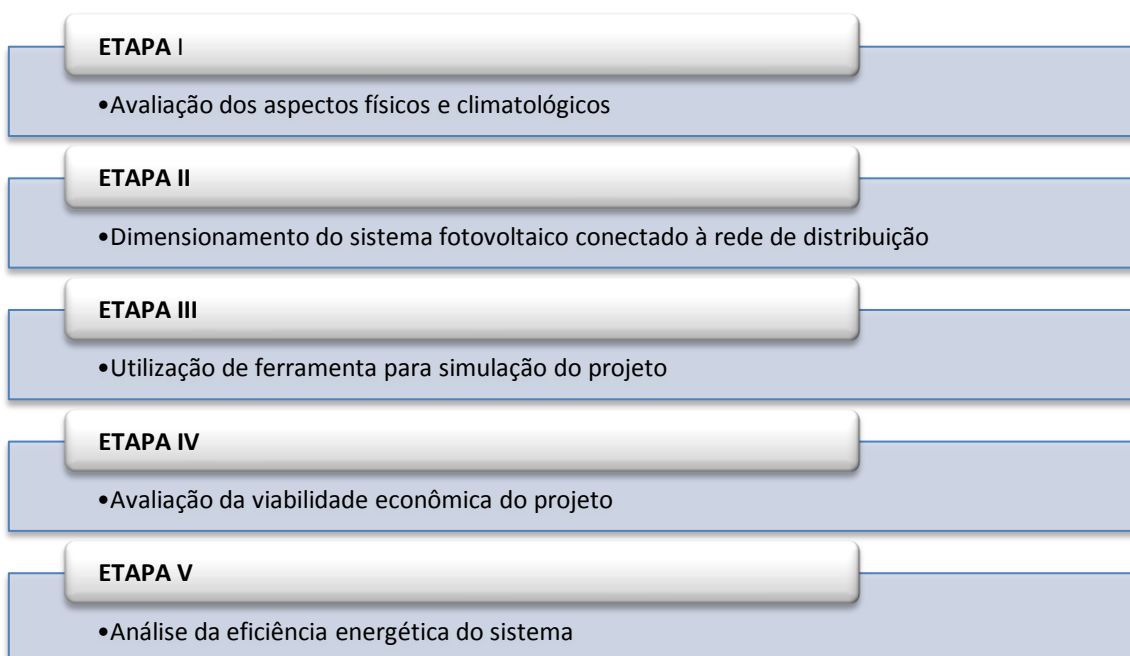


Figura 18: Etapas do projeto

4.1.2. Ferramentas de suporte

A aplicação *online Photovoltaic Geographical Information System*, PVgis, (Joint Research Center, 2017), é a ferramenta utilizada, no presente estudo, para estimar a radiação solar no local de instalação do sistema solar fotovoltaico. Esta ferramenta permite a determinação da produção média anual provável de energia de um sistema fotovoltaico ligado à rede elétrica de distribuição, além da obtenção de dados como a inclinação e a orientação ideais para a maximização da produção anual de energia.

O Solarius PV (ACCA Software, 2019) é um *software* capaz de auxiliar na elaboração do projeto de um sistema fotovoltaico tanto no aspecto técnico quanto no aspecto econômico. Com relação aos dados climatológicos, o programa possibilita a obtenção do diagrama solar do local, como realizado neste trabalho.

A ferramenta de suporte computacional para adequação prática e análise do projeto é o software PVsyst (PVsyst SA, 2019) que possibilita a realização de simulações preliminares do projeto do sistema solar fotovoltaico. Portanto, é utilizado em complementaridade às etapas teóricas para estabelecimento da configuração do sistema conectado à rede em questão.

O *software Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources* (Homer Energy, 2019) também é utilizado para realização de simulações de forma a analisar a viabilidade do sistema para diversas combinações de equipamentos estabelecidas, além de identificar opções mais econômicas. A ferramenta possibilita a realização de análises do impacto de variáveis que podem ser controladas ao avaliar a sensibilidade do sistema a estas variações.

Capítulo 5

O Projeto

Nesta seção, o desenho do projeto é estabelecido e, para tanto, são consideradas as características das dependências do Instituto Politécnico de Bragança nas proximidades da Escola Superior de Tecnologia e Gestão. Na Figura 19, está destacado o local definido para o projeto. Os dados geográficos obtidos por meio da aplicação *online* PVgis (Joint Research Center, 2017) em coordenadas decimais são latitude de 41,795565 e longitude de -6,768148. Os valores da latitude e da longitude em graus, minutos e segundos são 41° 47' 44,034'' Norte e longitude de 6° 46' 5,333'' Oeste, respectivamente.



Figura 19: Vista superior do local do projeto - Imagem de satélite - Google Earth

5.1. Avaliação do espaço físico da instalação

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico considera as condições topográficas do local, uma vez que superfícies planas são mais favoráveis à instalação do gerador fotovoltaico com a inclinação planejada, sem a necessidade de estruturas de suporte mais complexas.

Com base na avaliação da planta do local de instalação do projeto, existe a disponibilidade de área de aproximadamente de 2760 m². A área definida inclui a existência de três corredores, sendo um central e dois laterais para manutenção e circulação. Entretanto, não se trata de uma área plana, sendo necessária a utilização de técnicas de terraplanagem ou estruturas de fixação adequadas. A Figura 20 mostra a área disponível para instalação dos painéis fotovoltaicos.



Figura 20: Área disponível para instalação do sistema fotovoltaico

5.2. Avaliação do potencial energético solar

O conhecimento da disponibilidade solar é importante em projetos de geração de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos. Portanto, no presente estudo, foi analisado o potencial energético solar do local de instalação do projeto de dimensionamento do sistema fotovoltaico, ou seja, as dependências do Instituto Politécnico de Bragança, com o intuito de avaliar a quantidade de irradiação global incidente sobre os módulos para a estimativa da energia gerada.

Para a maximização da produção anual de energia, é necessário obter a inclinação e a orientação ideais dos painéis fotovoltaicos. Estes valores estão intimamente relacionados com a latitude do local de instalação e variam de acordo com a estação do ano. O cálculo para a obtenção de um valor ótimo de inclinação dos painéis pode ser feito a partir do valor da latitude subtraída de 15° , somada de 15° ou subtraída de 5° , no verão, no inverno ou para o ano inteiro, respectivamente (Freitas, 2008).

No presente trabalho, com o auxílio da ferramenta *online* PVgis (Joint Research Center, 2017), foi possível estimar a produção média anual de energia de um sistema fotovoltaico ligado à rede elétrica, sem armazenamento. O cálculo leva em consideração a radiação solar, a temperatura, a velocidade do vento e o tipo de módulo fotovoltaico. Além disso, é possível obter a inclinação e a orientação ideais para a maximização da produção anual de energia.

Para a simulação, foram introduzidos os dados de localização (latitude e longitude), de potência de pico e as perdas do sistema (14%), este último valor previamente configurado pela aplicação. A potência de pico de 118 kWp foi definida tendo em consideração a área disponível e as dimensões do módulo selecionado. Os resultados obtidos estão mostrados na Tabela 1. Portanto, com o intuito de otimizar a produção energética, os valores de inclinação dos módulos fotovoltaicos e do azimute foram de 34° e -4° , respectivamente, como ilustrado na Figura 21.

Para painéis fotovoltaicos sem rastreamento, a melhor orientação, no hemisfério Norte, é o Sul geográfico. Portanto, em Bragança, a orientação ótima é a direção Sul. O

azimute, por sua vez, é medido em relação à orientação Sul. Neste estudo, o ângulo de desvio azimutal em relação ao Sul considerado é de -4° .

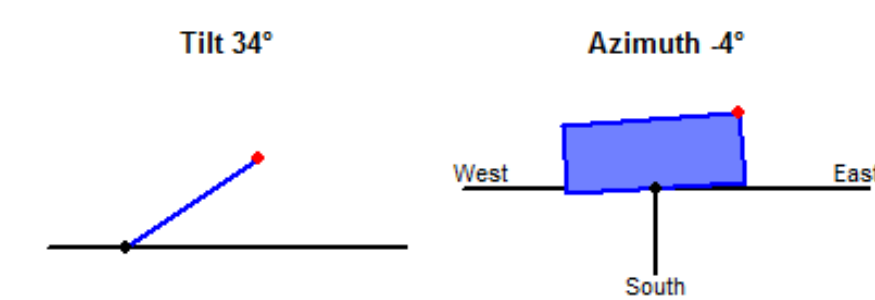


Figura 21: Ângulos ótimos de inclinação dos painéis e desvio azimutal (PVsyst SA, 2019)

Uma forma de expressar o número de horas por dia em que a radiação solar supostamente permanece igual a 1 kW/m^2 , perfazendo a energia acumulada ao longo do dia, é por meio do valor de horas de pico solar (HPS_β). Este valor é calculado efetuando a divisão do valor da radiação solar (G_β) pelo valor da potência da radiação solar incidente (I_β), onde o subscrito β indica a angulação em questão (Pereira & Oliveira, 2015). A Equação 5.1 mostra esta relação.

$$\text{HPS}_\beta = \frac{G_\beta}{I_\beta} \quad (5.1)$$

A irradiação média anual em Bragança é de 1646 kWh/m^2 (Instituto Português de Energia Solar, 2016), perfazendo $4,51 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$. Sendo assim, o valor de HPS_β obtido foi de 4,51 horas/dia. Entretanto, o valor encontrado não leva em consideração a angulação do painel fotovoltaico.

O cálculo do valor de HPS_β , considerando o ângulo de inclinação dos painéis, foi efetuado por meio do programa PVgis. Neste caso, para um ângulo de inclinação de 34° e um ângulo azimutal de -4° , o valor obtido de irradiação média por ano foi de 1950 kWh/m^2 , sendo o valor de horas por dia igual a 5,34.

A energia produzida durante um ano, por sua vez, pode ser estimada por meio da multiplicação do valor de HPS_β pelo número de dias do ano e pela potência de pico do gerador fotovoltaico, para as Condições de Teste Padrão (*Standard Test Conditions* –

STC). Portanto, os valores encontrados para HPS_{β} iguais a 4,51 e 5,34 horas indicam uma produção de, aproximadamente 195,6 MWh e 231,5 MWh, respectivamente.

A Figura 22 mostra a energia elétrica mensal produzida em função da radiação mensal em um sistema fotovoltaico fixo com potência de 118,8 kWp, no local deste projeto obtida a partir do aplicação *online* PVgis (Joint Research Center, 2017). O valor anual total encontrado é de 183 MWh, em que as perdas do sistema foram consideradas perfazendo 21%.

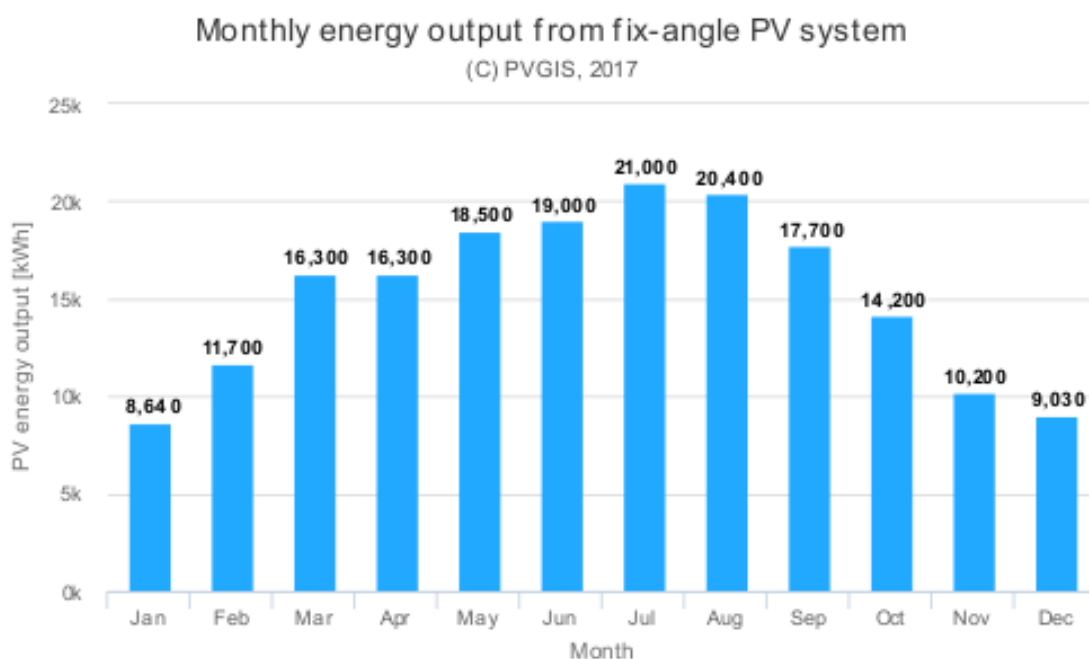


Figura 22: Energia elétrica mensal em função da radiação mensal (Joint Research Center, 2017)

5.3. Análise de sombreamentos

Os diferentes tipos de sombreamento que possam existir sobre o gerador fotovoltaico afetam diretamente a produtividade do sistema e devem ser avaliados no local de instalação. Portanto, o depósito de neve, folhas, dejetos de pássaro, sujidades oriundas de pó ou fuligem sobre o gerador fotovoltaico podem provocar sombreamentos temporários.

No caso de sombreamento temporário, a auto-limpeza dos painéis fotovoltaicos pela água da chuva pode ser assegurada por uma inclinação superior a 12° (Roriz, Rosendo, Lourenço, & Calhau, 2010). No presente trabalho, a inclinação de 34° pode minimizar esse tipo de sombreamento ao aumentar a velocidade de escoamento da água da chuva. Por ser uma área livre, sem edifícios adjacentes, sombreamentos decorrentes de edifícios vizinhos ou de árvores são desconsiderados.

A inclinação do gerador fotovoltaico a um valor ótimo para uma maior produção de energia pode provocar sombreamento mútuo entre os painéis fotovoltaicos inclinados. Este tipo de sombreamento pode ocasionar perdas, contudo, um método empírico para reduzi-las pode ser aplicado. Este método calcula a distância entre as fileiras, considerando a altura dos painéis, bem como uma utilização ótima da área (Pereira & Oliveira, 2015).

O método supracitado calcula o valor da distância entre as fileiras dos módulos fotovoltaicos (d) por meio do produto do comprimento do módulo (b) pelo cosseno do ângulo que corresponde à altura mínima do sol a 21 de Dezembro ao meio dia (β) somado ao quociente do seno da inclinação dos módulos (α) pela tangente do ângulo β , como mostrado na Equação 5.2.

$$d = b * \cos (\beta) + \frac{\text{sen} (\alpha)}{\text{tg} (\beta)} \quad (5.2)$$

O valor de b foi obtido a partir da folha de dados do módulo selecionado (Anexo A), o ângulo β cujo valor é 25° foi definido a partir do diagrama solar da Figura 23 extraído do *software* Solarius PV (ACCA Software, 2019) e o ângulo α de 34° foi obtido por meio da aplicação PVgis (Joint Research Center, 2017). Estas condições foram reunidas para a determinação do afastamento entre as fileiras de módulos fotovoltaicos, como mostrado na Tabela 1. A Figura 24 mostra a configuração dos painéis fotovoltaicos, considerando o valor de 1,96 m, obtido a partir dos cálculos.

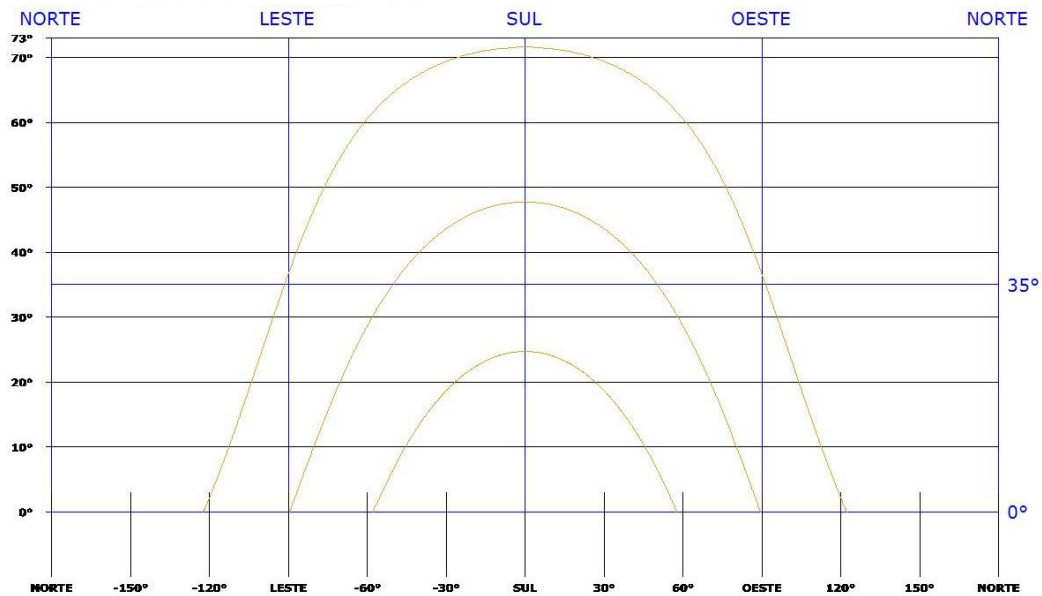


Figura 23: Diagrama solar do local do projeto (ACCA Software, 2019)

Tabela 1: Cálculo do distância entre as filerias dos módulos fotovoltaicos

Equação	Resultado
$d = b * \left(\cos \beta + \frac{\sin \alpha}{\tan \beta} \right)$	1,96 m

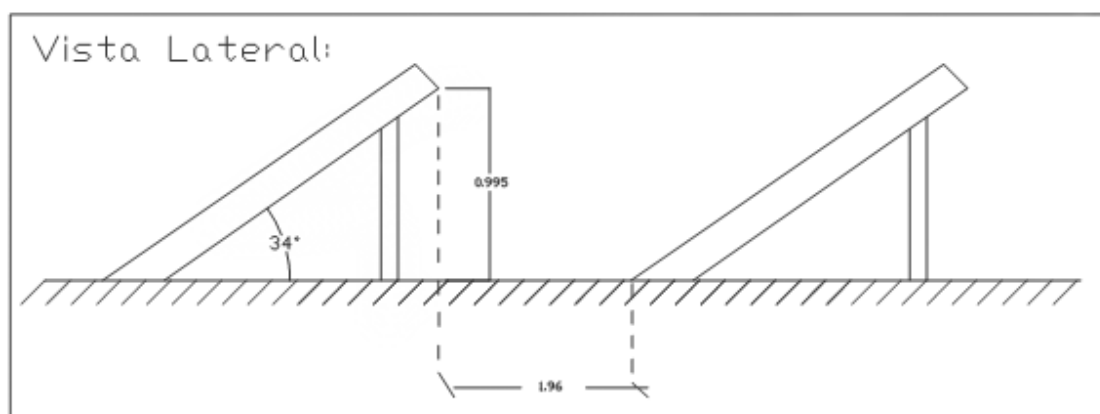


Figura 24: Vista lateral da configuração dos painéis do projeto

5.4. Perfil de consumo

A energia fornecida é em média tensão e 240 kVA de potência contratada, com ciclo de contagem tetra-horária. A Tabela 2 mostra os períodos horários de entrega de energia aos clientes finais, de acordo com o Regulamento Tarifário em vigor (ERSE, 2018). No ciclo semanal, os períodos tarifários diferem entre os dias úteis e fim de semana.

Tabela 2: Ciclo semanal para os consumidores em média tensão em Portugal Continental

Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal Continental			
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:	17.00/22.00 h	Ponta:	14.00/17.00 h
Cheias:	00.00/00.30 h 07.30/17.00 h 22.00/24.00 h	Cheias:	00.00/00.30 h 07.30/14.00 h 17.00/24.00 h
Vazio normal:	00.30/02.00 h 06.00/07.30 h	Vazio normal:	00.30/02.00 h 06.00/07.30 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	10.30/12.30 h 17.30/22.30 h	Cheias:	10.00/13.30 h 19.30/23.00 h
Vazio normal:	00.00/03.00 h 07.00/10.30 h 12.30/17.30 h 22.30/24.00 h	Vazio normal:	00.00/03.30 h 07.30/10.00 h 13.30/19.30 h 23.00/24.00 h
Super vazio:	03.00/07.00 h	Super vazio:	03.30/07.30 h
Domingo		Domingo	
Vazio normal:	00.00/04.00 h 08.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/04.00 h 08.00/24.00 h
Super vazio:	04.00/08.00 h	Super vazio:	04.00/08.00 h

Na Figura 25 são representados os consumos mensais acumulados de energia entre janeiro e dezembro de 2018, obtidos a partir dos dados da faturação fornecidos pela GALP, comercializador atual de fornecimento de energia à Escola Superior de Tecnologia e Gestão.

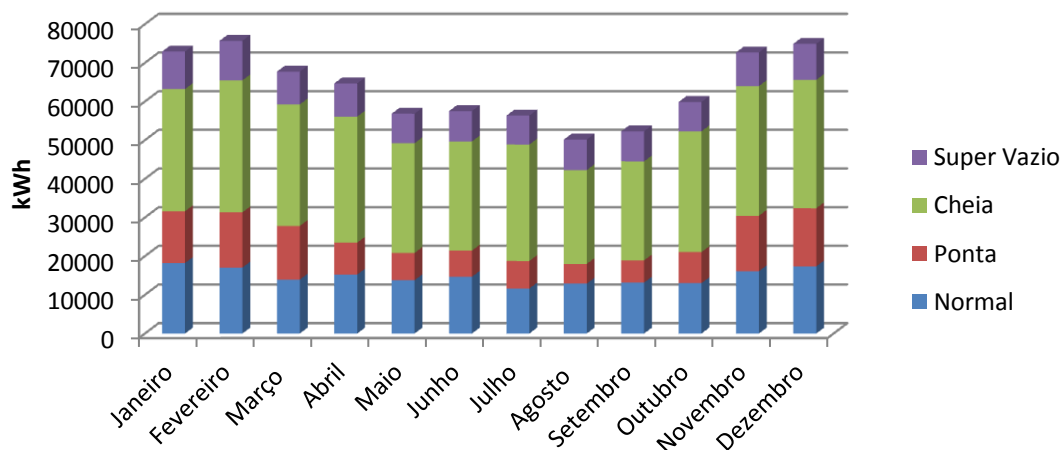


Figura 25: Energia consumida por ciclo de contagem pela Escola Superior de Tecnologia e Gestão em 2018

A partir do gráfico da Figura 26 é possível inferir que a maioria do consumo está concentrada nas horas de cheia (48%), as horas de normal correspondem a 23%, seguido das horas de ponta (16%), restando, assim, 13% para as horas de super vazio. Este perfil de consumo está associado ao período de maior atividade na instituição.

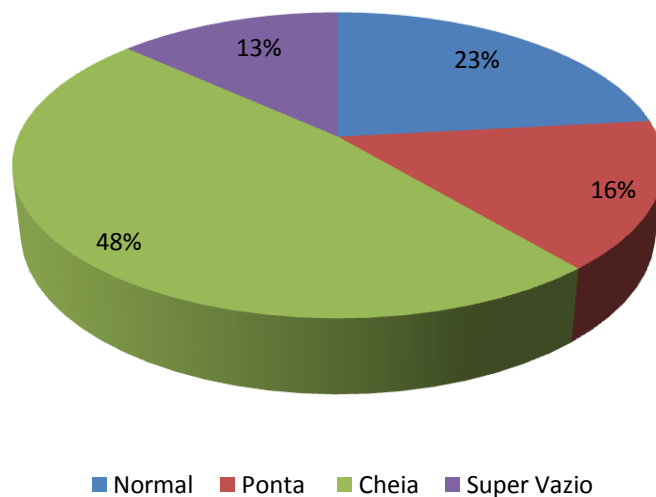


Figura 26: Percentual de energia consumida por horário

5.5. Componentes utilizados no projeto

Os componentes definidos neste tópico estão associados às unidades funcionais principais do sistema fotovoltaico deste projeto, a saber, os módulos fotovoltaicos e os inversores utilizados. Estes dispositivos são fundamentais para a determinação dos demais componentes do projeto.

5.5.1. Módulo fotovoltaico

O módulo fotovoltaico previsto para ser utilizado no presente trabalho é um modelo já adquirido anteriormente pela Escola Superior de Tecnologia e Gestão do Instituto Politécnico de Bragança, uma vez que a produção do modelo utilizado no sistema fotovoltaico da instituição foi descontinuada. Sendo assim, o modelo selecionado cuja folha de dados se encontra no Anexo A é o REC 275PE da empresa REC e suas especificações elétricas em STC (massa de ar de 1,5, radiação solar de 1000 W/m², temperatura de 25°C) são apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3: Características técnicas do módulo fotovoltaico

Características	Dados
Modelo	REC 275PE
Tipo	Poly-Si
Potência máxima ($P_{MÁX}$)	275 W
Eficiência (η)	16,7%
Tensão de máxima potência (V_{MPP})	31,5 V
Corrente de máxima potência (I_{MPP})	8,74 A
Tensão de circuito aberto (V_{OC})	38,7 V

Características	Dados
Corrente de curto circuito (I_{SC})	9,25 A
Comprimento	1,665 m
Largura	0,991 m
Área do módulo	1,65 m ²
Peso	18 kg
Número de células	60
Número de células/string (padrão)	20

5.5.2. Inversor

O modelo de inversor previsto para ser utilizado neste projeto cuja folha de dados se encontra no Anexo B é o Huawei SUN2000–36KTL e suas especificações elétricas estão apresentadas na Tabela 4.

Tabela 4: Características técnicas dos inversores

Inversor Fotovoltaico	Dados
Modelo	SUN2000–36KTL
Potência máxima de saída do gerador fotovoltaico ($P_{DC\ MÁX}$)	40800 W
Nível de tensão MPP (V_{MPP})	200 – 1000 V
Tensão máxima de entrada/MPPT ($V_{DC\ MÁX}$)	1100 V

Inversor Fotovoltaico	Dados
Corrente máxima de entrada/MPPT ($I_{DC\ MÁX}$)	22 A
Corrente máxima de curto circuito/MPPT ($I_{SC\ MÁX}$)	30 A
Número de entradas CC	8
Número de seguidores de MPP	4
Potência nominal de saída (P_{AC})	36 kW
Eficiência (η)	98,6%

5.6. Dimensionamento do sistema fotovoltaico

Neste tópico são abordados aspectos relacionados ao dimensionamento dos principais constituintes do sistema fotovoltaico a ser implantado.

5.6.1. Gerador fotovoltaico

Inicialmente, foi avaliada a necessidade de área em função do tipo painel, ou seja, do material da célula fotovoltaica, neste caso, silício policristalino. O cenário mais pessimista mostra a necessidade de 11 m² de área ocupada para produção de 1 kWp (Roriz, Rosendo, Lourenço, & Calhau, 2010). A planta do local foi utilizada para a disposição dos painéis na área disponível.

O cálculo do número máximo de módulos ligados em série resulta do quociente entre a tensão CC máxima admissível do inversor e a V_{OC} do módulo à temperatura de -10°C. Este valor está relacionado à temperatura mínima que módulos instalados em Portugal podem atingir, no inverno. Nesta condição, a tensão de funcionamento do

módulo pode atingir o valor máximo da V_{OC} . Portanto, uma baixa temperatura está associada a um aumento da tensão e o inversor, por sua vez, para garantia da sua integridade, deve suportar uma tensão CC máxima superior à V_{OC} do módulo a -10°C (Roriz, Rosendo, Lourenço, & Calhau, 2010).

O cálculo do número mínimo de módulos ligados em série resulta do quociente entre a o nível de tensão MPP (V_{MPP}) mínimo de entrada do inversor e a V_{MPP} do módulo a 70° . Este valor está relacionado à temperatura máxima que módulos instalados em Portugal podem atingir, no verão. Nesta condição, a tensão de funcionamento do módulo pode atingir valores inferiores àqueles das condições de teste. Portanto, uma elevada temperatura está associada a uma redução da tensão. A tensão operacional do gerador, por sua vez, deve ser superior a V_{MPP} mínima do inversor (Roriz, Rosendo, Lourenço, & Calhau, 2010).

A determinação dos valores extremos das tensões dos módulos, ou seja, o cálculo dos valores da V_{OC} a -10°C e da V_{MPP} a 70°C que nem sempre são especificados nas fichas técnicas e, portanto, devem ser calculados, é apresentada na Tabela 5. O valor da variação da tensão (ΔV - %) pode ser obtida da folha de dados do módulo em questão (Anexo A). A Tabela 6 mostra os números mínimo e máximo de módulos que podem ser ligados em série, bem como o número máximo de fileiras em paralelo que resulta do quociente entre a $I_{DC\text{ MÁX}}$ e a corrente por fileira de módulos (I_{MPP}).

Tabela 5: Cálculos dos valores extremos das tensões dos módulos

Equação	Módulo RECPE275
$V_{OC}(\text{módulo a } -10^{\circ}\text{C}) = \left[1 - \left(\frac{35 [^{\circ}\text{C}] * \Delta V [\%]}{100} \right) \right] * V_{OC(STC)}$	42,36 V
$V_{MPP}(\text{módulo a } 70^{\circ}\text{C}) = \left[1 + \left(\frac{45 [^{\circ}\text{C}] * \Delta V [\%]}{100} \right) \right] * V_{MPP(STC)}$	27,67 V

Tabela 6: Cálculos dos números mínimo e máximo de módulos por fileira e número máximo de fileiras em paralelo

Equação	Huawei SUN2000-36 KTL	
$N_{m\acute{a}x} = \frac{V_{m\acute{a}x} (inversor)}{V_{OC} (m\acute{o}dulo a -10^{\circ}C)}$	26	
$N_{m\acute{i}n} = \frac{V_{m\acute{i}n} (inversor)}{V_{MPP} (m\acute{o}dulo a 70^{\circ}C)}$	9	
$N_{fileiras} = \frac{I_{m\acute{a}x} (inversor)}{I_{MPP} (m\acute{o}dulo)}$	MPP ₁	2
	MPP ₂	2
	MPP ₃	2
	MPP ₄	2

5.6.2. Inversor fotovoltaico

O dimensionamento do inversor para sistemas conectados à rede deve considerar a potência nominal do gerador fotovoltaico. No presente trabalho, a configuração apresentada consiste na utilização de três inversores, localizados axialmente ao arranjo, conectados a um número específico de fileiras.

As principais vantagens da utilização de um inversor de várias fileiras que podem ser elencadas incluem a possibilidade de que o MPP da fileira ou conjunto de fileiras seja seguido de forma individual, aumentando a eficiência do sistema. Além disso, o efeito de ligações defeituosas é reduzido, assim como em caso de avaria de uma fileira, as demais continuam entregando a energia produzida à rede.

No presente estudo, os módulos apresentam características elétricas iguais, viabilizando a operação do inversor no MPP do sistema fotovoltaico, além de estarem submetidos a condições semelhantes de sombreamento. Somado a estes aspectos, a

possibilidade de resolução de avarias com custo mais reduzido, bem como um aumento da eficiência energética e da fiabilidade da instalação favorecem o uso de inversores de várias fileiras.

A potência nominal do gerador fotovoltaico, neste trabalho, é de 118,8 kWp. O inversor selecionado, Huawei SUN2000–36KTL, permite ligação com um subsistema fotovoltaico, ou seja, um conjunto inversor-fileiras, nos quatro seguidores MPP. Portanto, considerando esta potência, o modelo selecionado possibilita a ligação com um número máximo de oito fileiras.

Com o intuito de estabelecer uma relação unitária entre a potência de cada subsistema fotovoltaico e a potência do inversor, foi analisado o intervalo de potência. Segundo (Roriz, Rosendo, Lourenço, & Calhau, 2010), a potência CC do inversor deve estar entre 70% e 120% da potência do gerador fotovoltaico, neste caso, do subsistema fotovoltaico. O intervalo encontrado variou de 27,72 kWp a 47,52 kWp, portanto, o inversor selecionado apresenta um valor de potência em conformidade com o recomendado, sendo a razão de 1,1.

Outro aspecto considerado para seleção do inversor foi o fato de a tensão de entrada do inversor cujo valor é 1100 V ser superior à V_{OC} do subsistema fotovoltaico que é de 696,6 V, bem como o valor da corrente máxima suportada por cada MPP de 30 A ser superior à I_{MPP} das fileiras de módulos em paralelo que é de 17,48 A. A temperatura de operação também foi analisada estando na faixa de -25 °C a 60 °C, além de possuir seguidor de MPP com tensão de operação no intervalo de 200 V a 1000 V.

O inversor sincroniza o sistema fotovoltaico com a rede, bem como faz o monitoramento da tensão e frequência da rede. Além disso, apresenta proteção anti-ilhamento, ou seja, quando na deteção de uma ausência da tensão da rede, ocorre abertura automática de um dispositivo de interligação, que bloqueia a ligação entre a instalação de geração e a rede.

O inversor selecionado apresenta mecanismos de proteção que incluem proteção contra corrente reversa e existência de seccionador CC capaz de interromper o circuito

CC. O dispositivo apresenta proteção contra sobrecorrente alternada. Além disso, apresenta mecanismo de monitoramento de faltas nas fileiras dos subsistemas.

O inversor conta com dispositivos de proteção elétrica no caso de haver uma sobrecarga transitória nos circuitos CC ou CA, por eventos internos ou externos. Além disso, apresenta mecanismo de detecção de resistência de isolamento CC e unidade de monitoramento de corrente residual.

5.6.3. Sistema fotovoltaico

A Figura 27 mostra o sistema fotovoltaico projetado com base nas análises de viabilidade técnica. A figura ilustra a configuração do gerador fotovoltaico que contém 432 painéis fotovoltaicos, alocados em dois blocos interligados por meio das unidades funcionais do sistema. O sistema está orientado de acordo com o ângulo de inclinação e azimute ótimos cujos valores são 34° e -4° , respectivamente.

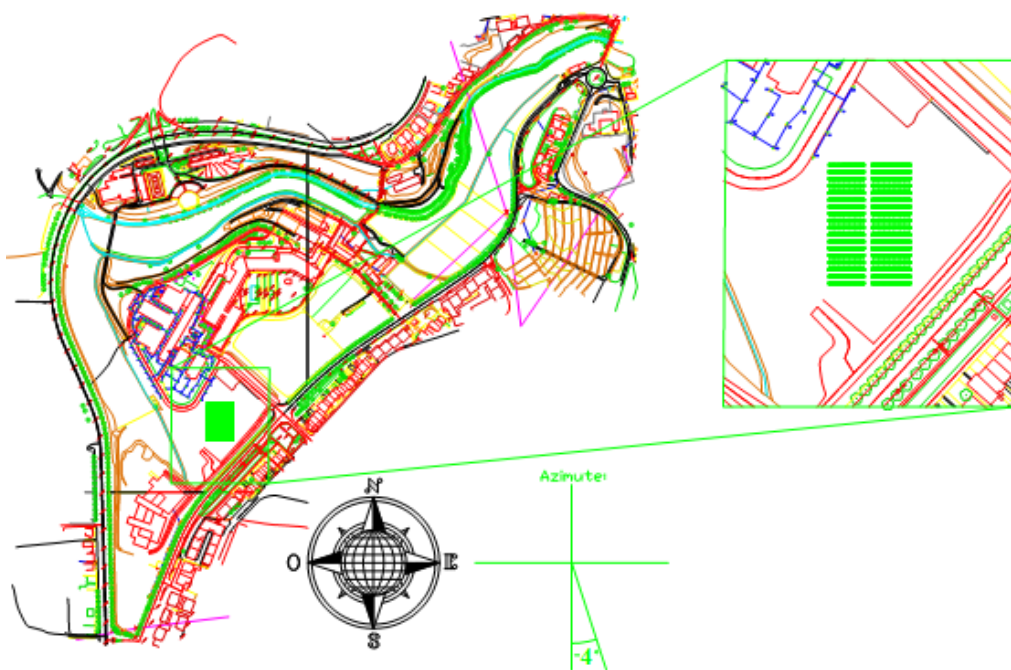


Figura 27: Sistema fotovoltaico projetado

A fim de adequar a tensão e a corrente do gerador fotovoltaico com as especificações do inversor de fileiras escolhido, os painéis fotovoltaicos foram dispostos

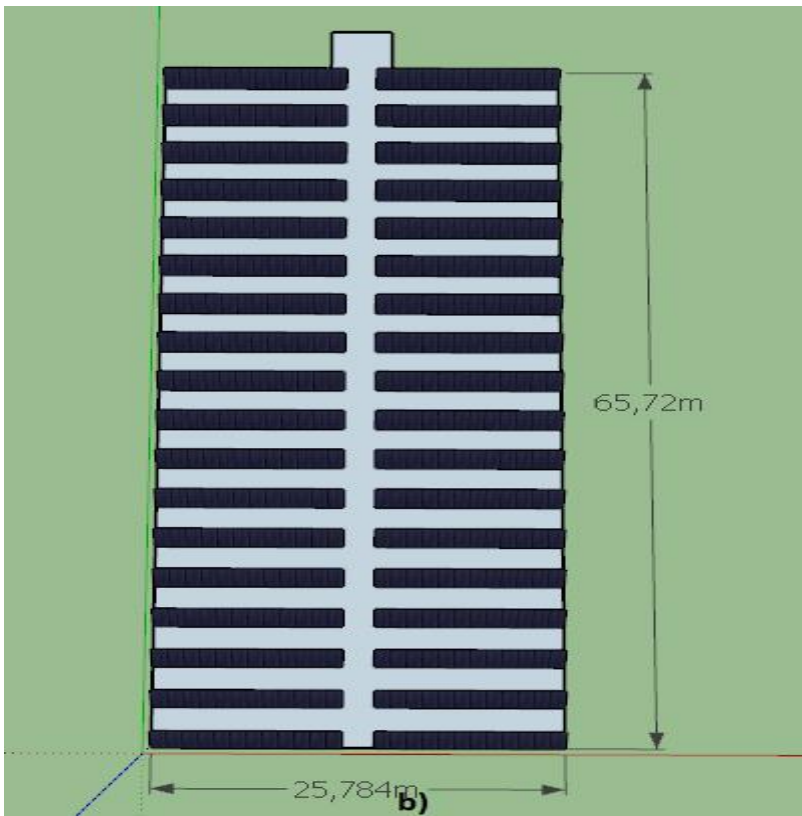
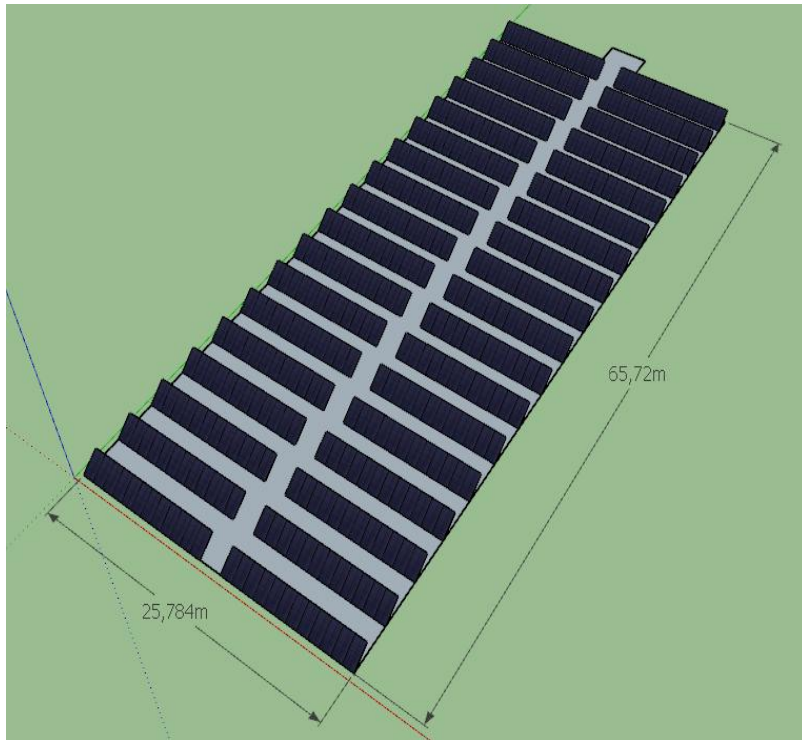
conforme ilustra a Figura 28. A figura mostra o gerador fotovoltaico composto por 432 módulos, dispostos em 36 fileiras com 12 painéis cada, arranjados em dois blocos de 18 fileiras, separadas por um corredor central de 2 metros de largura e corredores laterais para fins de manutenção e circulação.

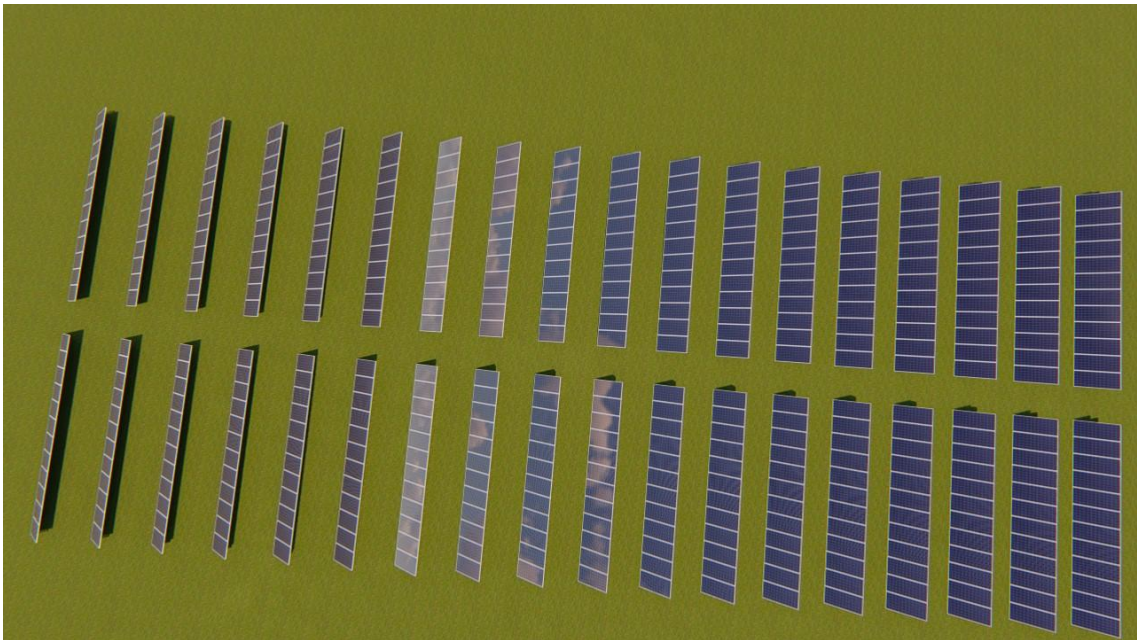
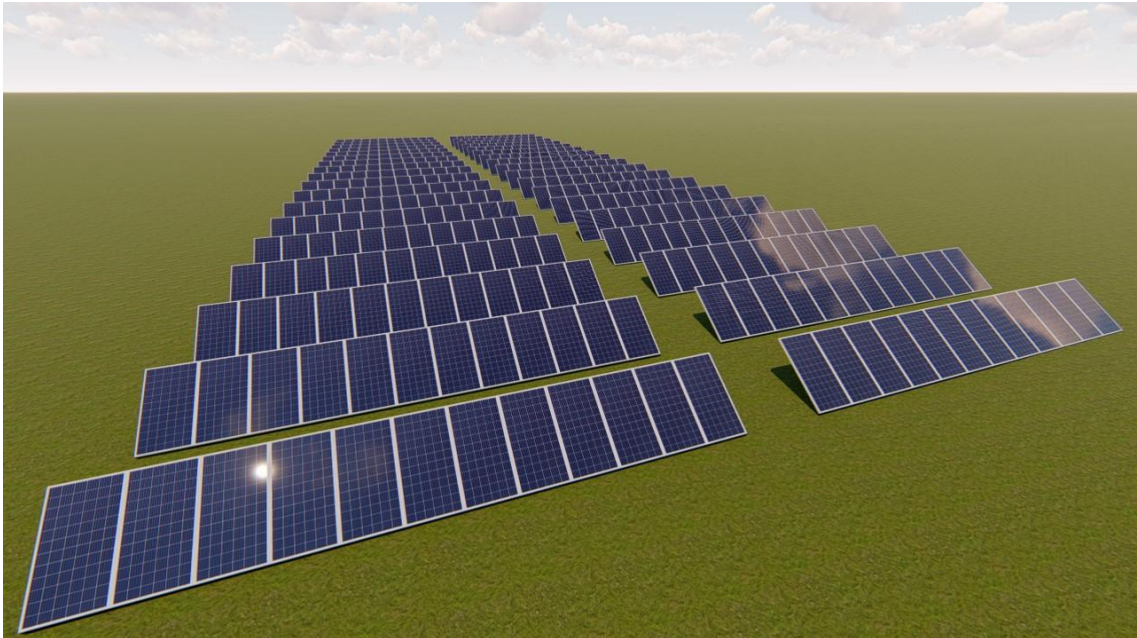
Na presente configuração, cada entrada MPP do inversor está eletricamente conectada a duas fileiras de 18 módulos, com o objetivo de garantir a melhor utilização dos quatro seguidores, segundo suas faixas de operação. Sendo assim, cada inversor apresenta duas fileiras conectadas em paralelo por MPP. A conexão em série conta com 18 painéis, totalizando 4 pares de fileiras ligadas nas 8 entradas CC do inversor.

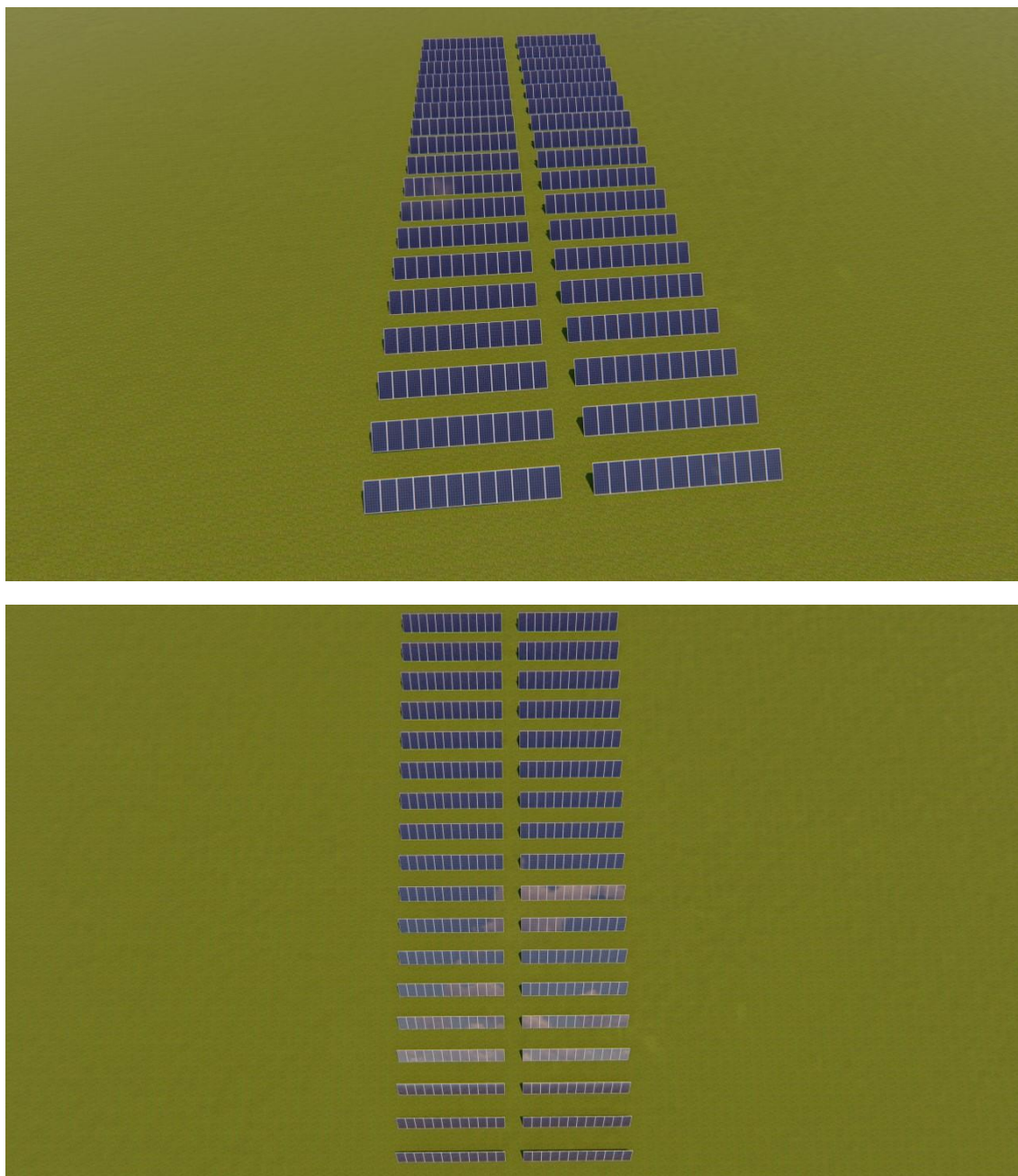
A partir desta configuração, o valor da tensão V_{OC} de cada fileira do subsistema fotovoltaico é de 696,6 V ($38,7 * 18$) e a tensão de operação no ponto de máxima potência, nas condições STC é 567 V ($31,5 * 18$). A I_{SC} é 9,25 A em cada fileira e a corrente de operação no MPP (I_{MPP}) é 8,74 V. Os terminais positivo e negativo do painel utilizado medem 900 mm e 1200 mm de comprimento, respectivamente, contribuindo, desta forma, para a conexão adequada entre os painéis.

Na Figura 28-c está ilustrado o sistema fotovoltaico projetado. Já na Figura 29 é possível ver o diagrama unifilar do sistema fotovoltaico projetado. No esquema elétrico estão representados os três subsistemas, entretanto, as ligações dos painéis aos inversores foram simplificadas, não estando apresentadas as oito entradas CC dos 4 MPPTs.



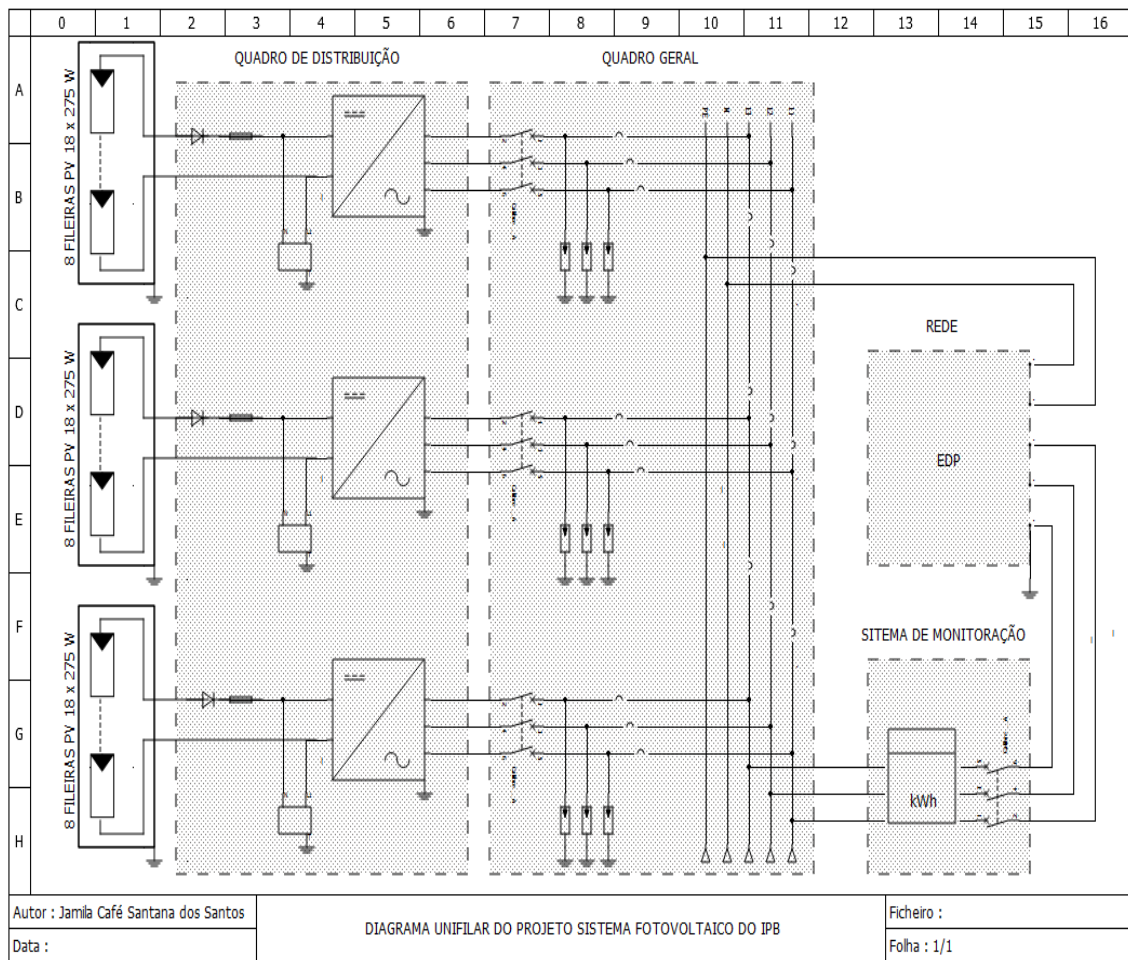






c)

Figura 28: a) Sistema fotovoltaico no local de instalação, b) Área ocupada: 65,72 m x 25,78 m e c) Sistema fotovoltaico projetado



LEGENDA							
MÓDULO	INVERSOR	DIODO	FUSÍVEL	LIMITADOR CC	LIMITAOR CA	DISJUNTOR CA	MEDIDOR

Figura 29: Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico

5.6.4. Cablagem do sistema fotovoltaico

A cablagem do sistema fotovoltaico pode ser dividido em cabos CC e CA. O primeiro se refere aos cabos de ligação das fileiras dos módulos fotovoltaicos, bem como à conexão entre os módulos e o inversor. O cabeamento CA, por sua vez, está associado ao cabo que liga o inversor ao barramento CA, no quadro de distribuição, e deste à rede receptora.

5.6.4.1. Cablagem em CC

O dimensionamento dos cabos em CC deve levar em consideração critérios associados ao cumprimento dos limites fixados pela tensão nominal e pela intensidade de corrente máxima admissível do cabo e à minimização das perdas na linha. Os cabos devem ser resistentes a esforços mecânicos, alterações climatológicas e proteção contra contatos diretos e indiretos (Pereira & Oliveira, 2015).

No presente estudo, o cabeamento CC é utilizado na ligação dos módulos das fileiras e do cabo principal, ou seja, dos módulos ao inversor. Por melhor que seja a condutividade elétrica do material, podem ocorrer perdas que estão relacionadas a quedas de tensão nos cabos que geram calor nos mesmos. Para sistemas conectados à rede, quedas de tensão entre o gerador fotovoltaico e o inversor podem ser de 1 a 3% e as perdas no cabo principal na ordem de 1 a 2% (Pereira & Oliveira, 2015).

As seções transversais dos cabos das fileiras e do cabo principal devem ser dimensionadas em função da corrente máxima de serviço que os atravessa. A norma europeia IEC 60364-7-712 estabelece que os cabos CC devem ser capazes de transportar 1,25 vezes a corrente de curto-circuito do gerador fotovoltaico e estarem protegidos contra falhas de terra e curto-circuito. No presente estudo, o cabeamento CC deve suportar, no mínimo, um valor de corrente de 11,56 A ($9,25 \cdot 1,25$).

O cálculo da seção transversal do cabo das fileiras (S_{fileira}) pode ser feita pelo método da queda de tensão que resulta do quociente entre a multiplicação do comprimento do cabo da fileira (L_{fileira}), em metros, pela corrente nominal proveniente

da fileira ($I_{fileira}$), em ampère, pelo fator dois (por ser um condutor de ida e volta) e a condutividade do condutor de cobre ($\sigma = 56 \text{ m}/\Omega \text{ mm}^2$) multiplicada por 2% do valor V_{MPP} da fileira (Tabela 7). As perdas totais nos cabos das fileiras podem ser calculadas como mostrado na Tabela 7, onde N representa o número de fileiras do gerador.

Uma vez que os módulos vêm equipados com cabos de seção transversal de 4 mm^2 , o objetivo é calcular o comprimento máximo do cabo para que a queda de tensão não seja superior a 2% da tensão nominal da fileira. Esta, por sua vez, contém 18 módulos, em que a tensão nominal é 567 V e a corrente máxima é $11,56 \text{ A}$. O cálculo do $L_{fileira}$ é apresentado na Tabela 7.

O cabo principal em CC é responsável pela conexão das fileiras de cada subsistema, ao inversor. O cálculo da seção transversal do cabo principal (S_{DC}) pode ser feita pelo quociente entre a multiplicação do comprimento do cabo principal (L_{DC}), em metros, pelo quadrado da corrente nominal admissível no cabo principal (I_n^2), em ampère, pelo fator dois (por ser um condutor de ida e volta) e a condutividade do condutor de cobre ($\sigma = 56 \text{ m}/\Omega \text{ mm}^2$) multiplicada pelo resultado da multiplicação do fator de perdas na linha (FP) pelo valor da potência do gerador ($P_{Gerador}$) menos as perdas no cabo principal (P_M).

Uma vez que, neste projeto, as conexões das fileiras serão feitas nas múltiplas entradas de cada inversor, localizado axialmente ao sistema, o cabo principal representa o prolongamento dos cabos das fileiras, considerando os valores de comprimento máximo dos condutores máximo. Sendo assim, para a distância de 66 m do arranjo, o valor da seção é de 4 mm^2 . O modelo selecionado foi o HIKRA Pro1x4 mm^2 de fio de cobre estanhado com duplo isolamento. A Figura 29 mostra o diagrama do cabeamento do sistema.

Tabela 7: Cálculos para o dimensionamento dos cabos CC do sistema fotovoltaico

	Equação	Resultado
Seção transversal dos cabos das fileiras	$S_{fileira} = \frac{2 * L_{fileira} * I_{fileira}}{2\% V_{MPP} * \sigma}$	4 mm^2

	Equação	Resultado
Comprimento dos cabos das fileiras	$L_{fileira} = \frac{S_{fileira} * 2\% * V_{MPP} * \sigma}{2 * I_{fileira}}$	110 m
Perdas nos cabos das fileiras	$P_M = \frac{2 * N * L_{fileira} * I_{fileira}}{S_{fileira} * \sigma}$	272 W

5.6.4.2. Cablagem em CA

O dimensionamento do cabo de ligação em CA que conecta o inversor à rede receptora deve considerar uma queda de tensão máxima na linha de 3% (Pereira & Oliveira, 2015). O cálculo da seção transversal do cabo de ligação em CA (S_{AC}) pode ser feita pelo quociente entre a multiplicação do comprimento do cabo do ramal (L_{AC}), em metros, pela corrente nominal CA do inversor (I_{nAC}), em ampère, pelo fator $\sqrt{3}$ (por ser uma instalação trifásica) pelo fator de potência ($\cos \varphi = 0,96$) e a multiplicação de 3% pelo valor da tensão nominal da rede (U_N), em volts, pela condutividade do material ($\sigma = 56 \text{ m}/\Omega \text{ mm}^2$).

Na presente configuração, os cabos de ligação em CA são conectados primeiramente ao barramento CA, no quadro de distribuição, e a partir deste ponto à rede receptora. Para o condutor que conecta a saída do inversor ao barramento CA cuja distância (L_{AC1}) é de 2 metros, o valor obtido por meio dos cálculos está subestimado devido ao pequeno comprimento necessário. Sendo assim, o valor da seção transversal (S_{AC1}) dos condutores utilizados é aquele recomendado no manual do inversor de 25 mm^2 . O condutor escolhido foi o Cabo Unipolar RV-K de 25 mm^2 .

A partir do barramento CA, é realizada a conexão às fases no posto de transformação da unidade que dista (L_{AC2}) 157 metros do quadro geral de baixa tensão da Escola Superior de Tecnologia e Gestão. Desta forma, de acordo com os cálculos efetuados, os cabos de conexão à rede receptora devem ter uma seção (S_{AC2}) de 70 mm^2 .

O condutor adequado é o Cabo Unipolar RV-K de 70 mm². A Tabela 8 mostra os resultados dos cálculos para o dimensionamento dos cabos de ligação em CA e as respectivas perdas totais nestes cabos. A Figura 30 mostra o diagrama do cabeamento CA e CC. Os condutores especificados são apropriados para instalações fotovoltaicas.

Tabela 8: Cálculo para o dimensionamento dos cabos CA do sistema fotovoltaico

	Equação	Resultado
Seção transversal do cabo de ligação em CA	$S_{AC1} = \frac{\sqrt{3} * L_{AC1} * I_{nAC1} * \cos\varphi}{3\% * U_N * \sigma}$	0,3 mm ²
Seção transversal do cabo de ligação em CA	$S_{AC2} = \frac{\sqrt{3} * L_{AC2} * I_{nAC2} * \cos\varphi}{3\% * U_N * \sigma}$	61 mm ²
Perdas no cabo CA	$\begin{aligned} &Perdas_{AC1} \\ &= \frac{\sqrt{3} * N * L_{AC1} * I_{nAC1}^2 * \cos\varphi}{S_{AC1} * \sigma} \end{aligned}$	15035 W
Perdas no cabo CA	$\begin{aligned} &Perdas_{AC2} \\ &= \frac{\sqrt{3} * N * L_{AC2} * I_{nAC2}^2 * \cos\varphi}{S_{AC2} * \sigma} \end{aligned}$	5670 W

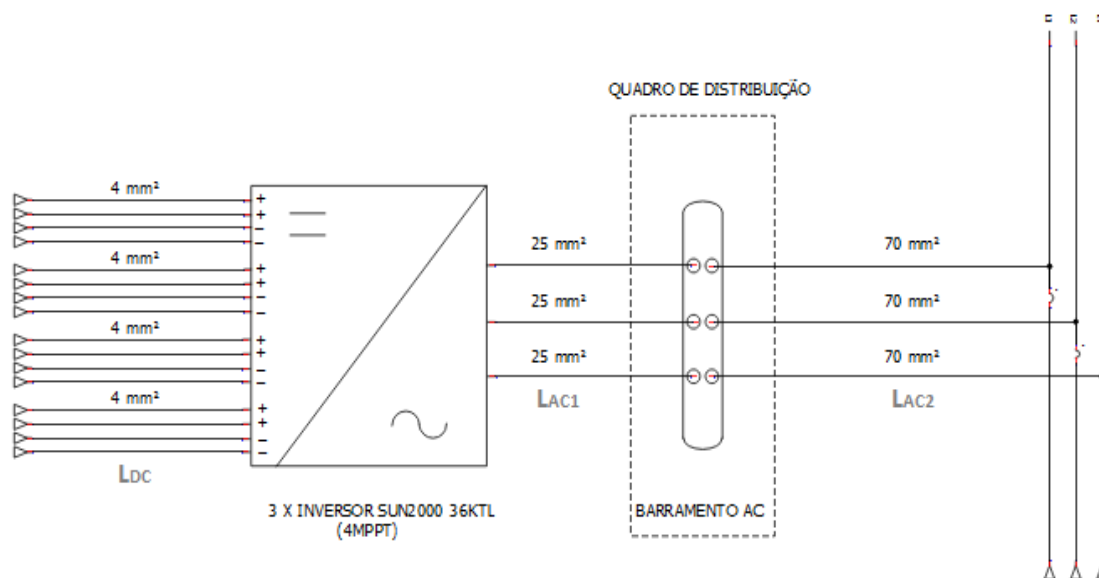


Figura 30: Diagrama do cabeamento do sistema fotovoltaico

5.6.5. Conduites

Os conduites que são responsáveis pela proteção dos condutores elétricos contra fatores externos devem apresentar um diâmetro que possibilite a instalação e retirada dos condutores neles inseridos. Estes não devem ocupar mais do que 40% da área útil do conduto. Para o adequado dimensionamento dos conduites do sistema, foi utilizada a tabela do Anexo C que, a partir do número de condutores internos e da seção do maior condutor de cada trecho, fornece o tamanho nominal do conduto (Watanabe, 2012).

De acordo com a seção transversal da cablagem principal CC e pelo fato de haver oito condutores internos de 4 mm² em três conduites distintos para cada subsistema, os cabos devem estar contidos em conduites de 25 mm de diâmetro. O modelo escolhido foi o Tubo Flexível de 25 mm da Duolec. A cablagem CA que vai do inversor ao barramento CA não estará contido em conduites. Para a cablagem CA que vai do barramento CA para a conexão à rede e contém três cabos internos, foi selecionado o conduto de 40 mm de diâmetro, em conformidade com o preconizado. O modelo mais adequado encontrado no mercado foi o Tubo de PVC semi-rígido de 50 mm da marca Gre.

5.6.6. Diodos de bloqueio

Na associação de várias fileiras em paralelo, os diodos de bloqueio evitam a passagem de corrente em sentido contrário (Pereira & Oliveira, 2015). Portanto, esses dispositivos, em caso de curto circuito ou sombreamento de uma fileira, promovem o desacoplamento entre as fileiras, sem comprometer o funcionamento das demais.

Os diodos de bloqueio presentes em cada fileira devem possuir tensão igual ao dobro da V_{OC} da fileira fotovoltaica, em condições de STC. No presente projeto, o valor da V_{OC} de cada fileira é de 696,6 V e, portanto, os diodos de bloqueio devem possuir uma tensão de 1393,2 V.

Com base nos critérios supracitados, os diodos selecionados foram os do modelo 40EPS16PBF High Voltage Series da empresa Vishay, embalagem TO-247AC. A Figura 31 ilustra o modelo previsto para o projeto. O modelo selecionado suporta uma tensão reversa de até 1600 V e 40 A de condução de corrente. A temperatura de operação do dispositivo varia de -40° até 150°C .



Figura 31: Diodo 40EPS16/TO-247AC/Vishay

5.6.7. Dissipador de calor

O dissipador de calor tem a função de diminuir a temperatura do diodo de bloqueio para que este não seja danificado. Os diodos do tipo 40EPS16 Safe IR Series apresentam um valor de impedância térmica de 40°C/W . O diodo selecionado apresenta uma queda de tensão nominal (V_F) de 1 V. Sendo assim, em caso de passagem da I_{SC} pelo dispositivo cujo valor é 9,25 A, o valor a potência dissipada será 9,25 W. Portanto,

a temperatura alcançaria um valor de 370 °C, ultrapassando o valor máximo de temperatura de operação do diodo de 150 °C.

O dimensionamento do dissipador de calor visa garantir que a temperatura da junção semicondutora do diodo não ultrapasse um dado valor máximo. Em dispositivos semicondutores de potência, o calor decorrente do efeito Joule flui para a cápsula do semicondutor e o ambiente. Uma analogia é feita com um circuito elétrico, como apresentado na Figura 32, onde a fonte de corrente indica a potência (P_d); a temperatura ambiente (T_a), a da cápsula (T_c) e a da junção (T_j) representam as tensões nos nós e as resistências térmicas apontam as resistências do modelo (Pomílio, 2014).

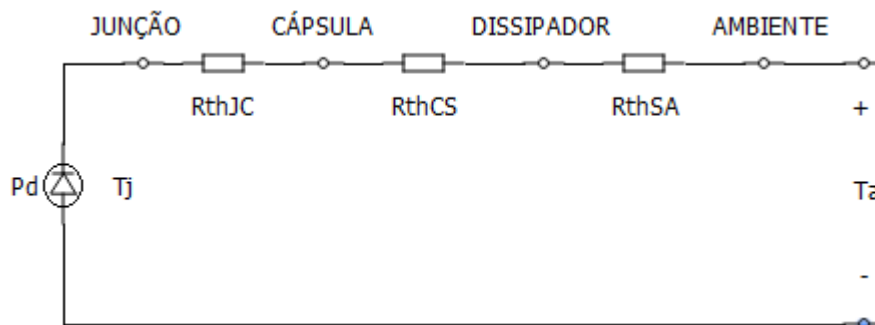


Figura 32: Equivalente elétrico para o circuito térmico (Adaptado – Pomílio, 2014)

O dissipador selecionado para cada fileira foi o ventilador 40 mm da empresa EAN (Figura 33) cuja capacidade de dissipação é de 7,5 °C/W, ou seja, a resistência térmica entre o dissipador e o ambiente (R_{thSA}). Outro aspecto que deve ser considerado é a resistência térmica entre a junção e a cápsula do diodo ($R_{thJC} = 0,6$ °C/W), bem como a resistência térmica entre o diodo e o dissipador ($R_{thCS} = 0,2$ °C/W). Desta forma, a temperatura de elevação no diodo pode chegar a 76,78 °C, acima da temperatura ambiente, como mostra a Tabela 9, não ultrapassando o valor máximo preconizado de 150 °C.



Figura 33: Dissipador de calor Ventilador 40 mm/EAN

Tabela 9: Cálculo da temperatura de elevação no diodo

	Equação	Resultado
Temperatura de elevação no diodo	$T_{DIODO} = 9,25 * R_{thJC} + 9,25 * R_{thCS} + 9,25 * R_{thSA}$	76,78 °C

5.6.8. Fusíveis

Os fusíveis de fileira permitem o isolamento elétrico das fileiras e caso haja defeito em alguma delas, esta poderá ser desacoplada do circuito. A corrente máxima permitida no cabo deve ser superior à corrente nominal do fusível e inferior à corrente limite de não fusão que deve ser igual ou inferior a 1,45 vezes a corrente máxima permitida pelo cabo utilizado na ligação do gerador fotovoltaico.

A tensão de trabalho do fusível é obtida pela multiplicação do número de módulos em série em cada fileira (M) pela V_{OC} pelo fator 1,15 (Tabela 10). O índice de corrente (I_N) do fusível deve ser igual ou superior à I_{SC} multiplicada pelo fator 1,15 vezes o número de fileiras ($N_{FILEIRAS}$), este valor, no presente estudo, é unitário (Tabela 10).

Tabela 10: Cálculos para o dimensionamento dos fusíveis

	Fórmula	Resultado
Tensão de trabalho dos fusíveis de fileira	$V_N = M * 1,15 * V_{OC}$	801,0 V
Índice de corrente do fusível de fileria	$I_N = 1,5 * I_{SC} * N_{FILEIRAS}$	13,87 A

A partir dos valores calculados de tensão e corrente mostrados na Tabela 10, segundo os critérios do manual do inversor, o modelo de fusível selecionado foi o

fusível fotovoltaico LF320PV da empresa Hager, como exemplificado na Figura 34 que atua para uma corrente de 20 A, uma tensão mínima de 1000 V_{DC} e tamanho 10x38 mm.



Figura 34: Fusível fotovoltaico LF320PV/Hager

O porta-fusível, por sua vez, deve ser especificado para o fusível selecionado para o projeto. Neste caso, o modelo de porta-fusível escolhido foi o modelo L501PV 1000 V_{DC} da Hager (Figura 35). Este dispositivo é compatível com fusíveis de até 32 A que sejam do tamanho 10,3x38 mm.



Figura 35: Porta-fusível L501PV 10,3x38 mm 1000 V_{DC}/Hager

5.6.9. Disjuntores

Este tópico aborda o dimensionamento do disjuntor do lado CA, uma vez que a utilização do disjuntor principal CC foi dispensada devido à presença dos fusíveis de fileira.

5.6.9.1. Disjuntor do lado CA

A corrente trifásica máxima de saída do lado CA do inversor é 52,2 A. Sendo assim, para cada inversor, um disjuntor tetrapolar será responsável por assegurar o isolamento do circuito. Neste caso, o disjuntor selecionado para interrupção do circuito CA, considerando a corrente do subsistema, foi o disjuntor diferencial tetrapolar DRA63-403 da Metaltex (Figura 36) que suporta até 63 A.



Figura 36: Disjuntor diferencial tetrapolar DRA63-403/Metaltex

5.6.10. Proteção

5.6.10.1. Ligação à terra e equipotencialização

Uma ligação equipotencial consiste na conexão de todos os elementos condutores da construção ao condutor de proteção que, por sua vez, deve seguir o caminho mais curto para o eletrodo de aterramento e, se possível, em linha reta e vertical. O eletrodo de terra deve estar separado dos demais cabos elétricos, pois existe risco de descargas de indução ou laterais. A seção transversal deste cabo deve ser igual a do cabo principal CC, sendo, no mínimo, 4 mm² (Pereira & Oliveira, 2015).

5.6.10.2. Proteção contra descargas atmosféricas

A estrutura metálica dos módulos fotovoltaicos torna necessário o aterramento destes pela possibilidade de captação de descargas atmosféricas. O sistema de proteção envolve um condutor de cobre de seção transversal mínima de 16 mm² para escoar a descarga e um sistema para efetuar a ligação da estrutura à terra (Pereira & Oliveira, 2015). A ligação equipotencial dos elementos condutores contribui para proteção dos sistemas contra descargas atmosféricas, segundo a norma IEC 364-5-54.

Os descarregadores de sobretensão são responsáveis pela proteção do sistema contra fenômenos de sobretensão transitórias causadas por descargas atmosféricas ou induzidas e transmitidas pela rede elétrica. Existem três classes, a saber, o tipo I que envolve dispositivos com capacidade de corrente suficiente para drenar correntes parciais de um raio; o tipo II que inclui dispositivos capazes de drenar correntes induzidas que penetram nas edificações e o tipo III que é destino à proteção fina de equipamentos.

Nos quadros gerais ou quadros de entrada dos edifícios que apresentem para-raios devem conter descarregadores de proteção grossa (DST tipo I e II); em quadros parciais devem estar presentes descarregadores de proteção média (DST II) e próximo a cargas mais sensíveis e críticas descarregadores de proteção fina (DST III).

Para proteção contra descargas atmosféricas diretas do lado CC da instalação, um dispositivo limitador de sobretensão SPV325 tipo II da empresa Hager estará contido no quadro de distribuição para cada subsistema. Para proteção do lado CA da instalação, três limitadores de sobretensão SPBT12-280/1 tipo I + II da empresa Eaton Electric serão utilizados, por subsistema. A Figura 37-a e 37-b ilustra os modelos selecionados.

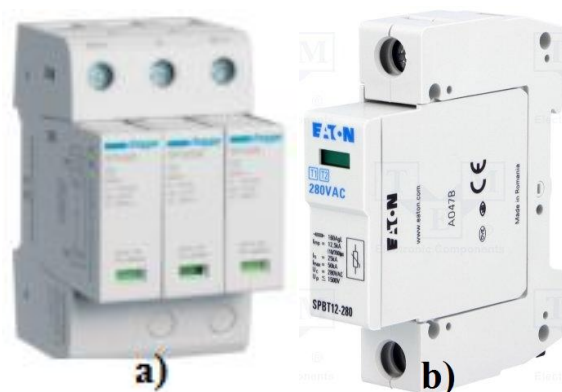


Figura 37: a) Limitador de sobretensão SPV325 tipo II/Hager e b) Limitador de sobretensão SPBT12-280/1/Eaton Electric

5.6.11. Sistema de monitoração

O sistema de monitoração será composto por um *data logger*, inversores e um contador de energia. Nesta seção, os dispositivos são apresentados e suas principais funções detalhadas.

5.6.11.1. *Data Logger*

O sistema de monitoração previsto para ser implantado neste projeto inclui a existência de um *data logger* que é um dispositivo eletrônico capaz de receber dados de outros equipamentos, efetuar o processamento desses dados e armazená-los em formato digital. O *data logger* previsto para ser utilizado é o Smart Logger 1000 da empresa Huawei (Figura 38).



Figura 38: Smart Logger 1000/Huawei

O Smart Logger 1000 é capaz de monitorar centralmente até 80 aparelhos. Portanto, o *data logger* recebe as informações recolhidas dos aparelhos a ele conectados para tratamento delas pelo utilizador. Desta forma, é possível a análise e o gerenciamento remoto da instalação, em tempo real.

A Figura 39 mostra a conexão de rede do *Smart Logger*. O dispositivo possibilita o monitoramento de inversores e permite sincronização com outros inversores, além de PIDs e outros dispositivos. Também existe a possibilidade de comunicação com o contador de energia, instrumentos de monitoramento ambiental, transformadores e medidores, possibilitando uma avaliação detalhada do desempenho da instalação fotovoltaica.

O *data logger* permite a visualização de informações sobre o funcionamento e rendimento energético da central fotovoltaica, de dados sobre o desempenho, além da possibilidade de monitoramento dos dispositivos. Somado a estes aspectos, é possível definir parâmetros de execução e telecontrole, como aqueles relacionados aos módulos e inversores, à rede elétrica, bem como aos mecanismos de proteção.

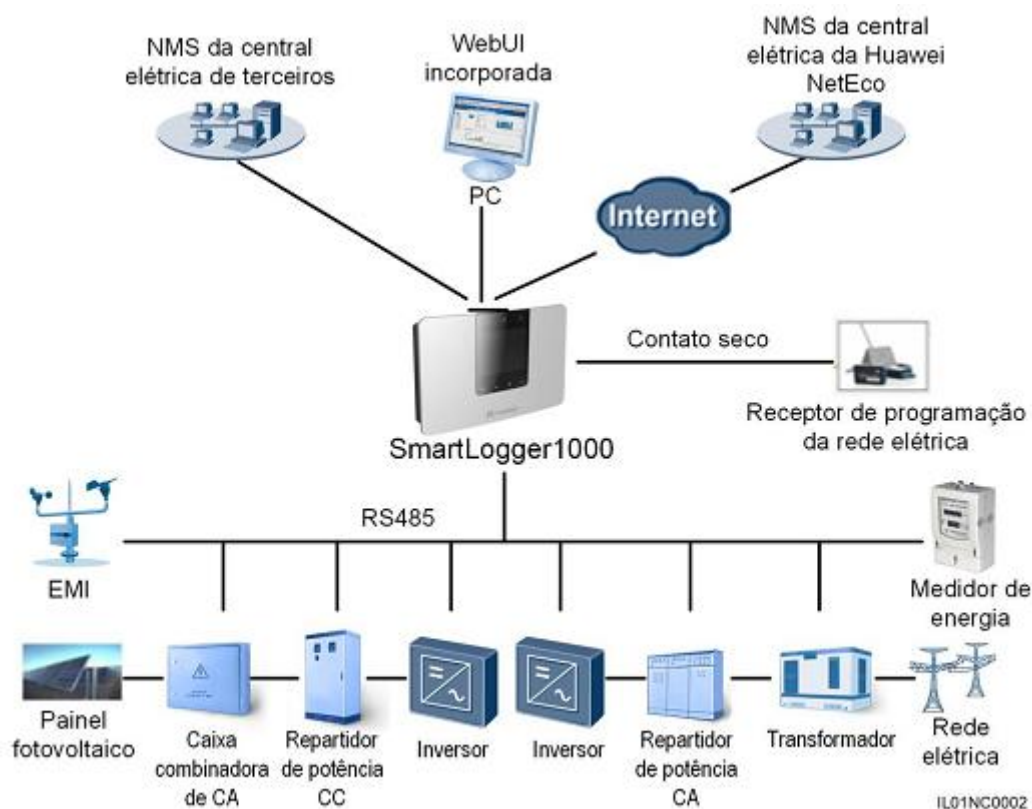


Figura 39: Conexão de rede do *Smart Logger 1000*

5.6.11.2. Contador de energia

Os contadores de energia são dispositivos responsáveis pela contagem tanto da energia produzida por um sistema fotovoltaico como da energia consumida. A contagem da energia em ambas as direções é viabilizada pela utilização do medidor bidirecional. Neste projeto, o analisador de energia previsto de ser utilizado é o modelo UMG 604E da marca Janitza (Figura 40) para contabilização da energia injetada na rede pelo sistema, bem como da energia consumida da concessionária.

O analisador selecionado permite medição das tensões entre as fases, intensidade por fase, monitoramento contínuo da corrente residual, possibilitando a detecção de correntes de fuga em estágios iniciais, bem como medição das potências ativa, reativa e aparente; fator de potência por fase e do sistema. O dispositivo atua como analisador da qualidade da energia pela detecção de harmônicos.



Figura 40: UMG 604E/Janitza

5.6.12. Quadros de distribuição

O presente projeto contará com um quadro de distribuição onde estarão contidos o diodo de fileira, o dissipador de calor, o porta-fusível e o respectivo fusível associado, o descarregador de sobretensão CC e o barramento CA. O quadro, localizado na região axial do sistema, por sua vez, deve apresentar proteção contra entrada de pó, resíduos e água. O quadro geral conterá o disjuntor trifásico CA, o dispositivo de proteção contra surtos para o lado CA e os dispositivos de monitoração.

Com relação ao grau de proteção contra objetos sólidos e contra água, este deve ser no mínimo IP66, ou seja, o quadro de distribuição estar protegido contra poeira e jatos potentes de água. No que se refere ao índice de proteção contra impactos mecânicos, o quadro deve apresentar classificação IK09, resistente a um impacto de até 10 Joules.

5.6.13. Estrutura de fixação dos módulos fotovoltaicos

Para a fixação dos módulos fotovoltaicos ao solo, uma opção de suporte em cobertura plana são as estruturas com triângulos 6 para seis painéis do fabricante CCBS Energia. Portanto, serão necessários 72 conjuntos. Os suportes estão desenhados para uma inclinação fixa de até 35° consoante a angulação dos módulos prevista no presente projeto. A Figura 41 ilustra o padrão dos suportes do modelo supracitado.



Figura 41: Estrutura de fixação dos painéis fotovoltaicos/CCBS Energia

Capítulo 6

Utilização de Ferramenta Computacional de Simulação

Este capítulo trata da validação do projeto por meio da ferramenta computacional PVsyst (PVsyst SA, 2019). A simulação é feita levando em consideração os três subsistemas definidos no projeto, sendo cada subsistema composto por um inversor e oito fileiras conectadas nos quatro MPPTs. Sendo assim, os dados obtidos a partir do programa simulam a energia produzida pelo sistema fotovoltaico projetado.

6.1. Software PVsyst

O *software* PVsyst (PVsyst SA, 2019) foi utilizado para obtenção de uma simulação detalhada do sistema. Esta ferramenta permite, a partir das coordenadas geográficas, que dados do programa Meteonorm 7.2 sejam importados, facilitando a comparação dos valores simulados com os valores medidos.

Para a simulação, inicialmente, os dados do local de instalação do sistema fotovoltaico foram inseridos. Então, os parâmetros meteorológicos foram carregados. A orientação azimutal e o ângulo de inclinação dos painéis do sistema foram informados. O sistema foi configurado com os modelos de painéis e inversores similares aos definidos no Capítulo 6, a saber, o módulo REC 275TP2 e SUN2000-36KTL da Huawei, respectivamente.

Com base nas configurações estabelecidas, o *software* simula o comportamento dos módulos fotovoltaicos, de acordo com os diferentes índices de irradiância durante o ano. A Figura 42 mostra a configuração do sistema. O programa, então, disponibiliza gráficos que retratam o desempenho do sistema fotovoltaico definido, bem como o diagrama de perdas que é útil para o mapeamento dos fluxos de energia.

Global System configuration		Global system summary	
3	Number of kinds of sub-arrays	Nb. of modules	432
<input type="checkbox"/> Simplified Schema		Module area	721 m ²
		Nb. of inverters	3
		Nominal PV Power	119 kWp
		Maximum PV Power	117 kWdc
		Nominal AC Power	108 kWac

Sub-array #1 Sub-array #2 Sub-array #3	
Sub-array name and Orientation	
Name: Sub-array #1	Order: 1
Orient: Fixed Tilted Plane	Tilt: 34° Azimuth: -4°
Presizing Help	
<input checked="" type="radio"/> No sizing	
Enter planned power	0.0 kWp
... or available area(modules)	0 m ²
Select the PV module	
Available Now	Filter: All PV modules
REC	275 Wp 27V Si-poly REC 275TP2 Since 2017 Manufacturer 2017
Sizing voltages: Vmpp (60°C) 26.8 V Voc (-10°C) 42.2 V	
<input type="checkbox"/> Use Optimizer	
Select the inverter	
Available Now	Output voltage 400 V Tri 50Hz
Huawei Technologies	36 kW 200 - 1000 V TL 50/60Hz SUN2000 36KTL 400Vac Since 2016
Nb of MPPT inputs: 4	Operating Voltage: 200-1000 V Inverter power used 36.0 kWac
<input checked="" type="checkbox"/> Use multi-MPPT feature	Input maximum voltage: 1100 V inverter with 4 MPPT
Design the array	
Number of modules and strings	
Mod. in series: 18	<input type="checkbox"/> between 8 and 23
Nbre strings: 8	
Overload loss: 0.1 %	<input type="button" value="Show sizing"/>
Pnom ratio: 1.10	
Nb. modules: 144	Area: 240 m ²
Operating conditions	
Vmpp (60°C): 48.2 V	
Vmpp (20°C): 56.8 V	
Voc (-10°C): 75.9 V	
Plane irradiance: 1000 W/m ²	
I _{mp} (STC): 71.8 A	
I _{sc} (STC): 76.2 A	
I _{sc} (at STC): 76.2 A	
Max. operating power at 1000 W/m ² and 50°C: 36.2 kW	
Array nom. Power (STC): 39.6 kWp	

Figura 42: Simulação do sistema no *software* PVsyst (PVsyst SA, 2019)

A Figura 43 mostra a produção normalizada da energia por mês em que é possível identificar: as perdas na captação solar, na cor roxa; as perdas no sistema instalado, na cor verde e a energia útil fornecida efetivamente, na cor bordô. O valor médio computado de energia diária produzida, por subsistema, é de 1631 kWh/kWp/dia e a estimativa anual é de 193,7 MWh/ano. A relação de desempenho é de 86,1%.

A Tabela 11 mostra um resumo dos resultados principais obtidos, onde GlobHor representa a irradiação solar diária média anual; DiffHor é a irradiação horizontal difusa; T_Amb é a temperatura ambiente média mensal; GlobInc está associada a incidência global da captação plana da irradiação solar; GlobEff é o valor efetivo global corrigido da irradiação; EArray se refere a energia produzida efetivamente pelo sistema; E Grid é a energia solar injetada na rede e PR é a relação de desempenho.

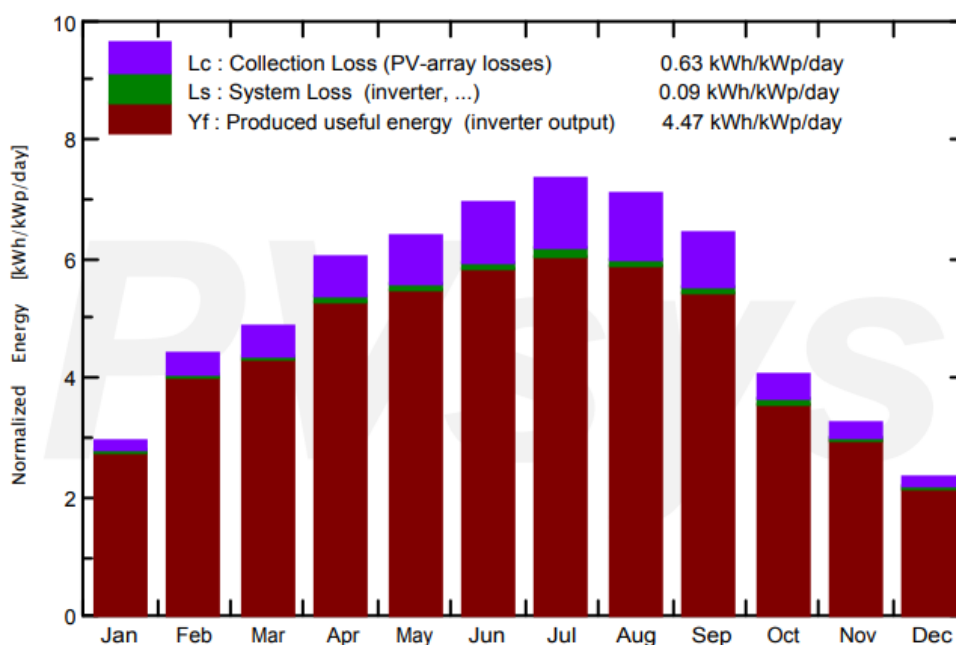


Figura 43: Produção normalizada de energia do sistema (PVsyst SA, 2019)

Tabela 11: Principais resultados anuais do sistema (PVsyst SA, 2019)

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	54.4	26.21	4.50	91.9	90.7	10.25	10.07	0.922
February	81.4	30.76	6.07	123.7	122.2	13.57	13.33	0.907
March	121.8	48.63	9.04	151.9	149.4	16.18	15.88	0.880
April	163.5	61.29	10.61	181.2	177.8	19.13	18.77	0.872
May	201.7	71.86	14.88	197.9	193.6	20.52	20.12	0.856
June	223.6	65.08	19.75	208.7	204.2	21.15	20.72	0.836
July	237.8	58.09	21.17	227.9	223.0	22.74	22.27	0.823
August	208.6	53.61	21.36	219.6	215.4	22.03	21.58	0.827
September	156.5	43.39	17.81	193.4	190.2	19.73	19.35	0.842
October	92.0	43.30	12.98	126.5	124.6	13.45	13.20	0.878
November	59.7	25.87	7.55	97.3	96.0	10.65	10.46	0.905
December	42.2	20.74	4.78	73.1	72.3	8.11	7.96	0.916
Year	1643.3	548.84	12.58	1892.8	1859.4	197.51	193.71	0.861

A Figura 44 mostra o gráfico da energia mensal gerada pelo sistema fotovoltaico. A Figura 45, por sua vez, mostra o diagrama de perdas do projeto em que as perdas por diversos fatores são estratificadas e a energia nominal, a energia disponível na saída do inversor e a energia injetada na rede.

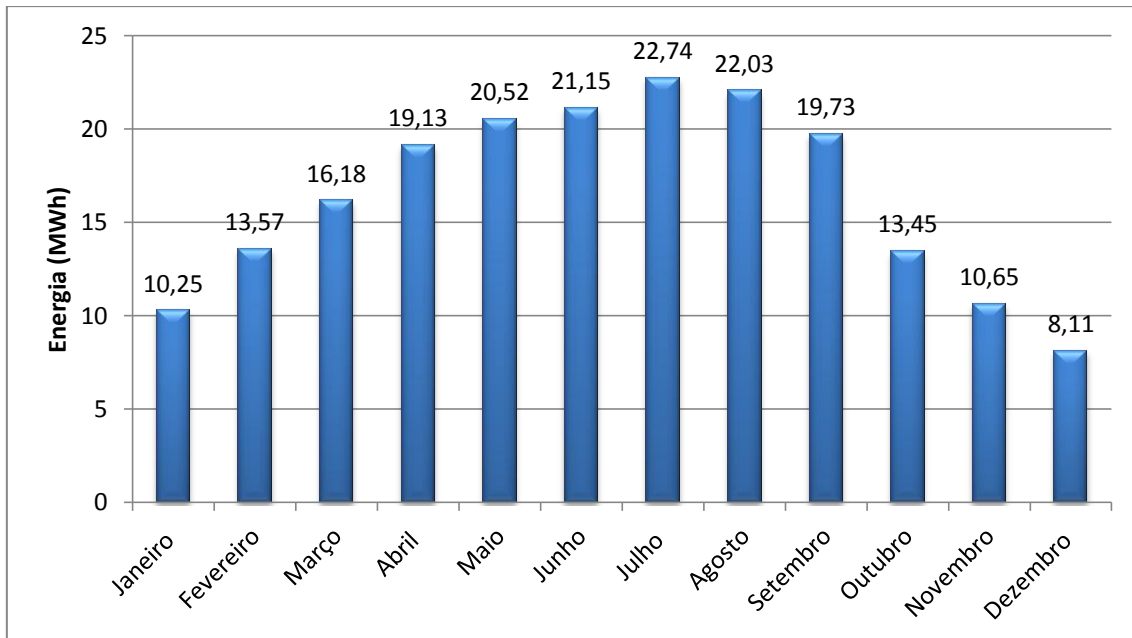


Figura 44: Energia produzida pelo gerador fotovoltaico

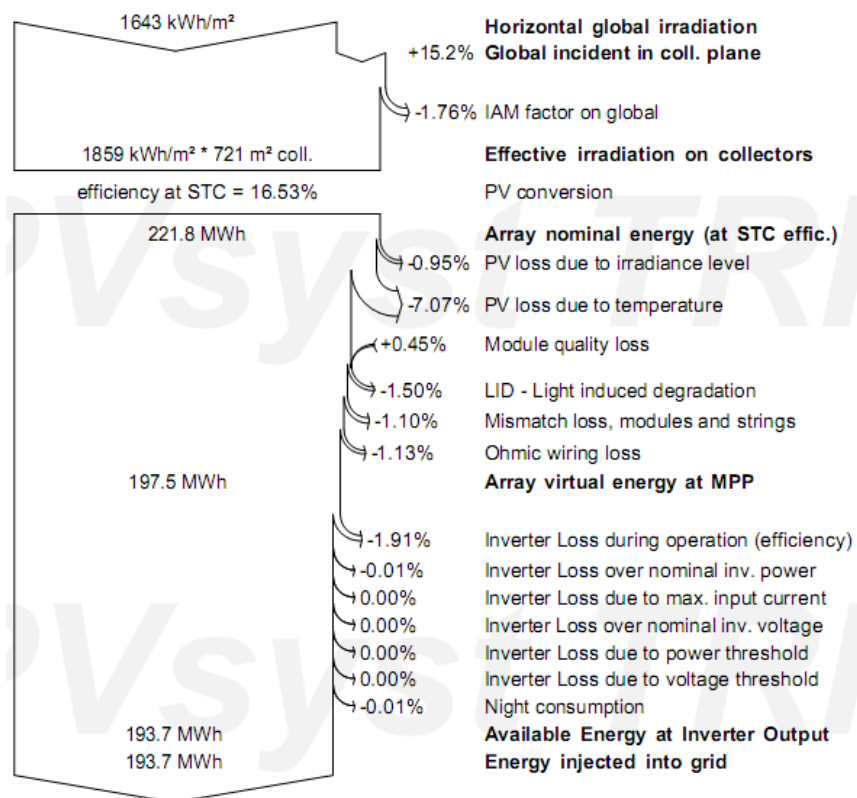


Figura 45: Diagrama de perdas anuais do sistema (PVsyst SA, 2019)

O gráfico da Figura 46 aponta quanto do consumo da Escola Superior de Tecnologia e Gestão pode ser suprido pela produção da instalação fotovoltaico projetada. A quantidade de energia consumida é aquela mostrada no gráfico da Figura 25 e os dados da energia gerada pelo sistema foram obtidos pela simulação e apresentados no gráfico da Figura 44.

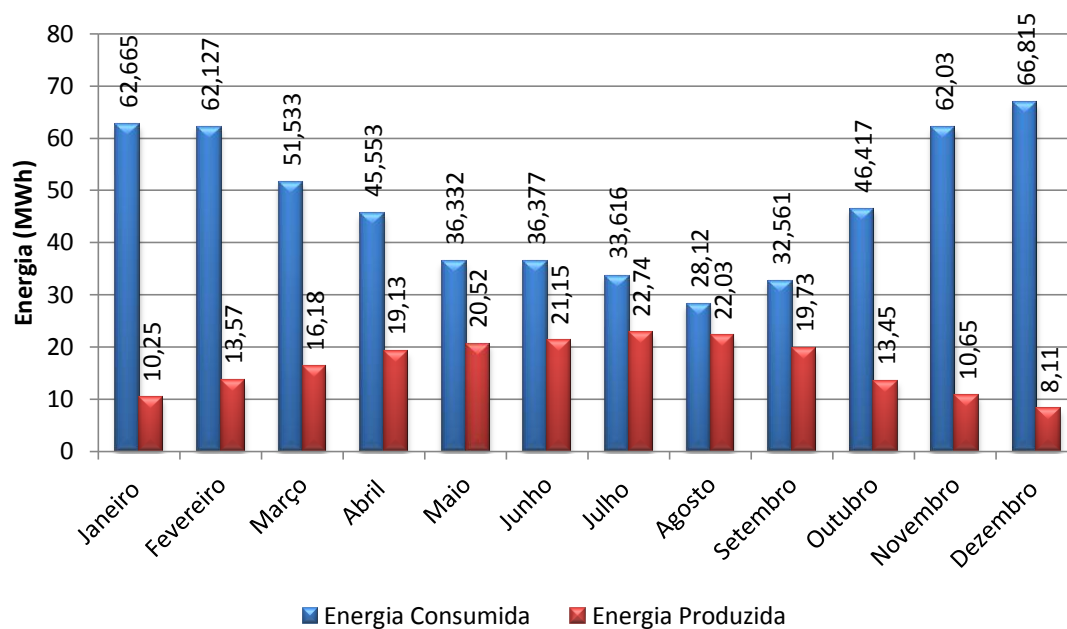


Figura 46: Energia produzida pela instalação e energia consumida em 2018

Capítulo 7

Estudo Econômico do Projeto

Os principais critérios utilizados para a avaliação da viabilidade econômica do projeto foram o VAL, a TIR e o *Payback Period*. O VAL consiste na avaliação da performance financeira do investimento por meio do cálculo das entregas e recebimentos em dinheiro, ou seja, *cash-flows*. Portanto, esse indicador está associado ao valor atual do investimento a obter no futuro (Barros, 1999).

A TIR consiste na rentabilidade gerada pelo investimento, ou seja, representa um tributo que, se utilizado como taxa de desconto, anula o VAL. O *Payback Period* ou período de recuperação do investimento (PRI) é o tempo decorrido entre o investimento em capital fixo e o momento no qual o lucro líquido acumulado se iguala a este valor. Dito de outra forma, o PRI é o tempo necessário para as receitas recuperarem o capital investido (Barros, 1999).

7.1. O capital investido

Os dados dos custos envolvidos para a instalação e operação do sistema fotovoltaico projetado, utilizados no presente trabalho, foram obtidos das empresas fornecedoras dos equipamentos e serviços. Para o levantamento do custo total do investimento associado à implantação do sistema, o investimento em capital fixo foi estimado, incluindo os custos dos painéis fotovoltaicos, inversores, cabeamento e demais componentes, como apresentado na Tabela 12, não sendo computados os custos com a mão de obra. A taxa de amortização do investimento considerada foi de 4%.

Tabela 12: Mapa de medições do sistema fotovoltaico

Equipamento	Modelo	Quantidade	Preço/ unidade	Preço total
Módulo fotovoltaico	Rec Peak RE275PE	432	400x134 € + 30x142 € + 2x144 €	58.178,00 €
Inversor fotovoltaico	Huawei SUN2000 – 36KTL	3	3.249,00 €	9.747,00 €
Cabo principal CC	HIKRA Pro 1x4 mm ²	3168 m	281 €/500m	1.780,42 €
Cabo CA1	Cabo Unipolar RV-K 1x25 mm ²	16 m	3,74 €	67,32 €
Cabo CA2	Cabo Unipolar RV-K 1x70 mm ²	471 m	9,01 €	4.243,71 €
Eletroduto/ Cabo Principal	Tubo corrugado Flexível 25 mm/ Duolec	396 m	4,83 €/10 m	191,27 €
Eletroduto/ Cabo AC2	Tubo de PVC semi-rígido 40557 50 mm/ Gre	157	6,28 €/25 m	607,21 €
Diodo de bloqueio	40EPS16PBF HV Series/ Vishay	24	2,76 €	66,24 €

Equipamento	Modelo	Quantidade	Preço/ unidade	Preço total
Dissipador de calor	Ventilado 40 mm/ EAN	24	4,38 €	105,12 €
Fusíveis de fileira	Fusível fotovoltaico LF320PV 10x38 1000V CC 20 A/ Hager	24	5,87 €	140,88 €
Porta-fusível	10x38 1000 V _{DC} Prismica	24	4,71 €	113,04 €
Disjuntor CA	Disjuntor diferencial 4P – 63 A – 100 mA CA/ Metaltex	3	161,49 €	484,47€
Limitador de sobretensão CC	SPV235 tipo II Hager	3	179,69 €	539,07 €
Limitador de sobretensão CA	SPBT12-280/1 Eaton Electric	9	66,51 €	598,59 €
Data Logger	Huawei Smart Logger 1000	1	344,00 €	344,00 €
Contador	Janitza	1	1.105,98 €	1.105,98 €
Estrutura de fixação	Estrutura com triângulos 6/CCBS	72	254,45 €	18.320,40 €
TOTAL				96.632,72 €

7.2. Tarifários de distribuição

O valor da tarifa de remuneração utilizada foi baseado no valor obtido do operador do mercado elétrico. A OMI-Polo Español S.A.(OMIE) é responsável pelo gerenciamento do mercado elétrico na Península Ibérica. Sendo assim, o valor fornecido pelo operador foi de 0,05707 €/kWh.

7.3. Indicadores da atividade

Segundo o (Instituto Nacional de Estatísticas, 2007), as atividades designadas de produção de eletricidade eólica, geotérmica e solar cujo setor da atividade econômica é 35113 apresentam um conjunto de informação estatística associado a indicadores financeiros e econômicos no relatório Quadros do Setor (Banco de Portugal, 2017). A partir deste relatório, é possível inferir alguns dados para a avaliação econômica. De acordo com o documento, o prazo médio de recebimentos é de 20 dias e o prazo médio de pagamentos 51 dias.

7.4. Taxas e tributos

De acordo com (Megre, 2013), a rentabilidade a exigir denominada taxa de atualização está associada à capacidade criação de valor do projeto. Para tanto, são consideradas a taxa de remuneração sem risco, como as obrigações do tesouro; o prêmio anual de risco obtido pela diferença entre o rendimento de um investimento arriscado e aquele de um investimento sem risco e a taxa anual de inflação que existe para manter o poder de compra do investidor no final do investimento.

Com relação aos encargos aplicados ao investimento, a taxa de juro relativa aos Bilhetes do Tesouro (BT's) para o prazo de um ano foi de 1%, O prêmio de risco, ou seja, o rendimento suplementar que se pretende obter para compensar o risco acrescido frente à obrigações do Estado considerado neste caso é de 3%. A taxa nominal do Imposto Sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas (IRC) paga pelas empresas que não

exercem a título principal atividades de natureza comercial, industrial ou agrícola, em Portugal, e utilizada no presente estudo é de 21%. Por fim, a taxa de inflação considerada foi de 2%.

7.5. Custos fixos e variáveis

Os percentuais de manutenção e outros custos variáveis foram determinados tendo como parâmetro o tempo de vida útil de 25 anos de um painel fotovoltaico. Sendo assim, foram considerados custos com manutenção e operação (5%) e custos diversos (5%) do valor obtido com a venda do serviço. Entretanto, não foram considerados os encargos com a mão de obra. Os custos fixos foram considerados inexistentes.

7.6. Avaliação do VAL, da TIR e do *Payback Period*

O resultado obtido para o VAL de 44.947,75 € aponta o valor financeiro que o projeto gera. A TIR de 8,03% revela a rentabilidade do investimento. O valor da TIR superior ao custo de oportunidade do capital, ou seja, maior do que a taxa de atualização de 4,03% mostra que o projeto é criador de riquezas em termos percentuais para os investidores. O VAL positivo indica o valor monetário criado.

Os dados mostram que depois de remunerar todos os capitais próprios e alheios a uma taxa de 4,03% tem um excedente atualizado ao momento zero de 44.974,75 €, ou seja, o investimento produziu uma TIR de 8,03%. Por sua vez, o PRI é de 14 anos, 1 mês e 6 dias. Os resultados financeiros atestam a viabilidade econômica do projeto para o sistema fotovoltaico de 118,8 kWp e estão explicitados na Tabela 13.

Tabela 13: Resultados financeiros

Potência de Pico	118,8 kWp
Energia Produzida	193,7 MWh
Custo do sistema	96.632,2 €
Custo/Potência instalada	1,23 €/Wp
Taxa de atualização	4,03%
Índices Financeiros	
VAL	44.947,75 €
TIR	8,03%
<i>Payback Period</i>	14 anos e 1 mês

A Figura 47 mostra o período de retorno do investimento, ou seja, o *payback period* que é de, aproximadamente 14 anos. Além disso, são apresentados os valores do *cash-flow* anual atualizado e do *cash-flow* acumulado da atividade financeira durante os 25 anos de vida útil do sistema projetado.

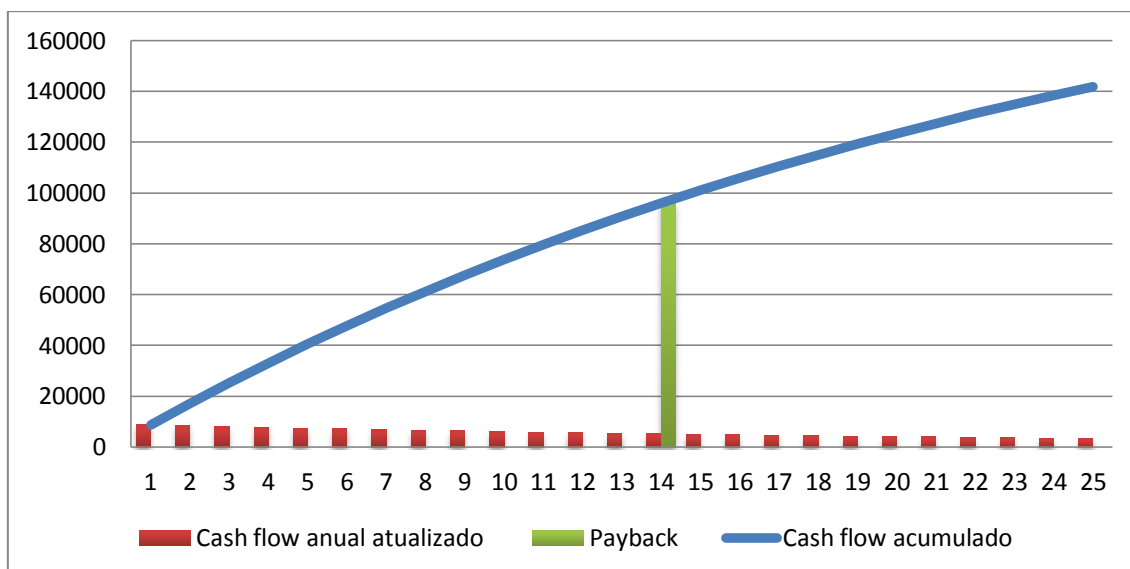


Figura 47: *Payback Period e cash-flows*

7.7. Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade é um modelo de simulação que permite avaliar o efeito que a variação de determinada entrada pode ocasionar nos resultados. Portanto, é uma forma de avaliar possíveis efeitos frente a diferentes situações de investimento, produção, dentre outras variáveis, mantendo constantes os demais valores inicialmente estimados.

Nas Figuras 48 e 49 são apresentados os gráficos com as análises de sensibilidade do presente trabalho. A primeira mostra a variação do VAL em detrimento da variação do custo do investimento. Como ilustrado na Figura 47, se o investimento for 20% maior do que o previsto, o VAL será 57% do valor estimado pelos cálculos. Em contrapartida, se o valor investido for 20% inferior ao estabelecido, o VAL será 43% superior ao estimado.

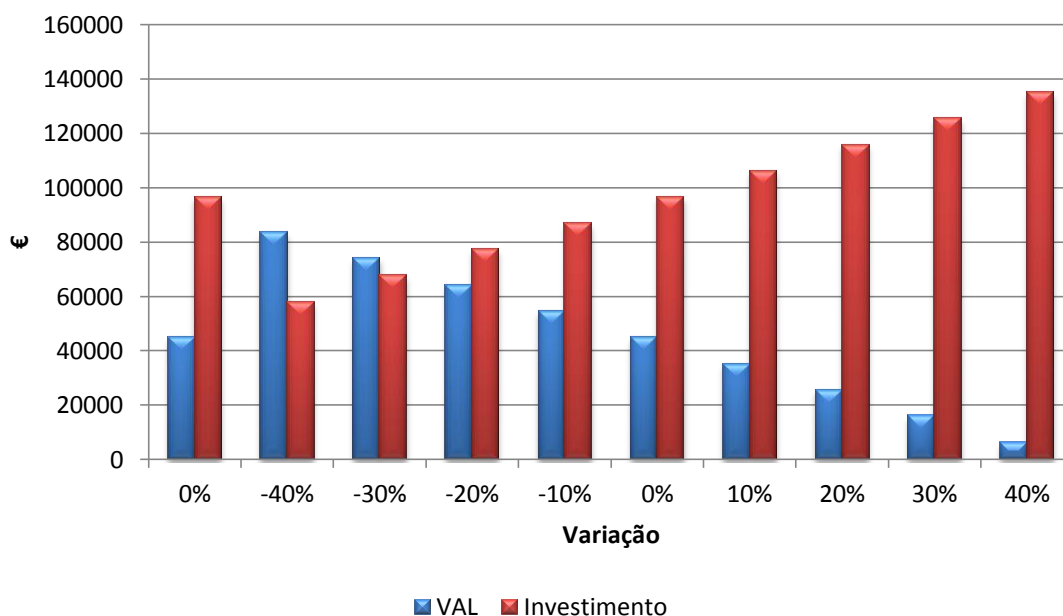


Figura 48: Análise de sensibilidade do custo do investimento

Uma análise semelhante pode ser feita com os dados da geração anual. A partir do gráfico da Figura 49, é possível inferir que um aumento de 20% na energia anual produzida acarreta um aumento de 57% no VAL. Por outro lado uma redução de 20% na energia gerada leva a um valor de VAL correspondente a 43% do estimado.

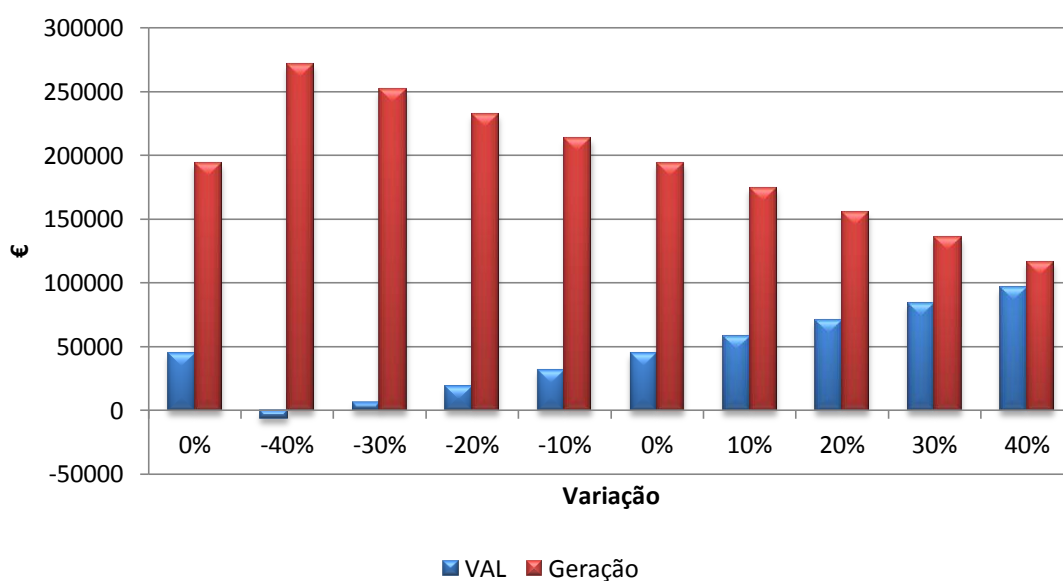


Figura 49: Análise de sensibilidade da geração anual

A Tabela 14 explicita os valores obtidos mostrados nos gráficos para os diversos cenários de variação do investimento e da geração de energia fotovoltaica anual.

Tabela 14: Resultados da análise de sensibilidade

Variação	Investimento		Geração	
	VAL	Investimento	VAL	Geração Anual
- 40%	83.554,82 €	57.910,00 €	- 6.588,21 €	271,18 MWh
- 30%	73.903,05 €	67.562,37 €	6.295,78 €	251,81 MWh
- 20%	64.251,28 €	77.214,14 €	19.179,77 €	232,44 MWh
- 10%	54.599,52 €	86.865,90 €	32.063,76 €	213,07 MWh
0%	44.947,75 €	96.517,67 €	44.947,75 €	193,70 MWh
10%	35.295,98 €	10.6169,44 €	57.831,74 €	174,33 MWh
20%	25.644,22 €	11.5821,20 €	70.715,73 €	154,96 MWh
30%	15.992,45 €	12.5471,97 €	83.599,72 €	135,59 MWh
40%	6.324,68 €	13.5124,74 €	96.483,71 €	116,22 MWh

Capítulo 8

Análise da Eficiência Energética do Sistema

O *software* Homer Pro (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources), desenvolvido pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL) é uma ferramenta que possibilita a avaliação de projetos energéticos. Para tanto, são utilizados diversos modelos energéticos para sistemas conectados a rede, bem como para sistemas isolados.

O programa viabiliza a análise de aspectos econômicos e técnicos em diferentes opções tecnológicas, prevendo os custos para cada tecnologia, a disponibilidade dos recursos energéticos, entre outros aspectos. O espectro dos sistemas de energia suportados incluem diversas fontes de geração.

8.1. Análise dos resultados obtidos no *software* Homer Energy

Inicialmente, devido a ausência de dados para o estabelecimento do diagrama de cargas da instituição, o perfil de comunidade foi selecionado e os dados de consumo médios obtidos a partir das informações da faturação foram inseridos para definição do perfil de carga e o tarifário atribuído de acordo com o apresentado no Capítulo 8. Os componentes do sistema adicionados foram os modelos mais semelhantes ao previsto no projeto, como ilustrado na representação esquemática da Figura 50.

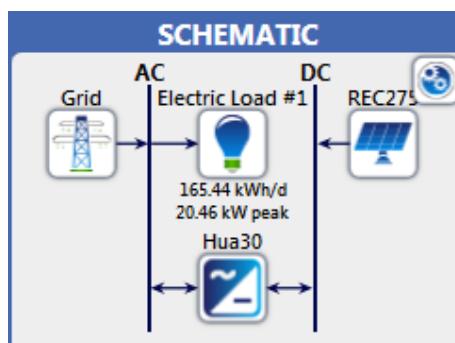


Figura 50: Representação esquemática da simulação realizada

As taxas e encargos, o ciclo de vida, os custos fixos e variáveis foram ajustados para a realidade do projeto. A informação sobre a disponibilidade do recurso energético do local, neste caso, a irradiação solar foi acrescentada de acordo com os dados do Instituto Português de Energia Solar (Instituto Português de Energia Solar, 2016).

O campo de análise se concentrou na potência projetada. A solução apresentada pelo *software* para a otimização energética e econômica do sistema em relação à demanda elétrica do local foi a instalação de uma potência de pico de 109 kWp e um inversor de 57 kW perfazendo um custo de investimento de 58.492,45 €. Entretanto, os custos com os demais componentes foram inseridos em complementaridade, totalizando 87.085,12 €. A produção anual de energia seria 166,46 kWh.

De acordo com os resultados, o excedente atualizado ao momento zero é de 61.522,00 € e o valor da TIR produzida pelo investimento é de 15,4 %. O retorno do investimento, por sua vez, tem um período de 8,16 anos. Os resultados financeiros para o sistema fotovoltaico de 109 kWp estão explicitados na Tabela 15.

Tabela 15: Resultados financeiros do *software* Homer Energy

Potência de Pico	109 kWp
Energia Produzida	166,46 MWh
Custo do sistema	87.085,12 €
Custo/Potência instalada	1,25 €/Wp
Índices Financeiros	
VAL	61.522,00 €
TIR	15,4 %
<i>Payback Period</i>	8,16 anos

A potência configurada pelo programa difere 8,25% da projetada no presente trabalho. O VAL positivo indica que o projeto gera um excedente financeiro, sendo

viável do ponto de vista econômico. Os resultados do PRI e do *cash-flow* anual atualizado apresentam diferenças significativas com os resultados obtidos no Capítulo 8. Estes indicadores estão fortemente relacionados e apontam diferenças na contabilização da captação e aplicação entre os métodos.

Capítulo 9

Conclusão

O escopo deste estudo foi o dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede, bem como a estimativa da produção e desempenho da instalação. Com os resultados obtidos, foi possível atestar a viabilidade do ponto de vista técnico e econômico da instalação de um sistema conectado à rede de baixa tensão na Escola Superior de Tecnologia e Gestão do Instituto Politécnico de Bragança.

A junção de análises teóricas e computacionais contribuiu para a consolidação do trabalho. No estudo foram considerados critérios para a otimização da produção para o dimensionamento dos principais equipamentos e a realização do esquema elétrico da instalação.

Na área disponível, o projeto de instalação de uma potência de pico de 118,8 kWp possibilita a geração de 193,7 MWh de energia por ano que podem representar uma economia anual, de acordo com as tarifas contratadas com a concessionária local para fornecimento de energia.

O trabalho mostrou que a potência instalada exibe uma taxa de rentabilidade de 8,03%, o que garante um lucro correspondente a 46,6% do capital investido no final dos 25 anos. O PRI, por sua vez, é de, aproximadamente, 14 anos. Os dados não foram discrepantes do simulado no *software* Homer Energy, atestando tanto a otimização energética quanto a viabilidade econômica do projeto. Entretanto, o programa apresentou um PRI de 8,16 anos, evidenciando a atratividade do projeto em termos econômicos.

Este projeto pode ser aliado a futuros trabalhos, como o estudo da possibilidade desse sistema fazer parte de uma microrrede de geração distribuída da instituição, além do estudo da influência dessa unidade na rede de distribuição de energia elétrica.

Referências

- Abella, M. A., & Chenlo, F. (Março de 2004). Choosing the right inverter for grid-connected PV systems. *Renewable Energy World* , pp. 132-147.
- Abouadane, H., Fakkar, A., Elkouari, Y., & Ouoba, D. (2017). Performance of a new MPPT method for Photovoltaic systems under dynamic solar irradiation profiles. *Energy Procedia* , pp. 538-544.
- ACCA Software. (2019). *Solarius PV*. Acesso em 17 de Maio de 2019, disponível em ACCA Software: <https://www.accasoftware.com/ptb/download>
- Agency, I. E. (2018). *Snapshot of Global Photovoltaic Markets*.
- Agency, I. E. (2018). *Snapshot of Global Photovoltaic Markets*.
- Agency, I. E. (2018). *Snapshot of Global Photovoltaic Markets*.
- Banco de Portugal. (2017). *Quadros do Setor*. Banco de Portugal.
- Barros, C. P. (1999). *Avaliação Financeira de Projectos de Investimento*. Lisboa: Vulgata.
- Carneiro, J. (2009). Projeto Interdisciplinar II Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos. Guimarães, Portugal.
- Charfi, W., Chaabane, M., Mhiri, H., & Bournot, P. (2018). Performance evaluation of a solar photovoltaic system. *Energy Reports* , pp. 400-406.
- Elamim, A., Hartiti, B., Haibaoui, A., Lfakir, A., & Thevenin, P. (Fevereiro de 2019). Comparative study of photovoltaic solar systems connected to the grid: Performance evaluation and economic analysis. *Energy Procedia* , pp. 333-339.
- ERSE. (2018). *Ciclo semanal opcional para os consumidores em MAT, AT e MT em Portugal Continental*. Acesso em 08 de Junho de 2019, disponível em Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos: <http://www.erse.pt>

Fontes, R. (8 de Fevereiro de 2018). *Placas Fotovoltaicas*. Acesso em 31 de Março de 2019, disponível em Blue Sol: <https://blog.bluesol.com.br/placas-fotovoltaicas/>

Freitas, S. S. (Novembro de 2008). Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. Bragança, Portugal.

Gu, J.-C., Lai, D.-S., Wang, J. M., Huang, J.-J., & Yang, M.-T. (23 de Janeiro de 2019). Design of a DC Series Arc Fault Detector for Photovoltaic System Protection. *IEEE Transactions on Industry Applications* , pp. 2464 - 2471.

Homer Energy. (06 de Fevereiro de 2019). *Homer Pro Version 3.12.5*. Acesso em 12 de Abril de 2019, disponível em Homer Energy: <https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html>

Instituto Nacional de Estatísticas. (2007). *Classificação Portuguesa das Actividades Económicas Rev.3*. Lisboa: Instituto Nacional de Estatísticas.

Instituto Português de Energia Solar. (Dezembro de 2016). Radiação Solar Global em Portugal e a sua variabilidade, mensal e anual . Portugal.

International Energy Agency. (2017). *PVPS annual report 2017*.

International Energy Agency. (2018). Trends 2018 in Photovoltaic Applications.

Joint Research Center. (21 de Setembro de 2017). *PV system performance estimates*. Acesso em 07 de Abril de 2019, disponível em Photovoltaic Geographical Information System: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#PVP

Junior, J. U., Tonin, F. S., Mariano, J. D., & Tiepolo, G. M. (29 de Novembro de 2018). Analysis of the Operation of Photovoltaic Systems Installed at Federal University of Technology - Paraná in Curitiba. *Brazilian Archives of Biology and Technology* .

Karakaya, E., & Sriwannawit, P. (2015). Barriers to the adoption of photovoltaic systems: The state of the art. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* , pp. 60-66.

Kumar, N. M., Kumar, M. R., Rejoice, P. R., & Mathew, M. (04 de March de 2017). Performance analysis of 100 kWp grid connected Si-poly photovoltaic system using PVsyst simulation tool. *Energy Procedia* , pp. 180-189.

Megre, L. (2013). *Análise de Projetos de Investimento*. Lisboa: Edições Sílabo.

Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia. (20 de Setembro de 2014). Decreto-Lei nº 153/2014. *Enquadramento do Novo Regime de Produção Distribuída* . Portugal.

Moñoz, Y., Vargas, O., Pinilla, G., & Vásquez, J. (7 de Dezembro de 2016). Dimensionado y Estudio de la Producción Energética de un Sistema Fotovoltaico Grid-Tied Utilizando Software PVsyst. *Tecciencia* , pp. 27-32.

Morais, J. L. (2009). *Sistemas Fotovoltaicos da Teoria à Prática*. Porto: Publindustria.

OMIE. (s.d.). *OMI-Polo Español S.A.* Acesso em 22 de Maio de 2019, disponível em Resultados do Mercado: <http://www.omel.es/pt/inicio>

Patel, M. R. (2006). *Wind and Solar Power Systems: Design, Analysis and Operation*. Nova Iorque: Taylor & Francis Group.

Pereira, F. A., & Oliveira, M. Â. (2015). *Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica*. Porto: Publindústria, Edições Técnicas.

Pomílio, J. A. (2014). Eletrônica de Potência. *Dimensionamento de Sistemas de Dissipação de Calor para Dispositivos Semicondutores de Potência* . Campinas, São Paulo, Brasil.

PVsyst SA. (06 de Março de 2019). *PVsyst 6.7.9 Software Download*. Acesso em 13 de Março de 2019, disponível em PVsyst Photovoltaic Software: <https://www.pvsyst.com/download-pvsyst/>

Rajput, P., Singh, Y. K., Tiwari, G. N., Sastry, O., Dubey, S., & Pandey, K. (01 de Janeiro de 2018). Life cycle assessment of the 3.2 kW cadmium telluride (CdTe) photovoltaic system in composite climate of India. *Energy Reports* , pp. 415-422.

Roriz, L., Rosendo, J., Lourenço, F., & Calhau, K. (2010). *Energia Solar em Edifícios*. Alfragide: Edições Orion.

Shukla, A. K., Sudhakar, K., & Baredar, P. (2016). Simulation and performance analysis of 110 kWp grid-connected photovoltaic system for residential building in India: A comparative analysis of various PV technology. *Energy Reports* , pp. 82-88.

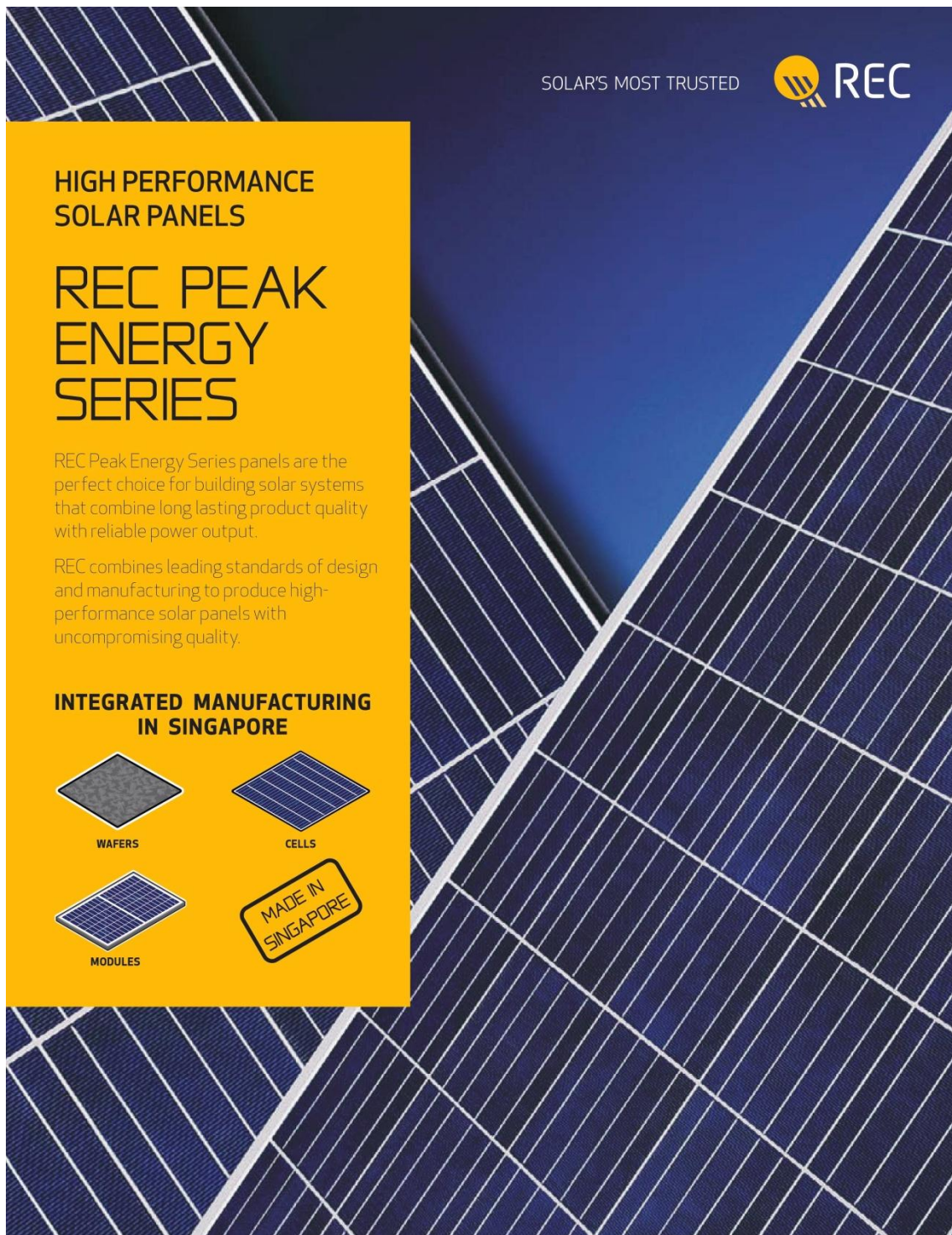
Souza, R. d. (2016). *Os Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica* . Ribeirão Preto, São Paulo, Brasil.


Sunny Desing Web SMA. (18 de Fevereiro de 2019). *Sunny Design Web Version 4.10.0*. Acesso em 11 de Abril de 2019, disponível em Sunny Design Web: <https://www.sunnydesignweb.com/sdweb/#/>

Watanabe, E. (13 de Abril de 2012). *Apostila de Projeto de Instalações Elétricas Residenciais e Prediais (Parte III)*. Joinville, Santa Catarina , Brasil.

ANEXOS

ANEXO A: Folha de Dados do Módulo REC275PE



SOLAR'S MOST TRUSTED 



HIGH PERFORMANCE SOLAR PANELS



REC PEAK ENERGY SERIES

REC Peak Energy Series panels are the perfect choice for building solar systems that combine long lasting product quality with reliable power output.

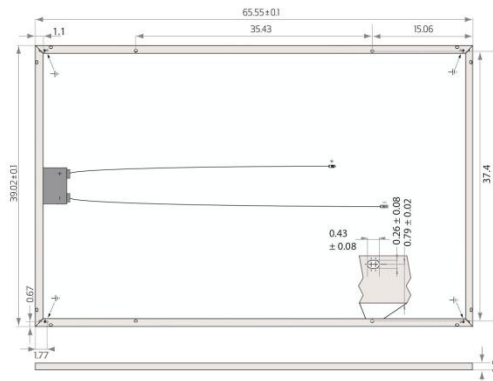
REC combines leading standards of design and manufacturing to produce high-performance solar panels with uncompromising quality.

INTEGRATED MANUFACTURING IN SINGAPORE

 **WAFERS**  **CELLS**

 **MODULES**  **MADE IN SINGAPORE**

REC PEAK ENERGY SERIES



All measurements in inches

ELECTRICAL DATA @ STC	Product Code*: RECxxxPE					
Nominal Power - P _{MPP} (Wp)	250	255	260	265	270	275
Watt Class Sorting - (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Nominal Power Voltage - V _{MPP} (V)	30.2	30.5	30.7	30.9	31.2	31.5
Nominal Power Current - I _{MPP} (A)	8.30	8.42	8.50	8.58	8.66	8.74
Open Circuit Voltage - V _{OC} (V)	37.4	37.6	37.8	38.1	38.4	38.7
Short Circuit Current - I _{SC} (A)	8.86	8.95	9.01	9.08	9.18	9.25
Panel Efficiency (%)	15.2	15.5	15.8	16.1	16.4	16.7

Values at standard test conditions STC (airmass AM1.5, irradiance 1000 W/m², cell temperature 25°C).
At low irradiance of 200 W/m² (AM 1.5 and cell temperature 25°C) at least 95.5% of the STC panel efficiency will be achieved.
*Where xxx indicates the nominal power class (P_{MPP}) at STC indicated above, and can be followed by the suffix BLK for black framed modules.

ELECTRICAL DATA @ NOCT	Product Code*: RECxxxPE					
Nominal Power - P _{MPP} (Wp)	183	187	190	193	196	202
Nominal Power Voltage - V _{MPP} (V)	27.8	28.0	28.2	28.4	28.6	28.8
Nominal Power Current - I _{MPP} (A)	6.58	6.68	6.74	6.80	6.86	7.02
Open Circuit Voltage - V _{OC} (V)	34.7	34.8	35.0	35.3	35.7	36.0
Short Circuit Current - I _{SC} (A)	7.11	7.18	7.23	7.29	7.35	7.40

Nominal operating cell temperature NOCT (800 W/m², AM 1.5, windspeed 1 m/s, ambient temperature 20°C).
*Where xxx indicates the nominal power class (P_{MPP}) at STC indicated above, and can be followed by the suffix BLK for black framed modules.

CERTIFICATION

UL 1703, Fire classification Type 2, IEC 61215, IEC 61730, IEC 62804 (PID), IEC 62716 (Ammonia Resistance), IEC 61701 (Salt Mist level 6), IEC 60068-2-68 (Blowing Sand), UNI 8457/9174 (class A), ISO 11925-2 (class E), ISO 9001:2015, ISO 14001:2004, OHSAS 18001:2007

WARRANTY

10 year product warranty.
25 year linear power output warranty
(max. degradation in performance of 0.7% p.a.).

16.7% EFFICIENCY
10 YEAR PRODUCT WARRANTY
25 YEAR LINEAR POWER OUTPUT WARRANTY

DUTY-FREE US IMPORT DUTY FREE

TEMPERATURE RATINGS

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45.7°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P _{MPP}	-0.40 %/°C
Temperature Coefficient of V _{OC}	-0.27 %/°C
Temperature Coefficient of I _{SC}	0.024 %/°C

GENERAL DATA

Cell Type:	60 multi-crystalline 3 strings of 20 cells with 3 bypass diodes
Glass:	0.12" mm solar glass with anti-reflection surface treatment
Back Sheet:	Highly resistant polyester
Frame:	Anodized aluminum (Available in silver or black)
Junction Box:	IP67 rated 4 mm ² PV wire, 35" x 47"
Connectors:	Stäubli MC4 PV-KBT4/PV-KST4 12 AWG (4 mm ²)
Origins:	Silicon: Made in USA & Norway Wafer/Cell/Module: Made in Singapore

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature:	-40 ... +85°C
Maximum System Voltage:	600 V
Design Load*:	(+) 75.2 lbs/ft ² (3600 Pa) (-) 33.4 lbs/ft ² (1600 Pa) *Refer to installation manual
Max Series Fuse Rating:	15 A
Max Reverse Current:	15 A

MECHANICAL DATA

Dimensions:	65.55 x 39 x 1.5 in
Area:	17.75 ft ²
Weight:	39.5 lbs

Note! All given specifications are subject to change without notice at any time.



www.recgroup.com

Ref: REC-05-02-V2-07/18

ANEXO B: Folha de Dados do Inversor Fronius Symo 7.0-3-M

SUN2000-36KTL
Smart String Inverter



Smart

8 strings intelligent monitoring



Efficient

Max. efficiency 98.6%



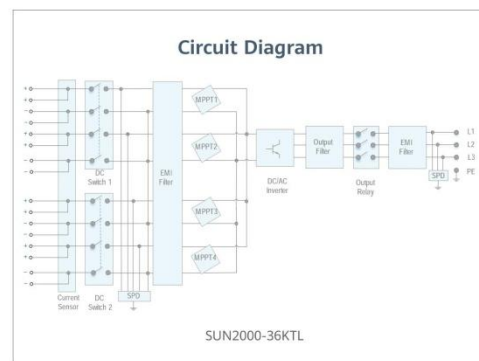
Safe

Fuse free design



Reliable

Type II surge arresters for DC & AC



SUN2000-36KTL
Technical Specification

Technical Specification	SUN2000-36KTL
Efficiency	
Max. Efficiency	98.8% @480 V; 98.6% @380 V / 400 V
European Efficiency	98.6% @480 V; 98.4% @380 V / 400 V
Input	
Max. Input Voltage	1,100 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A
Start Voltage	250 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	620 V @380 Vac / 400 Vac; 720 V @480 Vac
Number of Inputs	8
Number of MPP Trackers	4
Output	
Rated AC Active Power	36,000 W
Max. AC Apparent Power	40,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	Default 40,000 W; 36,000 W optional in settings
Rated Output Voltage	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, default 3W + N + PE; 3W + PE optional in settings 277 V / 480 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	54.6 A @380 V, 52.2 A @400 V, 43.4 A @480 V
Max. Output Current	60.8 A @380 V, 57.8 A @400 V, 48.2 A @480 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading... 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, Bluetooth + APP
RS485	Yes
USB	Yes
Monitoring BUS (MBUS)	Yes
General Data	
Dimensions (W x H x D)	930 x 550 x 283 mm (36.6 x 21.7 x 11.1 inch)
Weight (with mounting plate)	62 kg (136.7 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	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 Degree	IP65
Topology	Transformerless
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Code	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1, AS/NZS 4777.2

ANEXO C: Diâmetro do Eletroduto pelo Número de Condutores Internos

Seção Nominal (mm ²)	Número de Condutores no Eletroduto								
	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Tamanho Nominal do Eletroduto (mm)								
1,5	16	16	16	16	16	16	20	20	20
2,5	16	16	16	20	20	20	20	25	25
4	16	16	20	20	20	25	25	25	25
6	16	20	20	25	25	25	25	32	32
10	20	20	25	25	32	32	32	40	40
16	20	25	25	32	32	40	40	40	40
25	25	32	32	40	40	40	50	50	50
35	25	32	40	40	50	50	50	50	60
50	32	40	40	50	50	60	60	60	75
70	40	40	50	60	60	60	75	75	75
95	40	50	60	75	75	75	75	85	85
120	50	50	60	75	75	85	85	85	
150	50	60	75	85	85	85			
185	50	75	75	85	85				
240	60	75	85						